



УЧЕБНИКИ И УЧЕБНЫЕ ПОСОБИЯ ДЛЯ СТУДЕНТОВ
ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ



И. А. БУДЗКО, Т. Б. ЛЕЩИНСКАЯ,
В. И. СУКМАНОВ

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА

Рекомендовано Министерством сельского хозяйства и продовольствия Российской Федерации в качестве учебника для студентов высших учебных заведений по специальности 311400 «Электрификация и автоматизация сельского хозяйства»



МОСКВА «КОЛОС» 2000

УДК 621.31:631(075.8)
ББК 40.76
Б90

Редактор *М. Н. Ершова*

Рецензенты: доктор технических наук, профессор кафедры «Электроэнергетические системы и сети» Московского энергетического института *А. А. Глазунов*; доктор технических наук, профессор, академик РАСХН *Л. Г. Прищеп*

Издание осуществлено при финансовой поддержке Федеральной программы книгоиздания России на 2000 г.

Будзко И. А. и др.

Б90 Электроснабжение сельского хозяйства/ И. А. Будзко, Т. Б. Лещинская, В. И. Сукманов. — М.: Колос, 2000. — 536 с.: ил. — (Учебники и учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений).

ISBN 5—10—003172—7.

Рассмотрены задачи электроснабжения сельского хозяйства, электрические нагрузки сельскохозяйственных потребителей, устройство и расчет сельских электрических сетей, станций и подстанций, релейной защиты и автоматизации сетей. Кратко изложены вопросы монтажа, эксплуатации и ремонта установок.

Для студентов вузов по специальности «Электрификация и автоматизация сельского хозяйства».

УДК 621.31:631(075.8)
ББК 40.76

ISBN 5—10—003172—7

© Издательство «Колос», 2000

Глава 1

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ



1.1. РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА

Электрификация, т. е. производство, распределение и применение электроэнергии, — основа устойчивого функционирования и развития всех отраслей промышленности и сельского хозяйства страны и комфортного быта населения.

В 1920 г. в России было произведено около 0,5 млрд кВт·ч электроэнергии. В том же году был разработан и принят к реализации 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. План ГОЭЛРО был выполнен по основным показателям к 1935 г., а в 1940 г. Советский Союз вышел на третье место в мире по производству электроэнергии.

На базе электроэнергетики стали развиваться промышленность, сельское хозяйство и транспорт. Опыт развития электрификации показал, что надежное, качественное и дешевое электроснабжение возможно только от крупных районных электростанций, объединенных в мощные энергетические системы. Выработка наиболее дешевой электроэнергии на крупных электростанциях районного масштаба и передача ее по линиям электропередачи большого радиуса обусловлены высокой концентрацией производства электроэнергии и возможностью размещения электростанций непосредственно у дешевых источников энергии — угля, сланцев, на больших реках.

С начала создания энергетики страны началось объединение районных электростанций в ряд энергосистем крупных районов с помощью линий электропередачи (ЛЭП) напряжением* 35 и 110 кВ. На следующем этапе эти системы укрупнились и были созданы межрайонные системы Центра, Урала и Юга уже на базе линий электропередачи напряжением 220 и 154 кВ.

При строительстве на Волге двух крупных гидроэлектростанций около Самары и Волгограда потребовалось соорудить линию электропередачи напряжением 500 кВ. Была построена линия электропередачи напряжением 800 кВ постоянного тока Волгоград—Дон-

*Здесь и далее это слово для сокращения может быть исключено. — Прим. ред.

басс, соединяющая энергосистему Юга с энергосистемами Урала и Центра. В результате освоения сверхвысоких напряжений почти все энергосистемы страны объединены в Единую энергетическую систему. Построены сверхдальние линии переменного и постоянного тока напряжением 1150 и 1500 кВ для передачи электроэнергии из Сибири на Урал и в Центр России.

При развитии районных электростанций, объединении их в энергетические системы создаются благоприятные условия для электрификации всех отраслей промышленности и сельского хозяйства.

Наряду с успехами в области централизованного электроснабжения до 1964 г. увеличивалось число мелких тепловых электростанций на тракторных дизелях. В 1964 г. их насчитывалось 109 тыс. при средней мощности 40 кВт. Совхозы и колхозы стремились в кратчайшие сроки получить электроэнергию. Однако было невозможно немедленно удовлетворить эту потребность за счет сетевого строительства от крупных энергосистем или сооружения укрупненных сельских электростанций. Одновременно уменьшалось число гидроэлектростанций с 4,8 тыс. в 1958 г. до 1,6 тыс. в 1964 г. В последующие годы благодаря присоединению к централизованным энергоисточникам было ликвидировано около 35 тыс. мелких тепловых станций. Снизилось количество электроэнергии, полученной от них сельским хозяйством.

На огромной территории нашей страны есть районы, куда подводить сети единой энергетической системы экономически нецелесообразно. Там следует сооружать современные сельские электростанции укрупненной мощности порядка 1000 кВт и более, дизельные с полной автоматизацией работы, а также гидравлические. Мелкие полностью автоматизированные дизельные и бензиновые установки нужны только в слабонаселенных районах.

В мире отмечается повышенный интерес к использованию нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ), к которым относятся ветроэлектрические станции, гелиостанции, гидравлические, биоэлектрические станции, работающие на отходах сельскохозяйственных предприятий, и др. Доля НВИЭ в мировом топливно-энергетическом балансе мира составляет около 20 %, в том числе гидроэлектроэнергия — около 26 %, солнечная энергия — 6, древесное топливо — 49, энергия ветра — 1,8, отходы предприятий — 15 %. В России также имеются возможности получения электроэнергии от НВИЭ. Интенсивно ведутся научно-исследовательские работы в этом направлении, и предполагается, что в будущем доля электроэнергии, полученная от НВИЭ, в России составит до 10 %.

Сельское хозяйство получает электроэнергию в основном от энергетических систем. Воздушными линиями охвачены почти все населенные пункты.

Электрические нагрузки в сельском хозяйстве — постоянно меняющаяся величина: подключаются новые потребители, постепенно растет нагрузка на вводе в дома, так как увеличивается насыще-

ние бытовыми приборами, в то же время прекращают свое существование крупные животноводческие комплексы, уступая место мелким фермам, и т. д. Если электрическая нагрузка увеличивается, то пропускная способность электрических сетей становится недостаточной и появляется необходимость в их реконструкции. При этом часть воздушных линий заменяют подземными кабелями или воздушными линиями с изолированными самонесущими проводниками. Основное преимущество таких сетей — высокая надежность и большой срок службы. Проводятся работы по реконструкции электрических сетей с применением самонесущих проводов и кабелей.

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

1.2. РАЙОННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

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

Тепловые электростанции на органическом топливе разделяют на конденсационные (КЭС) и теплофикационные (ТЭЦ). В конденсационных электростанциях используется теплота от сжигания топлива в топках мощных паровых котлов. Получаемый в котлах пар направляется в паровые турбины, заставляет их вращаться и приводит во вращение электрогенераторы, вырабатывающие электроэнергию. Пройдя через турбину, пар конденсируется в воду в специальных аппаратах — конденсаторах, которые охлаждаются водой из рек или озер. Коэффициент использования энергии топлива невысок и составляет около 40 %.

В теплофикационных электростанциях пар, прошедший через турбину, не охлаждается до превращения в воду (в них нет конденсаторов), его используют для отопления промышленных предприятий и жилых зданий. Коэффициент использования энергии топлива значительно повышается и достигает 70 %. Это приводит к ликвидации мелких котельных, вследствие чего значительно улучшается чистота окружающего воздуха, экономится топливо.

В России теплофикация получила широкое распространение в промышленности и коммунальном хозяйстве. Мощность ТЭЦ превышает 38 % общей мощности всех тепловых электростанций.

Тепловые электростанции работают на жидком топливе — мазуте, природном газе и каменном угле. В целях экономии жидкого топлива новые электростанции на мазуте не сооружают, а имеющиеся переводят на природный газ.

В районах добычи угля открытым способом (Сибирь) планируют сооружение новых тепловых электростанций большей мощности —

до 4...6 млн кВт. В европейской части России сооружение тепловых станций на угле будет ограничено.

Гидравлические электростанции используют энергию рек, перегороденных плотинами. С помощью них создается необходимый перепад — напор между верхним и нижним уровнями воды. Мощность станции определяют произведением напора на расход воды. Преимущества ГЭС заключаются в том, что не нужно подвозить топливо и можно быстро (в течение нескольких минут) пустить в работу гидротурбины. Особенно выгодны ГЭС на горных реках с большим перепадом.

Таким образом, в европейской части России, где потребляется до 80 % производимой в стране электроэнергии, ГРЭС и ГЭС в дальнейшем строить почти не будут. Планируют 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, 1 кг урана выделяет теплоты больше, чем 2 млн кг 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 проектируют 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 топлива используют обыкновенную воду. Над созданием таких станций успешно работают ученые России и других стран. Это будет одно из вероятных направлений создания практически неисчерпаемого источника энергоснабжения в будущем.

Возможно использование нетрадиционных возобновляемых источников энергии — солнца, теплоты земных недр, приливов и др. Однако это затруднено непостоянством подачи энергии во времени и ее малой плотностью 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 ЛЭП в объединенные электрические системы. В России такие системы связаны и составляют Единую энергетическую систему страны.

Для соединения электростанций в систему применяют сверхвысокие напряжения 500, 750 и 1150 кВ переменного тока и 800, 1500 кВ постоянного тока.

Контрольные вопросы и задания. 1. Какова протяженность сельских электрических сетей напряжением 0,38...110 кВ? 2. Укажите единичные мощности генераторов крупных тепловых электростанций. 3. Назовите мощности российских АЭС. 4. Каковы преимущества энергетических систем по сравнению с автономными электростанциями? 5. Назовите возобновляемые источники энергии.

2.1. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Обеспечение требуемого качества электроэнергии, надежности и экономичности — основные задачи сельского электроснабжения.

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

Изменение частоты в пределах нескольких процентов от 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—97 для номинальной частоты 50 Гц.

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 считают допустимыми отклонениями частоты в пределах $\pm 0,5$ Гц, а при мощности до 250 кВт — ± 2 Гц.

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

Важная задача сельского электроснабжения — поддержание требуемых уровней напряжения у потребителей. Изменение напряже-

*В главе 2 использован материал профессора Н. М. Зуля.

ния, 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 применяют 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 уменьшаются вращающий момент двигателя, который практически пропорционален квадрату напряжения, а также пусковой момент; 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 могут произойти полная остановка («опрокидывание») нагруженного двигателя и соответственно нарушение технологического процесса. Если двигатель не отключить от сети, то он будет поврежден.

В результате снижения напряжения падает мощность и, следовательно, ухудшаются нагрев электронагревательных приборов, работа телевизоров, радиоприемников, холодильников и других бытовых приборов. Повышение напряжения также вредно влияет на работу последних, уменьшая в большинстве случаев срок их службы.

В соответствии с ГОСТом предусматривают 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 допускают нормальные отклонения напряжения в пределах $\pm 5\%$ номинального. Максимальные отклонения напряжения $\pm 10\%$. Они распространены на все потребители, и в частности на потребители, питающиеся от сельских электрических сетей.

Для поддержания требуемых уровней напряжения у потребителей в системе сельского электроснабжения используют специальные устройства для регулирования напряжения (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 ранее, на работу потребителей также влияют несимметрия напряжения и несинусоидальность формы его кривой. Несимметрия напряжения наблюдается в первую очередь в сельских электрических сетях напряжением 0,38/0,22 кВ, где пре-

обладает 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 обратной последовательности напряжений (отношения напряжения обратной последовательности основной частоты к номинальному напряжению) на зажимах трехфазных электроприемников длительно допускается в пределах до 2 % и максимально — до 4 %.

Значение другого показателя несимметрии — коэффициента нулевой последовательности напряжений (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 значений.

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 сечения проводов, и в первую очередь нулевого провода. В результате уменьшаются сопротивление и ток 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 напряжений (появление в этой кривой высших гармоник) приводит к повышению нагрева асинхронных двигателей, увеличению потерь мощности и энергии во всех элементах сетей. В соответствии с ГОСТом на зажимах электроприемников значение коэффициента несинусоидальности напряжения (отношения действующего значения несинусоидального напряжения к номинальному напряжению) длительно допускается в пределах до 5 % и максимально — до 10 %.

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

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

2.2. НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И СРЕДСТВА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЕЕ УРОВНЯ

В связи с серьезными количественными и качественными изменениями сельскохозяйственных потребителей электроэнергии значительно возросла актуальность задачи обеспечения надежного электроснабжения. 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.

2.1. Средние удельные ущербы от перерывов в электроснабжении для различных предприятий (в ценах 1991 г.)*

Предприятия	1 руб. на 1 кВт·ч	1 руб. на одну 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
» фермы	3,9	0,09
Птицефабрики:		
яичного направления на 100 тыс. кур-несушек и более	106	1,3
мясного направления на 1 млн бройлеров и более	18,1	0,03
Птицефермы:		
по производству яиц	5,7	0,03
мясного направления	4,4	0,005
Весенние теплицы, парники	1,7	0,037
Зимние теплицы	21,3	0,37

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

* В работе стоимость электрооборудования приведена в ценах 1991 г., которые приняты базовыми для формирования цен текущего периода. Чтобы определить стоимость электрооборудования в 2000 г., надо его цену в 1991 г. умножить на коэффициент коррекции (инфляции) для 2000 г. по отношению к 1991 г. В 2000 г. коэффициент коррекции для систем электроснабжения сельских районов составил 26,8.

К I категории относят 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 (порчу) сельскохозяйственной продукции, нарушение сложных технологических процессов и т. п.

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Перерыв в электроснабжении этих электроприемников от одного из источников допускается только на время автоматического восстановления питания.

Ко II категории относят электроприемники, перерыв в электроснабжении которых приводит к массовым недоотпускам продукции, простоям рабочих и механизмов, нарушению нормальной деятельности значительного числа городских и сельских жителей.

Электроприемники II категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух источников питания. При нарушении электроснабжения от одного из них допустимы перерывы в подаче электроэнергии 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 возможны проведение аварийного ремонта линии или замена повредившегося трансформатора за время не более одних суток.

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

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 — 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 две группы — организационно-технические и технические.

К организационно-техническим мероприятиям относят следующие:

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

2. Рациональная организация текущих капитальных ремонтов и профилактических испытаний, в том числе совершенствование

планирования ремонтов и профилактических работ, механизация ремонтных работ, ремонт линий под напряжением.

В сельских электрических сетях линии под напряжением практически не ремонтировали. В то же время в сетях другого назначения, в том числе напряжением выше 110 кВ, линии ремонтируют, так как значительно уменьшаются перерывы в электроснабжении, в первую очередь при планово-предупредительных и профилактических работах. Это объясняется 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.

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

4. Обеспечение аварийных запасов материалов и оборудования. Следует стремиться к оптимальному объему этих запасов, так как их излишек связан с потерей капиталовложений, а недостаток может привести к увеличению срока восстановительных работ.

К техническим средствам и мероприятиям по повышению надежности электроснабжения относят следующие:

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

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

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

3. 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 гололеда и сильных ветров, существенно снижаются аварии от атмосферных перенапряжений. Число аварийных отключений снижается в 8...10 раз. Однако продолжительность ликвидации аварий на кабельных линиях при со-

временном уровне эксплуатации примерно в 3 раза больше, так как сложнее найти место повреждения и приходится проводить земляные работы по вскрытию траншеи. С помощью специальных приборов можно ускорить отыскание повреждений.

Особенно существенно, что капиталовложения на кабельные линии при прокладке кабелеукладчиками оказываются практически одинаковыми по сравнению с капиталовложениями на воздушные.

Благодаря этим преимуществам кабельные линии напряжением 10 кВ весьма перспективны 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 с использованием изолированных проводов.

4. Сетевое и местное резервирование. Сельские электрические сети работают в основном в разомкнутом режиме, т. е. они обеспечивают одностороннее питание потребителей. При таком режиме можно 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. При этих условиях надежность электроснабжения потребителей значительно ниже, чем при замкнутом режиме, т. е. 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 называют сетевым. Однако особенно в районах с повышенными гололедно-ветровыми нагрузками возможно повреждение обеих линий и прекращение подачи энергии. Более независимым источником служит резервная электростанция (местное резервирование). В системе сельского электроснабжения для питания наиболее ответственных потребителей в период аварии основной линии чаще всего в качестве резервной используют дизельные электростанции небольшой мощности, применение которых намечается значительно расширить.

5. 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 2,2 млн км. При автоматизации сетей как средства повышения надежности электроснабжения требуются относительно малые затраты при широких возможностях использования в эксплуатируемых сетях без их серьезной реконструкции. Автоматизация — одно

из основных и наиболее эффективных средств повышения надежности электроснабжения.

Следует отметить, что максимальный эффект от повышения надежности электроснабжения может быть получен при комплексном использовании различных мероприятий и средств. Их оптимальные сочетания определяются конкретными условиями. Разрабатывают целую комплексную программу повышения надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, которая будет включать в себя 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. С ней тесно связаны задачи улучшения качества электроэнергии и надежности электроснабжения. В результате проведения ранее рассмотренных мероприятий в большинстве случаев одновременно растет экономичность электроснабжения. Весьма важны мероприятия по снижению потерь электроэнергии и ее рациональному использованию.

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

Подавляющая часть потерь энергии в сельских сетях приходится на электрические линии и трансформаторы, и обычно в практических расчетах учитывают потери только в этих элементах сетей. 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 проводят мероприятия по снижению потерь.

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

К основным организационным мероприятиям относят:

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

Поддержание оптимальных уровней напряжения на шинах 10 кВ

районных трансформаторных подстанций (РТП) 110...35/10 кВ и на шинах 0,38 кВ трансформаторных подстанций или пунктов (ТП) 10/0,4 кВ;

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

выравнивание нагрузок фаз в сетях напряжением 0,38 кВ;

сокращение сроков ремонта и технического обслуживания (ТО) линий, трансформаторов и распределительных устройств;

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 относят:

установку в сетях статических конденсаторов, в том числе батарей с автоматическим регулированием мощности;

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

замену недогруженных и перегруженных трансформаторов на потребительских ТП;

повышение пропускной способности сетей путем строительства новых линий и подстанций;

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

перевод электрических сетей на более высокое номинальное напряжение.

Наиболее эффективное из этих мероприятий — компенсация реактивной мощности с помощью статических конденсаторов. Принцип такой компенсации параллельно включаемыми конденсаторами заключается в следующем.

Часть мощности, передаваемой по линии, а именно реактивной, 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 $\operatorname{tg} \varphi_k$, 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 $\text{tg } \varphi$ не должен превышать 0,33.

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

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

Пропускную способность сетей повышают путем строительства новых линий и подстанций, а также замены проводов на перегруженных линиях в процессе развития сети по специальным проектам.

Перевод сельских электрических сетей на более высокое номинальное напряжение заключается лишь в переводе сохранившихся в отдельных районах сетей напряжением 6 кВ на напряжение 10 кВ.

При рациональном использовании электроэнергии предполагают прежде всего улучшение работы ее приемников. Техничко-экономические расчеты нужно выполнять для всей системы электроснабжения, т. е. ее производства, распределения и применения. Экономический эффект должен быть определен в масштабе всей энергосистемы, но не отдельного хозяйства.

Важное значение имеет нормирование расхода электроэнергии, т. е. установление норм удельного расхода. При наличии научно обоснованных, прогрессивных норм и соответствующей системы материального вознаграждения за их выполнение и перевыполнение обеспечивается существенная экономия электроэнергии.

По мере изменения технологического процесса, повышения квалификации персонала, установки более совершенного оборудования нормы необходимо систематически пересматривать; это входит в обязанности работников электротехнической службы.

Удельные нормы расхода электроэнергии, полученные при расчете, 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.

Нормирование возможно только при налаженном учете расхода электроэнергии в данном хозяйстве.

Для рационального использования электроэнергии важно регулировать графики нагрузки. Пропускная способность электрических сетей (проводов, трансформаторов и т. д.) 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 $W_{\max} = P_{\max} \cdot 24$.

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, выравнивающими график в ночные часы, считают различные электронагревательные устройства с аккумулярованием теплоты (электрические котлы, печи, обогреваемые полы и пр.). В ночные часы они запасают тепловую энергию, которую затем расходуют 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 принимать 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 важное значение играет их равномерное распределение по фазам, особенно при максимуме нагрузки. Нарушение симметрии приводит к дополнительным потерям энергии и потере напряжения.

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

Проводят исследования по разработке энергосберегающих тех-

нологий во всех отраслях народного хозяйства, в том числе в сельском хозяйстве.

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

Топливо-энергетические ресурсы в этих случаях представляют собой отходы низкопотенциальной теплоты на различных промышленных предприятиях, 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.

Контрольные вопросы и задания. 1. Каковы задачи сельского электроснабжения? 2. В каких случаях снижается частота переменного тока в энергосистеме? 3. Назовите мероприятия и технические средства, с помощью которых обеспечиваются допустимые отклонения напряжения у потребителей. 4. Укажите, как уменьшить влияние несимметрии напряжений на качество напряжения. 5. Назовите сельскохозяйственные потребители I категории по надежности и поясните, как обеспечивается их электроснабжение. 6. Перечислите мероприятия, снижающие потери электрической энергии в электрических сетях.

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 или механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в энергию другого вида.

В сельских районах находятся следующие потребители электрической энергии:

жилые дома рабочих и служащих в населенных пунктах, фермерские хозяйства;

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

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

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

прочие потребители, в числе которых могут быть промышленные предприятия.

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 нагрузки сельскохозяйственных потребителей 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 изменяюща-

* Глава написана профессором М. С. Левиным.

ся: одни потребители включаются, другие отключаются. Мощность, потребляемая включенными электроприемниками, например электродвигателями, также уменьшается или увеличивается с изменением загрузки приводимых в действие рабочих машин. Кроме того, с течением времени общая электрическая нагрузка непрерывно увеличивается, так как растет степень электрификация сельскохозяйственного производства и быта сельского населения.

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

Таким образом, обстоятельное изучение электрических нагрузок в сельском хозяйстве — сложная самостоятельная задача. В данном курсе эту задачу рассматривают частично и сводят в первую очередь к определению расчетных нагрузок, т. е. 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_b максимум 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, приведенным далее. При составлении типовых проектов и определении нагрузок, данные по которым отсутствуют в типовой методике, используют реальные графики электрической нагрузки.

Графиком нагрузки называют 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 относительно другого. Особенно значительно изменяется в средних и северных широтах осветительная нагрузка вследствие изменения продолжительности светового дня. При расчетах часто ограничиваются двумя характерными суточными графиками для зимнего (рис. 3.1, *а*) и летнего (рис. 3.1, *б*) дней.

Годовой график (рис. 3.2, *а*) — 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. 3.2, *б*). 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.

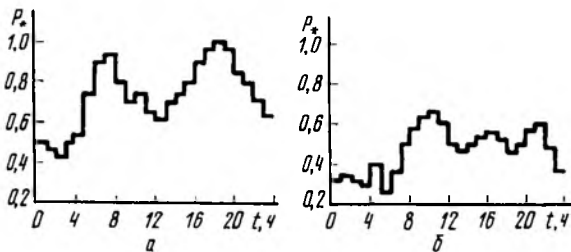


Рис. 3.1. Суточные графики нагрузки для зимнего (а) и летнего (б) дней:

P_* — мощность в относительных единицах (по отношению к максимальной)

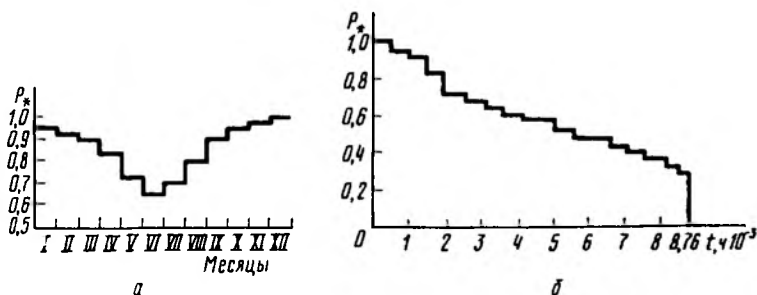


Рис. 3.2. Годовые графики нагрузки:

а — по месяцам года; б — по продолжительности

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. На рисунке 3.3, а показан суточный график нагрузки зимнего, а на рисунке 3.3, б — летнего дней. 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 и 165 дней по летнему графикам, то продолжительность действия нагрузок P_1, P_2, \dots, P_n и больших их в течение года находят так:

$$\begin{aligned}
 t_1 &= 200t_{1\text{ зим}} + 165t_{1\text{ лет}}; \\
 t_2 &= 200t_{2\text{ зим}} + 165t_{2\text{ лет}}; \\
 &\dots\dots\dots \\
 t_n &= 200t_{n\text{ зим}} + 165t_{n\text{ лет}}.
 \end{aligned}$$

Откладывая соответствующие точки в системе координат P, t и соединяя их, получаем годовой график по продолжительности (рис. 3.3, θ). На этом графике $P_{\text{ср}}$ — средняя годовая мощность, которая равна количеству энергии W , переданной за год (т. е. площади годового графика по продолжительности), деленной на полное число часов в году — 8760.

По графикам нагрузки объекта можно найти все параметры, 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, эквивалентная мощность

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

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 $S_{\text{экв}}$, необходимо знать коэффициент мощности нагрузки $\cos \varphi_{\text{экв}}$ в период ее максимума:

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

Расчетную нагрузку определяют в дневное и вечернее время отдельно.

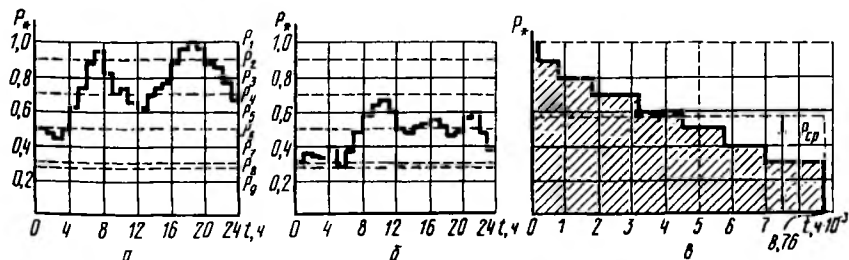


Рис. 3.3. Построение по суточным графикам зимнего (а) и летнего (б) дней годового графика по продолжительности (в)

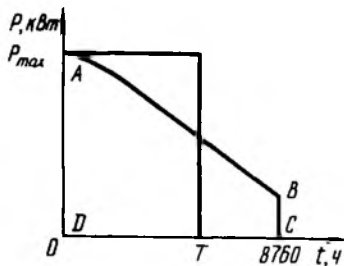


Рис. 3.4. Определение времени использования максимальной нагрузки из годового графика по продолжительности

По годовому графику нагрузки объекта по продолжительности (рис. 3.4) можно определить время использования максимальной нагрузки T как основание прямоугольника, равновеликого по площади фигуре $ABCD$, высота которого равна расчетной максимальной нагрузке. Очевидно, что 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:

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

Этот параметр необходимо знать при выполнении технико-экономических расчетов.

Очевидно, что чем больше значение T , тем лучше используют электроснабжающую установку. 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. Учитывают также присоединенную мощность, т. е. мощность, которую потребляет из сети электроприемник при его полной нагрузке. Для всех электроприемников, кроме электродвигателей, присоединенная мощность $S_{\text{пр}}$ равна установленной $P_{\text{уст}}$. Для электродвигателей

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

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

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.

При использовании точных способов определения нагрузок требуются значительное количество исходных данных и большой объем вычислительной работы. Поэтому на практике широко применяют приближенные методы, с помощью которых можно сравнительно быстро находить нужные значения 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 $\pm 10\%$.

На основании статистической обработки большого опытного материала разработаны методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38...110 кВ сельскохозяйственного назначения, а также программы для использования при расчетах на электронно-вычислительных машинах. Далее изложены основные теоретические положения и результаты этой методики.

3.2. ПРОСТЕЙШИЕ ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК

С течением времени по различным 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. Изменяются число присоединенных к сети приемников и их мощность. 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 источ-

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

ником электроснабжения сельских районов стали районные энергосистемы. Общая протяженность сельских электрических сетей превысила 2,2 млн км. Таким образом, резко возросло применение технических решений, выбираемых по данным о расчетных нагрузках, увеличились затраты на системы электроснабжения и соответственно 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 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 одну 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 C_m^n — число сочетаний из m по n ; $q^{m-n} = 1 - p$.

Тогда

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

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:

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

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 принимают $\beta = 2 \dots 3$. При нормальном законе распределения нагрузки коэффициенту $\beta = 3$ соответствует вероятность непревышения расчетной нагрузки 99,87 %, а коэффициенту $\beta = 2$ — вероятность 97,7 %.

Ранее была определена расчетная нагрузка 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 нагрузок 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 формулой (3.10) можно найти так:

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

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

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 нагрузки указаны средние значения активной \bar{P} и реактивной \bar{Q} мощностей, т. е. 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:

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

Математическое ожидание \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. С помощью 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

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

Объект или процесс	Дневной максимум нагрузки				Вечерний максимум нагрузки				Коэффициенты сезонности				Установленная мощность, кВт
	активной, кВт		реактивной, квар		активной, кВт		реактивной, квар		k _с *	k _с	k _с	k _с	
	P _{max}	Q _{max}	P _{max}	Q _{max}	P _{max}	Q _{max}	P _{max}	Q _{max}					
	Р	Q	Р	Q	Р	Q	Р	Q					
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	230	330	230	375	290	330	230	1,0	0,8	0,7	0,9	—
Выращивание и откорм КРС:													
5000 голов	300	210	265	180	260	180	230	160	1,0	0,8	0,6	0,9	—
10000 »	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	—
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

Объект или процесс	Дневной максимум нагрузки				Вечерний максимум нагрузки				Коэффициенты сезонности				Установленная мощность, кВт
	активной, кВт		реактивной, квар		активной, кВт		реактивной, квар		k ₁ *	k ₂	k ₃	k ₄	
	P _{max}	P̄	Q _{max}	Q̄	P _{max}	P̄	Q _{max}	Q̄					
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, состоящий:													
из двух инкубаторов	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
Семеновохранилище 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
нефтепродуктов вместимостью до 300 м ³	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

Объект или процесс	Дневной максимум нагрузки				Вечерний максимум нагрузки				Кoeffициенты сезонности				Уста- нолен- ная мощ- ность, кВт
	активной, кВт		реактивной, квар		активной, кВт		реактивной, квар		k _с *	k _а	k _с	k _а	
	P _{max}	Q _{max}	Q	Q _{max}	P _{max}	P	P _{max}	Q _{max}					
	Q _{max}	Q	Q _{max}	Q	P _{max}	P	P _{max}	Q _{max}					
<i>Общественные учреждения и коммунально-бытовые потребители</i>													
Общеобразовательная школа с мастерской на 190 учащихся	14	3	7	2	20	5	10	2	1,0	0,8	0,1	0,8	—
Детский сад-ясли на 90 мест	12	3	6	0,5	8	1	4	0,5	1,0	0,9	0,8	0,9	—
Административное здание 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 два 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	—
Жилый 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	—
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:													
на каливания	0	0	0	0	—	—	0	0	1,0	1,0	1,0	1,0	—
люминесцентными	0	0	0	0	—	—	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	—

*Индекс при коэффициенте сезонности означает время года.

(например, активной) нагрузки n потребителей \bar{P}_Σ 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 дисперсии 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:

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

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

Расчетная полная мощность

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

Расчеты сетей напряжением 10...110 кВ по изложенной методике можно выполнить на ЭВМ. 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.

3.2. Суточные графики активных и реактивных нагрузок, %, сельских производственных потребителей

Сезон	Па- ра- метр	Нагрузка в часы суток																							
		0...1	1...2	2...3	3...4	4...5	5...6	6...7	7...8	8...9	9...10	10...11	11...12	12...13	13...14	14...15	15...16	16...17	17...18	18...19	19...20	20...21	21...22	22...23	23...24
Зима	P	40	40	40	40	45	50	60	65	75	90	100	80	60	70	75	75	70	65	65	60	55	50	45	40
	C_p	15	15	15	15	20	20	30	40	40	40	40	40	45	45	45	45	45	45	45	40	30	25	20	15
	Q	25	25	25	25	30	40	55	60	70	90	100	80	60	70	75	75	70	60	55	50	45	40	35	30
	C_Q	15	15	15	15	15	20	30	40	40	40	40	40	45	45	45	45	45	40	40	40	30	20	20	15
Весна	P	35	35	35	35	40	45	50	60	75	90	100	80	60	65	70	70	65	60	60	55	50	40	35	
	C_p	15	15	15	15	20	25	30	40	40	45	45	45	45	45	45	45	45	40	40	30	25	20	15	
	Q	25	25	25	25	30	40	50	60	75	90	100	80	60	65	70	70	65	60	60	55	45	40	35	
	C_Q	15	15	15	15	15	25	30	40	40	45	45	45	45	45	45	45	45	40	40	30	20	20	15	
Лето	P	35	35	35	35	40	50	60	70	80	90	100	80	55	55	65	70	70	65	65	65	55	50	40	
	C_p	15	15	15	15	20	20	30	40	40	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	40	30	20	15	
	Q	30	30	30	30	30	40	60	70	80	90	100	80	55	55	65	70	70	65	65	65	55	45	40	
	C_Q	15	15	15	15	15	25	30	40	40	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	40	30	20	15	
Осень	P	35	35	35	35	40	50	55	60	75	90	100	80	60	65	70	70	65	60	60	55	50	40	35	
	C_p	15	15	15	15	20	25	30	40	40	45	45	45	45	45	45	45	45	40	40	30	25	20	15	
	Q	25	25	25	25	30	40	50	60	75	80	100	80	60	65	70	70	65	60	55	50	45	40	35	
	C_Q	15	15	15	15	15	25	30	40	40	45	45	45	45	45	45	45	45	40	40	30	20	20	15	

3.3. Суточные графики активных и реактивных нагрузок, %, сельских жилых домов

Сезон	Параметр	Нагрузка в часы суток																							
		0...1	1...2	2...3	3...4	4...5	5...6	6...7	7...8	8...9	9...10	10...11	11...12	12...13	13...14	14...15	15...16	16...17	17...18	18...19	19...20	20...21	21...22	22...23	23...24
Зима	P	25	25	25	25	25	35	50	60	40	30	30	30	30	30	30	40	70	100	95	70	50	50	35	30
	C_p	10	10	10	10	15	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	15	15
	Q	35	35	35	35	35	40	40	45	50	50	50	55	55	55	55	60	70	100	95	70	50	45	40	40
	C_Q	10	10	10	10	10	15	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	15	10
Весна	P	25	25	25	25	25	35	45	50	40	30	30	35	40	30	30	30	40	50	70	100	20	20	50	30
	C_p	10	10	10	10	15	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	15	15
	Q	35	35	35	35	35	40	40	45	50	50	50	55	55	55	55	55	55	60	70	100	80	60	40	40
	C_Q	10	10	10	10	10	15	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	15
Лето	P	20	20	20	20	25	30	40	45	40	30	30	30	35	30	30	30	30	35	40	70	100	60	25	25
	C_p	10	10	10	10	15	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	15	15
	Q	35	35	35	35	35	40	45	50	50	50	50	55	55	55	55	55	55	60	60	80	100	60	40	40
	C_Q	10	10	10	10	10	15	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	15
Осень	P	25	25	25	25	25	35	45	55	40	30	30	35	40	30	30	30	40	70	100	85	60	40	30	30
	C_p	10	10	10	10	15	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	15	15	15
	Q	35	35	35	35	35	40	40	45	50	50	50	55	55	55	55	55	55	70	100	85	60	50	40	40
	C_Q	10	10	10	10	10	15	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	15	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

Значения математических ожиданий активных и реактивных мощностей в различные часы суток четырех сезонов 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 $\bar{P}_{ст} = 100$ кВт.

Зная математическое ожидание и коэффициенты вариации, можно определить средние квадратические отклонения и дисперсии нагрузок в каждый час суток соответствующего сезона. Используя теоремы сложения математических ожиданий и дисперсий, по изложенной ранее 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 С ПОМОЩЬЮ КОЭФФИЦИЕНТОВ ОДНОВРЕМЕННОСТИ

Если по каким-либо причинам расчетные нагрузки определяют без применения ЭВМ, то используют несколько иную методику расчета. Исходными данными 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, то расчет можно выполнять лишь для дневных часов. Если же потребители только бытовые, то можно рассчитывать лишь вечерний режим.

Для упрощения расчетов используют коэффициенты дневного и вечернего максимумов k_d и k_b . Для производственных потребителей их принимают равными $k_d = 1$, $k_b = 0,6$; для бытовых потребителей без электроплит $k_d = 0,3 \dots 0,4$, $k_b = 1$ и с электроплитами $k_d = 0,6$, $k_b = 1$; для смешанной нагрузки $k_d = k_b = 1$.

Линии напряжением 0,38 кВ и трансформаторные пункты напряжением 6...35/0,4 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 с отдельным счетчиком 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 3.5. Данные о существующем уровне электропотребления, как правило,

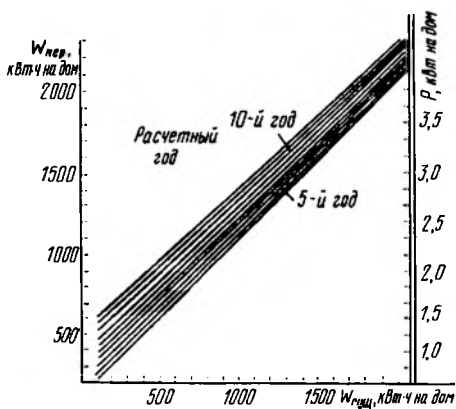


Рис. 3.5. Расчетная нагрузка на вводе в сельский жилой дом и перспективное потребление электроэнергии в зависимости от существующего уровня электропотребления:

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

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 — при пятилетнем.

Если к концу расчетного периода населенный пункт предполагается газифицировать, то полученные нагрузки (см. рис. 3.5) 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:

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

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

для вновь строящихся благоустроенных квартир в городах, поселках городского типа, поселках при крупных животноводческих и других комплексах, фермерских домов 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 1...4 лк составляет 3...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:

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

$$P_b = k_o \Sigma P_{bi}; \quad (3.22)$$

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

Индексы «д» и «в» относятся к дневному и вечернему режимам. Если нагрузки потребителей в группе отличаются по значению более чем в 4 раза, то их суммируют, пользуясь таблицей 3.6.

3.5. Коэффициенты одновременности в сетях напряжением 0,38 кВ в зависимости от числа потребителей для различных объектов

Число потребителей	Жилые дома с нагрузкой на вводе		Жилые дома с электроплитами и водонагревателями	Производственные потребители
	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

3.6. Добавки мощностей для суммирования нагрузок в сетях напряжением 0,38 кВ

P	$P_{доб}$	P	$P_{доб}$	P	$P_{доб}$	P	$P_{доб}$
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

Пусть P_6 — большая из слагаемых нагрузок, а $P_{доб}$ — добавка к меньшей слагаемой нагрузке. Тогда

$$P = P_6 + P_{доб},$$

где P_6 — большая из нагрузок.

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

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

Полная мощность на участках сети напряжением 0,38 кВ

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

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

3.7. Коэффициенты мощности и реактивной мощности сельскохозяйственных потребителей и ТП напряжением 10/0,4 кВ при максимуме нагрузки

Потребитель, трансформаторный пункт	Дневной		Вечерний	
	cos φ	tg φ	cos φ	tg φ
Животноводческие и птицеводческие помещения	0,75	0,88	0,85	0,62
То же, с электронагревом	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
Цехи 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 10/0,4 кВ с нагрузкой потребителей:				
производственных	0,70	1,02	0,75	0,88
коммунально-бытовых	0,90	0,48	0,92	0,43
смешанных	0,80	0,75	0,83	0,67

Годовое потребление электроэнергии на шинах трансформаторных пунктов напряжением 10/0,4 кВ

$$W_{\text{год}} = P_{\text{max}} T, \quad (3.24)$$

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

3.8. Зависимость годового числа часов использования максимальной нагрузки от расчетной

Расчетная нагрузка, кВт	Число часов использования максимальной нагрузки при нагрузке потребителей		
	коммунально-бытовых	производственных	смешанных
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

Электроснабжение сельскохозяйственных потребителей 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.

Далее приведены наибольшие мощности двигателей, кВт, на сельскохозяйственных предприятиях.

Кормоцех для свинофермы	22...30
Оборудование:	
для прессования кормов	110...250
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. Расчетная нагрузка существующих ТП напряжением 10/0,4 кВ в конце расчетного периода

$$P = P_{\text{изм}} k_p,$$

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

3.9. Коэффициенты роста нагрузок ТП 10/0,4 кВ за расчетный год

Вид нагрузки потребителей	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

Для животноводческих комплексов, работающих с проектной мощностью, $k_p = 1$.

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

Если измерена максимальная токовая нагрузка, то расчетная активная мощность, кВт,

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

где U — напряжение, В; I — измеренная токовая нагрузка, А.

Коэффициент мощности принимают по результатам измерений или данным таблицы 3.7.

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 напряжением 0,38 кВ. При этом используют следующие значения 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 напряжением 110/35 кВ определяют суммированием расчетных нагрузок подстанций напряжением 35/10 кВ (или линий напряжений 35 кВ) со следующими коэффициентами одновременности: при двух подстанциях или линиях — 0,97, 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, то их суммируют (табл. 3.10).

3.10. Добавки мощностей для суммирования нагрузок в сетях напряжением 6...35 кВ

P	$P_{доб}$	P	$P_{доб}$	P	$P_{доб}$	P	$P_{доб}$
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				

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, приведенных в таблице 3.11.

3.11. Коэффициенты сезонности сельскохозяйственных потребителей в зависимости от времени года

Потребитель	Зима	Весна	Лето	Осень
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
Парники, теплицы и предприятия по переработке сельскохозяйственной продукции	0,2	0	1	1

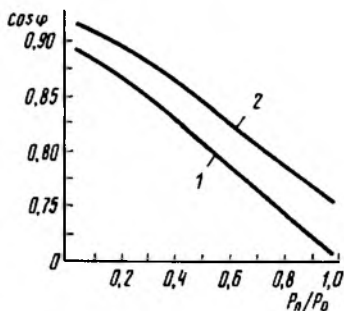


Рис. 3.6. Зависимости коэффициента мощности от доли дневной (1) и вечерней (2) максимальной производственной нагрузки

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, но и для других сезонов.

Для расчета сетей напряжением 10...110 кВ необходимо знать значения полных мощностей на участках и соответствующие коэффициенты мощности. Их определяют по кривым рисунка 3.6 в зависимости от отношения расчетной нагрузки промышленных потребителей P_n к общей расчетной нагрузке P_o :

$$P_o = P_n + \Delta P_{к6}, \quad (3.25)$$

где $P_{к6}$ — расчетная нагрузка коммунально-бытовых потребителей.

В свою очередь, значения P_n и $P_{к6}$ получают по результатам расчетов нагрузок трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 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, а также для определения расчетных нагрузок при разработке схем перспективного развития электрических сетей напряжением 35...110 кВ.

Определение перспективных нагрузок на 15...20 лет — чрезвычайно сложная задача. При ее решении необходимо учитывать многочисленные факторы, влияющие на расширение сельской электрификации. Должен быть прежде всего учтен ее уровень 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. Так, до 1990 г. при стабильном росте сельской электрификации

ежегодный прирост производственного электропотребления составлял 5...6 %, а коммунально-бытового — 3...5 %.

Для прогнозирования электропотребления можно также использовать имеющийся в каждом регионе ряд данных о годовом потреблении энергии в сельском хозяйстве за последние 20...25 лет. Его 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 1 га пашни, одного работника, единицу продукции и т. п. Если на период прогноза известны соответствующие показатели, то с учетом динамики нормативов можно выполнить прогноз электропотребления.

Второй способ заключается в непосредственной экстраполяции временного ряда электропотребления. Такую экстраполяцию выполняют несколькими методами, выбор которых определяют длиной известного временного ряда, сроком прогнозирования, наличием дополнительной информации о характере 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 и c — коэффициенты, определяемые 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:

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

и

$$W(t) = ae^{-be^{-kt}}, \quad (3.28)$$

где a , b , c и k — постоянные коэффициенты, вычисляемые по методу наименьших квадратов; e — основание натуральных логарифмов.

Помимо конкретных проектов электроснабжения сельских районов проектные организации систематически разрабатывают для крупных регионов (область, край, республика) схемы перспективного развития электрических сетей напряжением 35...110 кВ. В этих схемах рассматривают принципиальные вопросы развития указанных сетей и намечают 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:

общей нагрузки (без учета вновь вводимых крупных потребителей);

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

Первую составляющую определяют по фактической нагрузке каждого из ЦП, установленной с помощью измерений, умножая ее на коэффициент роста нагрузок. Его вычисляют следующим образом.

По одному из указанных ранее 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 t_0 до расчетного года T . К таким потребителям относят крупные животноводческие комплексы, птицефабрики и др. Тогда средний коэффициент роста нагрузок на подстанциях напряжением 110/10 и 110/35 кВ рассматриваемой области

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

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

В области могут быть сельскохозяйственные потребители с установившимся объемом электропотребления. К ним относят 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

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

где $W_{\text{пер}}$ — 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 планируют на расчетный период, 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 это значение и все другие показатели электрообеспечения комплексов.

Поскольку такие комплексы в принципе не отличаются от предприятий различных отраслей промышленности, то нагрузки рассчитывают так же, как для заводов и фабрик. Этот расчет подробно разработан, и его выполняют по методу упорядоченных диаграмм. Его сущность заключается в следующем.

Введем понятие средней активной мощности группы электроприемников за смену

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

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

Коэффициентом использования $k_{\text{исп}}$ называют отношение средней мощности за наиболее загруженную смену к номинальной мощности электроприемников $P_{\text{н}}$, т. е.

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

3.12. Коэффициенты использования и мощности промышленного оборудования

Группы электроприемников	Электрические приемники	$k_{\text{исп}}$	$\cos \varphi$
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

Группы электроприемников	Электрические приемники	$k_{исп}$	$\cos \varphi$
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

$$k_{исп} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{смi}}{\sum_{i=1}^n P_{Ni}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{испi} P_{Ni}}{\sum_{i=1}^n P_{Ni}}. \quad (3.33)$$

Средние значения коэффициентов использования мощности промышленного оборудования, которые находят также применение в сельскохозяйственных комплексах, приведены в таблице 3.12.

3.13. Значения коэффициента максимума нагрузки в зависимости от коэффициента использования и эффективного числа электроприемников

n_s	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

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

Для определения максимальной или расчетной нагрузки, по ко-

торой рассчитывают провода, выбирают трансформаторы и другое оборудование, применяют соотношение

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

где k_M — коэффициент максимума нагрузки; P_n — номинальная мощность электроприемников, за исключением резервных.

Коэффициент максимума нагрузки определяют по таблице 3.13 в зависимости от коэффициента использования (см. табл. 3.12) и эффективного числа электроприемников группы $n_э$.

Эффективным (приведенным) числом электроприемников называют 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:

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

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

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

Полная расчетная мощность

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

Контрольные вопросы и задания. 1. Что такое время использования максимальной нагрузки T и время максимальных потерь τ ? 2. Как определить электрическую нагрузку на вводе в жилой дом? 3. Поясните, как рассчитать электрическую нагрузку на шинах подстанций, на участке линии электропередачи. 4. Поясните, как определить расчетную максимальную нагрузку линий с сезонными потребителями. 5. Как рассчитать электрическую нагрузку сельскохозяйственного района на перспективу 10 лет?

Глава 4

УСТРОЙСТВО НАРУЖНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

4.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Электрическую энергию вырабатывают в основном крупные электрические станции, которые объединены 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 называют электрическую сеть (рис. 4.1, а), подводящую электроэнергию от источника питания (ИП) к потребительским ТП или самим потребителям, если это линия низкого напряжения.

Питающей называют электрическую сеть (рис. 4.1, б), подводящую электроэнергию к распределительным пунктам РП или подстанциям.

Из курса «Теоретические основы электротехники» известно, что для передачи электроэнергии на большое расстояние необходимо повысить ее напряжение. Поэтому современная электрическая система обязательно включает в себя повышающие подстанции, на которых с помощью 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 ее передачи и распределения применяют переменный, преимущественно трехфазный, ток.

На рисунке 4.2, а показана принципиальная схема небольшой электрической системы, состоящей из трех районных электрических станций. Напряжение генератора электростанций составляет 10 кВ (может быть до 24 кВ). Его 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

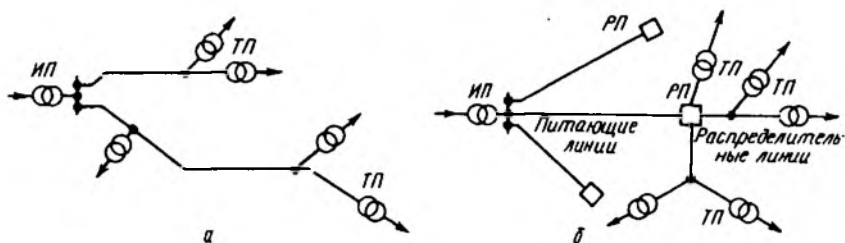


Рис. 4.1. Схемы электрических сетей:

а — распределительной; б — питающей

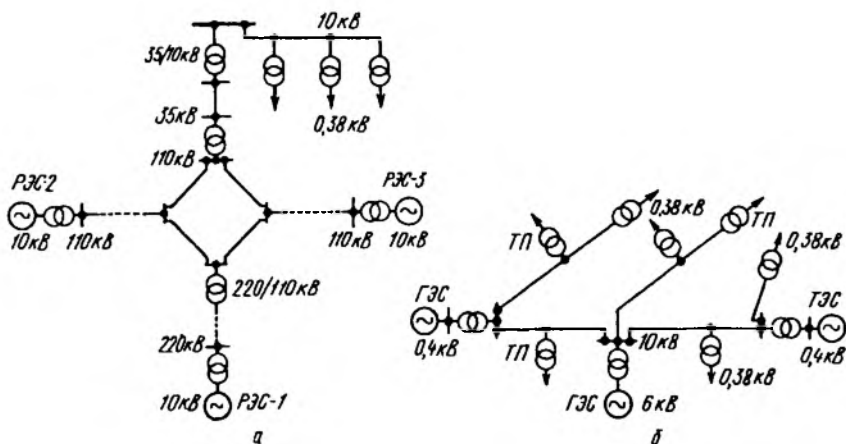


Рис. 4.2. Схемы небольших электрических систем:

а — небольшой; б — сельской

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 110/35 кВ питаются линии напряжением 35 кВ. Одна из таких линий показана на рисунке сверху. Эти линии подают энергию более мелким подстанциям на напряжение 35/10 кВ. От подстанций расходятся распределительные сети напряжением 10 кВ с понижающими трансформаторными пунктами. На трансформаторных пунктах напряжение понижают с 10 кВ до рабочего — 380 В.

Таким образом, электрическая энергия, прежде чем она достигнет потребителя, несколько раз трансформируется, что вызывает необходимость сооружения большого числа трансформаторных

подстанций. Соединенные системы образуют системы отдельных зон страны, а затем и Единую энергетическую систему России.

На рисунке 4.2, б изображена схема сельской электрической системы. Она состоит из двух 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 — генераторы высокого напряжения (6,3 кВ). И в том и в другом случае электрические станции соединяют сеть через повышающие трансформаторные подстанции. Потребители получают электрическую энергию либо непосредственно от шин электростанций, либо от линии, связывающей отдельные станции. Сельские системы соединяют с мощными электрическими системами. В некоторых удаленных сельских районах еще есть одиночные сельские электростанции (рис. 4.3), не связанные с другими. На таких станциях обычно устанавливают генераторы на напряжение 400 В, которое повышают до 10 кВ. При этом электроэнергию распределяют по всему району.

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

Номинальным называют 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. Например, если линия имеет номинальное напряжение 35 кВ, то ее фазное напряжение 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 ее

различных точках неодинаково в каждый данный момент времени. В начале линии напряжение обычно выше номинального, а в конце линии — ниже его.

На рисунке 4.4 показана линия с распределенной нагрузкой. В данном примере напряжение в начале сети на 5% выше номинального, в конце — на 5% ниже номинального.

В общем случае следует стремиться к тому, чтобы сред-

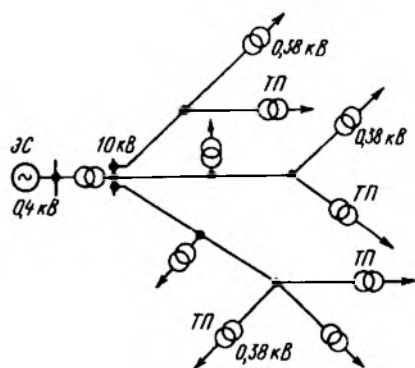


Рис. 4.3. Схема сети одиночной сельской электростанции

нее арифметическое значение напряжения в начале и в конце сети приближалось к номинальному напряжению сети или как в примере:

$$(U_1 + U_2)/2 = (400 + 360)/2 \text{ В} = 380 \text{ В} = U_n.$$

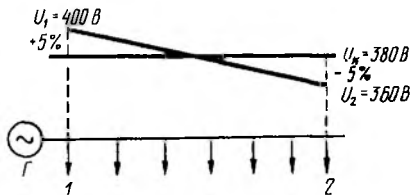


Рис. 4.4. Номинальные и действительные напряжения в различных точках

Номинальное напряжение генераторов принимают на 5 % выше номинального напряжения сети. Это следует из предыдущих 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, при увеличении напряжения компенсируется потеря напряжения в самих трансформаторах.

На рисунке 4.5 изображена электрическая сеть с повышающим и понижающим трансформаторами и 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 — 380 В.

Все электрические установки разделяют на установки напряжением до 1 кВ и свыше 1 кВ. Назовем условно сети напряжением до 1 кВ сетями низкого напряжения, а свыше 1 кВ — сетями высокого напряжения.

В России номинальное напряжение электрических установок, в том числе электрических сетей, ограничено, с одной стороны, небольшим числом стандартных значений, благодаря чему наша промышленность выпускает меньшее число различных типоразмеров машин и оборудования.

С другой стороны, при большом разнообразии значений стандартных напряжений можно выполнить сети более экономичными и сократить в них расход металла. Установлены определенные стандартные напряжения электроустановок тока частотой 50 Гц (табл. 4.1).

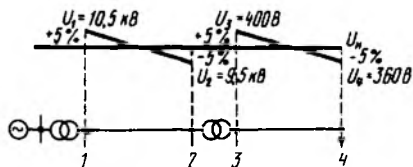


Рис. 4.5. Схема электрической сети с повышающим и понижающим трансформаторами при номинальном и действительном напряжении

4.1. Стандартные напряжения электроустановок переменного тока частотой 50 Гц

Номинальное напряжение сетей и приемников электроэнергии, В		Номинальное напряжение, В				Номинальное напряжение сетей и приемников электроэнергии, кВ	Номинальное линейное напряжение, кВ			Наибольшее рабочее напряжение, кВ
линейное	однофазное	генераторов трехфазного тока	трансформаторов		генераторов		трансформаторов для обмоток	первичных	вторичных	
			трехфазного тока, линейное для обмоток	однофазного тока для обмоток		первичных				вторичных
—	127	—	—	127	133	3	3,15	3 и 3,15	3,15 и 3,3	3,5
220	127	230	220	220	230	6	6,3	6 и 6,3	6,3 и 6,6	6,9
380	220	400	380	380	—	10	10,5	10 и 10,5	10,5 и 11	11,5
660	380	690	660	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 42 В (линейные) 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 генераторов или их выводам. 3. Жирным шрифтом выделены напряжения, используемые в сельском хозяйстве.

В сельских сетях (рис. 4.6) применяют напряжение 380 В при четырехпроводной системе с заземленной нейтралью. Нулевой провод сети заземляют у трансформаторов, в конце каждого участка сети и на длинных участках. Все металлические части, которые не находятся, но в случае порчи изоляции могут

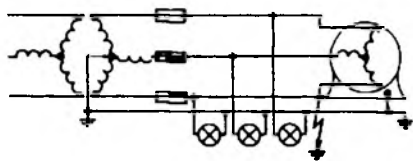


Рис. 4.6. Схема четырехпроводной сети напряжением 380 В с заземленной нейтралью

оказаться под напряжением, соединяют с нулевым проводом. На последнем не устанавливают ни отключающие устройства, ни автоматы (автоматические выключатели) и плавкие предохранители*. Исключение составляют внутренние однофазные сети освещения в сухих помещениях.

В нормальном режиме между любым из фазных проводов и землей напряжение не превышает фазное, т. е. 220 В. Если один из фазных проводов замкнется на землю, то произойдет короткое замыкание, так как нулевой провод также соединен с землей. На поврежденном проводе сработает автомат либо перегорит предохранитель и короткое замыкание будет ликвидировано. При заземлении нулевого провода и соединении с ним металлических частей оборудования исключается повышение напряжения фазных проводов относительно земли и возможно широко применять напряжение 380 В.

Использование системы напряжением 380 В при соблюдении указанных ранее требований не более опасно для людей, чем применение системы напряжением 220 В, и в то же время дает экономию металла проводов в среднем в 2 раза. Именно поэтому напряжение 380 В — единственное, используемое в сельских сетях напряжение до 1 кВ.

В однофазных сетях применяют напряжение 220 В. Распространены 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 выполняют на напряжение 6 и 10 кВ. Преимущество сетей напряжением 10 кВ стало настолько очевидным, что сети напряжением 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. Напряжение 35 кВ используют для питающих линий с последующей трансформацией на напряжение 10 либо 6 кВ. Применяют также непосредственную трансформацию

* Здесь и далее под плавкими предохранителями понимают предохранители с плавкими вставками.

35 кВ на 380 В, т. е. глубокий ввод напряжения 35 кВ к потребителю. Напряжение 110 кВ распространено в сельских районах, питающихся от мощных энергосистем. Для питания крупных объектов все шире используют трансформаторы 110/10 кВ, а также трехмоточные трансформаторы 110/35/10 кВ.

В зависимости от напряжения трехфазных сетей по-разному решают вопрос о режиме нейтрали, т. е. соединении с землей их нулевой точки.

В четырехпроводных сетях напряжением 380/220 В, а также трехпроводных сетях 2×220 В 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 срабатывает автомат, отключая линию.

В сетях напряжением свыше 1 до 35 кВ включительно в России и ряде зарубежных стран применяют режим изолированной от земли нейтрали. Такие сети выполняют трехпроводными. 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.

Во многих зарубежных странах, в частности в США, сети напряжением 1...35 кВ выполняют с глухозаземленной нейтралью.

Сети напряжением 110 кВ и выше всегда работают с глухозаземленной нейтралью или 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.

4.2. ПРОВОДА И КАБЕЛИ

В сельских электрических сетях в качестве материала для проводов служат медь, алюминий и сталь. Медь применяют для изолированных проводов внутри помещений и только в редких случаях (на побережье моря, в районе химических заводов) для воздушных линий. На сельских воздушных линиях напряжением 10 кВ и более широко используют сталеалюминиевые провода. Алюминиевые применяют как во внутренних проводках, так и в воздушных сетях напряжением 0,38 кВ. Провода сельских воздушных линий при малых нагрузках в ряде существующих сетей выполнены из стали. Электрические и механические свойства меди, алюминия и стали различны.

Медь характеризуется высокой электрической проводимостью. Для применяемой в технике твердотянутой меди удельная проводимость $\gamma = 53 \cdot 10^6$ См/м. Механическая прочность меди

также высока. Временное сопротивление на растяжение твердотянутой меди (напряжение, при котором материал разрушается) $k = 390$ 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 оксидов, которая защищает их от дальнейших разрушений.

Алюминий характеризуется меньшей проводимостью, чем медь. Для твердотянутого алюминия удельная проводимость $\gamma = 32 \cdot 10^6$ См/м. Он менее прочен, чем медь. Временное сопротивление $k = 160$ МПа. Плотность алюминия меньше, чем плотность меди, и составляет $\delta = 2,75$ г/см³. Так же как и медь, алюминий не разрушается на открытом воздухе, покрываясь пленкой оксидов.

Сталь обладает проводимостью, значительно меньшей, чем медь и алюминий. К тому же ее проводимость зависит от силы проходящего по проводу тока. При очень малой силе тока $\gamma = 7,5 \cdot 10^6$ 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 металл от дальнейшего разрушения. Поэтому их изготавливают либо из оцинкованной проволоки, либо с присадкой 0,2...0,4 % меди.

В сталеалюминиевых проводах внутренние проволоки выполнены из стали, а наружные — из алюминия. Стальные проволоки несут механическую нагрузку, алюминиевые — электрическую и механическую. Применяют также биметаллические провода. В них стальную жилу покрывают толстым слоем меди или алюминия электролитическим способом, что значительно повышает электропроводность провода.

Неизолированные провода для воздушных линий выполняют однопроволочными и многопроволочными.

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

Многопроволочные провода изготавливают из всех трех перечисленных ранее металлов в виде проволок одинакового сечения. Их число обычно равно 7, 12, 19 или 37. При таком числе проволок они плотнее располагаются вокруг одной центральной. Многопроволочные провода характеризуются 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, АС 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 правилами устройства электроустановок запрещается применять провода, сечение которых меньше нормативных значений (табл. 4.2).

4.2. Наименьшие допустимые сечения проводов, мм², воздушных линий напряжением 6...35 кВ по условиям механической прочности

Характеристика ВЛ	Алюминиевые*	Сталеалюминиевые**	Стальные
ВЛ без пересечений, а также при пересечении автомобильных дорог в районах с толщиной стенки гололеда, мм:			
до 10	35	25	25
15 и более	50	35	25
Переходы ВЛ через судоходные реки и каналы в районах с толщиной стенки гололеда, мм:			
до 10	70	25	25
15 и более	70	35	25
Пролеты пересечений ВЛ с инженерными сооружениями при любой толщине стенки гололеда:			
с линиями связи	70	35	25
с надземными трубопроводами и канатными дорогами	70	35	Не допускается
В пролетах пересечений ВЛ с железными дорогами при толщине стенки гололеда, мм:			
до 10	—	35	То же
15 и более	—	50	*

*А также из алюминиевого сплава АН.

**А также из алюминиевого сплава АЖ.

Нельзя использовать однопроволочные стальные провода диаметром более 5 мм и однопроволочные биметаллические провода диаметром более 6,5 мм.

Поперечный разрез однопроволочных и многопроволочных неизолированных проводов показан на рисунке 4.7.

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

Изолированные провода (или самонесущие) для воздушных линий получили большое распространение в ряде стран Европы и

имеют значительные преимущества. В недалеком будущем они получат применение в сельских сетях России, особенно на напряжение 380 В. Они имеют два или три многопроволочных фазовых провода сечением 16...120 мм², изолированных полиэтиленом, и нейтральный провод без изоляции из упрочненного алюминиевого сплава сечением 25...70 мм².

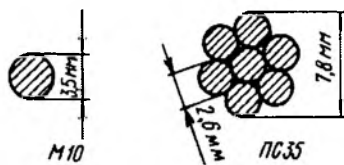


Рис. 4.7. Схема поперечного разреза неизолированных проводов

Может быть применен также четвертый изолированный провод для подключения фонарей уличного освещения сечением 16 мм². Все провода скручены в одно целое, и их подвешивают к опорам без изоляторов на специальных подвесках. Такие провода получили название «самонесущие».

Внутренние электрические проводки выполняют изолированными проводами из мягкой медной или алюминиевой проволоки. По сравнению с твердотянутой мягкая медная проволока то механически менее прочная, то более гибкая 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 изготавливают сечением 1...10 мм². Их недостаток — жесткость, что в ряде случаев затрудняет монтаж и эксплуатацию.

Многопроволочные провода выполняют 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 по сравнению с первыми.

Два гибких изолированных провода, скрученных вместе, называют шнуром.

Изоляция провода зависит от его конструкции и 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 изготавливают на напряжение 500 В и 3 кВ. Их маркируют, 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 рассматривают в дисциплине «Монтаж электроустановок».

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

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

более длительный срок службы, отсутствие потребности в материалах для опор;

большая надежность эксплуатации из-за отсутствия внешних атмосферных воздействий, таких, как ветер, гололед, грозовые перенапряжения;

отсутствие опор и проводов, загромождающих поля и улицы; значительное снижение опасности для людей и животных в случае аварии кабельной линии.

К недостаткам кабельных линий относят:

более высокую стоимость кабельной сети по сравнению с воздушной;

потребность в большом количестве цветного металла (свинца) при обычных конструкциях кабеля;

потребность в более квалифицированной рабочей силе при сооружении и эксплуатации кабельных линий;

сложность нахождения и исправления повреждений.

Несмотря на перечисленные недостатки кабельных линий, их следует применять в южных безлесных сельских районах, где они постепенно вытеснят воздушные линии.

Электрические кабели общего назначения выполняют с бумажной (пропитана специальными составами) или резиновой изоляцией. Кабели с резиновой изоляцией прокладывают в закрытых помещениях или используют для питания передвижных потребителей.

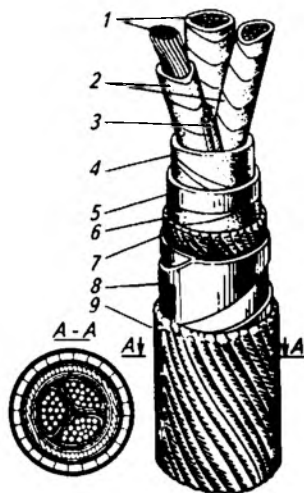
Наибольшее распространение получили трех- и четырехжильные кабели с бумажной изоляцией. Для напряжения до 10 кВ их выполняют с поясной изоляцией и в общей свинцовой оболочке для всех жил. Для напряжений 20 и 35 кВ кабели изготавливают с отдельно освинцованными жилами.

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 4.8 показан кабель с секторными жилами *I* напряжением 10 кВ. Каждая жила изолирована специальной кабельной бумагой, пропитанной маслом и канифолью, а все жилы вместе изолированы от земли поясной изоляцией также из пропитанной

Рис. 4.8. Электрический кабель с секторными жилами и поясной изоляцией:

1—алюминиевые или медные токоведущие жилы; 2 и 4—фазная и поясная изоляция в виде бумаги, пропитанной маслом; 3—джутовые заполнители; 5—свинцовая оболочка; 6—бумажная лента; 7—прослойка из джута; 8—стальная ленточная броня; 9—джутовый покров



бумаги. Для обеспечения герметичности кабеля на поясную изоляцию накладывают свинцовую оболочку без швов. От механических повреждений кабель защищают броней 8 из стальной ленты либо из проволок. Для защиты от химических воздействий его покрывают асфальтированным джутом. Выпускают также кабели с покрытием из алюминия либо пластмасс (совпрена, винилита).

Кабели напряжением 110 кВ и выше изготавливают одножильными. Жилу делают из медных проволок. Внутри кабеля расположена лента, свернутая в виде спирали. В ней под давлением циркулирует масло, обеспечивающее высококачественную изоляцию и охлаждение кабеля. Их оболочка заполнена инертным газом под давлением 0,2...0,3 МПа.

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. Сельские сети в виде кабелей облегченных конструкций используют в нашей стране. Они успешно прошли длительные испытания.

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

Наиболее распространена прокладка кабеля непосредственно в земле, траншеях. Достигаются наилучшая теплоотдача кабеля и большая допустимая электрическая нагрузка. Кабели, проложенные на открытом воздухе, в блоках и каналах, обслуживать удобнее, чем в траншеях, но при этом ухудшается теплоотдача.

4.3. ИЗОЛЯТОРЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Основное назначение изоляторов воздушных линий — изолировать провода от опор и других несущих конструкций. В большинстве случаев изоляторы выдерживают значительные механические нагрузки. Их материал должен быть также приспособлен к работе на открытом воздухе под воздействием переменных температур, осадков, солнца и т. д. Изоляторы воздушных линий изготовляют главным образом из фарфора, специального стекла. Механическая прочность последних 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 их способа крепления на опоре разделяют на штыревые и подвесные.

Штыревые изоляторы крепят на штырях (рис. 4.9) или крюках и применяют в сельских сетях при напряжении до 35 кВ включительно. Низковольтные изоляторы и изоляторы высокого напряжения в линиях с небольшими пролетами и проводами малых и средних сечений крепят на крюках, а с большими пролетами и сечениями — на штырях, укрепляемых на траверсах (поперечинах).

Для линий напряжением 0,38 кВ применяют штыревые изоляторы (рис. 4.10, 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 предназначены штыревые изоляторы ШФ10 (рис. 4.10, б), для линий напряжением 20 и 35 кВ — изоляторы ШФ35 (рис. 4.10, в). Данные по этим изоляторам приведены в таблице 4.4.

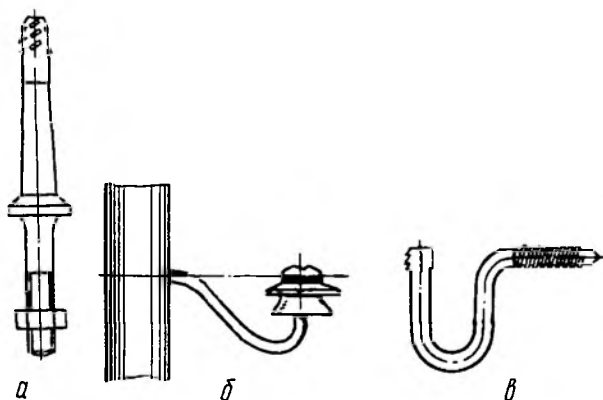


Рис. 4.9. Схемы штыря (а), крюков для линий высокого (б) и низкого (в) напряжения

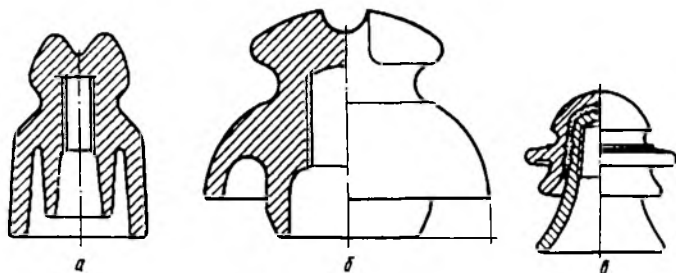


Рис. 4.10. Схемы штыревых изоляторов:

a — типа ТФ; *б* — ШФ10; *в* — ШФ35

4.3. Характеристика изоляторов для линий напряжением 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

4.4. Характеристика штыревых изоляторов для линий напряжением 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	+	-			
<i>Стекланные</i>							
ШС10-А	60	34	90	90	210	14,0	1,4
ШС10-Г	55	35	90	90	265	12,0	2,2
<i>Фарфоровые</i>							
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 и 35 — класс (напряжение); А, Б, В и Г — варианты исполнения.

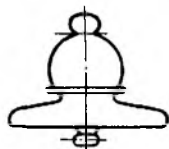


Рис. 4.11.
Схема подвесного изолятора

Кроме того, для линий напряжением 35 кВ и выше используют подвесные изоляторы (рис. 4.11, 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.

4.5. Характеристика подвесных изоляторов для линий напряжением 35 кВ и выше

Тип	Выдерживаемое одноминутное напряжение при частоте 50 Гц, кВ, не менее		Пробивное напряжение в масле с удельным сопротивлением $10^6 \dots 10^8$ Ом·м, кВ, не менее	Выдерживаемое импульсное разрядное напряжение при волне 1,2/50 мкс, кВ, не менее		Длина пути утечки, мм	Разрушающая электромеханическая 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

На воздушных линиях напряжением 6...110 кВ в гирляндах подвесных изоляторов на напряжение 6...10 кВ должен быть один изолятор, на 20 кВ — два, 35 кВ — три, на 110 кВ — семь-восемь изоляторов.

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

4.4. ОПОРЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Опоры воздушных линий поддерживают провода на необходимом расстоянии от поверхности земли, проводов других линий, крыш зданий и т. п. Опоры должны быть 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 5...13 м через 0,5 м, диа-

метр в верхнем отрубе — 12...26 см через 2 см. Толщину бревна в комле, т. е. в нижнем, толстом конце, определяют естественной конусностью ствола дерева. Изменение диаметра бревна на каждый 1 м его длины, называемое сбегом, принимают 0,8 см. Чем больше длина бревен для опор, тем выше стоимость 1 м³ древесины. На древесину опор в месте заделки в землю воздействуют внешние условия и особенно переменная влажность. Вследствие этого она загнивает, разрушается и может быстро выйти из строя, если не принять специальных мер.

Срок службы опор из непропитанной древесины в средней части России составляет: для опор из сосны 4...5 лет, лиственницы 14...15, ели 3...4 года. В южных районах, где высокие температуры способствуют ускоренному гниению древесины, срок службы непропитанных опор уменьшается в 1,5...2 раза по сравнению с приведенными цифрами. В связи с этим необходимо применять бревна, пропитанные антисептиком, за исключением лиственницы зимней рубки, которая не требует пропитки.

Наилучшими средствами пропитки древесины опор признаны: каменноугольное масло, получаемое при перегонке сырой каменноугольной смолы; антраценовое масло; флегма. 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. Далее в цилиндре создают разрежение, чтобы жидкость стекла. Срок службы опор при описанном способе пропитки значительно увеличивается и достигает в средней части России 25...30 лет. В зарубежной практике он составляет 35...40 лет.

Сосновую и еловую древесину можно пропитывать водорастворимыми антисептиками. Для этой цели применяют доналит разных марок. При пропитке древесины в стальных цилиндрах под давлением ее влажность 30...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 температуры 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, рекомендуется через 15...17 лет эксплуатации ставить на них антисептические бандажи. Бандаж размещают 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. Прибивают бандаж гвоздями и обвязывают проволокой. Покрывают столб возле бандажа и сам бандаж слоеной битумом.

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

Все большее распространение получают железобетонные опоры, изготавливаемые на специализированных предприятиях. Линии напряжением не более 35 кВ изготавливают на вибрированных стойках, двухцепные линии напряжением 35 и 110 кВ — также на центрифугированных стойках. Их срок службы в среднем в 2 раза выше, чем на деревянных, хорошо пропитанных опорах. При этом отпадает необходимость в использовании древесины, повышается надежность электроснабжения. В будущем до 50 % сельских воздушных линий будут сооружать на железобетонных опорах.

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

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

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

Анкерные опоры рассчитывают на обрыв части проводов. Их закрепляют жестко. 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 такие опоры устанавливают на прямых участках не реже чем через 5 км, а при толщине слоя гололеда свыше 10 мм не реже чем через 3 км.

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

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

При небольших углах поворота (до 20°) угловые опоры выпол-

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

Большинство промежуточных опор выполняют одностоечными. Анкерные и конечные опоры выполняют А-образными. Для линий напряжением 110 кВ и выше опоры промежуточного типа выполняют П-образными и анкерного — А—П-образными.

За рубежом при изготовлении анкерных, концевых и других сложных опор применяют оттяжки из стального троса. В нашей стране 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. гл. 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, 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 (не более 20 мм).

Значения D , найденные 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 в зависимости от напряжения и толщины стенки гололеда

Напряже- ние 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	20 и более	1,1	1,3	1,4	1,5	1,65	1,75
	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
35	20 и более	1,2	1,4	1,5	1,65	1,8	1,9
	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

На воздушных линиях напряжением 35 кВ и выше с подвесными изоляторами при горизонтальном расположении проводов минимальное расстояние между проводами, м,

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

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

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

Напряже- ние 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

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. гл. 6).

На рисунке 4.12 показаны схемы нормальных деревянных опор

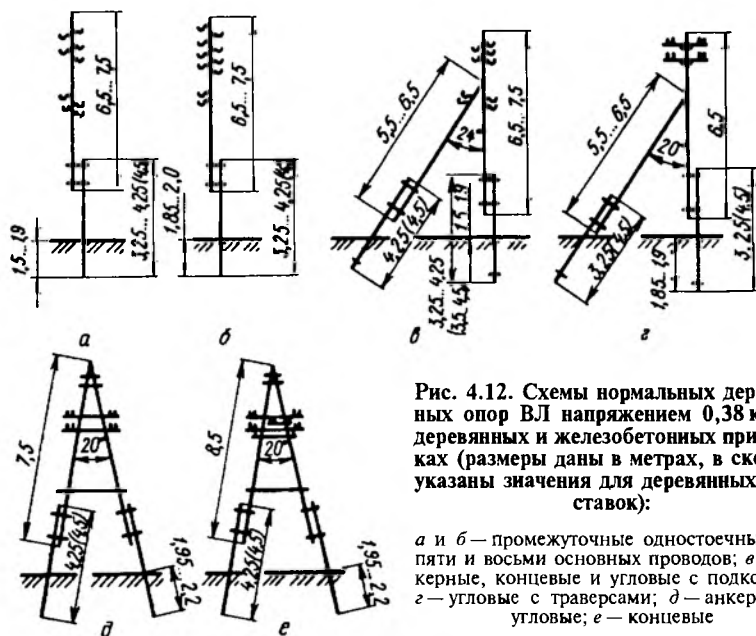


Рис. 4.12. Схемы нормальных деревянных опор ВЛ напряжением 0,38 кВ на деревянных и железобетонных приставках (размеры даны в метрах, в скобках указаны значения для деревянных приставок):

a и *б* — промежуточные одностоечные для пяти и восьми основных проводов; *в* — анкерные, концевые и угловые с подкосами; *г* — угловые с траверсами; *д* — анкерные угловые; *е* — концевые

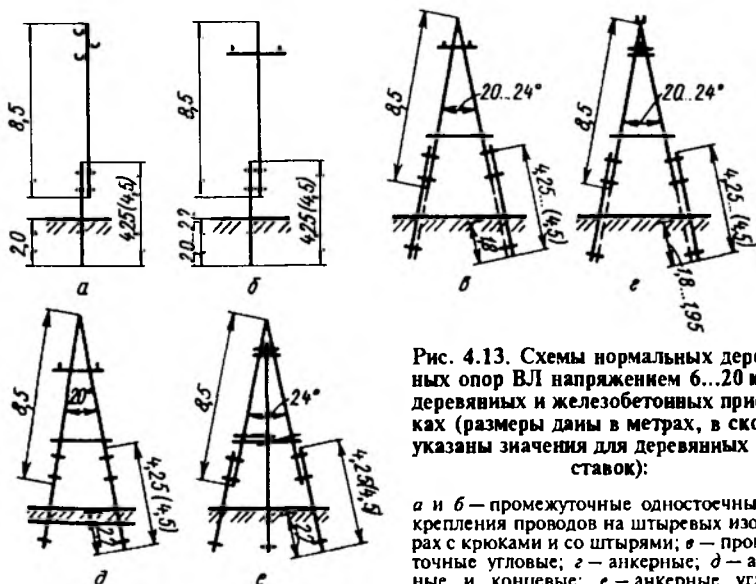


Рис. 4.13. Схемы нормальных деревянных опор ВЛ напряжением 6...20 кВ на деревянных и железобетонных приставках (размеры даны в метрах, в скобках указаны значения для деревянных приставок):

a и *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

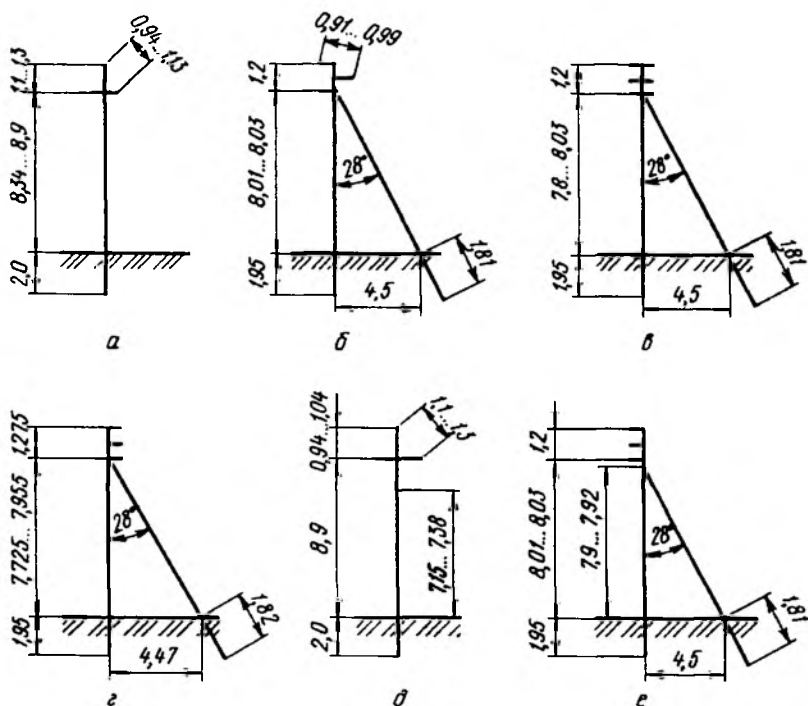


Рис. 4.14. Схемы железобетонных опор ВЛ напряжением 6...20 кВ (размеры даны в метрах):

а — промежуточные, *б* — промежуточные угловые; *в* и *д* — промежуточные ответвительные; *г* — анкерные угловые; *е* — промежуточные ответвительные угловые

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 линий напряжением 6...20 кВ применяют нормальные деревянные опоры (рис. 4.13). Они применимы для следующих марок проводов: А25...А120, АС16...АС70, ПС25...ПС50 и ПСТ5.

На промежуточных опорах для линий напряжением 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 линий напряжением 0,38 кВ схемы таких опор напоминают схемы деревянных опор. Для линий напряжением 0,38 кВ первые применяют для подвесок пяти, восьми и девяти

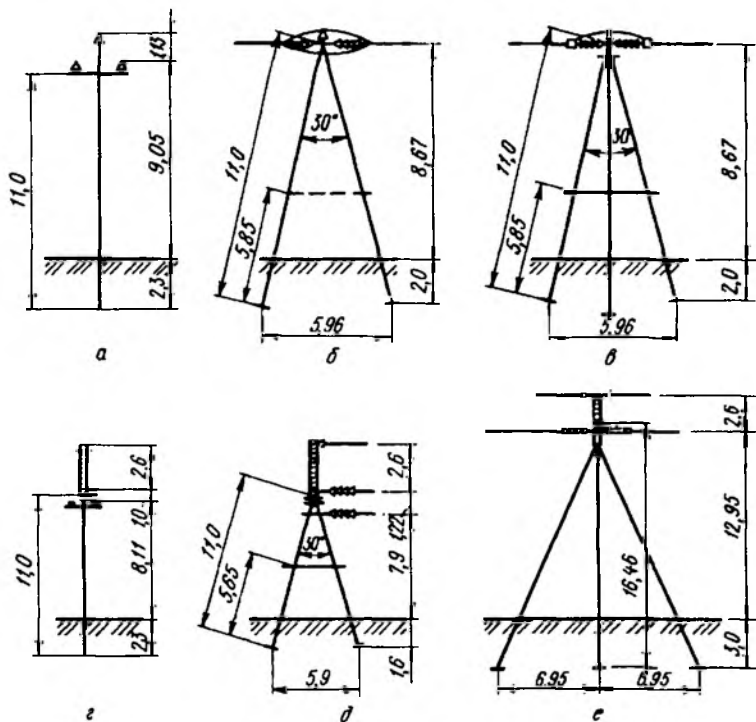


Рис. 4.15. Схемы бестросовых опор ВЛ напряжением 35 кВ со штыревыми и подвесными изоляторами (размеры даны в метрах):

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

проводов таких же и бóльших сечений, что и на деревянных опорах.

Для линий напряжением 6...20 кВ схемы железобетонных опор показаны на рисунке 4.14. 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 линий напряжением 35 кВ железобетонные опоры изготовляют без прокладок грозозащитного троса и с тросом. Последние применяют на подходах к трансформаторным подстанциям.

Основные виды бестросовых опор показаны на рисунке 4.15, *а* со штыревыми изоляторами и на рисунке 4.15, *б* и *в* с подвесными изоляторами. Опоры допускают подвеску проводов следующих марок: А35...А95, АС25...АС70, ПС25. Опоры с тросом (рис. 4,15, *г...е*) предназначены для проводов тех же сечений.

Ранее приведена только часть типовых конструкций опор, которые разработаны проектными организациями. Их применяют для электроснабжения сельского хозяйства. Габарит линии зависит от районов, в которых она проходит (табл. 4.8).

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

Характеристика районов, в которых проходит линия	Габарит линии, м, при ее напряжении, кВ		
	до 1 включительно	1...110	220
Местность:			
населенная	6,0	7,0	8,0
ненаселенная	6,0	6,0	7,0
труднотупная	3,5	5,0	6,0
Несудоходные и несплавные реки и озера:			
от уровня льда	6,0	6,0	7,0
от уровня высоких вод	2,0	3,0	4,0
При пересечении дорог:			
неэлектрифицированных железных (до головки рельса)	7,5	7,5	8,5
автомобильных (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.

4.5. 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. 4.16).

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, то 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. 4.17). На каждый провод надевают эбонитовую трубку 1. Снаружи на нее надевают фарфоровую воронку 4, внутри же в сыром помещении надевают воронку, а в сухом — втулку 2. Наружную воронку заливают изоляционной

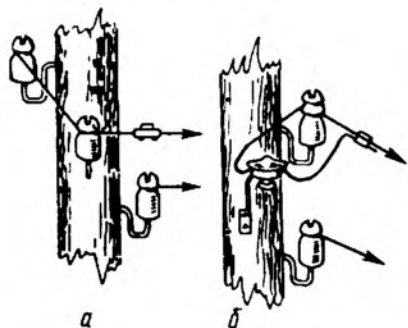


Рис. 4.16. Виды ответвления от линии на опоре для ввода в здание с предохранителями:

a — подвесного типа; *б* — грибообразными

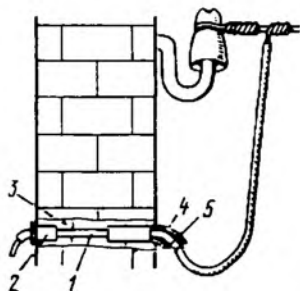


Рис. 4.17. Ввод провода в здание через кирпичную стену:

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

массой. 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 надетыми на ее концы воронкой и втулкой.

4.6. АКТИВНЫЕ И ИНДУКТИВНЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ПРОВОДОВ

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

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

Активное сопротивление провода на единицу длины (1000 м), Ом/км,

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

где 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 его общее активное сопротивление

$$r = r_0 l,$$

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 (см. приложение 13) либо из кривых, построенных по этим таблицам (рис. 4.18, 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, Ом/км, когда сумма токов в проводах равна нулю и в земле ток не протекает, равно

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

где ω — угловая частота переменного тока, град; D_{cp} — среднее расстояние между проводами, мм; R — радиус провода, мм; μ — относительная магнитная проницаемость материала провода.

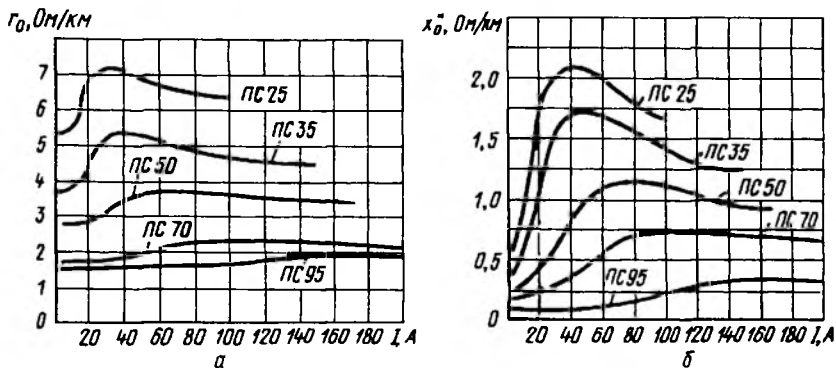


Рис. 4.18. Зависимости активного (а) и внутреннего индуктивного (б) сопротивлений стальных многопроволочных проводов от силы протекающего по ним тока

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

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

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

$$D_{\text{cp}} = \sqrt[3]{D_{12} D_{23} D_{31}}, \quad (4.6)$$

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

Если провода расположены в вершинах равностороннего треугольника, то

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

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

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

и тогда

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

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

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

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

$$x_{\sigma}'' = 0,0157\mu.$$

Для проводов из немагнитных материалов (меди и алюминия) относительная магнитная проницаемость равна 1, поэтому внутреннее индуктивное сопротивление их x_{σ}'' в большинстве случаев весьма мало по сравнению с внешним сопротивлением x_{σ}' 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, т. е. 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 4.18, б приведены кривые изменения внутреннего индуктивного сопротивления стальных многопроводочных 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 однопроводочных проводов. Для практических целей используют таблицы опытных значений внутренних индуктивных сопротивлений стальных проводов (см. приложения 16 и 17).

Контрольные вопросы и задания. 1. Назовите способы исполнения нейтрали и укажите преимущества и недостатки каждого из них. 2. Каковы номинальные напряжения генераторов, трансформаторов? 3. Опишите устройство неизолированных сталеалюминиевых проводов. 4. Поясните устройство кабелей. 5. Перечислите требования, предъявляемые к изоляторам воздушных линий. 6. Каково среднее значение внешнего индуктивного сопротивления воздушных линий напряжением 10 кВ? 7. Перечислите типы опор, применяемых в сельских электрических сетях.

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 следующих составляющих.

Стоимость потерь энергии в проводах электрических линий и трансформаторах. Она зависит от значения годовых потерь ΔW (см. 5.1.2) и стоимости единицы потерь электроэнергии β .

На значение потерь энергии влияет 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. Для этого необходимо обеспечить полную загрузку трансформаторов и особенно электродвигателей. В ряде случаев целесообразно включать у потребителей конденсаторы параллельно нагрузке.

Отчисления на амортизацию установки. Они зависят от срока службы линии и ее первоначальной стоимости, т. е. первоначальных капитальных затрат. Отчисления на амортизацию, состоящие из отчислений на реновацию, т. е. полное возмещение основных фондов $p_{\text{рен}}$ и капитальный ремонт $p_{\text{к.р.}}$, 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:

$$p_{\text{а}} = \frac{K_{\text{л}}}{T} \frac{100}{K_{\text{л}}} = \frac{100}{T},$$

где T — срок службы линии, лет.

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

Зарплата линейных обходчиков, дежурных на подстанциях, инженерно-технических и административно-хозяйственных работников и др. Обозначим эту составляющую через Z_p .

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

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

Для оценки экономической эффективности различных вариантов используют расчетные приведенные затраты

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

где E_n — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений ($E_n = 10\%$).

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. Стоимость потерь энергии ΔW уменьшается с увеличением сечения проводов по закону гиперболы (рис. 5.1).

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

Расходы Z_p на обслуживание линии практически не зависят от сечения проводов, и поэтому их не рассматривают.

Таким образом, расчетные приведенные затраты на передачу электроэнергии без учета расходов на обслуживание ($Z - Z_p$) выражают U-образной кривой, являющейся суммой кривой $\beta \Delta W$ и пря-

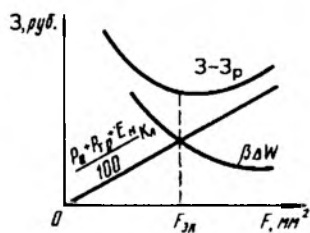


Рис. 5.1. Зависимость стоимости передачи электроэнергии от сечений проводов

мой $\frac{p_a + p_{т.р} + E_n}{100} K_{л}$ (см. рис. 5.1).

Минимум кривой $Z - Z_p$ соответствует наиболее выгодному, или, как его называют, экономическому, сечению проводов линии — $F_{эк}$.

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

Строго говоря, при расчете каждой линии нужно определять экономическое сечение проводов, проверяя различные варианты. Однако практически этого не делают. Дело в том, что на кривой $3-3_p$ минимум неясно выражен, так как кривая обычно носит пологий характер. Кроме того, из соображений экономии проводникового металла всегда стремятся брать наименьшие сечения. Рекомендуются Правилами устройства электроустановок экономические плотности тока $j_{эк}$ для проводов из различных металлов при различном числе часов использования максимума нагрузки приведены в таблице 5.1. При заданной экономической плотности тока экономическое сечение

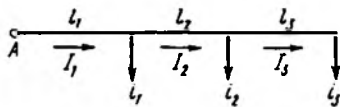


Рис. 5.2. К расчету проводов по экономической плотности тока

$$F_{эк} = I/j_{эк}. \quad (5.3)$$

5.1. Экономическая плотность тока для проводов из различных металлов

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм ² , при продолжительности использования 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 резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

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:

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

Потеря мощности в линии с одной нагрузкой

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

где l — длина линии; F — сечение провода.

Для магистрали с несколькими нагрузками при постоянном сечении потеря мощности

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

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

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

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.

Сечения проводов в сельских воздушных линиях напряжением 10 кВ можно выбрать одним из трех способов.

1. По экономической плотности тока в соответствии с уравнением (5.5).

2. В соответствии с магистральным принципом построения сетей напряжением 10 кВ, принятым в проектных организациях. При этом магистраль воздушной линии выполняют из сталеалюминиевых проводов сечением не менее 70 мм², а отпайки к трансформаторным подстанциям напряжением 10/0,4 кВ — сечением не менее АС35.

3. По экономическим интервалам (или по условию минимума приведенных затрат). Суть этого метода состоит в том, что каждому значению расчетной мощности или тока соответствует провод, имеющий минимальные приведенные затраты.

Зависимости суммарных приведенных затрат от расчетной мощности, нанесенные на одном графике для различных сечений, пересекаются, образуются границы интервалов экономических нагрузок, по которым и выбирают провод.

Провода, выбранные по одному из ранее приведенных способов, могут быть скорректированы затем по требованиям к механической прочности, в соответствии с которыми провода выбирают сталеалюминиевыми сечениями не менее 70 мм² для магистрали и 35 мм² для отпаек. Кроме того, в соответствии с требованием обеспечения нормируемых отклонений напряжения у потребителей потери в ВЛ 10 и 0,38 кВ не должны превышать допустимые значения.

В воздушных линиях напряжением 0,38 кВ провода выбирают по экономической плотности тока, равной для сельских электрических сетей 0,5...0,7 А/мм², и эквивалентному току, полученному

по уравнению (5.5). Затем выбранные провода проверяют по допустимой потере напряжения. При этом все участки линий должны выполняться полнофазными с алюминиевыми проводами сечением не менее 50 мм².

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 их бесполезный, а порой и вредный нагрев. 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 сечение проводов, а следовательно, и расход металла на сооружение сетей. Поэтому при их проектировании нужно учитывать стоимость электроэнергии, цены на проводниковые материалы и т.д.

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

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

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

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

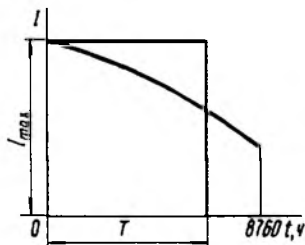


Рис. 5.3. Определение времени использования максимальной нагрузки из графика по продолжительности

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 время, которое необходимо, чтобы вся годовая энергия была передана по линии при неизменном токе, равном максимальному.

Очевидно,

$$W = \sqrt{3} U \cos \varphi \int_0^t i dt = \sqrt{3} U \cos \varphi I_{\max} T, \quad (5.6)$$

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, ограниченной графиком и осями координат. Основание этого прямоугольника называют *временем максимальных потерь* или *временем потерь* и обозначают буквой τ . Время потерь — это то условное время, за которое максимальный ток нагрузки I_{\max}^2 , 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

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

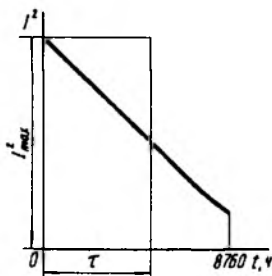


Рис. 5.4. График определения времени потерь

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

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

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

Пусть имеется график по продолжительности квадрата тока (см. рис. 5.4) 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

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

Отсюда средний квадратичный ток

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

Из формулы (5.8)

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

поэтому

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

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

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

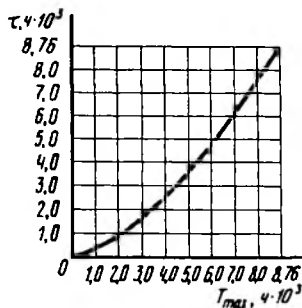


Рис. 5.5. Зависимость времени потерь от времени использования максимальной нагрузки для сельских потребителей

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 известны лишь максимальная нагрузка и годовое число часов ее использования T , то, как указывалось ранее, время потерь τ находят по кривой, изображенной на рисунке 5.5 для данного T . Потери энергии

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

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

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

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 (нагрузочные 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 Джоуля — Ленца, 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, нагрузочные потери короткого замыкания также будут номинальными, равными потерям короткого замыкания при номинальном токе:

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

Разделив первое выражение на второе, получим

$$\frac{\Delta P_m}{\Delta P_{mн}} = \frac{3I^2 r_T}{3I_n^2 r_T} = \left(I/I_n \right)^2 = \left(S/S_n \right)^2,$$

откуда

$$\Delta P_m = \Delta P_{mн} (I/I_n)^2 = \Delta P_{mн} (S/S_n)^2. \quad (5.16)$$

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 нагрузочных потерь и потерь в стали.

Годовые потери энергии

$$\Delta W = 3I_{\max}^2 r_T \tau + \Delta P_x \cdot 8760, \quad (5.17)$$

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

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

$$\Delta W = \Delta P_{mн} (S_T/S_n)^2 \tau + \Delta P_x \cdot 8760. \quad (5.18)$$

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

5.2. РАСЧЕТ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ ПО НАГРЕВУ

5.2.1. ДОПУСТИМАЯ НАГРУЗКА НА НЕИЗОЛИРОВАННЫЕ ПРОВОДА ПО НАГРЕВУ

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

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

где 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, т.е. теплового движения воздуха, окружающего провод. Значительно меньше теплоты теряется при лучеиспускании и совсем ничтожное количество — за счет теплопроводности воздуха. Сказанное ранее 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°C . Такое небольшое 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 с 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°C . 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 России это значение колеблется от 15°C для северных и до 35°C для южных районов.

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

Электрический ток, проходя по проводу, выделяет теплоту, определяемую по уравнению (5.19). С поверхности провода теплота,

Вт, теряется в окружающую среду:

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

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

Если температура провода установилась, то это означает, что количество полученной теплоты равно количеству отданной теплоты, т.е.

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

откуда

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

Тогда

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

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

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

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

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

Формула (5.22) 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 значений при других условиях работы провода.

Пусть допустимый ток для данных условий

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

Так как коэффициент теплоотдачи поверхности провода меняется в небольших пределах при изменении температуры, то значение для новых условий, т.е. другой температуры,

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

Разделив второе выражение на первое, получим

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

откуда после сокращения

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

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

$$I_M = (\pi/2)\sqrt{cd^3\gamma_M(t-t_0)},$$

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

$$I_A = (\pi/2)\sqrt{cd^3\gamma_A(t-t_0)}.$$

По аналогии

$$\frac{I_A}{I_M} = \frac{\sqrt{cd^3\gamma_A(t-t_0)}}{\sqrt{cd^3\gamma_M(t-t_0)}},$$

и окончательно допустимый ток для алюминиевого провода

$$I_A = I_M \sqrt{\gamma_A / \gamma_M}. \quad (5.24)$$

Допустимые значения силы тока для неизолированных проводов приведены в приложении 4.

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

С увеличением сечения допустимая плотность тока в проводе уменьшается. Например, для алюминиевого провода сечением 16 мм^2 допустимая плотность тока при прокладке на открытом воздухе $j_{16} = 105/16 = 6,57 \text{ А/мм}^2$, а для провода сечением 150 мм^2 при тех же условиях $j_{150} = 440/150 = 2,93 \text{ А/мм}^2$, т.е. меньше в 2 с лиш-

ним 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 увеличивается.

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

5.2.2. ДОПУСТИМАЯ НАГРУЗКА НА ИЗОЛИРОВАННЫЕ ПРОВОДА И КАБЕЛИ ПО НАГРЕВУ

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

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

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 силы тока предназначены аппараты защиты. В сельском хозяйстве для этой цели часто применяют плавкие предохранители, устройство которых чрезвычайно просто (см. гл. 9). В фарфоровом корпусе помещены проводники небольшого сечения — плавкие вставки, включаемые последовательно в каждый фазный провод линии. Если ток линии возрастает сверх допустимого, то 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. Их номинальные токи в амперах нормированы по следующей шкале: 4, 6, 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 головных участках сети. 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 1 ч, 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 плавкую вставку по номинальному току двигателя, то при пуске она мгновенно перегорит. Поэтому приходится превышать номинальный ток плавкой вставки, что приводит к увеличению сечения соответствующих ей 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 1. Ток плавкой вставки должен быть больше рабочего тока нагрузки или равняться ему, т.е.

$$I_b \geq I_p. \quad (5.25)$$

Правило 2. Ток плавкой вставки проверяют на максимальный ток нагрузки:

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

Для предохранителей обычного типа, защищающих ответвления к короткозамкнутым асинхронным двигателям с нормальными

ми 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) $\alpha = 1,6...2,0$.

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

$$I_{\max} = kI_n,$$

где I_n — номинальный ток двигателя.

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

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

где m — коэффициент одновременности; $\sum_1^{n-1} I_p$ — 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 1 из выражения (5.25).

Для потребителей, пусковой ток которых практически равен рабочему (осветительные установки, тепловые потребители), ток плавкой вставки, определенный по правилу 1, также всегда больше тока, найденного по правилу 2.

Определив номинальный ток плавкой вставки, выбирают соответствующее ему сечение провода в зависимости от того, будет он защищен плавкой вставкой только от коротких замыканий или также и от перегрузок. По правилам устройства электроустановок от перегрузок нужно защищать осветительные сети в жилых и общественных зданиях, торговых и служебно-бытовых помещениях промышленных предприятий, а также в пожаро- и взрывоопасных зонах. Сети любого назначения, выполненные проводами с горючей 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:

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

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

Только для кабелей с бумажной изоляцией

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

Для случаев, при которых необходимо защищать провода только от коротких замыканий,

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

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

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

Если вместо вставок для защиты внутренних проводок применяют 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 также проверяют 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 уменьшается или увеличивается 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.

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 выполнены одинаковыми, можно заменить ее однолинейным изображением (рис. 5.6, б). Такой метод применяют также в трехфазных симметричных сетях.

Принимаем следующие обозначения:

$i_1...i_3$ — токи нагрузки, или нагрузочные токи;

$I_1...I_3$ — токи в линии, или линейные токи;

$l_1...l_3$ — длины отдельных участков линии;

$r_1...r_3$ — сопротивления отдельных участков линии;

$L_1...L_3$ — расстояния от нагрузки до начала линии;

$R_1...R_3$ — сопротивления участков от нагрузки до начала линии.

Очевидно, что

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

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

$$\Delta U = U_A - U_3 = 2I_1r_1 + 2I_2r_2 + 2I_3r_3.$$

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

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

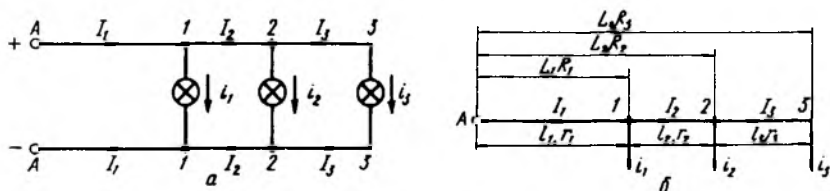


Рис. 5.6. К расчету линий постоянного тока

Если линейные токи заменить нагрузочными, то выражение (5.34) примет следующий вид:

$$\Delta U = 2[(i_1 + i_2 + i_3)r_1 + (i_2 + i_3)r_2 + i_3r_3] = 2(r_1i_1 + r_1i_2 + r_1i_3 + r_2i_2 + r_2i_3 + r_3i_3) = 2[r_1i_1 + (r_1 + r_2)i_2 + (r_1 + r_2 + r_3)i_3] = 2(i_1R_1 + i_2R_2 + i_3R_3),$$

или в общей формуле

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

Если линия выполнена проводами одного сечения, то

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

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

Тогда падение напряжения

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

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

Если задано допустимое падение напряжения в линии, то сечение проводов

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

или

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

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

$$i_1 = p_1/U_n; i_2 = p_2/U_n; i_3 = p_3/U_n; \\ I_1 = P_1/U_n; I_2 = P_2/U_n; I_3 = P_3/U_n,$$

где U_n — номинальное напряжение сети.

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

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

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

Если падение напряжения выразить не в вольтах, а в процентах от номинального напряжения сети, то

$$\Delta U = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100.$$

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

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

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

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 их линейным значениям. На рисунке 5.7 приняты следующие обозначения: $\dot{U}_{\phi 1}$ и $\dot{U}_{\phi 2}$ — фазные напряжения в начале и в конце линии; \dot{I} — ток нагрузки; $\cos \varphi_2$ — коэффициент мощности нагрузки; r и x — активное и индуктивное сопротивление провода.

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

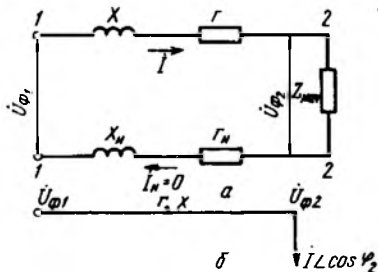


Рис. 5.7. Схемы одной фазы линии трехфазного тока с симметричной нагрузкой на конце:

a — развернутая; $б$ — однолинейная

полном сопротивлении линии $\dot{I}\underline{Z}$. Соединив точку O с точкой c , получим напряжение $\dot{U}_{\phi 1}$ в начале линии.

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

$$\overline{ac} = \overline{Oc} - \overline{Oa} = U_{\phi 1} - U_{\phi 2} = \dot{I}\underline{Z}.$$

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

$$ae = Oc - Oa = Oe - Oa = U_{\phi 1} - U_{\phi 2}.$$

Для потребителя важно 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

$$\dot{I}\underline{Z} = ac = \sqrt{(ad)^2 + (cd)^2}.$$

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 рисунка 5.8 следует, что

$$\Delta U_{\phi} = ad = af = fd = af + bg = \dot{I}r \cos \varphi_2 + \dot{I}x \sin \varphi_2;$$

$$\delta U_{\phi} = cd = cg - dg = cg - bf = \dot{I}x \cos \varphi_2 - \dot{I}r \sin \varphi_2.$$

Потеря напряжения

$$ae = U_{\phi 1} - U_{\phi 2} = \sqrt{(U_{\phi 2} + \Delta U_{\phi})^2 + (\delta U_{\phi})^2} - U_{\phi 2} = \\ = \sqrt{(U_{\phi 2} + \dot{I}r \cos \varphi_2 + \dot{I}x \sin \varphi_2)^2 + (\dot{I}x \cos \varphi_2 - \dot{I}r \sin \varphi_2)^2} - U_{\phi 2}. \quad (5.44)$$

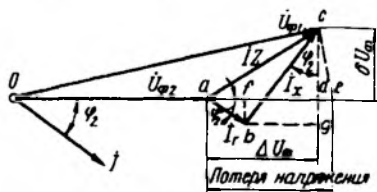


Рис. 5.8. Векторная диаграмма для одной фазы трехфазной линии с нагрузкой на конце

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

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

В обычных условиях ошибка от такого допущения не превышает 5%. Если $\varphi_2 = \varphi$, то линейная потеря напряжения

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

где I_a и I_p — активная и реактивная составляющие тока.

В свою очередь, поперечная составляющая линейного падения напряжения

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

Если нагрузка задана в виде мощности, то

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

где S , P и Q — соответственно полная, активная и реактивная мощности нагрузки.

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

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

$$\Delta U = \sqrt{3} \left(\frac{P}{\sqrt{3} U_n} r + \frac{Q}{\sqrt{3} U_n} x \right) = \frac{Pr + Qx}{U_n}; \quad (5.48)$$

$$\delta U = \sqrt{3} \left(\frac{P}{\sqrt{3} U_n} x - \frac{Q}{\sqrt{3} U_n} r \right) = \frac{Px - Qr}{U_n}. \quad (5.49)$$

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 — линейные токи; i — нагрузочные токи; r и x — сопротивления отдельных участков линии; R и 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:

$$\Delta U = \sqrt{3} (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \sum II. \quad (5.52)$$

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, т.е. $\cos \varphi \geq 0,95$;

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 $x_0 \approx 0$, 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, т.е. $\cos \varphi = 1$:

$$I r_0 \cos \varphi = I r_0; \quad I x_0 \sin \varphi = 0;$$

$$\Delta U = \sqrt{3} r_0 \sum II = \frac{\sqrt{3}}{\gamma F} \sum II. \quad (5.54)$$

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 определяют, исходя из допустимых значений отклонений напряжения у потребителя. При постоянном токе сечение провода по допустимой потере напряжения находят 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

$$\Delta U_{\text{доп}} = \sqrt{3} I r \cos \varphi + \sqrt{3} I x \sin \varphi = \Delta U_a + \Delta U_p,$$

где ΔU_a и ΔU_p — составляющие потерь напряжения в активных и реактивных сопротивлениях.

При одинаковом расстоянии между проводами реактивное индуктивное сопротивление воздушных проводов весьма незначительно уменьшается или увеличивается при изменении их сечения. Так, при увеличении сечения алюминиевого провода с 16 до 95 мм² активное сопротивление провода уменьшается в 5,9 раза, а индуктивное — только в 1,2 раза.

Это обстоятельство дает возможность перед началом расчета задать индуктивным сопротивлением x_0 для воздушных линий с проводами из цветных металлов, приняв его равным 0,35...0,40 Ом/км для линий напряжением 0,38...20 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

$$F = \sum Pl/(\gamma \Delta U_a U_n). \quad (5.56)$$

Рассмотрим порядок расчета.

1. Задаются индуктивным сопротивлением x_0 .
2. Находят составляющую потери напряжения в реактивных сопротивлениях ΔU_p .
3. Зная допустимую потерю напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$, определяют составляющую потери напряжения в активных сопротивлениях ΔU_a .

4. По уравнениям (5.55) и (5.56) вычисляют сечение провода и округляют его до стандартного.

5. Проверяют действительную потерю напряжения, взяв значение индуктивного сопротивления провода из таблиц. Если потеря напряжения больше допустимой, то сечение провода увеличивают.

Расчет магистралей трехфазного тока при постоянной плотности тока в проводах. В ряде случаев провода рассчитывают при постоянной плотности активного тока в них, т.е. при

$$j_a = I_a / F = \text{const.}$$

Тогда формула для определения потери напряжения в активных сопротивлениях изменится:

$$\Delta U_a = \frac{\sqrt{3} \sum I_a l}{\gamma F} = \frac{\sqrt{3} j_a \sum l}{\gamma} = \frac{\sqrt{3} j_a L}{\gamma}, \quad (5.57)$$

откуда

$$j_a = \Delta U_a \gamma / (\sqrt{3} L), \quad (5.58)$$

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 неодинаково и уменьшается к концу линии. Очевидно, что при одной и той же допустимой потере напряжения можно иметь несколько вариантов сечений проводов. В одном из них будет расходоваться наименьшее количество металла. Чтобы найти такой вариант, можно рассчитать все возможные сочетания сечений проводов, а затем их сравнить. Однако это сложный и трудоемкий путь. Поэтому разработан способ расчета, который сразу дает наиболее выгодное сочетание сечений проводов участков линии. Его суть заключается в том, что удается найти такое распределение допустимой потери напряжения по участкам сети, при котором получается 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 $\Delta U_{A-j} = \Delta U_{\text{доп}}$ 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_p . Затем определим допустимое зна-

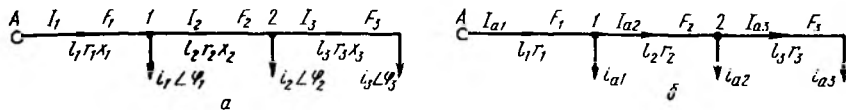


Рис. 5.9. Схемы к расчету сети на наименьший расход металла

чение 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:

$$V = F_1 l_1 + F_2 l_2 + F_3 l_3.$$

Сечение каждого участка в соответствии с формулой (5.55) можно записать 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 получим 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 допустимой 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 $\Delta U_{a2} = y$. Потерю напряжения на последнем участке выразим через эти неизвестные:

$$\Delta U_{a3} = \Delta U_{a, \text{доп}} - x - y.$$

Тогда выражение для определения объема провода имеет 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 два переменных значения, то надо взять частные производные по ним и приравнять их к нулю:

$$\frac{\partial V}{\partial x} = -\frac{\sqrt{3}I_{a1}l_1^2}{\gamma x^2} + \frac{\sqrt{3}I_{a3}l_3^2}{\gamma(\Delta U_{a.доп} - x - y)^2} = 0;$$

$$\frac{\partial V}{\partial y} = -\frac{\sqrt{3}I_{a2}l_2^2}{\gamma y^2} + \frac{\sqrt{3}I_{a3}l_3^2}{\gamma(\Delta U_{a.доп} - x - y)^2} = 0.$$

Соединив оба выражения в общую пропорцию, получим

$$\frac{\sqrt{3}I_{a1}l_1^2}{\gamma x^2} = \frac{\sqrt{3}I_{a2}l_2^2}{\gamma y^2} = \frac{\sqrt{3}I_{a3}l_3^2}{\gamma(\Delta U_{a.доп} - x - y)^2}.$$

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

$$\frac{l_1\sqrt{I_{a1}}}{\Delta U_{a1}} = \frac{l_n\sqrt{I_{an}}}{\Delta U_{an}} = \frac{\sum l\sqrt{I_a}}{\Delta U_{a.доп}}.$$

Отсюда получаем окончательно

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{a1} &= \Delta U_{a.доп} \frac{l_1\sqrt{I_{a1}}}{\sum l\sqrt{I_a}}; \\ \Delta U_{a2} &= \Delta U_{a.доп} \frac{l_2\sqrt{I_{a2}}}{\sum l\sqrt{I_a}}; \\ \Delta U_{a3} &= \Delta U_{a.доп} \frac{l_3\sqrt{I_{a3}}}{\sum l\sqrt{I_a}}. \end{aligned} \right\} \quad (5.59)$$

Активные составляющие токов в уравнениях (5.59) могут быть заменены активными мощностями.

Уравнения (5.59) справедливы только для магистрали, т.е. 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 сельские сети очень разветвлены, и, следовательно, рас-

чет 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. Он основан на распределении допустимой потери напряжения по участкам пропорционально моментам общих токов этих участков, т.е. произведениям линейных токов или мощностей на участках на длину этих участков:

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_1 &= \Delta U_{\text{доп}} \frac{M_1}{\sum M}, \\ \Delta U_2 &= \Delta U_{\text{доп}} \frac{M_2}{\sum M}, \\ \Delta U_n &= \Delta U_{\text{доп}} \frac{M_n}{\sum M}, \end{aligned} \right\} \quad (5.60)$$

где моменты всех нагрузок

$$M_1 = I_1 l_1; M_2 = I_2 l_2; \dots; M_n = I_n l_n,$$

или

$$M_1 = S_1 l_1; M_2 = S_2 l_2; \dots; M_n = S_n l_n.$$

По формулам (5.60) можно рассчитать любую разветвленную сеть, в том числе выполненную стальными проводами, причем расход металла обычно незначительно превышает наименьший возможный.

Рассмотрим порядок расчета.

1. Определяют моменты всех нагрузок M и их сумму $\sum M$.
2. Находят распределение допустимой потери напряжения по участкам сети с помощью уравнений (5.60).
3. Рассчитывают каждый участок по изложенным ранее 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 двух-трех марок проводов.

5.3.2. РАСЧЕТ СТАЛЬНЫХ ПРОВОДОВ

Сталь характеризуется значительно меньшей электрической проводимостью по сравнению с алюминием и тем более с медью. В среднем проводимость стали колеблется от 6 до $9 \cdot 10^6$ См/м, алюминия — $32 \cdot 10^6$ и меди — $53 \cdot 10^6$ См/м. В сельских сетях при малой плотности нагрузки провода из цветных металлов не всегда

полностью загружены, поэтому в ряде случаев в существующих сетях применяют стальные провода. Кроме того, сталь обладает высокой механической прочностью. Благодаря этому можно удлинить пролеты между опорами, а следовательно, уменьшить их число на линии.

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. Однако разработаны достаточно удобные и совершенные методы их расчета, которые приведены далее.

Расчет по таблицам. Для стальных проводов различных сечений опытным путем найдены значения активного r_0 и внутреннего индуктивного x_0'' сопротивлений в зависимости от силы проходящего по проводам тока (см. приложения 13, 16 и 17).

Внешние индуктивные сопротивления x_0' стальных проводов практически такие же, как и у проводов из цветных металлов тех же сечений (приложение 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 [см. формулу (5.50)],

$$\Delta U = \sqrt{3} \Sigma [I r_0 l \cos \varphi + I (x_0' + x_0'') l \sin \varphi]. \quad (5.62)$$

Рассмотрим порядок расчета стальных проводов.

1. Распределяют по участкам сети допустимую потерю напряжения по формулам (5.60).

2. Задаются сечениями проводов для каждого участка сети.

3. Определяют потерю напряжения по формуле (5.62). Если она будет больше допустимой, то увеличивают сечения проводов; если меньше, то уменьшают и снова проводят расчет.

Расчет по кривым Главсельэлектро. Для облегчения расчетов были разработаны и используют расчетные кривые. На рисунке 5.10 приведен образец серии таких кривых для сети с номинальным напряжением 10 кВ, коэффициентом мощности нагрузки 0,8 и стальными многопроволочными проводами. 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 от номинального напряжения.

Для расчета сетей напряжением 380 В, 6, 10, 20 и 35 кВ нужно

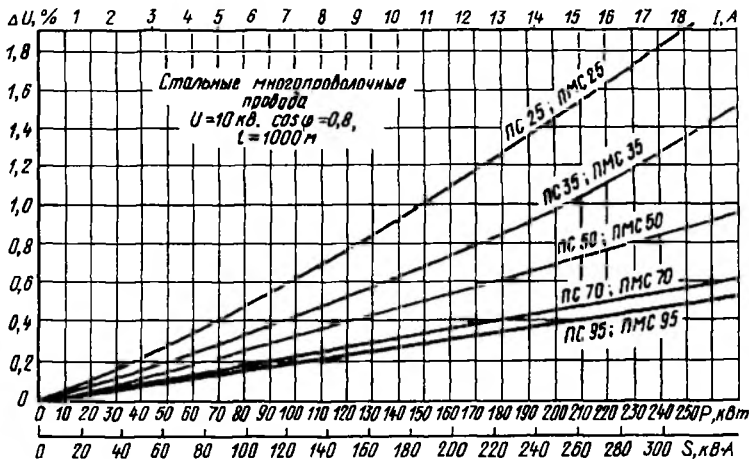


Рис. 5.10. Кривые Главсельэлектро для расчета стальных многопроволочных проводов

иметь полный набор таких кривых для разных коэффициентов мощности нагрузки и конструкций проводов (одно- и многопроволочных). Всего требуется более 30 серий кривых.

Рассмотрим порядок расчета стальных проводов.

1. Распределяют на участках сети допустимую потерю напряжения по формулам (5.60).

2. Находят требуемое сечение провода для каждого участка сети по данной потере напряжения, зная линейный ток или мощность на участке.

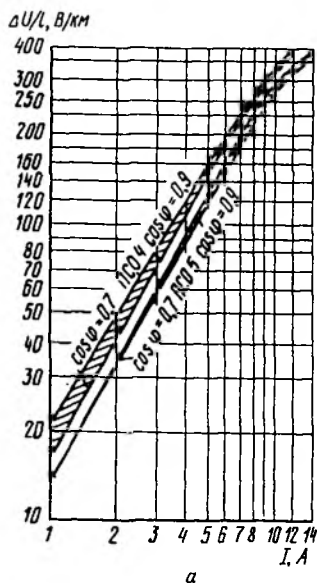
Расчет по кривым Главсельэлектро значительно проще, чем по таблицам, и дает однозначное решение. Его недостаток заключается в необходимости наличия большого числа серий кривых.

Расчет методом проф. В. Н. Степанова. Построение диаграммы потерь напряжения предложено проф. В. Н. Степановым с применением кривых в логарифмической системе координат для стальных однопроволочных (рис. 5.11, а) и многопроволочных (рис. 5.11, б) проводов. По оси абсцисс отложены точки, проходящие по проводу, а по оси ординат — потери линейных напряжений в вольтах на километр, вычисленные по формуле

$$\Delta U_0 = \sqrt{3} I [\eta_0 \cos \varphi + (x'_0 + x''_0) \sin \varphi], \quad (5.63)$$

где $\cos \varphi = 0,7 \dots 0,9$.

Из диаграммы видно, что изменение $\cos \varphi$ сравнительно мало



$\Delta U/L, \text{В/км}$

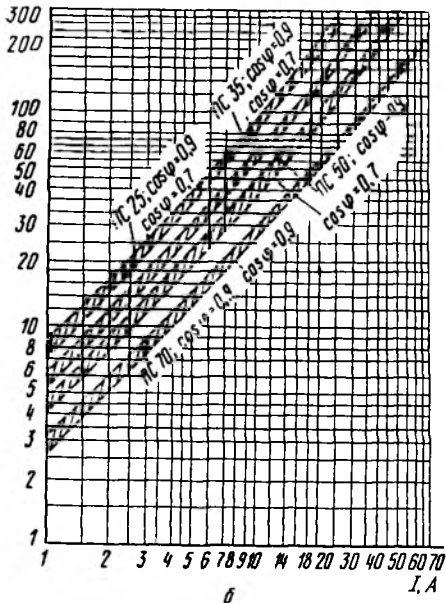


Рис. 5.11. Зависимости потери напряжения от силы тока для стальных проводов:

а — однопроволочных; б — многопроволочных

влияет на потерю напряжения. Поэтому при расчете отмечают 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.

Рассмотрим порядок расчета стальных проводов.

1. Распределяют допустимую потерю напряжения по участкам сети по формулам (5.60), затем определяют ее значение на 1 км длины каждого участка.

2. Находят сечения стальных проводов (см. рис. 5.11), соответствующие найденным потерям напряжения на 1 км длины участков и токам, которые протекают по участкам сети.

По сравнению с другими методами расчета этот метод прост, удобен для пользования, и для расчета нужны только две несложные серии кривых. Его можно рекомендовать как основной расчетный метод в рассматриваемом курсе.

5.3.3. РАСЧЕТ РАЗОМКНУТЫХ ТРЕХФАЗНЫХ СЕТЕЙ С НЕРАВНОМЕРНОЙ НАГРУЗКОЙ ФАЗ

В трехфазных электрических сетях может быть не всегда равномерная нагрузка. В сетях низкого напряжения осветительные потребители и бытовые приборы включают на одну фазу, поэтому нагрузка между фазами бывает неодинаковой, особенно на конечных участках. При использовании смешанной трехфазно-однофазной системы распределения электроэнергии в сетях высокого напряжения также возможна неравномерная нагрузка.

Расчет трехфазных сетей с неравномерной нагрузкой между фазами значительно сложнее, чем сетей с равномерной нагрузкой. В этом случае приходится определять междуфазные 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 фазных.

В этом случае составляющие падения напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей соответственно составляют

$$\Delta \dot{U}_{\text{пр}} = \dot{I}_{\text{пр}} \underline{Z}; \quad \Delta \dot{U}_{\text{об}} = \dot{I}_{\text{об}} \underline{Z}; \quad \Delta \dot{U}_0 = \dot{I}_0 \underline{Z}_0,$$

где \underline{Z} — полное сопротивление прямой и обратной последовательностей; \underline{Z}_0 — полное сопротивление нулевой последовательности.

Падение напряжения в фазе AO

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}_{AO} &= \Delta \dot{U}_{\text{пр}} + \Delta \dot{U}_{\text{об}} + \Delta \dot{U}_0 = (\dot{I}_{\text{пр}} + \dot{I}_{\text{об}}) \underline{Z} + \dot{I}_0 \underline{Z}_0 = \\ &= (\dot{I}_{\text{пр}} + \dot{I}_{\text{об}} + \dot{I}_0) \underline{Z} + \dot{I}_0 (\underline{Z}_0 - \underline{Z}). \end{aligned}$$

Ток в фазе A

$$\dot{I}_A = \dot{I}_{\text{пр}} + \dot{I}_{\text{об}} + \dot{I}_0,$$

тогда $\Delta \dot{U}_{AO} = \dot{I}_A \underline{Z} + \dot{I}_0 (\underline{Z}_0 - \underline{Z})$.

По аналогии

$$\left. \begin{aligned} \Delta \dot{U}_{BO} &= \dot{I}_B \underline{Z} + \dot{I}_0 (\underline{Z}_0 - \underline{Z}); \\ \Delta \dot{U}_{CO} &= \dot{I}_C \underline{Z} + \dot{I}_0 (\underline{Z}_0 - \underline{Z}). \end{aligned} \right\} \quad (5.64)$$

Междуфазные падения напряжения определяют как геометрическую 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 найти падение напряжения в любой трехфазной сети с неравномерной нагрузкой.

Соединение однофазных нагрузок в треугольник. Если однофазные нагрузки в трехфазной сети соединить в треугольник (рис. 5.12, а), то в такой схеме нейтраль отсутствует и, следовательно, составляющей тока нулевой последовательности нет.

Падение напряжения между фазами *A* и *B*

$$\Delta \dot{U}_{AB} = (\dot{I}_A - \dot{I}_B) \underline{Z}.$$

Общее сопротивление фазного провода

$$\underline{Z} \approx r \cos \varphi' + x \sin \varphi',$$

где φ' — угол сдвига между линейными токами $\dot{I}_A - \dot{I}_B$ и напряжением \dot{U}_{AB} .

Для точки *A* справедливо соотношение $\dot{I}_A = \dot{i}_1 - \dot{i}_3$. Соответственно $\dot{I}_B = \dot{i}_2 - \dot{i}_1$. И окончательно $\dot{I}_A - \dot{I}_B = 2\dot{i}_1 - \dot{i}_2 - \dot{i}_3$.

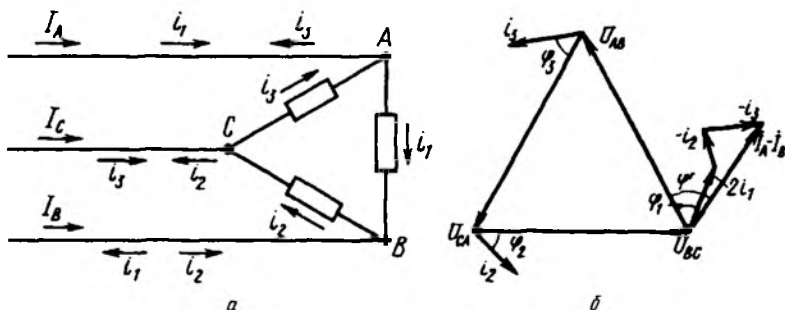


Рис. 5.12. Схема соединения однофазных нагрузок в треугольник (а) и соответствующая ей векторная диаграмма токов и напряжений (б)

Построим векторную диаграмму токов и напряжений (рис. 5.12, б) и найдем в ней разность токов $\dot{I}_A - \dot{I}_B$. Тогда

$$\Delta \dot{U}_{AB} = (\dot{I}_A - \dot{I}_B) r \cos \varphi' + (\dot{I}_A - \dot{I}_B) x \sin \varphi'.$$

Выразив векторы их проекциями на вектор напряжения \dot{U}_{AB} и перпендикулярный к нему, получим

$$\Delta U_{AB} = \left[2i_1 \cos \varphi_1 - i_2 \cos (\varphi_2 + 120^\circ) - i_3 \cos (\varphi_3 + 240^\circ) \right] r + \left[2i_1 \sin \varphi_1 - i_2 \sin (\varphi_2 + 120^\circ) - i_3 \sin (\varphi_3 + 240^\circ) \right] x.$$

Подставив в формулу значения синуса и косинуса углов, получим окончательно:

$$\begin{aligned} \Delta U_{AB} = & \left(2i_1 \cos \varphi_1 + \frac{1}{2}i_2 \cos \varphi_2 + \frac{\sqrt{3}}{2}i_2 \sin \varphi_2 + \right. \\ & \left. + \frac{1}{2}i_3 \cos \varphi_3 - \frac{\sqrt{3}}{2}i_3 \sin \varphi_3 \right) r + (2i_1 \sin \varphi_1 + \\ & + \frac{1}{2}i_2 \sin \varphi_2 - \frac{\sqrt{3}}{2}i_2 \cos \varphi_2 + \frac{1}{2}i_3 \sin \varphi_3 + \\ & \left. + \frac{\sqrt{3}}{2}i_3 \cos \varphi_3 \right) x. \end{aligned}$$

При равномерной нагрузке, т.е. при $i_1 = i_2 = i_3$ и $\varphi_1 = \varphi_2 = \varphi_3$, уравнение превращается в обычную формулу для определения междуфазной потери напряжения в цепи с симметричной нагрузкой:

$$\Delta U_{AB} = 3(ir \cos \varphi + ix \sin \varphi) = \sqrt{3}(I r \cos \varphi + I x \sin \varphi).$$

Вследствие того что формула для определения ΔU при неравномерной нагрузке неудобна для вычислений, упростим ее, допустив, что

$$\frac{\sqrt{3}}{2} i_2 \sin \varphi_2 - \frac{\sqrt{3}}{2} i_3 \sin \varphi_3 = 0;$$

$$\frac{\sqrt{3}}{2} i_3 \cos \varphi_3 - \frac{\sqrt{3}}{2} i_2 \cos \varphi_2 = 0.$$

Как показывают расчеты, при коэффициентах мощности нагрузок, мало отличающихся один относительно другого, такое допу-

щение не приводит к значительным ошибкам. В этом случае потеря напряжения в сопротивлениях:

активных

$$\Delta U'_{AB} = [2i_{a1} + 0,5(i_{a2} + i_{a3})]r; \quad (5.66)$$

реактивных

$$\Delta U''_{AB} = [2i_{p1} + 0,5(i_{p2} + i_{p3})]x. \quad (5.67)$$

Полная междуфазная потеря напряжения

$$\Delta U_{AB} = \Delta U'_{AB} + \Delta U''_{AB}.$$

Потерю напряжения между другими фазами определяют по аналогичным уравнениям.

Потерю напряжения в активных сопротивлениях находят по участкам (рис. 5.13), 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

$$\begin{aligned} \Delta U''_{AB} = & (2i_{p6} + 0,5i_{p5})x_{IV} + [2i_{p6} + 0,5(i_{p5} + i_{p4} + \\ & + i_{p3})]x_{III} + [2i_{p6} + 0,5(i_{p5} + i_{p4} + i_{p3} + i_{p2})]x_{II} + \\ & + [2(i_{p6} + i_{p1}) + 0,5(i_{p5} + i_{p4} + i_{p3} + i_{p2})]x_I. \end{aligned}$$

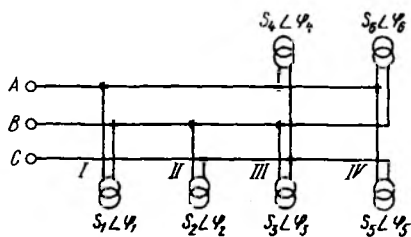


Рис. 5.13. Схема сети высокого напряжения с однофазными трансформаторами, включенными в треугольник

Общая потеря напряжения

$$\Delta U_{AB} = \Delta U'_{AB} + \Delta U''_{AB}.$$

Аналогичным способом находят потери напряжения ΔU_{BC} и ΔU_{CA} .

Все выведенные ранее 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, т.е. 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 . В первом случае она симметрично распределена между фазами, а во втором — неравномерно. Имея в виду, что мощность в обоих случаях одинакова, можем записать:

$$P = \sqrt{3}UI \cos \varphi = i_1 U \cos \varphi_1 + i_2 U \cos \varphi_2 + i_3 U \cos \varphi_3,$$

откуда

$$i_1 + i_2 + i_3 = \sqrt{3}I.$$

Алгебраическая сумма потерь напряжения в трех фазах при нагрузке:
равномерной

$$\Sigma \Delta U_p = 3 \Delta U_p = 3\sqrt{3}I(r \cos \varphi + x \sin \varphi);$$

неравномерной

$$\begin{aligned} \Sigma \Delta U_n = \Delta U_{AB} + \Delta U_{BC} + \Delta U_{CA} = & \left[2i_1 + 0,5(i_2 + \right. \\ & \left. + i_3) + 2i_2 + 0,5(i_3 + i_1) + 2i_3 + 0,5(i_1 + i_2) \right] \times \\ & \times (r \cos \varphi + x \sin \varphi); \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Sigma \Delta U_n = 3(i_1 + i_2 + i_3)(r \cos \varphi + x \sin \varphi) = \\ = 3\sqrt{3}I(r \cos \varphi + x \sin \varphi) = \Sigma \Delta U_p. \end{aligned}$$

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, то они также будут равны потере напряжения ΔU_p в этой линии при симметричной нагрузке.

Соединение однофазных нагрузок в звезду. При соединении нагрузок в звезду (рис. 5.14, а) линейные токи равны фазным:

$$\dot{I}_A = \dot{I}_1; \dot{I}_B = \dot{I}_2; \dot{I}_C = \dot{I}_3,$$

и, следовательно, фазное падение напряжения в фазе *A* может быть определено по формуле (5.64), а потеря напряжения

$$\Delta U_{AO} = I_1 (r \cos \varphi_1 + x \sin \varphi_1) + I_0 [(r_0 - r) \cos \varphi_{AO} + (x_0 - x) \sin \varphi_{AO}].$$

Здесь φ_{AO} есть угол сдвига фаз между фазным напряжением U_{AO} и током нулевой последовательности \dot{I}_0 .

Векторная диаграмма цепи приведена на рисунке 5.14, б. Ток в нулевом проводе \dot{I}_N равен геометрической сумме токов в фазах *A*, *B* и *C*: $\dot{I}_N = \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3$.

Ток в нулевом проводе

$$\dot{I}_N = 3\dot{I}_0.$$

Отсюда можно записать выражение для потери напряжения в фазе *A*, в котором геометрические суммы векторов токов заменены

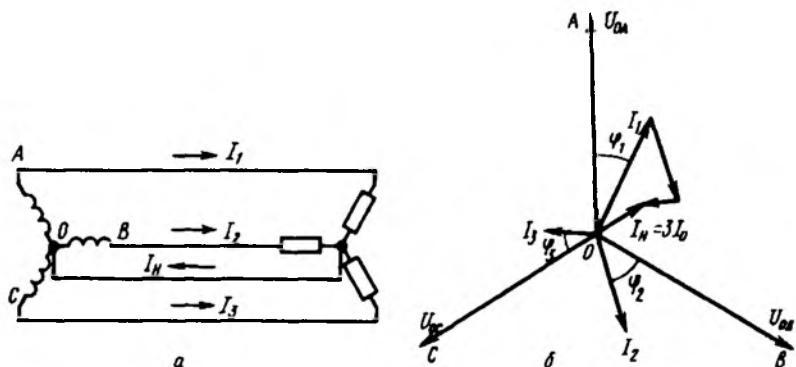


Рис. 5.14. Схема соединения однофазных нагрузок в звезду с нулевым проводом (а) и соответствующая ей векторная диаграмма токов и напряжений (б)

алгебраическими суммами их проекций на напряжение U_{AO} и перпендикулярный к нему:

$$\Delta U_{AO} = I_1 r \cos \varphi_1 + I_1 x \sin \varphi_1 + \frac{1}{3} \left[I_1 \cos \varphi_1 + I_2 \cos(\varphi_2 + 120^\circ) + I_3 \cos(\varphi_3 + 240^\circ) \right] (r_0 - r) + \frac{1}{3} \left[I_1 \sin \varphi_1 + I_2 \sin(\varphi_2 + 120^\circ) + I_3 \sin(\varphi_3 + 240^\circ) \right] (x_0 - x).$$

После тригонометрических преобразований получим

$$\Delta U_{AO} = I_1 r \cos \varphi_1 + I_1 x \sin \varphi_1 + \frac{1}{3} \left(I_1 \cos \varphi_1 - \frac{1}{2} I_2 \cos \varphi_2 - \frac{\sqrt{3}}{2} I_2 \sin \varphi_2 - \frac{1}{2} I_3 \cos \varphi_3 + \frac{\sqrt{3}}{2} I_3 \sin \varphi_3 \right) (r_0 - r) + \frac{1}{3} \left(I_1 \sin \varphi_1 - \frac{1}{2} I_2 \sin \varphi_2 + \frac{\sqrt{3}}{2} I_2 \cos \varphi_2 - \frac{1}{2} I_3 \sin \varphi_3 - \frac{\sqrt{3}}{2} I_3 \cos \varphi_3 \right) (x_0 - x).$$

При равномерной нагрузке, т.е. 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

$$\frac{\sqrt{3}}{2} I_3 \sin \varphi_3 - \frac{\sqrt{3}}{2} I_2 \sin \varphi_2 = 0;$$

$$\frac{\sqrt{3}}{2} I_2 \cos \varphi_2 - \frac{\sqrt{3}}{2} I_3 \cos \varphi_3 = 0.$$

Потеря напряжения при данных допущениях составит: в активных сопротивлениях

$$\Delta U'_{AO} = I_{a1} r + \frac{1}{3} \left[I_{a1} - 0,5(I_{a2} + I_{a3}) \right] (r_0 - r);$$

в реактивных сопротивлениях

$$\Delta U''_{AO} = I_{p1} x + \frac{1}{3} \left[I_{p1} - 0,5(I_{p2} + I_{p3}) \right] (x_0 - x).$$

Сопротивления нулевой последовательности r_0 и x_0 зависят от

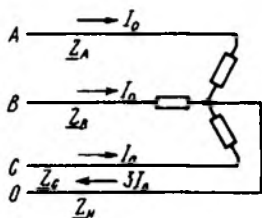


Рис. 5.15. Схема протекания токов нулевой последовательности в четырехпроводной цепи

схемы сети. Если нулевой провод в воздушной сети является четвертым (рис. 5.15), то для тока нулевой последовательности I_0 общее сопротивление

$$Z_0 = Z + 3Z_N.$$

Сопротивление нулевого провода утраивается, так как в нем протекает ток $I_N = 3I_0$. Аналогично можно записать:

$$\begin{aligned} r_0 &= r + 3r_N; \\ x_0 &= x + 3x_N. \end{aligned}$$

Подставляя эти значения в выражения, приведенные ранее 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 ранее 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, заключается в следующем:

- 1) по возможности распределяют нагрузку между фазами равномерно;
- 2) определяют сечение проводов сети, считая нагрузку равномерной, описанными ранее способами;
- 3) определяют фазные или междуфазные потери напряжения по формулам (5.64)...(5.69).

При значительной разнице потерь напряжений в отдельных фазах или между ними нагрузки перераспределяют и рассчитывают 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

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{AO} &= I_1r + [I_1 - 0,5(I_2 + I_3)]r_N; \\ \Delta U_{BO} &= I_2r + [I_2 - 0,5(I_3 + I_1)]r_N; \\ \Delta U_{CO} &= I_3r + [I_3 - 0,5(I_1 + I_2)]r_N. \end{aligned} \right\} \quad (5.70)$$

При равномерной нагрузке, т.е. 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 принимают 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

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{AO} &= \Sigma I_1 r + \Sigma [I_1 - 0,5(I_2 + I_3)] r_n; \\ \Delta U_{BO} &= \Sigma I_2 r + \Sigma [I_2 - 0,5(I_3 + I_1)] r_n; \\ \Delta U_{CO} &= \Sigma I_3 r + \Sigma [I_3 - 0,5(I_1 + I_2)] r_n, \end{aligned} \right\} \quad (5.71)$$

где I_1, \dots, I_3 — линейные токи соответствующих фаз; r и r_n — активные сопротивления участков фазных и нулевого проводов.

Если линия выполнена проводами цветного металла, то 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:

$$\begin{aligned} \Delta U_{AO} &= \frac{\Sigma I_1 l}{\gamma F} + \frac{\Sigma [I_1 - 0,5(I_2 + I_3)] l_n}{\gamma F_n}; \\ \Delta U_{BO} &= \frac{\Sigma I_2 l}{\gamma F} + \frac{\Sigma [I_2 - 0,5(I_3 + I_1)] l_n}{\gamma F_n}; \\ \Delta U_{CO} &= \frac{\Sigma I_3 l}{\gamma F} + \frac{\Sigma [I_3 - 0,5(I_1 + I_2)] l_n}{\gamma F_n}. \end{aligned}$$

Трехпроводное ответвление четырехпроводной сети (две фазы и нуль). При трехпроводном ответвлении от четырехпроводной сети (рис. 5.16, а) ток в третьем фазном проводе, очевидно, отсутствует (например, $I_3 = 0$). Потери напряжения в ответвлении определяют по уравнениям (5.70), принимая

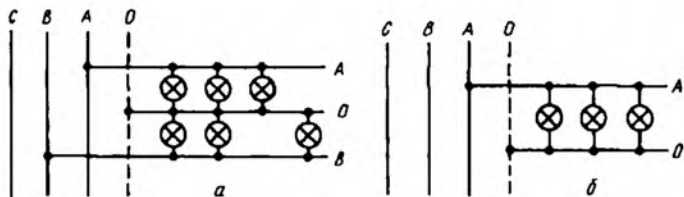


Рис. 5.16. Схемы ответвления от четырехпроводной сети:

a — трехпроводное (две фазы и нуль); *б* — двухпроводное (одна фаза и нуль)

$I_3 = 0$. В этом случае

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{AO} &= I_1 r + (I_1 - 0,5 I_2) r_n; \\ \Delta U_{BO} &= I_2 r + (I_2 - 0,5 I_1) r_n. \end{aligned} \right\} \quad (5.72)$$

При равномерной нагрузке в 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 количества нагрузок уравнения (5.72) запишем так:

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{AO} &= \sum I_1' r + \sum (I_1 - 0,5 I_2) r_n; \\ \Delta U_{BO} &= \sum I_2' r + \sum (I_2 - 0,5 I_1) r_n. \end{aligned} \right\} \quad (5.73)$$

а при выполнении проводов из цветного металла потерю напряжения в каждой фазе определяют по уравнениям

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{AO} &= \frac{\sum I_1' l}{\gamma F} + \frac{\sum (I_1 - 0,5 I_2) l_n}{\gamma F_n}; \\ \Delta U_{BO} &= \frac{\sum I_2' l}{\gamma F} + \frac{\sum (I_2 - 0,5 I_1) l_n}{\gamma F_n}. \end{aligned} \right\} \quad (5.74)$$

Двухпроводное ответвление от четырехпроводной сети (одна фаза и нуль). Многие потребители в сельских местностях имеют однофазное питание, и к ним подводят два провода — фазный и нулевой (рис. 5.16, б). К таким потребителям

относят 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 $r = r_{\text{н}}$:

$$\Delta U_{AO} = I_1 r + I_1 r = 2 I_1 r. \quad (5.75)$$

При нескольких нагрузках

$$\Delta U_{AO} = 2 \sum I_1 r, \quad (5.76)$$

а в сети с проводами из цветных металлов

$$\Delta U_{AO} = 2 \sum I_1 l / (\gamma F). \quad (5.77)$$

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:

$$\Delta U_{AO} = \frac{\Delta U_{AO}}{U_{\text{ф.н}}} \cdot 100.$$

В практических условиях всегда стремятся так распределить однофазные нагрузки по фазам, чтобы в период максимальной нагрузки сети потери напряжения по фазам незначительно отличались одна относительно другой. Расчет значительно упрощается. Кроме того, потеря напряжения в этом случае получается наименьшей.

Расчет стальных проводов в четырехпроводной сети сложнее, чем расчет проводов из цветных металлов. Для этой цели были составлены расчетные кривые. Кривые строят для трех-, четырех- и однопроводного ответвлений при условии практически равномерного распределения нагрузок между фазами.

На рисунке 5.17 в качестве примера приведены кривые Главсель-электро 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. Для сельской электрификации широко применяют централизованное управление уличным освещением. Для этого прокладывают пятый — фонарный провод, соединенный через рубильник и предохранитель с одной из фаз. Всю нагрузку, включая нагрузку от уличного освещения, следует распределять равномерно между тремя фазами на каждой линии.

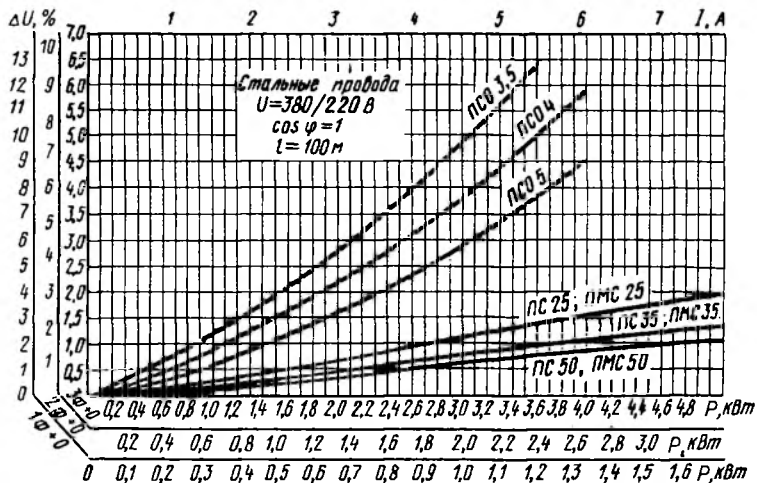


Рис. 5.17. Кривые Главсельэлектро для расчета стальных проводов при двух-, трех- и четырехпроводных ответвлениях и равномерной нагрузке по фазам

Сечение проводов фаз, не имеющих фонарной нагрузки, находят 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 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.

Серьезный недостаток такой системы — использование тяжелых сетей 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 расходуют металла проводов в 2...3 раза больше, чем в сетях напряжением 10 кВ.

Расход проводов в низковольтных сетях можно уменьшить, увеличив число трансформаторных пунктов, 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 при уменьшении средней мощности трансформаторного пункта ниже 40 или 63 кВ · А в трехфазных сетях чрезмерно увеличивается общая стоимость трансформаторных пунктов. Следовательно, такой путь сокращения расхода проводов в сетях низкого напряжения не всегда экономичен.

При трехфазном распределении электроэнергии часто приходится подводить к мелким потребителям три провода сети напряжением 10 кВ. Сечения проводов должны быть 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 такой системы распределения электроэнергии на практике применяют смешанную трехфазно-однофазную систему распределения электроэнергии. Ее сущность 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.

Как видно из схемы (рис. 5.18), крупные потребители с преимущественно силовой нагрузкой (мастерская, усадьба хозяйства) имеют трехфазное питание, а мелкие потребители (жилые дома) питаются от однофазных трансформаторных пунктов. Однофазные трансформаторы включают на междуфазное напряжение.

При использовании смешанной системы уменьшается расход металла в проводах высокого и низкого напряжения на 25...35 % по сравнению с обычной трехфазной системой. Первоначальная стоимость сети при существующих ценах и типах оборудования может быть снижена за счет применения смешанной системы лишь в пределах 5...10 %.

В сети высокого напряжения,

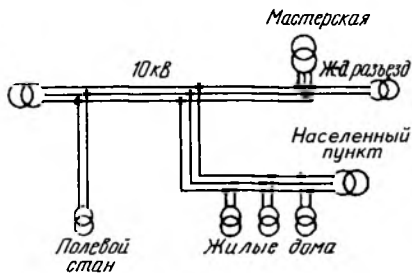


Рис. 5.18. Схема сети, выполненная по смешанной трехфазно-однофазной системе

выполненной по смешанной системе, однофазные трансформаторы (см. рис. 5.18) включают в треугольник на линейное напряжение 6 или 10 кВ.

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 остается неизменной независимо от распределения нагрузок между фазами, т.е.

$$\Delta U_{AB} + \Delta U_{BC} + \Delta U_{CA} = \text{const.}$$

В практике всегда есть значительное число подключенных к магистрали однофазных нагрузок. Их можно распределить так, чтобы междуфазные потери напряжения до конечных точек были примерно равны:

$$\Delta U_{AB} \approx \Delta U_{BC} \approx \Delta U_{CA}.$$

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. Формулы (5.66) и (5.67) надо использовать только в том случае, когда распределить однофазные нагрузки между фазами наиболее выгодным способом невозможно.

Однофазные ответвления от сети напряжением 10 кВ характеризуются 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 составляет 33 %.

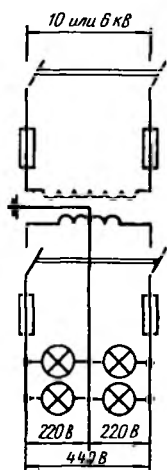


Рис. 5.19. Схема однофазного трансформаторного пункта

Однофазную сеть низкого напряжения по смешанной системе выполняют трехпроводной со средним проводом. Напряжение между средним и крайними проводами 220 В (рис. 5.19), а между крайними — 440 В. Средний провод заземляют так же, как нулевой провод в системе напряжением 380 В с заземленной нейтралью, и так же соединяют с ним металлические части оборудования. Осветительную нагрузку включают между средним и крайними проводами, силовую — между крайними проводами. Малые трансформаторы мощностью 2 кВ · А имеют два вывода низкого напряжения 220 или 127 В.

Трансформаторы подвешивают на обычную промежуточную опору сети напряжением 10 кВ. Их присоединяют к сети высокого напряжения через разъединитель, устанавливаемый на соседней опоре. От коротких замыканий трансформаторы защищены предохранителями высокого напряжения.

На стороне низкого напряжения устанавливают рубильник и плавкие предохранители, помещаемые в небольшом ящике.

Линии напряжением до 1000 В при смешанной системе выполняют, как в обычных сетях. При совпадении трасс целесообразно подвешивать их на одних опорах с линиями высокого напряжения.

В большинстве случаев при смешанной системе используют обычные 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. 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 $0,5M_n$, то 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 пускать двигатели с номинальной мощностью в трехфазном режиме до 4,5 кВт.

Однофазные двигатели как специального исполнения, так и пе-

реоборудованные 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 за счет применения смешанной системы распределения электроэнергии.

Соотношение между однофазной и трехфазной мощностью в высоковольтной сети зависит от характера нагрузки и условий ее размещения. В сельских районах ряда стран с разбросанными мелкими потребителями (США, Китай и др.) однофазное питание нашло широкое применение. В нашей стране значительная доля нагрузки сельских районов, в том числе главная часть силовой нагрузки, концентрируется в сельских хозяйственных центрах, присоединенных к трехфазной сети.

Для большинства сельских районов страны однофазные высоковольтные линии напряжением 10 кВ получают распространение преимущественно в двух случаях: на окраинах крупных селений с преобладающей нагрузкой жилых домов; в качестве ответвлений к отдельным небольшим населенным пунктам, где не предусмотрено 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 преобладают разомкнутые — радиальные электрические сети (рис. 5.20, а). При сооружении радиальных сетей требуется наименьший расход средств и материалов. Однако у них есть существенный недостаток. При повреждении линии, особенно в ее начале, прекращается электроснабжение всех потребителей, присоединенных к ней.

В сельском хозяйстве появляется все больше потребителей, перемены в электроснабжении которых приводят к значительным потерям урожая, животноводческой продукции и т.п. Электроснабжение ответственных потребителей должно быть надежным. Такому требованию радиальные сети удовлетворяют не полностью. Вот почему применяют замкнутые электрические сети.

Замкнутой называют электрическую сеть, магистральные линии которой получают питание не менее чем с двух сторон. В этой сети (рис. 5.20, б) 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.

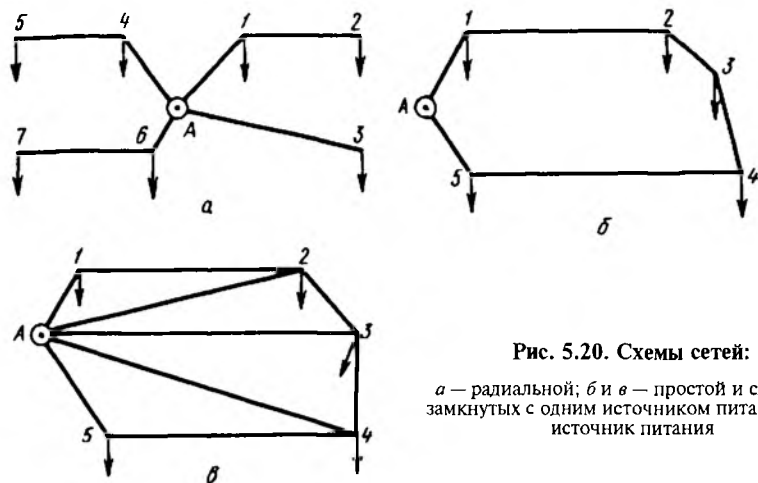


Рис. 5.20. Схемы сетей:

a — радиальной; *б* и *в* — простой и сложной замкнутой с одним источником питания; *A* — источник питания

Если в сети будут проведены дополнительные внутренние линии $A-2$, $A-3$ и $A-4$ (рис. 5.20, *в*), то точки 2...4 получают питание с трех сторон и их называют узловыми или узлами, а сеть с узловыми точками — сложной замкнутой. В этой сети при обрыве линии на любом из участков электроснабжение всех потребителей более надежно, чем в простой замкнутой сети.

Сети, изображенные на рисунке 5.20, *б* и *в*, снабжены источником питания *A*. При выходе его из строя прекращается электроснабжение всех потребителей этих сетей. Для повышения его надежности нужно увеличить число источников питания в сети.

Простая замкнутая сеть с двумя источниками питания *A* и *B* (рис. 5.21) называется линией с двухсторонним питанием. В такой линии обрыв проводов и даже выход из строя одного из источников питания не нарушают электроснабжения всех или большей части потребителей электроэнергии.

Сложная замкнутая сеть (рис. 5.22) с несколькими источниками питания обеспечивает наиболее высокую надежность электроснабжения.

Недостатки замкнутых сетей заключаются в значительно большей стоимости и расходе материалов. Кроме того, защита замкнутых сетей от коротких замыканий сложнее, чем защита радиальных. Этим и объясняется, что замкнутые сети в сельском хозяйстве применяют недостаточно. Их используют в виде линий с двухсторонним питанием (см. рис. 5.21), которые служат линиями связи сельских подстанций и иногда электростанций, работающих со-

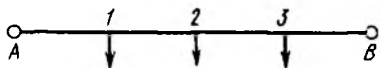


Рис. 5.21. Схема линии с двухсторонним питанием

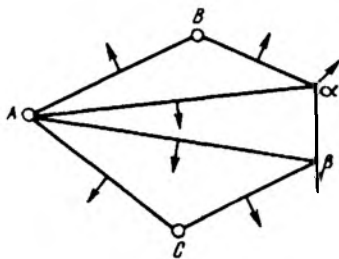


Рис. 5.22. Схема сложной замкнутой сети с несколькими источниками питания: A , B и C — источники питания; α и β — узловые точки

противления 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, т.е. $U_A \neq U_B$. 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 $B-2$:

$$\begin{aligned} U_A - U_2 &= \sqrt{3} \left(I_{A-1} Z_{A-1} + I_{1-2} Z_{1-2} \right); \\ U_B - U_2 &= \sqrt{3} \left(I_{B-3} Z_{B-3} + I_{3-2} Z_{3-2} \right). \end{aligned}$$

Вычтем из первого уравнения второе:

$$U_A - U_B = \sqrt{3} \left(I_{A-1} Z_{A-1} + I_{1-2} Z_{1-2} - I_{B-3} Z_{B-3} - I_{3-2} Z_{3-2} \right).$$

Сумма токов источников питания равна сумме нагрузочных токов:

$$I_{A-1} + I_{B-3} = i_1 + i_2 + i_3.$$

Используя это выражение и первый закон Кирхгофа, выразим все линейные токи через ток I_{A-1} и нагрузочные токи, как

$$I_{B-3} = i_1 + i_2 + i_3 - I_{A-1};$$

$$I_{3-2} = i_1 + i_2 - I_{A-1};$$

$$I_{1-2} = I_{A-1} - i_1.$$

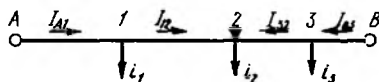


Рис. 5.23. Схема распределения токов в линии с двухсторонним питанием

Подставляя эти значения в предпоследнее выражение, получаем

$$\frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3}} = \dot{I}_{A-1} \underline{Z}_{A-1} + (\dot{I}_{A-1} - \dot{i}_1) \underline{Z}_{1-2} + (\dot{I}_{A-1} - \dot{i}_1 - \dot{i}_2 - \dot{i}_3) \underline{Z}_{B-3} + (\dot{I}_{A-1} - \dot{i}_1 - \dot{i}_2) \underline{Z}_{3-2}$$

и после преобразования

$$\frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3}} = \dot{I}_{A-1} (\underline{Z}_{A-1} + \underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2}) - \dot{i}_1 (\underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2}) - \dot{i}_2 (\underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2}) - \dot{i}_3 \underline{Z}_{B-3}.$$

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

$$\frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3}} = \dot{I}_{A-1} \underline{Z}_{A-B} - \dot{i}_1 \underline{Z}_{1-B} - \dot{i}_2 \underline{Z}_{2-B} - \dot{i}_3 \underline{Z}_{B-3}.$$

Последние три члена уравнения можно выразить так:

$$\dot{i}_1 \underline{Z}_{1-B} + \dot{i}_2 \underline{Z}_{2-B} + \dot{i}_3 \underline{Z}_{B-3} = \sum \dot{i}_k \underline{Z}_{k-B},$$

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:

$$\underline{S}_{A-1} = \frac{U_H(\dot{U}_A - \dot{U}_B)}{\underline{Z}_{A-B}} + \frac{\sum \underline{S}_k \underline{Z}_{k-B}}{\underline{Z}_{A-B}} \quad (5.80)$$

и

$$\underline{S}_{B-3} = \frac{U_H(\dot{U}_B - \dot{U}_A)}{\underline{Z}_{A-B}} + \frac{\sum \underline{S}_k \underline{Z}_{k-A}}{\underline{Z}_{A-B}}, \quad (5.81)$$

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, т.е. $\dot{U}_A = \dot{U}_B$. В этом случае уравнительные токи равны нулю, и для определения токов от обоих источников питания используют только вторые члены правой части уравнений (5.78)...(5.81), а именно:

$$\dot{I}_{A-1} = \frac{\sum \dot{i}_k \underline{Z}_{k-B}}{\underline{Z}_{A-B}}; \quad (5.82)$$

$$\dot{I}_{B-3} = \frac{\sum \dot{i}_k \underline{Z}_{k-A}}{\underline{Z}_{A-B}}; \quad (5.83)$$

$$\underline{S}_{A-1} = \frac{\sum \underline{S}_k \underline{Z}_{k-B}}{\underline{Z}_{A-B}}; \quad (5.84)$$

$$\underline{S}_{B-3} = \frac{\sum \underline{S}_k \underline{Z}_{k-A}}{\underline{Z}_{A-B}}. \quad (5.85)$$

2. Напряжения источников питания равны $\dot{U}_A = \dot{U}_B$, и, кроме того, вся линия выполнена проводом одинакового сечения, материала и конструкции. Это распространенный случай, так как линию с двухсторонним питанием обычно рассчитывают на аварийный режим, когда питание осуществляют с одного или другого конца. Если на всех участках использован одинаковый провод, то полные сопротивления линии выражают через активные r_0 и индуктивные x_0 сопротивления 1 км 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

$$\dot{I}_{A-1} = \frac{\sum i_k l_{k-B}}{l_{A-B}}; \quad (5.86)$$

$$\dot{I}_{B-3} = \frac{\sum i_k l_{k-A}}{l_{A-B}}; \quad (5.87)$$

$$\underline{S}_{A-1} = \frac{\sum S_k l_{k-B}}{l_{A-B}}; \quad (5.88)$$

$$\underline{S}_{B-3} = \frac{\sum S_k l_{k-A}}{l_{A-B}}. \quad (5.89)$$

Рассмотрим порядок определения сечения проводов в линии с двухсторонним питанием с проводами из цветных металлов.

1. Задаются сечениями 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 реактивных токов или мощностей. Точки раздела активных и реактивных токов в общем случае могут не совпадать друг с другом.

4. Разрезают линию в точке раздела активных токов и определяют наибольшую потерю напряжения, как для радиальной сети.

5. Определяют потерю напряжения в линии для наилучшего аварийного случая — отключения линии в одном из ее концов. При аварии отклонение напряжения можно допускать на 5% больше.

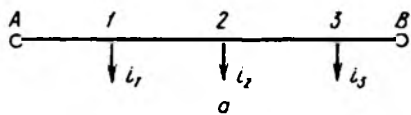
Если потери напряжения выходят за пределы допустимых, то сечение проводов линии изменяют и расчет повторяют снова.

Сечение проводов из цветного металла линии с двухсторонним 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 двухсторонним питанием (рис. 5.24, а).

По уравнениям (5.84) и (5.87) находят токи от питающих пунктов A и B :

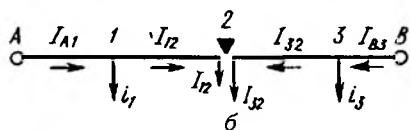
$$\dot{I}_{A-1} = \frac{\sum i_k l_{k-B}}{l_{A-B}}; \quad \dot{I}_{B-3} = \frac{\sum i_k l_{k-A}}{l_{A-B}}.$$

Наносят распределение токов на схему линии и находят точку токораздела, например 2 (рис. 5.24, б).



Разрезают линию в точке токораздела, имея в виду, что

$$i_2 = \dot{I}_{1-2} + \dot{I}_{3-2}.$$



Получают две линии с односторонним питанием. Рассчитывают их как магистрали с постоянным сечением проводов, т.е. задаются удельным индуктивным сопротивлением проводов и находят составляющую потери напряжения в реактивных сопротивлениях:

Рис. 5.24. Схемы определения сечения провода линии с двухсторонним питанием, если по всей длине одинаковы сечение, материал и конструкция провода:

а — общая; б — с нанесением точки токораздела

$$\Delta U_p = \sqrt{3} x_0 \Sigma I_p l.$$

Затем определяют составляющую потери напряжения в активных сопротивлениях:

$$\Delta U_a = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_p.$$

Сечение провода определяют по формуле

$$F = \frac{\sqrt{3} \Sigma I_a l}{\gamma \Delta U_a}.$$

Сложные замкнутые сети. При расчете сложных замкнутых сетей требуется значительная вычислительная работа. Наиболее простой метод расчета — метод преобразований. Его применяют также при расчете токов короткого замыкания.

Метод преобразований пригоден только для расчета сетей с проводами из цветных металлов. Его сущность заключается в том, что путем последовательных преобразований сложную замкнутую сеть приводят к линии с двухсторонним питанием. При каждом преобразовании получают эквивалентную сеть, т.е. сеть с тем же током, выходящим из питающих пунктов, и одинаковым напряжением в узлах. Описанными в предыдущем пункте способами находят распределение токов или мощностей в этой линии. Затем линию с двухсторонним питанием вновь преобразуют в исходную замкнутую сеть.

При обратных преобразованиях каждый раз находят распределение токов или мощностей в усложненной схеме и таким образом получают их действительное распределение 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.

Очевидно, что для расчета таким методом сложной замкнутой сети нужно сначала задаться сечениями проводов. Если потеря напряжения выйдет за допустимые пределы, то сечение проводов изменят и сеть рассчитывают снова.

Метод преобразований основан на использовании ряда теоретических положений.

1. Приведение проводов сети к одному сечению. Для последующих преобразований, если $\cos \varphi = 1$, целесообразно привести все провода сети к одному сечению. При этом распределение нагрузок и потеря напряжения на всех участках остаются 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 его привести к сечению F_2 , причем сопротивление должно остаться неизменным, т.е. $r_2 = r_1$. Очевидно, что это может быть достигнуто лишь при замене длины участка l_1 длиной $l_2 \neq l_1$. Сопротивление

$$r_1 = l_1 / (\gamma_1 F_1),$$

где γ_1 — удельная проводимость провода.

Тогда

$$r_2 = l_2 / (\gamma_2 F_2),$$

где γ_2 — удельная проводимость провода, к сечению которого приводят провод участка.

Как было отмечено ранее,

$$r_2 = r_1 \text{ и } l_2 / (\gamma_2 F_2) = l_1 / (\gamma_1 F_1).$$

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. 5.25). Требуется их заменить одной линией с эквивалентным сопротивлением \underline{Z}_3 и током \dot{I}_3 , сохранив напряжение в узле O неизменным.

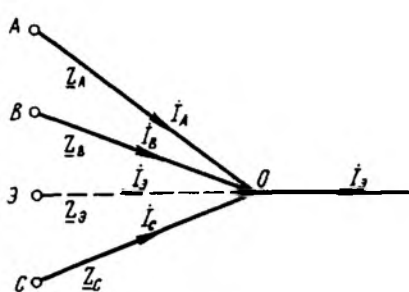


Рис. 5.25. Сложение параллельных ветвей

Очевидно, что эквивалентный ток

$$I_3 = I_A + I_B + I_C.$$

Эквивалентное сопротивление линии

$$\frac{1}{Z_3} = \frac{1}{Z_A} + \frac{1}{Z_B} + \frac{1}{Z_C},$$

откуда

$$Z_3 = \frac{Z_A Z_B Z_C}{Z_A Z_B + Z_B Z_C + Z_C Z_A}. \quad (5.92)$$

В обратном случае заданы I_3 , Z_3 и сопротивления отдельных ветвей. Требуется найти распределение тока по ветвям, т.е. I_A , I_B и I_C .

Принимая, что напряжения источников питания равны, т.е. $\dot{U}_A = \dot{U}_B = \dot{U}_C = \dot{U}_3$, получаем, что падения напряжения от источников питания до узла O равны:

$$\dot{I}_A Z_A = \dot{I}_B Z_B = \dot{I}_C Z_C = \dot{I}_3 Z_3.$$

Отсюда

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_A &= \dot{I}_3 \frac{Z_3}{Z_A}; \\ \dot{I}_B &= \dot{I}_3 \frac{Z_3}{Z_B}; \\ \dot{I}_C &= \dot{I}_3 \frac{Z_3}{Z_C}. \end{aligned} \right\} \quad (5.93)$$

Если сеть выполнена проводами одинакового сечения, конструкции и материала, то сопротивления можно заменить длинами, и тогда

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_A &= \dot{I}_3 \frac{l_3}{l_A}; \\ \dot{I}_B &= \dot{I}_3 \frac{l_3}{l_B}; \\ \dot{I}_C &= \dot{I}_3 \frac{l_3}{l_C}. \end{aligned} \right\} \quad (5.94)$$

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 ранее, складывать параллельные ветви можно только в том случае, если на них нет нагрузок. Поэтому, если в преобразуемой схеме такие нагрузки есть, то их нужно разнести в другие точки, сохранив распределение токов и значения падений напряжения.

Пусть есть линия с двухсторонним питанием (рис. 5.26, а) с точкой раздела токов l . Требуется разнести нагрузку i_2 в точки 1 и 3 (рис. 5.26, б).

Для первой схемы ток из точки А определяют при равных напряжениях источников питания по формуле (5.82)

$$\dot{I}_{A-l} = \frac{\dot{i}_1(\underline{Z}_{l-2} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-B}) + \dot{i}_2(\underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-B}) + \dot{i}_3 \underline{Z}_{3-B}}{\underline{Z}_{A-B}}$$

Для второй схемы по той же формуле

$$\dot{I}'_{A-l} = \frac{\dot{i}'_1(\underline{Z}_{l-2} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-B}) + \dot{i}'_3 \underline{Z}_{3-B}}{\underline{Z}_{A-B}}$$

Но, как указывалось ранее, в преобразованной схеме токи из источников питания должны быть такими же, как в исходной схеме:

$$\dot{I}_{A-l} = \dot{I}'_{A-l},$$

откуда

$$\begin{aligned} \dot{i}_1(\underline{Z}_{l-2} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-B}) + \dot{i}_2(\underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-B}) + \dot{i}_3 \underline{Z}_{3-B} = \\ = \dot{i}'_1(\underline{Z}_{l-2} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-B}) + \dot{i}'_3 \underline{Z}_{3-B}. \end{aligned}$$

Сумма нагрузочных токов для обеих схем не должна меняться, тогда

$$\dot{i}_1 + \dot{i}_2 + \dot{i}_3 = \dot{i}'_1 + \dot{i}'_3,$$

откуда

$$\dot{i}'_1 = \dot{i}_1 + \dot{i}_2 + \dot{i}_3 - \dot{i}'_3.$$

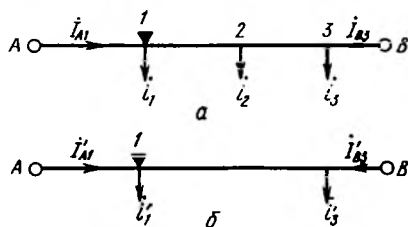


Рис. 5.26. Схема разнеса нагрузки:

а — исходная линия; б — линия с разнесенной нагрузкой из точки 2 в точки 1 и 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 преобразовывая, 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 проявляется необходимость преобразования контура, имеющего вид треугольника, в эквивалентную звезду и обратно. Пусть требуется преобразовать треугольник 1—2—3 (рис. 5.27) в звезду. В этом случае сопротивления лучей эквивалентной звезды определяют как

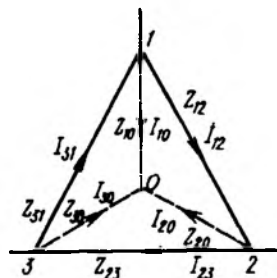


Рис. 5.27. Схема преобразования треугольника в эквивалентную звезду

$$\left. \begin{aligned} \underline{Z}_{1-0} &= \frac{\underline{Z}_{1-2} \underline{Z}_{3-1}}{\underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-1}}; \\ \underline{Z}_{2-0} &= \frac{\underline{Z}_{2-3} \underline{Z}_{1-2}}{\underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-1}}; \\ \underline{Z}_{3-0} &= \frac{\underline{Z}_{3-1} \underline{Z}_{2-3}}{\underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-1}}. \end{aligned} \right\} \quad (5.96)$$

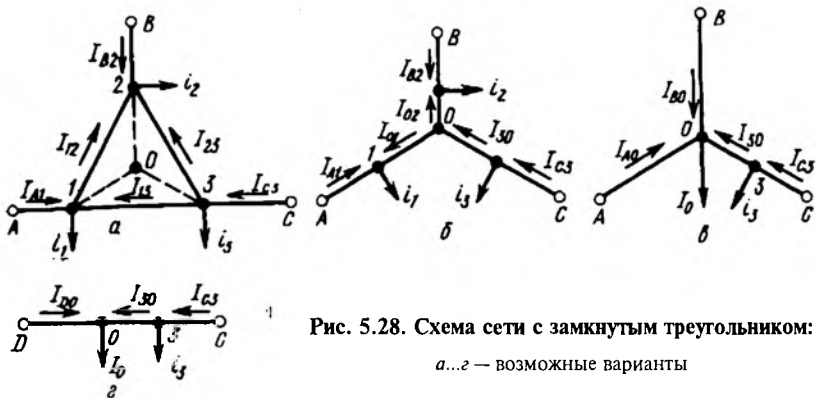


Рис. 5.28. Схема сети с замкнутым треугольником:

a...z — возможные варианты

При преобразовании звезды в треугольник сопротивления сторон треугольника можно выразить следующими равенствами:

$$\left. \begin{aligned} \underline{Z}_{1-2} &= \underline{Z}_{1-O} + \underline{Z}_{2-O} + \frac{\underline{Z}_{1-O} \underline{Z}_{2-O}}{\underline{Z}_{3-O}}; \\ \underline{Z}_{2-3} &= \underline{Z}_{2-O} + \underline{Z}_{3-O} + \frac{\underline{Z}_{2-O} \underline{Z}_{3-O}}{\underline{Z}_{1-O}}; \\ \underline{Z}_{3-1} &= \underline{Z}_{3-O} + \underline{Z}_{1-O} + \frac{\underline{Z}_{3-O} \underline{Z}_{1-O}}{\underline{Z}_{2-O}}. \end{aligned} \right\} \quad (5.97)$$

Токи, или мощности, в эквивалентном треугольнике при заданном направлении токов в звезде:

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{1-2} &= \frac{\dot{I}_{1-O} \underline{Z}_{1-O} - \dot{I}_{2-O} \underline{Z}_{2-O}}{\underline{Z}_{1-2}}; \\ \dot{I}_{2-3} &= \frac{\dot{I}_{2-O} \underline{Z}_{2-O} - \dot{I}_{3-O} \underline{Z}_{3-O}}{\underline{Z}_{2-3}}; \\ \dot{I}_{3-1} &= \frac{\dot{I}_{3-O} \underline{Z}_{3-O} - \dot{I}_{1-O} \underline{Z}_{1-O}}{\underline{Z}_{3-1}}. \end{aligned} \right\} \quad (5.98)$$

5. Преобразование сети, имеющей замкнутый треугольник. На основании выведенных ранее соотношений путем последовательных преобразований можно найти сопротивление токов в сложной замкнутой сети, изображенной на рисунке 5.28, *a*. 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 их сопротивления заменяют длинами, получая:

$$l_{1-O} = \frac{l_{1-2}l_{3-1}}{l_{1-2} + l_{2-3} + l_{3-1}};$$

$$l_{2-O} = \frac{l_{2-3}l_{1-2}}{l_{1-2} + l_{2-3} + l_{3-1}};$$

$$l_{3-O} = \frac{l_{3-1}l_{2-3}}{l_{1-2} + l_{2-3} + l_{3-1}}.$$

Получается схема, изображенная на рисунке 5.28, 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 5.28, 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. 5.28, г), которая представляет собой линию с двухсторонним питанием. Первая часть задачи выполнена.

Находим теперь распределение токов в этой последней схеме:

$$I_{D-O} = \frac{I_O l_{O-C} + i_3 l_{3-C}}{l_{D-C}}; \quad I_{C-3} = \frac{I_O l_{O-D} + i_3 l_{3-D}}{l_{D-C}};$$

$$I_{3-O} = I_{C-3} - i_3.$$

Возвращаемся к предыдущей схеме (см. рис. 5.28, 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 5.28, б, возвращаем токи из узловой точки O по лучам $A-O$ и $B-O$:

$$I_{O-1} = I_{A-O} - I'_{1-O}; \quad I_{O-2} = I_{B-O} - I'_{2-O};$$

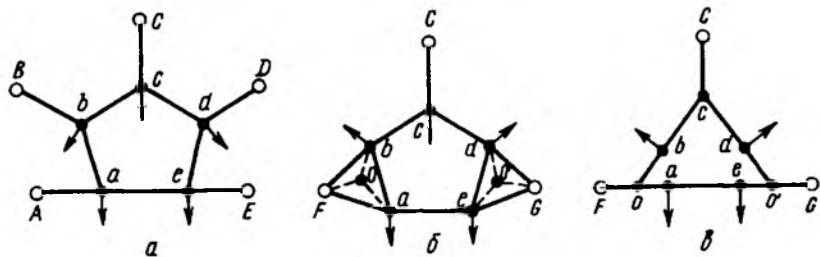


Рис. 5.29. Схема сети с замкнутым многоугольником:

a...e — возможные варианты

$$I_{A-1} = i_1 - I_{0-1}; \quad I_{B-2} = i_2 - I_{0-2}.$$

Если получаются отрицательные значения токов, то это значит, что они направлены в противоположную сторону, т.е. к узлам.

Для перехода к исходной схеме сети (см. рис. 5.28, *a*) по уравнению (5.92) находим токи в сторонах треугольника 1—2—3, имея в виду, что $I_{1-0} = -I_{0-1}$ и $I_{2-0} = -I_{0-2}$:

$$I_{1-2} = \frac{I_{1-0}l_{1-0} - I_{2-0}l_{2-0}}{l_{1-2}},$$

$$I_{2-3} = \frac{I_{2-0}l_{2-0} - I_{3-0}l_{3-0}}{l_{2-3}},$$

$$I_{3-1} = \frac{I_{3-0}l_{3-0} - I_{1-0}l_{1-0}}{l_{3-1}}.$$

Таким образом, найдено распределение токов в заданной схеме и задача решена.

Если в исходной схеме сети есть замкнутый пятиугольник (рис. 5.29, *a*), то попарно объединяем линии *Aa* с *Bb* и *Dd* с *Ee*, получая два дополнительных треугольника (рис. 5.29, *б*). После этого преобразуем эти треугольники в звезды и приходим к уже известной нам схеме с одним треугольником (рис. 5.29, *в*), решение которой было показано ранее.

Подобным способом можно преобразовать в линию с двухсторонним питанием схемы сетей более сложной конфигурации, постепенно заменяя треугольники звездами и параллельные ветви одной эквивалентной.

5.3.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ

Ранее приведены способы расчета воздушных электрических сетей с проводами из разных материалов по потере напряжения. Допустимую потерю напряжения в электрической сети 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. Вследствие этого 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 от номинального напряжения сети.

Пусть есть линия (рис. 5.30) с распределенной нагрузкой, выполненная проводом постоянного сечения. Напряжение вдоль линии изменяется приблизительно по прямой (более точно — по квадратичной кривой). В начале линии (точке *A*) оно несколько выше номинального, а в конце (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: мощность (в ваттах), световой поток (в люменах), световая отдача (в люменах на ватт) и срок службы (в часах). Если принять все эти

величины при номинальном напряжении сети за 100 %, то при отклонениях напряжения на $\pm 1\%$ мощность лампы накаливания изменяется на $\pm 1,5\%$, световой поток — на $\pm 3,7\%$, световая отдача — на $\pm 1,8\%$ и срок службы — на $\pm 14\%$.

Таким образом, с увеличе-



Рис. 5.30. Схема линии с распределенной нагрузкой и отклонениями напряжения в ней

нием напряжения растут световой поток и световая отдача лампы, 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.

При пониженном напряжении снижается световой поток и, следовательно, ухудшаются условия освещения. При напряжении 95 % номинального световой поток лампы составляет всего 81,5 %.

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 $\pm 1\%$ изменения напряжения их световой поток изменяется также на $\pm 1\%$, а световая отдача — всего на $\pm 0,5\%$. Однако при напряжении 93...94 % номинального лампы не загораются.

Нагревательные бытовые приборы (плитки, утюги) сравнительно мало реагируют на отклонения напряжения. Все же следует учитывать, что их электрическая мощность изменяется 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 вращающий момент. Поэтому при снижении напряжения нормально загруженные двигатели останавливаются — опрокидываются. Кроме того, изоляция двигателей выходит из строя.

Таким образом, 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 % 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 лишнее количество металла проводов.

Потеря напряжения в линии непосредственно связана с отклонениями напряжения. Для линии, приведенной на рисунке 5.31, отклонения напряжения выражают как

$$\delta U_A = U_A - U_n; \delta U_B = U_B - U_n.$$

Вычтем из первого уравнения второе и получим

$$\delta U_A - \delta U_B = U_A - U_B = \Delta U_{AB}.$$

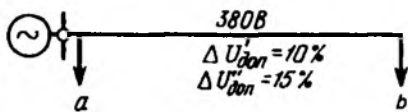


Рис. 5.31. Схема низковольтной сети малой сельской электростанции

Другими словами, потеря напряжения в линии равна разности между отклонениями напряжения в начале и в конце этой линии.

Как уже отмечалось, электрическая нагрузка в линии не остается постоянной. 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 на 25 % максимальной, т.е. $S_{\min} \geq 0,25 S_{\max}$.

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 %, т.е. $\delta U^{100} \geq -5 \% U_n$.

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 превышать номинальное. В этом случае принимают меры, чтобы отклонения напряжения при нагрузке 25 % не были больше +5 %, т.е. $\delta U^{25} \leq +5 \% U_n$.

Влияние различных элементов электрической установки на отклонения напряжения. В электрическую установку входят различные элементы: генераторы, шины питающих подстанций, провода ВЛ, трансформаторы, 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:

$$\delta U_r^{100} = \delta U_r^{25} = +5 \%,$$

т.е. отклонения напряжения на генераторе одинаковы при всех нагрузках и составляют +5 % номинального напряжения сети.

2. Режим встречного регулирования заключается в том, что с увеличением нагрузки автоматически повышается напряжение генератора. Возможны следующие предельные отклонения напря-

жения генератора от номинального напряжения сети:

$$\delta U_{\Gamma}^{100} = +10\%; \quad \delta U_{\Gamma}^{25} = 0\%.$$

При использовании встречного регулирования напряжения можно 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 напряжением 35/10 или 110/35 кВ.

По действующим правилам устройства электротехнических установок на шинах вторичного напряжения подстанций напряжением 110 и 35 кВ должно быть обеспечено встречное регулирование напряжения в пределах $0...+5\%$ номинального напряжения сети. Другими словами, отклонения напряжения на шинах подстанций должны быть следующими:

$$\delta U_{\text{п.с}}^{100} = +5\%; \quad \delta U_{\text{п.с}}^{25} = 0\%.$$

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 подстанций. 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, то применяют специальные меры, например регулирование напряжения в сельской сети (см. п. 5.4).

Провода воздушных линий. Потерю напряжения в проводах воздушных линий $\Delta U_{\text{пр}}^{100}$ определяют описанными в предыдущих параграфах методами для максимальной нагрузки. Поскольку потеря напряжения приблизительно пропорциональна нагрузке при минимальной потребляемой мощности, в проводах сельской воздушной сети она составляет 25% наибольшего значения:

$$\Delta U_{\text{пр}}^{25} = 0,25 \Delta U_{\text{пр}}^{100}.$$

Трансформаторы. Простейшая приближенная схема замещения двухобмоточных трансформаторов для одной фазы состоит из последовательно включенных сопротивлений — активного r_T и индуктивного x_T . При прохождении тока через обмотки трансформатора потеря напряжения в них

$$\Delta U_T = \sqrt{3} I_{\max} (r_T \cos \varphi + x_T \sin \varphi),$$

где I_{\max} — наибольший рабочий ток трансформатора.

В таблицах основных технических данных трансформаторов значения сопротивлений их обмоток не приводят. В них помещают только данные о напряжении короткого замыкания трансформатора $u_k \%$, токе холостого хода $I_x \%$, потерях холостого хода ΔP_x и короткого замыкания ΔP_m . Выразим сопротивления обмоток трансформатора через эти величины.

Активная составляющая напряжения короткого замыкания трансформатора, $\%$,

$$u_a = \frac{\sqrt{3} I_n r_T}{U_n} \cdot 100,$$

где I_n и U_n — номинальные значения тока и напряжения трансформатора.

Из этого уравнения

$$r_T = \frac{u_a \%}{100} \frac{U_n}{\sqrt{3} I_n} = \frac{u_a \% U_n^2}{100 S_n}. \quad (5.99)$$

В свою очередь, активная составляющая напряжения короткого замыкания трансформатора, $\%$,

$$u_a \% = \frac{\sqrt{3} I_n r_T}{U_n} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} I_n^2 r_T \sqrt{3}}{\sqrt{3} I_n U_n} \cdot 100 = \frac{\Delta P_m}{S_n} \cdot 100 = \Delta P_m \%. \quad (5.100)$$

Таким образом, активная составляющая напряжения короткого замыкания трансформатора в процентах равна потерям в меди трансформатора, выраженным в процентах его номинальной мощности.

Индуктивное сопротивление обмоток трансформатора по аналогии с формулой (5.99) составляет:

$$x_T = \frac{u_p \% U_n^2}{100 S_n}. \quad (5.101)$$

В свою очередь, индуктивная составляющая напряжения короткого замыкания, $\%$,

$$u_p \% = \sqrt{(u_k)^2 - (u_a)^2} \%. \quad (5.102)$$

Подставив значения r_T и x_T в формулу для определения потери напряжения в трансформаторе, получаем

$$\Delta U_T = \sqrt{3} I_{\max} \left(\frac{u_a \%}{100} \frac{U_H^2}{S_H} \cos \varphi + \frac{u_p \%}{100} \frac{U_H^2}{S_H} \sin \varphi \right),$$

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, % номинального напряжения сети,

$$\Delta U_T \% = \frac{\Delta U_T}{U_H} \cdot 100 = \frac{S_{\max}}{S_H} \left(u_a \% \cos \varphi + u_p \% \sin \varphi \right), \quad (5.103)$$

где S_{\max} — максимальная мощность нагрузки.

Для трансформаторов, применяемых в сельских установках, при типичной нагрузке и коэффициенте мощности потерю напряжения принимают в среднем $\Delta U_T^{100} = (4...5)\%$. 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, 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

*Трансформаторы напряжением 35/10 кВ с регулированием напряжения под нагрузкой имеют постоянную надбавку +10 %.

наиболее выгодное ответвление. 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 %, 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 остаются 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. Пример такой сети — сеть небольшой сельской электростанции (см. рис. 5.31). Хотя мелкие станции не являются основными в развитии сельского электроснабжения, они могут оказаться необходимыми, например для электрификации небольших поселков в северной зоне страны.

Как указывалось в предыдущем параграфе, возможны два режима работы генератора электростанции: постоянного напряжения и встречного регулирования напряжения. Рассмотрим каждый из них в отдельности.

1. *Режим постоянного напряжения на генераторе.* Пусть в этом режиме поддерживают неизменное напряжение, т.е.

$$\delta U_{\Gamma}^{100} = \delta U_{\Gamma}^{25} = +5\% \text{ (табл. 5.2).}$$

5.2. Отклонения напряжения, %, при постоянном напряжении генератора (см. рис. 5.31)

Элемент установки	Нагрузка, %	
	100	25
Генератор	+5	+5
Сеть напряжением 380 В	−10	0
Потребитель	−5	+5

Вносят в таблицу жирным шрифтом известные значения, т.е. отклонения напряжения на генераторе, а также допустимые отклонения напряжения у наиболее удаленного потребителя (см. рис. 5.31) в период максимума нагрузки:

$$\delta U_b = -5\%.$$

Тогда допустимая потеря напряжения в сети в период максимальной нагрузки

$$\Delta U^{100} = \delta U_r^{100} - \delta U_b^{100} = 5 - (-5) = 10 \%$$

В период минимальной нагрузки 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, т.е.

$$\Delta U^{100} = \Delta U^{25} = 0.$$

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 $\Delta U_{\text{доп}}$ нанесено на рисунок 5.31.

Важно отметить, что в период максимума нагрузки в самых худших условиях находится наиболее удаленный потребитель, и поэтому сеть рассчитывают относительно этого потребителя. Наоборот, при минимуме нагрузки высокое напряжение будет у потребителя, ближе всех расположенного к электростанции, и проверку отклонений напряжения делают относительно него.

2. *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. Составляют таблицу отклонений напряжения (табл. 5.3).

5.3. Отклонения напряжения, %, при встречном регулировании напряжения генератора (см. рис. 5.31)

Элемент установки	Нагрузка, %	
	100	25
Генератор	+10	0
Сеть напряжением 380 В	-15,0	0
Потребитель	-5	0

Допустимая потеря напряжения в сети

$$\Delta U^{100} = \delta U_r^{100} - \delta U_b^{100} = 10 - (-5) = 15\%.$$

В период минимальной нагрузки отклонение напряжения у ближайшего потребителя

$$\Delta U^{25} = \delta U_r^{25} - \Delta U_b^{25} = 0 - 0 = 0 < +5\%.$$

Наносят значение допустимой потери напряжения при встречном регулировании напряжения генератора $\Delta U_{\text{доп}}'' = 15\%$ на рисунок 5.31.

Как видно, для данной схемы встречное регулирование напряжения не дает особо положительных результатов. Это объясняется тем, что и без регулирования в сети может быть допущена значительная потеря напряжения — 10 %.

Электрическая станция с сетью высокого напряжения. Наиболее распространенная схема сети сельской электростанции предусматривает повышение генераторного напряжения до 10 кВ и распределение электроэнергии на этом напряжении. Низковольтные сети потребителей получают питание через понижающие трансформаторные пункты. На рисунке 5.32 изображена схема сети такой станции.

Как и в предыдущем случае, следует рассмотреть варианты с постоянным напряжением и встречным регулированием напряжения на генераторе.

1. *Режим постоянного напряжения на генераторе*, т.е. $\delta U_r^{100} = \delta U_r^{25} = +5\%$. В данном случае необходимо рассматривать отдельно наиболее удаленный и ближайший трансформаторные пункты. Составляют таблицу отклонений напряжения сначала для наиболее удаленного трансформаторного пункта (табл. 5.4).

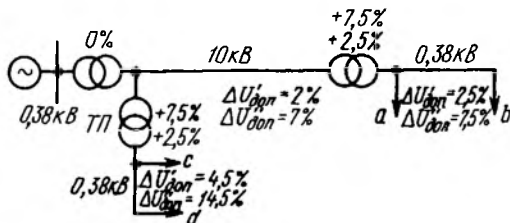


Рис. 5.32. Схема сети сельской электростанции с повышением напряжения

5.4. Отклонения напряжения, %, при постоянном напряжении генератора (см. рис. 5.32)

Элемент установки	На наиболее удаленном ТП		На ближайшем ТП	
	при нагрузке, %			
	100	25	100	25
Генератор	+5	+5	+5	+5
Трансформатор напряжением 0,38/10 кВ:				
надбавки	0	0	0	0
потери	-4	-1	-4	-1
Сеть напряжением 10 кВ	-2	-0,5	0	0
Трансформатор напряжением 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

Вносят жирным шрифтом в таблицу известные значения: отклонения напряжения на генераторе, надбавки повышающего трансформатора напряжением 10/0,38 кВ, равные нулю, и потери напряжения в трансформаторах, которые при полной нагрузке можно считать равными 4 %, а при 25 % полной нагрузки — 1 %. Кроме того, учитывают допустимые отклонения напряжения у потребителя при полной нагрузке $\delta U_b^{100} = -5\%$. При значительной недогрузке трансформатора потери напряжения в них подсчитывают по формулам этого параграфа. Затем задаются надбавкой трансформатора напряжением 10/0,38 кВ, которая, как указывалось ранее, может быть от +10 до 0 %. Выбирают надбавку, равную +5 %. Тогда допустимая потеря напряжения в сетях напряжением 10 и 0,38 кВ при полной нагрузке

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = +5 + 2,5 - 4 - 4 - (-5)\% = 4,5\%.$$

Обычно в первом приближении потерю напряжения распределяют между сетями напряжением 10 и 0,38 кВ пополам, т.е. в данном 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 напряжением 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 напряжением 10/0,38 кВ + 0 нецелесообразно, так как 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 он расположен очень близко и потерей напряжения в сети напряжением 10 кВ до него можно пренебречь. Для сетей, расположенных между ближайшим и наиболее удаленным ТП, значение допустимой потери напряжения в сети напряжением 0,38 кВ приблизительно пропорционально их удаленности от электростанции.

В данном случае также применим надбавку на трансформаторе напряжением 10/0,38 кВ + 2,5 %, и тогда допустимая потеря напряжения в сети напряжением 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 напряжением 10/0,38 кВ надбавку +5 % нельзя, так как

$$\delta U_c^{25} = +5 + 5 - 1 - 1 \% = 8\% > +5\%,$$

т.е. отклонение напряжения выходит за допустимые пределы. Наносят на схему (см. рис. 5.32) все значения, необходимые для расчета сети, т.е. допустимые значения потери напряжения в различных ее звеньях и наиболее выгодные надбавки трансформаторов.

2. *Режим встречного регулирования напряжения на генераторе.* Пусть на генераторах электростанции поддерживают встречное регулирование напряжения в пределах $\delta U_r^{100} = 10\%$ и $\delta U_r^{25} = 0\%$. Составляют таблицу отклонений напряжения для этого случая (табл. 5.5) аналогично предыдущему.

5.5. Отклонения напряжения, %, при встречном регулировании напряжения генератора (см. рис. 5.32)

Элемент установки	На наиболее удаленном ТП		На ближайшем ТП	
	при нагрузке, %			
	100	25	100	25
Генератор	+10	0	+10	0
Трансформатор напряжением 0,38/10 кВ:				
надбавки	0	0	0	0
потери	-4	-1	-4	-1
Сеть напряжением 10 кВ	-7	-1,75	0	0
Трансформатор напряжением 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

Для удаленного ТП принимают надбавку +7,5 %:

$$\Delta U_b^{100} = +10 - 4 + 7,5 - 4 - (-5) \% = 14,5 \%$$

Тогда

$$\delta U_a^{25} = +7,5 - 1 - 1 - 1,75 \% = +3,75 \% < +5 \%$$

Для ближайшего трансформаторного пункта берут надбавку +7,5 %:

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = 10 - 4 + 7,5 - 4 - (-5) \% = 14,5 \%$$

$$\delta U_c^{25} = 0 - 1 + 7,5 - 1 \% = +5,5 \%$$

Таким образом, путем применения встречного регулирования напряжения генератора удалось увеличить допустимую потерю напряжения в сети напряжением 10 кВ с 2 до 7 %, в сети напряжением 0,38 кВ наиболее удаленного трансформаторного пункта — с 2,5 до 7,0 % и в сети напряжением 0,38 кВ ближайшего трансформаторного пункта — с 4,5 до 14,5 %. Соответственно может быть снижено сечение проводов сети.

Питание от шин подстанции напряжением 35/10 кВ или ответвление от линии напряжением 10 кВ. Значения отклонений напряжения в местах присоединения сельской сети могут быть различными. Вот почему перед ее проектированием необходимо получить сведения об этих отклонениях от энергоснабжающей организации.

Допустим, что в месте присоединения сельской сети напряже-

нием 10 кВ (рис. 5.33) наблюдаются следующие отклонения напряжения:

$$\delta U_{п.с}^{100} = \delta U_{п.с}^{25} = 0\%.$$

Составляют таблицу отклонений напряжения для наиболее удаленного и ближайшего трансформаторных пунктов (табл. 5.6).

5.6. Отклонения напряжения, %, при питании от шин напряжением 10 кВ (см. рис. 5.33)

Элемент установки	На наиболее удаленном ТП		На ближайшем ТП	
	при нагрузке, %			
	100	25	100	25
Шины напряжением 10 кВ	0	0	0	0
Сеть напряжением 10 кВ	-4	-1	0	0
Трансформатор напряжением 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

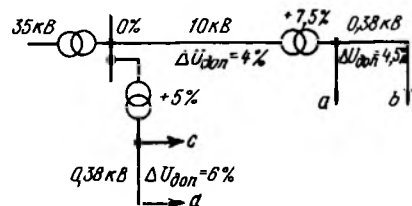
Для наиболее удаленного ТП задаются надбавкой трансформатора, равной +7,5%. Тогда суммарная допустимая потеря напряжения в сети напряжением 10 и 0,38 кВ составит:

$$\Delta U_b^{100} = +7,5 - 4 - (-5)\% = 8,5\%.$$

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 принимают надбавку +5%, тогда



$$\Delta U_d^{100} = +5,0 - 4 - (-5)\% = 6\%;$$

$$\delta U_c^{25} = +5,0 - 1,0\% < +5\%.$$

Наносят необходимые данные на схему сети (см. рис. 5.33).

Питание от шин подстанции напряжением 110/35 кВ или ответвление от линии напряжением 35 кВ. Такая схема электроснаб-

Рис. 5.33. Схема сети питающей подстанции напряжением 35/10 кВ

жения наиболее распространена. 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. 5.34) отклонения напряжения соответствуют требованиям Правил устройства электроустановок и составляют $\delta U_{п.с}^{100} = 5\%$, $\delta U_{п.с}^{25} = 0$. Определяют допустимую потерю напряжения в сети напряжением 35, 10 и 0,38 кВ, исходя из допустимых отклонений напряжения у потребителя (табл. 5.7).

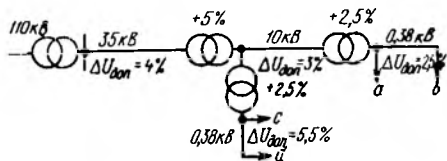


Рис. 5.34. Схема сети питающей подстанции напряжением 110/35 кВ

5.7. Отклонения напряжения, %, при питании от шин напряжением 35 кВ (см. рис. 5.31)

Элемент установки	На наиболее удаленном ТП		На 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 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

Как видно, здесь нужно задаваться надбавками у двух трансформаторов — напряжением 35/10 и 10/0,38 кВ. Как и в предыдущих случаях, решают задачу подбором, определяя наиболее выгодные надбавки у трансформаторов напряжением 35/10 кВ +5 % и у трансформатора наиболее удаленного ТП +2,5 %.

Тогда

$$\Delta U_b^{100} = +5 + 5 - 4 + 2,5 - 4 - (-5) \% = 9,5 \%$$

Это значение распределяют наиболее выгодным способом между сетями разных напряжений (см. табл. 5.7).

Большой частью сечение проводов линии напряжением 35 кВ выбирают по экономической плотности тока, а затем определяют в них действительную потерю напряжения.

Проверяют по режиму минимальных нагрузок:

$$\delta U_a^{25} = -1,0 + 5 - 1 - 0,75 + 2,5 - 1 \% = 3,75 \% < 5 \%$$

Надбавка у трансформатора ближайшего трансформаторного пункта остается той же (+2,5 %). Потеря напряжения в его низковольтной сети

$$\Delta U_d^{100} = +5 - 4 + 5 - 4 + 2,5 - 4 - (-5) \% = 5,5 \%;$$

$$\delta U_c^{25} = -1,05 + 5 - 1 + 2,5 - 1 \% = 4,5 \% < 5 \%$$

При определении допустимой потери напряжения по отклонениям напряжения можно полностью использовать возможности, предоставляемые Правилами устройства электроустановок, и выполнить электрическую сеть с наименьшей затратой проводникового металла. При этом необходимо обязательно определять допустимую потерю напряжения именно таким способом, не ограничиваясь средними показателями для сетей различных напряжений.

Проверка сети на глубину провала 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 глубину провала напряжения при пуске двигателя. 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 пускают не слишком часто (несколько раз в 1 ч), продолжительность их разбега невелика — до 1 с.

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 запуститься.

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_n . Этим условиям обычно удовлетворяют все приводы с ременной передачей, а из числа приводов с непосредственным соединением электродвигателя с механизмом — приводы центробежных насосов, вентиляторов и т.д.

При пуске электродвигателя напряжение на зажимах любого из

остальных работающих двигателей не должно снижаться больше чем на 20 % номинального напряжения сети.

Если электродвигатель пускают от трансформатора или синхронного генератора и этот двигатель присоединен к нему через воздушную линию, то глубина провала напряжения, %, при пуске с учетом соединительной линии

$$\Delta U = \frac{Z_c}{Z_c + Z_{3,л}} \cdot 100 \approx \delta U_l, \quad (5.104)$$

где Z_c — полное сопротивление сети для пуска двигателя от трансформатора, $Z_c = Z_1 + Z_T$, $Z_3 = Z_0 / k$ — полное сопротивление линии; Z_T — полное сопротивление короткого замыкания трансформатора, $Z_T = \frac{u_k \%}{100} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3} I_n}$; u_k % — напряжение короткого замыкания трансформатора; U_n — номинальное напряжение трансформатора; I_n — номинальный ток трансформатора; $Z_{3,л}$ — полное сопротивление короткого замыкания асинхронного двигателя при пуске. Здесь $Z_{3,л} = \frac{U_n}{\sqrt{3} I_n k}$; U_n — номинальное напряжение электродвигателя; I_n — номинальный ток электродвигателя; k — кратность пускового тока электродвигателя.

Рассмотрим полные сопротивления воздушной линии.

Марка провода	A16	A25	A35	ПС05	ПС25	ПС35	ПС50
Z_0 , Ом/км	2,00	1,34	1,00	12,00	6,70	5,40	3,90

Приведем полные сопротивления короткого замыкания трансформатора:

Мощность трансформатора S_T , кВ · А	10	16	25	40	63	100
Z_T , приведенное к напряжению 380 В, Ом	0,65	0,41	0,32	0,163	0,103	0,065

Для пуска электродвигателя от синхронного генератора

$$Z_c = Z_l + Z_T,$$

где Z_T — полное сопротивление генератора, здесь $Z_T = \frac{U_n}{\sqrt{3} I_n \text{ОКЗ}}$; U_n — номинальное напряжение генератора; I_n — номинальный ток генератора; ОКЗ — отношение короткого замыкания генератора.

При компаундировании (см. п. 10.15) полное сопротивление генератора может быть принято равным нулю, т.е. $Z_T = 0$. Таким образом, компаундирование — хорошее средство для уменьшения глубины провала напряжения при пусках электродвигателей соизмеримой мощности от небольших генераторов.

Приведенный ранее метод расчета дает весьма приближенные результаты и пригоден только для ориентировочных оценок воз-

возможности пуска электродвигателя в данных условиях. Для точных расчетов необходимы характеристики электродвигателей и приводимых ими рабочих машин.

5.4. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕЛЬСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

При регулировании напряжения в сельских электрических сетях улучшается режим напряжений у потребителей, повышается качество поставляемой электрической энергии, а также увеличивается допустимая потеря напряжения в сети до предела, определяемого экономической целесообразностью, и благодаря этому уменьшается 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

В п. 5.3 кратко изложен вопрос о встречном регулировании напряжения генераторов. С увеличением нагрузки напряжение генератора повышают, частично компенсируя возрастающую потерю напряжения в сети.

Генераторы могут работать с номинальной нагрузкой только в том случае, если их напряжение отклоняется не более чем на $\pm 5\%$ номинального. Поскольку номинальное напряжение генератора на 5% выше номинального напряжения сети, то его отклонение, приведенное к напряжению сети, составляет от $+10$ до 0% . Встречное регулирование обычно возможно 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 его выполняют вручную. В последнем случае напряжение поддерживают в зависимости от нагрузки генераторов. Поскольку напряжение регулируют лишь в зависимости от длительных изменений нагрузки, регулировать вручную нетрудно.

Встречное регулирование напряжения генераторов целесообразно использовать на одиночно работающих сельских станциях с однородным составом потребителей. Если максимумы и миниму-

мы этих нагрузок не совпадают, то применять встречное регулирование сложно и целесообразность его использования проверяют сравнительными расчетами сетей.

Встречное регулирование возможно 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 в принципе также можно применять встречное регулирование напряжения. Нужно только обеспечивать одновременность регулирования на всех электростанциях системы, так как в противном случае будут большие перетоки реактивных мощностей по проводам линий и излишние потери энергии. Практически это неосуществимо.

На мощных электрических станциях, объединенных в районные энергетические системы, встречное регулирование напряжения генераторов при нормальных режимах не применяют. Напряжение генераторов на них поддерживают постоянным.

5.4.2. ПРИМЕНЕНИЕ СЕТЕВЫХ РЕГУЛЯТОРОВ НАПЯЖЕНИЯ И КОНДЕНСАТОРОВ

Сетевые регуляторы напряжения. Они 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 5.35, *а*. Выводы обычно делают со стороны обмотки высшего напряжения. Переключатель выполняют так, чтобы обеспечить переключение без разрывов цепи. Для такой схемы необходимо иметь специальный трансформатор. В ряде случаев используют обычные трансформаторы, а для регулирования применяют добавочные автотрансформаторы, включаемые в сеть (рис. 5.35, *б*).

Выпускают трансформаторы мощностью от 560 кВ·А и напряжением 35/10 кВ с восемью

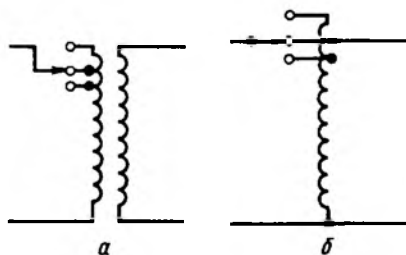


Рис. 5.35. Схема одной фазы трансформатора (а) и автотрансформатора (б) с регулированием напряжения под нагрузкой

ступенями регулирования по 2,5 % и, следовательно, с общим пределом регулирования $\pm 10\%$. 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 $\pm 1,25\%$. Время выдерживают с помощью моторного реле времени. Переключения выполняются электродвигателем постоянного тока напряжением 220 В. Схема питается 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.

Регулируемые трансформаторы типа ТМН имеют мощности 1000, 1600, 2500, 4000 и 6300 кВ·А, пределы регулирования $\pm 9\%$ ($\pm 6 \cdot 1,5\%$). Трансформаторы ТМН снабжены быстродействующими переключателями с малогабаритными активными сопротивлениями. В переключателях шесть ступеней тонкой регулировки и одна ступень грубой регулировки, равная половине диапазона регулирования.

Регулятором поддерживается напряжение на выводах трансформатора неизменным, т.е. стабилизирует его на уровне $105\% U_n$, полностью компенсируя потерю напряжения в линии напряжением 35 кВ и самом трансформаторе. Технически вполне возможно встречное регулирование в широких пределах. Однако глубокое встречное регулирование эффективно только при совпадении графиков нагрузки всех потребителей данной подстанции.

Выпускают регуляторы напряжения повышенной надежности.

Пример. Определяют допустимую потерю напряжения в сети по рисунку 5.36 без регулятора напряжения на трансформаторе напряжением 35/10 кВ и при его использовании. Отклонения напряжения на шинах напряжением 35 кВ составляют: $\delta U^{100} = +2\%$ и $\delta U^{25} = 0\%$; потеря напряжения в линии напряжением 35 кВ — 5 %.

Составляют таблицу отклонений напряжения, выделяя жирным шрифтом известные значения (табл. 5.8). Для случая без регулятора получают допустимую потерю напряжения в сети напряжением 10 и 0,38 кВ, равную

$$\Delta U_b^{100} = +5 - 5 + 5 - 4 + 2,5 - 4 - (-5)\% = 4,5\%.$$

Принимают потери напряжения в сети напряжением 10 кВ,

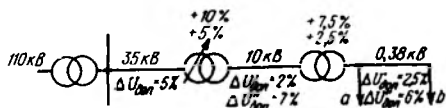


Рис. 5.36. Схема сети с регулятором напряжения

5.8. Отклонения напряжения, % (см. рис. 5.36)

Элемент установки	Нагрузка, %			
	100	25	100	25
	без регулятора		с регулятором	
Шины напряжением 35 кВ	+5	0	+5	0
Сеть напряжением 35 кВ	-5	-1,25	-5	-1,25
Трансформатор напряжением 35/10 кВ:				
надбавки	+5	+5	+5	+5
потери	-4	-1	-4	-1
Регулятор	—	—	+2 × 1,5	-2 × 1,5
Итого на шинах напряжением 10 кВ	+3	+2,75	+4	-1,25
Сеть напряжением 10 кВ	-2	-0,5	-6,5	-1,63
Трансформатор напряжением 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	+3,62

равные -2 %, и 0,38 кВ, равные -2,5 %, т.е. 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 напряжением 10/0,38 кВ +7,5 %.

Допустимые потери напряжения в сети напряжением 10 и 0,38 кВ

$$\Delta U_b^{100} = +4,0 + 7,5 - 4 - (-5) \% = 12,5 \%$$

Принимают потери напряжения в сети 10 кВ -6,5 % и сети напряжением 0,38 кВ -6 %:

$$\delta U_a^{25} = -1,25 - 1,63 + 7,5 - 1 \% = 3,62 \% < +5 \%$$

Таким образом, при использовании регулятора напряжения значительно увеличивается допустимая потеря напряжения и, следовательно, примерно настолько же сокращается расход металла в сетях.

Автотрансформаторы для регулирования напряжения в сети напряжением 10 и 35 кВ или вольтодобавочные автотрансформаторы ЛРН выпускают с проходной мощностью 400, 630 и 1600 кВ · А с диапазоном регулирования от +5 до -10 %, шестью ступенями по 2,5 %. Выдержка времени на переключение 40...240 с.

Выводы трансформатора переключаются специальным переключателем без разрыва цепи. Схема автоматики регулирующего устройства не имеет контактов. В ней используют магнитный усилитель в релейном режиме.

Несмотря на сложность и высокую стоимость регуляторов напряжения на трансформаторах 35/10 кВ, их применение более экономично, чем малых регуляторов. Последние целесообразно использовать совместно с мощными для улучшения режима напряжения удаленных потребителей. В этом случае получается наиболее экономически выгодная схема регулирования.

Последовательное или продольное включение конденсаторов. Его применяют для компенсации потери напряжения в воздушных линиях. При включении конденсаторов потеря напряжения в линии (рис. 5.37)

$$\Delta U = \sqrt{3} I [r \cos \varphi + (x_L - x_C) \sin \varphi]. \quad (5.105)$$

Уменьшение потери напряжения прежде всего зависит от коэффициента мощности нагрузки. Если он близок к единице, то компенсирующее действие последовательно включенных конденсаторов стремится к нулю. Коэффициент мощности сельских сетей в период максимума нагрузок составляет 0,7...0,9, и, следовательно, продольная компенсация потери напряжения с помощью последовательно включенных конденсаторов может быть эффективна.

Важное положительное качество последовательно включенных конденсаторов — степень их конденсации — 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, их выбирают на ближайшее стандартное напряжение, значительно меньшее напряжению 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 повышении напряжения. Последовательно с искровым промежутком включают катушку контактора, который также замыкает конденсатор.

В сетях напряжением 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 корот-

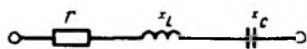


Рис. 5.37. Схема последовательного включения конденсаторов

кого замыкания невелики, то он может быть заменен газонаполненным разрядником.

Выбор мощности последовательных конденсаторов определяют из следующих соображений.

Необходимая мощность конденсаторов

$$Q_c = KS, \quad (5.106)$$

где K — коэффициент; S — максимальная мощность, проходящая по линии в месте установки конденсаторов.

Тогда

$$K = \sin \varphi - \frac{1}{\sqrt{(1 + \Delta U_{c*})^2 - \cos^2 \varphi}}, \quad (5.107)$$

где φ — угол сдвига фаз нагрузки при максимальном режиме; ΔU_{c*} — надбавка напряжения, которую желательно получить (выражена в относительных единицах к напряжению сети).

Для подбора конденсаторов определяют их реактивное сопротивление

$$X_c = Q_c / (3I^2),$$

где

$$I = S / (\sqrt{3}U).$$

Конденсаторы подбирают таким образом, чтобы их сопротивление было как можно ближе к расчетному, но не менее.

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, то место установки конденсаторов следует выбирать таким образом, чтобы отклонения напряжения в линии лежали в допустимых пределах.

Параллельное или поперечное включение конденсаторов. Оно компенсирует потерю напряжения в линии

$$\Delta U = \frac{Pr + (Q_L - Q_c)x}{U_n}, \quad (5.108)$$

где P — активная мощность нагрузки; Q_L — индуктивная мощность нагрузки; Q_c — емкостная мощность конденсаторов.

В последнее время параллельно включаемые конденсаторы все

чаще применяют для компенсации реактивной мощности, т. е. 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.

Контрольные вопросы и задания. 1. Что такое приведенные затраты? 2. От каких факторов зависит значение экономической плотности тока? 3. Поясните порядок расчета внутренних проводов. 4. Дайте определение падения и потери напряжения. 5. Поясните, как построить экономические интервалы для выбора сечений проводов в воздушных линиях электропередачи. 6. В чем суть магистрального принципа выбора сечений проводов воздушных линий напряжением 10 кВ? 7. Как определить точку токораздела в линиях с двухсторонним питанием? 8. Перечислите технические средства регулирования напряжения в электрических сетях.

6.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА ПРОВОДА

Воздушная линия должна быть достаточно прочной, чтобы выдержать механические нагрузки. Для надежной работы проводов, опор и других конструктивных элементов их рассчитывают на механическую прочность.

Механический расчет ВЛ основан на применении некоторых положений дисциплины «Сопротивление материалов», обязательных указаниях Правил устройства электротехнических установок и Строительных норм и правил (СНиП). Он необходим для правильного проектирования электрических сетей.

Для различных напряжений и климатических районов страны разработаны типовые конструкции опор. Поэтому проектирование конструкций опор и механический расчет целесообразны только тогда, когда в типовых проектах отсутствуют опоры для данных условий или когда нет сортамента материалов, предусмотренного этим проектом.

На провода воздушных электрических линий действуют вертикальные (собственный вес провода, вес гололеда, образовавшегося на проводе) и горизонтальные (давление ветра) нагрузки. При их учете принимают некоторые допущения: предполагают равномерное распределение нагрузок по длине провода, нагрузки считают статическими, т. е. 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 необходимо знать климатические условия в районе сооружения линии (толщину слоя льда, скорость ветра, максимальную, минимальную и среднюю температуры).

Наибольшие нормативные значения толщины слоя льда и скоростного напора ветра ($v^2/1,6$, где v — скорость ветра, м/с) для всех линий напряжением свыше 1000 В определяют, исходя из повторяемости один раз в 10 лет, а для линий напряжением 3 кВ и ниже — один раз в 5 лет.

Расчетные температуры воздуха принимают по данным фактических наблюдений независимо от напряжения ВЛ и округляют до значений, кратных пяти.

Территория бывшего 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 (рис. 6.1).

6.1. Толщина стенки гололеда на высоте 10 м над поверхностью земли

Район бывшего СССР по гололеду	Толщина стенки гололеда, мм, с повторяемостью		Район бывшего 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			

По скоростным напорам ветра территория бывшего СССР разделена на семь районов (табл. 6.2). На рисунке 6.2 приведена карта районирования части территории бывшего 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. Их называют удельными механическими нагрузками.

6.2. Скоростной напор ветра на высоте до 15 м

Район бывшего СССР по ветру	Скоростной напор ветра, Па (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)

Удельные нагрузки от собственного веса провода, $H/м \cdot мм^2$, зависят только от материала, из которого сделан провод, и не зависят от его сечения, т. е.

$$g_1 = G/(1000F), \quad (6.1)$$

где G — вес 1 км провода, Н; F — сечение провода, $мм^2$.

Тогда

$$G = \gamma F,$$

где γ — удельный вес материала провода, $H/мм^3$.

* Материал оставлен для практических расчетов. — Прим. ред.

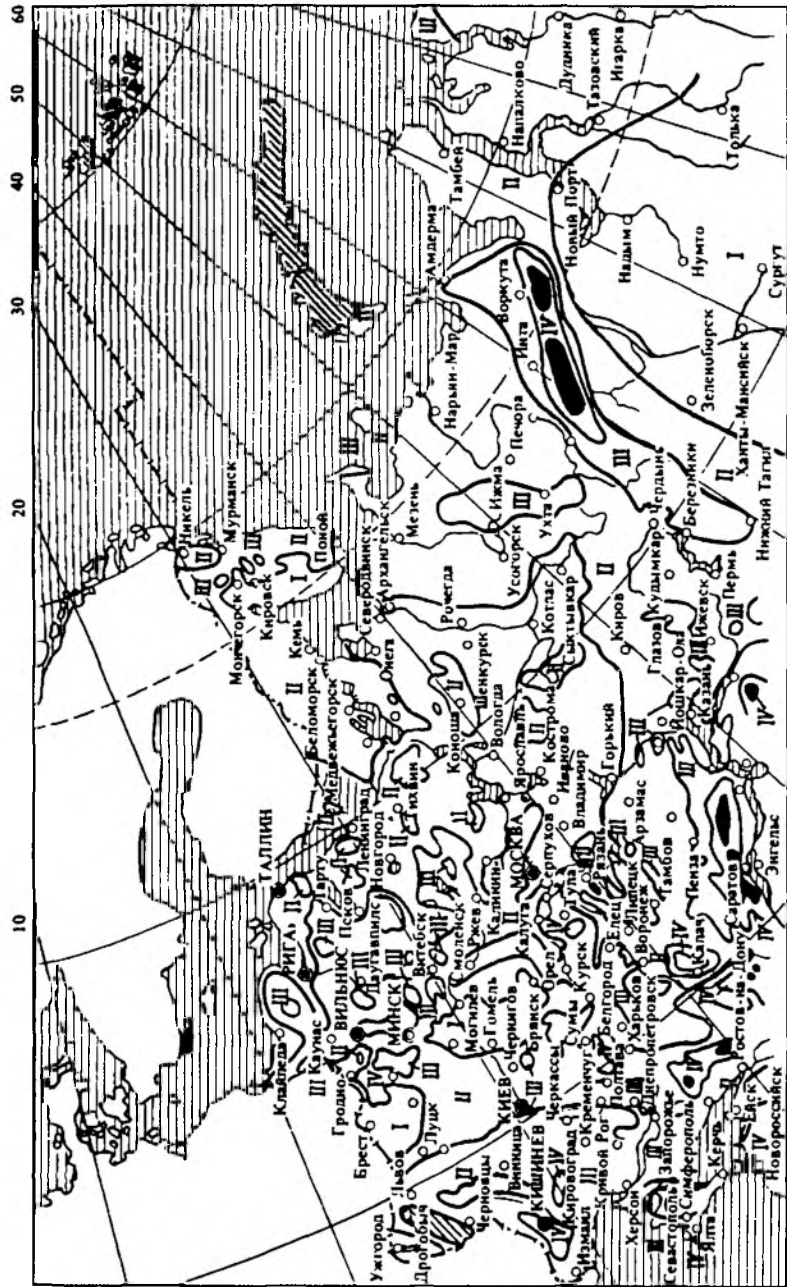


Рис. 6.1. Карта районирования части территории бывшего СССР по толщине стенок гололеда

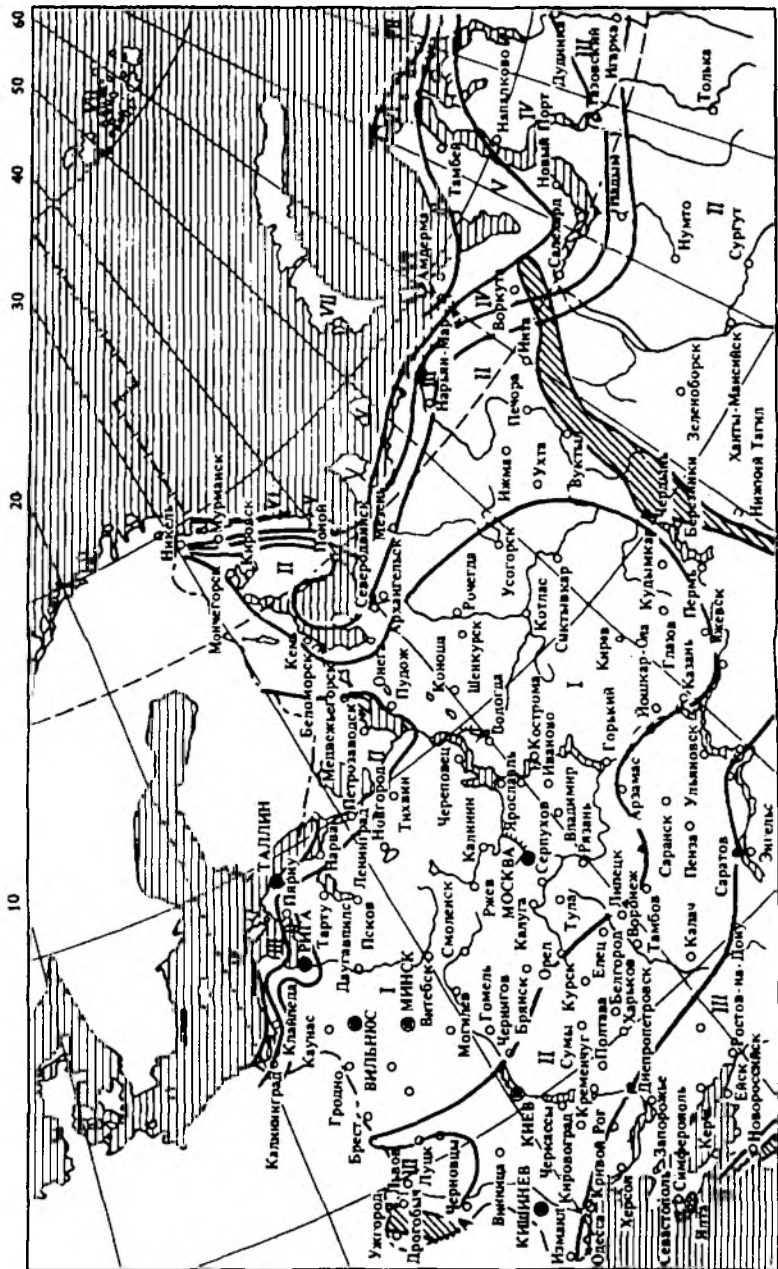


Рис. 6.2. Карта районирования части территории бывшего СССР по скоростным напорам ветра

Подставляя значение G в уравнение (6.1), имеем

$$g_1 = \gamma F / (1000F) = \gamma / 1000. \quad (6.2)$$

Для многопроволочных проводов, учитывая конструкцию провода, рекомендуют считать их длину на 2...3 % больше, т. е. вводить в уравнения (6.1) и (6.2) коэффициент, равный 1,02...1,03.

При температуре окружающего воздуха, близкой к 0°C , с последующим небольшим понижением температуры до -5°C на проводах образуется гололед в виде слоя льда. При температуре ниже -5°C он обычно не удерживается.

Интенсивность образования гололеда зависит от высоты расположения данного места над уровнем моря, наличия незамерзших водоемов, способствующих созданию высокой влажности воздуха, и т. д. В некоторых районах гололед образуется очень интенсивно и его толщина достигает 50 мм. Это приводит к большим разрушениям воздушных линий. Их 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, H , на проводе длиной 1 м

$$G = \frac{\pi}{4} [(d+2b)^2 - d^2] \gamma_0 = \pi b(d+b) \gamma_0,$$

где γ_0 — удельный вес гололеда, $\text{H}/\text{мм}^3$ ($\gamma_0 = 0,009 \text{ H}/\text{мм}^3$).

Удельная нагрузка от слоя льда, $\text{МПа}/\text{м}$,

$$g_2 = \frac{G}{F} = \frac{\pi b(d+b) \gamma_0}{F} = 0,0283 \frac{b(d+b)}{F}. \quad (6.3)$$

Поскольку нагрузки от собственного веса провода и веса гололеда направлены в одну сторону, по вертикали, суммарная удельная нагрузка равна их алгебраической сумме:

$$g_3 = g_1 + g_2. \quad (6.4)$$

При механическом расчете воздушных линий предполагается, что ветер дует горизонтально.

Из аэродинамики известно, что давление воздушного потока на расположенный в нем цилиндр, Па, ось которого перпендикулярна потоку, определяют так:

$$P = \alpha K_l C_x F' \frac{v^2}{1,6},$$

где α — коэффициент неравномерности воздушного потока (при скоростном напоре

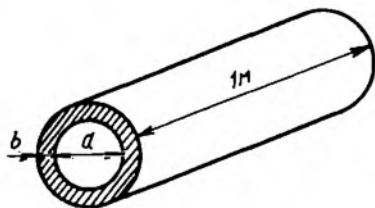


Рис. 6.3. Провод, покрытый слоем гололеда

ре до 270 Па $\alpha = 1,0$, при 400 Па — 0,85 и при 550 Па — 0,75); K_l — коэффициент, учитывающий влияние длины пролета на ветровую нагрузку (при длине пролета до 50 м $K_l = 1,2$, при 100 м — 1,1, при 150 м — 1,05, при 250 м и более — 1); C_x — коэффициент лобового сопротивления (принимают для проводов и тросов диаметром 20 мм и более $C_x = 1,1$, до 20 мм и для всех проводов и тросов, покрытых гололедом, — 1,2); F' — площадь продольного сечения провода, м²; $v^2/1,6$ — скоростной напор ветра, Па.

Давление на провод длиной 1 м, Па,

$$p = \alpha K_l C_x v^2 d / (1,6 \cdot 10^3),$$

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, МПа/м,

$$g_5 = \frac{\alpha K_l C_x v_{\text{гол}}^2 (d + 2b)}{1,6 F \cdot 10^3}, \quad (6.6)$$

где $v_{\text{гол}}$ — скорость ветра при гололеде, м/с.

Скоростной напор принимают $0,25 Q_{\max}$, но не менее 140 Па при толщине стенки гололеда 15 мм и более.

Поскольку нагрузки от веса и от давления ветра направлены под прямым углом, их складывают геометрически.

Если гололеда нет (рис. 6.4, а), то суммарная удельная нагрузка

$$g_6 = \sqrt{g_1^2 + g_4^2}. \quad (6.7)$$

При гололеде (рис. 6.4, б) суммарная удельная нагрузка

$$g_7 = \sqrt{g_3^2 + g_5^2}. \quad (6.8)$$

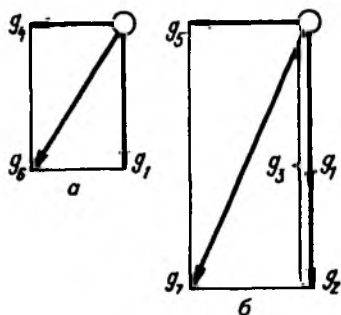


Рис. 6.4. Суммарные удельные нагрузки

6.2. МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРОВОДОВ

На рисунке 6.5 изображена схема пролета воздушной линии, расположенной на местности без больших разностей уровней. *Длиной пролета*, или *пролетом* l , называют горизонтальное расстояние между точками крепления провода.

Гибкая натянутая между двумя точками нить всегда провисает. *Стрелой провеса* f называют расстояние по вертикали между горизонталью, соединяющей точки крепления провода, и низшей точкой провода.

Габаритом линии h называют наименьшее расстояние по вертикали от провода при его наибольшем провисании до поверхности земли, воды, крыш зданий, головки рельса и т. п.

Гибкая нить, подвешенная в двух точках, подчиняется математическому закону цепной линии.

Стрела провеса, м,

$$f = \frac{l^2 g}{8\sigma} + \frac{l^4 g^3}{384\sigma^3} + \dots,$$

где g — удельная нагрузка, МПа/м; σ — напряжение на растяжение в проводе, МПа.

Длина провода в пролете, м,

$$L = l + \frac{l^3 g^2}{24\sigma^2} + \frac{l^5 g^4}{3840\sigma^4} + \dots$$

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

$$f = l^2 g / (8\sigma). \quad (6.9)$$

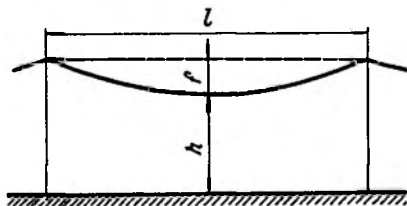


Рис. 6.5. Схема пролета воздушной линии

Длина провода в пролете

$$L = l + \rho g^2 / (24\sigma^2). \quad (6.10)$$

Видоизменив уравнение (6.10), получаем

$$L = l + \frac{8l}{8l} \frac{l^3 g^2}{24\sigma^2} = l + \frac{8}{3l} \left(\frac{l^2 g}{8\sigma} \right)^2 = l + \frac{8f^2}{3l}. \quad (6.11)$$

Отсюда стрела провеса

$$f = \sqrt{\frac{3l(L-l)}{8}}.$$

Нужно учесть, что при очень малых изменениях длины провода значительно изменяется стрела провеса. Покажем это на примере. Пусть пролет $l = 100$ м, длина провода $L = 100,24$ м, т. е. больше длины пролета всего на 0,24 %.

Тогда стрела провеса

$$f = \sqrt{\frac{3 \cdot 100(100,24 - 100)}{8}} \text{ м} = 3 \text{ м}.$$

Вот почему при повышении температуры окружающего воздуха провода сильно провисают, и наоборот.

Далее из уравнения (6.9) напряжение в проводе

$$\sigma = \rho g / (8f).$$

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 допустимое 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 m температура окружающего воздуха t_m , удельная нагрузка на провод g_m и напряжение растяжения в проводе σ_m . При изменившихся условиях эти величины соответственно t , g и σ без индексов.

Пусть L_0 — длина ненагруженного провода, т. е. при $\sigma_0 = 0$ и температуре $t_0 = 0^\circ\text{C}$; L_m — длина провода, испытывающего напряжение σ_m при температуре t_m .

При нагреве ненагруженного провода от 0°C до t_m его длина изменится и составит $L_0(1 + \alpha t_m)$, 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

$$L_m = L_0(1 + \alpha t_m)(1 + \beta \sigma_m),$$

где $\beta = 1/E$ — коэффициент упругого удлинения материала провода, $\text{мм}^2/\text{Н}$, т. е. величина, обратная модулю упругости E .

По уравнению (6.10) длина провода при σ_m и g_m составляет

$$L_m = l + \frac{l^3 g_m^2}{24 \sigma_m^2}.$$

Приравнивая это выражение для L_m к предыдущему, получим

$$l + \frac{l^3 g_m^2}{24 \sigma_m^2} = L_0(1 + \alpha t_m)(1 + \beta \sigma_m) = L_0(1 + \alpha t_m + \beta \sigma_m + \alpha \beta t_m \sigma_m).$$

В предыдущем числовом примере было показано, что в обычных условиях длина провода незначительно отличается от длины пролета, поэтому можно приближенно принять, что

$$L_0 = l.$$

Значения α и β весьма малые. Значением их произведения пренебрегают, считая

$$\beta \alpha t_m \sigma_m \approx 0.$$

При указанных двух допущениях

$$l + \frac{l^3 g_m^2}{24 \sigma_m^2} = l(1 + \alpha t_m + \beta \sigma_m).$$

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

$$\sigma - \frac{l^2 g^2}{24\beta\sigma^2} = \sigma_m - \frac{l^2 g_m^2}{24\beta\sigma_m^2} - \frac{\alpha}{\beta} (t - t_m) \quad (6.12)$$

Данное уравнение называют *уравнением состояния провода в пролете*. С помощью него при известных σ_m , t_m и g_m можно определить напряжение в проводе σ , для новых условий t и g . При этом получают уравнение вида

$$\sigma - \frac{B}{\sigma^2} = A$$

и далее

$$\sigma^3 - A\sigma^2 = B.$$

Такое кубическое уравнение можно решить подбором. Если приходится выполнять большое число расчетов, то целесообразно применять способы, облегчающие решение уравнения.

При использовании уравнения состояния провода в пролете основной исходной величиной служит максимально допустимое механическое напряжение для материала проволок σ_{\max} . Его определяют по данным таблицы 6.3.

6.3. Допустимое механическое напряжение, %, в зависимости от временного сопротивления провода и троса и их марки и сечения

Марка и сечение провода, троса	При наибольшей внешней нагрузке и при наименьшей температуре	При среднегодовой температуре
А, АКП сечением, мм ² :		
16...35	35	30
50...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, мм ² :		
16...25	35	30
35...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

Марка и сечение провода, троса	При наибольшей внешней нагрузке и при наименьшей температуре	При средне- годовой температуре
АН и АЖ (алюминиевый сплав) сечением, мм ² :		
16...95	40	30
120 и выше	45	30

Примечание. 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.

Наибольшее напряжение в проводе σ_{\max} может быть в двух случаях: либо при гололеде с удельной нагрузкой g_7 и при температуре $t_r = -5^\circ\text{C}$, либо когда провод свободен от гололеда, т. е. 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 $\sigma < \sigma_{\max}$, то, значит, наше предположение правильно. Если же $\sigma > \sigma_{\max}$, то выбор сделан неправильно и максимальное напряжение будет при t_{\min} и $g = g_1$, т. е. без гололеда.

Для того чтобы не решать 2 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 его отсутствии и минимальной температуре.

Выведем уравнение критического пролета.

Пусть пролет линии очень большой и в пределе стремится к бесконечности, т. е. $l \rightarrow \infty$. 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_7 обычно наблюдается при гололеде. Вот почему 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, т. е. $l \rightarrow 0$. Тогда уравнение (6.12) примет вид

$$\sigma = \sigma_m - \frac{\alpha}{\beta}(t - t_m).$$

В этом случае напряжение в проводе зависит только от температуры и, следовательно, для весьма малых пролетов наибольшее напряжение возникает при минимальной температуре и отсутствии гололеда.

Очевидно, существует пролет, при котором напряжения в проводе при гололеде и температуре -5°C и без него и минимальной температуре одинаковы. Как указывалось ранее, 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 $l_{\text{кр}}$ используют уравнение (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, т. е.

$$\sigma_m = \sigma = \sigma_{\text{max}}.$$

Тогда

$$g_m = g_7; t_m = -5^\circ\text{C}; g = g_1; t = t_{\text{min}}.$$

Подставим эти значения в уравнение (6.12)

$$\sigma_{\text{max}} - \frac{l_{\text{кр}}^2 g_1^2}{24\beta\sigma_{\text{max}}^2} = \sigma_{\text{max}} - \frac{l_{\text{кр}}^2 g_7^2}{24\beta\sigma_{\text{max}}^2} - \frac{\alpha}{\beta}(t_{\text{min}} + 5).$$

Сокращая обе части уравнения на $1/\beta$ и преобразовывая, получим

$$l_{\text{кр}} = \sigma_{\text{max}} \sqrt{\frac{24\alpha(-5 - t_{\text{min}})}{g_7^2 - g_1^2}}. \quad (6.13)$$

После того как установлен наиболее тяжелый расчетный ре-

жим, по уравнению состояния провода в полете определяют напряжение в проводе для любой температуры при наличии и отсутствии гололеда. Кроме того, находят 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 наиболее максимальное расчетное напряжение в проводе будет при среднегодовой температуре.*

При механическом расчете проводов определяют также максимальную стрелу провеса f_{\max} , которая может быть при гололеде и температуре -5°C или при наивысшей температуре.

Максимальную стрелу провеса рассчитывают, найдя по уравнению (6.12) напряжения для двух этих режимов и затем определив стрелу 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 температурой 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 при нем отклоняется провод и уменьшается стрела провеса:

$$f = l^2 g_3 / (8\sigma_3).$$

При критической температуре $t_{\text{кр}}$ стрела провеса

$$f = l^2 g_1 / 8\sigma_1.$$

По условию стрела провеса в обоих случаях одинакова, т. е.

$$l^2 g_3 / (8\sigma_3) = l^2 g_1 / (8\sigma_1),$$

откуда

$$\sigma_1 = \sigma_3 \frac{g_1}{g_3}.$$

Подставим это соотношение в уравнение (6.12) состояния провода в полете, принимая в нем

$$\sigma = \sigma_1; g = g_1; t = t_{\text{кр}}; \sigma_m = \sigma_3;$$

$$g_m = g_3; t_m = -5^{\circ}\text{C},$$

тогда

$$\sigma_3 \frac{g_1}{g_3} - \frac{l^2 g_1^2 g_3^2}{24\beta\sigma_3^2 g_1^2} = \sigma_3 - \frac{l^2 g_3^2}{24\beta\sigma_3^2} - \frac{\alpha}{\beta} [t_{кр} - (-5)]$$

откуда

$$t_{кр} = \frac{\beta}{\alpha} \sigma_3 \left(1 - \frac{g_1}{g_3} \right) + 5. \quad (6.14)$$

Для монтажных работ необходимо знать, какую стрелу провеса нужно иметь при температуре окружающего воздуха в период монтажа. С этой целью для данного пролета определяют напряжение по уравнению (6.12), 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.

Сталеалюминиевые провода рассчитывают на основе их действительных механических характеристик, т. е. зависимостей напряжения на растяжение в проводе σ от его относительного удлинения:

$$\epsilon = \Delta l/l.$$

На рисунке 6.6 приведены такие характеристики для сталеалюминиевого провода в целом и его алюминиевой части. Поскольку временное сопротивление алюминия 150...160 МПа, то несложным построением можно определить, как это сделано на рисунке, что временное сопротивление провода 240...250 МПа.

Известно, что модуль упругости равен $E = \epsilon/\sigma = 1/\beta$. Следовательно, используя кривые рисунка 6.6, нетрудно определить коэффициент упругого удлинения β провода.

Температурный коэффициент линейного расширения сталеалюминиевого провода можно найти, зная температурные коэффициенты его стальной и алюминиевой частей. При этом учитывают, что вследствие тесной конструктивной связи стальных и алюминиевых проволок в проводе они удлиняются либо укорачиваются при изменениях температуры одинаково.

Температурный коэффициент

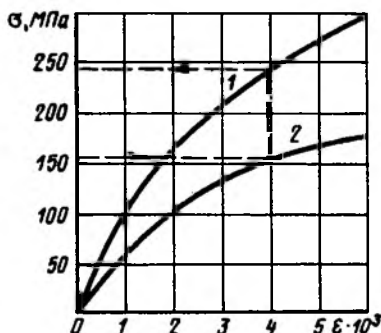


Рис. 6.6. Механические характеристики сталеалюминиевого провода в целом (1) и его алюминиевой части (2)

линейного расширения сталеалюминиевого провода

$$\alpha_{ca} = \frac{\alpha_a F_a E_a + \alpha_c F_c E_c}{F_a E_a + F_c E_c} \quad (6.15)$$

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.

Таким образом, сталеалюминиевый провод рассчитывают как провод того же сечения из одного металла, для которого известны временное сопротивление, коэффициент упругого удлинения и температурный коэффициент (см. табл. 6.3 и 6.4).

6.4. Физико-механические характеристики проводов и тросов

Провода и тросы	Удельная нагрузка от собственного веса, 10^{-3} МПа/м	Модуль упругости, 10^3 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

6.3. МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ОПОР

В данном учебнике изложен расчет наиболее простых деревянных одностоечных опор, который применим и для П-образных опор. Более сложные деревянные опоры, а также металлические и железобетонные рассматривают специалисты по строительной механике.

Для опор воздушных линий определяют нагрузки в нормальных и аварийных режимах работы, причем если провода рассчитывают по допустимым напряжениям, то строительные конструкции

опор — методом предельных состояний. Его сущность состоит в том, что сначала находят обычным способом нормативные нагрузки на опору. Затем их умножают на коэффициенты перегрузки, приведенные далее, и получают расчетные нагрузки.

Нагрузка	Коэффициент перегрузки в нормальных и аварийных режимах
От собственного веса проводов, тросов и строительных конструкций	1,1
От веса гололеда на проводах и тросах	2,0
От давления ветра на конструкции опор:	
провода и тросы свободны от гололеда	1,2
провода и тросы покрыты гололедом	1,0
От давления ветра на провода и тросы:	
свободные от гололеда	1,2
покрытые гололедом	1,4
Горизонтальные нагрузки от натяжения проводов и тросов:	
свободных от гололеда	1,3
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 при условии, что провода не оборваны и покрыты гололедом или свободны от него. Скорость ветра соответствует климатическому району. При аварийном режиме предполагают обрыв одного или нескольких проводов, вследствие чего опора испытывает одностороннее натяжение.

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 вращающий момент на опору, дальше всех расположенный от опоры.

Промежуточные опоры с креплением провода на штыревых изоляторах проволочной вязкой рассчитывают 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°C . При пролете меньше критического его нет, температура минимальная. При всех аварийных режимах принимают, что ветер отсутствует.

Рассмотрим порядок расчета одностоечной промежуточной опоры (рис. 6.7).

Выбирают длину пролета l . С ее увеличением уменьшается число опор на 1 км, но стоимость каждой опоры увеличивается, так как опоры должны быть выше, чтобы выдержать заданный габарит линии h_r . Поэтому обычно при увеличении длины пролета сначала стоимость 1 км линии уменьшается, а затем начинает возрастать. Минимальная стоимость линии соответствует оптимальной длине пролета. Следовательно, необходимо рассчитать 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 применяют при массовом строительстве сельских сетей и дают существенную экономию.

Когда сооружают отдельные линии небольшой длины и отсутствуют типовые проекты либо проекты есть, но на складе отсутствуют бревна нужной длины и диаметра, длину пролета определяют, исходя из наличных материалов.

Пусть задана длина бревна для стойки $l_{ст}$ и для приставки $l_{пр}$. Тогда можно записать равенство (см. рис. 6.7)

$$l_{ст} + l_{пр} - 1,5 = H + h_4,$$

где 1,5 — длина перекрытия стойки и приставки, м; H — высота опоры над землей, м; h_4 — глубина заложения опоры в грунт, м ($h_4 = 1,5 \dots 2,2$ м).

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, м; b — расстояние от места крепления верхнего провода до вершины опоры, м ($b = 0,2 \dots 0,3$ м).

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 ,

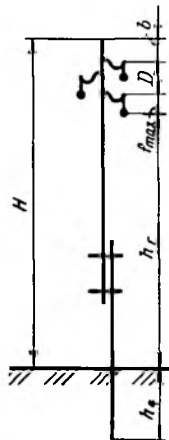


Рис. 6.7. Схема одностоечной промежуточной опоры с приставкой

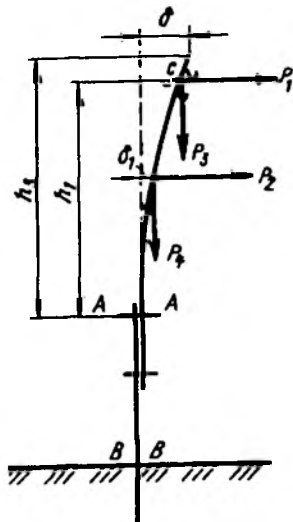


Рис. 6.8. Схема сил, действующих на одностоечную промежуточную опору с приставкой

которая должна быть заранее определена для принятых климатических условий.

Тогда из уравнений (6.9) длина пролета линии

$$l = \sqrt{\frac{8\sigma_{\max} f_{\max}}{g_3}}. \quad (6.16)$$

Если для данных условий максимальная стрела провеса будет при наибольшей температуре воздуха, то в формулу (6.16) вместо g_3 нужно подставить g_1 .

На опору действуют две горизонтальные силы. Первая из них P_1 — результат давления ветра на провода, передающегося на опору (рис. 6.8). Нормативное значение этой силы, N , приложенной в точке c , при отсутствии гололеда для трехпроводной линии составляет:

$$P_{1н} = 3g_4 Fl,$$

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, N , с учетом коэффициента перегрузки

$$P_1 = 1,2 \cdot 3g_4 Fl. \quad (6.17)$$

Нормативное значение давления ветра на провода, N , покрытые гололедом,

$$P'_{1н} = 3g_5 Fl,$$

где g_5 — удельная нагрузка от давления ветра на провод, покрытый гололедом, МПа/м.

Расчетное значение

$$P'_1 = 1,4 \cdot 3g_5 Fl. \quad (6.18)$$

При расчете принимают большее значение из полученных по формулам (6.17) и (6.18).

Вторая горизонтальная сила P_2 — результат давления ветра на опору:

$$P_{2н} = P_0 d_{cp} H,$$

где P_0 — удельная нагрузка от давления ветра на опору, Па [здесь $P_0 = C_x v^2 / 1,6$, где $C_x = 0,7$ — аэродинамический коэффициент; v — максимальная скорость ветра, м/с]; d_{cp} — средний диаметр опоры с учетом сбега, м.

Если диаметр столба в отрубе обозначить через d_0 , то диаметр столба у основания

$$d_1 = d_0 + 0,008 H,$$

где 0,008 — нормальный сбег, м/м; H — высота столба, м.

Расчетное значение давления ветра на опору

$$P_2 = 1,2 P_0 d_{cp} H. \quad (6.19)$$

Под действием горизонтальных сил опора изгибается. Прогиб опоры σ показан на рисунке 6.8.

На опору действует также вертикальная сила P_3 , которая определяется весом проводов и слоя гололеда на них. Для трехпроводной линии

$$P_3 = 3g_3 l F \cdot 1,1, \quad (6.20)$$

где g_3 — суммарная удельная нагрузка от собственного веса провода и веса гололеда, МПа/м.

Кроме того, на опору действует вертикальная сила P_4 , которая равна сумме веса основной стойки G_1 , надземной части приставки G_2 и траверсы G_3 , если она есть, т. е.

$$P_4 = (G_1 + G_2 + G_3) \cdot 1,1. \quad (6.21)$$

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, т. е. в сечении $B-B$.

Сечение $A-A$. Изгибающий момент от давления ветра на провода и опору в сечении $A-A$

$$M_1 = P_1 h_1 + P_2 \frac{h_3}{H} \frac{h_3}{2}.$$

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 сечения $A-A$.

Полный изгибающий момент в сечении $A-A$

$$M_A = 1,05 M_1,$$

где 1,05 — коэффициент, учитывающий моменты от действия вертикальных сил веса проводов, слоя 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 $A-A$ [здесь $W_A = 0,95 \cdot 0,1 d_A^3$, где 0,95 — коэффициент, учитывающий ослабление сечения стойки притеской ее к приставке; d_A — диаметр опоры в сечении $A-A$].

Диаметр стойки опоры в сечении $A-A$

$$d_A = d_o + 0,008 h_1,$$

где d_o — диаметр стойки в отрубе.

Сечение $B-B$. Изгибающий момент от давления ветра на провода и опору

$$M_1 = P_1 \left(H - b - \frac{D}{2} \right) + 0,5 P_2 H.$$

Как и в предыдущем случае, действие вертикальных сил можно учесть, увеличив момент M_1 на 10 %. Тогда

$$M_B = 1,10 M_1.$$

Напряжение в сечении $B-B$

$$\sigma_B = M_B / W_B. \quad (6.23)$$

Тогда

$$W_B = 0,1 d_B^3.$$

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 ранее значений на коэффициент 1,2, а ели — на 0,9.

Модуль упругости вдоль волокон независимо от породы дерева принимают 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, 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 рассчитают опору, следует проверить ее закрепление в грунте. Для ориентировочных расчетов глубина закрепления опор в грунте, м,

$$h_4 = 3\sqrt{\frac{127M_B k_y}{Ab}}, \quad (6.24)$$

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 — коэффициент, учитывающий ширину опоры (для одиночной опоры $b = 2d_{cp}$).

6.5. Значения коэффициента, характеризующего свойства грунта

Грунт	Плотность грунта, т/м ³	A , 10 кН/м ³
Насыпная земля:		
сухая	1,4	9,7
естественной сырости	1,6	14,0
насыщенная водой	1,8	7,2
Влажный чернозем	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

Грунт	Плотность грунта, т/м ³	A, 10 кН/м ³
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
При отсутствии сведений о грунте, в среднем	1,6	11,0

Контрольные вопросы и задания. 1. Назовите вертикальные удельные механические нагрузки на провод в пролете. 2. Как определить режим максимального напряжения в проводе в пролете? 3. Что такое критическая температура и как ее используют при определении максимальной стрелы провеса провода в пролете? 4. В чем состоит метод предельных состояний при механическом расчете опор? 5. На каком основании можно сделать вывод об устойчивости и прочности опоры?

Глава 7

ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

7.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Трехфазные электрические сети могут работать с изолированной и заземленной нейтралью. Режим нейтрали зависит 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, линии имеют только три фазных провода. Лишь в отдельных случаях нейтраль сети соединяют с землей, но через значительное индуктивное сопротивление. Следовательно, для этих напряжений сооружают сети с изолированной нейтралью (рис. 7.1, б).

В сетях напряжением 110 кВ и выше прокладывают только три фазных провода, нейтраль части трансформаторов заземляют. Получают сети с глухозаземленной нейтралью (рис. 7.1, в).

Одна из основных причин нарушения нормальной работы электрических установок — короткие замыкания в них.

Коротким замыканием называют 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.

В результате 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.

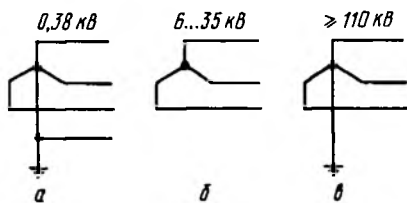


Рис. 7.1. Схемы режима нейтрали сельских электрических сетей:

а...в — варианты

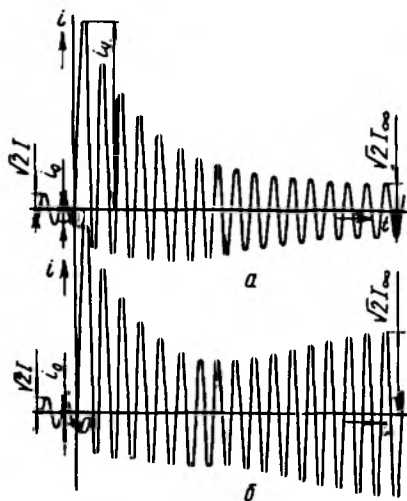


Рис. 7.2. Осциллограмма тока к. з.:

а — без АРВ; б — с АРВ

возрос до наибольшего мгновенного значения i_y , которое называют *ударным током*. В последующие периоды ток к. з. постепенно убывает 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. При этом повышается напряжение генератора и, следовательно, и значение установившегося тока к. з.

К симметричному короткому замыканию относят трехфазное короткое замыкание ($K^{(3)}$). Сопротивление всех трех фаз до точки к. з. одинаково. К несимметричным коротким замыканиям относят 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 $2/3$ коротких замыканий приходится на двухфазные и остальные — на трехфазные. Однако вследствие того что наиболее просто исследуют трехфазные к. з., а также потому, что от них легко перейти к несимметричным к. з. других видов, в первую очередь рассматривают 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. Ошибки в действиях обслу-

живающего персонала — одна из причин коротких замыканий. Чем лучше организована эксплуатация электроустановки, тем реже бывают короткие замыкания. Однако полностью их исключить нельзя. Вот почему нужно принимать меры к тому, чтобы они не вызвали 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 относят к наиболее серьезной и длительно устраняемой аварии.

Следовательно, для того чтобы довести до минимума отрицательные последствия от коротких замыканий, нужно уметь определять значения возникающих при этом токов, т. е. рассчитывать токи к. з.

Очевидно, для оценки теплового и электродинамического воздействия тока к. з. на аппаратуру, 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. гл. 10) и обеспечения ее успешной работы в наиболее сложных условиях оказывается необходимым находить также минимальные токи к. з.

Для определения максимальных токов к. з. принимают следующие основные допущения:

все источники питания включены и работают с номинальной нагрузкой;

все синхронные генераторы электростанций имеют АРВ и форсировку возбуждения (см. гл. 10);

расчетное напряжение каждой ступени сети на 5 % больше номинального;

отсутствует насыщение магнитных систем;

у всех элементов системы учитывают только индуктивное сопротивление. Активное сопротивление следует учитывать, если его значение превышает 0,33 индуктивного. Поэтому его учитывают только для проводов малых сечений электрических линий и в особенности для стальных проводов;

токами намагничивания трансформаторов пренебрегают, т. е. схему их замещения принимают как одно индуктивное сопротивление;

сопротивление в месте короткого замыкания принимают равным нулю;

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 простейшему виду, изображенному на рисунке 7.3. Тогда ток к. з.

$$I_{\text{к}} = E_{\text{э}} / (\sqrt{3} Z_{\text{э}}),$$

где E , и Z , — эквивалентные значения ЭДС и сопротивлений.

Для несложных схем входящие в них сопротивления могут выражаться 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_6 принимают номинальное напряжение одной из ступеней, умноженное на 1,05 (6,3; 10,5; 21; 37 кВ и т. д.).

Приведенные значения могут определять по следующим формулам:

$$\overset{\circ}{E} = E \frac{U_6}{U_{\text{н}}}; \quad (7.1)$$

$$\overset{\circ}{I} = I \frac{U_{\text{н}}}{U_6}; \quad (7.2)$$

$$\overset{\circ}{Z} = \frac{\overset{\circ}{E}}{\sqrt{3} \overset{\circ}{i}} = \frac{U_6}{U_{\text{н}}} \frac{U_6}{U_{\text{н}}} \frac{E}{\sqrt{3} I} = Z \left(\frac{U_6}{U_{\text{н}}} \right)^2. \quad (7.3)$$

В этих формулах U_6 — номинальное напряжение данной ступени, умноженное на 1,05.

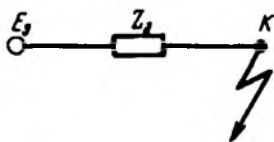


Рис. 7.3. Схема для определения тока к. з., приведенная к простейшему виду

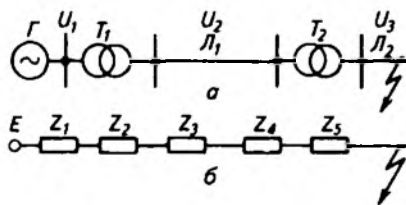


Рис. 7.4. Схема цепи к. з. (а) и ее схема замещения (б)

Эквивалентное приведенное сопротивление схемы (см. рис. 7.4, б)

$$\dot{Z}_3 = \dot{Z}_1 + \dot{Z}_2 + \dot{Z}_3 + \dot{Z}_4 + \dot{Z}_5.$$

Преобразовывать сложные схемы с помощью 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. За вторую базисную единицу 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

$$S_6 = \sqrt{3}U_6I_6; \quad (7.4)$$

базисный ток

$$I_6 = S_6 / (\sqrt{3}U_6); \quad (7.5)$$

базисное сопротивление

$$Z_6 = \frac{U_6}{\sqrt{3}I_6} = \frac{U_6^2}{\sqrt{3}U_6I_6} = \frac{U_6^2}{S_6}. \quad (7.6)$$

Значения относительных величин, приведенных к базисным условиям, определяют по следующим уравнениям:

$$E_{*(6)} = E/E_6; \quad (7.7)$$

$$U_{*(6)} = U/U_6; \quad (7.8)$$

$$I_{*(6)} = I/I_6; \quad (7.9)$$

$$S_{*(6)} = \frac{S}{S_6} = \frac{\sqrt{3}UI}{\sqrt{3}U_6I_6} = U_{*(6)}I_{*(6)}; \quad (7.10)$$

$$Z_{*(6)} = \frac{Z}{Z_6} = \frac{\sqrt{3}I_6}{U_6} Z = \frac{S_6}{U_6^2} Z = \frac{\sqrt{3}I_6}{U_6} \frac{U}{\sqrt{3}I} = \frac{U_{*(6)}}{I_{*(6)}}. \quad (7.11)$$

Для электрических машин и аппаратов сопротивление часто дают в паспорте в относительных единицах к их номинальной

* При алгебраическом сложении общих сопротивлений получают приближенный результат.

МОЩНОСТИ:

$$Z_{*(H)} = \frac{Z}{Z_H} = \frac{Z\sqrt{3}I_H}{U_H} = Z \frac{S_H}{U_H^2}. \quad (7.12)$$

Отсюда

$$Z = Z_{*(H)} \frac{U_H}{\sqrt{3}I_H} = Z_{*(H)} \frac{U_H^2}{S_H}.$$

Тогда сопротивление в относительных единицах, приведенное к базисной мощности,

$$Z_{*(6)} = \frac{Z}{Z_6} = Z_{*(H)} \frac{I_6 U_H}{I_H U_6} = Z_{*(H)} \frac{S_6 U_H^2}{S_H U_6^2}. \quad (7.13)$$

Для преобразования исходных схем и приведения их к простейшей (см. рис. 7.3) используют общеизвестные методы, которые рассмотрены в дисциплине «Теоретические основы электротехники» и приведены в главе 5 данного учебника. Однако во всех случаях, рассмотренных в главе 5, предполагалось, что источники питания имеют одинаковые ЭДС, т. е. $E_1 = E_2 = E_3$ (рис. 7.5). Тогда эквивалентная ЭДС $E_3 = E_1 = E_2 = E_3$. В более общем случае $E_1 \neq E_2 \neq E_3$. Тогда найти значение E_3 можно следующим способом. На рисунке 7.5 эквивалентная проводимость

$$\frac{1}{Z_3} = \frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2} + \frac{1}{Z_3} = Y_3 = Y_1 + Y_2 + Y_3,$$

а эквивалентный ток

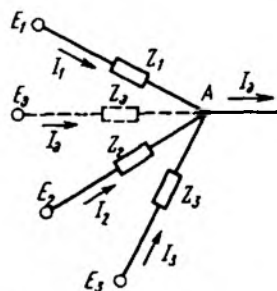
$$I_3 = I_1 + I_2 + I_3,$$

откуда

$$\frac{E_3 - U_A}{Z_3} = \frac{E_1 - U_A}{Z_1} + \frac{E_2 - U_A}{Z_2} + \frac{E_3 - U_A}{Z_3}$$

или, преобразовывая, имеем

$$E_3 \frac{1}{Z_3} = U_A \left(\frac{1}{Z_3} - \frac{1}{Z_1} - \frac{1}{Z_2} - \frac{1}{Z_3} \right) + E_1 \frac{1}{Z_1} + E_2 \frac{1}{Z_2} + E_3 \frac{1}{Z_3}.$$



Значение величины в скобках равно нулю, и тогда эквивалентная ЭДС

$$E_3 = \frac{E_1 \frac{1}{Z_1} + E_2 \frac{1}{Z_2} + E_3 \frac{1}{Z_3}}{\frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2} + \frac{1}{Z_3}} = \frac{E_1 Y_1 + E_2 Y_2 + E_3 Y_3}{Y_3}. \quad (7.14)$$

Рис. 7.5. Схема определения эквивалентной электродвижущей силы

В цепи короткого замыкания кроме генераторов могут быть элементы только трех видов: трансформаторы, провода воздушных или кабельных линий и реакторы. Их сопротивление определяют следующим образом.



Рис. 7.6. Схема замещения двухобмоточного трансформатора

Двухобмоточные трансформаторы имеют простейшую схему замещения (рис. 7.6) без учета тока намагничивания, как это указывалось ранее. Общее сопротивление трансформатора в относительных единицах по отношению к его номинальной мощности составляет

$$Z_{*(H)} = u_k\% / 100, \quad (7.15)$$

где $u_k\%$ — напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Поскольку в трансформаторе активное сопротивление r мало по сравнению с индуктивным x , с достаточной степенью приближения можно считать, что

$$x_{*(H)} \approx Z_{*(H)} = \frac{u_k\%}{100}. \quad (7.16)$$

Сопротивление трансформатора в относительных единицах, приведенное к базисной мощности, по уравнению (7.13)

$$x_{*(B)} = x_{*(H)} \frac{S_B}{S_H} \frac{U_H^2}{U_B^2}. \quad (7.17)$$

Индуктивные сопротивления на 1 км 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, при 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. Их активные сопротивления 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,

$$Z_{*(B)} = Z_0 l \frac{S_B}{U_B^2}, \quad (7.18)$$

где l — длина провода.

Реакторами называют катушки без стального сердечника, которые включают последовательно в электрическую сеть для уменьшения тока к. з. Их сопротивление в основном индуктивное. Активной составляющей тока к. з. пренебрегают. Значение сопротив-

ления реактора обычно дают 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:

$$x_{*(6)} = x_{*(н)} \frac{S_6 U_n^2}{S_n U_6^2} = x_{*(н)} \frac{I_6 U_n}{I_n U_6}. \quad (7.19)$$

7.3. НАЧАЛЬНЫЙ ПЕРИОД КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

При включении на постоянное напряжение переменного тока электрической цепи, содержащей последовательное соединение активного сопротивления r и индуктивности с коэффициентом самоиндукции L , справедливо следующее дифференциальное уравнение:

$$u = ir + L \frac{di}{dt},$$

где u и i — мгновенные значения напряжения и тока; t — время с момента включения цепи на напряжение.

Решение этого уравнения дает возможность определить ток в цепи, который и является током короткого замыкания, т. е.

$$i_k = \frac{U_{\max}}{Z} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) + Ke^{-\frac{t}{T}} = I_{n \max} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) + Ke^{-\frac{t}{T}} = i_n + i_a, \quad (7.20)$$

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; $I_{n \max}$ — максимальное значение периодической слагающей тока к. з.

Ток i_k состоит из двух частей — периодической синусоидальной слагающей i_n и аperiodической затухающей экспоненциальной слагающей i_a .

Для определения постоянной K рассмотрим уравнение (7.20) в момент времени $t = 0$:

$$i_{k0} = i_{n0} = i_{п0} + i_{a0} = I_{n \max} \sin(\alpha - \varphi_k) + K,$$

где i_{k0} — ток нагрузки цепи до короткого замыкания при $t = 0$.

Отсюда постоянная

$$K = i_{k0} = i_{n0} - i_{п0}. \quad (7.21)$$

Отношение L/r есть постоянная времени затухания экспоненциальной кривой апериодической слагающей тока к. з. T_a :

$$T_a = L/r = x/(\omega r). \quad (7.22)$$

Окончательное уравнение для мгновенного значения тока к. з. примет вид

$$i_k = i_n + i_a = I_{n \max} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) + i_{a0} e^{-t/T_a}. \quad (7.23)$$

В начальный период короткого замыкания нас интересует наибольшее возможное значение тока к. з., т. е. условия, при которых апериодическая слагающая i_{a0} будет максимальной.

Из уравнения (7.21) следует, что апериодическая слагающая равна абсолютному значению периодической слагающей только при $t_{n0} = 0$, тогда

$$i_{a0} = -i_{n0}.$$

Если в цепи есть ток нагрузки, то i_{a0} уменьшается на величину 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

$$i_{n0} = I_{n \max}.$$

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, т. е. при угле $\alpha = 0$.

В этом случае ток к. з. в момент $t = 0$

$$i_{k0} = I_{n \max} \sin(-90^\circ) + I_{n \max} = 0.$$

На рисунке 7.8 показана кривая тока к. з. и его слагающих i_n и i_a при наибольшем возможном в данных условиях значении апериодической слагающей. Кривая периодической слагающей представляет собой синусоиду с $I_{n \max} = \text{const}$, так как приложенное напряжение принято постоянным: $U_{\max} = \text{const}$.

Кривая апериодической слагающей является экспоненциальной затухающей кривой. Постоянная времени T_a есть подкасательная этой кривой в любой ее точке (например, в точке f , см. рис. 7.8).

Кривая тока к. з. получается при сложении значений периодической и аперио-

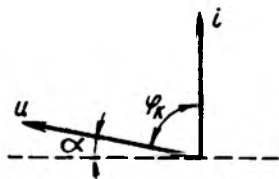


Рис. 7.7. Схема условия образования наибольшего значения периодической слагающей тока к. з. в начальный момент короткого замыкания

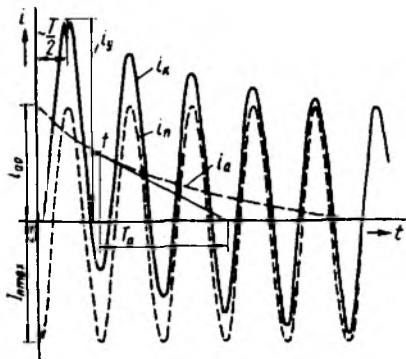


Рис. 7.8. Кривые тока к. з. и его слагающих при наибольшем значении аperiodической слагающей

дической слагающих в каждый момент времени с учетом их знака. Она асимметрична относительно оси времени. Ее криволинейной осью симметрии служит 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, т. е. при $t = 0,01$ с.

Тогда из уравнения (7.23)

$$\begin{aligned}
 i_y &= I_{п\max} \sin(180^\circ + 0 - 90^\circ) + I_{п\max} e^{-0,01/T_\alpha} = \\
 &= I_{п\max} (1 + e^{-0,01/T_\alpha}) = k_y I_{п\max}.
 \end{aligned}
 \tag{7.24}$$

Ударный коэффициент k_y показывает, насколько ударный ток больше максимального значения периодической слагающей. Значение ударного коэффициента зависит только от значения постоянной времени T_α , 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 1 до 2. 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 напряжением 35 и 10 кВ подстанций с высшим напряжением 35 кВ $k_y = 1,5$. При коротких замыканиях в сети напряжением 10 и 0,38 кВ ударный коэффициент $k_y = 1$.

Для практических расчетов представляет интерес наибольшее действующее значение тока короткого замыкания I_y . Под ним понимают среднеквадратическое значение тока за первый период процесса короткого замыкания. Его находят из уравнения

$$I_y = I_{п\sqrt{1+2(k_y-1)^2}},
 \tag{7.25}$$

где $I_{п}$ — 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

$$1 < I_y / I_{\text{п}} < \sqrt{3}.$$

Все приведенные ранее 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.

В этой схеме даны продольные сопротивления:

x_{σ} — реактивности рассеяния обмотки статора;

x_a — реактивности реакции обмотки статора;

$x_{\text{об}}$ — реактивности рассеяния обмотки возбуждения;

$x_{\text{оу}}$ — реактивности рассеяния успокоительной обмотки.

В первый момент короткого замыкания магнитные потоки возникают во всех обмотках машины. Ее общее реактивное сопротивление может быть определено из схемы, показанной на рисунке 7.9, если замкнуты оба рубильника. Это сопротивление, называемое сверхпереходным, составляет:

$$x''_{\text{гд}} = x_{\sigma} + \frac{1}{\frac{1}{x_a} + \frac{1}{x_{\text{об}}} + \frac{1}{x_{\text{оу}}}}. \quad (7.26)$$

Очень быстро, в течение сотых долей секунды, магнитный поток в успокоительной обмотке затухает. На схеме это соответствует выключению рубильника в цепи реактивности $x_{\text{оу}}$. Тогда сопротивление генератора будут называть переходным и его значение составит:

$$x'_{\text{гд}} = x_{\sigma} + \frac{1}{\frac{1}{x_a} + \frac{1}{x_{\text{об}}}}. \quad (7.27)$$

Наконец, спустя 2...5 с затухает магнитный поток и в обмотке возбуждения, машина переходит в стационарный режим, и сопротивление ее равно синхронному:

$$x_{\text{гд}} = x_{\sigma} + x_a. \quad (7.28)$$

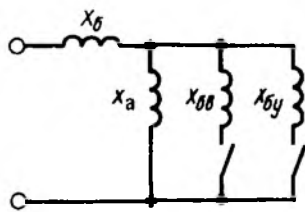


Рис. 7.9. Упрощенная схема одной фазы обмотки синхронного генератора

Как видно, сверхпереходное сопротивление синхронного генератора меньше переходного, а это последнее меньше синхронного, т. е.

$$x''_{rd} < x'_{rd} < x_{rd}.$$

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 x''_d и сверхпереходной ЭДС E''_d , метод определения которой изложен далее. Следовательно, при коротком замыкании в начальный период будет возникать сверхпереходный ток

$$I''_d = \frac{E''_d}{\Sigma x''_d},$$

где $\Sigma x''_d$ — 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''_{\max} . 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.

$$I_y = I''_{\max} \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2}. \quad (7.30)$$

Начальное значение сверхпереходной ЭДС генератора можно приближенно определить из векторной диаграммы, приведенной на рисунке 7.10, а. На этой диаграмме E_0 , U_0 , I_0 и φ_0 — соответственно ЭДС, напряжение, ток и угол сдвига фаз в момент начала короткого замыкания ($t = 0$). Приравнивая ЭДС к ее проекции на напряжение, получим

$$E_0'' \approx U_0 + I_0 x'' \sin \varphi_0. \quad (7.31)$$

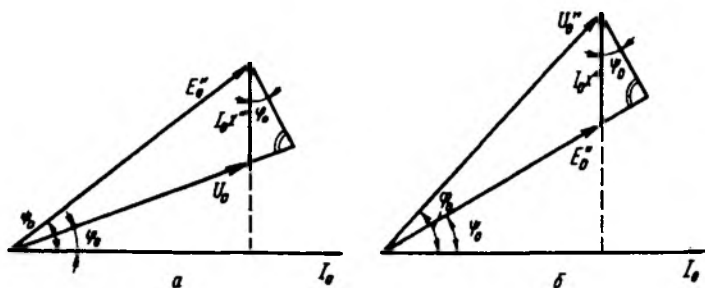


Рис. 7.10. Упрощенные векторные диаграммы синхронного генератора (а) и асинхронного двигателя (б) в начале короткого замыкания

Для асинхронных двигателей векторная диаграмма в начале короткого замыкания выглядит, как на рисунке 7.10, б. Предположив, что углы ψ и φ мало отличаются один относительно 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 сверхпереходную ЭДС в начале короткого замыкания принимают равной $E_0'' = 1,08$, а для гидротурбогенераторов с успокоительными обмотками — $E_0'' = 1,13$.

Асинхронные двигатели характеризуются 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 короткого замыкания двигатель ведет себя как генератор и посылает к месту короткого замыкания дополнительный ток. На величину 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 ТОКОВ 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 к. з. в месте короткого замыкания и остаточное напряжение непосредственно за аварийной ветвью.

В основе метода лежит использование расчетных кривых, которые составлены для простейшей схемы короткого замыкания, показанной на рисунке 7.11, а. На рисунке 7.11, б приведена схема ее замещения.

Расчетные кривые представляют собой зависимости периодической слагающей тока к. з. от расчетного сопротивления $x_{*расч}(n) = x_{*d}'' + x_{\Sigma}$ для различных моментов времени от нуля до бесконечности. Как следует из рисунка 7.11, генератор полностью загружен с коэффициентом мощности 0,8. При расчете нагрузки не учитывают. Предполагается, что ветвь с эквивалентным сопротивлением x_{Σ} , на которой происходит короткое замыкание, перед замыканием не была нагружена.

На рисунке 7.12 приведены расчетные кривые. Для генераторов с успокоительными обмотками расчетное сопротивление $x_{*расч}$ нужно увеличить на 0,07 и для $t \leq 0,1$ с пользоваться пунктирными кривыми, а для $t > 0,1$ с — сплошными.

При относительно больших расчетных сопротивлениях ($x_{*расч} > 1$) разница в расчетных кривых для генераторов различных типов становится незначительной и оказывается возможным построить общие кривые, приведенные на рисунке 7.13, а.

Для определения тока к. з. по расчетным кривым необходимо найти расчетное сопротивление

$$x_{*расч}(6) = x_{*d}''(6) + x_{*\Sigma}(6). \quad (7.33)$$

Это сопротивление приводят к номинальной мощности всех генераторов в схеме:

$$x_{*расч}(n) = x_{*расч}(6) \frac{\Sigma S_n}{S_6}. \quad (7.34)$$

Затем по расчетным кривым находят периодическую составляющую тока к. з. в данный момент времени t , выраженную в относительных единицах к суммарному номинальному току генераторов $I_{n(n)}$. Абсолютное значение тока к. з. для генераторного напряжения

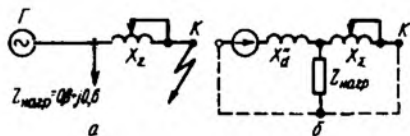


Рис. 7.11. Схема, принятая при построении расчетных кривых (а) и схема ее замещения (б)

$$I_n = I_{n(n)} \Sigma I_n. \quad (7.35)$$

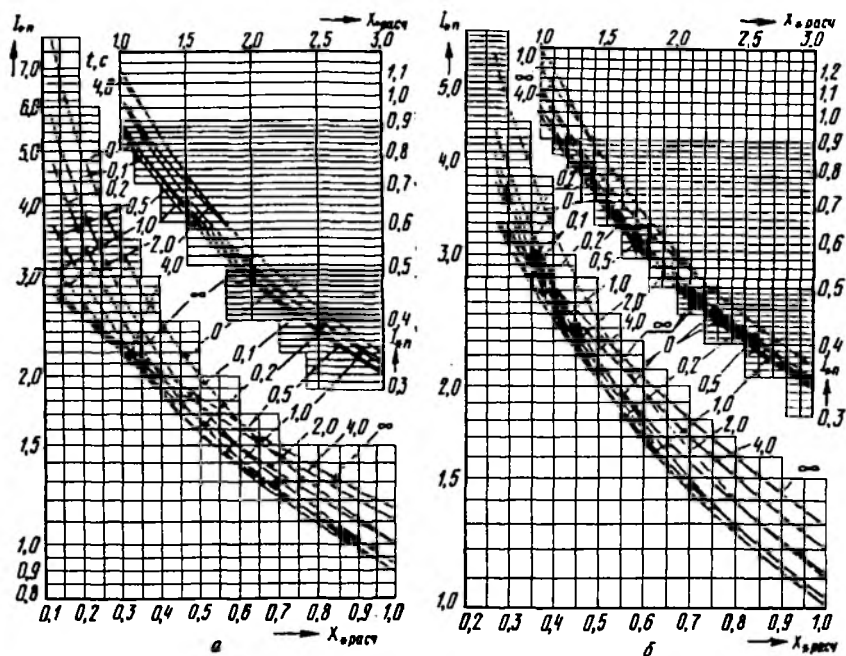


Рис. 7.12. Расчетные кривые для турбогенераторов (а) и гидрогенераторов (б) мощностью 50...100 МВ · А с АРВ

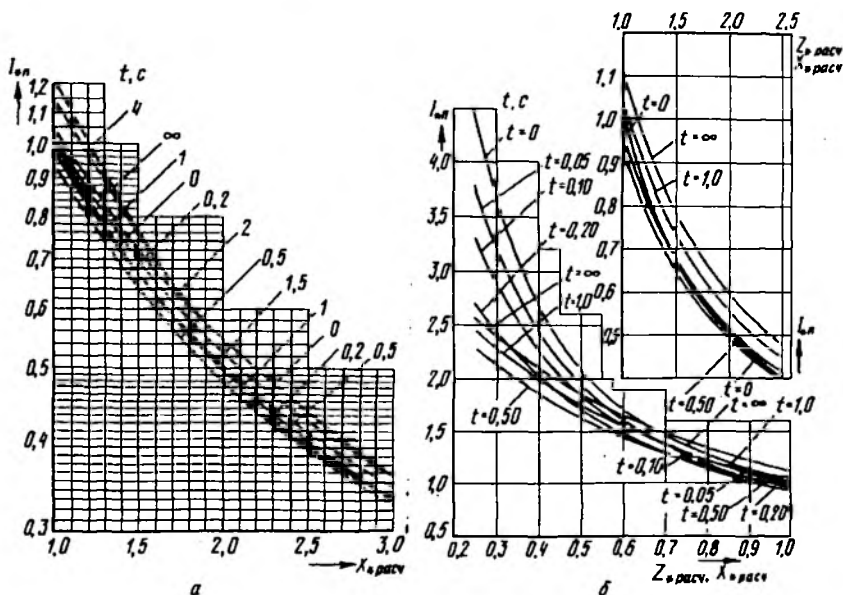


Рис. 7.13. Расчетные кривые для генераторов (а) различных типов мощностью 50...100 МВ · А с АРВ и гидрогенераторов (б) сельских гидростанций мощностью 100...1500 кВ · А с АРВ

Для любой другой ступени схемы сила тока обратно пропорциональна отношению напряжению этой ступени к генераторному.

Если расчетное сопротивление $x_{расч} > 3$, т. е. короткое замыкание далеко от станции, то в течение времени короткого замыкания периодическая слагающая тока к. з. практически не изменяется:

$$I''_{\Pi} = I_{\Pi t} = I_{\Pi \infty}.$$

В этом случае пользоваться расчетными кривыми нельзя, а ток к. з.

$$I''_{*\Pi(n)} = I_{*\Pi t(n)} = I_{*\Pi \infty(n)} = \frac{U_{*(n)}}{x_{*\Sigma(n)}} = \frac{1}{x_{*\Sigma(n)}}.$$

Для малых генераторов сельских гидростанций мощностью 100...1500 кВ·А проф. М.С. Левиным построены расчетные кривые (рис. 7.13, б). Для этих генераторов предельное значение расчетного сопротивления $x_{расч(n)}$ составляет 2,5.

Если в схеме есть значительное активное сопротивление, то расчет ведут приближенно не по индуктивному, а по общему расчетному сопротивлению $Z_{расч(n)}$, которое также приводят к номинальной мощности всех генераторов.

Определение тока к. з. по расчетным кривым, когда все генераторы объединяют в один мощностью, равной сумме их мощностей, называют расчетом по общему изменению. По этому методу нельзя определять ток к. з., если в схеме есть источник энергии неограниченной мощности, т. е. с сопротивлением, равным нулю.

При расчете по общему изменению получают недопустимую ошибку не только при разных типах источников электроэнергии, но и в том случае, когда точка короткого замыкания находится на разных расстояниях от однотипных генераторов. Пусть на схеме, показанной на рисунке 7.14, три генератора и три точки короткого замыкания.

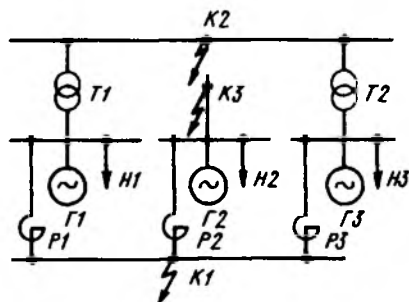


Рис. 7.14. Схема электрической системы

При замыкании в точке К1 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 К2, хотя генератор Г2 более удален от нее, чем два других. При замыкании же в точке К3, т. е. на зажимах генератора Г2, 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, т. е. отдельно для генератора или группы генераторов, находящихся примерно в равных условиях, и полученные величины складывают, что и дает значение тока короткого замыкания в данной точке.

Если после преобразования схема сети примет вид, изображенный на рисунке 7.15, а, то, очевидно, ток короткого замыкания в точке К

$$I_k = I_I + I_{II},$$

где I_I и I_{II} — токи, определяемые для группы генераторов одного типа или находящихся примерно в равных условиях по отношению к точке короткого замыкания.

Ток короткого замыкания 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 преобразованная схема сети принимает вид, показанный на рисунке 7.15, б, т. е. имеет общую ветвь с сопротивлением x_3 . В этом случае общее сопротивление схемы

$$x_{\Sigma} = \frac{x_1 x_2}{x_1 + x_2} + x_3.$$

Заменяем схему (рис. 7.15, б) эквивалентной ей схемой (см. рис. 7.15, а). Условия эквивалентности будут следующие:

суммарное сопротивление схемы остается без изменений, т. е.

$$x_{\Sigma} = \frac{x_1 x_2}{x_1 + x_2} + x_3 = \frac{x_I x_{II}}{x_I + x_{II}}; \quad (7.36)$$

суммарный ток и его распределение по ветвям остаются без изменений:

$$I_I = I_I; \quad I_{II} = I_{II}. \quad (7.37)$$

Вводим понятие коэффициентов распределения схемы C_I и C_{II} , которые представляют собой токи в ветвях схемы, выраженные в относительных единицах к суммарному току:

$$C_I = \frac{I_I}{I_I + I_{II}}; \quad C_{II} = \frac{I_{II}}{I_I + I_{II}}. \quad (7.38)$$

Очевидно, что сумма коэффициентов распределения равна единице.

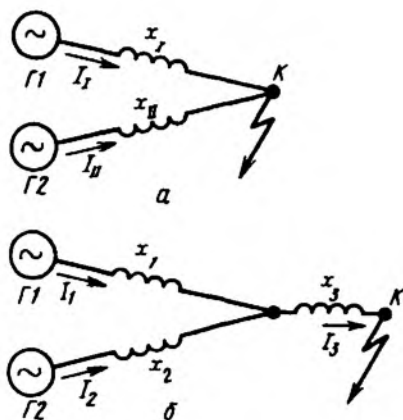


Рис. 7.15. Варианты (а и б) преобразования схемы электрической системы

Коэффициенты распределения ветвей обратно пропорциональны 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

$$C_I = \frac{x_2}{x_1 + x_2}; \quad C_{II} = \frac{x_1}{x_1 + x_2}. \quad (7.39)$$

Для схемы на рисунке 7.15, 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 короткого замыкания которой не представляет затруднений.

При использовании расчетных кривых формула (7.34) будет иметь вид

$$x_{*расч(н)I} = \frac{x_{*расч(б)} \Sigma S_{II}}{C_I S_6}.$$

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 короткого замыкания в ней может быть определена по расчетным кривым (см. рис. 7.13, б) для гидроэлектростанций, причем необходимо учитывать активное сопротивление проводов линий и, таким образом, находить модульные значения общего сопротивления в цепи короткого замыкания $Z_{*\Sigma(н)}$.

Однако почти все сельские сети питаются от мощных государственных энергосистем. В этих случаях сопротивление от генераторов электростанций до точки короткого замыкания в относительных единицах во много раз больше 3. Поэтому расчетными кривыми здесь не пользуются, а определяют значение тока короткого замыкания по закону Ома, т. е.

$$I'' = I' = I_\infty = I_K = \frac{U}{\sqrt{3}Z_\Sigma}, \quad (7.41)$$

где U — напряжение на шинах, к которым присоединена сельская сеть.

В относительных единицах ток короткого замыкания

$$I_{*к(б)} = \frac{1}{Z_{*\Sigma(б)}}. \quad (7.42)$$

Более точно можно определить ток короткого замыкания, если известны ток $I_{к.с}$ или мощность $S_{к.с}$ при коротком замыкании в точке присоединения к системам. В этом случае сопротивление системы в именованных единицах

$$x_c = \frac{U}{\sqrt{3}I_{к.с}} = \frac{U^2}{S_{к.с}}, \quad (7.43)$$

а в относительных единицах

$$x_{*c(б)} = \frac{i}{I_{*к.с(б)}} = \frac{1}{S_{*к.с(б)}}. \quad (7.44)$$

Сопротивление системы принимаем чисто индуктивным, так как ее активное сопротивление относительно невелико. Тогда ток короткого замыкания в сельской сети

$$I_{*к(б)} \approx \frac{1}{x_{*c(б)} + Z_{*\Sigma(б)}}. \quad (7.45)$$

Если ток короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме неизвестен, то, зная тип выключателя, установленного в этом месте, можно узнать по каталогу его предельно допустимую отключаемую мощность и принять ее с некоторым запасом за мощность короткого замыкания в месте присоединения.

В сетях, присоединенных к энергосистеме, ток короткого замыкания 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 применяют стальные многопроволочные провода ПС25. В ранее построенных линиях можно встретить многопроволочные стальные провода ПС35 и больших сечений.

Активные и внутренние индуктивные сопротивления стальных проводов зависят от силы протекающего по ним тока. В главе 4 на рисунке 4.18 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. $I_{к1}$ и по кривым рисунка найдем внутреннее индуктивное x''_{01} и активное r_{01} сопротивления 1 км линии. Внешнее индуктивное сопротивление x'_0 можно принять равным $x'_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$ и не

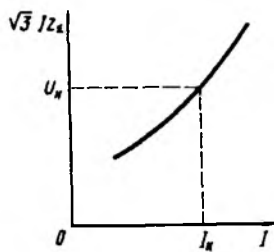


Рис. 7.16. График для определения тока к. з. в линии со стальными проводами

зависящим от тока и сечения проводов. Тогда общее индуктивное сопротивление $x_{01} = x'_{01} + x''_{01}$, а ток к. з.

$$I_{к.з.} = \frac{U}{\sqrt{3}l\sqrt{r_{01}^2 + x_{01}^2}} = \frac{U}{\sqrt{3}Z_{\Sigma 1}}. \quad (7.46)$$

Для этого тока находим r_{02} и x_{02} , определяем $I_{к.з.}$ 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: $\sqrt{3}IZ_{\Sigma} = f(I)$ (рис. 7.16). При пересечении кривой с ординатой, соответствующей номинальному напряжению сети, находим 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 4.18.

Для приближенного расчета, когда сопротивление стальных проводов составляет небольшую часть общего сопротивления сети, рекомендуется принимать средние значения по данным таблицы 7.1.

7.1. Средние значения активного и внутреннего сопротивлений 1 км стальных проводов

Провод	Средние значения активного и внутреннего индуктивного сопротивлений стальных проводов, Ом/км		Провод	Средние значения активного и внутреннего индуктивного сопротивлений стальных проводов, Ом/км	
	r_0	x''_0		r_0	x''_0
ПС04	13,0	5,6	ПС35	4,5	1,2
ПС05	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

Как уже указывалось ранее, 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 короткие замыкания, из которых наибольший интерес представляют двух- 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. определяют методом симметричных составляющих. Вычисление токов и напряжений несимметричного к. з. заменяют вычислением этих величин при некотором фиктивном трехфазном к. з. Поэтому может быть использован весь изложенный ранее материал о симметричных коротких замыканиях.

Пусть для сети известны сопротивления прямой $Z_{пр}$, обратной $Z_{об}$ и нулевой Z_0 последовательностей. Тогда падения напряжения в сети разных последовательностей будут следующими:

$$\left. \begin{aligned} \Delta \dot{U}_{пр} &= \dot{I}_{пр} Z_{пр}, \\ \Delta \dot{U}_{об} &= \dot{I}_{об} Z_{об}, \\ \Delta \dot{U}_0 &= \dot{I}_0 Z_0. \end{aligned} \right\} \quad (7.47)$$

Симметричные составляющие напряжения в месте короткого замыкания:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{к.пр} &= \dot{E}_\Sigma - \dot{I}_{к.пр} Z_{пр\Sigma}, \\ \dot{U}_{к.об} &= 0 - \dot{I}_{к.об} Z_{об\Sigma}, \\ \dot{U}_{к0} &= 0 - \dot{I}_{к0} Z_{0\Sigma}, \end{aligned} \right\} \quad (7.48)$$

где \dot{E}_Σ — ЭДС генераторов; $\dot{I}_{к.пр}$, $\dot{I}_{к.об}$, $\dot{I}_{к0}$ — симметричные составляющие тока к. з.; $Z_{пр\Sigma}$, $Z_{об\Sigma}$, $Z_{0\Sigma}$ — суммарные сопротивления схем различных последовательностей.

При расчете предполагается, что при любом виде короткого замыкания ЭДС генератора симметрична, т. е. не имеет составляющих обратной и нулевой последовательностей.

Определяя сопротивления сети различных последовательностей, следует иметь в виду, что сопротивление прямой последовательности $Z_{пр}$ есть обычные сопротивления элементов сети, которые были использованы 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 $x_{об} \approx 1,45 x'$;

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 7.17.

При соединении «звезда — звезда с нулем» (рис. 7.17, а) сопротивление нулевой последовательности

$$x_0 = x_{II} + x_{\mu 0} = \frac{x_{np}}{2} + x_{\mu 0}, \quad (7.49)$$

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 $x_{\mu np}$. Для стандартных трансформаторов

$$x_{\mu 0(n)} = 0,3 \dots 1,0.$$

При соединении обмоток трансформатора «звезда — треугольник» (рис. 7.17, б)

$$x_0 = \infty. \quad (7.50)$$

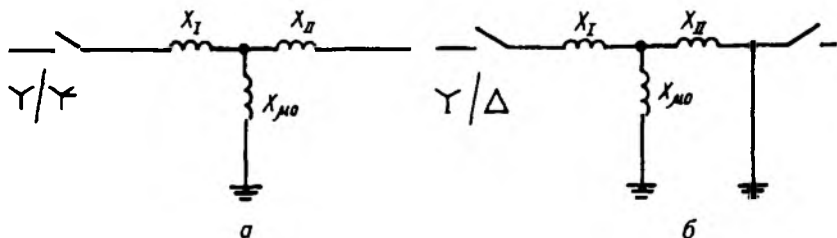


Рис. 7.17. Схемы замещения для токов нулевой последовательности двухобмоточных трансформаторов:

а и б — возможные варианты

Для воздушных линий сопротивления нулевой последовательности приведены в таблице 7.2.

7.2. Сопротивления нулевой последовательности 1 км воздушных линий

Воздушная линия	Без троса	Со стальным тросом
Одноцепная	$3,5x_{np}$	$3x_{np}$
Двухцепная	$5,5x_{np}$	$4,7x_{np}$

Для трехжильных кабелей сопротивление нулевой последовательности приближенно может быть принято равным:

$$x_0 = (3,5...4,6)x_{np}. \quad (7.51)$$

Для синхронных генераторов

$$x_0 = (0,15...0,6)x''_d. \quad (7.52)$$

В уравнениях (7.48) должны быть известны ЭДС E_Σ и суммарные сопротивления схемы для различных последовательностей $Z_{np\Sigma}$, $Z_{об\Sigma}$ 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 короткого замыкания, вводя соответствующие этому виду соотношения. В результате получают общее выражение для любого вида короткого замыкания:

$$I_K^{(n)} = m^{(n)} I_{к.пр}^{(n)} = \bar{m}^{(n)} \frac{E_\Sigma}{Z_{np\Sigma} + Z_{\Delta\Sigma}^{(n)}}. \quad (7.53)$$

В таблице 7.3 приведены значения коэффициентов в уравнении (7.53) при различных видах короткого замыкания.

7.3. Значения расчетных коэффициентов короткого замыкания

Вид короткого замыкания	$m^{(n)}$	$Z_{\Delta\Sigma}^{(n)}$
Трёхфазное	1	0
Двухфазное	$\sqrt{3}$	$Z_{об\Sigma}$
Однофазное	3	$Z_{об\Sigma} + Z_{0\Sigma}$

Сопротивление обратной последовательности равно сопротивлению прямой последовательности у всех элементов сети, кроме генераторов. Поэтому если короткое замыкание произошло в сети, питаемой от энергосистемы, то сопротивлением генераторов в общей цепи можно пренебречь и считать, что $Z_{np\Sigma} = Z_{об\Sigma}$.

Тогда отношение тока двухфазного к. з. к току трехфазного к. з. составит

$$\frac{I_{\kappa}^{(2)}}{I_{\kappa}^{(3)}} = \frac{\sqrt{3}E_{\Sigma}}{Z_{\text{пр}\Sigma} + Z_{\text{об}\Sigma}} \cdot \frac{E_{\Sigma}}{Z_{\text{пр}\Sigma}} = \frac{\sqrt{3}Z_{\text{пр}\Sigma}}{Z_{\text{пр}\Sigma} + Z_{\text{об}\Sigma}} = \frac{\sqrt{3}}{2} = 0,87.$$

Следовательно, в этом случае, зная ток трехфазного к. з., найти ток двухфазного к. з. очень просто по соотношению

$$I_{\kappa}^{(2)} = 0,87 I_{\kappa}^{(3)}. \quad (7.54)$$

При тех же условиях отношение тока однофазного к. з. к току трехфазного к. з. можно определить как

$$\frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{\kappa}^{(3)}} = \frac{3E_{\Sigma}}{Z_{\text{пр}\Sigma} + Z_{\text{об}\Sigma} + Z_{0\Sigma}} \cdot \frac{E_{\Sigma}}{Z_{\text{пр}\Sigma}} = \frac{3}{2 + \frac{Z_{0\Sigma}}{Z_{\text{пр}\Sigma}}}.$$

Следовательно, сила тока однофазного к. з. будет зависеть от сопротивления нулевой последовательности:

$$\left. \begin{array}{l} \text{при } Z_{0\Sigma} \rightarrow \infty I_{\kappa}^{(1)} \rightarrow 0; \\ \text{при } Z_{0\Sigma} > Z_{\text{пр}\Sigma} I_{\kappa}^{(1)} < I_{\kappa}^{(3)}; \\ \text{при } Z_{0\Sigma} = Z_{\text{пр}\Sigma} I_{\kappa}^{(1)} = I_{\kappa}^{(3)}; \\ \text{при } Z_{0\Sigma} \rightarrow 0 I_{\kappa}^{(1)} \rightarrow 1,5 I_{\kappa}^{(3)}. \end{array} \right\} \quad (7.55)$$

Если несимметричное короткое замыкание произошло недалеко от генераторов, то его ток может быть определен по расчетным кривым (см. рис. 7.12 и 7.13). При этом для двухфазного к. з. расчетное сопротивление

$$Z_{\text{расч}}^{(2)} = Z_{\text{пр}\Sigma(n)} + Z_{\text{об}\Sigma(n)},$$

а для однофазного к. з. соответственно

$$Z_{\text{расч}}^{(1)} = Z_{\text{пр}\Sigma(n)} + Z_{\text{об}\Sigma(n)} + Z_{0\Sigma(n)}.$$

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 $m^{(n)}$* , т. е. 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 трех-, двух- и однофазные короткие замыкания.

Токи к. з. при трех- и двухфазных коротких замыканиях определяют методами, приведенными ранее. Кроме того, необходимы значения токов к. з. для проверки надежности срабатывания релейной защиты, если она есть, отключающих катушек автоматов и плавких предохранителей. В этом случае необходимо определять наименьшие значения тока к. з. Для сетей напряжением 380/220 В — это токи однофазных к. з. Далее изложен порядок их определения. Очевидно, что наименьшее значение тока будет при коротком замыкании в наиболее удаленной точке воздушной линии, которую выбирают в качестве расчетной.

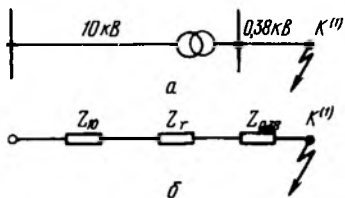
Электрическая схема сети в этом случае показана на рисунке 7.18, а, а схема ее замещения — на рисунке 7.18, б. Сопротивлением линии напряжением 10 кВ можно пренебречь и принять $Z_{10} \approx 0$. Тогда ток однофазного к. з.

$$I_{\text{к}}^{(J)} = \frac{3U_{\phi}}{Z_{\text{пр}\tau} + Z_{\text{сб}\tau} + Z_{0\tau} + Z_{\text{пр}0,38} + Z_{\text{сб}0,38} + Z_{00,38}}$$

Сопротивление петли «фазный провод — нулевой провод»

$$Z_{\text{п}} = \frac{Z_{\text{пр}0,38} + Z_{\text{сб}0,38} + Z_{00,38}}{3}$$

Поэтому ток однофазного к. з. может быть определен по приближенной формуле



$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{3U_{\phi}}{Z_{\text{т}} + 3Z_{\text{п}}} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{\text{т}}}{3} + Z_{\text{п}}}, \quad (7.56)$$

где $Z_{\text{т}}$ — полное сопротивление трансформатора току замыкания на корпус (табл. 7.4).

Рис. 7.18. Схема однофазного короткого замыкания в сети напряжением 380 В (а) и схема ее замещения (б)

Значения $Z_{\text{т}}$ зависят от мощности трансформаторов и схемы обмоток: «звезда — звезда с нулем» или «звезда — зигзаг с нулем».

7.4. Полные сопротивления трансформаторов току замыкания на корпус

Тип трансформатора	Мощность, кВ · А	Полные сопротивления трансформаторов току замыкания на корпус, 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
ТСМА	100	1,20
ТМФ	400	0,352
	630	0,273

Индуктивное сопротивление петли «фазный — нулевой провод линии» для проводов из цветных металлов принимают 0,6 Ом/км, при стальных проводах активное и внутреннее индуктивное сопротивления определяют в зависимости от токов к. з., а внешнее индуктивное сопротивление принимают 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

$$Z_{\text{п}} = l \sqrt{(r_{0\text{ф}} + r_{0\text{н}})^2 + (x''_{0\text{ф}} + x''_{0\text{н}} + 2x'_0)^2}, \quad (7.57)$$

где $r_{0\text{ф}}$ и $x''_{0\text{ф}}$ — сопротивления фазного провода; $r_{0\text{н}}$ и $x''_{0\text{н}}$ — 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, то надо увеличить сечение проводов либо взять трансформатор большей мощности.

7.8. ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

Как уже упоминалось, при напряжениях 0,38 и 110 кВ и выше применяют глухое заземление нейтрали. При этом всякое замыкание на землю представляет собой однофазное короткое замыкание, и его рассчитывают способами, приведенными в предыдущих параграфах этой главы.

В электрических сетях напряжением 6...35 кВ включительно нейтраль изолирована от земли. В таких сетях соединение фазного провода с землей не является коротким замыканием, и его называют замыканием на землю.

При замыкании на землю, если переходное сопротивление в месте замыкания равно нулю, то напряжение поврежденной фазы относительно земли становится равным нулю, а неповрежденных фаз повышается в $\sqrt{3}$ и становится равным междофазному. Провода воздушной линии обладают емкостью по отношению к земле, и 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. 7.19). 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. 7.20). Следовательно, их геометрическая сумма равна нулю и ток в земле отсутствует.

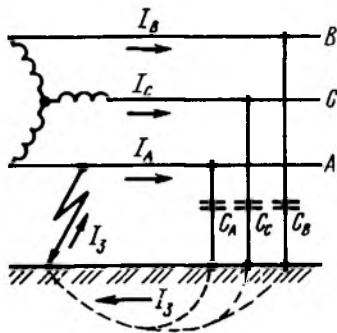


Рис. 7.19. Схема замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью

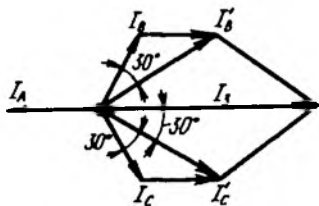


Рис. 7.20. Векторная диаграмма токов при замыкании на землю в трехфазной сети с изолированной нейтралью

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 определяют как геометрическую сумму 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:

$$I_3 = I_A + I_B + I_C.$$

Из векторной диаграммы (см. рис. 7.20) при условии, что $I'_A=0$, следует:

$$I_3 = \sqrt{(I'_B)^2 + I'_B I'_C + (I'_C)^2} = \sqrt{(\sqrt{3} I_A)^2 + \sqrt{3} I_A \sqrt{3} I_A + (\sqrt{3} I_A)^2} = 3 I_A = 3 U_\phi \omega C_A, \quad (7.58)$$

где U_ϕ — номинальное фазное напряжение сети; $\omega = 2\pi f = 2\pi \cdot 50 = 314$ — угловая частота переменного тока при $f = 50$ Гц; $C_A = C_B = C_C$ — емкость линии по отноше-

нию к земле, $C_A = C_0 l$. Для воздушных линий $C_0 = 5,4 \cdot 10^{-3}$ мкФ/км, для кабельных — $C_0 = (190...220) \cdot 10^{-3}$ мкФ/км.

Если подставить все перечисленные значения емкостей в уравнение (7.58), то можно получить простые приближенные формулы для определения тока замыкания на землю в сетях напряжением 6...35 кВ с изолированной нейтралью.

Для сетей:

воздушных

$$I_3 = UI/350, \quad (7.59)$$

кабельных

$$I_3 = UI/(10...12), \quad (7.60)$$

где U — линейное напряжение, кВ; l — общая длина всех электрически соединенных линий для данного напряжения, км; I_3 — сила тока, А.

Сила тока замыкания на землю не должна превосходить следующих значений:

Напряжение, кВ	6	10	20	35
Сила тока, А	30	20	15	10

В электрических сетях напряжением 6...35 кВ на железобетонных или металлических опорах сила тока замыкания на землю во всех случаях не должна превышать 10 А.

Если сила тока 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 2 ч.

При токах, больших приведенных ранее значений, в месте замыкания на землю может возникнуть устойчивая перемежающаяся дуга. Она 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 дугогасительную индуктивную катушку. Ее индуктивный ток может полностью компенсировать и даже перекомпенсировать емкостный ток замыкания на землю. Электрические сети, нейтраль ко-

торых соединена с землей через индуктивную дугогасительную катушку, называются *компенсированными*.

Воздушные сельские сети необходимо компенсировать в отдельных случаях при напряжении 35 кВ, а при напряжениях 6...20 кВ, как правило, этого делать 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 даже при напряжении 6 кВ и тем более при напряжениях 10 кВ и выше.

Контрольные вопросы и задания. 1. Назовите причины и последствия коротких замыканий. 2. Поясните порядок расчета токов коротких замыканий в относительных базисных единицах. 3. Как определить ток короткого замыкания по расчетным кривым? 4. Каково значение $Z_{\Delta}^{(n)}$ элементов схемы при двухфазном коротком замыкании? 5. Во сколько раз ток замыкания на землю больше тока, протекающего в земле, в нормальном режиме?

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 называют *перенапряжениями*. По причине возникновения их разделяют на коммутационные и атмосферные. Следствием перенапряжений 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 «электроснабжение 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 рассмотрены. Основным видом перенапряжений, от которых следует защищать сельские электроустановки, являются перенапряжения, вызываемые атмосферными явлениями, и в первую очередь грозой.

Причина грозы — грозовое облако, которое образуется из мельчайших капель воды — водяной пыли. Вследствие восходящих воздушных потоков она поднимается в верхние слои атмосферы и образует облака. По пути капли электризуются из-за трения о воздух и приобретают обычно отрицательный заряд, т. е. нижняя часть облака заряжена 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. Молнии могут быть различных видов — линейная, шаровая, четочная и др. С точки зрения возможных повреждений электроустановок представляет интерес линейная молния между облаком и землей.

Примерно 50 % линейных молний состоит из трех-четырех повторных разрядов и более. Интервалы между разрядами составляют 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, движущийся ступенями по 50...100 м с остановкой на 10...100 мкс. Скорость продвижения лидера порядка 1000 км/с. Когда лидер достигнет 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 их учитывают 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 называют *амплитудой перенапряжения*, а затем относительно медленно уменьшается. Время t_1 , за которое напряжение молнии возрастает от нуля до амплитудного значения, называют *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 $t_1 = 1,67 \text{ BA}$, а $t_2 = 0 \text{C}$, причем прямую OD проводят через точки на кривой импульса, равные $0,30 U_{max}$ и $0,90 U_{max}$. Фронт волны $t_1 = 1,2 \text{ мкс}$ и длина волны $t_2 = 50 \text{ мкс}$.

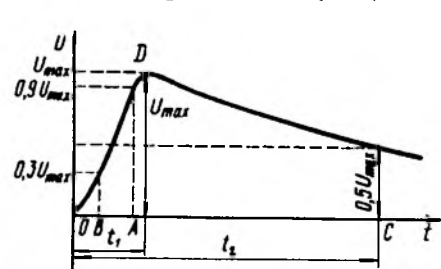


Рис. 8.1. Зависимость напряжения от времени при атмосферном перенапряжении

Максимальное напряжение линейной молнии составляет сотни тысяч и даже миллионы вольт, т. е. мощность ее огромна. Однако вследствие того что длительность действия молнии нич-

тожно мала (десятки микросекунд), количество выделяемой энергии незначительно. Суммарный заряд, переносимый молнией, обычно равен 20...100 Кл.

Грозы — крайне распространенные явления. На земном шаре каждую секунду ударяет около 100 молний. Поскольку грозы носят главным образом тепловой характер, число грозовых часов в году по продвижению к северу, как правило, уменьшается.

Наиболее тяжелые последствия имеют место 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, индуктируют напряжения на проводах линий, проходящих вблизи места удара. Напряжения могут достигать сотен тысяч вольт. Этот индуктированный импульс или волна распространяется со скоростью, близкой к скорости света по всем электрически связанным линиям, и приводят к повреждению 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 сопротивления, причем волна имеет прямоугольную форму, т. е. фронт волны равен нулю, а длина волны 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 2 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 величиной, которую называют волновым сопротивлением линии,

$$U_1 / I_1 = Z_{в1}, \quad (8.2)$$

равным

$$Z_{в1} = \sqrt{L_0 / C_0}. \quad (8.3)$$

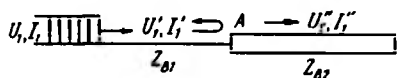


Рис. 8.2. Переход волны из линии в линию с другим волновым сопротивлением

сопротивление линии меняется на $Z_{в2}$, то ее называют *падающей волной*. При переходе через точку A ее электромагнитное поле изменяется, часть энергии направляется обратно в линию с $Z_{в1}$, а другая часть проникает в линию с волновым сопротивлением $Z_{в2}$. Таким образом, падающая волна U_1 разделяется на две волны — *преломленную* U''_1 , которая движется в том же направлении, и *отраженную* U'_1 , движущуюся в обратном направлении. Для точки A можно записать равенство

$$U_1 + U'_1 = U''_1. \quad (8.4)$$

Такое же равенство будет иметь место 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:

$$U_1 - U'_1 = I_1 Z_1 + I'_1 Z_1 = (I_1 + I'_1) Z_1 = I''_1 Z_1 = U''_1 \frac{Z_1}{Z_2}. \quad (8.7)$$

Складывая уравнения (8.7) и (8.4), получим

$$U''_1 = \frac{2Z_2}{Z_1 + Z_2} U_1 = \alpha U_1, \quad (8.8)$$

где $\alpha = \frac{2Z_2}{Z_1 + Z_2}$ — коэффициент преломления.

Подставляя найденное значение U''_1 в уравнение (8.4), имеем

$$U'_1 = -U_1 + U''_1 = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1 + Z_2} U_1 = \beta U_1, \quad (8.9)$$

где $\beta = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1 + Z_2}$ — коэффициент отражения.

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. 8.2), подходит к точке A , где волновое

сопротивление линии меняется на $Z_{в2}$, то ее называют *падающей*

волной. При переходе через точку A ее электромагнитное поле из-

меняется, часть энергии направляется обратно в линию с $Z_{в1}$, а дру-

гая часть проникает в линию с волновым сопротивлением $Z_{в2}$. Та-

ким образом, падающая волна U_1 разделяется на две волны — *пре-*

ломленную U''_1 , которая движется в том же направлении, и *отра-*

женную U'_1 , движущуюся в обратном направлении. Для точки A

можно записать равенство

Такое же равенство будет иметь место для волны тока

$$I_1 + I'_1 = I''_1.$$

Кроме того, для всех трех волн можно написать соотношения:

$$U_1 = I_1 Z_1; \quad U'_1 = -I'_1 Z_1; \quad U''_1 = I''_1 Z_2.$$

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:

$$U_1 - U'_1 = I_1 Z_1 + I'_1 Z_1 = (I_1 + I'_1) Z_1 = I''_1 Z_1 = U''_1 \frac{Z_1}{Z_2}.$$

Складывая уравнения (8.7) и (8.4), получим

$$U''_1 = \frac{2Z_2}{Z_1 + Z_2} U_1 = \alpha U_1,$$

где $\alpha = \frac{2Z_2}{Z_1 + Z_2}$ — коэффициент преломления.

Подставляя найденное значение U''_1 в уравнение (8.4), имеем

$$U'_1 = -U_1 + U''_1 = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1 + Z_2} U_1 = \beta U_1,$$

где $\beta = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1 + Z_2}$ — коэффициент отражения.

Соответственно можно получить для токов

$$I_1' = -\beta I_1 = -\beta \frac{U}{Z_1}; \quad I_1'' = \alpha I_1 \frac{Z_1}{Z_2}. \quad (8.10)$$

Полезно рассмотреть некоторые крайние случаи.

1. Пусть линия замкнута в конце накоротко, т. е. $Z_2 = 0$. Тогда коэффициент преломления $\alpha = 0$, коэффициент отражения $\beta = -1$, т. е. 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 величина емкостного сопротивления $x_c = 1/(\omega C)$ становится ничтожно малой и, следовательно, включенный в конце линии конденсатор резко снижает амплитуду волны.

2. При разомкнутой в конце линии $Z_2 = \infty$. В этом случае $\alpha = 2$, $\beta = 1$. Напряжение на конце линии равно удвоенному напряжению падающей волны, а напряжение отраженной волны равно напряжению падающей волны. По изложенным ранее 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, т. е. на излучение в окружающий воздух, приведенные ранее коэффициенты преломления и отражения, а также амплитуда падающей волны могут быть существенно ниже приведенных 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 — прямой удар молнии в тот или иной 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 силы тока молнии такое напряжение может до-

стигать 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.

При правильном выборе расположения молниеотводов можно 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 стержневой молниеотвод. Он представляет собой высокую деревянную или стальную мачту, вертикально закрепляемую в земле. Сверху мачты укрепляют молниеприемник в виде стального стержня, трубы или уголка сечением не менее 100 мм². Он должен превышать мачту не менее чем на 15 см и не более чем на 2 м. Соединяют молниеприемник с токоотводом, в качестве которого применяют стальную проволоку диаметром не менее 6 мм.

Токоотвод проходит вниз вдоль мачты и соединяется с заземлением из стальных стержней или уголков, сопротивление растеканию которого не должно превышать 15...20 Ом. Заземление должно располагаться 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 8.3. Размеры зоны определяют соотношением

$$\frac{r_x}{h_a} = \frac{1,6P}{1+h_x}, \quad (8.11)$$

где $P = 1$ при $h \leq 30$ м и $P = \frac{5,5}{\sqrt{h}}$ при высоте $h > 30$ м.

Вследствие вероятностного характера прорывов молнии выполнение молниезащиты, полностью исключающей поражение защи-

щаемых объектов, не всегда целесообразно, а в ряде случаев вообще технически неосуществимо. Оптимальную надежность, т. е. высоту молниеотвода, определяют на основе сопоставления стоимости молниезащиты с возможным ущербом от поражения молнией, учитывая ущерб от недоотпуска 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} , т. е. не более одного удара молнии из 100 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, за 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 метров,

$$N = nT\pi R^2 \cdot 10^{-6}, \quad (8.12)$$

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, м^2 , описанными радиусом R вокруг каждого молниеотвода.

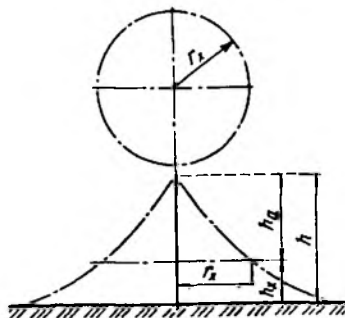


Рис. 8.3. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой до 60 м:

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

Для сооружения длиной l , шириной m и высотой h'

$$S = (l + 7h')(m + 7h'). \quad (8.14)$$

Покажем это на числовом примере. Пусть имеется трансформаторная подстанция размерами $l = 80$ м, $m = 60$ м и $h' = 12$ м. Тогда число поражений подстанции в районе с $n = 60$ грозových часов в году составит

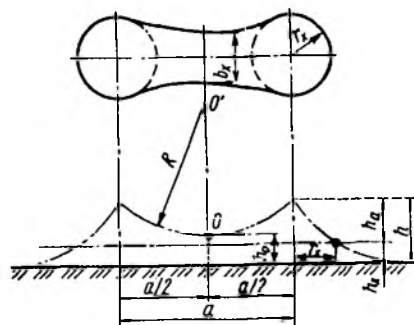
$$N = 60 \cdot 0,06(80 + 7 \cdot 12)(60 + 7 \cdot 12) \cdot 10^{-6} = 0,0851/\text{год},$$

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, т. е. 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 увеличивать. Зона защиты двух стержневых молниеотводов (двойной молниеотвод) показана на рисунке 8.4.

Внешнюю зону защиты 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 8.5.

Наименьшая высота зоны защиты для молниеотводов высотой до 30 м



$$h_0 = h - a/7. \quad (8.15)$$

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 рисунке 8.6, a и b на примере трех- и четырехстержневых молниеотводов. Размеры $b_x/2$ определяют по кривым (см. рис. 8.5) в зависимости от a/h_0 и высоты молниеотвода. Радиус защиты r_x находят так же, как для одиночного молниеотвода.

Необходимое условие защищенности всей площади на

Рис. 8.4. Зона защиты двух стержневых молниеотводов одинаковой высоты до 60 м:

a — расстояние между молниеотводами; b_x — наименьшая ширина зоны защиты на уровне h_0 ; r_x — радиус зоны защиты одиночного молниеотвода; R — радиус окружности, проходящий через вершины молниеотводов и точку O , находящуюся на уровне h_0

уровне h_a для молниеотводов высотой до 30 м можно записать так: $D \leq 8h_a$ (см. рис. 8.6).

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.

Зона защиты одиночного тросового молниеотвода (горизонтально подвешенного троса) имеет форму, показанную на рисунке 8.7, а. Зона защиты на уровне h_x ограничивается двумя параллельными тросу линиями, расположенными на расстоянии r_x от вертикальной плоскости, пересекающей молниеотвод. Расстояние r_x , условно называемое по аналогии с одиночным стержневым молниеотводом радиусом защиты, при $h < 30$ м определяют по формуле

$$\frac{r_x}{h_a} = \frac{K_1}{1 + h_x/h} \quad (8.16)$$

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} $K_1 = 0,6$.

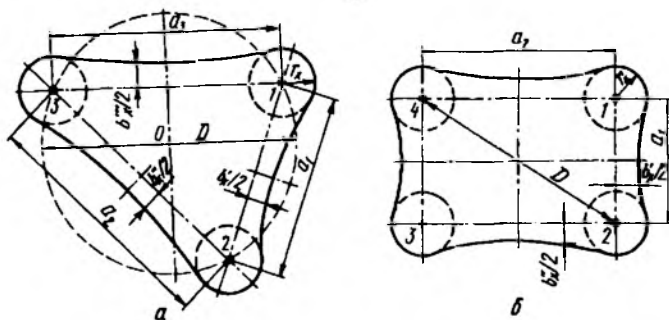


Рис. 8.6. Зоны защиты трех (а) и четырех (б) стержневых молниеотводов одинаковой высоты на уровне h_x

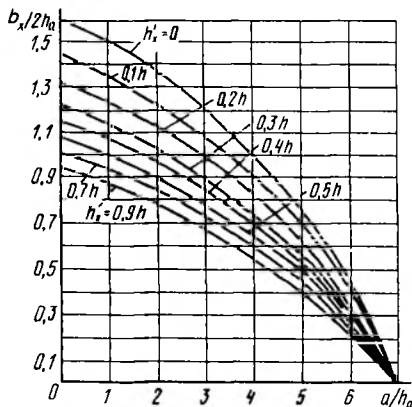


Рис. 8.5. Значения наименьшей ширины зоны защиты в двух стержневых молниеотводах высотой до 30 м для $a/h_a = 0...7$

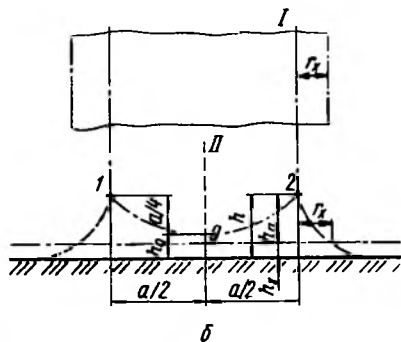
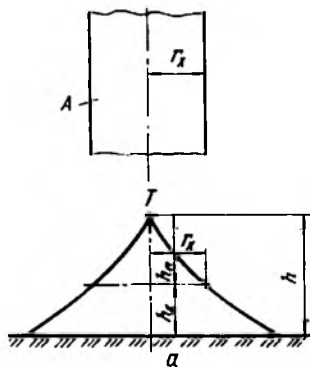


Рис. 8.7. Зоны защиты одиночного (а) и двух (б) тросовых молниеотводов высотой до 30 м:

A — горизонтальное сечение зоны защиты на уровне h_x ; *T* — трос; *I* — горизонтальное сечение на уровне; *II* — вертикальное сечение зоны защиты

Построение зоны защиты двух параллельных тросовых молниеотводов высотой до 30 м представлено на рисунке 8.7, б. Внешние области зон защиты определяют 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

$$h_0 = h - a/K_3. \quad (8.17)$$

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 , в соответствии с формулой (8.13) составляет

$$N = 2nTIR \cdot 10^{-6}, \quad (8.18)$$

где $R = 3,5h$.

8.3. ЗАЩИТА ОТ НАВЕДЕННЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Наведенные перенапряжения возникают вследствие электростатической и электромагнитной индукции, главным образом в проводах линий электропередачи при ударе молнии в близко рас-

положенные объекты. Они значительно более часты, чем прямые удары молнии. Перенапряжения при этом меньше, но все же достигают десятков и сотен тысяч вольт. Их воздействию подвергаются практически все объекты, электрически связанные в данной установке.

Качество изоляции электрооборудования характеризуется вольт-секундными характеристиками I (рис. 8.8). Это зависимости пробивного напряжения от времени. По оси абсцисс откладывают время в микросекундах, а по оси ординат — амплитуду импульса или волны перенапряжения в киловольтах или тысячах киловольт, 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 измеряют в микросекундах, для определения времени пробоя используют безынерционные приборы — катодные осциллографы.

Испытательное напряжение внешней изоляции, т. е. устройств, работающих на открытом воздухе, намного превосходит номинальное, но, конечно, значительно ниже напряжения молнии. Так, например, изоляция понижающего трансформатора с напряжением 10 кВ должна выдерживать полную волну напряжения с амплитудой 75 кВ, а срезанная волна, при которой происходит пробой изоляции, должна быть не менее 90 кВ.

От наведенных перенапряжений установки защищают с помощью грозозащитных аппаратов — разрядников. Разрядник состоит из воздушных искровых промежутков I (рис. 8.9), включенных на каждую фазу и соединенных с землей непосредственно или через добавочное, рабочее сопротивление R .

Искровые промежутки подбирают так, что вольт-секундная характеристика разрядника 2 (см. рис. 8.8) проходит ниже вольт-секундной характеристики защищаемого объекта. Вследствие этого

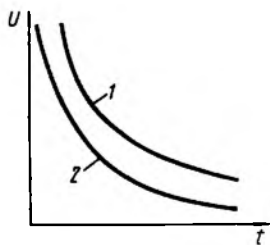


Рис. 8.8. Вольт-секундные характеристики:

1 — защищаемого объекта;
2 — разрядника

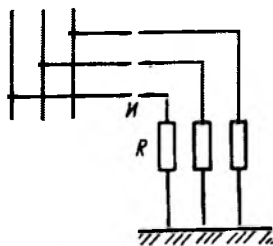


Рис. 8.9. Принципиальная схема грозозащитного аппарата

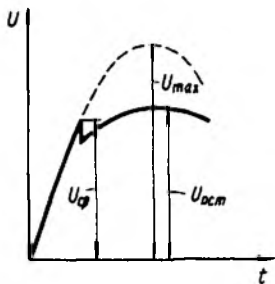


Рис. 8.10. Кривая напряжения при срабатывании разрядника (пунктиром показана кривая напряжения при отсутствии разрядника)

пробой искрового промежутка и разряд импульса в землю происходят ранее достижения амплитуды импульса, т. е. при значении напряжения, меньшем, чем пробивное напряжение защищаемого объекта. На рисунке 8.10 показана кривая напряжения при срабатывании разрядника. Как видно, напряжение импульса не достигает своего амплитудного значения, и, следовательно, если разрядник подобран правильно, то защищаемый объект не будет поврежден.

Кроме того, разрядник должен погасить электрическую дугу, возникшую в искровых промежутках, которая появляется 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.

К простейшим грозозащитным аппаратам относят так называемый *роговой разрядник*, или *основной воздушный искровой промежуток*.

Он выполнен из трех пар стержней из круглой стали диаметром 10...12 мм, изогнутых в виде рогов (рис. 8.11).

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. Под воздействием электродинамических сил и тепловых потоков воздуха она движется вверх, растягивается и гаснет, если сила тока короткого замыкания не превышает 300 А.

Наряду с основным искровым промежутком 1, обеспечивающим необходимую вольт-секундную характеристику разрядника, на каждой фазе предусмотрен второй промежуток 2, значительно меньший основ-

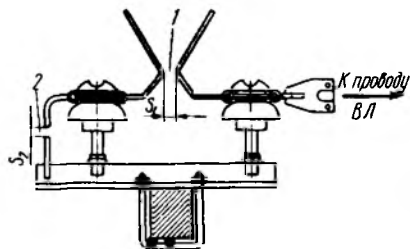


Рис. 8.11. Схема основного искрового промежутка:

S_1 и S_2 — разрядные расстояния

ного. При этом исключается замыкание на землю линии при открытии основного промежутка, например птицами.

Характеристики основных искровых промежутков на различные напряжения приведены в таблице 8.1.

8.1. Разрядные расстояния и разрядные напряжения искровых промежутков в зависимости от номинального напряжения сети

Номинальное напряжение сети, кВ	Разрядное расстояние, мм			Разрядные напряжения, кВ		
	S_1		S_2	действующее значение при 50 Гц	импульсное при полярности	
	при применении грозозащитных аппаратов на подстанции	где нет других грозозащитных аппаратов			положительной	отрицательной
6	40	20	10		34	51
10	60	30	15	45	66	68
20	140	80	20	70	121	134
35	250	140	30	105	195	220

Основные искровые промежутки применяют в сельских электрических сетях напряжением 6...35 кВ при малых токах к. з., которые они способны погасить. При отсутствии более совершенных разрядников их используют и при больших токах к. з., так как практически все сельские сети снабжены устройствами автоматического повторного включения (АПВ) и, следовательно, обеспечивают восстановление электроснабжения за 1...2 с. При силе токов к. з. менее 200 А трубчатые разрядники не могут погасить дугу и в этом случае равноценны основным искровым промежуткам.

Более совершенные грозозащитные аппараты — *трубчатые разрядники*. На каждую фазу линии устанавливают один разрядник (рис. 8.12), 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, другой — шайбы. Расстояние между ними образует искровой промежуток длиной $l_{ин}$. Его устанавливают при изготовлении разрядника в зависимости от напряжения сети.

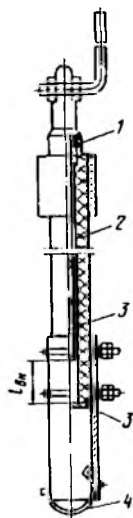


Рис. 8.12. Схема трубчатого разрядника:

1 — металлический колпачок; 2 — трубка из газогенерирующего диэлектрика; 3 — электрод; 4 — металлический колпачок с выхлопным отверстием; $l_{ин}$ — длина искрового промежутка

Нижний конец трубки открыт. В нем помещается изогнутая металлическая пластинка. Она выбрасывается газами, показывая срабатывание разрядника.

Разрядник присоединен верхним концом через искровой промежуток к фазному проводу линии, нижний электрод — к заземлению. Размер искрового промежутка определяют из таблицы 8.2. Он необходим для того, чтобы трубка разрядника не находилась постоянно под напряжением линии и не разрушалась токами утечки.

8.2. Размеры наружных искровых промежутков, мм, в зависимости от напряжения сети

Номинальное напряжение сети, кВ	На подстанциях, где применены и другие грозозащитные аппараты	На подстанциях, где нет других грозозащитных аппаратов	Номинальное напряжение сети, кВ	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

Волна перенапряжения перекрывает наружный и внутренний промежутки и уходит в землю. Сопровождающий ток короткого замыкания создает внутри трубки электрическую дугу. Она воздействует при высокой температуре на газогенерирующий материал трубки и вызывает бурное выделение газов. В трубке создается высокое давление до 7 Па, которое выдувает ионизированные газы и гасит дугу с хлопком, напоминающим выстрел. Дуга гасится за один—три периода тока частотой 50 Гц.

Трубку изготавливают из фибры либо, что более удобно, из винипласта. В первом случае фибровая трубка помещается в бакелитовую. При использовании винипластовой трубки защита не требуется.

В маркировке трубчатых разрядников указывают рабочее напряжение сети, в которой их устанавливают, верхний и нижний пределы токов к. з. в месте установки, при которых они 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 недостаточным, дуга не погаснет и сожжет разрядник.

В сельских сетях стандартные разрядники обычно нужно проверять только на соответствие с нижним пределом сопровождающего тока к. з. После многократных срабатываний при увеличении диаметра трубки разрядника на 20...25 % дальше его применять нельзя из-за снижения давления газов во время образования дуги.

Монтируют трубчатые разрядники открытым концом вниз под

углом к горизонту $15...20^\circ$, чтобы влага не проникала в трубку. Их выхлопные зоны не должны пересекаться во избежание перекрытия между фазами.

Наиболее совершенны *вентильные разрядники*. В герметический фарфоровый корпус помещают один или несколько единичных искровых промежутков и дисковых рабочих сопротивлений, число которых увеличивают 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. При наличии миканита — материала с высокой диэлектрической проницаемостью — в зоне его соприкосновения с латуной создается высокая концентрация силовых линий электрического поля. Импульсное перенапряжение вызывает свечение, активизирующее межэлектродное пространство. Этим обеспечивается его пробой при пологой вольт-секундной характеристике. Сопровождающий ток частотой 50 Гц гасится искровым промежутком при первом прохождении током нулевого значения, т. е. 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 активные сопротивления с большой степенью нелинейности, т. е. 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 короткого замыкания значением менее 100 А. Этот ток легко разрывается искровым промежутком. Дуга гасится без звукового и светового эффектов. Защищаемый объект остается неповрежденным.

Вентильный разрядник для сетей напряжением 0,38 кВ состоит из одного искрового промежутка 3 (рис. 8.13) и одного вилитового

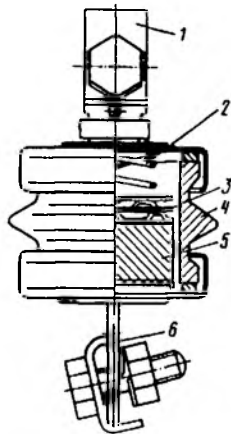
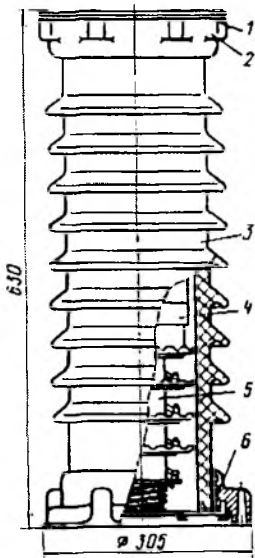


Рис. 8.13. Схема вентильного разрядника для сетей напряжением 0,38 кВ:

1 и 6 — зажимы; 2 — пружина; 3 — искровой промежуток; 4 — фарфоровый корпус; 5 — вилитовый диск

Рис. 8.14. Схема обложенного вентиляльного разрядника РВО-35 для сельских сетей:

1 — верхняя кромка; 2 и 6 — верхний и нижний фланцы; 3 — фарфоровый корпус; 4 — блок рабочих сопротивлений — вилитовых дисков; 5 — блок искровых промежутков



диска 5, помещенных в фарфоровый корпус 4 и сжатых для лучшего контакта спиральной пружиной 2. Зажимом 1 разрядник присоединяется к фазовому проводу сети, а зажимом 6 — к заземлению.

На рисунке 8.14 приведен вентиляльный разрядник для сельских сетей.

Вентильные разрядники в сетях напряжением 0,38 кВ подвешивают на фазовых проводах либо закрепляют на вводах. Разрядники на напряжение 10 кВ крепят на конструкциях хомутами или размещают на полках, в сетях напряжением 20...35 кВ устанавливают вертикально на специальных конструкциях и

присоединяют к шинам верхним болтом. Разрядники на напряжение 10 кВ можно присоединять верхним или нижним болтом к шинам.

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 грозозащитное заземление обычно объединяют с рабочим и защитным. Активное сопротивление заземления для грозозащиты, называемое импульсным, отличается от сопротивления заземлителя переменному току частотой 50 Гц, но для заземлителей в сельских электроустановках оно меньше этого сопротивления. Поэтому если измеренное сопротивление заземлителя удовлетворяет требуемым нормам, то тем более оно будет удовлетворять импульсному сопротивлению.

8.4. ЗАЩИТА СЕЛЬСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ОТ АТМОСФЕРНЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Сельские электрические сети приближаются по своим показателям к сетям мощных потребителей электроэнергии. Однако первые отличаются от вторых меньшей мощностью потребителей, значительным числом потребителей второй и третьей категорий, требованиями к надежности электроснабжения, широким приме-

нением проводов небольших сечений и, следовательно, относительно небольшими токами к. з. При большой протяженности сельских линий повышается вероятность атмосферных перенапряжений в них, являющихся в грозовой сезон основной причиной аварийных отключений. Вот почему надо внимательно подходить к защите сельских линий от грозовых перенапряжений, выполняя ее с максимальной экономией, но не допуская чрезмерных упрощений.

Довольно широко применяют в сельских сетях дерево как материал для опор воздушных линий. Его импульсная электрическая прочность 300...500 кВ/м.

Минимальное расстояние по дереву между крюками или штырями изоляторов соседних фаз в зависимости от рабочего напряжения линии выбирают, исходя из следующих соотношений:

Рабочее напряжение линии, кВ	3	6...10	20	35
Расстояние, м	0,5	1,0	2,0	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.

Линии напряжением до 35 кВ и на деревянных опорах напряжением 110 кВ не рекомендуется защищать тросовыми молниеотводами. Однако если в линии на деревянных опорах имеются железобетонные или металлические опоры, например на переходах через препятствия, либо кабельные подземные вставки, то 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 напряжением 10/0,38 кВ молниеотводами не защищают. Для защиты трансформаторов от волн перенапряжения применяют вентильные и трубчатые разрядники напряжением 10 кВ.

На рисунке 8.15 приведены вольт-секундные

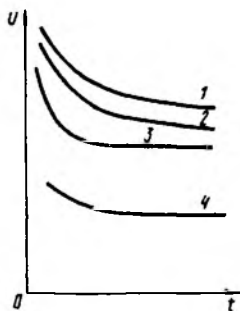


Рис. 8.15. Вольт-секундные характеристики изоляций и разрядников

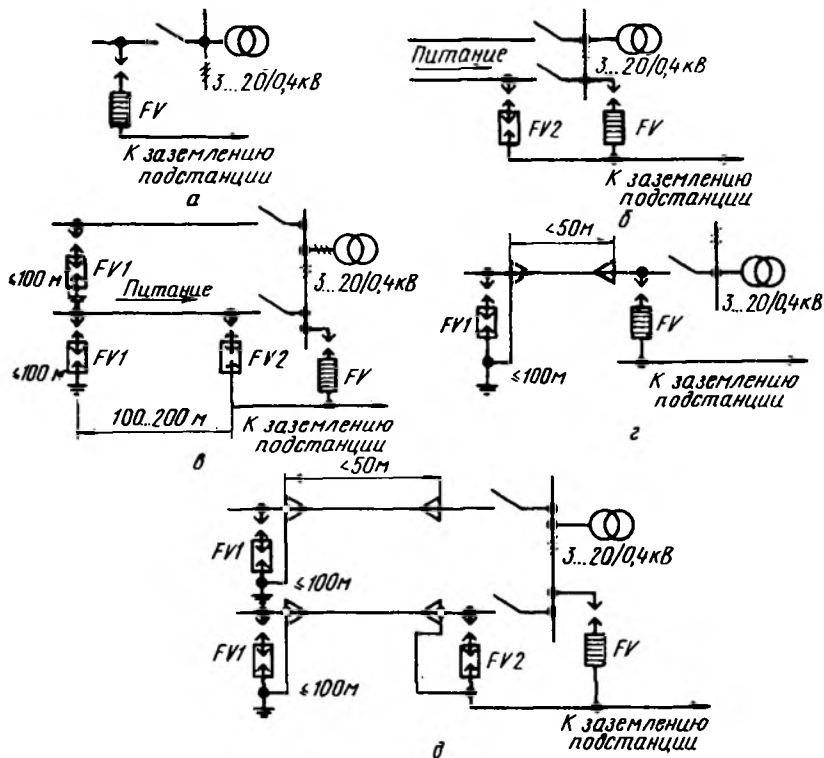


Рис. 8.16. Схемы защиты от атмосферных перенапряжений трансформаторных пунктов с высшим напряжением 6...20 кВ:

а...г — возможные варианты

ные 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 8.16 показаны рекомендуемые схемы защиты от атмосферных перенапряжений трансформаторных пунктов. Для тупиковых ТП (рис. 8.16, а) на вводе размещают вентильные разрядники FV. На проходных ТП (рис. 8.16, б) вентильные разрядники устанавливают на шинах напряжением 10 кВ, кроме того, на вводе

со стороны питания для защиты разомкнутых разъединителей помещают трубчатый разрядник *FV2*.

Для более ответственных проходных ТП мощностью от 630 кВ · А (рис. 8.16, в) дополнительно устанавливают на расстоянии 200...300 м трубчатые разрядники *FV1*.

Если ТП включен через кабельную вставку длиной до 50 м (рис. 8.16, г), то разрядники *FV1* размещают 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, то 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* крепят на конце кабельной вставки, как на предыдущей схеме, и в начале разрядника *FV2* кабельной вставки питающей линии (рис. 8.16, д).

Трансформаторные подстанции с высшим напряжением 35...110 кВ и низшим 10 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии. Выполнение защиты от прямых ударов молнии не требуется для подстанций напряжением 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.

Трансформаторные подстанции с высшим напряжением 35...110 кВ защищают 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. 8.17, а). В начале защищенного тросом подхода на линии

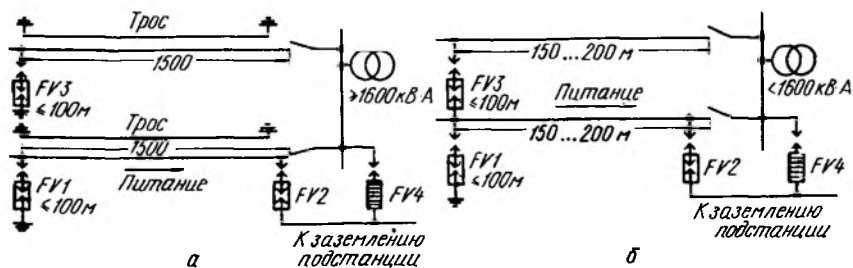


Рис. 8.17. Схемы защиты от атмосферных перенапряжений вновь сооружаемых подстанций напряжением 35 кВ:

а и б — варианты

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 присоединяют к контуру заземления подстанции и устанавливают 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 однострансформаторной подстанции при наличии резервного питания со стороны 10 кВ, если число грозových часов в году не более 60. В этом случае (рис. 8.17, б) железобетонные опоры подхода воздушной линии к подстанции на длине не менее 0,5 км должны иметь заземления с сопротивлением не более 10 Ом при $\rho = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, 15 Ом при $\rho = 100 \dots 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ и 20 Ом при $\rho \geq 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, а на линиях с деревянными опорами необходимо установить трубчатые разрядники 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. 8.18, а). Сопротивление заземления трубчатых разрядников не должно превышать 10 Ом. При длине захода свыше 500 м устанавливать трубчатые разрядники *FV1* не требуется. Вентильные разрядники размещают на подстанции не далее 10 м от трансформатора. Линейные разъединители у места ответвления крепят 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. 8.18, б).

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 атмосферных перенапряжений, как наведенных, так и вызванных прямыми ударами молнии. Поэтому они в грозозащите не нуждаются. В сельской местности при одно- и двухэтажной застройке, прохождении линий по открытой местности эти объекты 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

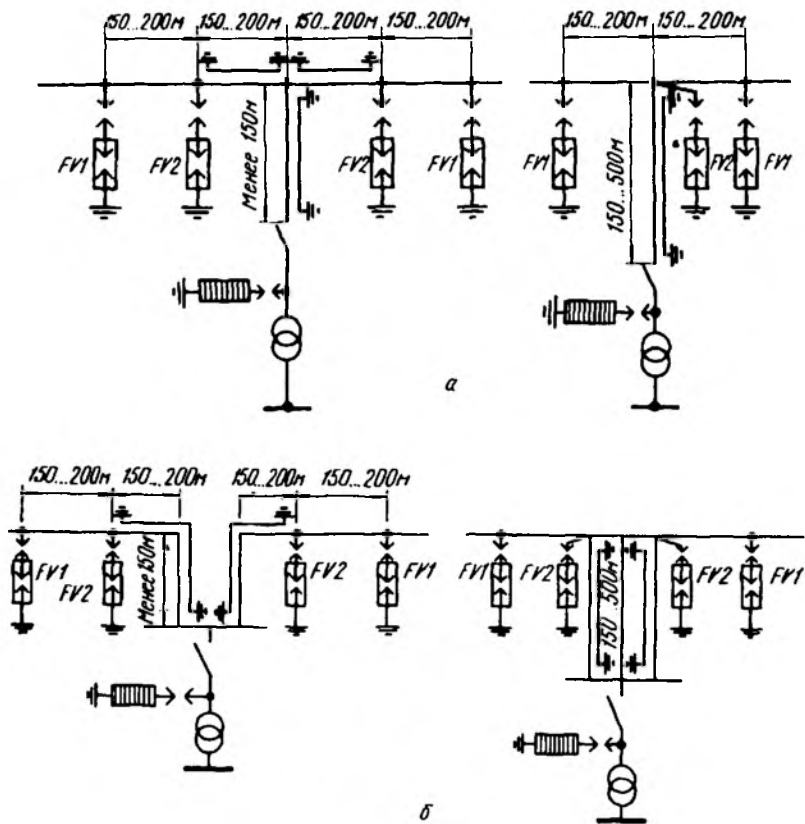


Рис. 8.18. Схемы защиты от атмосферных перенапряжений:

a — тупиковой подстанции от действующих воздушных линий напряжением 35...110 кВ; *б* — подстанций напряжением 35...110 кВ, питающихся от действующих воздушных линий с помощью заходов длиной до 150 м и более

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. Амплитудное перенапряжение, которое остается в линии, может снижаться до относительно безопасного значения, если во время грозы находиться от электропроводки на расстоянии 0,25...0,3 м.

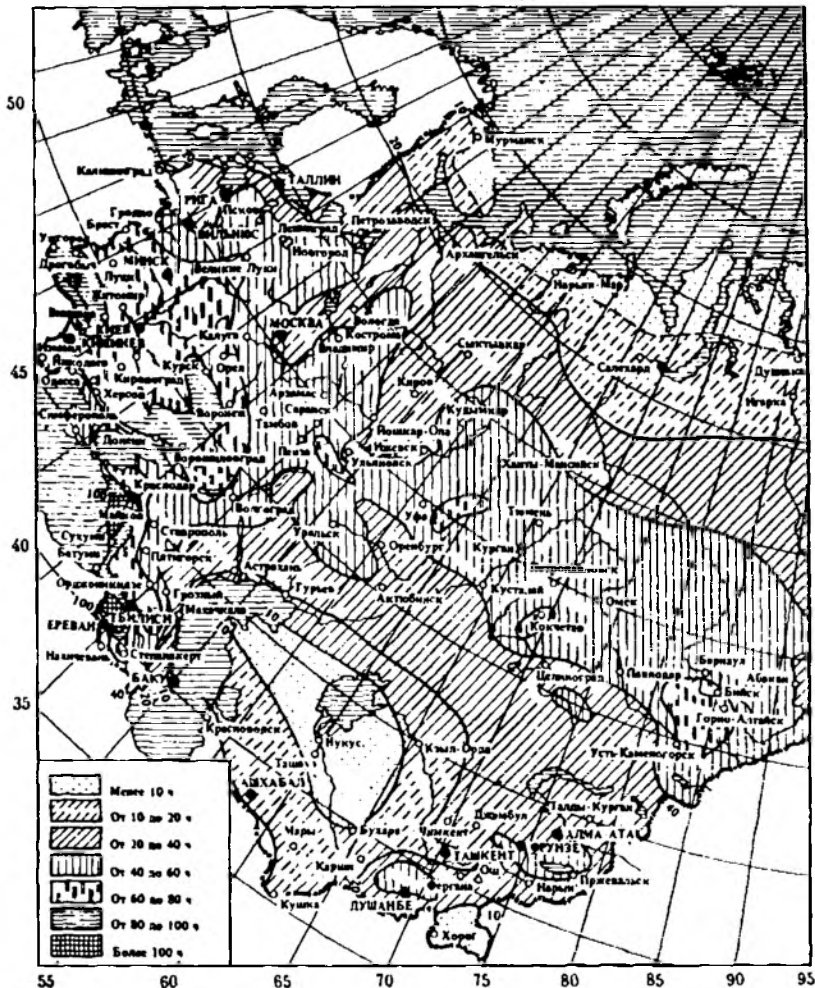


Рис. 8.19. Карта среднегодовой продолжительности гроз для части территории бывшего СССР из ПУЭ

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 до 40 грозových часов в год и 100 м для районов более 40 грозových часов в год. 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 от 10 до 40 грозových часов в год и 50 м для районов более 40 грозových часов в год.

К заземлениям должны быть присоединены крюки и штыри деревянных опор, а на железобетонных опорах, кроме того, арматура опор. В качестве заземлений следует по возможности использовать заземляющие устройства повторных заземлений нулевого провода.

На вводах к перечисленным ранее ответственным потребителям и конечных опорах линий рекомендуется дополнительно устанавливать вентильные разрядники низкого напряжения.

Следует отметить, что защитные заземления необходимо сооружать одновременно с монтажом воздушных линий напряжением 0,38 кВ. Смонтированная, но еще не включенная под рабочее напряжение линия уже представляет опасность от воздействия атмосферных перенапряжений.

Для практических расчетов заземлений необходимо знать число грозových часов в году в данной местности, что можно определить по рисунку 8.19.

Контрольные вопросы и задания. 1. Каковы причины возникновения перенапряжений в электрической сети? 2. Как защищают электроустановки от прямых ударов молнии? 3. Расскажите об аппаратах, используемых для защиты от перенапряжений. 4. Поясните принцип действия трубчатых и вентильных разрядников. 5. Как защищают подстанции от атмосферных перенапряжений?

Глава 9

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ АППАРАТУРА

9.1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ КОНТАКТЫ

Общие сведения. Для соединения генераторов, шин, трансформаторов, линий электропередачи, выключателей, электроприемников в системах электроснабжения применяют контакты различных типов. При низком качестве контактов возможны повреждения и нарушения нормальной работы электроустановок. Слово «контакт» означает соприкосновение, касание. Электрическая проводимость в контактах обеспечивается давлением на контактные части с помощью винтов и пружин.

По назначению и условиям работы различают неразмыкаемые и размыкаемые контакты. Неразмыкаемые контакты делят на неподвижные и подвижные. В неподвижных контактах части не перемещаются одна относительно другой. Примером могут служить винтовые контакты, т. е. соединения с помощью винтов шин. В подвижных контактах их части испытывают скольжение или качение, как, например, в выключателях и разъединителях.

По типу соприкасающихся поверхностей размыкаемые подвижные контакты бывают плоские, линейные и точечные. Плоский контакт образуется при соприкосновении плоских деталей, например плоских шин в распределительных устройствах (КРУН-10). Линейный контакт может быть образован двумя поверхностями цилиндров с параллельными осями или цилиндром и плоскостью. Точечный контакт возможен между двумя сферическими поверхностями или двумя цилиндрами с осями, расположенными под прямым углом.

Понятия плоского, линейного и точечного контактов условны, поскольку поверхности контактных деталей неидеально ровные. В действительности контактные элементы соприкасаются по небольшим площадкам, образованным в результате деформации материала в точках соприкосновения поверхностей под действием силы сжатия.

Площадь контактной поверхности, воспринимающей давление, во много раз меньше общей площади поверхности контактов. Как бы тщательно последние не были обработаны, они остаются неровными и имеют выступы и углубления. Из-за этого при соприкосновении элементов сначала возникает контакт выступающих точек поверхностей, а затем по мере увеличения давления дефор-

мируется материал в точках соприкосновения и эти точки превращаются в небольшие площадки.

Чем больше сила нажатия контактов и мягче материал контактных поверхностей, тем больше площадь соприкосновения контактов и, следовательно, меньше электрическое сопротивление в месте их соединения. Активное сопротивление в зоне переходного слоя между контактирующими поверхностями называется переходным. Такое сопротивление — один из основных показателей качества контактов. Оно характеризует количество энергии, выделяющейся в контактных соединениях и нагревающей контакт.

На поверхности металла имеется тонкий инородный слой большей или меньшей толщины, который препятствует непосредственному соприкосновению металла контактов. Этот слой состоит из оксидов, жиров, адсорбированных газов и др. Получить чистые контактные поверхности трудно. Для этого они должны быть механически очищены и затем подвергнуты длительному нагреванию в вакууме. Однако при длительном нахождении на воздухе на чистые контакты воздействуют вода, газы и кислород с образованием относительно толстого слоя, состоящего из оксидов, сульфидов, хлоридов и др. Важное значение имеет скорость образования этого слоя. Для алюминиевых контактов при наличии окисной пленки значительно увеличивается переходное сопротивление. Благородные металлы, например серебро, также подвержены окислению, однако процесс окисления в них протекает медленнее, слой менее прочен и легко разлагается при нагревании.

Слой оксидов является практически непроводящим. Однако под давлением он может быть частично разрушен, так как из-за хрупкости не способен следовать деформации металлов. При давлении на контакты инородный слой скалывается, появляются трещины, в них проникает металл, образуя контактные точки. По мере увеличения давления число контактных точек и проводящая поверхность увеличиваются.

Таким образом контактная поверхность, воспринимающая давление, состоит из участков трех типов: с металлическим контактом; покрытых тонкой пленкой с небольшим сопротивлением току; покрытых оксидами, практически не проводящими ток.

Переходное сопротивление контактов, Ом,

$$r_k = C/P^m, \quad (9.1)$$

где C — коэффициент, зависящий от материала контактов (постоянная материала); P — сила давления, Н; m — коэффициент, зависящий от типа контактов.

В формуле (9.1) значения m изменяются от 0,5 (для контакта «сфера — сфера») до 1 (для щеточного контакта). Для чистых неокисленных контактов из меди $C = (0,3...1,4) \cdot 10^{-3}$, из стали — $(25...80) \cdot 10^{-3}$, для контактов сталь — медь — $(10...30) \cdot 10^{-3}$.

При прохождении тока через контакты они нагреваются. При

этом увеличиваются удельное электрическое сопротивление материала и переходное контактное сопротивление, образуются оксиды на поверхности контактов, что, в свою очередь, еще больше увеличивает переходное сопротивление. В процессе нагрева возможно разрушение контактов или их сваривание, что может привести к неспособности отключения ими цепи. Поэтому для контактов разных типов установлена допустимая температура длительно протекающего через них тока.

Требования, предъявляемые к контактам и учитывающие назначение контактов и процессов, происходящих на поверхностях соприкосновения, воздействие токов к. з. и атмосферных и климатических условий на них, заключаются в следующем. Контакты должны характеризоваться механической прочностью и длительно работать без недопустимого нагрева. Переходное сопротивление контактных поверхностей должно быть как можно меньше. Контакты любого типа должны быть стойкими к термическому и динамическому воздействию токов к. з.

К подвижным размыкаемым контактам предъявляют дополнительные требования. Они не должны разрушаться под воздействием высокой температуры дуги, которая образуется при их размыкании. В них не должно ослабляться контактное давление при электродинамических воздействиях токов к. з. Необходимо также устранять значительные упругие удары и возможные вибрации контактных поверхностей при включениях.

Для соблюдения перечисленных требований при конструировании применяют специальные меры. Так, для снижения температуры нагрева контактов увеличивают их массу и охлаждающую поверхность, что усиливает теплоотвод. Для снижения переходного сопротивления выбирают соответствующие материалы для изготовления контактов и увеличивают силу их нажатия, что следует из формулы (9.1).

Размыкающие контакты, работающие на открытом воздухе, изготавливают из материалов, слабо поддающихся окислению, или покрывают их антикоррозионным слоем, например серебром. Медные контакты для ослабления процессов окисления лудят.

Иногда для этих же целей контактные поверхности покрывают смазкой, например вазелином. Контакты, погруженные в масло, не подвергаются коррозии, поэтому их и используют, например, в масляных выключателях.

Для снижения воздействия электрической дуги на контакты их выполняют из специального материала, названного металлокерамикой. Он представляет собой смесь измельченных порошков меди с вольфрамом или молибденом и серебра с вольфрамом. Для металлокерамики характерны хорошая электропроводность меди и серебра и высокая температура плавления вольфрама или молибдена.

Контакты из металлокерамики устойчивы к разрушающему

действию электрической дуги, что особенно важно для дугогасящих контактов, находящихся в масляной среде. Металлокерамические контакты из смеси серебра и вольфрама применяют для работы в воздухе, а из меди и молибдена — для дугогасительных, работающих в масле.

Для исключения опасности оплавления и сваривания контактов при размыкании цепи часто используют двойные контакты, состоящие из параллельно включенных рабочих и дугогасительных. Рабочие контакты выполняют из материала с высокой электропроводностью (медь, серебро), а дугогасительные — из тугоплавких материалов (вольфрама, молибдена). В нормальном режиме, когда контакты замкнуты, основная часть тока протекает через рабочие контакты. При отключении цепи первыми размыкаются рабочие контакты, а затем дугогасительные. Последние фактически разрывают цепь. Для них не представляют особой опасности даже токи к. з., так как при больших токах используют специальные устройства, размещенные на дугогасительных контактах. При включении цепи сначала замыкаются дугогасительные, а затем рабочие контакты. Таким образом, рабочие контакты не разрывают цепи и не замыкают ее, что исключает их оплавление и сваривание.

При электродинамических воздействиях токов к. з. возможно ослабление давления на контакты и их самопроизвольное размыкание. Во избежание таких ситуаций контакты конструируют так, чтобы при этих условиях обеспечивалось дополнительное контактное давление от возникающих электродинамических сил.

Для предотвращения возможного оплавления и сваривания контактов при включении цепи на короткое замыкание применяют ускоренное включение. Упругий удар контактов устраняется их предварительным нажатием посредством специальных пружин. В этом случае одновременно достигается высокая скорость включения и устраняются возможные вибрации за счет предварительно сжатой пружины, благодаря чему сила нажатия после касания контактов возрастает не с нуля, а с некоторого определенного значения.

Основные конструкции контактов. Неподвижные (жесткие) неразмыкаемые контакты соединяют с помощью болтов или сваркой. Такие контакты (рис. 9.1) обычно используют для соединения аппаратов или присоединения их к ошиновке, что позволяет быстро и без особых затруднений отделить аппарат от распределительного устройства в случае его неисправности. Для обеспечения надежности контактов создают специальные условия сцепления металлов. Поверхность контактов тщательно очищают и обеспечивают необходимое давление в них для пластической деформации металла. Контакт образует монолитную массу и неограниченное время сохраняет проводимость.

В болтовых соединениях контактные точки располагаются око-

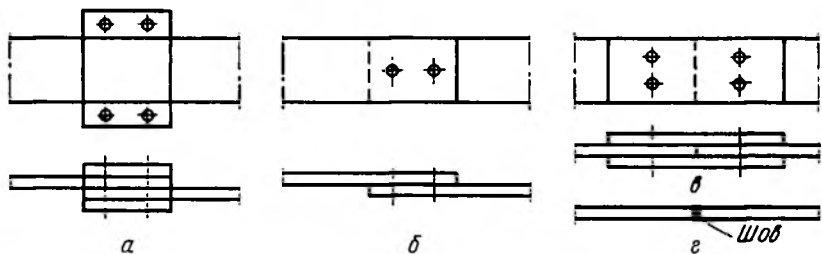


Рис. 9.1. Схемы жестких контактных соединений шин:

a — внахлестку с накладками; *б* — внахлестку болтами; *в* — встык с накладками; *г* — сваркой

ло отверстий для болтов, т. е. в местах, где металл деформируется пластически. Проводимость контактов зависит от числа болтов, их диаметра и материала. Если затяжка болтов чрезмерна, то возможны остаточные деформации и давление в контакте ослабевает. Для повышения надежности контактных соединений под болты устанавливают тарельчатые пружинные, а также плоские шайбы. Пружинные шайбы компенсируют температурные расширения материалов и поддерживают на необходимом уровне давление в болтовом соединении. Длину перекрытия полос выбирают так, чтобы разместить необходимое число болтов. Обычно она в 10 раз превышает толщину полосы.

Поверхности контактов обрабатывают напильником, а затем наносят слой вазелина для снижения интенсивности образования оксидов. После сборки швы контакта покрывают краской или асфальтовым лаком.

Шины лучше соединять несколькими болтами меньшего диаметра, чем одним большим: при этом обеспечивается больше точек соприкосновения. При стягивании шин накладками (см. рис. 9.1, *a*) переходное сопротивление ниже, чем при использовании сквозных болтов (см. рис. 9.1, *б* и *в*), когда требуется сверлить отверстия, ослабляющие тело шин. Высокое качество контактного соединения достигается сваркой шин (см. рис. 9.1, *г*). Ее чаще всего применяют для сборки шин в распределительных устройствах.

На рисунке 9.2 приведены примеры подвижных неразмыкаемых контактов. Для контакта с шинным компенсатором предназначена гибкая связь из большого числа гибких пластинок. Она служит для компенсации температурного удлинения шин. При возможном изменении их длины из-за колебаний температуры компенсатор предотвращает разрушение изолятора, на котором крепят шины. При использовании роликовых контактов токосъем с неподвижных стержней 4 на подвижный контакт 6 передается через ролики 5. Последние заменяют гибкую связь.

Подвижные размыкаемые контакты — основной элемент коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей и т. п.). Условия их работы значительно тяжелее, чем неподвижных и подвижных неразмыкаемых контактов. Во-первых, значительно труднее обеспечить необходимое контактное давление; во-вторых, в разомкнутом состоянии контактные поверхности в большей степени подвергаются окислению, и, наконец, дуга, образующаяся между контактами при их размыкании, разрушающе действует на подвижную и неподвижную части контактов.

По конструктивному исполнению подвижные размыкаемые контакты (рис. 9.3) бывают рубящими, пальцевыми, пластинчатыми, торцевыми, розеточными и щеточными. В плоском контакте рубящего типа (см. рис. 9.3, а) трудно добиться надлежащего давления, кроме того, в нем не обеспечивается в достаточной степени самоочистка от оксидов. Более удачным следует считать линейный контакт рубящего типа (см. рис. 9.3, б), в котором контактные поверхности сжимаются пружинящей скобой 3. Оба варианта контактов применяют в разъединителях для внутренней установки.

Пальцевый контакт (см. рис. 9.3, в) самоустанавливающегося типа используют в выключателях высокого и низкого напряжения. Пружина 9 давит на палец 6 через полусферическую поверхность винта 7. Палец может свободно поворачиваться и своей поверхностью лучше прижиматься к поверхности подвижного контакта 5. Пальцевые контакты самоочищаются от пленки оксидов весьма слабо. Это обстоятельство, а также наличие переходного сопротив-

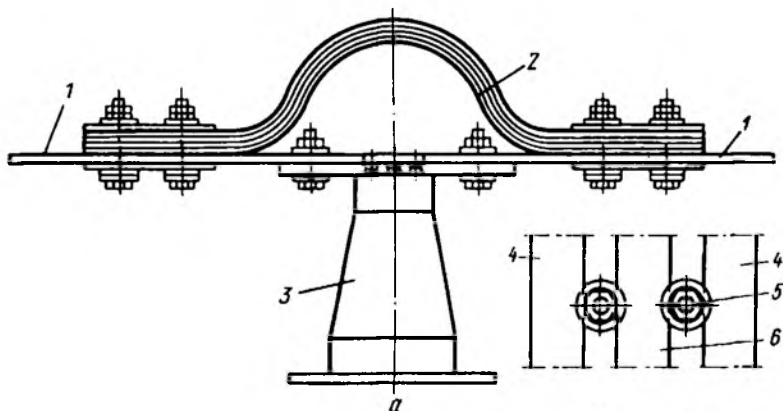
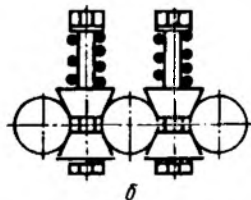
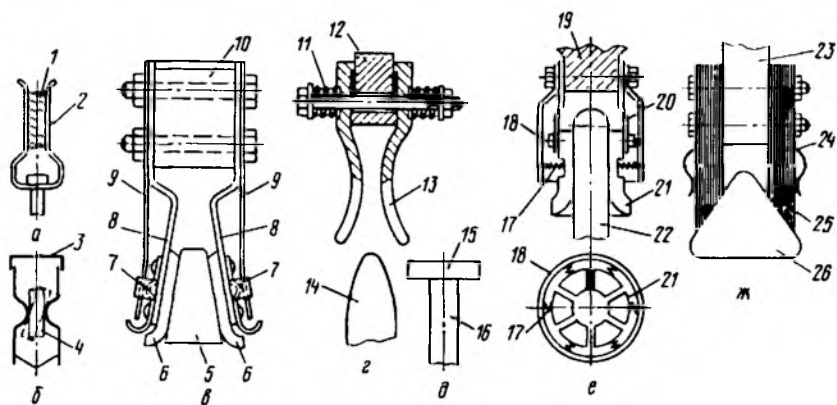


Рис. 9.2. Схемы подвижных неразмыкаемых контактов:

а — шинный компенсатор; б — роликовые контакты;
1 — шина; 2 — компенсатор; 3 — опорный изолятор;
4 — неподвижный стержень; 5 — ролик; 6 — подвижный контакт





- Рис. 9.3. Схемы подвижных размыкаемых контактов:

а и *б* — плоский и линейный рубящего типа; *в* — пальцевый; *г* — пластинчатый; *д* — торцевой; *е* — розеточный; *ж* — щеточный; 1 — подвижный нож; 2 — пружинящие губки; 3 — пружинящая скоба; 4 — неподвижная стойка; 5, 14, 16, 22 и 26 — подвижные контакты; 6 — палец; 7 — винт с полусферической головкой; 8 и 20 — токоведущие связи; 9, 11, 17 и 24 — пружины; 10, 12, 15, 19 и 23 — неподвижные контакты; 13 — контактная пластина; 18 — упорное кольцо; 21 — контактный сегмент; 25 — щетки

ления в местах соединения гибких связей с пальцами и контактной колодкой приводят к излишнему перегреву контактного соединения.

Вместо пальцевого в масляных выключателях в качестве рабочего применяют пластинчатый контакт. Подвижный контакт 14 представляет собой клиновидную колодку (см. рис. 9.3, *г*), а неподвижный — набор попарно расположенных пластин 13, закрепленных на токоведущей части с помощью болтов, на которые надеты пружины 11. Число пар пластин зависит от значения номинального тока, проходящего через контакт. При скольжении контактов их поверхности самоочищаются. Необходимая сила нажатия обеспечивается пружинами.

В торцевом контакте соприкасаются торцевые поверхности подвижного и неподвижного элементов контакта. Подвижный контакт 16 (см. рис. 9.3, *д*) выполнен в виде круглого стержня или трубы, а неподвижный контакт 15 — в виде плоскости, соединенной гибкими пружинами с контактодержателем. Для необходимого нажатия в конструкции неподвижного контакта предусмотрены пружины. Торцевые контакты не следует применять при больших токах ввиду невозможности получения малого переходного сопротивления. Они находят применение в выключателях высокого напряжения 110 кВ и выше на токи не более 1...1,5 кА.

Розеточный контакт применяют в малообъемных масляных выключателях на напряжение 10 кВ. Неподвижный элемент розе-

точного контакта 19 (см. рис. 9.3, е) представляет собой цилиндрическую поверхность, образованную четырьмя—восемью отдельными сегментами 21. Каждый из них прикреплен к контактодержателю гибкой связью 20. Подвижный контакт 22 выполнен в виде трубки или стержня диаметром, несколько большим внутреннего диаметра розетки. Отдельные сегменты нажимаются на подвижный контакт при включенном состоянии с помощью общей пружины — упорного кольца 18 и индивидуальных пружин 17.

Щеточный контакт (см. рис. 9.3, ж) собирают из тонких пластин холоднокатаной упругой меди. Если одна из контактных поверхностей собрана в виде щетки 25 (неподвижный контакт), то другая представляет собой клинообразный нож 26 (подвижный контакт).

К неподвижному контакту 23 болтами присоединяют медные пластины. Пружины 24 обеспечивают необходимую силу сжатия контактных поверхностей. К существенному недостатку щеточного контакта относят различную силу нажатия отдельных пластин на контактную поверхность. Это приводит к неравномерному распределению тока в пластинах и вызывает перегрев отдельных пластин и их отжиг и, как следствие, к быстрому разрушению контакта.

9.2. ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ДУГА

Общая характеристика дуги. При размыкании контактов, если сила тока в цепи 0,1 А и более и напряжение свыше 10 В, возникает электрический разряд в виде дуги. При напряжениях 110 кВ и выше длина дуги достигает нескольких метров. Температура внутри дуги может быть 10 000...15 000 °С, и электрическая дуга представляет опасность для электрических цепей всех напряжений, особенно для напряжения выше 1 кВ.

В дуге различают околокатодное пространство, ствол дуги и околоанодное пространство.

Около катода наблюдают высокую напряженность электрического поля ($10^5 \dots 10^6$ В/см), вследствие чего возникает ударная ионизация. При этом электроны, вырванные из катода силой электрического поля или за счет нагрева катода, разгоняются в электрическом поле и при ударе в нейтральный атом сообщают ему свою кинетическую энергию. Если этой энергии достаточно, чтобы оторвать один электрон с оболочки нейтрального атома, то происходит ионизация. Образовавшиеся свободные электроны и ионы составляют плазму ствола дуги.

Высокие температуры в стволе дуги приводят к интенсивной термоионизации, т. е. образованию ионов за счет соударения молекул и атомов, обладающих при высоких скоростях движения большой кинетической энергией.

Чем больше ток в дуге, тем меньше ее сопротивление, и требу-

есть меньшее напряжения для горения дуги. Наряду с ионизацией происходит и обратный процесс взаимной нейтрализации положительных ионов с отрицательными ионами и электронами, или так называемая рекомбинация ионов. В результате одновременно проходящих процессов ионизации и рекомбинации ионов (деионизации) в створе дуги при определенных значениях тока и напряжения устанавливается определенное число свободных электронов и ионов того и другого знака.

Процесс горения электрической дуги делят на три этапа: зажигание дуги, когда вследствие ударной ионизации и термоэмиссии начинается дуговой разряд, причем интенсивность ионизации выше, чем деионизации; устойчивое горение дуги, поддерживаемое термоионизацией в створе дуги, когда интенсивность ионизации и деионизации одинаковая; гашение дуги, когда интенсивность деионизации выше, чем ионизации.

В зависимости от того, интенсивность какого из процессов ионизации или деионизации преобладает, электрическая дуга продолжает гореть или гаснет. Дуга должна гаситься за счет ее интенсивного охлаждения, т. е. усиления процессов деионизации. Отвод теплоты от дуги зависит от теплопроводности и подвижности газа, в котором горит дуга. Опыт показывает, что наиболее успешно дуга гасится в водороде, обладающем наибольшей теплопроводностью. Повышение давления газа, в котором горит дуга, сближает молекулы газа, что улучшает конвекцию, а следовательно, и охлаждение дуги.

Соприкосновение дуги с твердыми изолирующими стенками и ее горение в узкой щели между ними также способствует интенсивному гашению дуги. Магнитное дутье вдоль дуги — еще один способ ее успешного гашения.

Для того чтобы отключить элементы электрической цепи и не допустить при этом повреждения коммутационного аппарата, необходимо не только разомкнуть его контакты, но и погасить появляющуюся между ними дугу. Процессы горения и гашения электрической дуги на переменном и постоянном токе различны.

Электрическая дуга постоянного тока устойчиво горит при определенных значениях силы тока I , напряжения U и длины $l_{кр}$ между электродами, называемой критической длиной дуги. Если расстояние между электродами увеличить и сделать его больше $l_{кр}$, то процессы деионизации будут превалировать над процессами ионизации и дуга погаснет. Во избежание больших перенапряжений при отключении постоянного тока нельзя применять средства, обеспечивающие слишком быструю деионизацию дугового промежутка. В частности, для отключения цепей постоянного тока не следует применять масляные выключатели, так как масло обеспечивает весьма интенсивную деионизацию.

В системах электроснабжения сельского хозяйства почти повсеместно применяют трехфазный переменный ток. Ток электричес-

кой дуги переменного тока каждый полупериод проходит через нуль. В эти моменты прекращается выделение энергии в дуге и она гаснет, а затем может снова загораться. Осциллограмма показывает, что ток в дуге становится близким к нулю несколько раньше естественного перехода через нуль. Это объясняется снижением энергии дуги при уменьшении тока и прекращением термоионизации. Длительность бестоковой паузы хотя и составляет от десятков до нескольких сотен микросекунд, но играет важную роль в гашении дуги. Если в бестоковую паузу разомкнуть контакты и развести их достаточно быстро на расстояние, при котором не может произойти электрического пробоя, то цепь будет быстро отключена. Однако практически этого сделать почти невозможно и поэтому принимают специальные меры ускоренного гашения дуги, способствующие деионизации дугового промежутка и уменьшению числа заряженных частиц. Далее приведены различные приемы гашения электрической дуги в коммутационных аппаратах.

Удлинение дуги за счет быстрого расхождения контактов — эффективный способ гашения дуги. Это объясняется тем, что для дуги большей длины требуется большее напряжение, а на практике напряжение остается тем же самым и поэтому дуга гаснет.

Деление длинной дуги на ряд коротких возможно путем втягивания ее в металлическую решетку. Напряжение на дуге складывается из катодного U_k и анодного U_a падений напряжений и напряжения ствола дуги $U_{с.д.}$:

$$U_d = U_k + U_a + U_{с.д.} = U_3 + U_{с.д.}, \quad (9.2)$$

где $U_3 = U_k + U_a$.

Если длинную дугу разделить на K коротких дуг, то каждая из них будет иметь свое катодное и анодное падение напряжения U_3 , и тогда условие гашения дуги $U \leq KU_3$, где U — напряжение сети.

Дуга затягивается в металлическую решетку под воздействием электромагнитного поля, наводимого в пластинах решетки вихревыми токами. Число пластин в решетке, при котором гаснет дуга, определяют соотношением

$$k \leq U/U_{к.а.},$$

где $U_{к.а.}$ — сумма катодного и анодного падения напряжения (150...250 В) для дуги переменного тока.

Этот способ гашения дуги широко используют в коммутационных аппаратах напряжением до 1 кВ, например в автоматических воздушных выключателях.

Гашение дуги в узких щелях применяют в аппаратах всех напряжений. Часто используют дугогасительные камеры с продольными щелями. Ось такой щели совпадает по направлению

с осью ствола дуги. Щель образуется в камерах из изоляционных дугостойких материалов. Когда дуга горит в такой щели, то благодаря соприкосновению с холодными поверхностями происходят интенсивное охлаждение и диффузия заряженных частиц в окружающую среду. Дуга втягивается в узкие щели обычно под действием магнитного поля, взаимодействующего с дугой, которую можно рассматривать как проводник с током. Магнитное поле обеспечивается катушкой, включаемой последовательно с контактами, между которыми загорается дуга.

Газовоздушное дутье вдоль или поперек дуги способствует проникновению газовых частиц в ее ствол, интенсивной диффузии и охлаждению дуги. Под воздействием высокой температуры дуги твердые газогенерирующие стенки дугогасительной камеры, например из оргстекла для выключателей нагрузки, выделяют большое количество газов, создающих дутье вдоль дуги за счет высокого давления. Это называется автогазовым дутьем.

Гашение дуги сжатым воздухом более эффективно. Дутье осуществляется холодным неионизированным воздухом, поступающим в воздушные выключатели из баллонов со сжатым воздухом. Высокая температура горения дуги в масле приводит к интенсивному разложению масла с выделением большого количества газов, на 70...80 % состоящих из водорода и паров масла. Выделяемые газы образуют газомасляный пузырь и проникают в ствол дуги, при этом в пузыре перемешиваются холодный и горячий газы. Газомасляная смесь обеспечивает интенсивное охлаждение и деионизацию дугового промежутка. Интенсивность процесса повышается за счет более тесного соприкосновения дуги с маслом или газомасляной смесью. Учитывая это, обычно электрическая дуга перемещается в дугогасительную камеру, которую собирают из изоляционных пластин с горизонтальными и вертикальными щелями. При этом дуга режется на ряд мелких дуг, деионизация которых газомасляной смесью и соприкосновением со стенками дугогасительной камеры облегчается и в целом способствует ее быстрому гашению.

Дугогасительные камеры по принципу устройства разделяют на три основные группы: с автодутьем, когда высокое давление и скорость движения газа в зоне дуги создаются за счет энергии дуги; с принудительным масляным дутьем, создаваемым специальными нагнетающими механизмами; с магнитным гашением в масле, когда дуга под действием магнитного поля перемещается в узкие щели. Наиболее эффективно гашение дуги в дугогасительных камерах с автодутьем, применяемых в масляных выключателях напряжением свыше 1 кВ.

К другим способам гашения дуги относят гашение дуги в коммутационных аппаратах высоких напряжений, в вакууме, газах высокого давления, а также многократный разрыв цепи тока.

9.3. ИЗОЛЯТОРЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Основное требование, предъявляемое к электрическим аппаратам и установкам, — надежная изоляция их токоведущих частей одна относительно другой и от земли. Для этой цели в электрических установках применяют твердые, жидкие и газообразные диэлектрики. Для изолирующих материалов характерны электрическая прочность, теплоустойчивость, влагонепроницаемость, влагостойкость, дугостойкость и др. Для твердых материалов дополнительно к перечисленным необходимы механическая прочность на сжатие, растяжение, изгиб и кручение. Лучше других перечисленным требованиям отвечают фарфоровые и стеклянные изоляторы, подразделяемые на стационарные, аппаратные и линейные.

Стационарные и аппаратные изоляторы предназначены для крепления и изоляции шин в закрытых и открытых распределительных устройствах электростанций, подстанций и токоведущих частей аппаратов. Их делят на опорные и проходные. Опорные изоляторы служат для установки на них электрических аппаратов, а проходные — для прохождения токоведущих частей через стены и выводы их из корпусов аппаратов.

Линейные изоляторы используют для крепления проводов воздушных линий и шин открытых распределительных устройств. Типы линейных изоляторов были рассмотрены в главе 4.

Для изоляторов всех типов должны быть характерны достаточная электрическая и механическая прочность. Последняя позволяет выдерживать механические нагрузки от электроаппаратов и динамические — от воздействия токов к. з. Изоляторы должны иметь стабильные характеристики при воздействии на них изменяющихся климатических условий (допустим, снег и др.), обладать теплоустойчивостью, т. е. не изменять своих свойств при колебаниях температуры в определенных пределах, иметь поверхность, устойчивую против воздействия электрических разрядов, а также по возможности небольшие габариты и массу.

К параметрам, по которым выбирают изоляторы, относят: номинальное и пробивное напряжение (минимальное напряжение, при котором происходит пробой изолятора); разрядные и выдерживаемые напряжения промышленной частоты в сухом состоянии (сухоразрядное, при нем по сухой поверхности перекрывается изолятор, сохраняя изоляционные качества) и под дождем (мокроразрядное, по мокрой поверхности изолятора); импульсные 50%-ные разрядные напряжения обеих полярностей.

Механические параметры характеризуются минимальной разрушающей нагрузкой (в ньютонах), приложенной к головке изолятора, перпендикулярно его оси, а также массой и размером. Наиболее полно всем требованиям отвечают фарфоровые и стеклянные изоляторы. Фарфоровые изоляторы с внешней стороны покрывают глазурью для повышения качества. Однако ряд

изолирующих деталей, особенно внутри кожухов аппаратов, изготовляют из гетинакса, бакелита и текстолита, имеющих хорошие механические и изолирующие свойства.

Изоляторы крепят к основанию конструкции, шинам, токоведущим частям аппаратов с помощью металлической арматуры. Последнюю закрепляют на фарфоре посредством различных цементирующих замазок с коэффициентом объемного теплового расширения, близким к коэффициенту фарфора.

Изоляторы изготовляют для внутренней и наружной установки. У изоляторов для наружной установки более развитая поверхность, что способствует повышению значения мокроразрядного напряжения и обеспечению надежной работы под дождем и в загрязненном состоянии. Изоляторы различных напряжений отличаются высотой, а в зависимости от механических нагрузок — диаметром. Существуют опорные изоляторы четырех серий — А, Б, В и Д, отличающиеся допустимой механической нагрузкой.

В таблице 9.1 приведены данные о разрушающей и допустимой механической нагрузке, приложенной к опорному изолятору в его верхней части, т. е. шины расположены плашмя.

9.1. Значения разрушающей и допустимой нагрузки на изгиб, Н, для опорных изоляторов серии ИО напряжением 10 кВ

Опорный изолятор	Разрушающая нагрузка	Допустимая нагрузка
А	3750	225
Б	7500	450
В	12500	750
Д	20000; 30000	1200

Опорные изоляторы делят на опорно-стержневые и опорно-штыревые. Опорно-стержневой фарфоровый изолятор состоит из

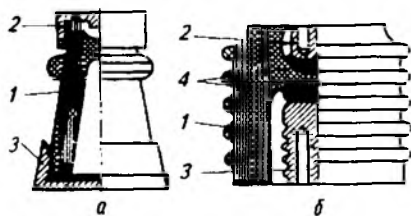


Рис. 9.4. Схемы опорно-стержневых изоляторов на напряжение 10 кВ серии ОФ для внутренней установки с заделкой арматуры:

а — наружной; б — внутренней; 1 — фарфоровый корпус; 2 — металлическая арматура; 3 — чугунное основание; 4 — цементная заделка арматуры

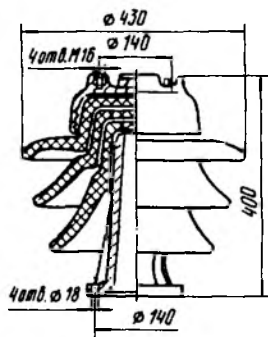


Рис. 9.5. Схема опорно-штыревого изолятора на напряжение 35 кВ серии ОНШ для наружной установки

фарфорового корпуса 1 (рис. 9.4, а), на котором расположен чугунный колпачок с отверстиями и резьбой, предназначенными для крепления на изоляторах шин или шинодержателей. Чугунное основание 3 может быть круглой, овальной или квадратной формы. В круглом основании в центре расположено одно отверстие для крепления изолятора болтом к металлической конструкции. В овальном основании имеется два отверстия для крепления изолятора болтами к бетонной или кирпичной стене. Изоляторы на большую механическую нагрузку выполнены с основанием четырехугольной формы, и их крепят четырьмя болтами.

Опорно-стержневые изоляторы для наружной установки серии ОНШ (рис. 9.5) отличаются от рассмотренных более развитыми ребрами, благодаря которым увеличивается разрядное напряжение под дождем. Их изготавливают на напряжение 10...110 кВ с минимальной разрушающей нагрузкой 3...20 кН. Опорные штыревые изоляторы серии ОНШ предназначены для наружной установки, имеют фарфоровый корпус с далеко выс-

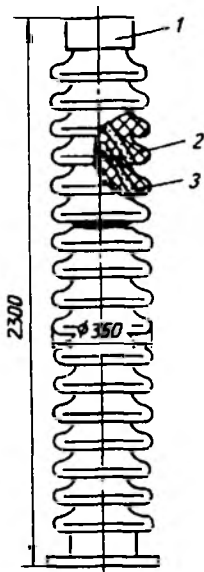


Рис. 9.6. Опорно-штыревой изолятор для наружной установки, серии ОНШ на 35 кВ:

1 — металлический колпачок; 2 — фарфоровые элементы; 3 — цементная связка

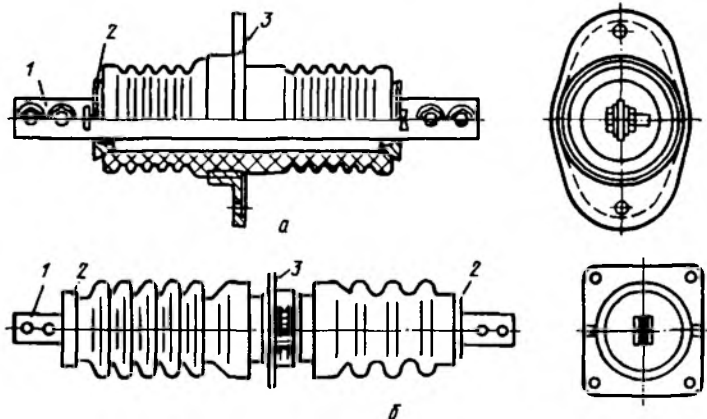


Рис. 9.7. Схемы проходных изоляторов на напряжение 10 кВ:

а — для внутренней установки; б — на напряжение 35 кВ — линейный ввод; 1 — токоведущая шина; 2 — чугунный колпачок; 3 — фланец

тупающими ребрами для защиты от дождя. Изолятор укреплен чугунным штырем с фланцем и изготовлен на напряжение 10...35 кВ на минимальную разрушающую нагрузку 5...20 кН. Опорно-штыревые изоляторы наружной установки на напряжение 110...220 кВ типа ИОС 110/220 получают путем соединения нескольких изоляторов серии ОНШ на 35 кВ (рис. 9.6).

Проходные изоляторы для внутренней установки напряжением до 35 кВ имеют полый фарфоровый корпус без наполнителя с небольшими ребрами. Для крепления изолятора в стене или перекрытии предусмотрен фланец, а для крепления проводника — металлические колпачки. Длину фарфорового корпуса определяют номинальным напряжением, а диаметр внутренней полости — сечением токопроводов и, следовательно, номинальным током.

Изоляторы с номинальным током до 2000 А (рис. 9.7) снабжены алюминиевыми прямоугольными токопроводами, а свыше 2000 А — без них. Эти изоляторы имеют на торцах колпачки специальной конструкции, удерживающие стальные планки с прямоугольными вырезами для шин. Фланцы и колпачки для изоляторов на токи свыше 1000 А изготавливают из немагнитных материалов — чугуна специальных марок, силумина — для избежания нагрева и дополнительных потерь из-за индуктированных токов. У проходных изоляторов, одна часть которых работает на открытом воздухе, а другая — внутри помещения или в масле (как, например, у проходных изоляторов масляных выключателей или трансформаторов), фарфоровый корпус выполняют несимметричным. Часть изолятора, находящаяся на воздухе, имеет более развитую поверхность с ребрами для увеличения мокроразрядного напряжения, а находящаяся внутри бака или помещения — более гладкую.

Проходные изоляторы напряжением 110 кВ и выше, названные «вводами», кроме фарфоровой имеют бумажно-масляную изоляцию, накладываемую на токоведущий стержень. Между слоями кабельной бумаги помещают проводящие прокладки. Размеры слоев бумаги и прокладок выбирают так, чтобы обеспечить равномерное

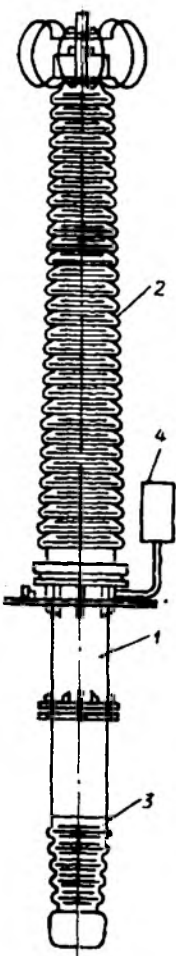


Рис. 9.8. Схема герметизированного бумажно-масляного ввода напряжением 500 кВ с выносным бачком давления:

1 — металлическая соединительная втулка; 2 и 3 — верхняя и нижняя фарфоровые покрывки; 4 — компенсатор давления

распределение потенциала как вдоль оси, так и в радиальном направлении.

Ввод включает в себя металлическую соединительную втулку (рис. 9.8) для закрепления ввода в проеме стены или кожухе аппарата. Верхняя 2 и нижняя 3 фарфоровые покрышки служат для защиты изоляции от влаги и образуют резервуар для масла, заполняющего ввод. Вводы, предназначенные для аппаратов с маслом, имеют укороченную нижнюю часть, что объясняется более высоким разрядным напряжением по поверхности фарфора в масле по сравнению с такими же в воздухе. Вводы герметизированы. Для компенсации давления из-за изменения температуры предусмотрены компенсаторы давления 4. Для контроля давления в системе ввод — бак служит измерительное устройство.

9.4. АВТОМАТИЧЕСКИЕ ВОЗДУШНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Автоматические воздушные выключатели (автоматы) предназначены для коммутаций цепей при аварийных (короткое замыкание) и ненормальных (перегрузки, исчезновение или снижение напряжения) режимах, а также нечастых (от 6 до 30 в сутки) оперативных включений и отключений электрических цепей.

При использовании трехфазных автоматических выключателей вместо плавких предохранителей исключена возможность неполнофазных режимов работы, так как при любом виде короткого замыкания отключаются все три фазы. В отличие от плавкой вставки у предохранителя после отключения тока к. з. не требуется замена и обеспечивается более надежная и четкая защита как от короткого замыкания, так и от перегрузок.

Автоматические выключатели должны обеспечивать автоматическое многократное отключение токов к. з. и длительно выдерживать ток нагрузки. Дуга в автоматических выключателях гасится в воздухе, поэтому их называют воздушными. Автоматические выключатели изготавливают для цепей переменного тока с напряжением до 1000 В и постоянного — до 440 В одно-, двух-, трех- и четырехполюсными на номинальные токи от 6,3 до 6300 А.

Автоматические выключатели переменного и постоянного тока представляют собой силовые выключатели с встроенными релейными устройствами прямого действия, получившими название расцепителей. Главные элементы автоматического выключателя — это контакты с дугогасительной системой, привод с механизмом свободного расцепления, расцепители и вспомогательные контакты. Все элементы помещены в корпусе из изоляционной пластмассы.

Автоматический выключатель может отключаться без выдержки времени или с его выдержкой. Собственное время отключения ($t_{\text{соб}}$) колеблется от 0,005 до 1 с, при этом для быстродействующих и

селективных выключателей $t_{\text{собр}} \leq 0,005$ с, нормальных — $t_{\text{собр}} = 0,02 \dots 1$ с. Для нормальных и селективных автоматических выключателей токоограничивающий эффект нехарактерен. Быстродействующие выключатели, как и предохранители, обладают токоограничивающим действием. Селективные автоматические выключатели предназначены для селективной защиты путем установки автоматических выключателей с разными выдержками времени, а именно: наименьший у потребителя и увеличивающийся по направлению к источнику питания.

На рисунке 9.9, а показана принципиальная схема автоматического выключателя. Контактная система автоматических выключателей на большие токи — двухступенчатая, состоит из главных 5 и 11, дугогасительных 7 контактов. Главные контакты обычно массивные, выполнены из меди с серебряными накладками на неподвижных контактах и металлокерамическими — на подвижных. Поверхность дугогасительных контактов металлокерамическая, так как они должны быть устойчивы к возникающей дуге. На рисунке 9.9, а показан автоматический выключатель в выключенном состоянии. Чтобы его включить, необходимо повернуть рукоятку или подать напряжение на электромагнит УА привода 1. Под воздействием возникшего усилия рычаг 3 перемещается вправо, несущая деталь 13 поворачивается вправо, дугогасительные контакты 7 замыкаются первыми, ток идет через эти контакты и гибкую связь 12, а затем через главные контакты 5 и 11. Во включенном положении выключатель удерживается защелкой 14 с зубцами 15 и пружиной 16.

Отключают выключатель приводом 1, рукояткой 2. Выключатель также отключается автоматически при срабатывании расцепителей.

Когда автоматический выключатель включен, система ломающихся рычагов 3 находится в «мертвом» положении. Вместе с рычагом ручного включения они прочно удерживают несущую деталь 13 в положении с замкнутыми контактами.

При автоматическом или дистанционном отключении выключателя под действием одного из электромагнитных расцепителей УА1, УА2, УА3, УА на шарнирную связь O_3 (через тягу 19) рычаги свободного расцепления 3 ломаются, несущая деталь 13 поворачивается благодаря усилию пружины 4 и контакты 7 размыкаются. Отключение произойдет, несмотря на то, что рукоятка 2 находится в положении «Включено». Механизм свободного расцепления обеспечивает автоматическое отключение при включении автоматического выключателя на короткое замыкание. Расцепители, под действием которых автоматически отключается выключатель, бывают электромагнитные и тепловые. Они контролируют заданный параметр и срабатывают, когда он достигнет определенного значения.

В автоматических выключателях различных типов могут быть

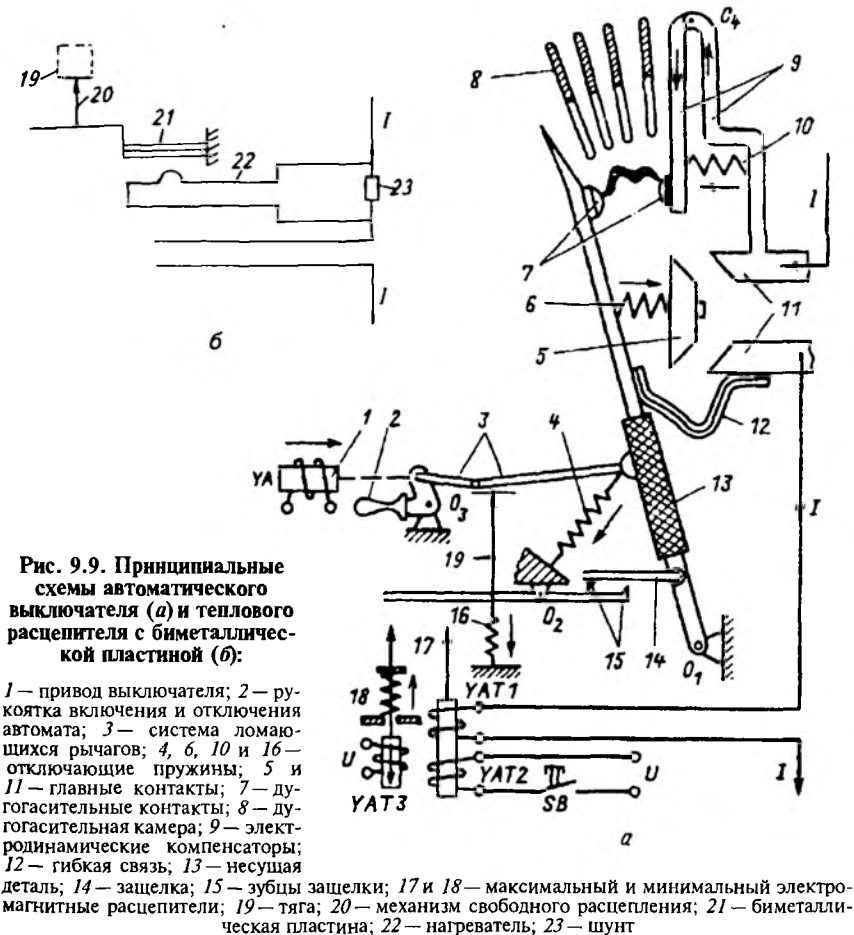


Рис. 9.9. Принципиальные схемы автоматического выключателя (а) и теплового расцепителя с биметаллической пластиной (б):

1 — привод выключателя; 2 — рукоятка включения и отключения автомата; 3 — система ломающихся рычагов; 4, 6, 10 и 16 — отключающие пружины; 5 и 11 — главные контакты; 7 — дугогасительные контакты; 8 — дугогасительная камера; 9 — электродинамические компенсаторы; 12 — гибкая связь; 13 — несущая деталь; 14 — защелка; 15 — зубцы защелки; 17 и 18 — максимальный и минимальный электромагнитные расцепители; 19 — тяга; 20 — механизм свободного расцепления; 21 — биметаллическая пластина; 22 — нагреватель; 23 — шунт

использованы различные электромагнитные расцепители. Максимальные токовые расцепители обеспечивают быстрое отключение выключателя (примерно за 0,02 с) при возрастании тока в цепи вследствие короткого замыкания. Такой расцепитель может быть также выполнен с механизмом, обеспечивающим выдержку времени срабатывания. Некоторые автоматические выключатели оснащены минимальным расцепителем 18, срабатывающим при снижении напряжения ниже установленного предела или его исчезновения в цепи.

Минимальный расцепитель можно также использовать для дистанционного отключения автоматического выключателя.

Тепловые расцепители отключают автоматические выключате-

ли при перегрузках. Основная часть таких расцепителей — биметаллическая пластина (рис. 9.9, б), состоящая из двух жестко скрепленных металлических пластин 21 с разными коэффициентами линейного расширения. При нагревании свободный конец пластины изгибается и действует через тягу 19 на механизм свободного расцепления 20. Пластина нагревается нагревателем 22, присоединенным через шунт 23 к контролируемой цепи. Время срабатывания теплового расцепителя зависит от силы тока цепи и тем меньше, чем больше сила тока. Однако из-за большой тепловой инерции это время бывает велико, и чаще всего тепловые расцепители используют вместе с электромагнитными. В таких автоматических выключателях возможна защита как от короткого замыкания электромагнитным расцепителем, так и от перегрузок — тепловым.

В электрических сетях напряжением 220/380 В, где важно быстрое отключение при однофазных коротких замыканиях, применяют автоматические выключатели с электромагнитным расцепителем в нулевом проводе.

При отключении автоматического выключателя сначала размыкаются главные контакты и весь ток переходит на дугогасительные контакты. На главных контактах дуга не образуется. Дугогасительные контакты 7 размыкаются, когда главные находятся на значительном расстоянии. Между дугогасительными контактами образуется дуга, которая выдувается вверх в дугогасительную камеру 8, где она и гасится.

Дугогасительные камеры выполняют со стальными пластинами. Применяют следующие способы гашения дуги: с помощью деления длинной дуги на короткие; в узких щелях. Дуга втягивается в камеру магнитным дутьем. Материал камеры характеризуется высокой дугостойкостью. Для лучшего втягивания дуги в камеру автоматические выключатели снабжены специальными электромагнитами, осуществляющими магнитное дутье.

В цепях управления, сигнализации и блокировки можно использовать блок-контакты автоматических выключателей, механически связанные с главными контактами.

При протекании тока к. з. через включенный автоматический выключатель между контактами возникают значительные электродинамические силы, которые могут оторвать один контакт от другого, и образовавшаяся дуга может их сварить. Во избежание таких случайных отключений в конструкции предусмотрены электродинамические компенсаторы 9 в виде шинок, изогнутых петель. Токи в шинках имеют разное направление, что создает в контактах силу, увеличивающую нажатие.

Для защиты сельских электрических сетей напряжением 220/380 В применяют автоматические выключатели серий АП50, А3000, АЕ2000 и др.

Обозначение автоматических выключателей: А — автоматичес-

кий выключатель; второй и третий знаки — порядковый номер разработки; четвертый знак — номинальный ток выключателя (1 — 160 А, 2 — 250 А, 3 — 400 А, 4 — 630 А); пятый знак показывает число полюсов и исполнение максимальной токовой защиты (например, 1, 3, 5, 7 — двухполюсные автоматы различного исполнения, 2 — трехполюсное с электромагнитным расцепителем, токоограничивающее; 4 — трехполюсное с полупроводниковыми и электромагнитными расцепителями, токоограничивающее или селективное с полупроводниковыми расцепителями; 6 — с электромагнитными и тепловыми расцепителями; 8 — трехполюсное (неавтоматическое); шестой знак — исполнение по виду защиты (Б — токоограничивающее, С — селективное, Н — неавтоматическое), климатического исполнения и категорию размещения.

Устройство и действие автоматического выключателя серии АЗ700 соответствуют описанному ранее. На рисунке 9.10 приведен его поперечный разрез. В этом автоматическом выключателе кроме электромагнитных используют специальный полупроводниковый расцепитель, который срабатывает и подает команду на отключение независимого расцепителя УАТ1 (см. рис. 9.9, а), а он, в свою очередь, воздействует на отключающую защелку 14. В полупроводниковых расцепителях можно регулировать номинальный ток, уставку срабатывания по току и времени. Таким образом, можно изменять форму времятоковой характеристики.

На рисунке 9.11 дана защитная характеристика автоматического выключателя АЗ700 с полупроводниковыми расцепителями.

Вместо полупроводниковых можно устанавливать тепловые расцепители. На рисунке 9.12 приведена характеристика времени срабатывания теплового расцепителя.

Автоматические выключатели серии АЗ700 на токи 160...630 А и напряжение переменного тока до 660 А выпускают в пластмассовом корпусе с изолирующими перегородками между полюсами в двух исполнениях: АЗ700Б — токоограничивающие с электромагнитными расцепителями мгновенного действия и полупроводниковыми расцепителями; АЗ700С — селективные с полупроводниковыми расцепителями с регулируемой выдержкой времени. Пределы регулирования: ток срабатывания при перегрузках $1,25I_{ном}$, при к. з. $3...10I_{ном}$; время срабатывания при $6I_{ном}$ 4...16 с, при к. з. 0,1...0,4 с. Автоматические выключатели серии АЗ700 имеют на полюс одну пару контактов с металлокерамическими накладками. Включают и отключают вручную рукояткой 2 или электромеханическим приводом в виде отдельного блока, устанавливаемого над крышкой выключателя.

Для автоматического отключения при к. з. служит расцепитель мгновенного действия. При этом предельный ток отключения 60...110 кА. Автоматический выключатель АЗ700 изготавливают в стационарном и выдвижном исполнении и широко применяют в комплектных устройствах с напряжением до 1 кВ. Выключатели

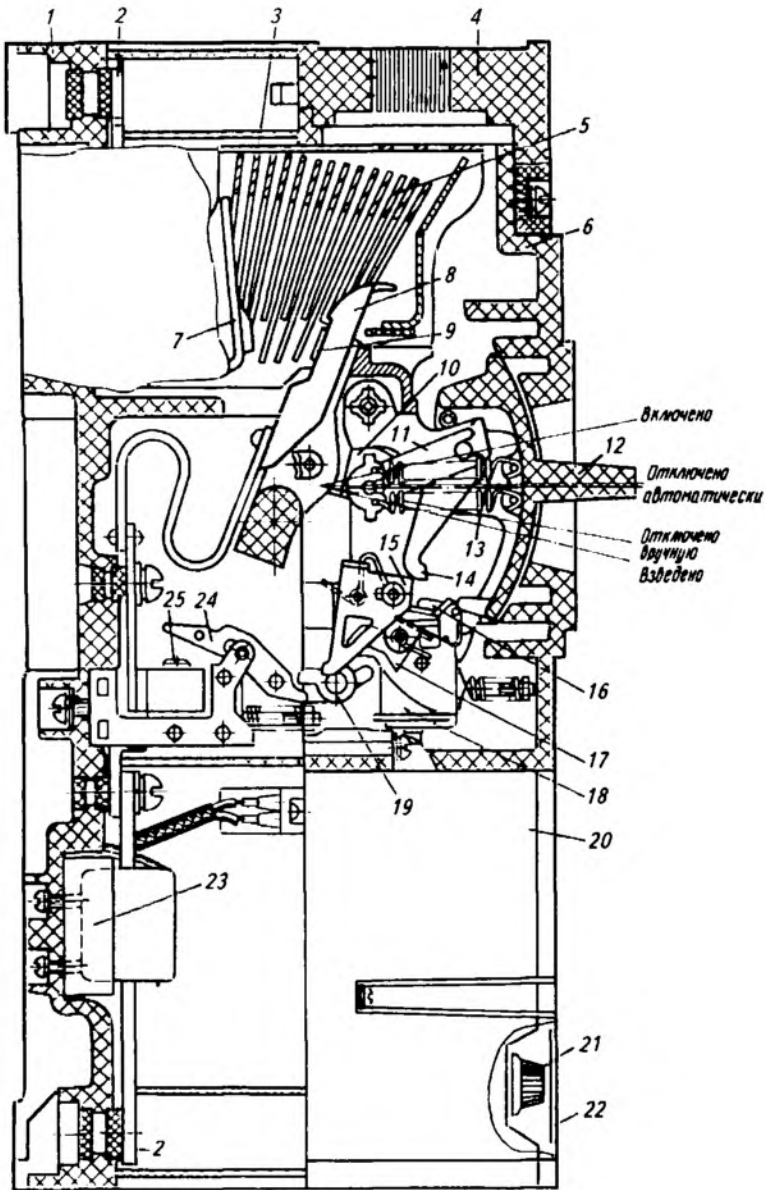


Рис. 9.10. Схема автоматического выключателя типа АЗ700:

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

АЕ2000 применяют для защиты, пуска и остановки асинхронных двигателей, а также для защиты, оперативных включений и отключений электрических цепей с частотой до 30 в час. Автоматические выключатели АЕ1000, АЕ2000 выпускают на предельные токи отключения 1...10 кА для сетей напряжением 380...660 В переменного и напряжением 110...220 В постоянного тока (частота оперативных отключений до 30 в час).

Автоматические выключатели серии АП-50 выпускают на номинальные токи расцепителей $I_{нр}$ до 50 А и номинальные токи срабатывания до 400 А (П — пусковые, с 1980 г. выпускают серию АП50Б). Наиболее широко их применяют в сельскохозяйственном производстве для защиты и пуска асинхронных двигателей. Они обеспечивают защиту от к. з. и перегрузок с частотой оперативных отключений 30 в час, в том числе до 12 включений асинхронных двигателей в час. Эти автоматические выключатели отличаются от выключателей серии АЗ700 и АЕ2000 наличием кнопочного управления.

Автоматы гашения поля (АГП) предназначены для отключения тока в обмотках возбуждения генераторов. Главные контакты расположены открыто, а дугогасительные 5 и 6 (рис. 9.13) размещены в камере гашения дуги. Во включенном положении АГП удерживается защелкой. При отключении контакты 5 отходят вниз и возникает дуга между контактами 5 и 6, которая силой взаимодействия тока дуги и магнитного поля, созданного катушками 7, сердечниками 8 и полюсами 9, втягивается в кольцевую дугогасительную камеру, где разбивается на ряд

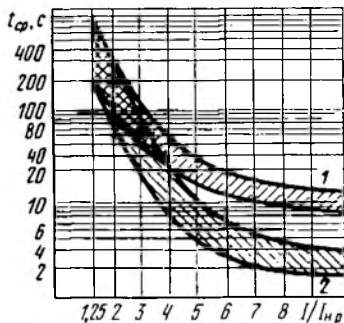


Рис. 9.11. Характеристика времени срабатывания автоматических выключателей АЗ700 с полупроводниковыми расцепителями при уставке:

1 — 16 с; 2 — 4 с

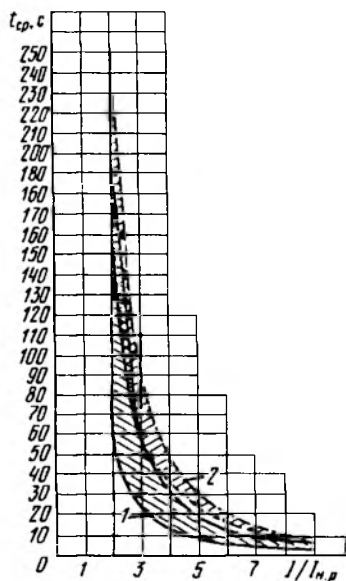


Рис. 9.12. Характеристика времени срабатывания автомата АЗ710Б с тепловыми расцепителями на токи:

1 — 10, 20, 32, 40, 50, 63, 80, 100, 125 и 160 А; 2 — 25 А

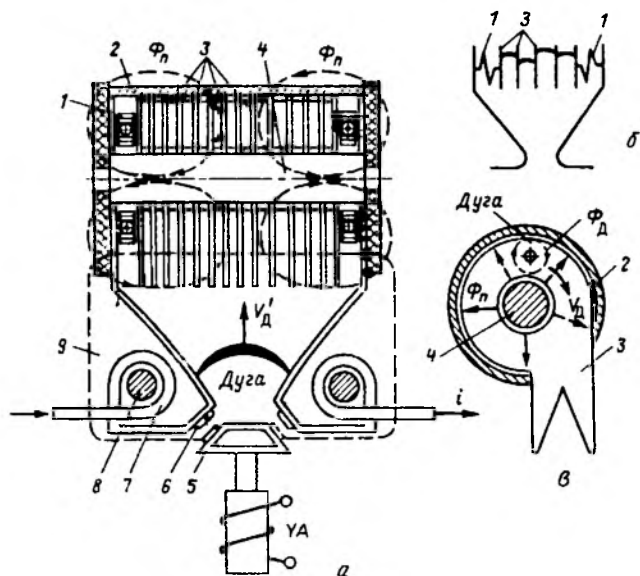


Рис. 9.13. Схемы автоматов гашения поля (АГП):

a — конструктивная схема; *б* — схема включения катушек магнитного дутья; *в* — разрез по дугогасительной решетке; 1 — электромагнитная катушка; 2 — стальной наружный кожух; 3 — медные пластины, разрезающие дугу на короткие дуги; 4 и 8 — сердечники; 5 и 6 — дугогасительные контакты; 7 — электромагнитная катушка; 9 — стальные полюса; Φ_n — магнитный поток на медных пластинах; Φ_d — магнитный поток дуги; v_d — скорость вращения дуги; v'_d — скорость втягивания дуги в дугогасительную решетку; YA — электромагнит

коротких дуг медными пластинами 3. В цепь включена катушка 1, создающая радиальное магнитное поле. В результате взаимодействия с ним короткие дуги получают круговое вращательное движение с высокой скоростью и попадают на медные пластины, где ими и гасятся. Здесь важно, чтобы температура пластин не поднималась выше 200°C . Исходя из этого и выбирают размеры пластин.

Для снижения перенапряжений дуга гасится по секциям, для чего параллельно медным пластинам включены шунтирующие сопротивления. Первой гаснет дуга в секции, шунтированной меньшим сопротивлением. Собственное время отключения АГП не более 0,15 с, а полное время гашения поля зависит от параметров генераторов.

9.5. ПРЕДОХРАНИТЕЛИ С ПЛАВКОЙ ВСТАВКОЙ

Общие сведения. Предохранители с плавкой вставкой — простейшие коммутационные аппараты, предназначенные для защиты цепей от к. з. и перегрузок. Их широко применяют в электрических сетях напряжением 0,38/0,22...110 кВ.

Предохранитель работает так. Его плавкая вставка нагревается проходящим по ней электрическим током и перегорает при перегрузках и коротких замыканиях.

В защищаемую цепь предохранитель включается последовательно. Он представляет собой ее ослабленный участок, где она разрывается. Для создания видимого разрыва используют рубильник (или разъединитель в сетях высоких напряжений).

Основные элементы предохранителя: корпус, плавкая вставка, контактная часть, дугогасительное устройство и среда.

К предохранителю предъявляют следующие требования:

должен длительно выдерживать номинальный ток и не перегорать при кратковременных перегрузках;

надежно и быстро отключать предельный ток, на который рассчитан;

работать селективно (при последовательно установленных нескольких предохранителях должен перегорать только ближайший к месту аварии).

Работу предохранителя делят на три стадии. На первой стадии аварийный, или ненормальный, ток защищаемого электроаппарата нагревает плавкую вставку до температуры плавления; на второй — теплота, выделяемая электрическим током, расходуется на плавление вставки, а при больших токах — на ее испарение. После расплавления или испарения плавкой вставки на ее месте возникает электрическая дуга. До тех пор пока она не погаснет, работа предохранителя считается незаконченной, так как аварийный режим защищаемой цепи продолжается. На третьей стадии электрическая дуга, образовавшаяся на месте вставки, гасится.

Предохранители характеризуются номинальным током плавкой вставки $I_{\text{ном}}$, номинальным током предохранителя $I_{\text{пр}}$ (его токоведущих частей). Предельно отключаемый предохранителем ток $I_{\text{пред}}$ — наибольший ток, который может отключаться предохранителем без каких-либо повреждений, не позволяющих использовать его после замены плавкой вставки.

В один и тот же корпус предохранителя могут быть вставлены плавкие элементы на различные номинальные токи, поэтому $I_{\text{пр}}$ равен наибольшему из номинальных токов плавких вставок, предназначенных для данной конструкции предохранителя. Время его срабатывания зависит от протекающего по нему тока. Эта зависимость называется защитной (или времятоковой) характеристикой предохранителя.

Цепь не должна отключаться при токе неплавления, но должна отключаться при протекании в ней условного тока плавления в течение определенного времени, зависящего от значения номинальных токов. Так, например, для $I_{\text{ном}} = 10 \dots 25 \text{ А}$ при токах $1,3I_{\text{ном}}$ плавкая вставка не должна перегорать в течение 1 ч, а при токах $1,75I_{\text{ном}}$ должна перегореть за 1 ч.

Для изготовления плавких вставок используют медь, цинк, алюминий, свинец и серебро.

Сечение медной вставки со временем уменьшается. Вследствие этого изменяется ее защитная характеристика. Вот почему применяют лужение и серебрение вставки. Температура плавления меди 1080 °С. При больших токах плавкую вставку выполняют из параллельных проволок или тонких медных полос.

Серебряные вставки не окисляются, их характеристики стабильны, однако их применение ограничено из-за высокой стоимости серебра.

Для сокращения времени плавления медных и серебряных вставок применяют металлургический эффект, основанный на растворении тугоплавких металлов в менее тугоплавких. На плавкую вставку прикрепляют оловянный шарик. Когда она нагревается до температуры, незначительно превышающей температуру плавления шарика, он расплавляется и как бы растворяет тугоплавкий металл вставки в том месте, где он был наложен. Возникает интенсивный процесс разрушения плавкой вставки с образованием электрической дуги. Дальнейшее расплавление и испарение происходит за счет высокой температуры дуги. Металлургический эффект проявляется только при токах, близких к плавящему току вставки. Если через предохранитель проходит большой ток, значительно превышающий минимальный ток вставки, то она расплавляется быстро и металлургический эффект практически отсутствует.

Алюминиевые вставки применяют в новых конструкциях предохранителей серии ППЗ1 напряжением до 1 кВ. При высоком сопротивлении оксидных пленок затрудняется выполнение надежного разъемного контакта.

Цинк и свинец характеризуются низкой температурой плавления (419 и 327 °С). Цинк стоек к коррозии. В процессе эксплуатации сечение плавкой вставки не меняется, и ее защитная характеристика остается постоянной. Такие вставки применяют в предохранителях без наполнителя в основном на напряжение до 1 кВ.

В зависимости от условий работы, рабочего напряжения, разрываемого тока в предохранителях применяют различные способы гашения электрической дуги, образовавшейся на месте плавкой вставки. В предохранителях, в которых плавкая вставка помещена в мелкозернистые наполнители из кварцевого песка или талька, электрическая дуга горит в тесном соприкосновении с мельчайшими частицами наполнителя. Это обеспечивает ее деионизацию за счет интенсивного теплоотвода и быстрое гашение.

Электрическая дуга может гаситься с помощью газов, выделяющихся при высокой температуре из стенок трубки, выполненной из твердого дугогасящего вещества (фибры, органического стекла, винипласта и др.), а также за счет интенсивного дутья газов вдоль дуги.

Предохранители характеризуются токоограничивающими свойствами. В предохранителях с кварцевым наполнителем после расплавления и испарения вставки сопротивление промежутка, где горела электрическая дуга, сразу достигает большого значения и затем очень быстро увеличивается. Ток в электрической цепи с таким предохранителем быстро снижается до нуля.

При токе в защищаемой цепи, значительно превышающем $I_{ном}$, плавкая вставка расплавляется и испаряется по всей ее длине. Этот процесс носит взрывной характер. При испарении вставки проводимость канала, где она располагалась на короткое время, становится равной почти нулю. Ток в цепи внезапно обрывается и возникает перенапряжение, пробивающее образовавшийся промежуток, заполненный парами металла. После этого в предохранителе загорается дуга. Величина перенапряжений зависит от длины вставки, поэтому ее стремятся уменьшить. Этого достигают за счет промежутка переменной величины, который в момент сгорания вставки составляет 3...5 см, а затем специальными устройствами быстро увеличивается до нескольких десятков сантиметров. Другой способ снижения перенапряжений, вызванный перегоранием предохранителя, — использование ступенчатых плавких вставок с разными сечениями. Перегорание вставки и возникновение электрической дуги происходят по ступеням, начиная с меньшего сечения. В результате электрическая дуга возникает на всей длине вставки, но благодаря ступеням небольшой длины перенапряжения получаются меньшими. На процесс и время перегорания плавкой вставки влияет ее форма, что учитывают в конструкциях.

Предохранители на напряжение ниже 1 кВ. В сельских сетях напряжением 0,38 кВ применяют предохранители ПР-2, ПН-2 и НПН-2. Предохранители ПР-2 изготавливают на номинальные напряжения 220 и 500 В и токи 15...1000 А. В обозначении ПР указано, что предохранители разборные с закрытыми патронами без наполнителя. Патрон выполнен из толстостенной фибровой трубки 1 (рис. 9.14), на которую плотно насажены латунные втулки 3, предотвращающие разрыв трубки. На втулки навинчены колпачки 4, закрепляющие плавкую вставку 2, присоединенную к ножам 6. Сверху надета шайба 5 с пазом для ножей.

Патрон вставляют в неподвижные контактные стойки, укрепленные на изоляционной плите. Контактное нажатие обеспечивается кольцевой или пластинчатой пружиной.

Плавкие вставки изготавливают из цинка в виде пластин с вырезами. На узких местах вставки выделяется больше теплоты, чем на широких. При коротком замыкании вставка перегорает в нескольких или во всех узких местах, а широкие участки не успевают расплавиться. Когда вставка перегорает в узких местах, широкие части вставки падают в нижнюю часть, не плавясь.

При перегорании вставки и возникновении дуги фибровая трубка выделяет газы, преимущественно водород и диоксид угле-

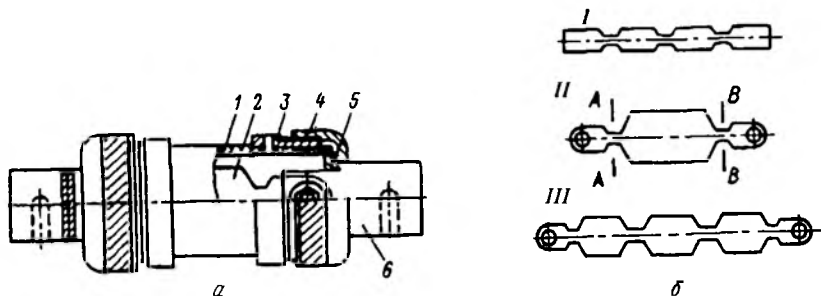


Рис. 9.14. Схемы патрона (а) предохранителя ПР-2 и форм его плавких вставок (б):

1 — трубка; 2 — плавкая вставка; 3 — втулка; 4 — колпачок; 5 — шайба; 6 — нож; I...III — возможные варианты

рода (углекислый газ). Давление внутри закрытой трубки возрастает, и благодаря деионизации дуги газами высокого давления она гаснет. Предохранители ПР-2 относят к токоограничивающим, так как при интенсивной деионизации дуги сопротивление дугового промежутка быстро возрастает, ток к. з. в цепи уменьшается и прерывается до момента достижения максимального значения.

При перегрузках процесс перегорания происходит медленнее. Теплота, выделяющаяся в узких местах, передается в широкие части вставки, и вставка перегорает в местах перехода от суженного к широкому месту.

Достоинство предохранителей ПР-2 состоит в простоте замены перегоревшей вставки, недостаток — в больших размерах. Их применяют в комплектных трансформаторных подстанциях (КТП), во внутренних электрических сетях, в блоках предохранитель — выключатель (БПВ-31), которые устанавливают в КТП для защиты отходящих линий от к. з. и перегрузок.

Предохранители насыпные ПН-2 применяют для защиты силовых цепей напряжением до 500 В на номинальные токи 100...600 А. Наполнитель предохранителей — мелкий кварцевый песок, обеспечивающий интенсивный отвод теплоты от электрической дуги и ее быстрое гашение. Вместо кварца используют и мел, иногда смешанный с асбестовым волокном. Фарфоровая квадратная снаружи и круглая внутри трубка 1 (рис. 9.15) имеет четыре отверстия с резьбой для винтов. С их помощью крепится крышка 4 с уплотняющей прокладкой 5. Вместо фарфоровой трубки могут применять трубки из стеклоткани, пропитанной теплостойкими лаками, из литых пластмасс или изолирующих смол. Патрон герметизирован асбестовыми прокладками. Плавкие вставки 2 приварены к дискам контактных ножей 3 и выполнены в виде одной или нескольких медных ленточек толщиной 0,15...0,35 мм и шириной до 4 мм.

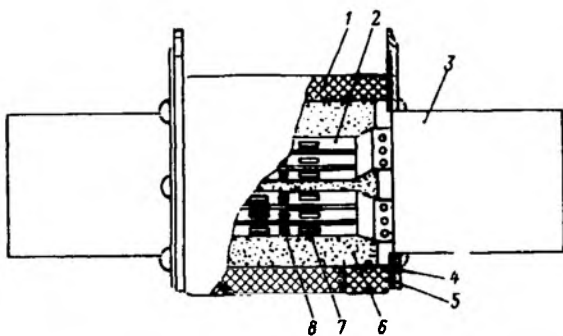


Рис. 9.15. Предохранитель ПН-2:

1 — трубка; 2 — вставка; 3 — контактный нож; 4 — крышка; 5 — уплотняющая прокладка; 6 — мелкозернистый наполнитель; 7 — прорезь в плавкой вставке; 8 — оловянный шарик

Вставка имеет прорези, уменьшающие ее сечение. На полоски вставки напаяны оловянные шарики для создания металлургического эффекта. Предохранитель ПН-2 обеспечивает токоограничивающий эффект за счет гашения дуги в нескольких параллельных каналах и уменьшения количества паров металла.

Принцип действия предохранителя НПН-2 (неразборный с наполнителем) такой же, как и предохранителя ПН-2. Патрон без контактных ножей состоит из стеклянной трубки, заполнен кварцевым песком. Он армирован по концам медными колпачками, наружная поверхность которых служит контактом и соединяется с контактными стойками. Плавкая вставка, впаянная внутри колпачка, состоит из нескольких медных проволочек с напаянными на них оловянными шариками.

Предохранители ПП-31 выпускают также с неразборным патроном на номинальные токи 32...1000 А и напряжение до 660 В. Плавкая вставка и все токоведущие части выполнены из алюминия и разработаны взамен предохранителей ПН-2. Защитная характеристика предохранителей ПП-31 показана на рисунке 9.16.

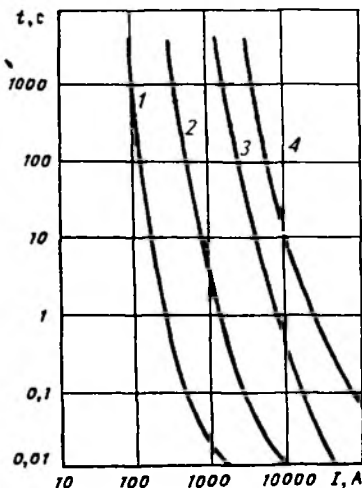


Рис. 9.16. Защитная характеристика предохранителя ПП-31 при номинальном токе плавкой вставки, А:

1 — 40, 2 — 160; 3 — 630; 4 — 1000

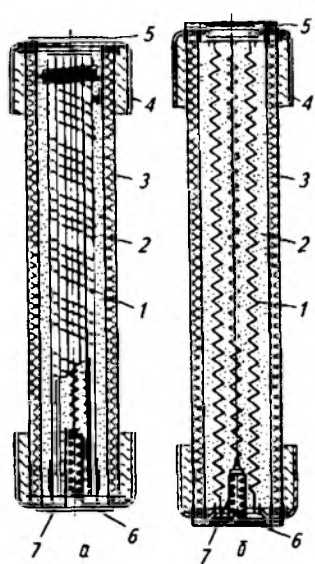


Рис. 9.17. Патроны предохранителей типа ПКТ на номинальные токи:

а — до 7,5 А; *б* — 10...400 А; 1 — плавкие вставки; 2 — кварцевый песок; 3 — фарфоровая трубка; 4 — латунный колпачок; 5 — крышка; 6 — указатель срабатывания; 7 — пружина

Предохранители на напряжение выше 1 кВ. Предохранители высокого напряжения имеют тот же принцип работы, что и предохранители на напряжение до 1 кВ. В сельских электрических сетях применяют предохранители двух типов: с мелкозернистым наполнителем и автогазовым гашением дуги.

Предохранители с мелкозернистым наполнителем (кварцевым песком) серии ПКТ (прежнее название ПК) выполняют на напряжение 3; 6; 10 и 35 кВ и соответственно на номинальные токи 400, 300, 200 и 40 А. Для этих предохранителей характерен токоограничивающий эффект. Время срабатывания при коротких замыканиях 0,005...0,007 с.

Основная часть патрона — фарфоровая трубка 3 (рис. 9.17), наполненная мелким кварцевым песком 2. В нем размещены медные посеребренные плавкие вставки 1. Фарфоровая трубка герметично армирована латунными колпачками 4 с крышками 5. Нарушение герметичности может привести к увлажнению кварцевого песка и потере дугогасительной способности. Указатель срабатывания 6 нормально удерживается специальной стальной вставкой внутри патрона. В сжатом состоянии удерживается пружина 7. При срабатывании указатель выбрасывается из трубки пружиной, которая освобождается при перегорании сначала рабочей вставки, а затем специальной стальной.

Для создания нормальных условий гашения электрической дуги вставка должна быть определенной длины и малого сечения. Это достигается применением нескольких параллельных вставок, намотанных на ребристый керамический сердечник. При больших токах используют несколько спиральных вставок. В мелкозернистом наполнителе электрическая дуга гасится быстро и, как следствие, возникают опасные для изоляции электроустановки перенапряжения. Для их снижения применяют плавкие вставки разного сечения по длине, что затягивает процесс гашения дуги. Чтобы уменьшить время срабатывания предохранителя, на медные вставки для создания металлургического эффекта напаивают оловянные шарики.

На металлической раме 1 (рис. 9.18) укреплены два опорных

изолятора 2. Патрон 4 вставляют в контакт 3 и зажимают замком для удержания патрона при электродинамических усилиях, возникающих при больших токах. Предохранители ПКТ изготавливают как для внутренней, так и для наружной установки. Выпускают специальные усиленные предохранители с повышенной предельной мощностью отключения.

На рисунке 9.19 приведены защитные характеристики предохранителей ПКТ-10, которые широко применяют для защиты трансформаторных подстанций напряжением 10/0,38 кВ.

Предохранители типа ПКН (прежнее название — ПКТ) применяют для защиты измерительных трансформаторов напряжения.

Предохранители типа ПКН по сравнению с предохранителями типа ПКТ имеют меньшие размеры, у них нет указателя срабатывания. Перегорание плавкой вставки определяют по показателям приборов с вторичной стороны трансформаторов. Главное отличие — в предохранителях типа ПКН плавкая вставка с малым сечением выполнена из тугоплавкого металла, например константана, с большим удельным сопротивлением. За счет этого достигают значительного эффекта токоограничения, столь необходимого для трансформаторов напряжения. Отключающая мощность этих предохранителей до 1000 МВ·А. Для усиленных предохранителей типа ПКТУ мощность не ограничивается.

Предохранители с автогазовым гашением электрической дуги типа ПВТ (выхлопные, прежнее название — стреляющие типа ПСН) выпускают на напряжение 10, 35 и 110 кВ. Они предназначены для установки в открытых распределительных устройствах. В сельских электрических сетях наиболее часто применяют предохранители типа ПВТ для защиты от коротких замыканий районных трансформаторных подстанций небольшой мощности напряжением 35/10 и 110/10 кВ.

Основная часть предохранителя — трубка 5 (рис. 9.20) из твердого диэлектрика (например, винипласта), внутри которой размещен гибкий проводник 6, соединенный одним концом с плавкой вставкой 4 и другим — с наконечником 7. Патрон предохранителя установлен на двух опорных изоляторах 3, укрепленных на металлической раме. Головка патрона зажата специальным держателем. На нижнем изоляторе 3 укреплен контактный нож 1 с пружиной, стремящейся повернуть нож в положение *1'*. Нож 1 сцеплен с наконечником 7. Пре-

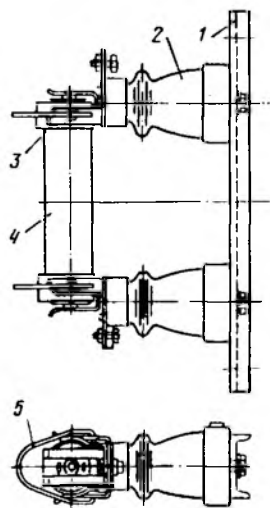


Рис. 9.18. Предохранитель типа ПКТ в собранном виде:

1 — рама; 2 — опорный изолятор; 3 — контакт; 4 — патрон; 5 — замок

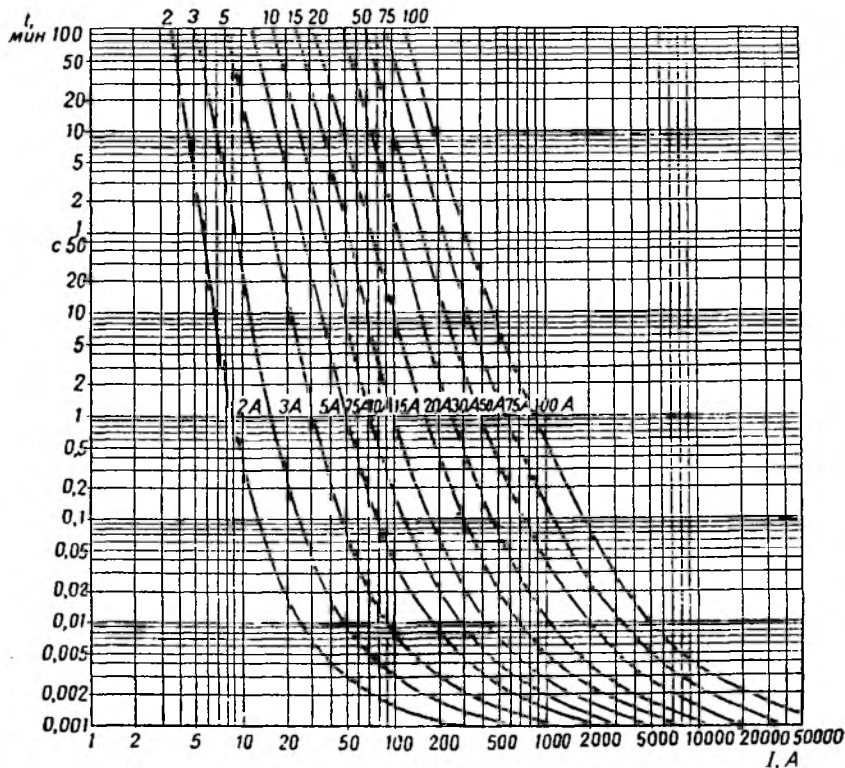


Рис. 9.19. Ампер-секундные характеристики плавких вставок предохранителей типа ПКТ с кварцевым заполнением

дохранитель монтируют не вертикально, а под определенным углом, как показано на рисунке 9.20. При коротком замыкании сначала расплавляется медная, а затем стальная вставка. Под действием пружины нож I поворачивается, и выбрасывается гибкий проводник. Дуга, образовавшаяся при расплавлении вставок, затягивается в трубку из твердого диэлектрика. Под действием высокой температуры интенсивно выделяется газ. Давление в трубке повышается до 10...20 МПа, создается интенсивное продольное дутье, гасящее дугу. При этом раскаленные газы выбрасываются в атмосферу с мощным звуком, похожим на выстрел. Поэтому ПВТ устанавливают в открытых распределительных устройствах так, чтобы в зоне выхлопа не было электрических аппаратов. У этих предохранителей отсутствует токоограничивающий эффект.

В процессе отключения по мере выброса гибкой связи длина дуги увеличивается, поэтому перенапряжений не возникает.

Во время нормальной работы предохранителя вставка нагревается до высокой температуры. Чтобы предотвратить газообразование, вставку размещают не в газогенерирующей трубке, а в металлическом колпаке, закрывающем один ее конец.

Промышленность выпускает выхлопной предохранитель ПВТ-35МУ1. Его патрон в отличие от рассмотренного ранее имеет металлический патрубок δ , в котором установлен медный клапан, закрывающий поперечное отверстие патрубка. При больших токах к. з., когда электрическая дуга интенсивно развивается, давление в патроне быстро возрастает и выбрасывает клапан, в результате чего отверстие патрубка открывается. При гашении дуги с малыми токами отверстие патрубка остается закрытым и давление в патроне постепенно повышается.

Существенный недостаток плавких предохранителей — разброс защитных характеристик, что затрудняет согласование защит последовательно соединенных элементов сети. Этот недостаток устранен в управляемых предохранителях (УПС-35У1), предназначенных для защиты трансформаторов напряжением 35/10 и 110/10 кВ. В патрон помещают контактную систему, которая соединяет плавкую вставку с гибким проводником внутри патрона. Контактная

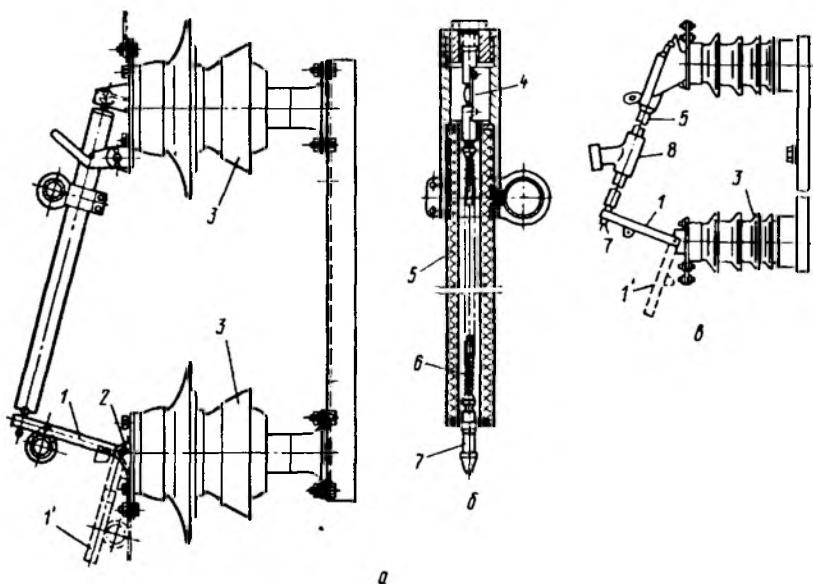


Рис. 9.20. Предохранители типа ПВТ:

а и *б* — общий вид и патрон предохранителя ПВТ-35 (ПСН-35); *в* — предохранитель ПВТ-35МУ1 (ПС-35МУ1); *1* и *1'* — контактный нож; *2* — ось; *3* — опорный изолятор; *4* — плавкая вставка; *5* — трубка из газогенерирующего диэлектрика; *6* — гибкий проводник; *7* — наконечник; *8* — патрубок

система обеспечивает разрыв цепи вставки при срабатывании релейной защиты. При к. з. срабатывает релейная защита, воздействующая на привод, и контактный нож 1 (см. рис. 9.20) вместе с гибким проводником перемещаются вниз. Контактная система, находящаяся внутри патрона, размыкается. Остальные процессы — выбрасывание гибкого проводника и гашение электрической дуги — протекают так же, как при перегорании плавкой вставки в неуправляемом выхлопном предохранителе. При больших токах вставка управляемого предохранителя срабатывает раньше релейной защиты.

9.6. МАСЛЯНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Выключатель — основной коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока в сетях аварийных (при к. з.), нормальных (при нагрузке и без нее) и ненормальных (при перегрузке) режимах. Наиболее тяжелый режим работы для выключателя — отключение токов к. з.

К выключателям предъявляют следующие требования:

надежное отключение токов при значениях от десятков ампер до номинального тока отключения;

длительное выдерживание номинальных режимов по току и напряжению;

устойчивость к термическому и динамическому воздействиям токов к. з.;

эффективное и быстрое гашение электрической дуги, возникающей при размыкании контактов;

малое время отключения;

пригодность для автоматического повторного включения;

удобство при эксплуатации и перевозках;

взрыво- и пожаробезопасность.

Выключатели на напряжение 110 кВ и выше должны иметь пофазное управление.

Основные конструктивные элементы выключателей — контактная система с дугогасительными устройствами, корпус, токоведущие части, изоляция и привод.

В электроустановках на напряжение выше 1 кВ, в том числе в системах электроснабжения сельских

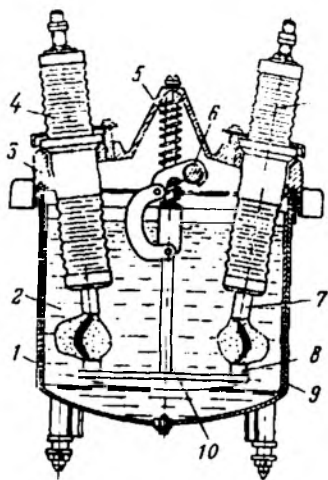


Рис. 9.21. Схема масляного выключателя С-35-630-10:

1 — стальной бак; 2 — масло; 3 — чугунная крышка; 4 — проходной изолятор; 5 — пружина; 6 — вал привода; 7 и 8 — неподвижный и подвижный контакты; 9 — изоляционное покрытие бака; 10 — штанга

районов, применяют следующие выключатели: многообъемные (баковые), малообъемные (горшковые) и безмасляные.

По месту установки различают выключатели для внутренней и наружной установок, комплектных распределительных устройств.

Масляные многообъемные (баковые) выключатели. Для выключателей на напряжение 10...35 кВ для контактов обычно предусматривают один бак, на более высокие напряжения контакты каждой фазы помещают в свой бак. Выпускают выключатели в двух исполнениях: с разрывом дуги в масле без устройств дугогашения (рис. 9.21) и со специальными дугогасительными устройствами. Масло обеспечивает гашение дуги и изоляцию токоведущих частей (соседних фаз одна относительно другой, между фазами и заземленным баком, между контактами при их отключенном положении).

Бак, изолированный внутри электротехническим картоном, подвешен к литой чугунной крышке 3 с помощью болтов. Через нее проходят шесть фарфоровых изоляторов 4, на нижних концах токоведущих стержней которых закреплены неподвижные контакты 7 с металлокерамическими напайками. Под крышкой выключателя размещен приводной механизм с системой рычагов, обеспечивающих прямолинейное движение штанги 10, выполненной из изолирующего материала. Механизмы трех полюсов соединены тягами между собой и приводом управления выключателем. Подвижные контакты 8 находятся на траверсе, соединенной со штангой.

Во включенном положении траверса поднята и замыкает цепь между неподвижными и подвижными контактами. При этом отключающая пружина 5 сжата. Выключатель во включенном положении удерживается защелкой привода, с которым он связан валом 6. При автоматическом отключении или вручную освобождается защелка и под действием пружины траверса со скоростью 1,5...2,7 м/с спускается вниз. Цепь разрывается в двух точках каждого полюса выключателя с образованием электрической дуги. От высокой температуры возникающих дуг масло 2 разлагается и испаряется с образованием вокруг контактов газомасляного пузыря, в состав которого входит до 70 % водорода. Давление внутри бака и пузыря повышается до 0,5...1 МПа. При этом усиливается деионизационная способность газа. Дуга гаснет через 0,8...0,1 с.

Масло наливается в бак выключателя не полностью. Под крышкой остается воздушная подушка, необходимая для смягчения удара в крышку выключателя при возникновении электрической дуги и повышении давления внутри бака. Если уровень масла будет слишком низок, то газы попадут под крышку чрезмерно нагретыми. Это может привести к взрыву смеси водорода с воздухом. Из-за отсутствия специальных дугогасительных устройств отключающая способность выключателей невелика. Их применяют в установках

напряжением 6...10 кВ. Используют выключатели ВМБ-10, ВМЭ-6, ВМЭ-10 и ВС-10. При эксплуатации их постепенно заменяют маломасляными аппаратами.

Для наружных установок напряжением 35 кВ и выше применяют баковые выключатели со специальными дугогасительными устройствами. По принципу действия дугогасительные устройства делят на три вида: с автодутьем (высокое давление и значительная скорость движения газа в зоне дуги обеспечиваются за счет энергии, выделяющейся в дуге); принудительным масляным дутьем (масло нагнетается к месту разрыва с помощью специальных механизмов); магнитным гашением в масле (дуга под воздействием магнитного поля перемещается в узкие каналы и щели).

Наиболее простым и эффективным считают гашение дуги автодутьем. Устройство масляного бакового выключателя с гашением электрических дуг в специальных дугогасительных устройствах принципиально не отличается от рассмотренного ранее. Отличие заключается в том, что к нижней части штанги прикреплена дугогасительная камера, состоящая из двух корпусов, соединенных болтами. В камере помещен подвижный контакт в виде перемычки с закрепленными на ней в местах соприкосновения с неподвижными контактами металлокерамическими пластинами. При включении выключателя штанга 10 (см. рис. 9.21) вместе с камерой перемещается в верхнее положение. Подвижный контакт замыкает цепь между неподвижными контактами, а отключающие пружины сжимаются. При размыкании контактов цепь разрывается в дугогасительной камере в двух точках. В камере загораются две последовательные дуги. Давление сильно возрастает. Создается поперечное дутье. Дуга перемещается в камеру, делится на ряд мелких дуг и в процессе деионизации гасится. При отключении малых токов создается также продольное дутье.

После гашения дуги продукты разложения масла выходят из камеры, охлаждаются, проходя через масло, и выбрасываются наружу через специальные газоотводы в крышках. Камера заполняется маслом, и выключатель готов к следующим коммутациям.

Преимущества баковых выключателей: простота конструкции, высокая отключающая способность, возможность наружной установки и наличие встроенных трансформаторов тока.

Недостатки этих выключателей: пожаро- и взрывоопасность; большой объем масла, что требует больших запасов и времени на его замену; непригодность для установки внутри помещений; необходимость контроля уровня масла в баке; большой расход металла; неудобство перевозки, монтажа и наладки из-за большой массы; невозможность выполнения быстродействующих АПВ.

В открытых распределительных устройствах на напряжение 35 кВ и выше такие выключатели применяют благодаря простоте конструкции. На трансформаторных подстанциях используют выключатели ВМ-35 и ВБ-35.

Малообъемные масляные выключатели. В отличие от многообъемных масляных выключателей у малообъемных разрыв цепи и дальнейшее гашение дуги происходят отдельно для каждой фазы в своем баке (горшке), выполненном из стали, фарфора, а для больших токов — из цветного металла. Масло используется только для гашения электрической дуги, а токоведущие элементы выключателя изолируют твердыми материалами, чаще всего фарфором.

Из-за малого объема масла выключатели взрыво- и пожаробезопасны. Их применяют без специальных взрывозащитных камер в закрытых распределительных устройствах и для внутренней установки. Дуга гасится за счет газомасляного дутья в специальных дугогасительных камерах, прикрепленных на неподвижных контактах розеточного типа.

Корпус полюса выключателя на напряжение 35 кВ изготавливают из фарфора, а на напряжение 10 кВ — из стали с немагнитным швом или цветного металла.

В распределительных устройствах на напряжение 10 кВ сельских трансформаторных подстанций напряжением 110...35/10 кВ применяют выключатели ВПМ-10 (выключатель подвесной масляный, прежнее название ВМГ-10 — масляный, горшковый), ВМП-10 (подвесной) и ВМ-10 (прежняя марка ВММ-10 — мало-

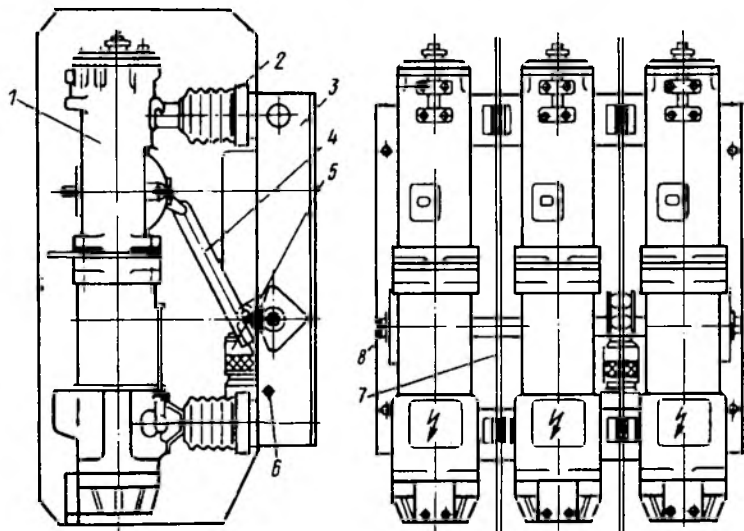
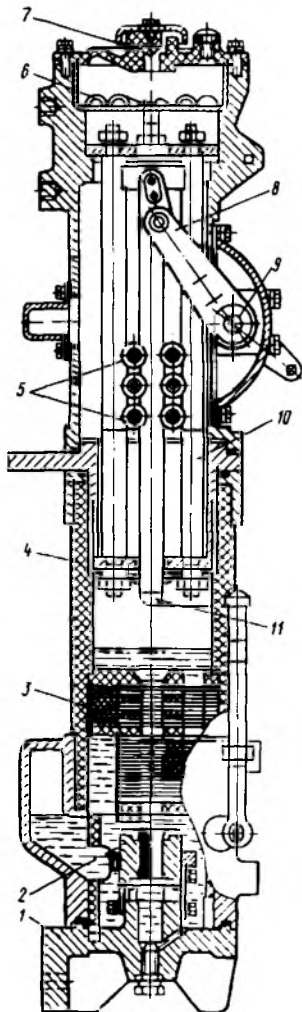


Рис. 9.22. Схема масляного малообъемного выключателя ВМП-10:

1 — полюс (бачок); 2 — изолятор; 3 — рама; 4 — изоляционная тяга; 5 — отключающая пружина и буфер; 6 — болт для заземления; 7 — междуполюсная изоляционная перегородка; 8 — главный вал выключателя

Рис. 9.23. Схема бачка выключателя ВМП-10:



1 — нижняя металлическая часть бачка; 2 и 11 — розеточный и подвижный контакты; 3 — гасительное устройство; 4 — средняя часть бачка из стеклопластика; 5 — роликовые контакты; 6 — маслоотделитель; 7 — крышка; 8 — рычажная система; 9 — вал; 10 — направляющая

объемный). Металлический корпус прикреплен на фарфоровых изоляторах к общей раме для всех трех полюсов.

Рассмотрим конструкцию выключателя ВМП-10. На стальной сварной раме 3 (рис. 9.22) смонтировано три полюса выключателя. Вал выключателя 8, отключающая пружина и буфер 5 также размещены на сварной раме. Бачки (полюса) опираются на два опорных фарфоровых изолятора 2, прикрепленных к раме. Вал выключателя соединен с валами полюсов изоляционными тягами 4.

В нижней металлической части бачка 1 (рис. 9.23) размещен неподвижный розеточный контакт 2. Средняя часть бачка выполнена из стеклопластика с гасительным устройством (камерой) 3. Верхняя металлическая часть представляет собой подвижный контакт 11, направляющие 10, роликовые контакты 5 для токосяема, рычажную систему 8 для передачи движения подвижному контакту от вала 9. Маслоотделитель 6 находится сверху бачка. Крышка 7 с отверстием для выхода газов, образующихся при разложении масла, закрывает бачок сверху.

Гасительное устройство 3 состоит из изоляционных пластин с отверстиями, образующими поперечные щели (каналы).

На разной высоте для выхода газов предусмотрены так называемые «масляные карманы». В бачке залито масло немного выше уровня дугогасительного устройства. Масса залитого масла 4,5 кг. Его уровень контролируют по маслоуказателю. Подвижный контактный стержень движется внутри цилиндра из стеклопластика.

При включенном положении конец контактного стержня находится в розетке неподвижного контакта. При отключении привод выключателя освобождает отключающую пружину, под действием которой главный вал поворачивается, и через тяги и рычаги при-

водного устройства движение передается подвижному контактно-му стержню. Последний перемещается вверх, и в нижней части полюса возникает электрическая дуга, разлагающая масло. В самом начале движения контактный стержень закрывает поперечные каналы гасительной камеры, поэтому давление в ней сильно возрастает. Через некоторое время подвижный контактный стержень открывает первый поперечный канал, создается газовое дутье сквозь дуговой столб. Газы выбрасываются в верхнюю часть бачка.

По мере движения контактного стержня дуга растягивается, и одновременно с этим открываются второй и третий поперечные каналы. При переходе тока через нуль дуга гаснет, давление в газопаровом пузыре снижается и сжатый воздух, действуя подобно поршню, нагнетает масло в зону дуги. В результате она гаснет. В зависимости от значений отключаемых токов возможны различные ситуации. Если отключаются большие токи, то 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. При гашении дуги (0,02...0,025 с) газы выходят из полюса через отверстие в верхней крышке, а масло, конденсируясь, стекает вниз.

В комплектных распределительных устройствах (КРУ) более удобно обслуживать электрооборудование, размещенное на выкатных тележках, которое для осмотров, ревизий и ремонтов отъединяют от токоведущих частей и выкатывают на тележках в коридор для обслуживания.

Выключатель ВК-10 (колонковый) (рис. 9.24) в сборе представляет собой выкатной элемент ячейки КРУ. На основании выключателя расположены устройства для вкатывания и выкатывания, подъема шторочного механизма в КРУ и установки электромагнитных блокировок, осуществляющих необходимые оперативные блокировки и переключения блок-контактов в КРУ. На каждом из трех полюсов установлены штыревые выводы с розеточными контактами для соединений первичной цепи при вкатывании выключателя в ячейку КРУ. Выключатель оснащен гасительной камерой для гашения дуги путем газомасляного дутья.

В выключателях ВК-10 верхняя часть подвижного контактного стержня и торцы ламелей розеточного контакта облицованы дугостойкой керамикой для увеличения срока его службы.

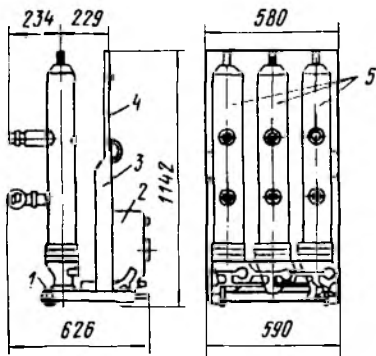


Рис. 9.24. Схема масляного малообъемного выключателя ВК-10:

1 — тележка выключателя; 2 — привод;
3 — основание; 4 — перегородка; 5 — полюса выключателя

Масса масла 4,5 кг, время гашения дуги 0,02...0,025 с.

Выключатель ВМ-10 в отличие от выключателя ВМП-10 имеет встроенный пружинный привод, который включает и отключает выключатель в пяти циклах за счет энергии предварительно сжатой спиральной пружины без дополнительного ее подзавода.

Преимущества малообъемных выключателей по сравнению с многообъемными: небольшое количество масла, меньшая масса, более удобный доступ к контактам.

Недостатки таких выключателей: необходимость периодического контроля, доливки и замены масла в бачках, трудность установки встроенных трансформаторов тока, относительно малая отключающая способность.

9.7. БЕЗМАСЛЯНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

К этой группе относят вакуумные, воздушные, электромагнитные, элегазовые и автогазовые выключатели. Из них в сельских электрических сетях применяют вакуумные и упрощенные автогазовые (выключатели нагрузки).

Вакуумные выключатели. Выключатель ВВВ-10-2/320 рассчитан на номинальный ток 320 А, предельно отключаемый ток 2 кА, допустимое число срабатываний при токе 900 А — 40 000. Разработан модернизированный выключатель на номинальный ток 400 А и предельно отключаемый ток 4 кА. Этот выключатель устанавливают в распределительных пунктах, пунктах секционирования, автоматического включения резервного питания и в удаленных от пунктов обслуживания электроустановках. Промышленность выпускает специальные шкафы (ячейки) серии К-102 с вакуумными выключателями.

Основной элемент вакуумного выключателя — запаянный стеклянный или фарфоровый баллон с созданным внутри вакуумом. В баллоне расположены подвижный и неподвижный вольфрамовые контакты. Расстояние между ними в отключенном состоянии равно нескольким миллиметрам. Благодаря вакууму зазор между контактами выдерживает напряжение до 100 кВ и выше. Стеклянный баллон герметично скреплен с сильфоном.

Вакуум используют в качестве дугогасящей среды. При этом достигают полной взрыво- и пожаробезопасности; после отключения тока диэлектрическая прочность промежутка быстро восстанавливается, в результате чего дуга гаснет за 0,5 периода; большой срок службы; нет необходимости в обслуживании; отсутствуют повторные замыкания благодаря отключению цепи при первом прохождении тока через нуль; требуются небольшой расход мощности на включение и отключение, малое время отключения; при низких температурах выключатель может работать без подогрева.

В хорошо запаянных баллонах вакуум сохраняется весь срок

службы и даже улучшается благодаря свойству газопоглощения помещенными в него тщательно очищенными и дегазированными частицами.

Воздушные, электромагнитные, элегазовые и автогазовые выключатели. В воздушных выключателях дуга гасится с помощью дутья сжатым воздухом. Такой принцип гашения известен очень давно. Основные достоинства воздушных выключателей: простота конструкции и эксплуатации, пожаро- и взрывобезопасность, малый износ контактов, быстродействие, высокая отключающая способность, возможность их применения для наружной и внутренней установок. Их изготавливают на напряжение 35 кВ и более, применяют чаще на напряжение 110 кВ и выше. Основные недостатки: необходимость компрессорной установки, сложность ее отдельных узлов и высокая стоимость.

При включении выключателя в нижнюю полость цилиндра 5 (рис. 9.25) через трубопровод подводится сжатый воздух, который давит на поршень и поднимает подвижный контакт вверх до положения включения. При отключении воздух по воздухопроводу подводится к верхней полости цилиндра 5, поршень движется вниз и подвижный контакт отходит от неподвижного. Одновременно сжатый воздух подается в область между подвижным и неподвижными контактами, где возникает дуга. Воздух выдувает дугу в щель между контактами и деионизирует дуговой промежуток. Выключатель присоединен к сети двумя контактами 1 и 6, которые связаны подвижным стержнем 3 с контактом 2. Последний находится в дугогасительной камере 4 и скользит в контактах 7. Дуга гасится по принципу продольного дутья.

Электромагнитные выключатели обеспечивают полную взрыво- и пожаробезопасность, у них высокая отключающая способ-

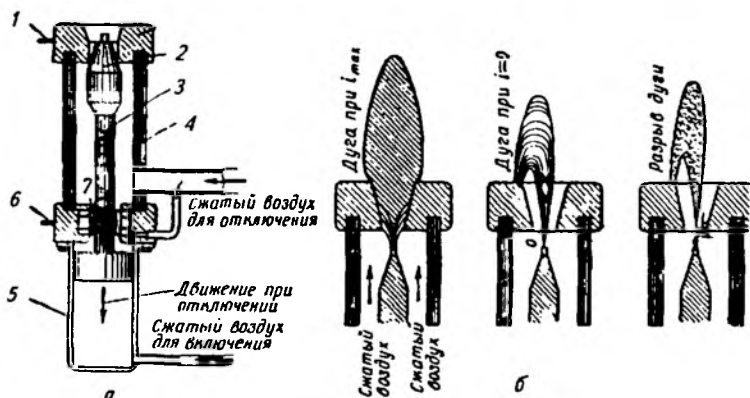


Рис. 9.25. Схема воздушного выключателя с продольным дутьем (а) и варианты гашения дуги (б)

ность, они выдерживают частые включения и отключения, обладают малым износом дугогасительных контактов, для гашения дуги не требуется масла и сжатого воздуха. Выключатели этого типа выпускают на напряжение 6...10 кВ, номинальный ток до 3600 А и ток отключения до 40 кА. Под действием электродинамических сил токоведущего контура и воздушных потоков возникающая электрическая дуга втягивается внутрь гасительной камеры с керамическими пластинами, растягивается, затем попадает в узкую щель и гаснет при очередном переходе тока через нуль. При отключении токов до 1000 А напряженность магнитного поля невелика и не может обеспечить быстрое втягивание дуги в камеру. В этом случае дуга гасится специальным дутьевым устройством, которое обеспечивает подачу потока воздуха на дугу.

К недостаткам следует отнести сложность дугогасительной камеры с системой магнитного дутья, невысокие номинальные напряжения (15...20 кВ) и ограниченную пригодность для наружной установки.

В элегазовых выключателях дуга гасится в специальном устройстве, помещенном в магнитном поле. Благодаря взаимодействию тока дуги с магнитным полем постоянных магнитов дуга вращается. Элегаз характеризуется высокой электрической прочностью, не горит и не поддерживает горения, что обеспечивает высокие дугогасящие свойства. Такие выключатели взрыво- и пожаробезопасны, отличаются быстроедействием и высокой отключающей способностью.

Воздушные, электромагнитные и элегазовые выключатели из-за специфических особенностей устройства и высокой стоимости в системах электроснабжения сельского хозяйства практически не используют.

В автогазовых выключателях дуга гасится вследствие воздействия газов, выделяемых из специальных вкладышей, заложенных в гасительной камере. Вкладыши изготавливают из органического стекла, которое под воздействием высокой температуры дуги выделяет газы, в частности водород, способствующие гашению дуги.

Выключатели нагрузки. Это простейшие автогазовые выключатели на напряжение 6...10 кВ и номинальные токи 400 и 200 А. Они представляют собой трехфазные коммутационные аппараты, предназначенные для включения и отключения токов нагрузки, а также обеспечивают видимый разрыв цепи при отключениях. Токи короткого замыкания отключаются предохранителями, включенными в цепь последовательно с выключателем. Выключатели нагрузки на напряжение 6...10 кВ устанавливают в закрытых (комплектных) распределительных устройствах.

Промышленность выпускает выключатели нагрузки, смонтированные на общей раме с предохранителями (ВНП-16 и ВНП-17), без предохранителей (ВН-16 и ВН-17), а также с предохранителями и заземляющими ножами (ВНП_з-16 и ВНП_з-17).

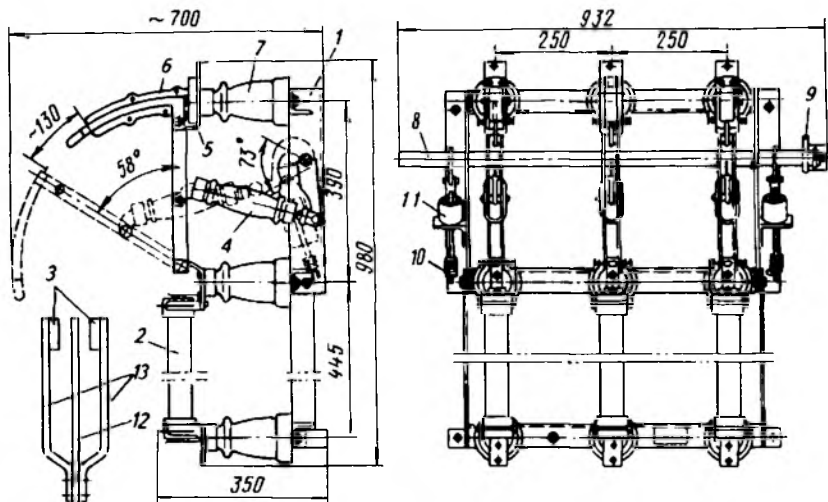


Рис. 9.26. Схема выключателя нагрузки ВНП-16 на напряжение 10 кВ с предохранителем ПКТ:

1 — рама; 2 — предохранитель; 3 — рабочие ножи; 4 — фарфоровая тяга; 5 — главные неподвижные контакты; 6 — гасительная камера; 7 — опорный изолятор; 8 — вал; 9 — рычаг для соединения выключателя с приводом; 10 — буфер; 11 — отключающая пружина; 12 — дугогасительный нож; 13 — стальные пластины

Выключатели нагрузки фактически представляют собой трехполюсные разъединители с надстроенными на их неподвижные контакты гасительными камерами с твердым газогенерирующим веществом. Выключатели рассчитаны на гашение электрической дуги лишь при отключении токов нагрузки и перегрузки, не более чем в 2 раза превосходящих номинальный ток выключателя. Принципиальное их отличие от обычных выключателей состоит в том, что они не могут отключать токи к. з.

Выключатель нагрузки и предохранитель ПКТ-10 смонтированы на раме 1 (рис. 9.26). На верхних изоляторах 7 установлена гасительная камера 6 с вкладышами из оргстекла. Подвижный рабочий контакт выполнен в виде двухполюсного ножа, который во включенном положении охватывает главный неподвижный контакт 5, имеющий Т-образную форму. На концах рабочих ножей 3 закреплены две дугообразные стальные пластины 13, между которыми зажат конец дугогасительного ножа 12. Центр его кривизны совпадает с центром кривизны гасительной камеры. Ее корпус состоит из двух щек, изготовленных из пластмассы. В гасительной камере контакты закреплены на стальных пружинах и соединены гибкими связями с пластиной неподвижного контакта.

При включении дугогасительный нож 12 сначала входит в щель, образованную вкладышами, и затем врубается в неподвижные дугогасительные контакты 5. Замыкание рабочих контактов происходит после замыкания дугогасительных. При отключении процесс происходит в обратном порядке, т. е. сначала размыкаются главные, а затем дугогасительные контакты. При расхождении дугогасительных контактов между ними возникает дуга и под действием высокой температуры с поверхностей вкладышей выделяется большое количество газов. Давление в камере резко возрастает, так как пока нож находится в камере, газы с трудом выходят в атмосферу через узкий зазор между ножом и камерой и обдувают дугу вдоль ее оси. В результате дуга гаснет внутри камеры до выхода из нее подвижного контакта. Необходимую скорость движения обеспечивает отключающая пружина 11.

Выключатель ВМП-17 по сравнению с выключателем ВМП-16 имеет автоматическое устройство для подачи импульса на электромагнит отключения при перегорании плавкой вставки одного из предохранителей.

В зависимости от типа привода выключатели нагрузки включаются дистанционно или вручную. В выключателях типа ВМП, в приводе предусмотрена блокировка, не позволяющая включить заземляющие ножи при включенном выключателе, и наоборот.

Разработан выключатель нагрузки ВМП-10, в котором вместо ручного предусмотрен пружинный привод, что обеспечивает безопасность оператора.

К более совершенным относят выключатель нагрузки ВНИТЭМ-10 на напряжение 6...10 кВ, номинальные токи 400 и 630 А, с токами отключения 630 и 1000 А и током включения 20 кА. Электрическая дуга в нем гасится электромагнитным дутьем.

9.8. РАЗЪЕДИНИТЕЛИ, КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛИ И ОТДЕЛИТЕЛИ

Разъединители. Эти коммутационные аппараты предназначены для включения и отключения цепи без тока или с небольшими токами, значения которых установлены нормативными документами. Разъединитель создает видимый разрыв цепи, что важно для обеспечения электробезопасности при ревизиях и ремонтных работах на электроустановках.

Разъединители не могут отключать токи нагрузки и тем более коротких замыканий, так как у них не предусмотрено никаких дугогасительных устройств. В случае ошибочного отключения токов нагрузки возникает устойчивая дуга, которая может привести к междуфазному короткому замыканию и несчастным случаям с обслуживающим персоналом. Разъединитель размещают в непосредственной близости от выключателя, и перед его отключением цепь должна быть разомкнута выключателем.

Правилами технической эксплуатации (ПТЭ) кроме создания видимого разрыва цепи разрешено использовать разъединители для следующих коммутаций цепи с малыми токами: нагрузочного тока до 15 А трехполюсными разъединителями наружной установки на напряжение 10 кВ, зарядного тока шин и оборудования всех напряжений (кроме батарей конденсатора); отключения и включения нейтрали трансформаторов и заземляющих дугогасящих реакторов при условии отсутствия в сети замыкания на землю; незначительного намагничивающего тока силовых трансформаторов и зарядного тока воздушных и кабельных линий (холостого хода) и т. д.

От работы разъединителей зависит надежность работы всей электроустановки.

К разъединителям предъявляют следующие требования: создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению; электродинамическая и термическая стойкость при возникновении токов к. з.; исключение самопроизвольных отключений; четкое включение и отключение при плохих климатических условиях (обледенение, снег, ветер); механическая прочность. Разъединители бывают для внутренней и наружной установки; по числу полюсов — одно- и трехполюсные; по конструкции — рубящего, поворотного, катящегося, пантографического и подвесного типов. По способу установки разъединители делят на вертикальные и с горизонтальным расположением ножей. Они могут быть с заземляющими ножами и без них.

Разъединители внутренней установки классифицируют на однополюсные (РВО) и трехполюсные (РВ, РВК, РВРЗ и др.). Отдельные полюсы объединены общим валом, связанным с приводом разъединителя. Трехполюсные разъединители монтируют на общей раме или отдельных рамах для каждого полюса.

Разъединители выпускают на напряжение 6 кВ и выше и номинальные токи 200 А и более.

Для внутренней установки применяют разъединители рубящего типа, а для комплектных распределительных устройств с выкатными тележками — катящегося.

У рубящего разъединителя нож движется перпендикулярно плоскости основания, у катящегося — поступательно.

В сельских электрических сетях напряжением 10 кВ для внутренней установки наиболее широко применяют трехполюсный разъединитель РВ. Разъединитель РВЗ-10/400 (разъединитель трехполюсный, с заземляющими ножами, на напряжение 1 кВ и номинальный ток 400 А для внутренней установки, рубящего типа) смонтирован на шести опорных изоляторах 3 и 5 (рис. 9.27), закрепленных на металлической раме 8. В разъединителях рубящего типа нож подвижного контакта 6 вращается вокруг одного неподвижного контакта 2. Движение ножу передается от вала привода 4

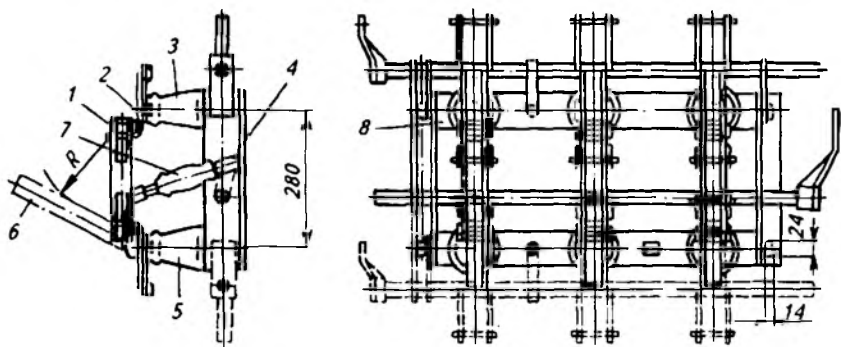


Рис. 9.27. Схема разъединителя внутренней установки РВЗ/400

через фарфоровые тяги 7. Необходимое давление в контактах создается пружинами. Неподвижный контакт 2 выполнен в виде медной шины, изогнутой под прямым углом. Боковые части контакта 2 обработаны под цилиндрическую поверхность, поэтому с пластинами ножа подвижного контакта 6 образуется линейный контакт. Подвижные контакты состоят из двух пластин, которые охватывают неподвижные контакты. Давление в контактах, которое можно регулировать, обеспечивается за счет пластинчатых фигурных пружин.

При прохождении токов к. з. в местах перехода тока с пластин ножа в контакт создаются электродинамические усилия, стремящиеся оттолкнуть ножи от контакта. Благодаря взаимодействию токов одного направления пластины ножа притягиваются друг к другу. При больших токах силы отталкивания могут быть больше сил притяжения пластин ножа, которые могут быть отброшены от контакта. В результате возникает дуга, которую нельзя погасить, т. е. создается аварийный режим. Во избежание этого в разъединителе предусмотрен магнитный замок 1. Он состоит из двух пластин, прикрепленных снаружи ножа. Замок служит для передачи давления от пружин. При намагничивании токами к. з. пластины притягиваются друг к другу, создавая дополнительное давление в контакте.

На втором изоляторе контакты скользящие, шарнирные, так как нож контакта вращается.

Разъединителями обычно управляют вручную с помощью рычажных приводов типа ПР.

Разъединители, предназначенные для установки в открытых распределительных устройствах, должны надежно работать в неблагоприятных погодных условиях (особенно при обледенении контактов). Для таких разъединителей используют изоляторы с развитой поверхностью, специально предназначенные для наруж-

ной установки. В разъединителях горизонтально-поворотного типа главный нож состоит из двух частей, каждая из которых закреплена на изоляторе и вращается в горизонтальной плоскости при повороте опорных изоляторов, на которых закреплены ножи. К одному из полюсов (ведущему) присоединен привод. К двум другим ведомым полюсам движение передается тягами. У разъединителей такого типа могут быть один или два заземляющих ножа. Контакты состоят из ламелей и контактных поверхностей, укрепленных на концах ножей. При включении нож входит между ламелями. Давление в контакте достигается за счет пружин. В горизонтально-поворотных разъединителях нож при отключении как бы ломается на две части, что значительно облегчает работу привода при обледенении контактов.

Более совершенные по конструкции разъединители типов РНД и РДЗ (разъединители наружной установки, с двумя опорно-изоляционными колонками, с заземляющими ножами) могут обеспечивать заземление отключенных участков с помощью стационарных ножей заземления. Разъединители изготавливают трехполюсными, крепят с помощью трех неподвижных и трех подвижных, связанных тягами изоляторов на общей раме (рис. 9.28). Токоведущие части делают медными.

В разъединителе РЛНТ-10 (разъединитель линейный, наружной установки, с тремя опорно-стержневыми колонками) обеспечивается два разрыва на фазу (полюс), а также имеется один или два заземляющих ножа (рис. 9.29). Из-за повышенной способности отключения (до 25 А) его применяют на участках сети напряжением 10 кВ с суммарной мощностью 430 кВ·А и ниже.

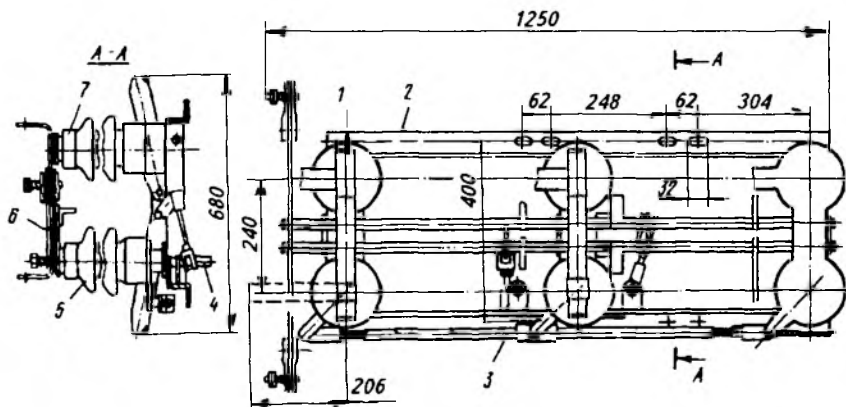


Рис. 9.28. Схема разъединителя наружной установки РЛНД-10:

1 — контактный вывод; 2 — рама; 3 — тяга; 4 — вал привода; 5 и 7 — опорно-изоляционные колонки; 6 — главные ножи

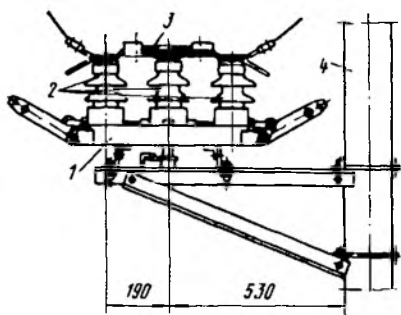


Рис. 9.29. Схема разъединителя наружной установки РЛНТ-10:

1 — рама; 2 — опорно-стержневые колонки; 3 — ножи; 4 — опора

Короткозамыкатели и отделители. Короткозамыкатель — это коммутационный аппарат, предназначенный для создания искусственного короткого замыкания в электрической сети. Короткозамыкатели применяют в упрощенных схемах коммутации подстанций для отключения поврежденного трансформатора после создания ими искусственного короткого замыкания в результате действия релейной защиты.

Масляные выключатели на напряжение 35 и 110 кВ достаточно дорогие. Поэтому вместо них для повышения экономичности и сокращения сроков строительства подстанции напряжением 35...110 кВ часто сооружали с отделителем и короткозамыкателем со стороны высшего напряжения. Короткозамыкатель и отделитель представляют собой фактически разъединитель со встроенной включающей и отключающей пружинами, что позволяет управлять ими автоматически. Короткозамыкатель оснащен включающей пружиной, которую заводят вручную при его

Разъединители на напряжения 35 кВ (типа РЛНД и РНД) имеют два подвижных изолятора с ножами, что особенно удобно для отключений при обледенении.

Для разъединителей с заземляющими ножами очень важно исключить включение главных контактов при включенных заземляющих ножах. Для этого их снабжают механическими блокировками, а также механической или электромагнитной блокировкой, предотвращающей включение разъединителя при включенном последовательно с ним выключателе.

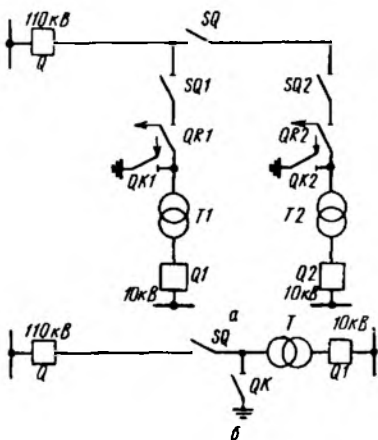


Рис. 9.30. Схемы подстанции с отделителем и короткозамыкателем вместо выключателя на стороне высшего напряжения (а) и тупиковой подстанции с короткозамыкателем (б):

SQ , $SQ1$ и $SQ2$ — разъединители; $QR1$ и $QR2$ — отделители; QK , $QK1$ и $QK2$ — короткозамыкатели; T , $T1$ и $T2$ — трансформаторы; Q , $Q1$ и $Q2$ — выключатели

отключении. Отделитель снабжен отключающей пружиной, которую заводят вручную при его включении, предназначен для автоматического отключения электрической цепи без тока (в бестоковую паузу).

На рисунке 9.30, а приведена схема с отделителем и короткозамыкателем на отпаечной подстанции, которая работает следующим образом. При повреждении, например трансформатора *T1*, срабатывает его релейная защита, которая, замыкая контакты оперативной цепи, подает питание на электромагнит включения короткозамыкателя, короткозамыкатель *QK1* включается. В результате в питающей линии напряжением 35...100 кВ начинает протекать ток к. з., достаточный для срабатывания релейной защиты питающей линии. Защита головного участка питающей линии срабатывает и отключается ее выключатель *Q*. По ПУЭ все воздушные линии напряжением выше 1 кВ оснащены устройствами автоматического повторного включения (АПВ), которые через малый промежуток времени обеспечивают повторное включение головного выключателя. В этот промежуток времени (в бестоковую паузу) автоматически отключается отделитель *QR1*. Затем под действием устройства АПВ повторно включается головной выключатель питающей линии *Q*. Таким образом, поврежденный трансформатор *T1* отключен, а питающая линия и остальные подстанции, подключенные к ней, остались включенными.

В частном случае на тупиковой однотрансформаторной подстанции достаточно установить один короткозамыкатель без отделителя (рис. 9.30, б). К питающей линии не присоединены другие потребители, кроме рассматриваемой подстанции, и при повреждении ее трансформатора питающая линия без всякого ущерба может быть отключена.

По конструкции отделители, выпускаемые на напряжение 35 кВ и выше, аналогичны двухколонковым разъединителям для наружной установки. Три полюса отделителя монтируют на общей металлической раме 4 (рис. 9.31). Изоляторы 1, на которых установлены ножи 2, вращаются в подшип-

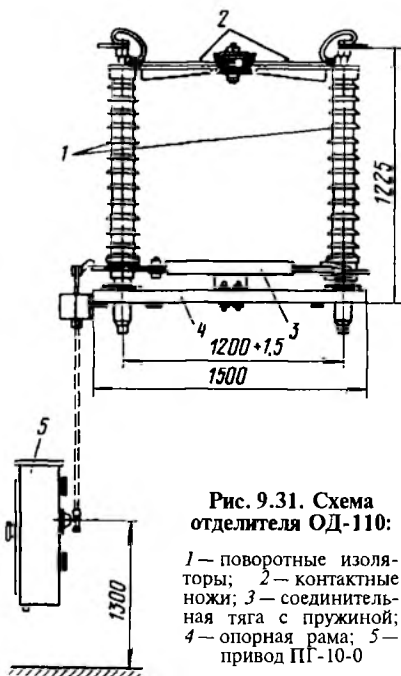
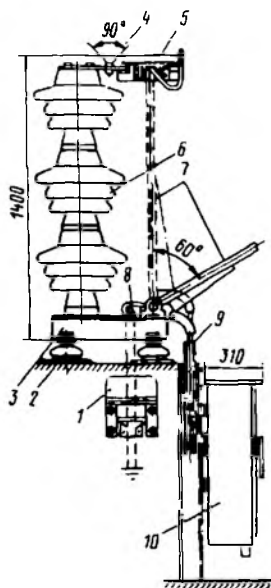


Рис. 9.31. Схема отделителя ОД-110:

- 1 — поворотные изоляторы; 2 — контактные ножи; 3 — соединительная тяга с пружиной; 4 — опорная рама; 5 — привод ПГ-10-0

Рис. 9.32. Схема короткозамыкателя КЗ-110:



1 — трансформатор тока; 2 — изолятор; 3 — рама; 4 — зона подводящей шины; 5 — неподвижный контакт; 6 — колонка изоляторов; 7 — нож; 8 — место присоединения заземления; 9 — изолирующая тяга; 10 — привод ПГ-10К

никах, закрепленных с нижней части рамы. Отключающая пружина расположена под тягой 3. Включают отделитель ручным приводом 5. Отключение выполняется автоматически в результате подачи импульса на электромагнит отключения привода, который освобождает защелку, удерживающую отключающую пружину. Она заводится при включении отделителя. Резиновый буфер смягчает движение отделителя в конце хода при отключении. У отделителя, так же как и у разъединителя, могут быть заземляющие ножи.

Короткозамыкатели конструктивно представляют собой разъединители с вертикально расположенными ножами. В установках напряжением 35 кВ применяют два полюса короткозамыкателя, при срабатывании которых создается искусственное двухфазное короткое замыкание. В установках с глухозаземленной нейтралью напряжением 110 кВ и выше используют однофазный короткозамыкатель.

Полюс короткозамыкателя КЗ-110 на напряжение 110 кВ показан на рисунке 9.32. Рама 3 установлена на изоляторах 2, прикрепленных к основанию. На раме размещены три изолятора ИШД-35 с верхним неподвижным контактом 5 и экраном. Подвижный контакт в виде стального трубчатого ножа 7 закреплен в подшипнике на раме. Пружинный механизм с резиновым буфером расположен между швеллерами, из которых выполнено основание. Выпускают более совершенные пожаро- и взрывобезопасные элегазовые короткозамыкатели КЗ-110 на напряжение 110 кВ, но в системах электроснабжения сельских районов их не применяют. Ручной привод 10 служит для отключения короткозамыкателя. Он включается автоматически от импульса на электромагнит включения привода, освобождающего защелку. Последняя удерживает пружину, заведенную для отключения короткозамыкателя. Для предотвращения растекания тока по крепежным конструкциям предусмотрены изоляторы 2.

9.9. ПРИВОДЫ К КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЕ

Приводы служат для включения и отключения коммутационной аппаратуры: разъединителей, выключателей нагрузки, масляных выключателей, отделителей и короткозамыкателей. Автоматически отключаемые и включаемые аппараты удерживаются приводом соответственно в отключенном и включенном состоянии.

По роду используемой энергии приводы делят на ручные, электрические (электромагнитные, электродвигательные), пружинные и пневматические. Различают также неавтоматические (включают и выключают аппарат только вручную), автоматические и полуавтоматические приводы. Посредством автоматических приводов от соответствующих устройств релейной защиты и автоматики коммутационные аппараты могут автоматически или дистанционно включаться и отключаться. Полуавтоматические приводы обеспечивают автоматическое или дистанционное отключение, а в некоторых случаях включение аппарата.

Однополюсными разъединителями управляют посредством оперативной штанги, представляющей собой стержень, изготовленный из изолирующего материала и оканчивающийся металлическим пальцем. Последний заводят в специальную петлю разъединителя, который включают или отключают. Иногда штанга служит для отключения трехполюсного разъединителя. Для этого на вал разъединителя насаживают рычаг с петлей.

Наиболее часто для управления трехполюсным разъединителем применяют специальные приводы: ручной рычажный и электропривод.

В системе сельского электроснабжения часто разъединителями управляют ручным рычажным приводом. Он состоит из чугунной литой рамы, на которой укреплена рукоятка привода 1 (рис. 9.33), соединенная с валом разъединителя с помощью системы рычагов и тяг. Разъединитель включают поворотом рукоятки привода снизу вверх, и наоборот. Рукоятка привода перемещается в вертикальной плоскости на угол $120...150^\circ$. Привод снабжают замком (фиксатором), защелкивающимся при окончании операции включения или отключения. Ручной привод может быть установлен как в открытых, так и в закрытых распределительных устройствах.

При наличии привода можно установить механическую или электрическую блокировку для предотвращения неправильных операций с разъединителем при включенном выключателе.

Для разъединителей на токи свыше 200 А и при меньших токах для его дистанционного включения и отключения вместо привода с рукояткой применяют электропривод. В нем двигатель постоянного или переменного тока мощностью до 1 кВт соединяется с валом разъединителя с помощью червячной передачи.

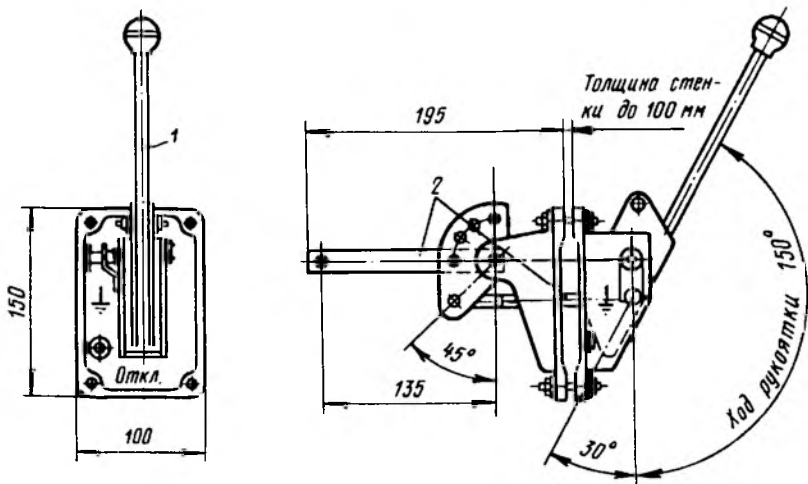


Рис. 9.33. Схема ручного рычажного привода ПР-10 для управления разъединителями:

1 — рукоятка; 2 — система тяги и рычагов

Короткозамыкателями и отделителями управляют посредством приводов ПГ-10К и ПГ-10-0 или типа ШПК и ШПО. Их размещают в шкафах для наружной установки. Приводы имеют одинаковую кинематическую схему и представляют собой переделанный грузовой привод ПГШ-10. Вал соединен с короткозамыкателем и отделителем соответствующими рычагами и тягами.

В приводе короткозамыкателя установлены два реле максимального тока прямого действия и один электромагнит отключения. При к. з. в трансформаторе подстанции срабатывает реле, освобождается защелка привода и короткозамыкатель включается за счет энергии заведенной при его отключении пружины. Короткозамыкатель можно также включить электромагнитом, а отключить — вручную с помощью рукоятки управления приводом.

В приводе отделителя установлен электромагнит отключения, который при срабатывании также освобождает защелку, и отделитель автоматически отключается под действием заведенной при его включении пружины. Для предотвращения отключения отделителя при включенном короткозамыкателе предусмотрена токовая блокировка в схеме автоматического управления.

Выключатели нагрузки могут быть оснащены различными приводами: с ручным включением и отключением (ПР-17); с ручным включением и ручным или дистанционным отключением

(ПРА-17); с дистанционным или автоматическим включением и отключением (ПЭ-11).

Выключателями нагрузки с заземляющими ножами управляют с помощью отдельного ручного привода с механической блокировкой, предотвращающей включение заземляющих ножей при включенном выключателе.

Основное требование к приводу выключателя — обеспечение надежного и быстрого включения. Привод должен преодолеть инерцию и силу тяжести подвижных частей, трение в механизмах выключателя и привода, деформацию отключающих пружин и сообщить движущимся частям определенную скорость.

Усилие, необходимое для отключения, невелико, так как требуется только освобождение защелки запорного механизма, после чего выключатель отключается под действием его пружины и собственной массы подвижных деталей.

Все приводы снабжены механизмом свободного расцепления, обеспечивающим отключение выключателя независимо от положения подвижных элементов. Этот механизм необходим для быстрого отключения выключателя при включении его на короткое замыкание.

Каждый привод состоит из трех основных узлов: механизм, обеспечивающий включение выключателя; запирающий механизм (защелка), который удерживает выключатель во включенном состоянии; механизм свободного расцепления, освобождающий защелку, после чего выключатель отключается под действием пружин, заведенных при включении. Наибольшее усилие требуется при включении, так как при этом преодолеваются сопротивление отключающих пружин, трение и силы инерции в подвижных частях. При включении на к. з. требуется преодолеть электродинамические усилия, отталкивающие контакты один относительно другого.

Автоматические приводы применяют для управления выключателями. В сельских электрических сетях наибольшее распространение получили пружинные приводы. В отличие от электромагнитных в пружинных приводах не требуется наличие аккумуляторных батарей и соответствующих зарядных агрегатов. Выключатель автоматически включается под действием заранее заведенных пружин. В этих приводах после каждой операции включения пружину необходимо заводить вручную или с помощью автоматического моторного редуктора (АМР). Если привод снабжен устройством АМР, то он может выполнять операции автоматического повторного включения выключателей и обеспечить дистанционное управление ими. На заводку пружины требуется 6...15 с.

После автоматического отключения выключатель повторно включается с помощью специальной релейной схемы и встроенного электромагнита включения.

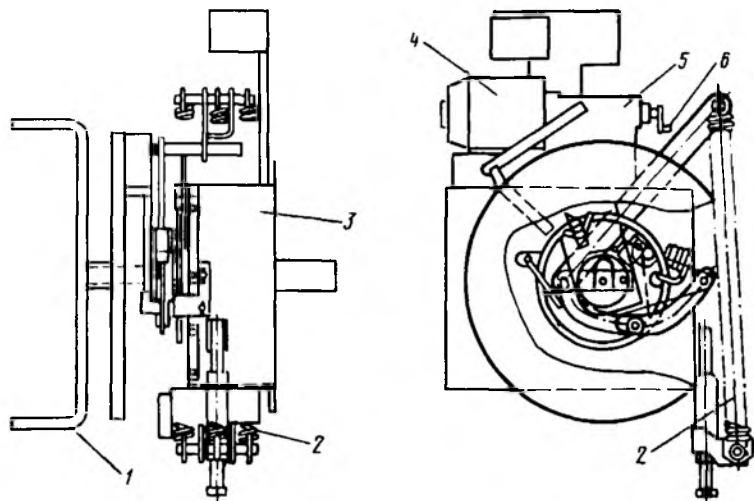


Рис. 9.34. Схема пружинного привода ПП-67К для управления выключателями:

1 — рукоятка; 2 — пружина; 3 — корпус; 4 и 5 — двигатель и редуктор для автоматического натяжения пружин; 6 — рукоятка для ручного натяжения пружин (через редуктор)

К пружинным относят приводы ППМ-10, ПП-67, ПП-84 и др. В сельских электрических сетях наиболее часто применяют привод ПП-67К (рис. 9.34). Однако из-за сложной механической части они часто выходят из строя и менее надежны в электроустановках. Поэтому для сельских электроустановок разрабатывают электромагнитные приводы с использованием мощных выпрямителей и другие конструкции.

Электромагнитные приводы, получающие питание от аккумуляторных батарей, редко используют в сельских электрических сетях. Эти приводы представляют собой устройства прямого действия: необходимая для включения энергия подается электромагниту от источника большой мощности непосредственно в процессе включения. Отключение происходит под действием электромагнита отключения небольшой мощности. Основной недостаток электромагнитных приводов — большой ток, потребляемый электромагнитом включения, а достоинства — простота конструкции и надежность действия.

Промышленность выпускает несколько типов электромагнитных приводов. Для выключателей на напряжение 10 кВ часто используют приводы ПЭ-11.

Воздушными выключателями, работающими от компрессора, управляют с помощью пневмопривода за счет энергии сжатого воздуха от той же компрессорной установки.

9.10. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

В установках высокого напряжения проводить измерения практически невозможно из-за трудности выполнения приборов на высокие напряжения и опасности, которой подвергается обслуживающий персонал.

Последовательные обмотки измерительных приборов, включенных непосредственно в контролируемую сеть высокого напряжения, испытывают не только нормальные, но и аварийные режимы работы. Поэтому приборы следовало бы рассчитывать с учетом термических и динамических воздействий токов. Кроме того, вряд ли удалось бы их разместить в одном месте на щите управления. При ревизии или ремонте приборов снижается надежность электроснабжения. Эти трудности устраняют применением измерительных трансформаторов тока и напряжения, у которых для обеспечения безопасности вторичную обмотку всегда заземляют.

На станциях и подстанциях измерительные аппараты, аппараты релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации включают через измерительные трансформаторы тока и напряжения. При использовании трансформаторов можно разделить первичные и вторичные цепи измерения и защиты, обеспечить безопасность измерений, удобство обслуживания и регулировки приборов, реле, стандартизировать их по току и напряжению, исключить протекание токов к. з. через последовательно включаемые обмотки приборов и реле, снизить стоимость контрольной проводки за счет уменьшения ее сечения. Номинальный вторичный ток трансформатора тока 5 А, вторичное напряжение трансформаторов напряжения 100 В.

Трансформаторы тока и напряжения вносят в измерения определенную погрешность. Первичные обмотки трансформаторов тока и напряжения включаются соответственно в контролируемую цепь последовательно и параллельно.

Трансформатор тока работает при постоянной нагрузке во вторичной цепи и переменной величине тока в первичной обмотке, т. е. при переменном магнитном потоке. Нормальный режим его работы близок к условиям короткого замыкания, так как его вторичная обмотка замкнута на последовательно соединенные обмотки приборов, реле и других аппаратов с незначительными сопротивлениями. Трансформатор же напряжения, вторичная обмотка которого замкнута на значительные сопротивления параллельно подключенных обмоток измерительных приборов и реле, работает в условиях, близких к режиму холостого хода.

Трансформаторы тока предназначены для преобразования первичного тока до наиболее удобных для измерительных приборов и реле значений и отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Эти трансформаторы изготавливают для внутренней и наружной установки и на всю шкалу токов и напряжений.

Трансформатор тока представляет собой замкнутый магнитопровод 2 (рис. 9.35, а) и две обмотки. Первичную обмотку 1 включают последовательно в контролируемую цепь (цепь измеряемого тока) I_1 . Ко вторичной обмотке 3 присоединяют последовательно токовые обмотки приборов и реле, обтекаемые током I_2 . Тогда коэффициент трансформации

$$k_T = I_1/I_2 \approx w_2/w_1. \quad (9.3)$$

Номинальные вторичные токи равны 5 А. Однако встречаются трансформаторы тока, предназначенные для специальных реле, со вторичным номинальным током 1 А.

В отличие от силовых понизительных и измерительных трансформаторов напряжения у трансформатора тока число витков вторичной обмотки w_2 больше числа витков первичной обмотки w_1 , а также значение первичного тока I_1 не зависит от нагрузки во вторичной цепи (от значения вторичного тока I_2). Ток первичной цепи I_1 определяют только параметрами и нагрузкой первичной цепи, в то время как у трансформатора напряжения первичный ток зависит от вторичного. Соответственно и магнитный поток первичной цепи, создаваемый током I_1 , остается постоянным при изменениях во вторичной цепи.

На векторной диаграмме (рис. 9.35, б) показана результирующая магнитодвижущая сила (МДС) F_0 . В нормальном режиме работы она сравнительно невелика, что обуславливает малые значения потока Φ (магнитный поток) и E_2 (ЭДС), наводимой во вторичной обмотке. При конструировании и расчете габаритных размеров и массы трансформаторов тока сечение их сердечников определяют, исходя из нормального режима, т. е. из малого значения потока Φ . При разомкнутой вторичной обмотке ток в ней равен нулю, т. е. $I_2 = 0$, и МДС вторичной обмотки также равна нулю, т. е. $F_2 = I_2 w_2 = 0$. Так как ток в первичной обмотке I_1 и ее МДС F_1 практически не изменяются, то результирующая МДС F_0 увеличи-

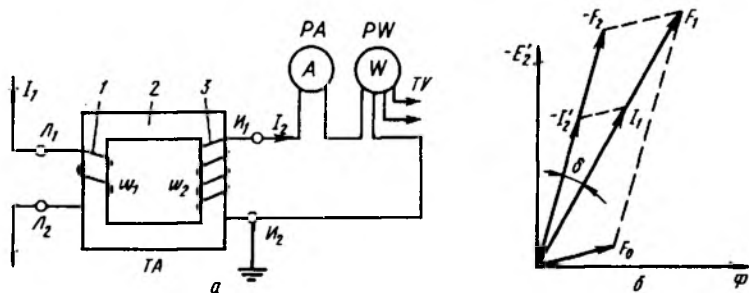


Рис. 9.35. Трансформатор тока:

а — схема включения; б — векторная диаграмма токов; 1 и 3 — первичная и вторичная обмотки; 2 — магнитопровод

вается во много раз и становится равной F_1 . Соответственно увеличивается поток Φ , величина которого ограничивается лишь насыщением сердечника и индукцией в стали сердечника.

Возросший поток Φ наведет во вторичной обмотке значительную ЭДС, а напряжение на разомкнутых концах этой обмотки может возрасти с нескольких десятков до тысяч вольт, что опасно для обслуживающего персонала, изоляции вторичной обмотки, а также для приборов и реле, присоединенных к ней. Кроме того, при сильном увеличении индукции значительно возрастают потери в стали, что может вызвать нежелательный перегрев сердечника и изоляции обмоток, а в результате пробой трансформатора. Поэтому при эксплуатации запрещается разрывать вторичную цепь работающего трансформатора тока, тем более что это может совпасть с режимом к. з. в первичной цепи. Перед отключением прибора от трансформатора тока необходимо предварительно замкнуть накоротко его вторичную обмотку или зашунтировать обмотку реле, прибора и только после этого отъединить прибор.

Из-за наличия магнитной системы в трансформаторах тока наблюдаются погрешности измерений. Погрешность трансформатора тока зависит от его конструктивных особенностей, а именно от сечения магнитопровода, магнитной проницаемости материала магнитопровода, средней длины магнитного пути, значения $I_1 w_1$.

Трансформатор тока характеризуется погрешностями по току и углу.

По разнице между умноженным на номинальный коэффициент трансформации током, измеренным прибором, и действительным током, протекающим в первичной цепи, определяют погрешность по току, %, т. е.

$$\Delta I \% = \frac{k_T I_2 - I_1}{I_1} \cdot 100. \quad (9.4)$$

Полную погрешность по току за период времени T определяют как

$$\epsilon = \frac{100}{I_1} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (i_2 k_T - i_1)^2 dt}, \quad (9.5)$$

где I_1 , I_2 и i_1 , i_2 — соответственно действующие и мгновенные значения первичного и вторичного токов, А; T — длительность периода измерений, с; k_T — номинальный коэффициент трансформации.

Угловая погрешность δ представляет собой угол сдвига между вектором первичного тока и повернутым на 180° вектором вторичного тока (см. рис. 9.35, б). Из-за нее могут наблюдаться значительные искажения при измерениях приборами с двумя обмотками, одна из которых включается последовательно, а вторая — параллельно.

Под нагрузкой трансформатора тока понимают либо полное сопротивление Z_2 его внешней вторичной цепи, равное сумме сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов, соединительных проводов и контактов, либо мощность S_2 , потребляемую нагрузкой, т. е.

$$S_2 = I_2^2 Z_2. \quad (9.6)$$

Измерительные трансформаторы тока подразделяют на пять классов точности: 0,2; 0,5; 1; 3; 10. Указанные цифры представляют собой токовую погрешность в процентах от номинального тока при нагрузке первичной обмотки током 100...120 % для первых трех классов и 50...120 % для двух последних. Для трансформаторов тока классов точности 0,2; 0,5 и 1 нормируют также угловую погрешность.

Трансформаторы тока класса 0,2 используют для точных лабораторных измерений на станциях и подстанциях; класса 0,5 — для включения счетчиков электроэнергии и проведения коммерческих расчетов; класса 1 — для включения контрольных счетчиков, ваттметров, фазометров, реле сопротивлений и мощности; класса 3 — для питания амперметров и реле тока; класса 10 — для включения обмоток токовых реле и питания оперативных цепей релейных защит.

Кроме указанных классов выпускают трансформаторы тока со вторичными обмотками типов Д (для дифференциальной защиты), З (земляной защиты), Р (релейной защиты).

Погрешность трансформатора тока зависит от вторичной нагрузки и кратности первичного тока к номинальному. С увеличением нагрузки и кратности тока растет погрешность. Один и тот же трансформатор тока может работать в различных классах точности. Для каждого класса существует своя вторичная нагрузка. В паспорте указывают наивысший класс точности.

Трансформатор тока состоит из замкнутого магнитопровода различной формы с обмотками и корпуса. Магнитопроводы могут быть прямоугольные шихтованные или навитые из ленты тороидальные. Большинство трансформаторов выполняют с двумя сердечниками, на каждом из которых размещают свою вторичную обмотку. Первичная обмотка у них общая. Сердечники со вторичными обмотками могут быть как одинаковых, так и разных классов точности. При разных классах точности к одной из обмоток с более высоким классом точности присоединяют измерительные приборы, а к другой — реле защиты. Иногда обе обмотки используют для присоединения реле. У некоторых трансформаторов на напряжение 110 кВ и выше имеются три и более сердечников и вторичных обмоток.

Вторичные обмотки всегда многовитковые, а первичные могут быть как многовитковыми на токи до 400 А (рис. 9.36, а), так и од-

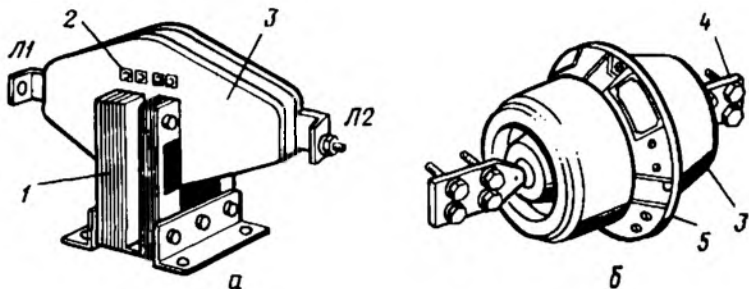


Рис. 9.36. Трансформаторы тока для внутренней установки:

а — опорный многовитковый с литой изоляцией ТПЛ-10; *б* — проходной одновитковый с литой изоляцией ТПОЛМ-10 напряжением 10 кВ; 1 — сердечник; 2 — вывод вторичных обмоток; 3 — литой корпус; 4 — токоведущий стержень; 5 — фланец для крепления; Л1 и Л2 — выводы первичной обмотки

новитковыми на большие первичные номинальные токи 600 А и выше (рис. 9.36, б). Первичным витком могут служить шина или стержень, проходящие через проходные изоляторы (окна магнитопроводов).

Трансформаторы тока для внутренней установки напряжением до 35 кВ имеют литую эпоксидную изоляцию. Изоляционный корпус защищает обе обмотки от влаги и механических повреждений.

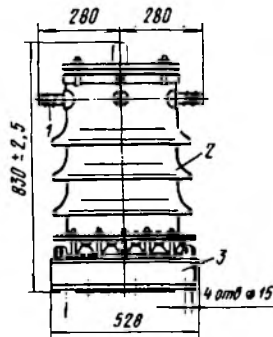
Выключатели и силовые трансформаторы на напряжение 35 кВ и выше выпускают со встроенными в проходные изоляторы трансформаторами тока ТВТ-35 и ТВТ-110. Они характеризуются простотой устройства и невысокой стоимостью, но имеют относительно малую мощность.

Трансформаторы тока в фарфоровых корпусах с залитым в них трансформаторным маслом типа ТФН (рис. 9.37) применяют для внутренней и наружной установки.

Трансформаторы напряжения. Эти устройства предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В, отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения, а также для контроля режима замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью.

Рис. 9.37. Схема трансформатора тока наружной установки опорного типа с фарфоровой и масляной изоляцией ТФН-35М на напряжение 35 кВ:

1 — выводы первичной обмотки; 2 — фарфоровая изоляция; 3 — цоколь



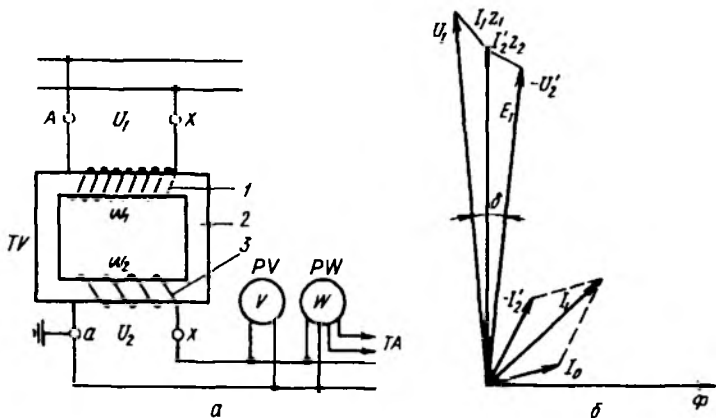


Рис. 9.38. Однофазный трансформатор напряжения:

a — схема включения; *б* — векторная диаграмма напряжений; 1 и 2 — первичная и вторичная обмотки; 3 — магнитопровод

Первичная обмотка 1 (рис. 9.38) включена на напряжение сети U_1 , а ко вторичной обмотке (напряжение U_2) присоединены параллельно катушки измерительных приборов и реле. Обе обмотки размещены на замкнутом магнитопроводе (сердечнике).

Номинальный коэффициент трансформации определяют соотношением номинальных напряжений первичной и вторичной обмоток, он приблизительно равен отношению чисел витков первичной и вторичной обмоток, т. е.

$$k_U = U_{1\text{ном}}/U_{2\text{ном}} \approx w_1/w_2. \quad (9.7)$$

По устройству, принципу действия и схемам включения трансформаторы напряжения аналогичны силовым трансформаторам малой мощности (не более 1000...1200 В · А).

Приведенное вторичное напряжение $U_2' = U_2 k_U$ (см. векторную диаграмму на рис. 9.38, б, где $I_2' = I_2/k_U$; Φ — магнитный поток; I_0 — ток намагничивания) несколько отличается от первичного напряжения U_1 из-за потерь мощности в сердечнике и рассеяния магнитного потока. Погрешность измерения по напряжению, %,

$$\Delta U = \frac{k_U U_2 - U_1}{U_1} \cdot 100. \quad (9.8)$$

Так же как и в трансформаторах тока, вектор вторичного напряжения сдвинут относительно вектора первичного напряжения не-

точно на угол 180° . Это определяет угловую погрешность δ . Ее величина зависит от конструкции магнитопровода, магнитной проницаемости стали и от $\cos \varphi$ вторичной нагрузки. В конструкции трансформаторов напряжения предусмотрена компенсация погрешности по напряжению и углу соответственно за счет уменьшения числа витков первичной обмотки и специальных компенсирующих обмоток.

Суммарное потребление обмоток измерительных приборов и реле, подключенных ко вторичной обмотке, во избежание увеличения погрешностей не должно превышать номинальную мощность трансформатора.

Погрешность по напряжению вносит ошибку в показания всех приборов. Ее следует учитывать при анализе показаний и работы реле напряжения, мощности и других, питающихся от трансформатора напряжения. Угловая погрешность имеет значение для показаний приборов и реле ваттметрового типа, у которых изменение угла δ вызывает дополнительную ошибку.

Вторичную нагрузку трансформатора напряжения определяют мощностью, $B \cdot A$, потребляемой приборами, реле и контрольной проводкой, присоединенными ко вторичной обмотке трансформатора:

$$S_2 = \sqrt{(\Sigma P_2)^2 + (\Sigma Q_2)^2} = U_{2н}^2 / Z_2, \quad (9.9)$$

где ΣP_2 — сумма активных мощностей нагрузки, Вт; ΣQ_2 — сумма реактивных мощностей, вар; $Z_2 = \sqrt{r_2^2 + x_2^2}$ — полное сопротивление внешней цепи, Ом.

В зависимости от номинальной погрешности различают классы точности: 0,2; 0,5; 1; 3. Так же как и трансформаторы тока, трансформаторы напряжения класса точности 0,2 предназначены для лабораторных измерений высокой точности или для работы 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. Номинальная нагрузка трансформатора напряжения — это наибольшая нагрузка, при которой погрешности не выходят за допустимые пределы, установленные для трансформаторов данного класса.

Промышленность выпускает трансформаторы напряжения различных типов: однофазные и трехфазные для внутренней и наружной установки, сухие, масляные, с литой изоляцией.

Для измерения трех междуфазных напряжений используют два однофазных двухобмоточных трансформатора типа НОМ (напряжения, однофазный масляный), НОС (напряжения, однофазный сухой) или НОЛ (напряжения, однофазный с литой изоляцией), соединенных по схеме открытого треугольника (рис. 9.39, а). Для измерения напряжения относительно земли применяют три одно-

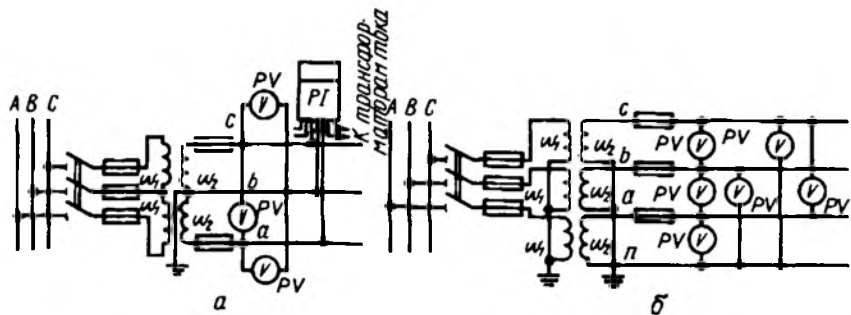


Рис. 9.39. Схемы включения однофазных трансформаторов напряжения для измерения напряжений:

a — линейных; *б* — фазных и линейных

фазных трансформатора, соединенных по схеме, показанной на рисунке 9.39, *б*. На рисунке 9.40, *а* показан трехстержневой двухобмоточный трансформатор типа НТМК, обмотки которого соединены в звезду.

Однофазные трансформаторы напряжения выпускают на всю шкалу напряжений, а трехфазные — только до напряжения 18 кВ включительно, так как на большие напряжения трехфазные трансформаторы напряжения громоздки, дороги и недостаточно надежны.

В сельских электрических сетях широко применяют пятистержневой трехобмоточный трансформатор типа НТМИ (напряжения, трехфазный, масляный, для контроля изоляции) с двумя вторичными обмотками (рис. 9.40, *б*). Посредством такого трансформатора напряжения возможно осуществлять питание как измерительных приборов, так и приборов для контроля изоляции сети. Он отличается от трехстержневого числом стержней и наличием дополнительной вторичной обмотки, располагаемой на трех основных стержнях и соединенной в открытый треугольник.

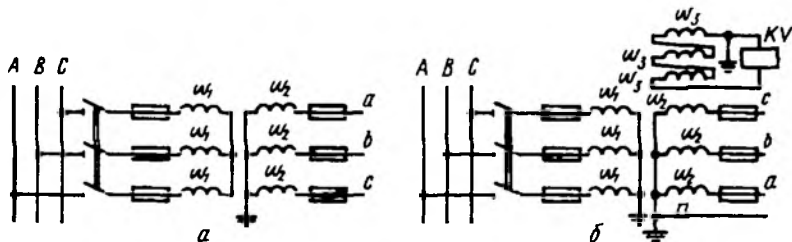


Рис. 9.40. Схемы включения трехфазных трансформаторов напряжения:

a — трехстержневого двухобмоточного; *б* — пятистержневого трехобмоточного

В основную вторичную обмотку включают все измерительные приборы, работающие на фазном или линейном напряжении, а в дополнительную вторичную обмотку разомкнутого треугольника, в которой суммируются напряжения нулевой последовательности, — реле напряжения и сигнализации режима замыкания на землю в сети с изолированной или компенсированной нейтралью.

На выводах обмотки w_3 в нормальном рабочем режиме и при междофазных к. з. напряжение близко к нулю, а при однофазном замыкании на землю появляется утроенное значение напряжения нулевой последовательности. В результате, хотя замыкание на землю одной фазы в сетях с изолированной 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 $\sqrt{3}$ раз, по показаниям вольтметров, включенных на фазные напряжения вторичной обмотки w_2 , легко установить поврежденную фазу.

В трансформаторе НТМИ-10 все три обмотки заземлены. При заземлении нейтрали первичной обмотки создается контур для протекания токов нулевой последовательности. Заземление вторичной обмотки необходимо для безопасности обслуживания. Дополнительные два стержня пятистержневого магнитопровода служат для замыкания магнитных потоков нулевой последовательности.

Схему, аналогичную схеме трансформатора типа НТМИ, можно также собрать из однофазных трансформаторов типа ЗНОМ (однофазных, трехобмоточных с двумя вторичными обмотками с заземленным выводом первичной обмотки).

Трансформаторами типа НТМИ на напряжение 10 кВ комплектуют распределительные устройства напряжением 10 кВ. Он предназначен для контроля и измерения напряжений, питания цепей релейной защиты и проверки изоляции при замыканиях на землю в сетях напряжением 10 кВ.

Промышленность выпускает трехфазные трансформаторы НТМИ напряжением до 18 кВ и однофазные НОМ-10, НОМ-35, ЗНОМ-35 на все стандартные напряжения.

В трансформаторах напряжения на напряжение 6 кВ и выше в качестве изоляции используют масло. Обмотки и магнитопровод помещены в металлические баки на напряжение 6...35 кВ и в фарфоровые — 110 кВ и выше и залиты маслом.

На напряжение 110 кВ и выше применяют трансформаторы напряжения каскадного типа. В них обмотка высшего напряжения равномерно распределена по нескольким магнитопроводам, благодаря чему облегчается ее изоляция. Трансформатор НКФ-110

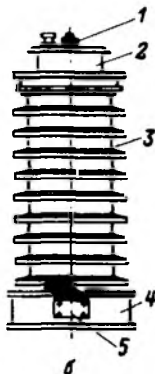
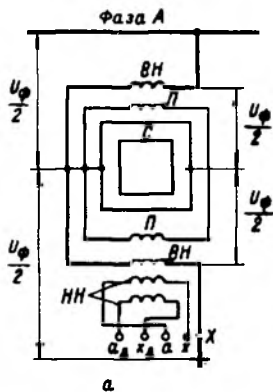


Рис. 9.41. Трансформатор напряжения НКФ-110:

а — схема; *б* — конструкция; 1 — ввод высокого напряжения; 2 — маслорасширитель; 3 — фарфоровый корпус; 4 — основание; 5 — коробка ввода низшего напряжения; *ВН* и *НН* — обмотки высшего и низшего напряжения; *П* — обмотка связи; *С* — стержень магнитопровода

(рис. 9.41) представляет собой двухстержневой магнитопровод, на каждом стержне которого расположена обмотка высшего напряжения, рассчитанная на $U_{\phi}/2$. Общая точка обмотки высшего напряжения *ВН* соединена с магнитопроводом, который по отношению к земле находится под потенциалом $U_{\phi}/2$. Изоляция обмотки от магнитопровода также рассчитана на $U_{\phi}/2$. Обмотки низшего напряжения (основная и дополнительная) намотаны на нижнем стержне магнитопровода. Для равномерного распределения нагрузки по обмоткам *ВН* служит обмотка связи *П*. Такой блок, состоящий из магнитопровода и обмоток, помещают в фарфоровый корпус и заливают маслом.

9.11. КОНДЕНСАТОРЫ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА МОЩНОСТИ

Для компенсации реактивной мощности, т. е. для повышения коэффициента мощности, используют продольное и поперечное включение конденсаторов.

Потери активной и реактивной мощности в электрических сетях пропорциональны квадрату полного тока, имеющего активную и реактивную составляющие. Для уменьшения потерь целесообразно, чтобы реактивная часть тока не транспортировалась по сети от источника до потребителя, а вырабатывалась на месте.

Генераторами реактивного тока служат конденсаторы. Если их установить вблизи приемников, потребляющих реактивную мощность (например, асинхронных двигателей), то сеть разгрузится от реактивных токов. Такое включение конденсаторов называют поперечным. Конденсаторы размещают в различных местах: у потребителей в линиях, на подстанциях.

На векторной диаграмме (рис. 9.42) показан эффект компенсации реактивной мощности при поперечном включении конденсаторов. До установки конденсаторных батарей в линии электропередачи протекал ток I при напряжении U с углом ϕ между ними.

Характер реактивной нагрузки потребителей индуктивный. Реактивная составляющая тока в линии до компенсации — I_p . В конце линии вблизи электроприемников установлена конденсаторная батарея с током I_k , который сдвинут на 180° относительно реактивного тока линии I_p и компенсирует его ток до величины I'_p . При этом полный ток снижается до I . Угол между током линии и напряжением уменьшается до величины φ' . Таким образом, конденсаторная установка, включенная параллельно с электроприемником, снижает реактивную мощность в сети и уменьшает потери электроэнергии и напряжения в сети.

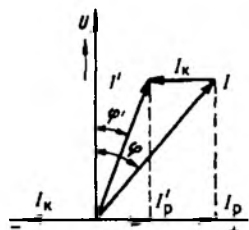


Рис. 9.42. Векторная диаграмма компенсации реактивной мощности

Статические конденсаторы не имеют вращающихся частей в отличие от синхронных компенсаторов, применяемых при больших мощностях для компенсации реактивной мощности в сетях напряжением 110 кВ и выше. В системах электроснабжения сельских районов для компенсации реактивной мощности применяют в основном статические конденсаторные батареи. Они мало подвержены износу, имеют незначительные потери (0,3...1 % реактивной мощности). Конденсаторы на напряжение до 1 кВ изготавливают однофазными и трехфазными (на напряжение 0,22; 0,38 и 0,5 кВ) и выше 1 кВ — трехфазными (на напряжение 3,15; 6,3 и 10,5 кВ). В качестве изоляции используют конденсаторную бумагу, пропитанную жидким диэлектриком. Обкладки конденсатора выполняют из алюминиевой фольги толщиной 0,01 мм. Фольгу с бумагой наматывают на цилиндрическую оправу, а затем прессуют в виде овальных секций. Последние помещают в стальной, герметически закрытый бак, заполненный жидким диэлектриком (совол, минеральное масло).

Конденсаторы для внутренней и наружной установки различают по форме и размерам изоляторов. Маркируют конденсаторы не по току, а по мощности при определенном напряжении. Мощности отдельных конденсаторных банок типа КМ — 4,5...26 квар, типа КС — 12...75 квар. Отдельные конденсаторные батареи соединяют в группы необходимой мощности. Расчетная мощность конденсатора Q_C зависит от разности существующего в сети угла φ_1 и желаемого угла φ_2 :

$$Q_C = P(\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2), \quad (9.10)$$

где P — активная мощность потребителя.

Емкость трехфазной батареи конденсаторов, мФ,

$$C = Q_C \cdot 10^3 / (\omega U^2), \quad (9.11)$$

где $\omega = 2\pi f$ — угловая частота ($\omega = 314$ рад/с при $f = 50$ Гц); U — напряжение на фазе конденсатора, кВ.

Из выражения для емкости конденсатора можно сделать вывод о целесообразности соединения конденсаторных батарей в треугольник, а не в звезду, так как мощность Q_c при той же номинальной мощности будет в 3 раза больше за счет увеличения напряжения фазы в $\sqrt{3}$ раза по сравнению с соединением в звезду. Конденсаторы предпочтительнее размещать со стороны более высокого напряжения трансформаторных подстанций.

В сетях высоких напряжений конденсаторы подключают с помощью коммутационных аппаратов. На рисунке 9.43 показана схема присоединения батареи конденсаторов, соединенных треугольником, к сети с помощью выключателя Q и разъединителя QS . Каждая батарея защищена предохранителями FU . Для безопасной работы с отключенными конденсаторами схема должна обеспечить их разряд сразу же после отключения. Продолжительность разряда не более 1 мин. В приведенной схеме разряд осуществляется через обмотки трансформатора напряжения TN , который также соединен треугольником.

В установках на напряжение до 1 кВ конденсаторы обычно разряжаются на активное сопротивление (например, электрические лампы), подключенное параллельно.

Реактивную мощность можно компенсировать как для отдельных потребителей, так и для целой группы электроприемников. В первом случае компенсацию называют индивидуальной, а во втором — групповой. Для разгрузки сети от реактивных токов желательно располагать конденсаторы непосредственно у потребителей. Однако в этом случае использование установленной конденсаторной мощности ограничивается режимом включения этого потребителя, например продолжительностью работы двигателя.

При индивидуальной компенсации возрастают удельные затраты на установку, так как трудно точно подобрать стандартную мощность конденсаторов, соответствующую потребляемой реактивной мощности, особенно для электродвигателей малой мощности, распространенных в сельском хозяйстве. Вот почему более экономична групповая компенсация, посредством которой полнее используется мощность конденсаторных батарей. Время работы конденсаторов увеличивается, так как работает целая группа потребителей. В сельскохозяйственных электроустановках чаще используют групповую компенсацию. Однако для мощных потребителей электроэнергии с достаточно продолжительным или

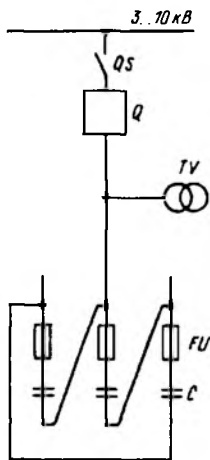


Рис. 9.43. Схема присоединения батарей конденсаторов к сети высокого напряжения

непрерывным режимом работы целесообразна индивидуальная компенсация.

Для совершенствования управления конденсаторной батареей ее разбивают на отдельные независимые группы, подключаемые к сети. Мощность батарей изменяется ступенями. Подключение батарей статических конденсаторов и управление ею могут осуществляться автоматически в зависимости от тока нагрузки, напряжения в контролируемой точке, а также в определенные часы суток по заранее разработанной технологической карте.

9.12. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ АППАРАТУРЫ

В соответствии с Правилами устройства электроустановок электрические аппараты выбирают по условиям нормального режима работы, а затем проверяют по параметрам режима к. з. Расчет начинают с определения рабочих токов, токов к. з. и других расчетных условий. Затем по каталогам или справочникам подбирают тип аппарата с учетом его назначения, особенностей условий работы и др. Расчетные значения сопоставляют с соответствующими номинальными и другими параметрами выбираемых аппаратов.

При расчете рабочих токов обычно рассматривают наиболее тяжелые условия работы оборудования и определяют максимальные рабочие токи, соответствующие этим условиям (например, при отключении одной из параллельных линий или одного из двух трансформаторов подстанции).

Перед расчетом токов к. з. необходимо определить точки, в которых при коротких замыканиях аппараты находятся в наиболее тяжелых режимах. Для проверки аппаратов на термическую стойкость рассчитывают токи установившихся трехфазных к. з. в зависимости от того, какое из них приводит к большему нагреву с учетом продолжительности протекания тока.

На динамическую стойкость аппараты проверяют по значению ударных токов к. з.

Для проверки выключателей на отключающую (коммутационную) способность в качестве расчетного следует принимать ток трехфазного к. з. установившегося режима, а в сетях с большими токами замыкания на землю (с заземленной нейтралью) — большее из значений тока трехфазного или однофазного к. з. на землю.

Аппараты, защищенные плавкими предохранителями, не проверяют на термическую стойкость, а со вставками на номинальный ток до 60 А не контролируют и на электродинамическую стойкость.

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 $U_{н.а}$ и номинальный

ток $I_{н.а}$ аппарата с параметрами сети в месте установки аппарата:

$$U_{н.а} \geq U_{н.сети}; I_{н.а} \geq I_{раб\max}, \quad (9.12)$$

где $U_{н.сети}$ — напряжение сети в месте установки выбираемого аппарата; $I_{раб\max}$ — максимальный рабочий ток в месте установки аппарата.

Для разрядников, трансформаторов напряжения и предохранителей номинальное напряжение аппарата должно быть равно номинальному напряжению установки $U_{н.а} = U_{н.сети}$.

Электродинамическая стойкость характеризуется максимально допустимым (предельным сквозным) током данного аппарата $i_{\max}(I_{\max})$, указанным в каталоге или паспорте. Этот ток должен быть больше ударного тока при трехфазном к. з. $i_y^{(3)}(I_y)$ в месте установки аппарата, т. е.

$$i_{\max} \geq i_y^{(3)}; I_{\max} \geq I_y, \quad (9.13)$$

где i_{\max} , i_y или I_{\max} , I_y — соответственно амплитудные или действующие значения токов.

Термическая стойкость обеспечивается, если температура частей аппарата при к. з. не превышает предельно допустимого значения для кратковременного режима. На практике сравнивают значения, пропорциональные количеству выделяемой теплоты, используя следующее неравенство:

$$I_{т}^2 t_{т} \geq I_{п}^2 t_{пр}, \quad (9.14)$$

где $I_{т}$ — ток термической стойкости аппарата в течение допустимого времени к. з.; $t_{т}$ — время протекания тока к. з. (принимают 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 его фактического прохождения.

Тепловое действие аperiodической составляющей тока к. з. незначительно в связи с быстротой ее затухания.

Сельские сети удалены от источника питания, и периодическая слагающая тока к. з. практически неизменна. Поэтому для сельских сетей $t_{пр}$ равно времени фактического отключения аварии $t_{ф} = t_{т}$ и его можно принимать равным $t_{пр} = t_{р.з} + t_{в}$, где $t_{р.з}$ — время срабатывания релейной защиты; $t_{в}$ — собственное время отключения выключателя.

В неравенстве (9.14) правая часть может быть большей как при трехфазном, так и при двухфазном коротком замыкании. Поэтому сначала определяют значения $[I_{п}^{(2)}]t_{пр}^{(2)}$ и $[I_{п}^{(3)}]t_{пр}^{(3)}$ и большее из этих произведений подставляют в неравенство (9.14).

Электродинамическая и термическая стойкость трансформато-

ров тока во многих случаях задается в каталогах кратностью электродинамической k_d и термической k_T стойкости. При этом

$$i_{\max} = k_d \sqrt{2} I_{1н} \geq i_y^{(3)}; \quad I_T^2 t_T = (k_T I_{1н})^2 t_T \geq I_{п}^2 t_{пр}. \quad (9.15)$$

Для выключателей и разъединителей в каталогах обычно приводится десяти- (I_{10}) или пятисекундный (I_5) ток термической стойкости, а для трансформаторов тока — односекундный (I_1). Формулу (9.14) для выключателей и разъединителей с учетом каталожных данных преобразуют так

$$\left. \begin{aligned} I_{10} &\geq I_{уст} \sqrt{\frac{t_{пр}}{10}} \\ I_5 &\geq I_{уст} \sqrt{\frac{t_{пр}}{5}} \end{aligned} \right\}, \quad (9.16)$$

где $I_{уст}$ — установившийся ток к. з.

Для трансформаторов тока формула (9.14) имеет вид

$$I_1 = k_1 I_{н} \geq I_{уст} \sqrt{t_{пр}}, \quad (9.17)$$

где k_1 — кратность односекундного тока термической стойкости по отношению к первичному номинальному току I_n трансформатора.

Кроме того, коммутирующие аппараты проверяют по отключающей способности.

В соответствии с ПУЭ выключатели на напряжение выше 1 кВ следует выбирать по отключающей и включающей способностям. При этом

$$I_{откл} \geq I_{к \max}; \quad I_{вкл \max} \geq k_{уд} \sqrt{2} I_{по}; \quad I_{вкл} \geq I_{по}, \quad (9.18)$$

где $I_{откл}$ — номинальный ток отключения; $I_{к \max}$ — максимальный отключаемый ток; $I_{вкл \max}$ и $I_{вкл}$ — соответственно амплитудное и действующее значения периодической составляющей номинального тока включения (по каталогу); $I_{по}$ — действующее значение периодической составляющей начального тока к. з. (по расчету).

При проверке предохранителей на отключающую способность в качестве расчетного тока принимают значение $I_{по}$ без учета токоограничивающей способности предохранителя.

Короткозамыкатели выбирают по предельно допустимому току при включении на к. з.:

$$i_{вкл} > i_y, \quad (9.19)$$

где i_y — ударный ток однофазного или двухфазного к. з. (в зависимости от конструкции короткозамыкателя), на который включается короткозамыкатель.

Отделители и разъединители проверяют по режиму отключения

или включения тех элементов цепей, в которых используют рас-
считываемые коммутрующие аппараты.

Измерительные трансформаторы дополнительно выбирают по классам точности с учетом фактической нагрузки их вторичных обмоток. Для соблюдения класса точности при работе трансформаторов напряжения и тока необходимо, чтобы нагрузка их вторичных обмоток (Z_2 или мощность S_2) не превышала допустимую ($Z_{2н}$ или $S_{2н}$) для данного класса точности

$$Z_{2н} \geq Z_2; S_{2н} \geq S_2. \quad (9.20)$$

Обычно по допустимым сопротивлениям выбирают трансформаторы тока, а по допустимым мощностям — трансформаторы напряжения.

Вторичные нагрузки измерительных трансформаторов подсчитывают по мощности, потребляемой измерительными приборами и реле, присоединенными к ним. Эти мощности указаны в каталогах и справочниках на измерительные приборы и реле. Следует отметить, что вторичные обмотки разных фаз измерительных трансформаторов могут быть нагружены неодинаково. Класс точности измерительного трансформатора проверяют по наиболее нагруженной фазе. Во вторичную нагрузку трансформаторов кроме сопротивлений приборов и реле $r_{\text{приб}}$ следует включать сопротивления контрольной проводки $r_{\text{пров}}$ и контактов $r_{\text{конт}}$, принимая $Z_2 = r_2$. С учетом ранее изложенного нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}. \quad (9.21)$$

В случаях, когда отсутствуют данные о сопротивлении приборов, определяют суммарную мощность последовательно соединенных приборов $\Sigma S_{\text{приб}}$, а затем

$$r_{\text{приб}} = \Sigma S_{\text{приб}} / I_{2н}^2. \quad (9.22)$$

Сопротивление $r_{\text{конт}}$ обычно принимают равным 0,1 Ом.

Необходимая наименьшая площадь сечения контрольного провода, мм²,

$$q = \rho l_{\text{расч}} / r_{\text{пров. доп}}, \quad (9.23)$$

где ρ — удельное сопротивление проводки, Ом · мм²/м; $l_{\text{расч}}$ — расчетная длина проводки, м; $r_{\text{пров. доп}}$ — допустимое сопротивление по условию загрузки вторичной обмотки трансформатора тока.

Расчетную длину определяют с учетом схемы соединения вторичных обмоток трансформатора тока и обмоток реле или

приборов. 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.

По условию механической прочности площадь сечения медных проводов не должна быть менее $1,5 \text{ мм}^2$, алюминиевых — $2,5 \text{ мм}^2$.

При расчетах нагрузки вторичных обмоток трансформаторов напряжения потерями в контрольной проводке и контактах можно пренебречь из-за малой величины тока. Следовательно, нагрузка на вторичную обмотку трансформатора напряжения складывается из мощности измерительных приборов и реле, присоединенных к нему, т. е.

$$S_2 = \sqrt{(\Sigma P_{\text{приб}})^2 + (\Sigma Q_{\text{приб}})^2}, \quad (9.24)$$

где $\Sigma P_{\text{приб}}$ и $\Sigma Q_{\text{приб}}$ — суммарные активные и реактивные мощности, потребляемые приборами.

Изоляторы, на которых крепят шины, проверяют по допустимой механической нагрузке $F_{\text{доп}}$, действующей на изолятор, т. е.

$$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}, \quad (9.25)$$

где $F_{\text{расч}}$ — сила, действующая на изолятор.

Одиночные опорные изоляторы проверяют по условию

$$F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{разр}}, \quad (9.26)$$

где $F_{\text{разр}}$ — разрушающая нагрузка (определяют по каталогу).

Для спаренных опорных изоляторов

$$F_{\text{доп}} = F_{\text{разр}}.$$

Для проходных изоляторов

$$F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{разр}}; F_{\text{расч}} = 0,5 f_{\phi} l,$$

где f_{ϕ} — сила, действующая на фазу B при горизонтальном расположении шин; l — длина пролета между изоляторами.

Расчетная сила, N , действующая на изолятор при их горизонтальном или вертикальном расположении,

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} i_y^2 l k_n \cdot 10^{-7} / a = f_{\phi} l k_n, \quad (9.27)$$

где a — расстояние между осями шин, закрепленных на изоляторах; k_n — поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена «на ребро»;

$$k_n = H/H_{из}; \quad H = H_{из} + b + h/2.$$

Здесь $H_{из}$ — высота изолятора, b и h — толщина и высота шины.

Контрольные вопросы и задания. 1. Перечислите мероприятия, применяемые для нормальной работы подвижных размыкаемых контактов. 2. Назовите способы гашения электрической дуги. 3. Чем отличаются по назначению и устройству разъединители, выключатели нагрузки и выключатели? 4. Как можно отключить районную трансформаторную подстанцию от системы с помощью отделителя и короткозамыкателя? 5. Назовите виды погрешностей измерений, производимых с помощью трансформаторов тока и напряжения. 6. Каковы принципы выбора электрической аппаратуры?

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯ СИСТЕМ СЕЛЬСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ



10.1. НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИЗАЦИИ

Электроэнергетическая система — сложный производственный комплекс, элементы которого (генераторы, трансформаторы, потребители, линии электропередач и т. п.) связаны единым процессом производства, преобразования, распределения и потребления электрической энергии. Расположение элементов системы на большой территории, неизбежность их повреждений, вызывающих появление ненормальных и аварийных режимов, быстротечность режимов в нормальных и аварийных условиях, приводят к тому, что управление системой, ее надежное и экономичное функционирование возможны лишь при условии широкой автоматизации.

Устройства автоматики, применяемые в электроэнергетических системах, в том числе в системах сельского электроснабжения, можно разделить на три группы:

устройства автоматического управления, обеспечивающие управление электрооборудованием электрических станций и сетей во всех режимах работы. К ним относят устройства автоматического пуска и остановки агрегатов станций и включения генераторов на параллельную работу с системой (автоматические синхронизаторы, автоматы гашения поля АГП и форсировки возбуждения АФВ), устройства релейной защиты, автоматического повторного включения (АПВ), автоматического включения резерва (АВР), автоматической частотной разгрузки (АЧР) и разгрузки по напряжению, автоматику деления (АД) сети и др.;

устройства автоматического регулирования, обеспечивающие поддержание на заданном уровне определенных параметров режимов системы. К ним относят в первую очередь устройства для поддержания значений напряжения и частоты, автоматического регулирования возбуждения синхронных генераторов (АРВ) и регулирования их скорости (АРС), автоматического регулирования коэффициентов трансформации силовых трансформаторов по нагрузке (РПН) и др.;

устройства технологической автоматики, обеспечивающие поддержание на заданном уровне отдельных параметров электроустановки и контроль за состоянием электрооборудования. К ним относят устройства управления освещением, охлаждением силовых

трансформаторов, обогревом шкафов распределительных устройств и др.

Технологическая автоматика — это, по существу, местная автоматика. Она не влияет на режим работы энергосистемы. Напротив, устройства автоматики, относящиеся к первым двум группам, влияют на режим работы всей системы или ее части, и поэтому их называют устройствами системной автоматики. Они обеспечивают в совокупности экономичность нормальных режимов работы системы, улучшение качества электроэнергии, предотвращают разрушение электрооборудования и возникновение аварий в системе и, следовательно, повышают надежность электроснабжения потребителей.

В системах сельского электроснабжения широко применяют комплексную автоматизацию, под которой понимают оснащение сетей устройствами защиты от различных повреждений и ненормальных режимов, устройствами АПВ линий, местными (на подстанциях) и сетевыми АВР, устройствами выделения поврежденного участка секционированных линий и автоматического деления сети, средствами телесигнализации и телеуправления (ТС и ТУ), стационарными и переносными устройствами для определения мест повреждений (ОМП).

Особое значение среди устройств автоматики имеют устройства релейной защиты от аварийных (к. з.) и ненормальных (перегрузок, однофазных замыканий на землю, разрывов фаз и др.) режимов в системах электроснабжения. Основное назначение релейной защиты заключается в установлении факта возникновения аварийного режима, определении места повреждения и по возможности быстрой выдачи команды на отключение выключателями поврежденного элемента или участка сети. В общем же функции защиты значительно шире. Непрерывно следя за любыми отклонениями режима системы, она должна при ненормальных режимах подавать предупредительный сигнал обслуживающему персоналу или через некоторое время отключать те элементы сети, которые недопустимо или нежелательно оставлять работать в указанных режимах, так как это может привести к серьезным повреждениям. Кроме того, при аварийных отключениях элементов сети защита должна воздействовать на другие устройства противоаварийной автоматики (АПВ, АВР и др.) с целью восстановления электроснабжения потребителей.

10.2. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К УСТРОЙСТВАМ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

Устройства релейной защиты и автоматики, устанавливаемые на элементах электроустановок, должны выполнять ряд функций, которые определяются условиями работы указанных элементов, а также полностью или частично условиями работы энергосистемы

в целом. Функции релейной защиты заключаются в срабатывании устройств защиты при повреждениях защищаемого элемента (к. з. в защищаемой зоне или внутренние к. з.) и несрабатывании при повреждениях вне защищаемого элемента (внешние к. з.), а также в нормальных режимах при отсутствии повреждений. Для выполнения заданных функций защита должна удовлетворять определенным требованиям, обеспечивающим следующие ее свойства: селективность, устойчивость и надежность функционирования. Совокупность первого и второго свойств определяет техническое совершенство защиты.

Селективность — это важнейшее свойство релейной защиты, обеспечивающее отключение при к. з. только поврежденного элемента с помощью его выключателей. Если по принципу своего действия защита срабатывает только при к. з. на защищаемом элементе, то она считается защитой с абсолютной селективностью. Если защита, кроме того, может срабатывать и при внешних к. з., то она считается защитой с относительной селективностью. Защиты с относительной селективностью выполняют с выдержкой времени срабатывания и помимо основного назначения используют в качестве резервных для защиты смежных элементов.

Селективность срабатывания защиты при внутренних к. з. характеризуется ее защитоспособностью и быстротой срабатывания.

Защитоспособность — свойство защиты защищать весь элемент при всех видах к. з. Быстрота срабатывания (быстродействие) защиты при к. з. — весьма важное свойство, так как при этом снижается вероятность нарушения синхронной работы генераторов во время к. з., уменьшаются размеры разрушения поврежденного элемента, снижается вероятность несчастных случаев и т. п.

Устойчивость функционирования характеризуется устойчивостью несрабатывания (отстроенностью) при внешних к. з., в режимах без к. з. и устойчивостью срабатывания при к. з. на защищаемом элементе. В свою очередь, устойчивость срабатывания определяется чувствительностью и устойчивостью быстроты срабатывания.

Под чувствительностью релейной защиты понимают ее способность реагировать на повреждения, когда изменение контролируемых параметров в аварийных режимах минимально. Чувствительность защиты оценивают по коэффициенту чувствительности. Устойчивость быстроты срабатывания характеризуется стабильностью времени срабатывания защиты и используется при оценке функционирования защит с абсолютной селективностью.

Надежность функционирования — свойство защиты выполнять заданные функции с заданным техническим совершенством в течение определенного времени. Требование надежности функционирования состоит в том, чтобы защита надежно срабатывала при внутренних к. з. и не срабатывала при внешних к. з., режимах без к. з.

10.3. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Устройства релейной защиты в общем случае состоят из двух главных частей — измерительной (пусковой) и логической. Измерительная часть непрерывно контролирует некоторые параметры защищаемой электроустановки и при их определенном значении пускает логическую часть защиты. Последняя формирует управляющее воздействие на отключение выключателей мгновенно или с выдержкой времени, подает сигналы о срабатывании защиты, пускает другие устройства противоаварийной автоматики и производит иные предусмотренные действия. Измерительную и логическую части защиты выполняют с помощью специальных автоматически действующих аппаратов — реле, которые при заданном значении входной воздействующей величины приходят в действие (срабатывают) и вызывают скачкообразное изменение выходной величины, поступающей на вход управляемых цепей. Сам термин «релейная защита» отражает факт исполнения защиты на основе реле.

Принципы выполнения защит весьма разнообразны и определяются характером воздействующей величины на входе измерительной части защиты и ее изменением при к. з. и ненормальных режимах.

Защиты, для которых воздействующей величиной служит ток, называют токовыми. Увеличение тока по сравнению с его значением в нормальном режиме работы электроустановки — характерный признак к. з., и поэтому токовые защиты выполняют так, чтобы они срабатывали, когда ток превысит некоторое заранее установленное значение. В зависимости от способа обеспечения селективности токовые защиты делят на максимальные токовые защиты (МТЗ) и токовые отсечки. Для МТЗ и отсечек селективность достигают выбором времени срабатывания и значения тока срабатывания.

Повреждения могут быть выявлены и по изменению в месте подключения защиты напряжения, которое при к. з. снижается. Защиты, реализующие этот признак к. з., называют защитами напряжения. При выполнении ранее перечисленных защит могут использоваться как полные фазные токи и напряжения, так и их симметричные составляющие прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Для обеспечения селективности токовых защит в некоторых случаях дополнительно необходимо контролировать в месте установки защиты и фазу тока по отношению к напряжению. Такую защиту называют токовой направленной. Она приходит в действие, когда ток превысит заданное значение, а его фаза будет соответствовать к. з. на защищаемом элементе.

Защиту от к. з. можно выполнить с учетом изменения в месте установки защиты отношения напряжения к току. При к. з. это

отношение меньше, чем в нормальном режиме, а по мере удаления точки к. з. от места установки защиты указанное отношение увеличивается. Защиту, реализующую этот принцип, называют дистанционной.

Применяют также дифференциальные защиты, действие которых основано на принципе сравнения токов по концам защищаемого элемента по абсолютному значению и фазе или только фазе.

Для выполнения защит используют и другие признаки, характеризующие короткое замыкание: тепловое действие тока к. з. (защиты от перегрузки); появление светового излучения от электрической дуги к. з. (дуговая защита); выделение газов в процессе разложения трансформаторного масла электрической дугой при витковых замыканиях в трансформаторе (газовая защита) и др.

10.4. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РЕЛЕ ЗАЩИТЫ. ПРИНЦИПЫ ДЕЙСТВИЯ И УСТРОЙСТВО РЕЛЕ РАЗНЫХ ТИПОВ

Любая схема релейной защиты включает в себя несколько реле различного назначения, действующих совместно по заданной программе.

В устройствах релейной защиты применяют электрические, механические и тепловые реле. Электрические реле реагируют на воздействие электрических величин, в качестве которых могут быть токи, напряжения, их симметричные составляющие, мощность, сопротивление, частота. Механические и тепловые реле реагируют на неэлектрические величины: давление, скорость истечения жидкости или газа, уровень жидкости, количество выделенной теплоты или изменение температуры и т. п.

В любом реле можно выделить пять основных функциональных органов: воспринимающий, преобразующий, сравнивающий, исполнительный и замедляющий. Например, в электромагнитном реле обмотка электромагнита служит воспринимающим органом, к которому подводится контролируемая воздействующая электрическая величина. Электромагнит реле (преобразующий орган) преобразует электрическую энергию в энергию магнитного поля, а затем в механическое усилие на якоре, которое сравнивают с усилием противодействующей пружины (сравнивающий орган). Исполнительным органом реле служат контакты. Реле может иметь замедляющий (замедляет начало перемещения якоря) и регулировочный (изменяет параметры срабатывания) органы.

Наибольшее применение в релейной защите получили электрические реле. Реле, срабатывающие с определенной точностью при заранее установленном значении воздействующей величины в пределах непрерывного диапазона ее изменения, называют измерительными.

В соответствии с перечисленными видами воздействующих ве-

личин электрические измерительные реле подразделяют на реле тока, напряжения, мощности, сопротивления и частоты.

Измерительные реле, срабатывающие при значениях воздействующей величины больше и меньше заданной, называют максимальными и минимальными. Измерительные реле в схемах защиты считают главными или основными.

Кроме измерительных реле в схемах защиты применяют вспомогательные или логические, предназначенные для расширения функций измерительных реле, размножения контактов, создания выдержек времени, воздействия на выключатели и сигнальные устройства и т. д. К вспомогательным относят реле времени, промежуточные, указательные и др. Реле времени предназначены для создания регулируемых выдержек времени. Промежуточные реле применяют в тех случаях, когда требуется размножить контакты основных реле или когда мощность контактов основных реле недостаточна для коммутации цепей управления выключателями. Указательные реле служат для фиксации и сигнализации действия защиты.

По способу включения реле защиты делят на первичные, воспринимающий орган которых включается непосредственно в цепь защищаемого элемента (на ток или напряжение); вторичные, включаемые через измерительные трансформаторы тока и напряжения.

По способу воздействия на выключатель защищаемого элемента электроустановки реле защиты подразделяют на реле прямого действия, действующие непосредственно на привод выключателя, после чего последний отключается; реле косвенного действия, которые подключают электромагнит отключения выключателя к источнику оперативного тока.

Все реле характеризуются следующими основными параметрами.

Параметр срабатывания реле — пороговое (граничное) значение воздействующей величины, при котором реле срабатывает (замыкает свои разомкнутые контакты, действует непосредственно на привод). Например, для максимального реле тока за ток срабатывания принимают его наименьшее значение, при котором реле срабатывает, а для минимального реле — наибольшее значение.

Заданное пороговое значение воздействующей величины, при котором реле должно сработать, называют уставкой, а положение указателя на шкале реле, соответствующее этому значению, — уставкой по шкале.

Параметр возврата реле — граничное значение воздействующей величины, при котором происходит возврат реле в начальное состояние. Для максимальных реле параметр возврата соответствует максимальному значению воздействующей величины, при котором реле возвращается в начальное состояние, а для минимальных реле — минимальному значению.

Коэффициент возврата реле K_B — отношение параметра возврата к параметру срабатывания. Для максимальных реле $K_B < 1$, для минимальных — $K_B > 1$.

Погрешность срабатывания реле — отклонение параметров срабатывания от уставки.

Время срабатывания реле — промежуток времени с момента появления воздействующей величины определенной кратности по отношению к параметру срабатывания до момента воздействия реле на управляемую систему. Реле могут иметь независимые, зависимые и ограниченно зависимые характеристики времени срабатывания от указанной кратности воздействующей величины.

По принципу действия реле защиты подразделяют на электромагнитные, индукционные, тепловые, полупроводниковые, магнитоэлектрические, поляризованные, герконовые и др. В схемах защиты сельских электрических сетей наибольшее применение получили вторичные реле прямого и косвенного действия, выполненные на электромагнитном и индукционном принципах. Внедряют устройства релейной защиты с использованием полупроводниковой элементной базы, элементов аналоговой вычислительной техники в интегральном исполнении, микропроцессорной техники.

Электромагнитные реле. Электромагнитные реле срабатывают при притяжении ферромагнитного подвижного якоря к электромагниту, по обмотке которого протекает ток. Ферромагнитный сердечник электромагнита и якорь образуют магнитопровод реле. Якорь перемещается за счет воздушного зазора между ним и сердечником. В реле используют следующие электромеханические системы: с поворотным якорем, поперечным движением якоря и втягивающимся якорем.

Электромагнитное реле с поворотным якорем состоит из электромагнита в виде ферромагнитного сердечника 1 (рис. 10.1), на котором размещена обмотка 2, и шарнирно соединенного с ним подвижного якоря 6. Контактная система реле включает в себя подвижную часть 4, связанную с якорем, и неподвижную часть 3. При отсутствии тока в обмотке электромагнита якорь удерживается в начальном положении усилием F_n противодействующей пружины 5. При протекании по обмотке тока I_p возникает магнитный поток Φ , замыкающийся через сердечник, воздушный зазор и якорь. Создается электромагнитная сила F_3 , притягивающая якорь к сердечнику электромагнита. Тогда

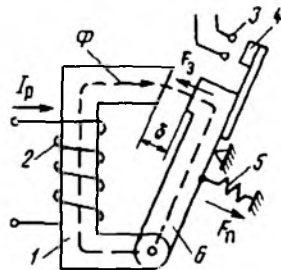


Рис. 10.1. Схема электромагнитного реле с поворотным якорем

$$F_3 = \frac{1}{2} \frac{\Phi^2}{\mu_0 S} = \kappa \Phi^2 = \frac{1}{2} \left(\frac{I_p w_p}{\delta} \right)^2 \mu_0 S, \quad (10.1)$$

где Φ — магнитный поток; μ_0 — магнитная постоянная; S и δ — площадь и длина сечения зазора; k — коэффициент; w_p — число витков обмотки реле.

Выражение (10.1) считают общим для конструктивных исполнений электромагнитных реле всех видов. Из него следует, что электромагнитный принцип можно использовать для выполнения реле как постоянного, так и переменного токов, поскольку мгновенное значение силы F_3 пропорционально квадрату тока и, следовательно, не зависит от его знака.

Для срабатывания реле необходимо, чтобы на всем пути перемещения якоря электромагнитная сила F_3 превышала силу F_n пружины и силу трения F_T , т. е.

$$F_3 > F_n + F_T. \quad (10.2)$$

Как следует из выражений (10.1) и (10.2), изменение тока срабатывания реле $I_{ср}$ возможно за счет изменения числа витков w_p обмотки, длины зазора δ и силы натяжения F_n пружины.

Возврат реле в начальное положение произойдет, если

$$F_n > F_3 + F_T. \quad (10.3)$$

У реле переменного тока электромагнитная сила F_3 имеет постоянную слагающую и переменную, изменяющуюся с двойной частотой, так как при синусоидальном потоке $F_3 = k\Phi_m^2 \sin^2 \omega t$, а $\sin^2 \omega t = \frac{1}{2}(1 - \cos 2\omega t)$. Поэтому

$$F_3 = 0,5k\Phi_m^2 - 0,5\Phi_m^2 \cos 2\omega t.$$

Если в некоторые моменты времени $F_n > F_3 + F_T$, то якорь реле будет вибрировать. Для устранения вибрации магнитный поток в зазоре реле расщепляют на два потока, сдвинутых по фазе, что достигается разделением полюса электромагнита на две части, на одну из которых помещают медный короткозамкнутый виток-экран. Этот способ используют и для других целей. Результирующая электромагнитная сила от двух потоков незначительно изменяется во времени и всегда больше противодействующих сил.

Реле с поворотным якорем в конце хода якоря имеет большой избыточный момент, что обеспечивает надежное замыкание контактов, и низкий коэффициент возврата. Поэтому их широко используют в качестве промежуточных и указательных реле. Относительно большое потребление мощности этими реле не имеет существенного значения.

У измерительных реле тока и напряжения, наоборот, должны быть малое потребление мощности, высокие коэффициент возврата и точность работы. Этим требованиям удовлетворяют электромагнитные реле с поперечным движением якоря (рис. 10.2).

Магнитная система реле состоит из П-образного сердечника 1 и Г-образного якоря 7. Он удерживается в начальном положении противодействующей спиральной пружиной 2 и ограничивающим упором (на рис. 10.2 не показан). Обмотка реле включает в себя две секции 8, которые можно соединить последовательно или параллельно. При этом уставка тока срабатывания изменяется в 2 раза. Она плавно регулируется натяжением (закручиванием) пружины с помощью указателя уставки 3. Магнитный поток, возбуждаемый током в обмотке, намагничивает якорь, и он притягивается к сердечнику.

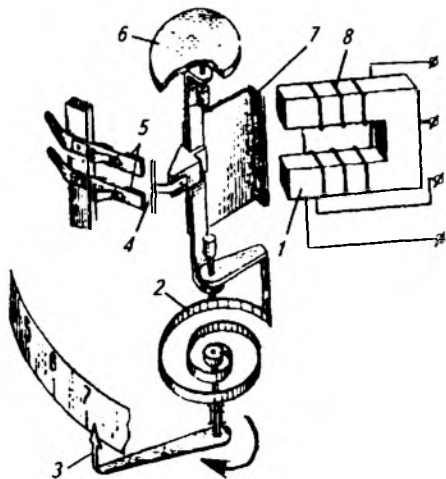


Рис. 10.2. Реле тока РТ-40 с поперечным движением якоря

При перемещении якорь поворачивает подвижную часть контакта 4, которая соединяется с неподвижной частью контакта 5. Для уменьшения вибрации контактов используют гаситель вибрации 6, представляющий собой полый барабанчик с радиальными перегородками, заполненный кварцевым песком.

Малое потребление ($0,2 \text{ В} \cdot \text{А}$ на минимальной уставке), высокие коэффициент возврата ($0,8 \dots 0,85$) и точность (погрешность $\pm 5\%$) достигаются у реле за счет специального профиля якоря и уменьшения его массы, ограничением хода якоря с помощью упоров, относительно небольшим контактным давлением.

Электромагнитную систему с втягивающимся якорем (система соленоидного типа) благодаря большому ходу якоря и значительным передаваемым усилиям используют в электромагнитных реле времени с часовым механизмом и во вторичных измерительных реле прямого действия. Последние одновременно служат и исполнительным органом устройства защиты, непосредственно воздействуя на запирающий механизм привода выключателей, короткозамыкателей и отделителей. Выпускают различные модификации вторичных реле прямого действия: максимальные реле тока типа РТМ мгновенного действия и РТВ с регулируемой выдержкой времени, минимальные реле напряжения типов РН и РНВ.

Реле типа РТВ состоит из обмотки 1 (рис. 10.3, а) с отпайками, переключаемыми с помощью переключателя 7. Якорь 2 реле выполнен полым и имеет прорезь по образующей для ограничения

вихревых токов. Внутри него расположены ударник *11* и спиральная пружина *8*. Она упирается верхним концом в стопорное кольцо *9* на ударнике, а нижним связана с якорем. Часовой механизм *4* расположен в отдельном корпусе *3* и соединен с ударником тягой *6*.

При протекании по обмотке реле тока, равного току срабатывания, якорь втягивается в катушку, стремясь притянуться к неподвижному полюсу *10*. Пружина *8* в этом случае практически не сжимается и действует как жесткая связь, через которую электромагнитное усилие якоря передается на ударник и через тягу на часовой механизм. Чем больше это усилие, тем быстрее ход часового механизма. Таким образом, с увеличением тока в реле время срабатывания уменьшается, что и обуславливает зависимую часть временной характеристики реле (рис. 10.3, б). После того как выдержка времени часового механизма заканчивается, противодействующее усилие на ударник через тягу *6* прекращается и якорь с ударником, освобождаясь, ударяют с силой по рычагу на отключающем валике привода.

При токах в реле, равных примерно трехкратному току срабатывания, электромагнитное усилие якоря достаточно для преодоления противодействующей силы пружины. Якорь втягивается мгновенно, прижимаясь к полюсу *10* и полностью сжимая пружину. В этом случае ход часового механизма не зависит от величины тока в реле и определяется только усилием пружины, передаваем-

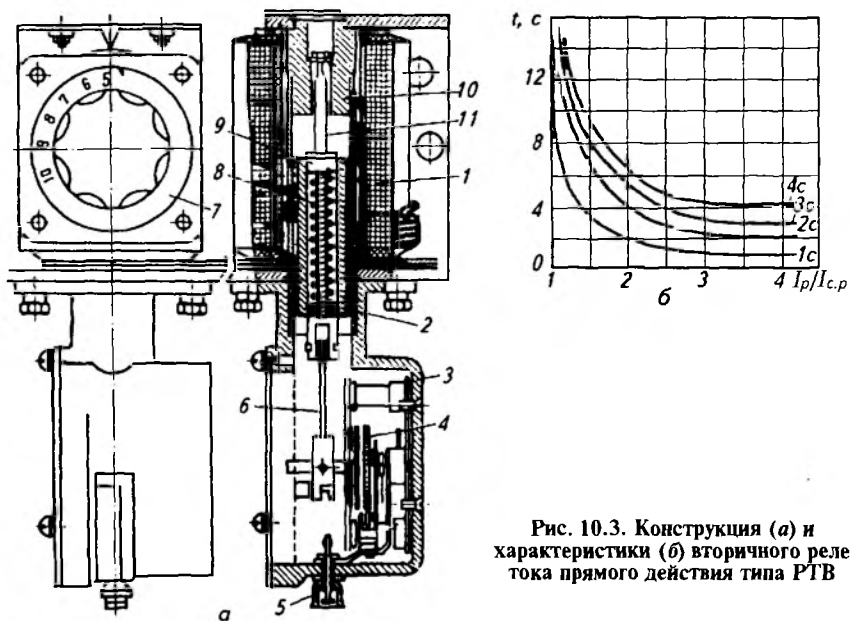


Рис. 10.3. Конструкция (а) и характеристики (б) вторичного реле тока прямого действия типа РТВ

мым на часовой механизм через ударник и тягу 6, что обеспечивает независимую часть характеристики реле.

Уставку тока срабатывания регулируют изменением числа витков обмотки реле с помощью поворотного переключателя 7, а уставку выдержки времени — посредством установочного винта 5 на часовом механизме.

Реле типа РТВ характеризуются большим потреблением и значительными погрешностями по току ($\pm 10\%$) и выдержками времени ($\pm 0,3..0,5$ с в независимой части), низким коэффициентом возврата ($0,4 \leq \kappa_{\text{в}} \leq 0,8$). Однако благодаря простоте схемы защиты с реле типов РТВ и РТМ широко применяют в сельском электро-снабжении.

Индукционные реле. Работа индукционных реле основана на использовании сил, возникающих при взаимодействии переменных магнитных полей неподвижных обмоток с токами, индуцированными этими полями в подвижной части реле. На индукционном принципе выполняют реле тока, направления мощности, сопротивления, частоты, разности частот.

В сельских сетях широко применяют реле серии РТ-80 (РТ-90). Они состоят из трех элементов: электромагнитного мгновенного действия (отсечки); индукционного с зависящим от тока временем срабатывания; указательного, сигнализирующего о срабатывании реле.

При протекании тока по обмотке 3 (рис. 10.4, а) возбуждается магнитный поток, замыкающийся по магнитопроводу 1. Последний имеет сложную конфигурацию с двумя параллельными ветвями, в результате чего магнитный поток делится на две составляющие: $\Phi_{\text{и}}$ подводится к индукционному элементу реле, а Φ_3 (Φ_{31} , Φ_{32}) — к электромагнитному (рис. 10.4, б).

Якорь 6 электромагнитного элемента представляет собой неуравновешенную систему, вследствие чего он стремится повернуться против хода часовой стрелки, прижимаясь к регулировочному винту 7. Магнитные потоки Φ_{31} и Φ_{32} создают вращающие

моменты $M_{31} = \kappa_1 \Phi_{31}^2$ и $M_{32} = \kappa_2 \Phi_{32}^2$. Если $\kappa_1 \Phi_{31}^2 - \kappa_2 \Phi_{32}^2 > M_{\text{я}}$, то якорь повернется по ходу часовой стрелки. На левом плече якоря закреплены коромысло 10 и изолирующая текстолитовая пластинка, которыми соответственно опрокидывается сигнальный флажок указательного элемента и замыкаются контакты 9 реле. На правом плече якоря помещены короткозамкнутый виток для уменьшения вибрации якоря в притянутом положении и немагнитная заклепка для предотвращения его залипания. Посредством регулировочного винта 7 изменяется соотношение воздушных зазоров у плеч якоря и тем самым регулируется ток срабатывания электромагнитного элемента. На винте нанесена шкала уставок кратности тока срабатывания отсечки ($K_{\text{отс}} = 2; 4; 6; 8$) к току срабатывания индукционного элемента.

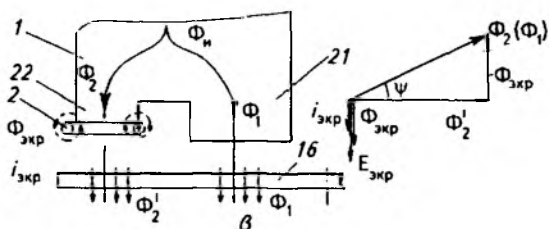
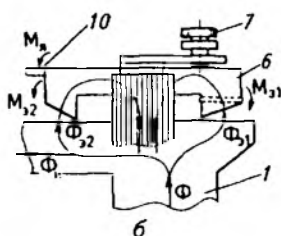
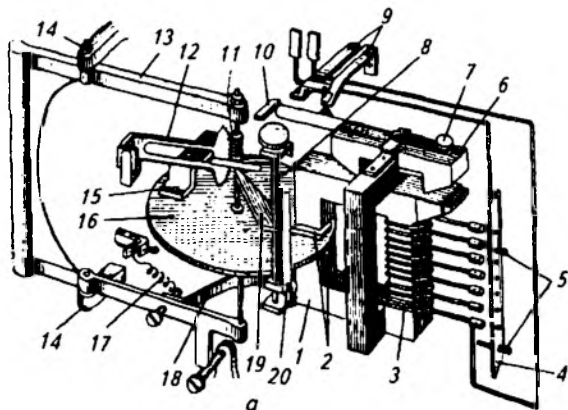


Рис. 10.4. Устройство индукционного реле тока РТ-80:

a — конструктивная схема; *б* — электромагнитный элемент; *в* — экранированная магнитная система индукционного элемента; 1 — магнитопровод; 2 — короткозамкнутые витки; 3 — обмотка; 4 — контактная колодка; 5 — контактные винты; 6 — якорь; 7 — регулировочный винт отсечки; 8 — винт регулировки уставки выдержки времени; 9 — контакты реле (подвижный и неподвижный); 10 — коромысло; 11 — червяк; 12 — зубчатый сектор с контактным рычагом; 13 — подвижная рамка; 14 — ось вращения рамки; 15 — постоянный магнит; 16 — диск; 17 — пружина; 18 — стальная скоба; 19 — движок (упор); 20 — шкала выдержки времени; 21 — незэкранированная часть полюса; 22 — экранированная часть полюса

Индукционный элемент реле состоит из электромагнита (магнитопровод 1 с обмоткой 3), между полюсами которого расположен алюминиевый диск 16. Его ось укреплена на подвижной рамке 13, имеющей неподвижную ось вращения 14.

В общем случае переменный магнитный поток $\Phi = \Phi_m \sin \omega t$ индуцирует в диске ЭДС $E = -\frac{d\Phi}{dt} = -\omega \Phi_m \cos \omega t$, которая вызовет в нем вихревой ток, практически совпадающий с ЭДС по фазе,

$$i_{\text{в}} = gE = -g\omega \Phi_m \cos \omega t,$$

где g — эквивалентная проводимость диска.

На проводник с током в магнитном поле действует вращающий момент

$$M_{\text{вр}} = Ki\Phi, \quad (10.4)$$

где K — коэффициент пропорциональности.

В данном случае $M_{\text{вр}}$, действующий на диск, определяют так:

$$M_{\text{вр}} = -Kg\omega\Phi_m^2 \sin \omega t \cos \omega t. \quad (10.5)$$

Среднее значение момента, как следует из выражения (10.5), равно нулю, поэтому одного магнитного потока для создания вращающего момента недостаточно. Для получения момента необходимо создать в реле два магнитных потока, сдвинутых в пространстве и по фазе. С этой целью полюса электромагнита расщеплены на две части с размещением на одной из них короткозамкнутого витка 2 (рис. 10.4, в). Результирующий магнитный поток $\Phi'_2 = \Phi_2 + \Phi_{\text{экр}}$, проходящий через экранированную часть полюса 22, наводит в короткозамкнутом витке $E_{\text{экр}} = -j\omega\Phi'_2$, отстающую от потока на 90° , которая вызывает в витке ток $i_{\text{экр}}$. Последний создает совпадающий с ним по фазе размагничивающий магнитный поток $\Phi_{\text{экр}}$. Магнитный поток Φ_1 через неэкранированную часть полюса 21 окажется сдвинутым по фазе на угол ψ относительно потока Φ'_2 в экранированной части полюса, а потоки Φ_1 и Φ'_2 сдвинуты еще и в пространстве.

Поток Φ_1 взаимодействует с вихревым током i'_2 , а поток Φ_2 с вихревым током i_1 . Потоки создают вращающие моменты, направление которых определяют по правилу левой руки (рис. 10.5, а). Результирующее мгновенное значение момента на диск

$$M_{\text{вр}(t)} = M_{1(t)} - M_{2(t)},$$

а среднее значение

$$M_{\text{вр}} = -Kg\Phi_{1m}\Phi_{2m}\sin \psi. \quad (10.6)$$

При отсутствии насыщения магнитопровода магнитный поток Φ_n , подводимый к индукционному элементу, пропорционален току I_p в обмотке реле. Тогда вращающий момент, действующий на диск, определяют как $M_{\text{вр}} = KI_p^2$.

При некотором токе в обмотке реле ($0,2 \dots 0,3 I_y$, где I_y — уставка тока срабатывания индукционного элемента) момент $M_{\text{вр}}$ преодолевает силы трения и диск начинает вращаться. Его части, находящиеся под полюсами электромагнита и постоянного магнита 15,

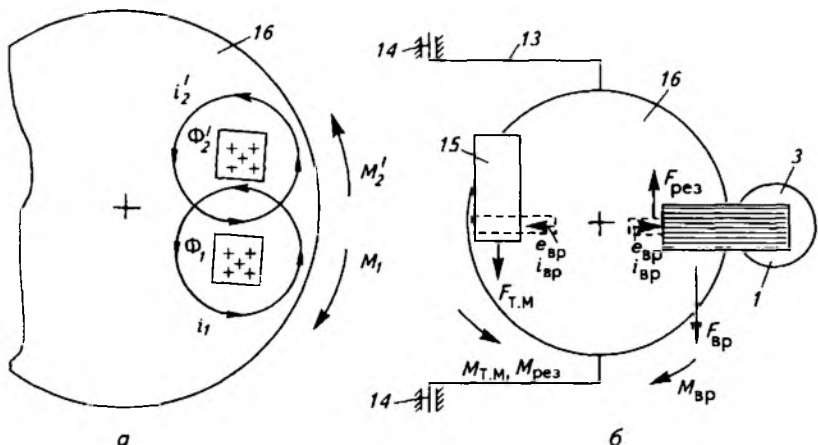


Рис. 10.5. Токи, индуцируемые в диске магнитными потоками (а), и силы, действующие на диск реле РТ-80 (б). Названия позиций те же, что и на рисунке 10.4

будут пересекаться магнитным полем. В них возникнут ЭДС вращения $e_{вр}$, направление которых определяют правилом правой руки. В свою очередь, ЭДС $e_{вр}$ вызовут токи, препятствующие, согласно правилу Ленца, вращению диска (рис. 10.5, б). Наличие тормозных сил $F_{т.м}$, $F_{рез}$, автоматически возрастающих с увеличением силы вращения $F_{вр}$, обеспечивает вращение диска с установившейся равномерной скоростью.

В начальном положении диск 16 вместе с рамкой 13 оттянут пружиной 17 (см. рис. 10.4, а) назад. При токе в обмотке реле, равном току срабатывания индукционного элемента, равнодействующая сил $F_{вр}$, $F_{т.м}$ и $F_{рез}$ преодолевает сопротивление пружины 17 и рамка вместе с диском поворачивается до сцепления червяка 11 с зубчатым сектором 12. Надежное сцепление червячной передачи обеспечивается стальной скобой 18, притягивающейся к магнитной системе под действием потоков рассеяния. Подгибанием скобы регулируют коэффициент возврата реле. Вращающийся вместе с диском червяк поднимает вверх зубчатый сектор, который своим контактным рычагом поворачивает якорь, что приводит к замыканию контактов реле и срабатыванию сигнального элемента.

Время от момента сцепления червяка с зубчатым сектором до момента замыкания контактов считают временем срабатывания реле. Его определяют начальным положением контактного рычага зубчатого сектора, лежащего на движке 19, которое регулируется винтом δ уставок выдержки времени и скоростью вращения диска.

Скорость вращения диска зависит от протекающего по обмотке тока, поэтому реле имеет зависимую часть временной характерис-

тики. Независимая часть наступает при насыщении магнитопровода токами, 6...8-кратными току срабатывания. На шкале 20 указаны пределы установки выдержки времени в независимой части характеристики.

Уставку тока срабатывания индукционного элемента I_y регулируют изменением числа витков обмотки реле, переставляя контактный винт 5 на специальной контактной колодке 4.

Благодаря универсальности реле серии РТ-80, включающих в себя мгновенное токовое реле, реле тока с выдержкой времени, указательный флажок и не требующих промежуточных реле для усиления контактов, их широко используют в схемах защит систем сельского электроснабжения.

Тепловые реле. Такие реле применяют в электроустановках напряжением до 1 кВ для их защиты от перегрузки. Реле реагируют на количество теплоты, выделившейся в биметаллическом элементе (пластинке). Последний состоит из двух сваренных по всей поверхности пластинок металлов или сплавов с сильно отличающимися коэффициентами линейного расширения. Нагрев биметаллического элемента может быть прямым (при пропускании по нему тока), косвенным (от специального нагревателя) или комбинированным. При нагреве биметаллическая пластинка изгибается и своим незакрепленным концом воздействует, например, непосредственно на механизм свободного расцепления автоматического выключателя, вызывая его отключение, или на устройство, обеспечивающее размыкание контактов реле. На рисунке 10.6 показано устройство теплового расцепителя автоматического выключателя АЗ100. В рассечку токоведущей шины 5 включены параллельно соединенные биметаллический элемент 1 и нагреватель 2, выполненные в виде полукольца. От нагрева токами при перегрузках и к. з. биметаллический элемент прогибается и установочным винтом 3 воздействует на рейку 4, которая, поворачиваясь, освобождает удерживающие рычаги механизма свободного расцепления, и под действием отключающих пружин выключатель отключается.

Полупроводниковые реле. Эти реле выполняют на основе полупроводниковых элементов (диодов, транзисторов, интегральных микросхем и т. п.). Их используют в качестве воспринимающих органов реле, органов сравнения, преобразования и замедления. В качестве исполнительных органов применяют электромеханические реле (поляризованные, магнитоэлектрические), магнитоуправляемые контакты (гер-

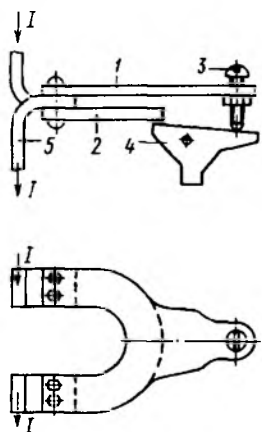


Рис. 10.6. Тепловой расцепитель автоматического выключателя АЗ100

коны), тиристоры. Полупроводниковые реле в отличие от рассмотренных ранее (электромагнитных и индукционных) потребляют значительно меньшую мощность, имеют меньшие габариты и массу, более надежны в работе.

10.5. СХЕМЫ ВКЛЮЧЕНИЯ ВТОРИЧНЫХ РЕЛЕ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

Устройства релейной защиты и автоматики с вторичными реле подключают к вторичным обмоткам измерительных трансформаторов тока TA и напряжения TU . При этом указанные устройства изолируются от высокого напряжения первичных цепей, а ток и напряжение уменьшаются до стандартных значений (5А и 100 В).

Для релейной защиты элементов системы электроснабжения от коротких замыканий применяют ряд схем соединения трансформаторов тока и реле. Наиболее целесообразную из них выбирают по условиям наибольшей чувствительности к к. з. при наименьшем числе используемых реле.

В системах с глухозаземленными нейтралью силовых трансформаторов ($U_n \geq 110$ кВ) для обеспечения защиты при однофазных к. з. применяют трехфазные схемы соединения TA и реле, т. е. с трансформаторами тока во всех трех фазах. В системах с изолированной нейтралью ($U_n \leq 35$ кВ), в которых не бывает однофазных к. з., используют двухфазные схемы с включением TA по всей сети в одноименные фазы (А и С).

К основным схемам соединения трансформаторов тока и реле относят (рис. 10.7): полную и неполную звезды, полный и неполный треугольники (схема включения одного реле на разность токов двух фаз).

Схемы на рисунке 10.7, а и в — трехфазные трехрелейные, однако возможно использование и двух реле (без реле $KA2$). Обратный (нулевой) провод в схеме полной звезды необходим для создания пути вторичному току I_2 трансформатора тока TA при однофазных к. з. ($K^{(1)}$) и двухфазных к. з. на землю ($K^{(1,1)}$), а также для получения составляющих нулевой последовательности $3I_0 = I_A + I_B + I_C$, на которые может реагировать дополнительное реле $KA4$. Схему треугольник с тремя или двумя реле применяют для защиты силовых трансформаторов с высшим напряжением 110...220 кВ.

Схема неполной звезды (двухфазная двухрелейная) наиболее распространена в сетях с изолированной нейтралью. Обратный провод в схеме необходим также для создания пути вторичному току при трехфазных к. з. ($K^{(3)}$), двухфазных к. з. $K_{AB}^{(2)}$, $K_{BC}^{(2)}$ и двойных замыканиях на землю $3^{(1+1)}$. Для повышения чувствительности защиты в обратный провод может включаться дополнитель-

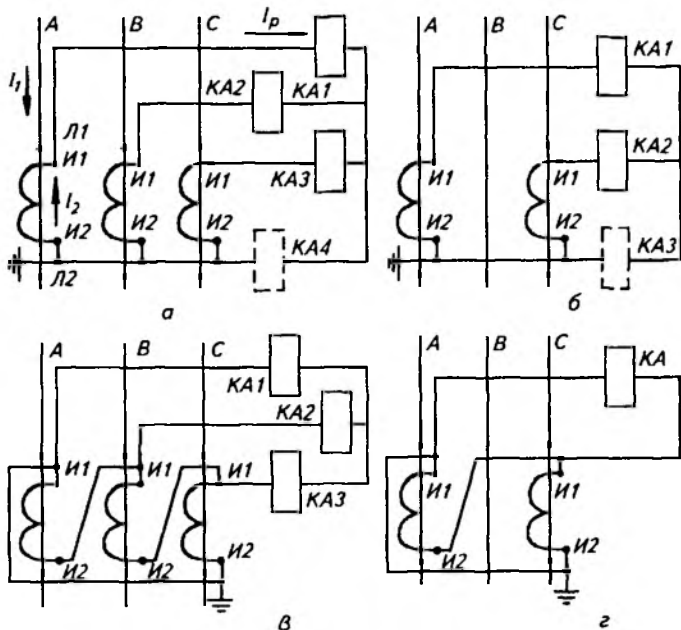


Рис. 10.7. Схемы соединения трансформаторов тока и реле:

а и б — полная и неполная звезды; в — треугольник с тремя реле; г — включение реле на разность токов двух фаз

ное реле КА3. Схему включения одного реле на разность токов двух фаз считают самой экономичной с точки зрения используемой аппаратуры, однако ее применение ограничено из-за неодинаковой чувствительности к различным видам к. з. и отказа при некоторых видах к. з. за силовыми трансформаторами со схемами соединения обмоток Y/Δ и Y/Y.

Каждую схему характеризуют коэффициентом схемы

$$K_{сх} = I_p / I_2, \quad (10.7)$$

где I_p — ток в обмотке реле; I_2 — вторичный ток трансформатора тока.

Для схем полной и неполной звезд $K_{сх} = 1$, для треугольника $K_{сх} = \sqrt{3}$, для схемы включения реле на разность токов двух фаз значение $K_{сх}$ зависит от вида к. з. — $K_{сх}^{(3)} = \sqrt{3}$, $K_{сх, AC}^{(2)} = 2$, $K_{сх, AB, BC}^{(2)} = 1$.

В соответствии с ПУЭ для обеспечения правильной и надежной работы релейной защиты трансформаторы тока TA должны удовлетворять следующим требованиям: полная (ϵ) или токовая (f) погрешность TA при к. з. в конце защищаемой зоны защиты и внешних к. з. не более 10%; токовая погрешность трансформаторов TA при к. з. в начале защищаемой зоны не должна превышать значений, допустимых для выбранного типа реле ($f_{расч} < f_{доп}$); амплитудное значение напряжения на выводах вторичной обмотки TA при к. з. в зоне действия защиты не должно превышать допустимое значение ($U_{2макс} \leq 1410$ В).

Один из способов проверки трансформатора TA на 10%-ную полную погрешность — определение допустимого по условию $\epsilon \leq 10\%$ значения сопротивления нагрузки $Z_{н доп}$ трансформатора TA по специальным кривым предельной кратности K_{10} ($Z_{н доп}$). Здесь $K_{10} = I_{расч}/I_{1н}$ — предельная кратность первичного расчетного тока к первичному номинальному току $I_{1н}$ трансформатора тока. Для максимальной токовой защиты с независимой характеристикой выдержки времени $I_{расч} = 1,1 I_{сз}$ ($I_{сз}$ — ток срабатывания защиты), для защиты с зависимой характеристикой $I_{расч} \approx 3 I_{сз}$ (с реле типа РТВ — IV; V; VI), $I_{расч} \approx 5 I_{сз}$ (с реле типа РТ-80). Зная тип реле и определив K_{10} по кривым (рис. 10.8), определяют $Z_{н доп}$, которое затем сравнивают с фактическим расчетным значением сопротивления нагрузки $Z_{н расч}$ трансформатора TA . Если $Z_{н расч} \leq Z_{н доп}$, то $\epsilon \leq 10\%$. Для схемы неполная звезда с двумя реле $Z_{н расч} = Z_p + 2r_{пр} + r_{конт}$; для схемы треугольник с тремя реле $Z_{н расч} = 3Z_p + 3r_{пр} + r_{конт}$ (Z_p , $r_{пр}$ и $r_{конт}$ — соответственно сопротивления реле, соединительных проводов и контактов, $r_{конт} \approx 0,1$ Ом).

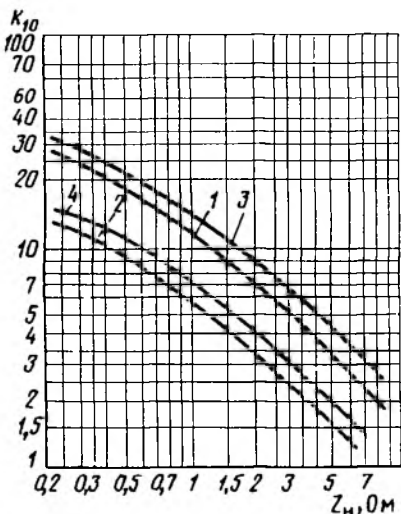


Рис. 10.8. Кривые предельных кратностей трансформатора тока ТЛМ-10:

1 и 2 — при $n_t = 50/5 \dots 300/5$ класса (Р) (1) и класса 0,5(2); 3 и 4 — при $n_t = 400/5 \dots 800/5$ класса Р(3) и класса 0,5(4)

Расчет токовой погрешности трансформатора TA при токе к. з. $I_{к max}^{(3)}$ в начале защищаемой зоны определяют по кривой (рис. 10.9), где $A = \frac{I_{к max}^{(3)}}{I_{1н} K_{10 доп}}$, и сравнивают с допустимым значением $f_{доп}$ (для реле тока РТ-40 и РТ-85 $f_{доп} = 50\%$). Если $f_{расч} < f_{доп}$, то замыкание контактов реле будет надежным (без вибрации). Значение $K_{10 доп}$ на-

ходят по кривым предельной кратности для фактического расчетного сопротивления нагрузки.

Амплитудное значение напряжения на вторичной обмотке трансформатора TA при к. з. определяют по выражению

$$\dot{U}_{2 \text{ макс}} = \sqrt{2} \frac{I_{\text{к макс}}^{(3)}}{n_T} Z_{\text{н. расч}},$$

где n_T — коэффициент трансформации TA .

Если в результате расчетной проверки трансформатора TA оказалось, что любое из перечисленных требований не удовлетворяется, то необходимо изменить схему соединения TA и реле, увеличить коэффициент трансформации TA , применить реле другого типа либо увеличить сечение соединительных проводов.

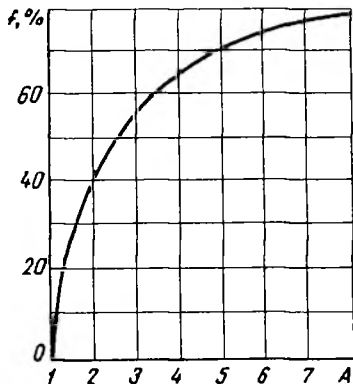


Рис. 10.9. Зависимость $f = \psi(A)$ для определения токовой погрешности трансформаторов тока при к. з.

10.6. ИСТОЧНИКИ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

Источники оперативного тока на электрических станциях и подстанциях необходимы для питания аппаратов вторичных цепей, к которым относят вспомогательные реле схем релейной защиты, электромагниты включения и отключения коммутационных аппаратов (выключателей, короткозамыкателей и др.), аппараты систем управления, автоматики и сигнализации.

Надежность функционирования устройств релейной защиты во многом определяется надежностью источников питания и схем оперативного тока. Основные требования к последним: постоянная готовность к действию и обеспечение требуемого значения оперативного напряжения и мощности в нормальных и аварийных режимах.

Для питания устройств релейной защиты и электромагнитов управления коммутационных аппаратов применяют следующие виды оперативного тока: постоянный, переменный, выпрямленный, ток разряда предварительно заряженного конденсатора.

Источником постоянного оперативного тока служат аккумуляторные батареи — независимый (автономный) и самый надежный источник питания оперативных цепей. Однако из-за высокой стоимости аккумуляторных батарей, необходимости специально оборудованных помещений для их размещения и квалифицированного обслуживания повсеместное применение постоянного оперативного тока, за исключением узловых подстанций

напряжением 110...220 кВ, в системах сельского электроснабжения ограничивают.

В качестве источников оперативного тока в системах сельского электроснабжения используют измерительные трансформаторы тока TA и напряжения TU , трансформаторы собственных нужд (ТСН). Трансформаторы TU и ТСН как источники оперативного тока применяют в режимах, не сопровождающихся снижением напряжения. Они могут служить для питания устройств управления, автоматики и сигнализации в нормальном режиме, а также для питания оперативных цепей защит от таких видов повреждений, как перегрузка, витковое замыкание в обмотке силового трансформатора, однофазное замыкание на землю и др.

Для защиты от междуфазных к. з. в качестве источников оперативного тока служат трансформаторы тока защищаемого элемента, хотя допускается использование трансформаторов TU и ТСН. В зависимости от конкретных условий применяют одну из следующих схем релейной защиты:

на переменном оперативном токе с питанием непосредственно от трансформаторов тока (схемы с реле прямого действия и с дешунтированием электромагнитов отключения выключателя);

на выпрямленном оперативном токе, выполняемую с помощью выпрямительных блоков питания, подключаемых к трансформаторам TA , TU и ТСН;

с использованием конденсаторов, заряжаемых в нормальном режиме от зарядных устройств, которые подключают к трансформаторам TA , TU и ТСН.

Схемы питания переменным оперативным током непосредственно от трансформаторов тока. На рисунке 10.10, *а* показана простейшая схема максимальной токовой защиты (МТЗ) с реле прямого действия типа РТВ, которое одновременно выполняет функции реле защиты и электромагнита отключения выключателя. В данном случае измерительная токовая цепь и оперативная цепь управления совпадают и питаются от

одного источника — измерительного трансформатора тока TA . На рисунке 10.10, *б* трансформатор тока TA также служит источником переменного оперативного тока, питая электромагнит отключения YAT выключателя Q . В нормальном режиме электромагнит YAT зашунтирован контактом реле тока KA . При к. з. реле срабатывает и его контакт безобрывно переключается, подключая последовательно с обмоткой реле KA обмотку

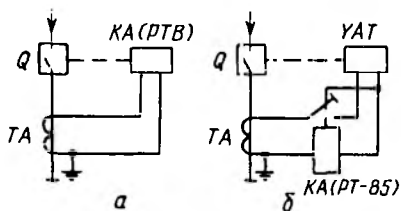


Рис. 10.10. Однолинейные схемы максимальной токовой защиты с питанием оперативных цепей от трансформаторов тока:

а — с реле тока прямого действия; *б* — с дешунтированием электромагнита отключения

электромагнита *УАТ*. Электромагнит срабатывает (втягивается ударник) и освобождает защелку, удерживающую выключатель *Q* во включенном состоянии. Под действием отключающих пружин выключатель отключается.

Схемы с выпрямительными блоками питания. Выпрямленный оперативный ток применяют в случаях, когда невозможно использовать схемы на переменном оперативном токе, например, когда электромагниты отключения потребляют значительную мощность (выключатели с электромагнитным приводом) или применяют сложные, в том числе и полупроводниковые, защиты, требующие достаточно мощного источника постоянного напряжения.

Источниками выпрямленного оперативного тока служат однофазные стабилизированные блоки питания серий БПТ и БПЗ-402 (токовые), подключаемые к трансформаторам тока, и нестабилизированные блоки серий БПН и БПЗ-401 (напряжения), подключаемые к трансформаторам *TU* и *TCH*. Блоки питания состоят из промежуточного трансформатора тока (для БПТ) или напряжения (для БПН) с выпрямительным мостом на выходе. Трансформатор играет роль разделительного, а в токовых блоках, кроме того, образует совместно с конденсатором на вторичной обмотке феррорезонансный контур, обеспечивая стабилизацию среднего значения выходного напряжения. Блоки питания в кратковременном режиме имеют выходную мощность 50 Вт (БП-11), 200 Вт (БП-101 и БПЗ-400), 1500 Вт (БП-1002 и БПНС) и выходное напряжение 24...48 или 110...220 В.

Блоки серии БПЗ-400 предназначены для питания оперативных цепей или заряда конденсаторов, энергия которых используется для срабатывания электромагнитов отключения выключателей. Оперативные цепи защиты включаются на выводы 7 и 10 (рис. 10.11), а заряжаемые конденсаторы — на выводы 6 и 10. Соединяя секции первичной w'_1 и w''_1 и вторичной w'_2 и w''_2 обмоток последовательно или параллельно с помощью накладок *XB3...XB6*, можно в 2 раза изменять номинальные значения входного и выходного напряжения (например, для защиты — напряжение 220 В, для заряда конденсаторов — напряжение 400 В). Реле *KL* служит для сигнализации исчезновения напряжения питания. Изменением положения накладок *XB1* и *XB2* регулируют вторичное напряжение. Ко вторичной обмотке подключают выпрямитель *UD*. Диоды *VD1* и *VD2* служат для разделения цепей защиты и конденсаторов. Выводы 1...10 предназначены для присоединения блока. Элементы *R* и *C* служат для надежной работы реле.

Схемы включения, типы и число блоков питания выбирают так, чтобы обеспечить надежное питание оперативным током всех устройств при любых видах к. з. на защищаемом объекте. Один из возможных вариантов показан на рисунке 10.12, где токовый блок БПТ, присоединенный к трансформаторам тока *ТА* на стороне

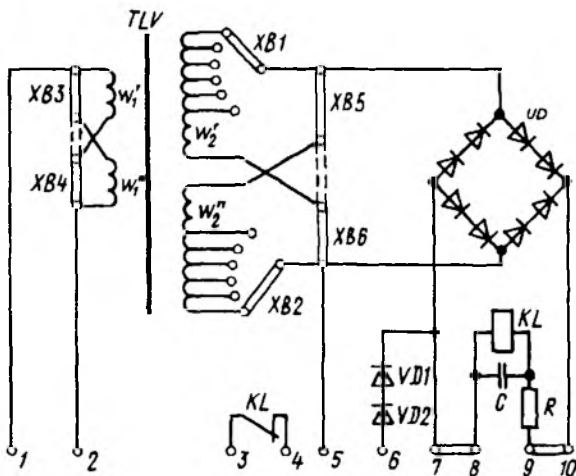


Рис. 10.11. Принципиальная схема блока питания БПЗ-401

высшего напряжения *ВН* силового трансформатора *Т*, и трехфазный стабилизированный блок напряжения БПНС, подключенный к трансформатору собственных нужд *ТСН* на стороне низшего напряжения, работают параллельно на стороне выпрямленного напряжения, питая оперативные цепи защиты, автоматики и управления. Нестабилизованный блок БПН используют для питания цепей сигнализации.

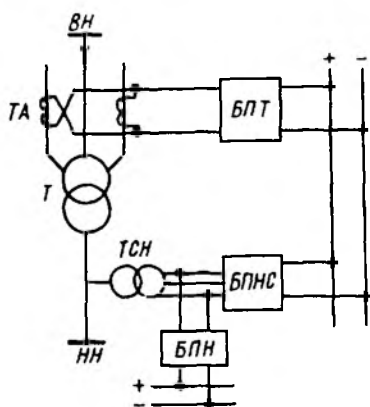


Рис. 10.12. Схема включения блоков питания на подстанции

Схемы с предварительно заряженными конденсаторами. Предварительно заряженные конденсаторы — независимые источники оперативного тока, обеспечивающие питание устройств защиты и электромагнитов управления в любых аварийных режимах, в том числе при отсутствии, например, на подстанции напряжения и тока. Выпускают блоки конденсаторов БК-400, которые заряжают от блоков питания БПЗ-400. Емкость конденсаторов блока БК-401 равна 40 мкФ, БК-402 — 80 и БК-403 — 200 мкФ, номинальное напряжение 400 В, время заряда 0,05...

0,07 с. В общем случае после срабатывания измерительных реле защиты последние своими контактами создают цепь разряда конденсаторов на выходное промежуточное реле защиты, после чего создается цепь разряда на электромагнит отключения выключателя. Для каждой логической операции требуется самостоятельный блок конденсаторов.

10.7. МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА

Принцип действия и выбор параметров защиты. Максимальную токовую защиту (МТЗ) относят к токовым защитам, реагирующим на величину тока в защищаемом элементе и приходящим в действие, если ток превысит некоторое заранее установленное значение. Возрастание тока по сравнению с его значением в нормальном режиме работы системы электроснабжения — характерный признак коротких замыканий. Поэтому токовые защиты были разработаны одними из первых. Они нашли широкое применение для защиты от к. з. линий электропередач, трансформаторов, генераторов и двигателей.

Принцип действия МТЗ показан на рисунке 10.13. Каждый элемент или участок сети (на рисунке участки сети условно выделены шинами *A, Б, В, Г*) имеет самостоятельную защиту, установленную со стороны источника питания. Устройство защиты содержит токовый измерительный или пусковой орган (максимальное реле тока), который непрерывно получает информацию о состоянии защищаемого элемента и срабатывает при определенном заранее установленном значении тока. Для обеспечения селективного действия служит орган выдержки времени, обеспечивающий необходимое время срабатывания защиты, которое тем больше, чем ближе защита расположена к источнику питания. Например,

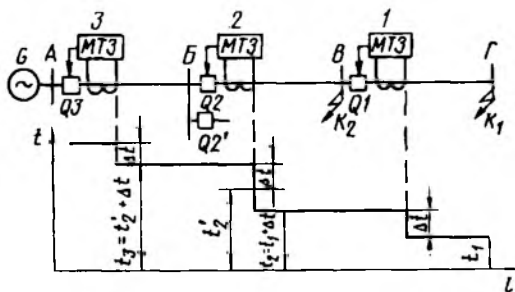


Рис. 10.13. Размещение устройств МТЗ в сети с односторонним питанием и согласование их характеристик с независимой выдержкой времени

выдержка времени t_2 защиты 2 больше выдержки времени t_1 защиты 1 на некоторую величину Δt , называемую ступенью выдержки времени (ступенью селективности).

В нормальном режиме работы сети МТЗ не приходит в действие от токов нагрузки, так как ее ток срабатывания устанавливается больше максимального рабочего тока защищаемого элемента. При коротких замыканиях, когда ток становится значительно больше тока нагрузки, защита срабатывает и отключает выключатель защищаемого элемента.

МТЗ характеризуют относительной селективностью. При коротком замыкании, например, в точке K_1 (см. рис. 10.13) ток к. з., протекая по всей сети, вызывает срабатывание пусковых органов всех защит. Однако поврежденный участок отключится ближайшим выключателем $Q1$, так как защита, действующая на него, имеет наименьшую выдержку времени t_1 . Таким образом, к. з. в точке K_1 находится в зоне действия защиты 1, а для остальных защит является внешним, т. е. вне зоны их действия. Если же по каким-либо причинам поврежденный участок не отключится (неисправность защиты 1 или выключателя $Q1$), то он может отключиться через время t_2 последующей защитой 2 и выключателем $Q2$. Следовательно, МТЗ имеет в общем случае основную и резервную зоны действия. Так, например, защита 2 служит основной для участка BB и резервной для участка $BГ$, а защита 3 — основной для участка AB и резервной для участка BB .

Основные параметры МТЗ: ток срабатывания и время срабатывания (выдержка времени). Кроме того, защита должна обладать требуемой чувствительностью, оцениваемой коэффициентом чувствительности.

Ток срабатывания МТЗ, т. е. минимальное значение тока в фазах защищаемого элемента, при котором защита действует, выбирают из следующих условий:

токовые измерительные реле защиты не должны срабатывать в рабочем режиме, в том числе и в режиме длительных допустимых перегрузок,

$$I_{с.з} > I_{\text{раб макс}} \quad (10.8)$$

токовые реле защиты, сработавшие при внешних к. з., должны возвратиться в исходное состояние после отключения к. з. Поэтому ток возврата защиты должен быть больше тока нагрузки в переходном режиме после отключения к. з.

$$I_{\text{в.з}} > I'_{\text{раб}} \quad (10.9)$$

Поясним это на примере защиты сети (см. рис. 10.13), используя график изменения тока во времени при возникновении к. з.

и после его отключения (рис. 10.14). При к. з. в точке K_1 ток I_K , протекая по всей сети, вызывает срабатывание токовых пусковых органов всех защит. По прошествии времени срабатывания $t_{сз1}$ защиты I последняя воздействует на выключатель QI , и он отключает поврежденный участок $BГ$ (см. рис. 10.13). Ток в неповрежденных участках сети уменьшится до значения $I_{раб}$ (см. рис. 10.14). Однако некоторое время рабочий ток $I'_{раб}$ в переходном режиме после отключения к. з. может быть больше тока $I_{раб\ max}$ вследствие самозапуска подключенных к сети электродвигателей. Последние из-за снижения напря-

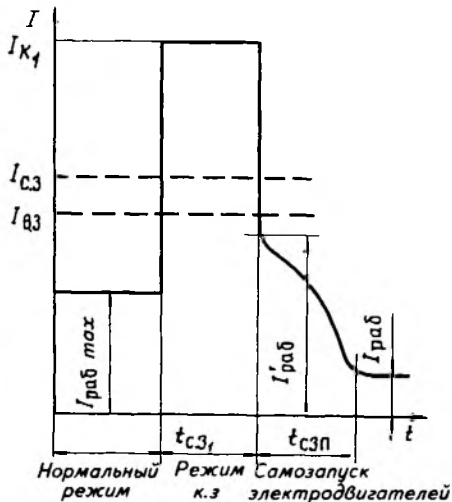


Рис. 10.14. Характер изменения тока в сети при нормальном режиме к. з. и отключении к. з.

жения во время к. з. тормозятся, а при восстановлении напряжения после отключения к. з. самозапускаются.

За время существования к. з. защиты 2 и 3 (см. рис. 10.13), имеющие выдержку времени больше, чем у защиты 1, не успевают срабатывать и после отключения к. з. должны возвратиться в исходное состояние. Однако это произойдет, если выполняется условие (10.9). В противном случае и при условии, что продолжительность самозапуска $t_{сзп}$ значительно больше ступени выдержки времени Δt , например, защита 2 не возвратится в исходное состояние и неповрежденный участок $BВ$ сети отключится (ложное срабатывание). Выражение (10.9), обеспечивающее селективное действие защиты, считают определяющим при установлении тока срабатывания защиты.

Увеличение тока нагрузки $I_{раб\ max}$ при расчетах в переходном режиме после отключения к. з. учитывается коэффициентом самозапуска $K_{сзп}$, зависящим от схемы и параметров сети и состава нагрузки.

Неточность расчетов и погрешности реле учитывают коэффициентом надежности (отстройки) $K_{н}$. Таким образом, селективное действие защиты возможно, если

$$I_{в.з} \geq K_{н} K_{сзп} I_{раб\ max} \quad (10.10)$$

Так как отношение тока срабатывания защиты $I_{сз}$ к току возвра-

та $I_{в.з}$ есть коэффициент возврата $K_B = I_{в.з}/I_{с.з}$, то

$$I_{с.з} \geq \frac{K_n K_{сзп}}{K_B} I_{\text{раб max}}. \quad (10.11)$$

Ток срабатывания защиты $I_{с.з}$ является первичным током, протекающим в фазах защищаемого элемента, при котором защита срабатывает. Для вторичных реле защиты определяют ток срабатывания реле с учетом коэффициента трансформации трансформаторов тока n_T и схемы включения трансформатора ТА и реле, характеризующейся коэффициентом схемы $K_{сх}^{(3)}$ в симметричном режиме

$$I_{с.р} = I_{с.з} K_{сх}^{(3)} / n_T. \quad (10.12)$$

По значению тока $I_{с.р}$ выбирают уставку тока срабатывания $I_y \geq I_{с.р}$, где I_y — фактический ток в соответствии с положением указателя на шкале реле, при котором оно должно срабатывать. В практических расчетах принимают следующие значения коэффициентов, входящих в выражение (10.11): для реле типа РТ-40 и РТ-80 $K_n = 1,2$, $K_B = 0,85$; для реле типа РТВ $K_n = 1,3$, $K_B = 0,7$. Коэффициент самозапуска для линий напряжением 10 кВ с преобладанием бытовой нагрузки принимают равным $K_{сзп} = 1,2 \dots 1,3$, в остальных случаях $K_{сзп}$ может быть найден приближенно по различным методикам.

При наличии последовательно включенных защит их согласуют по чувствительности, принимая ток срабатывания каждой последующей защиты $I_{с.з_n}$, расположенной ближе к источнику питания, больше тока срабатывания $I_{с.з_{n-1}}$ предыдущей защиты

$$I_{с.з_n} = K_{н.с} \left[I_{с.з_{n-1}} + \left(I_{\text{раб max}_n} - I_{\text{раб max}_{n-1}} \right) \right], \quad (10.13)$$

где $K_{н.с}$ — коэффициент надежности согласования смежных защит по чувствительности (если обе защиты с реле РТ-85 — $K_{н.с} = 1,3$; если с реле РТВ — $K_{н.с} = 1,5$); $I_{\text{раб max}_n}$ и $I_{\text{раб max}_{n-1}}$ — максимальные рабочие токи в месте установки рассматриваемых защит.

При определении тока срабатывания реле по выражению (10.12) принимают наибольшее значение $I_{с.з}$ из полученных по выражениям (10.11) и (10.13).

Чувствительность защиты оценивают коэффициентом чувствительности, представляющим собой отношение минимального тока к.з. $I_{к \text{ min}}$ в конце защищаемой зоны к току срабатывания защиты

$$K_{\text{ч}} = I_{к \text{ min}} / I'_{с.з}, \quad (10.14)$$

где $I'_{с.з} = I_y n_T / K_{сх}^{(3)}$ — уточненное (с учетом выбранной уставки) значение тока срабатывания защиты.

Для основной зоны обязательно значение $K_q \geq 1,5$, а для зоны резервирования $K_q \geq 1,2$. Например, для защиты 2 (см. рис. 10.13) коэффициент чувствительности должен быть $K_q \geq 1,5$ при к.з. в точке K_2 и $K_q \geq 1,2$ при к.з. в точке K_1 .

Расчет МТЗ на переменном оперативном токе имеет некоторые особенности. Так, для схем с реле прямого действия типа РТВ и РТМ ток срабатывания реле должен быть не менее $I_{с.р} \geq I_{y \min}$, где $I_{y \min}$ — минимальная уставка тока срабатывания реле. Для МТЗ, выполняемых по схеме дешунтирования электромагнитов отключения выключателей с помощью реле РТ-85 или РП-341, следует убедиться, что после дешунтирования не произойдет возврат указанных реле из-за снижения вторичного тока трансформатора ТА. Для этого определяют коэффициент чувствительности защиты по выражению

$$K_{ч.з} = I_K \min \left(1 - \frac{f}{100} \right) / (K_B I_{с.з}), \quad (10.15)$$

где f — токовая погрешность трансформаторов тока ТА после дешунтирования (определяют по рисунку 10.9 при токе к.з., обеспечивающем надежное срабатывание защиты), %; K_B — коэффициент возврата (для электромагнитного элемента реле РТ-85 и РП-341 $K_B = 0,4$).

Для проверки надежности срабатывания электромагнитов отключения после их дешунтирования определяют коэффициент чувствительности

$$K_{ч.зо} = I_K \min \left(1 - \frac{f}{100} \right) \frac{K_{сх}^{(3)}}{n_T I_{с.зо}}, \quad (10.16)$$

где f — токовая погрешность, % (определяют при токе, обеспечивающем надежное срабатывание электромагнита); n_T — коэффициент трансформации трансформатора ТА; $I_{с.зо}$ — ток срабатывания электромагнита отключения, равный 5 А (РТМ) или 3,5 А (с дешунтированием катушки отключения).

Минимальное значение коэффициента чувствительности для электромагнитов должно быть на 20 % больше принимаемого для соответствующих защит (для МТЗ в основной зоне $K_{ч.з} \geq 1,5$ и $K_{ч.зо} \geq 1,8$, в зоне резервирования $K_{ч.з} \geq 1,2$ и $K_{ч.зо} \geq 1,44$).

Следует убедиться в том, что максимальное значение вторичного дешунтируемого тока $I_{2к \max}$ не превышает значение допустимого тока $I_{доп}$ для контактов реле РТ-85 или РП-341, т. е.

$$I_{2к \max} = I_{K \max} K_{сх}^{(3)} / n_T \leq I_{доп} = 150 \text{ А}. \quad (10.17)$$

Время срабатывания защиты — второй основной параметр МТЗ. Защита может иметь независимую, ограниченно зависимую и зависимую (рис. 10.15) временные характеристики. Защиту с независимой характеристикой выполняют, например, с помощью реле тока РТ-40 и реле времени типа ЭВ или РВМ, а МТЗ с ограниченно зависимой характеристикой — с помощью реле типа РТВ, РТ-80 или РТ-90. В последних можно выделить зависимую от тока часть характеристики и независимую часть, причем переход на независимую часть характеристики происходит у разных типов реле при различной кратности тока в обмотке реле I_p по отношению к току срабатывания реле $I_{c.p}$. Зависимую характеристику имеют плавкие предохранители, которую называют также времятоковой, или защитной, характеристикой предохранителя. Следует отметить, что фактические защитные характеристики предохранителей могут отличаться от типовых, приведенных в каталогах, поэтому их изображают в виде зоны, определяемой сдвигом типовой характеристики на 20 % влево и вправо.

Выдержки времени МТЗ с независимыми характеристиками выбирают по ступенчатому принципу, согласно которому каждая последующая защита в направлении к источнику питания имеет выдержку времени больше, чем у предыдущей защиты (см. рис. 10.13),

$$t_n = t_{n-1} + \Delta t. \quad (10.18)$$

Степень выдержки времени (степень селективности) Δt зависит от типов используемых реле времени, выключателей и их приводов и обычно составляет 0,4...0,6 с.

В схемах сельского электроснабжения применяемые максимальные токовые защиты имеют разнотипные временные характеристики, и согласование времени их срабатывания проводят путем

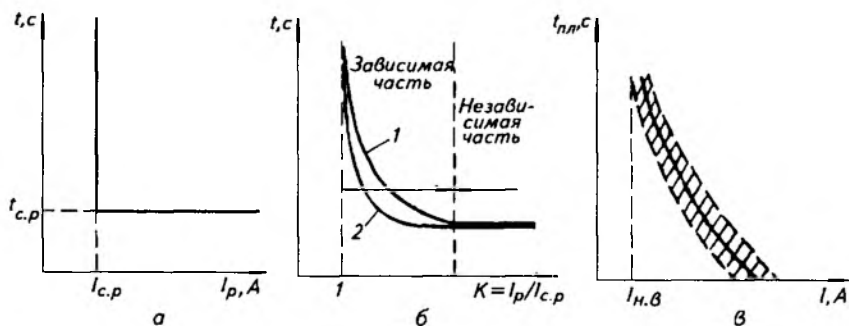


Рис. 10.15. Независимая (а), ограниченно зависимая (б) и зависимая (в) характеристики времени срабатывания МТЗ:

1 и 2 — реле РТ-80 и РТВ-1

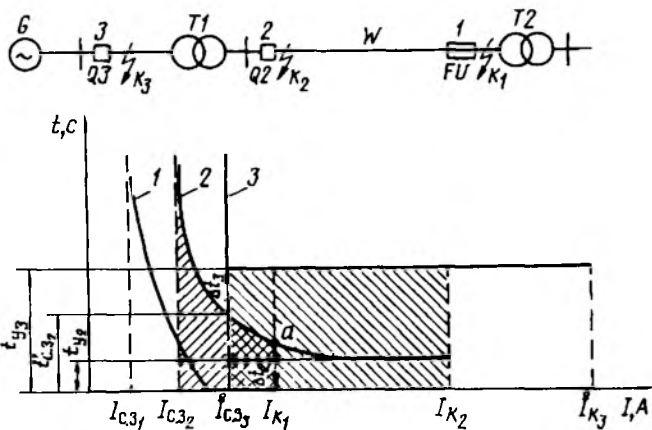


Рис. 10.16. Карта селективности:

Δt_2 и Δt_3 — ступени выдержки времени при согласовании защит 1, 2 и 2, 3; $t_{c.з2}$ — время срабатывания защиты 2 при токе согласования защит 2 и 3; t_y — уставки выдержки времени защит; a — контрольная точка для подбора характеристики второй защиты; заштрихованные области — диапазоны токов совместного действия защит

построения карты селективности. На ней в общих координатах изображают характеристики всех защит $t_{c.з} = f(I)$, которые согласованы так, чтобы во всем диапазоне токов наибольшее сближение характеристик защит смежных участков не было меньше $\Delta I = (K_{н.с} - 1)I_{c.з}$ по току и ступени селективности Δt по времени (где $K_{н.с}$ — коэффициент надежности согласования смежных защит по чувствительности; $I_{c.з}$ — ток срабатывания предыдущей защиты).

Порядок построения карты селективности и принципы согласования поясним на примере (рис. 10.16), где максимальная токовая защита 3 имеет независимую характеристику, защита 2 — ограниченно зависимую, а защита 1 трансформатора T2 осуществляется предохранителем.

По оси абсцисс откладывают значения токов срабатывания всех защит $I_{c.з}$ и максимальных токов короткого замыкания I_K в месте установки защит. Указанные токи предварительно определяют расчетом, и они должны быть приведены к одной ступени напряжения. В данном случае значения тока к.з. в точке K_3 и тока срабатывания защиты 3 целесообразно привести к напряжению низшей стороны трансформатора T1:

$$I_{K_3} = I_{K_3} K_T; \quad I_{c.з3} = I_{c.з3} K_T,$$

где $K_T = U_{нн}/U_{нн}$ — линейный коэффициент трансформации трансформатора T1.

Построение карты начинают с нанесения характеристики, самой удаленной от источника питания защиты (первая защита) в пределах от тока срабатывания $I_{c_{31}}$ до тока к.з. I_{K_1} в месте ее установки. Далее определяют условия согласования первой защиты с последующей (второй), расположенной ближе к источнику питания. Для этого из диапазона токов, где обе защиты могут действовать совместно, определяют ток согласования, при котором характеристики этих защит ближе всего сходятся. Если характеристики первой и второй защит зависимые или ограниченно зависимые, то током согласования будет максимальный ток к.з. в месте установки первой защиты, а если характеристика второй защиты независимая, то током согласования будет ток срабатывания второй защиты.

К времени срабатывания $t_{c_{31}}$ предыдущей (первой) защиты при токе согласования (в данном случае I_{K_1}) прибавляют ступень выдержки времени Δt и находят контрольную точку a , через которую должна пройти характеристика второй защиты. Для подбора требуемой временной характеристики второй защиты определяют координаты контрольной точки: $t_{c_{32}} = t_{c_{31}} + \Delta t$; $I_{\text{согл}} = I_{K_1}$ ($\Delta t = 0,6 \dots 0,8$ с для реле РТ-80 и $\Delta t = 0,7 \dots 1,0$ с для реле РТВ).

Из приведенных в каталогах типовых характеристик реле второй защиты подбирают требуемую характеристику, на которой будет лежать контрольная точка с заданными координатами. На типовых характеристиках реле защиты по оси абсцисс указывают значения токов в амперах, а кратность тока в реле к току срабатывания реле в относительных единицах или процентах, т. е.

$$K = \frac{I_p}{I_{cp}} \cdot 100.$$

Тогда координату контрольной точки по оси тока определяют по выражению

$$K = \frac{I_p}{I_{cp}} \cdot 100 = \frac{I_{\text{согл}} K_{\text{сх}}^{(3)}}{I_{y_2} n_T} \cdot 100, \quad (10.19)$$

где $K_{\text{сх}}^{(3)}$ — коэффициент схемы; I_{y_2} — ток уставки реле второй защиты; n_T — коэффициент трансформации трансформаторов тока второй защиты.

Задавшись координатами нескольких точек на характеристике второй защиты, строят по ним указанную характеристику на карте селективности. При этом ток в именованных единицах для заданных точек

$$I = \frac{KI_{y_2} n_T}{100 K_{\text{сх}}^{(3)}}. \quad (10.20)$$

Аналогично согласовывают последующую (третью) защиту со второй. После определения основных параметров защиты следует проверить трансформаторы тока в соответствии с п. 10.5.

Схемы выполнения МТЗ. В сельских электрических сетях напряжением 6...35 кВ с изолированной нейтралью для исполнения измерительной части МТЗ применяют преимущественно двухфазную двухрелейную схему (неполная звезда с двумя реле). Защита выполняется на переменном оперативном токе с использованием реле прямого действия типа РТВ или реле косвенного действия РТ-85, имеющих зависимую характеристику времени срабатывания. Принципиальная (полная) схема МТЗ с реле РТВ приведена на рисунке 10.17, а.

Реле РТВ встраивают в пружинные приводы выключателей напряжением 6...35 кВ. При срабатывании реле действуют на расцепляющий механизм выключателя, после чего он отключается. Схема МТЗ с реле РТВ весьма проста, однако не всегда обеспечивает требуемую чувствительность, и поэтому ее применение ограничено. Широкое использование в сельских сетях получила схема МТЗ с реле РТ-85 с дещунтированием электромагнитов отключения выключателя (рис. 10.17, б). Схема достаточно надежна и обеспечивает более высокую чувствительность. Обе схемы используют в основном для защиты линий и шин низшего напряжения подстанций.

Для защиты трансформаторов с высшим напряжением 35, 110 и 220 кВ от внешних к.з. используют МТЗ, которую выполняют с независимой временной характеристикой. Принципиальная двухфазная двухрелейная схема МТЗ с независимой характеристикой приведена на рисунке 10.18. В схеме защиты используют реле РТ-40, серийное реле времени РВМ-13 и серийные промежуточные реле РП-341, которые включают последовательно во вторичные цепи трансформаторов тока *ТА* защищаемого элемента.

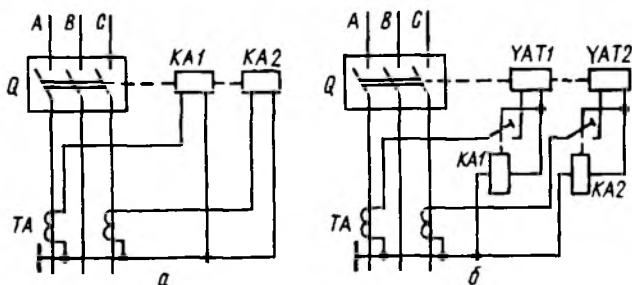


Рис. 10.17. Схемы МТЗ с ограниченно зависимой выдержкой времени на переменном оперативном токе:

а — с реле прямого действия типа РТВ; б — с реле РТ-85, дещунтирующих электромагниты отключения

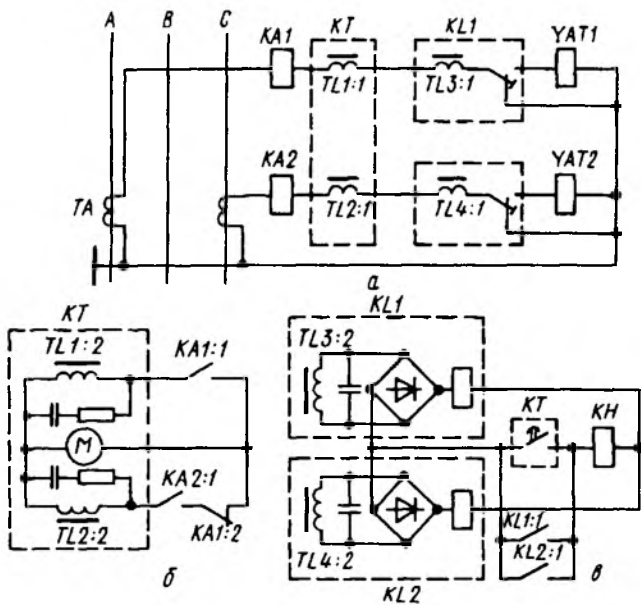


Рис. 10.18. Схема МТЗ с независимой выдержкой времени на переменном оперативном токе:

a — цепи тока; *б* — вторичные цепи реле времени типа РВМ; *в* — вторичные цепи промежуточных реле РП-341

Реле времени РВМ состоит из однофазного синхронного микродвигателя *M* с редуктором, двух промежуточных насыщающихся трансформаторов *TL1*, *TL2* и контактной системы. Трансформаторы *TL* обеспечивают постоянство напряжения на двигателе при изменении в широких пределах тока в первичной обмотке *TA*. При шунтировании вторичных обмоток *TL1: 2* и *TL2: 2* трансформаторов емкостью и активным сопротивлением улучшаются формы кривой вторичного напряжения. Промежуточное реле РП-341 имеет мощные переключающие контакты, с помощью которых происходит дешунтирование электромагнитов отключения выключателя. Реле включается во вторичную цепь трансформаторов тока также через промежуточный насыщающийся трансформатор *TL3* (*TL4*). Электромагнитное реле постоянного тока подключается к *TL3* (*TL4*) через выпрямитель. Конденсатор на вторичной обмотке *TL3: 2* (*TL4: 2*) служит для ограничения напряжения и сглаживания его пиков, появляющихся при насыщении трансформатора *TL*.

При коротком замыкании в защищаемом элементе срабатывают одно или два реле тока *KA* и замыкают свои контакты в цепи

пуска микродвигателя M реле времени KT . С помощью редуктора частота вращения двигателя снижается до такого значения, чтобы выходной рычаг механизма с подвижными контактами реле двигался в течение 4 с для реле РВМ-12 и 10 с для РВМ-13. В пределах этих значений устанавливают уставку выдержки времени для импульсного и замыкающего контактов реле. При замыкании контакта реле времени РВМ срабатывают одно или два промежуточных реле KL . Усиленный контакт безобрывного переключения реле KL обеспечивает подключение электромагнита отключения YAT выключателя во вторичную цепь трансформатора тока TA , сначала шунтируя YAT , а затем дешунтируя его. Взамен указанных реле используют реле РВС-13 и РП-361.

Если схемы МТЗ с дешунтированием не проходят по чувствительности, то защиту выполняют с питанием оперативных цепей от предварительно заряженных конденсаторов. В этом случае электромагниты управления подключают к блокам конденсаторов контактами реле тока РТ-85 или серийного промежуточного реле РП-321.

На рисунке 10.19 показана оперативная цепь двухступенчатой МТЗ трансформатора, устанавливаемой на стороне высшего напряжения. При возникновении к. з. реле времени РВМ с меньшей выдержкой времени подключает контактом $KT:1$ электромагнит отключения YAT выключателя на стороне низшего напряжения к блоку конденсаторов $GC1$. Последний, разряжаясь, вызывает срабатывание электромагнита и отключение выключателя. Затем через некоторое время замыкается контакт $KT:2$ и происходит срабатывание промежуточного реле KL и электромагнита включения YAC короткозамыкателя на стороне высшего напряжения.

В сетях напряжением 110...220 кВ с эффективно заземленной нейтралью для осуществления МТЗ применяют схему включения трансформаторов тока в треугольник, а реле в звезду (треугольник с двумя или тремя реле).

При выполнении МТЗ с использованием электромеханических реле в сельских сетях не всегда может быть обеспечена требуемая чувствительность. В первую очередь это касается защиты трансформаторов. Поэтому для повышения чувствительности МТЗ трансформатора в большинстве случаев выполняют с пуском по напряжению. Для этого используют комбинированный пусковой орган (рис. 10.20), выполняемый с помощью минимального

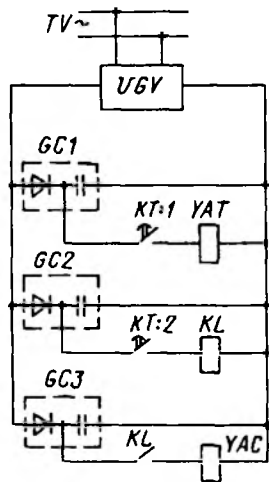


Рис. 10.19. Оперативные цепи управления, питаемые от предварительно заряженных конденсаторов

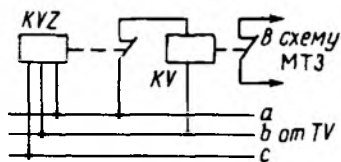


Рис. 10.20. Схема комбинированного пускового органа напряжения

пряжения, что характерно для симметричных (трехфазных) к.з. в сети, или при появлении напряжения обратной последовательности, что служит признаком двухфазного к.з. Таким образом, пуск схемы МТЗ, например микродвигателя *М* реле времени (см. рис. 10.18), происходит только в режимах короткого замыкания.

Для защиты секционированных сельских линий напряжением 6...10 кВ помимо рассмотренных ранее схем применяют устройство токовой защиты типа ТЗВР. Оно содержит максимальную токовую защиту с регулируемой ограниченно зависимой временной характеристикой, токовую отсечку, указательное реле, электромагнит отключения с блоком питания и орган оперативного опробования работоспособности устройства. Устройство ТЗВР обладает повышенной чувствительностью и позволяет при согласовании смежных защит на секционированных линиях напряжением 6...10 кВ с сетевым резервированием обеспечивать селективность их действия без существенного увеличения времени срабатывания защиты на головном выключателе линии.

Оценка МТЗ. Общую оценку МТЗ проводят с учетом основных требований: селективности, чувствительности, быстродействия и надежности функционирования. Селективность действия МТЗ обеспечивается только в радиальных сетях с односторонним питанием. Защита не является быстродействующей, так как ее селективность достигается за счет создания выдержки времени. В связи с увеличением выдержки времени защита, расположенная ближе к источнику питания, может иметь недопустимо большое время срабатывания с точки зрения термической стойкости защищаемых элементов сети. Это считают существенным недостатком. Чувствительность защиты в ряде случаев может оказаться недостаточной из-за малой кратности минимального тока к.з. в конце защищаемой зоны к максимальному току нагрузки.

Максимальная токовая защита проста по исполнению, надежна и удобна в эксплуатации. Поэтому, несмотря на указанные недостатки, МТЗ широко применяют в качестве основной защиты сельских сетей с односторонним питанием.

реле напряжения *KV* и реле напряжения обратной последовательности *KVZ*. При использовании пускового органа МТЗ можно не отстраивать защиту от токов самозапуска, т. е. не учитывать коэффициент $K_{сзп}$ в выражении (10.11). Ток срабатывания защиты уменьшается, а чувствительность повышается. Реле *KV* пускового органа переключает свой контакт или при значительном снижении на-

10.8. ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА

Принцип действия и выбор параметров защиты. Токовая отсечка — быстродействующая токовая защита с ограниченной зоной действия. В отличие от МТЗ токовая отсечка отстраивается не от максимального рабочего тока защищаемого элемента, а от максимального тока к.з., протекающего через защиту при повреждении вне защищаемого элемента. Этим, по существу, и достигается селективность действия отсечки. Как следует из рисунка 10.21, величина тока к.з. увеличивается по мере приближения места повреждения к источнику питания и в пределах участка $l_{отс}$, являющегося зоной действия отсечки, становится больше тока срабатывания отсечки $I_{с.о.}$, что и приводит к срабатыванию последней. Таким образом, по своему принципу действия токовая отсечка защищает не весь участок, а только его часть, характеризуется абсолютной селективностью и может выполняться без органа выдержки времени. Время срабатывания токовой отсечки без выдержки времени определяется временем срабатывания пускового органа (реле тока) и исполнительного органа, действующего на выключатель, и составляет приблизительно 0,1 с.

Ток срабатывания отсечки выбирают из условия

$$I_{с.о.} \geq K_H I_{к.вн}^{(3)}, \quad (10.21)$$

где K_H — коэффициент надежности ($K_H = 1,3 \dots 1,4$ для реле тока РТ-40 и $K_H = 1,6$ для

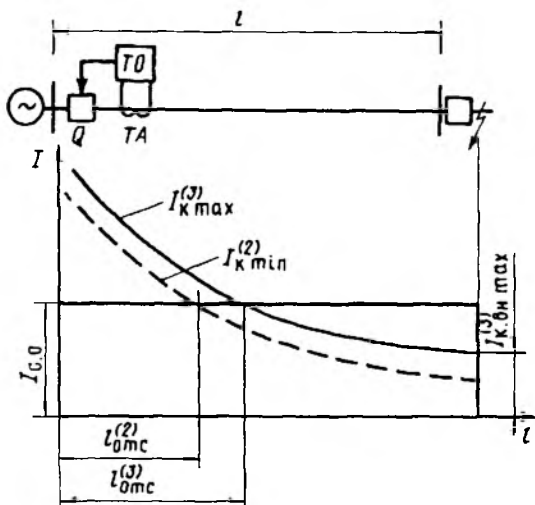


Рис. 10.21. Выбор тока срабатывания токовой отсечки и определение зоны действия

реле тока РТ-80 и РТМ); $I_{к.вн\ max}^{(3)}$ — максимальное значение тока трехфазного к.з. вне защищаемого элемента (например, за силовым трансформатором, в конце линии электропередачи).

При расчете тока срабатывания отсечки линии напряжением 6...10 кВ, питающей несколько трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ, ток $I_{к.вн\ max}^{(3)}$ в выражении (10.21) является током к.з. в месте подключения ближайшей ТП. В этом случае ток срабатывания отсечки дополнительно выбирают из условия отстройки от броска токов намагничивания всех трансформаторов, подключенных к линии,

$$I_{с.о} \geq (4...5) \Sigma I_{ном.тр} \quad (10.22)$$

Ток срабатывания реле отсечки

$$I_{с.р} = I_{с.о} K_{сх}^{(3)} / n_T \quad (10.23)$$

Коэффициент чувствительности токовой отсечки, устанавливаемый на генераторах мощностью до 1 МВт и трансформаторах, определяют как отношение минимального тока к.з. в месте установки защиты к току срабатывания

$$K_{ч} = I_{к\ min}^{(2)} / I_{с.о}$$

В соответствии с ПУЭ $K_{ч} \approx 2$. Для токовой отсечки, устанавливаемой на линии электропередачи и выполняющей функции дополнительной защиты линии, коэффициент чувствительности находят при максимальном токе к.з. в месте установки защиты

$$K_{ч} = I_{к\ max}^{(3)} / I_{с.о} \quad (10.24)$$

Коэффициент чувствительности $K_{ч} \approx 1,2$.

Схемы выполнения токовой отсечки. Для выполнения токовой отсечки линии и трансформаторов 35/10 кВ используют схему неполной звезды с двумя реле, а для трансформаторов 110/10 кВ — схему треугольника с тремя реле. В этом случае коэффициент чувствительности и зона действия отсечки не зависят от вида двухфазного короткого замыкания. Защиту выполняют с помощью реле тока прямого действия типа РТМ или реле косвенного действия РТ-40 или РТ-80. При использовании реле РТ-80 отсечка выполняется электромагнитным элементом этого реле. Реле МТЗ и отсечки могут быть включены последовательно на одну из вторичных обмоток трансформатора тока или отдельно (например, реле

отсечки — на обмотку класса 0,5 совместно с измерительными приборами, а реле МТЗ — на обмотку класса Р).

Оценка токовой отсечки. Защита характеризуется абсолютной селективностью, обеспечивающей при к.з. избирательное отключение только поврежденного элемента в сетях различной конфигурации с любым числом источников питания. Посредством токовой отсечки без выдержки времени ликвидируются наиболее тяжелые аварийные режимы, связанные с к.з. вблизи шин станций и подстанций. Достоинства защиты: простота устройства, надежность и экономичность. Основной недостаток токовой отсечки: защита не всего элемента, а только его части, причем зона ее действия зависит от режима работы системы и вида короткого замыкания (см. рис. 10.21). Поэтому токовую отсечку без выдержки времени нельзя использовать в качестве основной защиты. Ее применяют как дополнительную защиту, обеспечивающую быстрое отключение наиболее тяжелых повреждений.

10.9. МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ НАПРАВЛЕННАЯ ЗАЩИТА

Принцип действия и выбор параметров защиты. В распределительных сетях с двухсторонним питанием обычная МТЗ не обеспечивает селективного отключения поврежденного участка. Рассмотрим схему на рисунке 10.22, где по концам трех участков сети *АВ*, *ВВ* и *ВГ* размещены МТЗ, действующие на выключатели *Q1...Q6*. При к.з. в точке K_1 приходят в действие все защиты, но для селективного отключения поврежденного участка *АВ* необходимо, чтобы защиты были согласованы по времени. В частности, выдержка времени у защиты 2 должна быть меньше, чем у защиты 3, т. е. $t_2 < t_3$. При к.з. в точке K_2 для селективного действия защиты должно выполняться условие $t_3 < t_2$. Такие противоречивые требования к защитам 2 и 3, когда в одном случае $t_2 < t_3$, а в другом — $t_2 > t_3$, невыполнимы, и поэтому в сетях с двухсторонним питанием МТЗ не может быть селективной.

При перемещении к.з. из точки K_1 в точку K_2 фаза тока к.з. относительно напряжения в месте установки защит 2 и 3 (шины *В*) изменяется на 180° . На рисунке 10.22 приведены векторные диаграммы напряжения на шинах *В* и тока к.з., протекающего через защиту 2 для принятого положительного направления тока (или мощности к.з.) от шин в сторону линии. Векторные диаграммы для защиты 3 аналогичны приведенным, но вместо вектора тока I_{K_1} будет вектор тока I_{K_2} , и наоборот. Этот признак может быть использован для обеспечения селективности действия защит. Если максимальные токовые защиты снабдить специальным органом, срабатывающим при положительном направлении мощности (от

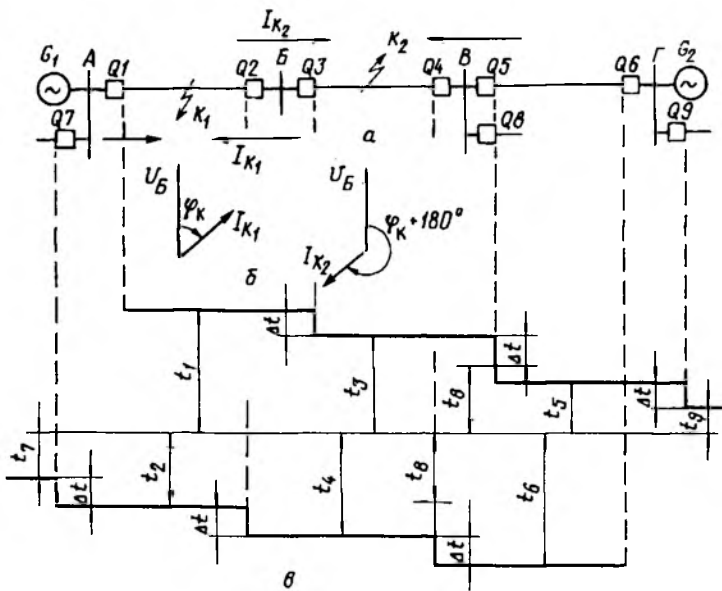


Рис. 10.22. Схема сети с двухсторонним питанием (а), векторные диаграммы тока, протекающего через защиту 2, и напряжения на шинах В сети (б) и выбор выдержек времени защит (в)

шин в линию), то в данном случае при к.з. в точке K_1 защита 2 срабатывает, а защита 3 не срабатывает. Следует заметить, что при к.з. в точке K_1 положительное направление мощности к.з. будет также в месте установки защит 4 и 6, поэтому для обеспечения селективности защит 2, 4 и 6 следует отстроить по времени.

Защита, реагирующая как на ток в защищаемом элементе, так и на направление мощности к.з., получила название направленной максимальной токовой защиты (НМТЗ). Таким образом, по принципу действия НМТЗ должна содержать: пусковой измерительный орган (максимальное реле тока), различающий режим к.з. от нормального режима, орган направления мощности, фиксирующий направление (знак) мощности в месте установки защиты, и орган выдержки времени.

Принципиальная схема НМТЗ на постоянном оперативном токе приведена на рисунке 10.23. Отключение выключателя $Q2$ с выдержкой времени, определяемой уставкой реле KT , произойдет только при положительном направлении мощности к.з. (к.з. в точке K_1), когда срабатывают реле тока KA и реле направления мощности KW .

Ток срабатывания токового пускового органа НМТЗ определя-

ют из следующих условий:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_n K_{сзн}}{K_n} I_{\text{раб max}}; \quad (10.25)$$

$$I_{с.з} \geq \frac{K_n}{K_n} I_{\text{раб}}, \quad (10.26)$$

где $I_{\text{раб max}}$ — максимальное значение рабочего тока при направлении мощности нагрузки от шин в линию (в направлении действия защиты); $I_{\text{раб}}$ — рабочий ток при направлении мощности нагрузки к шинам.

Токи срабатывания защит, действующих в одном направлении, должны быть согласованы по чувствительности. Например, для схемы на рисунке 10.22 токи срабатывания защит должны быть $I_{с.з_1} > I_{с.з_3} > I_{с.з_5}$ и $I_{с.з_6} > I_{с.з_4} > I_{с.з_2}$.

Выдержки времени защит выбирают по встречно-ступенчатому принципу. Защиты, действующие в одном направлении, объединяют в группу и в пределах каждой группы выдержки времени выбирают как для обычной МТЗ по ступенчатому принципу. Так, для сети (см. рис. 10.22) защиты 1, 3 и 5 действуют в одном направлении, а защиты 2, 4 и 6 — в противоположном. При выборе выдержки времени необходимо учитывать и выдержки времени защит 7...9. Например, выбор выдержек времени для защит первой группы сводится к следующему: $t_5 = t_9 + \Delta t$; $t_3 > t_5$ и $t_3 > t_8$; так как $t_8 > t_5$, то $t_3 = t_8 + \Delta t$; $t_1 = t_3 + \Delta t$. Степень выдержки времени принимают такой же, как и для МТЗ.

Анализ действия защит в сетях с двухсторонним питанием показывает, что не все они должны быть направленными. Если устройства защиты по концам защищаемого участка имеют различную выдержку времени, то защиту с меньшей выдержкой времени выполняют направленной, а с большей — ненаправленной. Если выдержки времени у обеих защит одинаковые, то обе защиты выполняют ненаправленными.

Чувствительность направленной максимальной токовой защиты в общем случае оценивают коэффициентами чувствительности пускового токового органа и органа направления мощности. Если реле направления мощности

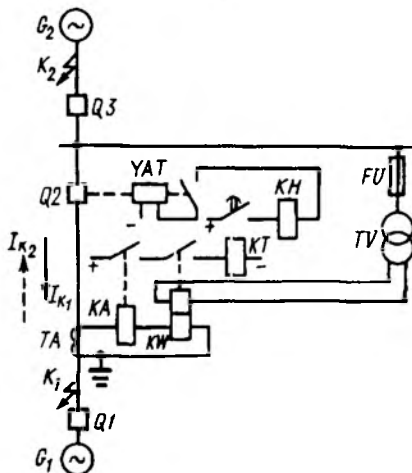


Рис. 10.23. Принципиальная схема НМТЗ

включены на полные токи и напряжения, то коэффициент чувствительности по току должен быть примерно 1,5 и его определяют как для обычной МТЗ, а по мощности — не нормируют. Чувствительность реле направления мощности часто характеризуют «мертвой» зоной — долей длины защищаемого участка, в пределах которого при металлических трехфазных к.з. защита не работает из-за недостаточного напряжения, подводимого к реле. «Мертвую» зону можно устранить, применив в качестве дополнительной защиты токовую отсечку. Если последняя не устанавливается, например, из-за недостаточной чувствительности, то допускается неселективное отключение смежных участков при к.з. в «мертвой» зоне.

Схемы выполнения НМТЗ. В сельских сетях напряжением до 35 кВ защиту выполняют на переменном оперативном токе. В качестве пускового токового органа используют реле РТ-40 и РТ-80, а в качестве органа направления мощности — реле РМ-11 и РМ-12. Для выполнения НМТЗ с независимой выдержкой времени схему обычной МТЗ (см. рис. 10.18) дополняют двумя реле направления мощности, включенными последовательно с реле тока. Пуск реле времени осуществляется пофазно последовательно соединенными контактами реле направления мощности и соответствующего реле тока. Реле направления мощности включают по так называемой 90-градусной схеме. На реле, включенное на ток фазы *A*, подается междофазное напряжение U_{BC} , на реле в фазе *C* — напряжение U_{AB} .

Сельские секционированные линии напряжением 6...10 кВ с сетевым резервированием с точки зрения выполнения релейной защиты можно рассматривать как линии с двухсторонним питанием. Для их защиты используют два комплекта МТЗ, один из которых ненаправленный, а другой направленный. Первый применяют, когда линия питается от основного источника, а второй, более чувствительный и имеющий меньшую выдержку времени, — когда линия питается от резервного источника.

Для сельских сетей с сетевым резервированием к более совершенной относят полупроводниковую направленную токовую защиту двухстороннего действия типа ЛТЗ. Структурная схема защиты ЛТЗ приведена на рисунке 10.24. Первая ступень защиты представляет собой токовую отсечку с выдержкой времени $t_{ср} = 0,3$ с. При к.з. в зоне ее действия срабатывают токовые измерительные органы релейного действия первой *КА1* и второй *КА2* ступеней, которые воздей-

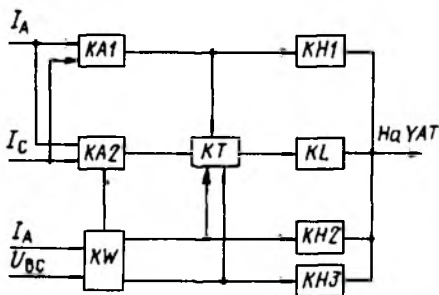


Рис. 10.24. Структурная схема устройства защиты типа ЛТЗ

ствуют на орган выдержки времени KT , а последний — на выходной исполнительный орган KL . Сигнальным элементом $KH1$ фиксируется срабатывание первой ступени защиты. Вторая ступень защиты представляет собой обычную МТЗ, дополненную органом направления мощности KW . Последний изменяет параметры защиты (ток и время срабатывания) при изменении направления мощности.

Оценка максимальной токовой направленной защиты. Защита обеспечивает селективное отключение поврежденного элемента в сетях с двухсторонним питанием и кольцевых сетях с одним источником питания. Защита не является быстродействующей. Ее чувствительность определяют токовым пусковым органом и органом направления мощности, и в целом она может быть ниже, чем у обычной МТЗ. При этом защита отказывает в действии при трехфазном к.з. в «мертвой» зоне. Защита достаточно проста и надежна в работе. Ее применяют в качестве основной в сетях с двухсторонним питанием напряжением до 35 кВ, в качестве резервной — в сетях более высокого напряжения.

10.10. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА

Принцип действия и выбор параметров защиты. Дифференциальная токовая защита основана на непосредственном сравнении токов по концам защищаемого участка (продольная дифференциальная защита) или токов параллельных цепей с мало отличающимися параметрами (поперечная защита). Продольную дифференциальную защиту используют для защиты генераторов, трансформаторов, электродвигателей, линий небольшой длины, а поперечную — для защиты параллельных линий электропередач и обмоток мощных синхронных генераторов, имеющих параллельные цепи.

Рассмотрим принцип действия, выбор параметров и схемы продольной дифференциальной токовой защиты на примере защиты силовых трансформаторов (рис. 10.25).

Для осуществления защиты на концах участка устанавливают два комплекта трансформаторов тока TA_I и TA_{II} , вторичные обмотки которых соединяют соединительными проводами последовательно, а реле тока подключают к ним параллельно.

Цепь, связывающую реле с соединительными проводами, называют *дифференциальной* (разностной), а каждый комплект трансформаторов тока с соответствующими соединительными проводами до места подключения реле — *плечом защиты*.

Трансформаторы тока защиты TA_I и TA_{II} подбирают и соединяют так, чтобы в нормальных условиях их вторичные токи I_{2_I} и $I_{2_{II}}$ совпадали по фазе и по возможности были равны между собой.

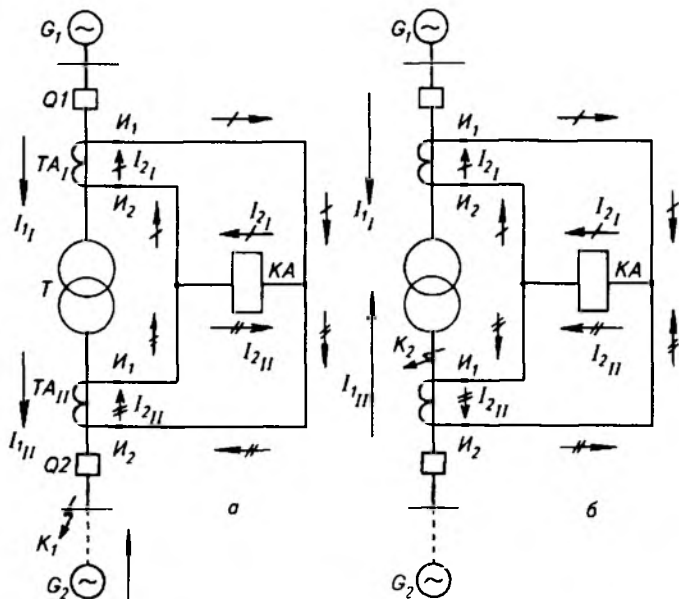


Рис. 10.25. Принципиальная схема продольной дифференциальной защиты с циркулирующими токами:

а — токораспределение при внешнем к. з.; б — то же, при к. з. в зоне действия защиты

Тогда в нормальном режиме работы, а также при внешних коротких замыканиях K_1 (вне защищаемого участка) через обмотку реле будет протекать ток, равный разности вторичных токов I_{21} , I_{2II} и называемый током небаланса $I_{нб}$:

$$I_p = I_{21} - I_{2II} = I_{нб}. \quad (10.27)$$

Чтобы защита при этом не сработала, ее ток срабатывания $I_{ср}$ должен быть больше тока небаланса $I_{нб}$. В идеальном случае ток в реле $I_p = 0$, а вторичные токи TA циркулируют по соединительным проводам, поэтому такую схему называют схемой с циркулирующими токами.

При коротком замыкании K_2 в защищаемой зоне и одностороннем питании через реле будет протекать ток $I_p = I_{21}$. Если при этом $I_p > I_{ср}$, то защита срабатывает и отключает поврежденный элемент от источника питания. При коротком замыкании в защищаемой зоне и двухстороннем питании через реле защиты протекает ток, равный $I_p = I_{21} + I_{2II}$.

Участок, ограниченный трансформаторами тока, называют зоной действия дифференциальной защиты. Благодаря тому что дифференциальная защита не реагирует на короткие замыкания за пределами своей зоны, т. е. обладает *абсолютной селективностью*, она может выполняться без выдержки времени.

Дифференциальная защита силовых трансформаторов находится в наиболее неблагоприятных условиях с точки зрения величин токов небаланса по сравнению с дифференциальными защитами других объектов.

Во-первых, токи намагничивания силового трансформатора входят как составляющие тока небаланса ($I_{\text{нб. нам}}$), поскольку протекают только в обмотке трансформатора со стороны источника питания и отсутствуют в других обмотках. При возрастании напряжения скачком (включение трансформатора под напряжение или после ликвидации внешних к.з.) токи намагничивания могут в 6...8 раз и более превышать номинальный ток трансформатора. Для отстройки от бросков тока намагничивания принимают специальные меры: загружают защиту по току; применяют насыщающиеся трансформаторы (БНТ), которые плохо трансформируют апериодическую слагающую броска тока, и др.

Во-вторых, регулирование вторичного напряжения под нагрузкой (РПН) путем изменения коэффициента трансформации силового трансформатора нарушает равновесие вторичных токов трансформаторов тока и вызывает появление токов небаланса ($I_{\text{нб. рег}}$), которые достигают больших значений при внешних коротких замыканиях.

В-третьих, неодинаковые коэффициенты трансформации трансформаторов тока TA_1 и TA_{11} защиты и отсутствие точного совпадения требуемых коэффициентов трансформации с имеющимися в шкале стандартных трансформаторов тока вызывают неравенство вторичных токов $I_{21} \neq I_{2п}$ и ток небаланса в реле ($I_{\text{нб. ур}}$).

В-четвертых, неодинаковое соединение обмоток высшего и низшего напряжений силового трансформатора (например, Y/Δ) обуславливает ток небаланса вследствие фазового сдвига первичных токов. Эта слагающая исключается соединением трансформаторов тока в треугольник (Δ) и звезду (Y) соответственно на сторонах высшего и низшего напряжений.

В-пятых, трансформаторы тока различных типов (например, встроенные на первичной стороне трансформатора напряжением 110, 35 кВ и отдельные выносные на стороне напряжением 10 кВ), неодинаковые нагрузки на них и кратности токов при внешних к.з. $I_{\text{к. вн. max}}$ обуславливают повышенные токи небаланса при коротких замыканиях ($I_{\text{нб. погр}}$).

Таким образом, ток срабатывания дифференциальной защиты трансформатора должен определяться из условий:

отстройки от токов небаланса, обусловленных погрешностью

трансформаторов тока и изменением коэффициента трансформации защищаемого трансформатора с РПН, т. е.

$$I_{с.з} \geq K_{н} I_{н6}; \quad (10.28)$$

отстройки от броска тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора под напряжение

$$I_{с.з} \geq K'_{н} I_{ном тр}, \quad (10.29)$$

где $K_{н}$ и $K'_{н}$ — коэффициенты надежности и отстройки ($K_{н} = K'_{н} = 1,3$ при выполнении защиты с реле типа РНТ и $K'_{н} = 1,5$ — с реле типа ДЗТ); $I_{н6}$ — расчетный ток небаланса [$I_{н6} = (0,2 \dots 0,35) I_{вн макс}$]; $I_{ном тр}$ — номинальный ток трансформатора со стороны питания.

Ток срабатывания реле защиты, приведенный к напряжению основной стороны трансформатора, определяют по выражению

$$I_{с.р. осн} = I_{с.з. осн} K_{сх. осн}^{(3)} / n_{т осн}, \quad (10.30)$$

где $I_{с.з. осн}$ — наибольшее значение $I_{с.з}$ из выражений (10.28) и (10.29), приведенное к напряжению основной стороны; $n_{т осн}$ и $K_{сх. осн}^{(3)}$ — коэффициенты трансформации трансформаторов тока на основной стороне и схемы их соединения.

В качестве основной стороны трансформатора рекомендуется принимать ту, где в плече защиты протекает больший вторичный ток.

Коэффициент чувствительности защиты

$$K_{ч} = I_{р мин} / I_{с.р. осн}, \quad (10.31)$$

где $I_{р мин}$ — расчетный ток в реле при к.з. в зоне действия защиты.

Для двухобмоточных трансформаторов распределительных сетей с односторонним питанием ток повреждения проходит только через трансформаторы тока питающей стороны. Тогда $I_{р мин}$ является приведенным значением первичного тока повреждения ко вторичной цепи трансформаторов тока питающей стороны с учетом вида к.з. и схемы соединения трансформаторов тока. Например, при двухфазном к.з. за силовым трансформатором на стороне низшего напряжения (НН) со схемой соединения обмоток Y/Δ расчетный ток в реле защиты будет

$$I_{р мин} = \frac{I_{ск мин}^{(3)} \frac{1}{K_{т}}}{n_{т вн}}, \quad (10.32)$$

где $K_{т} = U_{вн} / U_{нн}$ — линейный коэффициент трансформации силового трансформатора.

Для защиты с реле типа РНТ (или ДЗТ) требуется определить также число витков обмоток быстроснасыщающегося трансформатора (БНТ).

Расчетное число витков обмотки БНТ, подключаемой к трансформаторам тока основной стороны, находят так

$$w_{\text{осн. расч}} = F_{c.p.} / I_{c.p. \text{ осн}}, \quad (10.33)$$

где $F_{c.p.}$ — МДС срабатывания реле типа РНТ ($F_{c.p.} = 100 \text{ А}$).

Принимают ближайшее меньшее число витков $w_{\text{осн. уст}}$ из имеющихся на коммутаторе реле.

Расчетное число витков обмотки БНТ, подключенной на неосновной стороне трансформатора, определяют по выражению

$$w_{\text{неосн. расч}} = w_{\text{осн. уст}} I_{2\text{осн}} / I_{2\text{неосн}},$$

где $I_{2\text{осн}}$ и $I_{2\text{неосн}}$ — вторичные токи в плечах защиты $\left(I_2 = \frac{S_n K_{\text{сх}}^{(3)}}{\sqrt{3} U_n n_T} \right)$. Принимается ближайшее число витков $w_{\text{неосн. уст}}$.

Схемы выполнения защиты. В зависимости от выбранного способа отстройки от токов небаланса при внешних к.з. и от бросков тока намагничивания различают три вида исполнения продольной дифференциальной защиты трансформатора.

1. Дифференциальная защита с реле РНТ-560. В этих реле исполнительный орган (токовые реле РТ-40) включают через промежуточный БНТ, чем и достигается отстройка от токов небаланса при внешних к.з. и от бросков тока намагничивания. Кроме того, БНТ служит для выравнивания МДС, возникающих от действия различных по величине вторичных токов в плечах защиты. Дифференциальную защиту с реле типа РНТ применяют, как правило, на двух- и трехобмоточных силовых трансформаторах без регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Коэффициент чувствительности защиты должен быть $K_{\text{ч}} \approx 2$. В редких случаях допускается снижение $K_{\text{ч}}$ до 1,5.

2. Дифференциальная защита с реле ДЗТ-10. В этих реле исполнительный орган также включают через БНТ, но последний имеет так называемые тормозные обмотки, в результате чего ток срабатывания реле увеличивается (реле загрубляется, тормозится) при внешних коротких замыканиях. Дифференциальную защиту с торможением применяют, как правило, на силовых трансформаторах с РПН.

3. Дифференциальная токовая отсечка — простейшая защита, выполняемая с помощью реле РТ-40. Отстройка выполняется загрузкой по току, т. е. путем выбора тока срабатывания защиты большим, чем максимальное расчетное значение тока небаланса,

причем коэффициенты надежности и отстройки принимают $K_n = 1,3$, $K'_n = 4$. Дифференциальную отсечку применяют крайне редко и только в тех случаях, когда ее коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}} > 2$.

Оценка дифференциальной токовой защиты. Основное достоинство дифференциальной защиты — ее быстрдействие. Поскольку защита не реагирует на внешние к.з., она не может обеспечивать резервирования при повреждении на смежных участках. Поэтому ее установка в качестве единственной защиты недопустима. Недостаток защиты — наличие соединительных проводов. В целом же дифференциальная защита сравнительно проста по исполнению, надежна и удовлетворяет требованиям чувствительности.

10.11. ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ

В соответствии с ПУЭ для силовых трансформаторов схем электроснабжения должны быть предусмотрены защиты от всех видов к.з. в обмотках и на выводах; токов в обмотках, обусловленных внешними к.з. и перегрузками; возгорания масла и понижения его уровня; однофазных замыканий на землю со стороны обмотки, присоединенной к сети с изолированной нейтралью, в которой необходимо отключение однофазных замыканий на землю по требованиям техники безопасности.

Для защиты трансформаторов от к.з. в обмотках и на выводах применяют продольную дифференциальную защиту или токовую отсечку без выдержки времени. Дифференциальную защиту устанавливают на трансформаторах мощностью 6,3 МВ · А и более, а также на трансформаторах мощностью 4 МВ · А при их параллельной работе. Защиту предусматривают на трансформаторе мощностью 1...4 МВ · А, если токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с или если трансформатор установлен в районе, подверженном землетрясениям. Выбор параметров защиты и схемы ее выполнения описаны ранее (см. п. 10.8 и 10.10).

Схемы дифференциальной защиты трансформаторов сельских сетей обычно выполняют двухрелейными. Схемы с тремя реле применяют в случаях, когда требуется обеспечить нормируемую чувствительность, а также для защиты трехобмоточных трансформаторов мощностью 40 МВ · А и более. При повреждении в трансформаторе дифференциальная защита и отсечка действуют на отключение трансформатора со всех сторон.

Для защиты понижающих трансформаторов от внешних к.з. на сторонах низшего (НН) и среднего (СН) напряжений применяют максимальную токовую защиту, устанавливаемую со стороны питания (сторона ВН) и действующую на отключение трансформатора. На двухобмоточных трансформаторах 35...110/10 кВ упрощен-

ных подстанций предусматривают комплекты защиты на стороне ВН (на включение короткозамыкателя) и на стороне НН (на отключение выключателя ввода). Допускается использовать один комплект защиты, устанавливаемый со стороны ВН и обеспечивающий двухступенчатое действие защиты: с меньшей выдержкой времени отключение выключателя на стороне НН и с большей — включение короткозамыкателя на стороне ВН. На трехобмоточных трансформаторах 110/35/10 кВ комплекты защиты устанавливают либо со всех сторон трансформатора, либо только с двух сторон. При этом защиту со стороны питания выполняют двухступенчатой.

Выбор параметров МТЗ и схемы выполнения приведены ранее (см. п. 10.7). Для выполнения защиты трансформатора на стороне низшего и среднего напряжений применяют схему неполной звезды с использованием встроенных в привод выключателей двух реле прямого действия типа РТВ или двух реле косвенного действия РТ-85, осуществляющих дешунтирование электромагнитов отключения выключателя. Защиту со стороны ВН выполняют с независимой временной характеристикой посредством реле тока РТ-40, реле времени РВМ-12 и промежуточного реле РП-321. Источником оперативного тока указанной защиты служат предварительно заряженные конденсаторы (см. рис. 10.19). Время срабатывания МТЗ трансформатора определяют из условия селективности с защитами предыдущих и последующих элементов, и оно не должно превышать $t = 4$ с при к.з. на сторонах с номинальным напряжением 35 кВ и ниже и $t = 3$ с при к.з. на сторонах с напряжением 110 кВ и выше.

Защиту от перегрузки применяют на трансформаторах мощностью 400 кВ·А и более, у которых возможна перегрузка. Защиту выполняют в однофазном исполнении с помощью реле РТ-40. Ее устанавливают на любой стороне трансформатора. Защита действует с выдержкой времени на сигнал или автоматическую разгрузку.

Для масляных трансформаторов, снабженных расширителем, от всех видов повреждений, сопровождающихся выделением газа, ускоренным перетеканием масла из бака в расширитель и понижением уровня масла, применяют газовую защиту. Ее измерительным органом служит газовое реле, устанавливаемое в рассечку маслопровода, соединяющего бак с расширителем (рис. 10.26). При медленном газообразовании, возникающем в процессе разложения трансформаторного масла и изоляционных материалов из-за их нагрева токами при перегрузках и внешних к.з., реле обеспечивает подачу предупредительного сигнала, а при бурном газообразовании, связанном с горением электрической дуги при витковых замыканиях в обмотках и внутренних к.з., подается команда на отключение трансформатора.

Газовое реле состоит из корпуса, в котором на разном уровне шарнирно закреплены два поплавка, управляющие электрически-

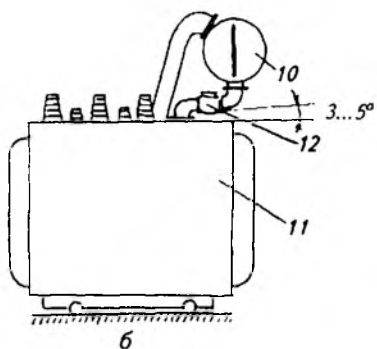
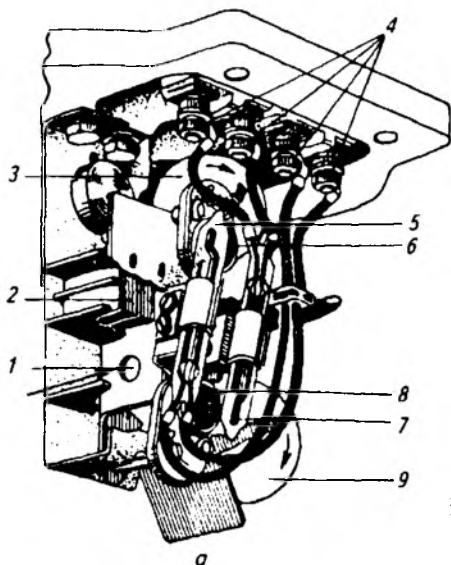


Рис. 10.26. Газовое реле типа BF-80/Q (а) и схема его установки на трансформаторе (б):

1 — напорный клапан (заслонка); 2 — батарея постоянных магнитов; 3 — верхний поплавок; 4 — выходные зажимы; 5 и 7 — герконы; 6 и 8 — постоянные магниты; 9 — нижний поплавок; 10 — расширитель; 11 — бак трансформатора; 12 — газовое реле

ми контактами. При нормальной работе трансформатора реле заполнено маслом и поплавки, всплывая, занимают верхнее положение, а связанные с ними контакты реле разомкнуты. При медленном газообразовании газы скапливаются в верхней части реле, вытесняя из него масло, и верхний поплавок (сигнальный элемент), опускаясь, замыкает контакты, действующие на сигнал. При бурном газообразовании вследствие повышения давления в баке трансформатора возникает поток маслогазовой смеси через реле в расширитель. При определенной скорости потока нижний поплавок (отключающий элемент) опрокидывается и вызывает замыкание контактов, действующих на отключение трансформатора. Время срабатывания отключающего элемента 0,1...0,3 с.

Для защиты трансформаторов широко используют газовое реле типа BF-80/Q, а для устройства РПН, размещенного в отдельном баке, — струйное реле URF-25/10. Сигнальный и отключающий элементы реле BF-80/Q выполнены в виде пластмассовых шарообразных поплавков с закрепленными на них постоянными магнитами. При перемещении поплавков магниты приближаются к магнитоуправляемым контактам (герконам), вызывая их срабатывание. Кроме того, отключающий элемент реле имеет подпорную заслонку, устанавливаемую поперек потока масла. При определенной скорости потока заслонка опрокидывает нижний поплавок. В зависимости от мощности трансформатора, системы охлаждения и циркуляции масла установки реле BF-80/Q устанавливают равными 0,65 с или 1 м/с.

Газовую защиту обязательно предусматривают для трансформаторов мощностью 6300 кВ · А и более, однако допускается ее установка и на трансформаторах меньшей мощности. Оперативные цепи газовой защиты на подстанциях 35...110/10 кВ подключаются к шинам трансформатора собственных нужд или питаются от предварительно заряженных конденсаторов.

Защиту от замыканий на землю со стороны обмотки трансформатора, присоединенной к сети с изолированной нейтралью, выполняют в виде селективной защиты, устанавливающей поврежденное присоединение. Для этого используют реле типа ЗЗП-1М, УСЗ-2/2 или ИЗС, подключаемые к трансформаторам тока нулевой последовательности (типа ТЗРЛ, ТЗЛ). Защита действует с выдержкой времени $t_{сз} \approx 9$ с на сигнал или отключение присоединения, если это необходимо по требованиям электробезопасности. Для выполнения защиты с действием на сигнал допускается использовать устройство контроля изоляции.

10.12. ЗАЩИТА ГЕНЕРАТОРОВ

В систему сельского электроснабжения входят электростанции с генераторами относительно небольшой мощности до 1 МВт и напряжением до 1 кВ и выше. Такие станции используют в качестве автономных источников питания для потребителей, значительно удаленных от централизованных источников, или в качестве резервных источников. К ним относят дизельные станции, причем большая часть из них с генераторами мощностью до 150 кВт.

В соответствии с ПУЭ для генераторов мощностью до 1 МВт и напряжением выше 1 кВ, работающих непосредственно на сборные шины генераторного напряжения, должны быть предусмотрены защиты от междуфазных внешних к.з. и от к.з. в обмотке статора генератора и на его выводах, однофазных замыканий на землю в обмотке статора и двойных замыканий, одно из которых возникает в обмотке статора, а второе — во внешней цепи и от перегрузки в симметричном режиме работы.

В качестве защиты указанных генераторов от токов в обмотке статора, обусловленных внешними междуфазными к.з., применяют МТЗ, присоединяемую к трансформаторам тока TA на выводах фаз со стороны нейтрали генератора G (рис. 10.27). Эту же защиту используют и от междуфазных к.з. в обмотке статора одиночно работающего генератора. Схему защиты выполняют по двухфазной двухрелейной схеме с помощью реле $KA1$ и $KA2$ прямого действия типа РТВ или реле РТ-85, осуществляющим дешунти-

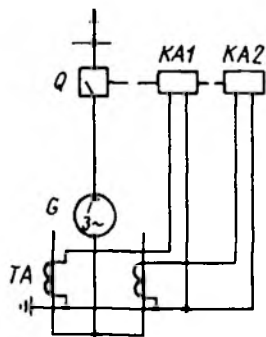


Рис. 10.27. Схема МТЗ генератора от внешних к. з.

рование электромагнитов отключения выключателя Q . Ток срабатывания защиты

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{ц}}{K_{в}} I_{г.ном}. \quad (10.34)$$

Здесь $K_{ц} = 1,6...2,0$.

Чувствительность защиты проверяют по установившемуся значению тока трехфазного к.з. на выводах генератора. Коэффициент чувствительности $K_{ц} \geq 1,2$.

При отсутствии выводов фаз со стороны нейтрали допускается применение упрощенной (без реле тока) минимальной защиты напряжения. Защиту выполняют с тремя реле минимального напряжения РН-54, подключаемыми к вторичной обмотке измерительного трансформатора напряжения на междуфазные напряжения. При повреждениях во вторичных цепях трансформатора защита должна автоматически выводиться из действия. Напряжение срабатывания защиты принимают $U_{с.з} = (0,6...0,7) U_{г.ном}$, время срабатывания — на ступень больше времени срабатывания защит элементов сети.

Для защиты от междуфазных к.з. в обмотке статора генератора, работающего параллельно с другими генераторами или системой, применяют токовую отсечку без выдержки времени, устанавливаемую со стороны выводов генератора к сборным шинам. При к.з. в генераторе реле отсечки реагируют на ток, протекающий к месту повреждения от других генераторов или системы. Ток срабатывания отсечки выбирают из условий:

$$I_{с.з} \geq K_{н1} I_{к\max}^{(3)}; \quad (10.35)$$

$$I_{с.з} \geq K_{н2} I_{кзч}, \quad (10.36)$$

где $I_{к\max}^{(3)}$ — максимальный ток генератора при трехфазном к.з. на шинах генераторного напряжения; $I_{кзч}$ — максимальный ток, протекающий в генераторе при выходе его из синхронизма.

Здесь $K_{н1} = 1,6...1,8$ при использовании реле типа РТМ или РТ-80 и $K_{н1} = 1,3...1,4$ — реле РТ-40; $K_{н2} = 1,2...1,3$.

Чувствительность отсечки проверяют по минимальному току двухфазного к.з. на шинах генератора, протекающему от параллельно работающих генераторов или системы. Коэффициент чувствительности должен быть $K_{ц} \geq 2,0$.

При недостаточной чувствительности отсечки вместо нее применяют продольную дифференциальную токовую защиту. Схему защиты рекомендуется выполнять трехфазной трехлинейной с использованием реле РТ-40, типа РТМ или РНТ-560, подключаемым

к установленным на шинных выводах генератора и выводах со стороны нейтрали трансформаторам тока.

Для защиты генераторов G (рис. 10.28) от однофазных замыканий на землю в обмотке статора при естественном токе замыкания, равном или более 5 А, предусматривают токовую защиту, реагирующую на полный ток замыкания или его составляющие высших гармоник. Реле защиты $KA1$, например РТЗ-51, подключают к трансформатору тока нулевой последовательности TAZ , установленному со стороны шинных выводов генератора. При срабатывании реле защиты электромагнит отключения YAT выключателя Q подключается к источнику оперативного тока.

Для генераторов мощностью до 1 МВт применяют кабельные трансформаторы тока типов ТЗЛ, ТЗР и др. Время действия защиты 1...2 с, создаваемое реле KT , обеспечивает отстройку от переходных значений емкостного тока при внешних замыканиях на землю. С помощью реле $KA2$ осуществляют защиту генератора от двойных замыканий на землю, одно из которых находится в сети.

Защиту генератора от токов, обусловленных симметричной перегрузкой, выполняют в виде МТЗ в однофазном исполнении, действующей на сигнал с выдержкой времени.

Для защиты генераторов напряжением до 1 кВ и мощностью до 1 МВт от всех видов повреждений и ненормальных режимов работы используют автоматические выключатели с максимальными расцепителями или максимальной токовой защитой, действующей на коммутационный аппарат, например контактор. Для генераторов с глухозаземленной нейтралью защиту выполняют в трехфазном исполнении, а с незаземленной нейтралью — в двухфазном.

Автоматический выключатель устанавливают со стороны выводов генератора к сборным шинам. Он несет одновременно функции коммутационного и защитного аппаратов. Для генераторов мощностью до 150 кВт применяют автоматы с комбинированными расцепителями, а для генераторов большей мощности — селективные автоматы. Защиту одиночно работающего генератора от внутренних повреждений обеспечивают путем установки автомата на выводах генератора со стороны нейтрали или выполняют дополнительную максимальную токовую защиту, присоединяемую к трансформаторам тока на этих выводах и действующую на независимый расцепитель автомата.

В тех случаях, когда в качестве коммутационного аппарата используют контактор, защиту генератора выполняют так же, как и

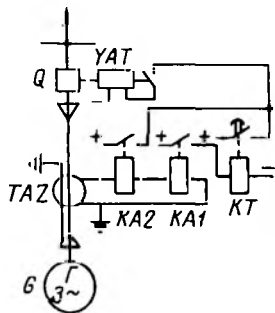


Рис. 10.28. Схема защиты генератора от замыканий на землю в обмотке статора

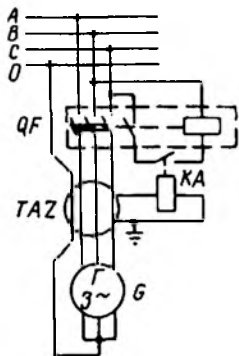


Рис. 10.29. Схема продольной дифференциальной защиты нулевой последовательности генератора с заземленной нейтралью

генераторов напряжением выше 1 кВ. Для генераторов с глухозаземленной нейтралью чувствительность защит проверяют при двухфазных и однофазных к.з. на его шинах. Если чувствительность оказывается недостаточной при однофазных к.з., то дополнительно применяют защиту нулевой последовательности — максимальную токовую или продольную дифференциальную. Максимальную токовую защиту выполняют с помощью токового реле, включенного через трансформатор тока в нулевой провод генератора. Защита должна быть с выдержкой времени для обеспечения селективности с защитами элементов сети.

В схеме продольной дифференциальной защиты нулевой последовательности генератора *G* (рис. 10.29) используют один трансформатор тока нулевой последовательности *TAZ*, в окно магнитопровода которого пропускают фазные и нулевой провода генератора. Ток в реле *KA* пропорционален разности магнитных потоков, создаваемых соответственно фазными токами и током в нулевом проводе. В нормальном режиме работы генератора и при однофазных к.з. в сети эта разность близка к нулю и реле не срабатывает. При однофазных к.з. в обмотке статора упомянутые магнитные потоки в трансформаторе *TAZ* суммируются, реле срабатывает и подключает к источнику питания независимый расцепитель автомата *QF*, после чего последний отключается.

10.13. ЗАЩИТА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ В СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,38 кВ

Сельские электрические сети напряжением 0,38 кВ работают с глухозаземленной нейтралью. Их выполняют, как правило, с воздушными четырехпроводными линиями электропередач, имеющими многократное заземление нулевого провода и зануление электрифицированного технологического оборудования потребителей. Отходящие от подстанции напряжением 10/0,4 кВ три-четыре линии напряжением 0,38 кВ обычно магистрального типа и довольно разветвленные, питают как отдельные производственные потребители с трехфазной и однофазной нагрузкой, так и рассредоточенные по территории производственные, общественные и коммунально-бытовые потребители.

В таких сетях наряду с междуфазными короткими замыканиями и однофазными к.з. на нулевой провод или корпус зануленного оборудования может быть и однофазное к.з. вида «фаза—земля»,

когда фазный провод при обрыве падает на землю. Оба вида однофазных к.з. представляют опасность в первую очередь с точки зрения электробезопасности. Так, при к.з. «фаза—нуль» на металлических частях оборудования, имеющих связь с нулевым проводом, появляются опасные напряжения прикосновения, а режим «фаза—земля» может существовать неопределенно долго, и электропоражение может произойти из-за случайного прикосновения к фазному проводу. В этом смысле весьма опасен и обрыв нулевого провода линии, так как токи нагрузки потребителей, расположенных за местом обрыва, протекают только через заземляющие контуры и на них могут быть опасные потенциалы.

К специфическим особенностям сельских сетей напряжением 0,38 кВ, оказывающим влияние на выполнение их защиты от аварийных режимов, можно отнести: наличие несимметрии фазных токов и тока в нулевых проводах линий; малую кратность токов к.з.; малое значение тока замыкания на землю, определяемое в основном сопротивлением растеканию в месте повреждений, наличием отсоса токов однофазных к.з. в неповрежденные линии через повторные заземления нулевых проводов и заземления электроприемников; появление блуждающих токов в нулевых проводах линий, источником которых являются соседние подстанции напряжением 10/0,4 кВ, электрифицированные железные дороги и т. п. Вот почему затрудняется выполнение защиты воздушных линий напряжением 0,38 кВ от всех видов повреждений, обладающей требуемой чувствительностью и селективностью.

К основным аппаратам защиты от междуфазных и однофазных к.з. на нулевой провод линий напряжением 0,38 кВ относят предохранители и автоматические выключатели. Для линий с однофазной нагрузкой целесообразно применять предохранители, а для линий со смешанной нагрузкой — автоматические выключатели, так как при этом исключаются неполнофазные режимы. Защиту выполняют в трехфазном исполнении, т. е. с установкой предохранителей и расцепителей автоматов во всех фазах. На линиях применяют предохранители ПР2, ПН2, ПП17 и типа НПН, блоки «предохранитель — выключатель» БПВ-31...БПВ-34 или автоматические выключатели серий АП-50, АЕ-2000, АЗ700 и ВА. Автоматические выключатели могут иметь тепловые и электромагнитные расцепители, токовые расцепители в нулевом проводе, минимальные и нулевые расцепители и независимые расцепители, благодаря которым можно использовать специальные защиты. Одной из них служит устройство защиты ЗТИ-0,4 (рис. 10.30), выполняемое в виде приставки к автомату и размещаемое вместе с ним в низковольтном шкафу КТП. Устройство обеспечивает защиту линий от междуфазных к.з., однофазных к.з. на нулевой провод и от замыканий фаз на землю. Для подключения к линии служат четыре токовых входа, через которые пропускают три фазных и нулевой провода линии.

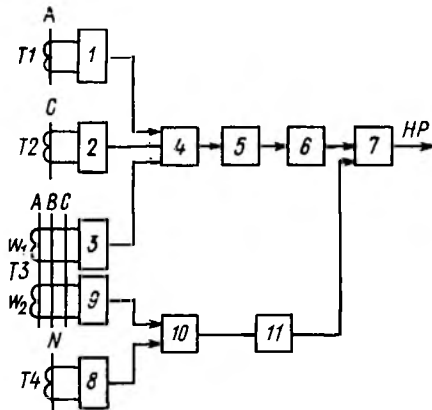


Рис. 10.30. Функциональная схема защиты ЗТИ-0,4:

1...3 — блоки уставок; 4 — элемент «ИЛИ»; 5 и 11 — пороговые органы; 6 — орган выдержки времени; 7 — исполнительный орган; 8 и 9 — выпрямительные и дифференцирующие блоки; 10 — сумматор

Для защиты от междуфазных к.з. используют датчики тока $T1$ и $T2$, первичными обмотками которых служат фазные провода A и C , а для однофазных к.з. на нулевой провод — датчик тока нулевой последовательности $T3$, магнитопровод которого охватывает все три фазных провода линии. Вторичные обмотки датчиков $T1$ и $T2$ и вторичная обмотка w_1 датчика $T3$ через блоки уставок 1...3 и элемент 4, выделяющий среднее значение максимального из входных напряжений, подключены к пороговому органу 5, а последний через орган выдержки времени 6 — к исполнительному органу 7. При срабатывании исполнительного органа питание подается

на независимый расцепитель HP автомата. Если токи в фазах A и C или ток нулевой последовательности превысят значения уставок, то напряжение на выходе схемы «ИЛИ» будет больше напряжения срабатывания порогового органа и с выдержкой времени произойдет отключение линии. Защита имеет зависимую от тока характеристику срабатывания. Уставки по току при междуфазных к.з. $I_y = 100; 160; 250$ А, а при однофазных $I_y = 40; 80; 120$ А. Время срабатывания

$$t = \frac{4,2}{\frac{I_{кз}}{I_y} - 1} \quad (10.37)$$

Для защиты от замыканий на землю используют датчик тока нулевой последовательности $T3$ (вторичную обмотку w_2) и датчик тока $T4$, установленный в нулевом проводе линии. Принцип действия защиты основан на сравнении приращения токов ΔI_ϕ в датчике $T3$ с приращением тока ΔI_0 в датчике $T4$ в момент замыкания на землю. Устройство реализует следующее неравенство: $\Delta I_\phi - \mu \Delta I_0 > U_n$ (μ и U_n — постоянные заданные величины). Если неравенство верно, то устройство срабатывает. Ток срабатывания защиты не регулируется и составляет 3...7 А, время срабатывания 0,1...0,2 с.

Выбор предохранителей для линий 0,38 кВ. Номинальное напряжение предохранителя $U_{н.п}$ должно соответствовать напряжению сети U_c , а предельный ток отключения $I_{пр}$ должен быть больше максимального тока трехфазного к.з. $I_{к\max}^{(3)}$ в месте установки предохранителя, т. е.

$$U_{н.п} > U_c; I_{пр} > I_{к\max}^{(3)}. \quad (10.38)$$

Номинальный ток плавкой вставки $I_{в.н}$ выбирают наибольшим из следующих условий:

$$I_{в.н} \geq I_{\text{раб max}}; \quad (10.39)$$

$$I_{в.н} \geq \frac{1}{K} (I'_{\text{раб max}} + I_{\text{пуск max}}), \quad (10.40)$$

где $I_{\text{раб max}}$ — расчетный максимальный ток линии длительного рабочего режима; K — коэффициент ($K = 2,5$ при наличии двигательной нагрузки с легкими условиями пуска, т. е. длительность менее 10 с; $K = 1,6 \dots 2,0$ при наличии двигателя с тяжелым пуском или особо ответственного, ложное отключение которого недопустимо); $I'_{\text{раб max}}$ — то же, без учета тока электродвигателя, имеющего максимальный пусковой ток $I_{\text{пуск max}}$.

Выбранная вставка должна удовлетворять требованиям чувствительности, т. е.

$$I_{к}^{(1)} / I_{в.н} \geq 3,$$

где $I_{к}^{(1)}$ — ток однофазного к.з. в наиболее удаленной точке линии.

При недостаточной чувствительности устанавливают дополнительный комплекс предохранителей (или автомат) в ящике на одной из опор линии, т. е. линию делят (секционируют) на части так, чтобы в каждой из них был защитный аппарат с требуемой чувствительностью. При постоянном сечении проводов предельную удаленность точки секционирования от начала линии определяют по выражению

$$l_{\max} = \frac{U_{\phi}}{3I_{в.н}Z_{уд.п}} - \frac{Z_{т}^{(1)}}{3Z_{уд.п}}, \quad (10.41)$$

где $U_{\phi} = 230$ В; $Z_{уд.п}$ — удельное сопротивление петли проводов «фаза—нуль»; $\frac{Z_{т}^{(1)}}{3}$ — сопротивление трансформатора напряжением 10/0,4 кВ при однофазном к.з., приведенное к напряжению 0,4 кВ.

Для секционирующего защитного аппарата проверяют чувстви-

тельность по току в конце линии и при необходимости устанавливают второй секционирующий аппарат.

Выбор автоматических выключателей. Номинальное напряжение $U_{н.в}$ и ток $I_{н.в}$ автоматов должны соответствовать условиям нормального режима, т. е.

$$U_{н.в} \geq U_c; I_{н.в} \geq I_{\text{раб макс}} \quad (10.42)$$

Автоматы проверяют по условиям стойкости при к.з., т. е.

$$I_{\text{пкс}} \geq I_{\text{к макс}}^{(3)} \quad \text{или} \quad i_{\text{пкс}} > i_{\text{у макс}}^{(3)}; \quad (10.43)$$

$$i_{\text{дин}} > i_{\text{у макс}}^{(3)}; I_{\text{т}}^2 t > B_{\text{к}} \approx 0,1(I_{\text{к макс}}^{(3)})^2, \quad (10.44)$$

где $I_{\text{пкс}}$ и $i_{\text{пкс}}$ — действующее и амплитудное значения токов предельной коммутационной способности; $i_{\text{дин}}$ и $i_{\text{у макс}}^{(3)}$ — ток электродинамической стойкости автомата и ударный ток к.з.; $I_{\text{т}}$ и t — ток и время термической стойкости; $B_{\text{к}}$ — интеграл Джоуля.

Проверку на электродинамическую и термическую стойкость не выполняют, если значения для них не указаны.

Для приведенных ранее автоматов номинальный ток теплового расцепителя

$$I_{\text{н. расц}} \geq I_{\text{раб макс}}.$$

Ток срабатывания $I_{\text{с.о}}$ электромагнитного расцепителя (отсечки) для линий без двигательной нагрузки

$$I_{\text{с.о}} \geq 1,5 I_{\text{раб макс}}. \quad (10.45)$$

Для линий с двигательной нагрузкой

$$I_{\text{с.о}} \geq 2,1(I'_{\text{раб макс}} + I_{\text{пуск макс}}). \quad (10.46)$$

Для каждого расцепителя определяют коэффициенты чувствительности

$$K_{\text{ч}}^{(1)} = \frac{I_{\text{к}}^{(1)}}{I_{\text{н. расц}}} \geq 3; \quad K_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{I_{\text{к}}^{(2)}}{I_{\text{с.о}}} \geq 1,2, \quad (10.47)$$

где $I_{\text{к}}^{(1)}$, $I_{\text{к}}^{(2)}$ — минимальные значения тока однофазного к.з. в наиболее удаленной точке линии и тока двухфазного к.з. в месте установки автомата.

Выбранные предохранители и автоматы должны быть проверены по условию селективности с предыдущей и последующей защитами.

10.14. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Автоматическое повторное включение (АПВ) относят к устройствам автоматики аварийного режима, обеспечивающим ликвидацию аварий в схемах электроснабжения. АПВ — одно из основных средств повышения надежности электроснабжения потребителей.

При отключении воздушных линий релейной защитой во многих случаях возникают так называемые неустойчивые повреждения, которые самоустраиваются после снятия напряжения. Такие повреждения возможны в результате перекрытия изоляции от атмосферных перенапряжений при грозе, схлестывании проводов во время сильного ветра и сбрасывании гололеда, «набросах» и т. п. При достаточно быстром отключении линии электрическая дуга в месте повреждения гаснет, не успевая вызвать существенного повреждения, препятствующего повторному включению линии под напряжение. В связи с этим в энергосистемах широко используют специальные устройства АПВ. Если после повторного включения электроснабжение потребителей восстанавливается, то АПВ называют *успешным*, если нет — *неуспешным* (рис. 10.31).

Установлено, что число успешных АПВ на воздушных линиях электропередач всех напряжений в среднем составляет 70...80 %. В соответствии с ПУЭ все воздушные и воздушно-кабельные линии напряжением выше 1 кВ оснащают АПВ.

Устройства АПВ линий можно разделить на следующие виды:

по числу циклов включения: однократного, двукратного и трехкратного действия. В основном применяют первые два вида. Процент успешных включений воздушных линий напряжением 10 кВ в первом цикле составляет 60...70 %, во втором — 10...15 и в третьем — 1,5...3 %;

по числу фаз, которые отключаются при к.з., а затем включаются повторно: трехфазные АПВ (ТАПВ) и однофазные АПВ (ОАПВ). В сетях напряжением 6...35 кВ ОАПВ не применяют;

по способу воздействия на привод выключателя: механические устройства АПВ, встраиваемые в пружинные или грузовые приводы выключателя, и электрические устройства АПВ, выполненные в виде спе-

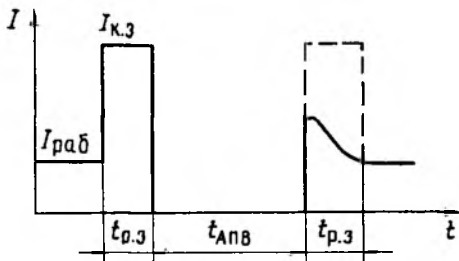


Рис. 10.31. График изменения тока в линии при к. з. и АПВ:

$I_{\text{раб}}$ и $I_{\text{к.з.}}$ — токи в нормальном рабочем режиме линии и при к. з.; $t_{\text{р.з.}}$ и $t_{\text{АПВ}}$ — время срабатывания релейной защиты и устройства АПВ:
 — успешное; - - - неуспешное

циальных релейных схем, подающих команду на электромагнит включения выключателя.

В системах сельского электроснабжения наиболее распространены трехфазные электрические устройства АПВ однократного действия и внедряют двукратное АПВ.

К устройствам АПВ предъявляют следующие основные требования.

1. АПВ должно происходить при всех аварийных отключениях выключателя, за исключением случая, когда отключение произошло сразу же после его оперативного включения персоналом. АПВ не должно происходить также при оперативном отключении выключателя.

2. АПВ должно обеспечиваться с заранее установленной выдержкой времени (бестоковой паузой до АПВ). Это возможно за счет реле времени устройства АПВ, уставку которого выбирают с помощью расчета.

3. АПВ должно происходить с заданной кратностью (например, для однократного АПВ — один раз после первого отключения). Возможность многократных включений должна быть исключена.

4. Устройство АПВ должно иметь автоматический возврат в состояние готовности к новому действию после успешного цикла повторного включения.

Помимо указанных общих требований могут быть и другие специальные требования. Схемы устройств АПВ выполняют на переменном, выпрямленном и постоянном оперативном токе.

Типовая схема электрического однократного АПВ на переменном оперативном токе для воздушных линий напряжением 6...10 кВ, оборудованных выключателями с пружинным приводом, приведена на рисунке 10.32.

На схеме положения вспомогательных контактов выключателя $SQ1...SQ3$ и привода $SQM1...SQM3$ соответствуют включенному состоянию выключателя и заведенному положению привода (включающие пружины растянуты). Специальный вспомогательный контакт привода $SQM3$ переключается только при оперативном отключении выключателя ключом SA (B — «Включено»; O — «Отключено»; H — нейтральное положение ключа), когда на электромагнит отключения YAT подается напряжение. При отключении выключателя релейной защитой замыкаются контакты выключателей $SQ2$ и $SQ3$ и создается несоответствие положений выключателя и привода (выключатель отключен, а при-

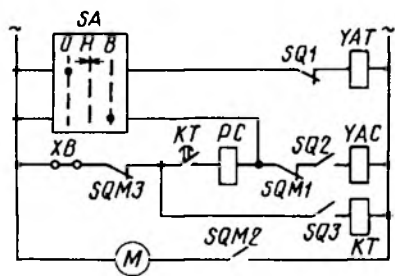


Рис. 10.32. Схема АПВ однократного действия для выключателей напряжением 10 кВ с пружинным приводом

вод заведен для включения), необходимое для пуска АПВ. Через контакты $SQМ3$ и $SQ3$ подается напряжение на обмотку реле KT . Через заданное время замыкается проскальзывающий (временно замыкающийся на 0,5 с) контакт этого реле и подается напряжение на электромагнит включения $УАС$. Последний срабатывает и освобождает механизм зацепления, удерживающий включающие пружины привода в заведенном состоянии. Выключатель включается за счет энергии, запасенной в предварительно натянутых пружинах. Одновременно срабатывает счетчик импульсов $РС$, фиксируя факт срабатывания АПВ. Контакты готовности привода $SQМ1$ и $SQМ2$ переключаются. При этом пускается универсальный коллекторный двигатель M типа МУН, который через редуктор растягивает пружины привода, подготавливая привод к новому включению. Через 10...20 с процесс натяжения пружины заканчивается и контакты $SQМ1$ и $SQМ2$ вновь переключаются. Двигатель M останавливается, а схема АПВ снова подготовлена к действию.

Особенность схемы состоит в том, что и при неуспешном АПВ происходит автоматический возврат привода в состояние готовности. Однократность действия АПВ обеспечивается за счет того, что время возврата АПВ в положение готовности определяется временем натяжения включающих пружин, которое намного больше суммарного времени работы реле защиты и времени замыкания проскальзывающего контакта реле KT в схеме АПВ. Поэтому к моменту готовности АПВ контакт реле KT в цепи $УАС$ будет разомкнут и повторного включения выключателя не произойдет. Отключением накладки $XВ$ устройство АПВ выводится из работы.

Выбор рабочих уставок однократного АПВ на линиях с односторонним питанием сводится к определению времени срабатывания и автоматического возврата устройства АПВ. Время срабатывания принимают равным наибольшему значению из рассчитанных по условиям:

$$t_{АПВ} \geq t_d + t_{зап}; \quad (10.48)$$

$$t_{АПВ} \geq t_{г.п} + t_{зап}; \quad (10.49)$$

$$t_{АПВ} \geq t_{г.в} - t_{в.в} + t_{зап}, \quad (10.50)$$

где t_d — время деионизации среды в месте к.з. после его отключения; для сетей напряжением 6...35 кВ $t_d \leq 0,2$ с; $t_{зап}$ — время запаса, учитывающее неточность исходных данных, погрешности ($t_{зап} = 0,4...0,5$ с); $t_{г.п}$ — время готовности привода к включению после отключения выключателя (для новых отрегулированных приводов масляных выключателей $t_{г.п} = 0,1...0,2$ с); $t_{г.в}$ — время готовности выключателя, необходимое для удаления продуктов горения дуги и заполнения гасительных камер маслом ($t_{г.в} = 0,2...2$ с); $t_{в.в}$ — время включения выключателя.

Время срабатывания может быть принято $t_{АПВ} = 2...3$ с.

Время автоматического возврата устройства АПВ определяют

$$t_{\text{в}} \geq t_{\text{с.з.макс}} + t_{\text{АПВ}} + t_{\text{зап}}, \quad (10.51)$$

где $t_{\text{с.з.макс}}$ — наибольшее время срабатывания защиты, действующей на выключатель (в сетях напряжением 6...10 кВ $t_{\text{с.з.макс}} \leq 2$ с); $t_{\text{АПВ}} = 2...3$ с; $t_{\text{зап}} = 2...3$ с.

Таким образом, условие (10.51) всегда удовлетворяется, так как время возврата устройства АПВ в исходное состояние определяют временем подготовки привода для повторного включения (временем натяжения пружин), которое составляет 10...20 с.

АПВ масляных выключателей с электромагнитными приводами на постоянном и выпрямленном токе выполняют с помощью специальных комплектных реле РПВ-58 (для однократного АПВ), РПВ-258 (для двукратного АПВ) и РПВ-358 (для однократного АПВ на выпрямленном оперативном токе).

Схема АПВ с реле приведена на рисунке 10.33. На схеме цепи отключения и включения выключателя не показаны. В устройство РПВ-358 входят: реле времени KT с добавочным резистором $R1$ для обеспечения термической стойкости реле; промежуточное реле KL с двумя обмотками — параллельной и последовательной; конденсатор C , обеспечивающий однократность действия АПВ; зарядный резистор $R2$ (1,1 МОм) и разрядный резистор $R3$ (510 Ом).

Оперативное управление выключателем производится ключом SA , у которого предусмотрена фиксация положения последней операции. Например, при отключении выключателя (положение O_1) ключ остается в положении O_2 . После операции включения (положение B_1) ключ SA остается в положении B_2 . При этом кон-

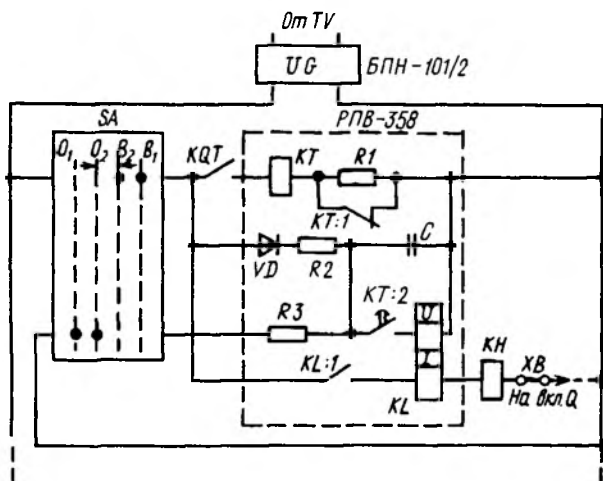


Рис. 10.33. Схема АПВ однократного действия с реле РПВ-358

денсатор C реле РПВ-358 заряжается от источника оперативного тока UG через резистор $R2$ и через 20...25 с схема АПВ будет подготовлена к действию.

Пуск схемы АПВ происходит при отключении выключателя релейной защитой в результате возникновения несоответствия между положением ключа управления SA (находится в положении «Включено») и положением выключателя («Отключено»). Реле положения выключателя «Отключено» KQT (на схеме не показано) замыкает контакт в цепи реле времени KT . Последнее срабатывает, размыкая контакт $KT: 1$, и по истечении установленной выдержки времени подключает контактом $KT: 2$ параллельную обмотку реле KL к конденсатору C . Реле KL срабатывает от тока разряда конденсатора и, самоудерживаясь через свою последовательную обмотку, подает команду на включение выключателя, подключая контактор включения (не показан) к источнику оперативного тока. После повторного включения выключателя реле KQT , KT и KL возвращаются в исходное положение, а конденсатор C начинает заряжаться, подготавливая схему АПВ к новому действию.

Если АПВ неуспешное, то выключатель вновь отключается релейной защитой и вновь срабатывают реле KQT и KT . Однако реле KL не работает, так как конденсатор C , разрядившись в первом цикле АПВ, не успел зарядиться. При замкнутом контакте $KT: 2$ конденсатор шунтируется и не зарядится до напряжения срабатывания реле KL .

При оперативном отключении выключателя ключом SA схема АПВ не действует, так как отключается от источника оперативного тока, кроме того, конденсатор C разряжается на резистор $R3$, что обеспечивает запрет АПВ при оперативном включении выключателя на короткое замыкание. Отключением накладки XB блокируют команду на АПВ.

В сельских сетях напряжением 6...35 кВ применяют реле АПВ двукратного действия АПВ-2П, при разработке которого учтены особенности и условия работы этих сетей. Конструктивно реле выполнено в виде одного блока, размещаемого на релейной панели шкафов распределительного устройства подстанции напряжением 35...110 кВ. В отличие от аналогичных устройств в реле АПВ-2П возможен вывод из действия первого или второго цикла АПВ, обеспечивается регулировка выдержки времени бестоковой паузы от 0,6 до 7 с для первого цикла и от 1,2 до 28 с для второго цикла, имеется элемент проверки работоспособности, возможно применение реле с приводами и выключателями любых типов.

Функциональная схема реле АПВ-2П приведена на рисунке 10.34. Она содержит два элемента выдержки времени $KT1$ и $KT2$, выполненных на базе RC цепи, диодный логический элемент «ИЛИ» DW , пороговый элемент KV , усилитель A и исполнительный орган KL (выходное электромагнитное реле). Входные и вы-

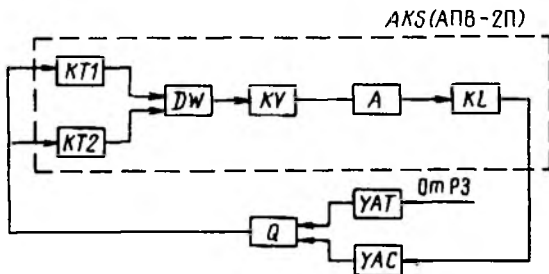


Рис. 10.34. Функциональная схема реле АПВ-2П

ходные цепи реле подключаются к вспомогательным контактам выключателя Q .

После оперативного включения выключателя Q реле АПВ-2П подготавливается к действию и будет готово к нему через 60 с. При аварийном отключении выключателя релейной защитой (подается питание на электромагнит отключения YAT выключателя) создается несоответствие положений выключателя и ключа управления, обеспечивающее пуск реле АПВ-2П. Через замыкающий вспомогательный контакт выключателя пускаются оба элемента времени $KT1$ и $KT2$.

По истечении установленного времени бестоковой паузы первого цикла АПВ выходной сигнал $KT1$ через элементы DW , KV и A вызывает срабатывание исполнительного органа KL . При этом замыкается цепь питания электромагнита включения YAC выключателя и последний включается. При неуспешном АПВ в первом цикле выключатель Q отключается релейной защитой повторно. После подготовки привода к операции «Включение» пускается только элемент $KT2$, так как $KT1$ за время включенного состояния выключателя не успевает подготовиться к повторному пуску. По истечении времени второго цикла АПВ элемент $KT2$ обеспечивает срабатывание исполнительного органа KL , а последний — включение выключателя. При неуспешном втором цикле АПВ выключатель Q отключается окончательно, так как реле АПВ-2П за время нахождения выключателя во включенном состоянии не успевает подготовиться к работе.

При использовании АПВ в электрических сетях ПУЭ предусматриваются определенные взаимодействия АПВ и релейной защиты. К ним относят так называемые ускорение защиты после АПВ и ускорение защиты до АПВ. Основное назначение этих мероприятий — ускорение ликвидации к.з. и, следовательно, уменьшение размеров повреждения.

Ускорение действия защиты после неуспешного АПВ (рис. 10.35, а) на линиях напряжением 6...35 кВ должно предусматриваться во всех случаях, если это не приводит к значительному ус-

ложению защиты и если время действия последней составляет более 1,5 с.

При к.з. поврежденный участок линии отключается своей селективной защитой с выдержкой времени $t_{с.з}$ и в случае неуспешного АПВ отключается повторно защитой без выдержки времени $t_{с.з(уск)}$.

Ускорение действия защиты до АПВ — один из способов быстрого отключения повреждений на линии. Для этого на головном выключателе линии устанавливают устройство АПВ, комплект селективной защиты со смежными защитами (например, МТЗ) и комплект неселективной быстродействующей защиты (например, токовая отсечка). На всех остальных выключателях линии устанавливают только селективную защиту. При к.з. на любом участке линии срабатывает быстродействующая неселективная защита и отключает головной выключатель без выдержки времени $t_{с.з(уск)}$ (рис. 10.35, б). При неуспешном АПВ быстродействующая защита головного участка выводится из действия, а поврежденный участок отключается своей селективной защитой с выдержкой времени.

Применение АПВ целесообразно и в сетях напряжением до 1 кВ. Принципиальная схема устройства АПВ-0,38 приведена на рисунке 10.36. Устройство устанавливают на подстанциях напряжением 10/0,4 кВ, оборудованных автоматическими выключателями серии АЗ700 с электромагнитным приводом. На схеме положения вспомогательных контактов привода $SY: 1$, $SY: 2$ и выключателя $QF: 1 \dots QF: 3$ соответствуют отключенному состоянию выключателя и положению привода «Отключено». Выключатель оперативно включают нажатием кнопки SBC . Электромагнит YA обтекается током, и выключатель включается, а его контакты QF и контакты привода SY переключаются. Конденсатор $C1$ устройства АПВ по цепи диод $VD1$ — резисторы $R1$, $R4$ заряжается до амплитудного значения напряжения питания, после чего устройство АПВ готово к работе.

При аварийном отключении выключателя его вспомогательные

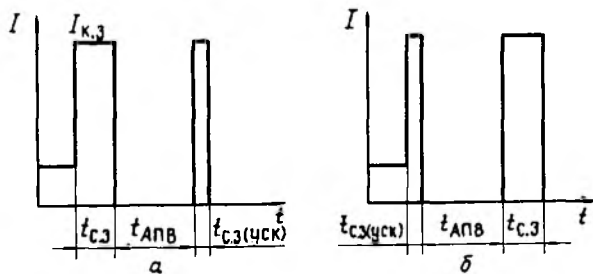


Рис. 10.35. Графики изменения тока в линии при к. з. и неуспешном АПВ с ускорением защиты:

а — после АПВ; б — до АПВ

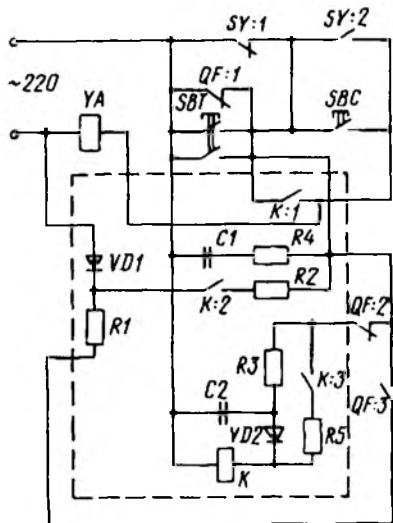


Рис. 10.36. Принципиальная схема устройства АПВ-0,38

контакты $QF1...QF3$ переключаются. Поскольку привод находится в положении «Включено» и его контакт $SY: 2$ замкнут, то после замыкания контакта $QF: 1$ на электромагнит YA подается питание и привод автоматически возвращается в положение «Отключено» и его контакты $SY: 1$ и $SY: 2$ переключаются, т. е. привод подготавливается к операции включения. Замыкание вспомогательного контакта выключателя $QF: 2$ вызывает разряд конденсатора $C1$ через резисторы $R4, R3$ на конденсатор $C2$. При этом напряжение на конденсаторе $C2$ постепенно повышается, и когда достигнет напряжения пробоя диода $VD2$, последний открывается. В этот момент конденсаторы $C1$ и $C2$ начинают одновременно разряжаться на исполнительный орган устройства АПВ-0,38 реле K . Реле срабатывает и своим контактом $K: 1$ замыкает цепь питания электромагнита привода, что вызывает повторное включение выключателя. Для надежного срабатывания реле самоудерживается через свои контакты $K: 2$ и $K: 3$, последовательно с которыми включены соответственно резисторы $R2$ и $R5$. При оперативном отключении выключателя кнопкой SBT конденсатор $C1$ шунтируется, что вызывает его быстрый разряд и запрет АПВ.

10.15. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ РЕЗЕРВНОГО ПИТАНИЯ

В сельских сетях напряжением 6...35 кВ предусматривают, как правило, схемы одностороннего питания потребителей, в которых имеющиеся источники электроснабжения (питающие линии, силовые трансформаторы на подстанциях, подстанции) работают раздельно. При этом можно существенно снизить значения токов к.з. в сети и применять более дешевые аппараты первичных цепей, упростить выполнение релейной защиты, уменьшить потери мощности и т. п. Для обеспечения же нормативных показателей надежности электроснабжения при отключениях основного (рабочего) источника питания к независимому резервному источнику питания подключают потребители с помощью специальных устройств автоматического включения резерва (АВР).

В системах сельского электроснабжения устройства АВР применяют в основном на двухтрансформаторных подстанциях напряжением 110...35/10 кВ и на линиях напряжением 10 кВ, работающих в условно-замкнутом режиме. Однако устройства АВР используют и в сетях напряжением до 1 кВ: на ТП напряжением 10/0,4 кВ, линиях напряжением 0,38 кВ, при подключении резервных дизельных станций.

Характерный признак выполнения АВР трансформаторов на подстанциях, называемых местными АВР, — расположение всей аппаратуры на одной подстанции. Устройство АВР линий, подключенных к разным подстанциям и резервируемых друг друга, называют сетевым АВР. По существу, это комплекс устройств, в который входят собственно само устройство АВР, устройства автоматики деления и другие устройства, расположенные в различных точках сети.

По направлению действия различают устройства АВР одностороннего и двухстороннего действия. АВР одностороннего действия применяют в случаях, когда один из вводов питания служит постоянно рабочим, а второй — только резервным. Если оба ввода являются одновременно и рабочими и резервными по отношению друг к другу, то используют АВР двухстороннего действия.

Устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям.

1. АВР должно обеспечиваться при исчезновении напряжения у потребителя из-за аварийного, самопроизвольного или ошибочного отключения выключателя рабочего ввода питания или при исчезновении напряжения со стороны рабочего (основного) источника питания.

2. Устройство АВР не должно приходить в действие до отключения выключателя рабочего ввода во избежание включения резервного источника на устойчивое к.з. в основном источнике питания.

3. В случае исчезновения напряжения со стороны основного источника выключатель рабочего ввода до АВР должен отключаться специальным пусковым органом минимального напряжения.

4. АВР должно происходить с возможно минимальной выдержкой времени.

5. Действие АВР должно быть однократным, чтобы не допустить многократных включений резервного источника на устойчивое к.з.

6. Для ускорения отключения резервного источника при его включении на устойчивое к.з. должно предусматриваться ускорение защиты после АВР.

7. В схеме АВР должен существовать контроль исправности цепи включения выключателя резервного ввода питания.

На рисунке 10.37 приведена наиболее распространенная схема местного АВР двухстороннего действия на переменном оперативном токе, применяемая на сельских двухтрансформаторных под-

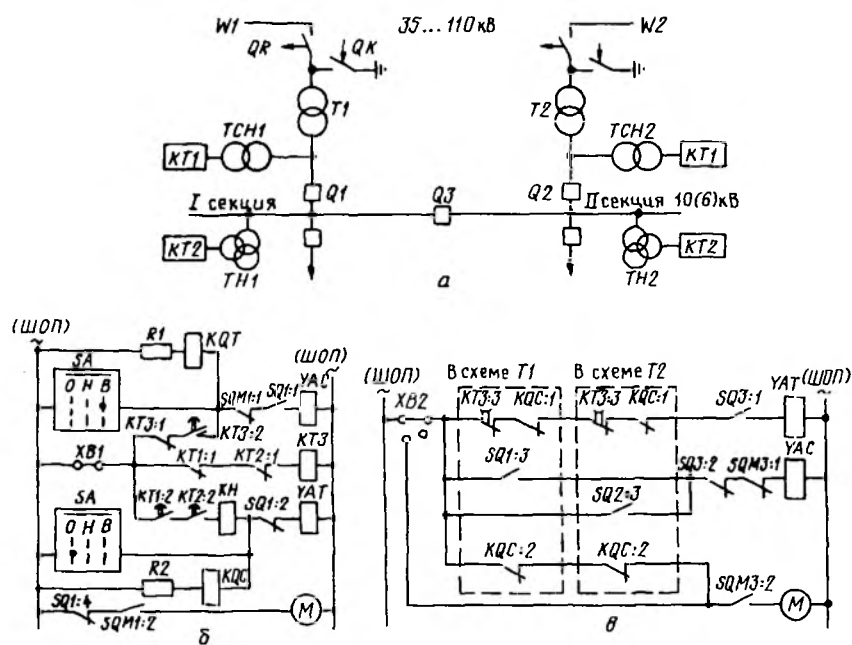


Рис. 10.37. Схема АВР двухстороннего действия для двухтрансформаторной подстанции:

а — поясняющая схема; *б* — схема АВР и управления выключателем *Q1* (аналогично и для *Q2*); *в* — схема АВР для секционного выключателя *Q3*

станциях напряжением 110...35/10 кВ, где все выключатели оборудованы пружинными приводами. Секционный выключатель *Q3* нормально отключен и включается устройством АВР при отключении выключателей ввода напряжением 10 кВ *Q1* или *Q2* или исчезновении напряжения на шинах 6(10) кВ секций *I* или *II* в результате отключения питающей линии электропередачи *W1* или *W2*. Особенность схемы АВР — при восстановлении напряжения на питающей линии автоматически восстанавливается нормальная схема подстанции.

Пусковой орган схемы АВР состоит из двух реле времени *KT1* и *KT2* типов ЭВ-215...ЭВ-245 (РВ215...РВ245), выполняющих одновременно роль органов минимального напряжения и выдержки времени. При снижении или исчезновении напряжения реле при возврате якоря обеспечивают заданную выдержку времени. Обмотки реле подключаются к разным трансформаторам: *KT1* — к трансформатору собственных нужд (*ТСН1*), а *KT2* — к измерительному трансформатору (*ТН1*). При этом исключается возможность лож-

ной работы пускового органа при неисправностях в цепях напряжения.

На рисунке 10.37 контакты выключателей и реле показаны для рабочего положения: выключатели $Q1$ и $Q2$ включены, в результате чего имеется напряжение на шинах 6(10) кВ подстанции; приводы всех выключателей подготовлены для операции включения; реле положения выключателей «Включено» KQC находятся под напряжением и их контакты замкнуты. Напряжение на шинки обеспеченного питания ($ШОП$) подается $TCH1$ и $TCH2$.

При повреждении, например, трансформатора $T1$ под действием релейной защиты отключается выключатель $Q1$, замыкается его вспомогательный контакт $SQ1: 3$ в цепи включения секционного выключателя $Q3$ и последний включается, т. е. происходят АВР без выдержки времени и восстановление напряжения на секции I . Однократность действия АВР обеспечивается тем, что при отключении выключателя $Q1$ реле KQC теряет питание и размыкает свой контакт $KQC: 2$ в цепи автоматической подготовки привода выключателя $Q3$. Схема АВР перестает действовать при отключении контактной перемычки (накладки) $XB2$.

Схема работает в другом аварийном режиме — при отключении, например, питающей линии $W1$ — с помощью пускового органа минимального напряжения. При исчезновении напряжения со стороны линии $W1$ реле $KT1$ и $KT2$ возвращаются в исходное состояние, с выдержкой времени замыкаются их контакты $KT1: 2$ и $KT2: 2$ в цепях отключения выключателя $Q1$. Выключатель $Q1$ отключается, и далее схема АВР действует на включение выключателя $Q3$ так же, как описано ранее. Напряжение на шинах секции I восстанавливается, якорь реле $KT2$ втягивается, и его контакт $KT2: 1$ замыкается, а контакт $KT2: 2$ размыкается. Реле $KT1$ по-прежнему находится в исходном состоянии, и его контакт $KT1: 1$ разомкнут. В данном случае реле $KT1$ используют для контроля за появлением напряжения со стороны питающей линии. Пусковым же органом восстановления нормальной предварительной схемы подстанции служит реле времени $KT3$ типа ЭВ-248, срабатывающее при подаче напряжения.

Если напряжение со стороны линии $W1$ появилось, то срабатывает реле $KT1$ и замыкает свой контакт $KT1: 1$. При этом начинает работать реле $KT3$, которое своим проскальзывающим контактом $KT3: 2$ (замыкается на 1...1,5 с) создает цепь на включение выключателя $Q1$, а конечным контактом $KT3: 3$ — цепь на отключение секционного выключателя $Q3$. Таким образом, восстанавливается нормальная схема подстанции с отключенным выключателем $Q3$, который автоматически подготавливается к будущему действию устройства АВР.

При расчете и выборе уставок АВР трансформаторов определяют следующее.

1. Напряжение срабатывания пускового органа минимального напряжения

$$U_{cp} = (0,25 \dots 0,4) U_n. \quad (10.52)$$

Для реле, подключаемых к ТСН, $U_{cp} = 55 \dots 88$ В, к ТН — $U_{cp} = 25 \dots 40$ В. В общем случае для реализации пускового органа можно использовать два реле напряжения РН-53/60Д совместно с одним реле времени ЭВ-238, или одно реле времени типов ЭВ-215к...ЭВ-245к, подключаемое к ТН или ТСН через трехфазный выпрямитель, или два реле времени типов ЭВ-215...ЭВ-245 (были рассмотрены ранее). В этом случае необходимо подбирать экземпляры реле этой серии, у которых напряжение срабатывания соответствует условию (10.52).

2. Время срабатывания пускового органа:

а) по условию отстройки от времени срабатывания тех защит, в зоне действия которых повреждения могут вызвать снижение напряжения ниже принятого U_{cp} ,

$$t_{cp.ABP} \geq t_{c.z.max} + \Delta t, \quad (10.53)$$

где $t_{c.z.max}$ — наибольшее время срабатывания защит, установленных на подстанции (для упрощенных подстанций — с учетом времени срабатывания защиты питающей линии); Δt — ступень селективности, с ($\Delta t = 0,6$ с при использовании реле времени со шкалой до 9 с и $\Delta t = 1,5 \dots 2$ с — со шкалой до 20 с);

б) по условию согласования с другими устройствами автоматики, например, с АПВ питающей ЛЭП от основного источника

$$t_{cp.ABP} \geq t_{c.z.ЛЭП} + t_{АПВ.ЛЭП} + t_{зап}, \quad (10.54)$$

где $t_{зап} = 2 \dots 3,5$ с.

3. Уставки по времени устройства автоматического восстановления нормальной схемы подстанции принимают равными: 15 с — на включение рабочего ввода; 20 с — на отключение секционного выключателя.

Сетевые АВР применяют на линиях с двухсторонним питанием, нормально работающих в разомкнутом режиме (рис. 10.38). Линии $W1$ и $W2$ питаются от разных подстанций (источников) $T1$ и $T2$, присоединены к ним соответственно через выключатели $Q1 \dots Q3$ и $Q7 \dots Q5$ и разомкнуты на специальном пункте АВР, где установлен выключатель $Q4$, оборудованный устройством сетевого АВР двухстороннего действия. При повреждении, например, в точке K_1 линия $W1$ отключается выключателем $Q2$ от основного источника питания $G1$. Устройство АВР на выключателе $Q4$ фиксирует отсутствие напряжения со стороны источника $G1$ и при наличии напряжения со стороны источника $G2$ дает команду на включение вык-

лючателя $Q4$. При устойчивом к.з. в точке K_1 отключается выключатель $Q3$ и поврежденный участок отделяется от всей сети. Потребители, подключенные к линии $W1$ на участке между выключателями $Q3$ и $Q4$, получают питание от источника $G2$.

При к.з. в точке K_2 линия $W1$ отключается от основного источника выключателем $Q1$. В этом случае перед срабатыванием АВР необходимо отключить головной выключатель линии $Q2$, иначе все потребители линий, отходящих от шин этой подстанции, окажутся подключенными к линии $W2$, что недопустимо. Это отключение происходит в бестоковую паузу перед АВР устройством автоматики деления (АД).

Таким образом, в целом весь комплекс устройств сетевого АВР более сложен и расположен в разных точках сети.

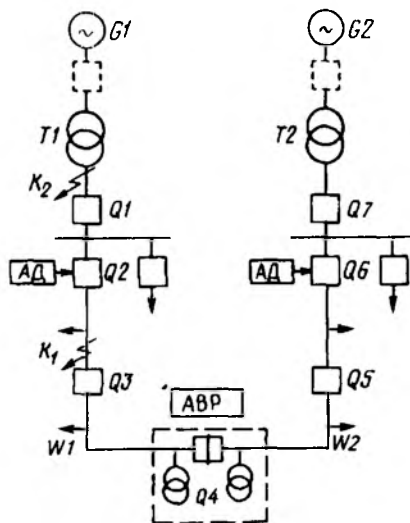


Рис. 10.38. Схема распределительной сети с сетевым АВР

10.16. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ВОЗБУЖДЕНИЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

В соответствии с ПУЭ синхронные генераторы электрических станций любой мощности должны быть снабжены устройствами автоматического регулирования возбуждения (АРВ). Они служат для поддержания заданного уровня напряжения на шинах генераторов при нормальных режимах их работы; обеспечивают необходимое распределение реактивной нагрузки между генераторами, работающими параллельно на общие шины; являются одним из основных средств повышения устойчивости синхронной работы генераторов в нормальных и аварийных режимах за счет быстрого увеличения (форсировки) тока возбуждения до его наибольшего возможного значения (потолка возбуждения) или быстрого развозбуждения.

Устройства АРВ различают по параметру, на который они реагируют, и способу воздействия на систему возбуждения генератора. В соответствии с этим их можно разделить на следующие группы:

электромеханические устройства АРВ, реагирующие на отклю-

нение напряжения генератора от заданного значения и автоматически изменяющие сопротивление в цепи обмотки возбудителя;

электрические и электромагнитные устройства АРВ, реагирующие на отклонение напряжения или тока генератора или одновременно на оба параметра и подающие дополнительный выпрямительный ток в обмотку возбуждения возбудителя от внешнего источника питания (трансформатора напряжения, трансформаторов тока). Такие АРВ называют устройствами компаундирования (от англ. *compound* — составной). В генераторах с компаундированием ток в обмотке возбуждения возбудителя включает в себя две составляющие: ток от возбудителя и ток от внешнего источника (ток компаундирования);

электрические и электронные устройства АРВ, применяемые с выпрямительными системами возбуждения (высокочастотной, тиристорной, бесщеточной), которые только управляют работой возбудителя.

Устройства АРВ, реагирующие на значение отклонения регулируемых параметров, называют регуляторами пропорционального действия (АРВ-ПД), а реагирующие, кроме того, и на скорость и ускорение изменения этих параметров — регуляторами сильного действия (АРВ-СД).

На синхронных генераторах сельских дизельных станций наиболее целесообразно использование регуляторов пропорционального действия, обеспечивающих фазовое компаундирование с коррекцией напряжения. По сравнению с системами возбуждения, в которых осуществляется регулирование по отклонению напряжения или компаундирование полным током, устройство фазового компаундирования с коррекцией напряжения обеспечивает большую точность поддержания напряжения генератора на заданном уровне и характеризуется высокой форсировочной способностью и быстродействием.

К основным элементам устройства АРВ с фазовым компаундированием и электромагнитным корректором напряжения относят универсальный трансформатор с подмагничиванием УТП (рис. 10.39), выпрямитель UD , дроссель L_Φ с воздушным зазором и электромагнитный корректор напряжения ЭМК. На магнитопроводе трансформатора УТП расположены две первичные обмотки тока w_{1T} , включенные на разность токов фаз A и B генератора, первичная обмотка w_{1H} , питаемая от напряжения U_{AB} генератора через дроссель L_Φ , вторичная обмотка w_2 и обмотка подмагничивания w_p .

Магнитный поток в трансформаторе УТП пропорционален геометрической сумме токов в первичных обмотках w_{1T} и w_{1H} , а следовательно, и ток во вторичной обмотке w_2 также пропорционален этой сумме. Выпрямленный выпрямителем UD ток вторичной обмотки, называемый током компаундирования I_k , проходит по обмотке возбуждения LE возбудителя GE в том же направлении, что и ток I_b от возбудителя. Благодаря этому увеличиваются напряже-

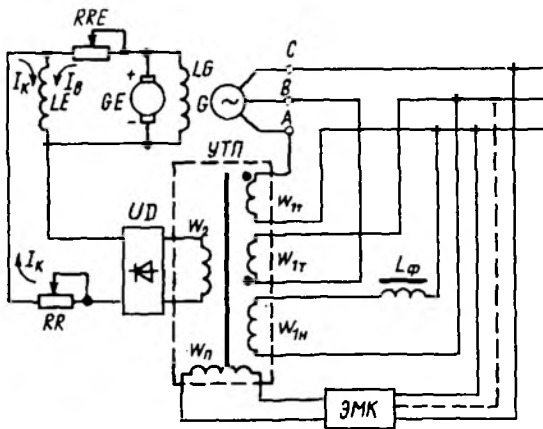


Рис. 10.39. Устройство АРВ с фазовым компаундированием и электромагнитным корректором напряжения

ние возбудителя и ток в обмотке возбуждения LG генератора G , а следовательно, и напряжение на зажимах генератора. При увеличении тока нагрузки генератора, приводящего к снижению напряжения на его зажимах, устройство компаундирования увеличивает ток I_k в обмотке LE , обеспечивая повышение напряжения генератора и поддержание его на заданном уровне. Ток возбуждения I_B возбудителя и ток компаундирования I_k регулируют с помощью реостатов RRE и RR .

При активно-индуктивном характере нагрузки синхронных генераторов с уменьшением $\cos \varphi$ напряжение генератора снижается в большей степени, чем при активной нагрузке, из-за размагничивающего действия реакции якоря. Поэтому в устройстве АРВ с фазовым компаундированием значение тока компаундирования зависит от характера нагрузки генератора и при снижении $\cos \varphi$ ток компаундирования увеличивается.

При чисто активной нагрузке ток генератора (рис. 10.40, а), а следовательно, и ток I_{w_T} в первичной обмотке w_T совпадают по фазе с напряжением, ток I_{w_H} в первичной обмотке w_H за счет дросселя L_ϕ (индуктивное сопротивление) отстает от напряжения на угол 90° , а ток компаундирования I_k пропорционален геометрической сумме I_{w_T} и I_{w_H} . При одинаковых значениях токов I_{w_T} и I_{w_H} ток компаундирования увеличивается при снижении $\cos \varphi$ (рис. 10.40, б).

Устройство фазового компаундирования обеспечивает большую точность поддержания напряжения. Однако оно из-за насы-

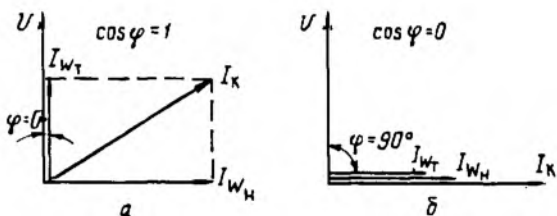


Рис. 10.40. Векторные диаграммы токов и напряжений при фазовом компаундировании

шения стали магнитной системы генератора и возбудителя не остается постоянным и требует дополнительной корректировки. Напряжение корректируется подмагничиванием трансформатора УТП от электромагнитного корректора напряжения ЭМК. При повышении напряжения генератора увеличивается ток в обмотке подмагничивания w_n , что приводит к насыщению магнитопровода УТП, а следовательно, к ухудшению трансформаторной связи между первичными и вторичными обмотками УТП. В результате этого ток компаундирования уменьшается и напряжение генератора понижается. Корректор напряжения совместно с устройством компаундирования обеспечивает также форсировку возбуждения при значительных снижениях напряжения генератора, например при к.з. или пусках асинхронных двигателей соизмеримой мощности. В этих случаях ток подмагничивания УТП практически отсутствует, что приводит к улучшению трансформаторной связи между обмотками УТП, и ток компаундирования резко увеличивается до предельного значения.

На дизельных электростанциях, используемых в сельском хозяйстве в основном в качестве резервных источников питания, применяют электромагнитные регуляторы напряжения РНА-65 для генераторов мощностью 100...300 кВт с номинальным напряжением 230...400 В и РНА-60 — для генераторов мощностью до 1500 кВт. В регуляторе РНА-60 используется дополнительная коррекция напряжения при изменении частоты.

Генераторы дизельных станций мощностью до 100 кВт имеют стабилизирующее устройство, обеспечивающее автоматическое поддержание напряжения в пределах $\pm 5\%$ от среднерегулируемого значения при изменении нагрузки от холостого хода до номинальной величины и коэффициента мощности от $\cos \varphi = 0,8$ до $\cos \varphi = 1$.

Принципиальная схема генераторов серии ЕСС5 мощностью 20...75 кВт со стабилизирующим устройством приведена на рисунке 10.41. К основной обмотке статора генератора G (зажимы $C1...C3, 0$) подключена нагрузка. Самовозбуждение генераторов осуществляется через встроенный выпрямитель UD от дополни-

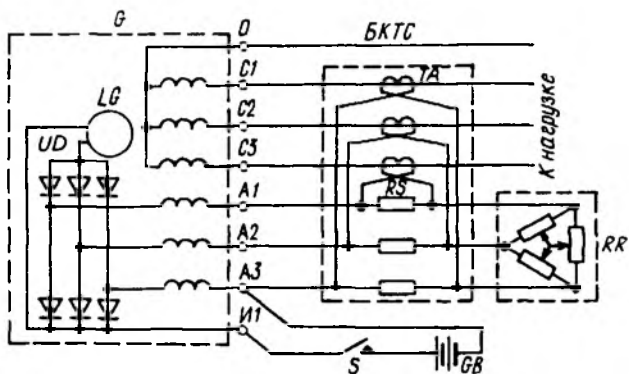


Рис. 10.41. Принципиальная электрическая схема генератора серии ЕСС5 со стабилизирующим устройством

тельной обмотки статора $A1...A3$. Последовательно с ней включены сопротивления RS блока коммутирующих трансформаторов и сопротивлений БКТС, установочные реостаты RR . В режиме нагрузки сила тока в обмотке возбуждения LG определяется геометрической суммой ЭДС вспомогательной обмотки и падения напряжения на сопротивлении RS , пропорционального току нагрузки. Сопротивления RS служат нагрузкой трансформаторов тока $ТА$. Начальное возбуждение генератора обеспечивается за счет кратковременного (на 1...2 с) питания обмотки возбуждения от аккумуляторной батареи GB , подключаемой через выключатель S к зажимам $И1, А3$ генератора.

10.17. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ФОРСИРОВКА ВОЗБУЖДЕНИЯ И ГАШЕНИЯ МАГНИТНОГО ПОЛЯ ГЕНЕРАТОРОВ

При значительных снижениях напряжения на шинах генератора в аварийных условиях, например, при к.з. необходимо быстрое увеличение (форсировка) тока возбуждения генератора до наибольшего допустимого или предельного (потолочного) значения. При этом генератор удерживается в синхронизме, повышается устойчивость параллельной работы генераторов, обеспечивается более надежная работа релейной защиты во время аварийного режима, быстро восстанавливается напряжение после отключения к.з., улучшается устойчивость работы нагрузки и электрической системы в целом. Вот почему все синхронные генераторы, даже при наличии быстродействующих регуляторов возбуждения и компаундирующих устройств, оборудуют устройствами автоматической форсировки возбуждения (АФВ). Эффективность форсировки воз-

буждения характеризуется кратностью $K_{ф.в} = U_{в\max}/U_{в\text{ном}}$ предельно установившегося напряжения возбудителя и скоростью $du_{в}/dt$ его нарастания. Эти параметры для генераторов составляют $K_{ф.в} \geq 1,4 \dots 2,0$ и $du_{в}/dt \geq (0,8 \dots 2,0) U_{в\text{ном}}$ в 1 с.

В общем случае устройство АФВ представляет собой релейную схему (рис. 10.42), состоящую из минимального реле напряжения KV и контактора или промежуточного реле KL , замыкающего накоротко установочный реостат RR в цепи обмотки возбуждения LE возбудителя GE при снижении напряжения генератора G . Уставку реле принимают равной $U_y = (0,8 \dots 0,85) U_{\text{ном}}$. Для повышения надежности действия устройства АФВ при всех видах к.з. применяют три минимальных реле напряжения, включенных на три линейных напряжения, или одно — включенное через фильтр напряжения прямой последовательности.

Для схем форсировки возбуждения выпускают специальное реле РНФ-2, состоящее из минимального реле напряжения РН-54, подключаемого через выпрямитель UD и фильтр напряжения прямой последовательности $R1, C1, R2, C2$ к трем фазам a, b, c измерительного трансформатора напряжения TV . Для настройки реле используют резистор $R3$. В нормальном режиме работы контакты реле KV разомкнуты, а при снижении напряжения замыкаются. При этом срабатывает промежуточное реле KL и своими контактами шунтирует реостат RR , что приводит к быстрому увеличению тока возбуждения. Вспомогательным контактом SQ выключателя генератора обеспечивается автоматический вывод из работы устройства АФВ при отключении генератора. Это требуется потому,

что форсировка возбуждения генератора, работающего на холостом ходу, может привести к опасному для изоляции обмоток повышению напряжения.

При аварийных и оперативных отключениях генератора от сети необходимо максимально быстро уменьшить (погасить) магнитный поток в генераторе, для чего следует исключить протекание тока в его обмотке возбуждения. Устройство для автоматического гашения магнитного поля возбуждения генератора, а также его быстрого возникновения называют устройством автоматического гашения поля (АГП).

При гашении магнитного поля ограничиваются размеры повреждений генератора при внутренних к.з. Режим к.з. не ликвидируется после от-

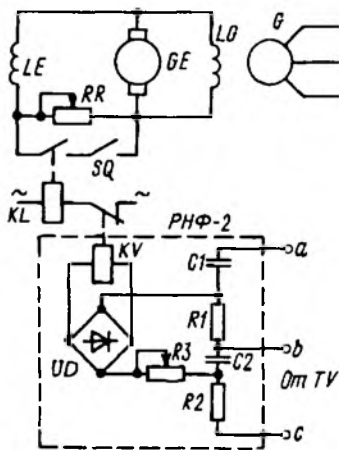


Рис. 10.42. Устройство автоматической форсировки возбуждения

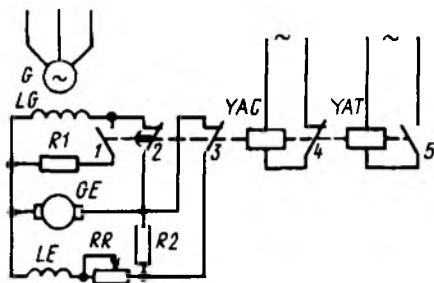


Рис. 10.43. Схема устройства АГП

ключения генератора от сети, так как он продолжает вращаться и при наличии возбуждения в его обмотках продолжает протекать ток короткого замыкания. При наличии АГП режим к.з. ликвидируется. При оперативном отключении генератора АГП уменьшает напряжение на обмотках статора и ротора из-за резкого сброса нагрузки и увеличения частоты вращения агрегата. Кроме того, при обратном действии посредством устройства АГП возбуждение быстро подается на генератор, что необходимо, например, при включении генератора на параллельную работу методом самосинхронизации.

Гашение магнитного поля в принципе возможно после быстрого отключения обмотки возбуждения от возбудителя. Однако из-за значительной индуктивности обмотки возбуждения могут возникнуть опасные для изоляции перенапряжения. Поэтому процесс гашения должен протекать с некоторой ограниченной скоростью, при которой указанные перенапряжения не возникают.

Применяют две схемы АГП, в одной из которых в цепь обмотки возбуждения возбудителя вводят активное сопротивление, а обмотку возбуждения генератора замыкают на гасящий резистор и отключают от возбудителя, а в другой — обмотку возбуждения генератора отключают от генератора специальным автоматом гашения поля с дугогасительной решеткой.

Принципиальная схема устройства АГП с активными сопротивлениями приведена на рисунке 10.43. При аварийном отключении генератора релейной защитой или оперативном отключении подается питание на электромагнит включения YAC контактора с защелкой устройства АГП. Контактор сначала замыкает контакт 1, замыкая обмотку возбуждения LG генератора G на гасительное сопротивление $R1$, и размыкает контакт 3, вводя сопротивление $R2$ в цепь обмотки возбуждения LE с реостатом RR возбудителя GE , а затем с некоторым запаздыванием размыкает контакты 2, отключая возбудитель GE . Таким образом, обмотка

LG переключается на сопротивление $R1$ без разрыва цепи тока возбуждения, что исключает возникновение в обмотке опасных перенапряжений. В цепях питания обмоток электромагнитов включения YAC и отключения YAT включены вспомогательные контакты 4 и 5 контактора.

При включении генератора в сеть подается питание на электромагнит отключения YAT устройства АГП. Схема действует в обратном порядке, и обмотка LG переключается с сопротивления $R1$ на возбудитель.

10.18. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ НА ПАРАЛЛЕЛЬНУЮ РАБОТУ

Для включения синхронного генератора (СГ) на параллельную работу с другими генераторами электростанции или энергосистемой необходимо соблюдать определенные условия, иначе могут возникнуть значительные броски уравнительного тока, электромагнитного момента на вал генератора и длительные качания. Эти нежелательные явления могут привести к повреждению включаемого генератора и нарушению нормального режима работы других генераторов. Поэтому до включения генератор предварительно нужно синхронизировать.

Синхронизация — это процесс уравнивания частоты вращения и напряжения включаемого генератора с частотой вращения работающих генераторов и напряжением на их шинах, а также выбор соответствующего момента времени включения.

Генераторы должны включаться на параллельную работу одним из способов: точной синхронизацией или самосинхронизацией. Оба способа могут выполняться автоматически, полуавтоматически и вручную.

Точная синхронизация. При включении способом точной синхронизации генератор с помощью приводного двигателя раскручивается до синхронной угловой скорости ($\omega_r = \omega_c$) и возбуждается. Для исключения броска уравнительного тока при включении необходимо соблюдать следующие условия:

равенство напряжения генератора и напряжения системы
 $U_r = U_c$;

равенство частот $f_r = f_c$ ($\omega_r = \omega_c$);

совпадение по фазе векторов U_r и U_c в момент подключения генератора к системе ($\delta = 0$, рис. 10.44, а).

Практически указанные условия выполнить трудно, поэтому при включении допускается разность частот 0,1...0,2 Гц и разность напряжений 5...10 % номинального значения. Разность напряжений $U_s = U_r - U_c$, в случае когда и частоты неодинаковы $f_r \neq f_c$

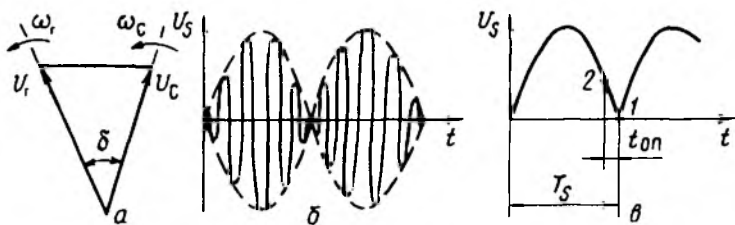


Рис. 10.44. Напряжение биений:

a — векторная диаграмма; *б* — изменение мгновенных значений напряжения биений; *в* — изменение действующих значений

($\omega_s = \omega_r - \omega_c$), периодически изменяется от нуля до максимального значения. Эту разность U_s называют напряжением биений, или напряжением скольжения. Изменение напряжения биений показано на рисунке 10.44, б.

Для того чтобы генератор включился в оптимальный момент времени (точка 1 на рис. 10.44, в), команда на выключатель должна подаваться раньше этого момента на время опережения $t_{оп}$ (точка 2), так как выключатель имеет собственное время включения $t_{в.в.}$. Очевидно, что $t_{оп}$ должно быть равно $t_{в.в.}$.

Широкое применение получили устройства автоматической и полуавтоматической точной синхронизации, например УБАС, СА-1 и др. При использовании устройств автоматической синхронизации все операции, связанные с пуском приводного двигателя и изменением его частоты вращения, контролем разности частот и напряжений генератора и системы, подключением генератора к системе, выполняются автоматически.

При полуавтоматической синхронизации частоту вращения генератора регулируют вручную, воздействуя на регулятор частоты вращения приводного двигателя. При ручной синхронизации все операции проводят также вручную.

Способ точной синхронизации в качестве основного способа включения на параллельную работу при нормальных режимах предусмотрен для турбогенераторов мощностью более 3000 кВт и гидрогенераторов мощностью более 50 000 кВт. Для генераторов мощностью до 15 000 кВт допускается применение ручной точной синхронизации с блокировкой от несинхронного включения.

Самосинхронизация. При аварийных режимах в электрической системе все генераторы вне зависимости от их мощности могут включаться способом самосинхронизации. При этом должны быть соблюдены следующие условия: генератор при включении должен быть невозбужден; частота вращения генератора должна быть близка к синхронной.

Допускается разность частот генератора и системы 1...1,5 Гц.

Таким образом, способ самосинхронизации отличается простотой и быстротой включения. Невозбужденный генератор раскручивается приводным двигателем до подсинхронной скорости ($\sim 0,99\omega_c$) и подключается к энергосистеме. Сразу же после включения подается возбуждение и генератор втягивается в синхронизм за счет действия асинхронного и синхронного моментов.

Быстрая подача возбуждения при подключении генератора к системе обеспечивается устройством АГП, которое также быстро снимает возбуждение при отключении генератора. Один из способов гашения магнитного поля в генераторах — замыкание обмоток возбуждения генератора и возбудителя на активные гасительные сопротивления с последующим отключением обмотки возбуждения генератора от возбудителя. При быстрой подаче возбуждения (автоматическая форсировка возбуждения) указанные сопротивления отключаются или шунтируются. Включение генератора сопровождается броском уравнительного тока, что служит основным недостатком способа самосинхронизации:

$$I_{\text{вкл}} = U_c / (x_c + x_d''), \quad (10.55)$$

где U_c и x_c — напряжение и сопротивление энергосистемы; x_d'' — сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси.

Однако независимо от значения уравнительного тока в аварийных условиях генераторы должны включаться способом самосинхронизации. Кроме того, данный способ как основной способ включения на параллельную работу может предусматриваться при нормальном режиме во многих случаях в зависимости от мощности генераторов, их типа и схемы подключения к системе. При этом следует предусматривать для гидрогенераторов устройства автоматической самосинхронизации, а для турбогенераторов — устройства полуавтоматической и ручной самосинхронизации.

При автоматизации процесса самосинхронизации для контроля разности частотключаемого генератора и системы используют индукционное реле разности частот ИРЧ-01А, которое при срабатывании подает разрешающий сигнал на включение генератора. Реле состоит из токовой обмотки (I), включаемой через регулируемое сопротивление на остаточное напряжение невозбужденного синхронизируемого генератора, и обмотки напряжения (II), включаемой на напряжение сети (энергосистемы). Рабочий ток обмотки I составляет 55 ± 15 мА, номинальное напряжение обмотки II — 100 В. Контактная система реле включает в себя два замыкающихся контакта, соединенных параллельно. При номинальных условиях реле срабатывает при разности частот, равной 1 Гц. После включения генератора обмотка I должна быть автоматически отключена от генератора.

Принципиальная типовая схема устройства полуавтоматичес-

кой самосинхронизации, применяемого на тепловых электростанциях, приведена на рисунке 10.45. Выключателем $Q2$ на шины генератора подается напряжение от системы. Устройство вводится в работу установкой переключателя SA в положение B («Включено»). При этом замыкаются цепи трансформаторов напряжения $TV1$ и $TV2$ (рис. 10.45, а), оперативные и выходные цепи (рис. 10.45, б). Обмотку I реле разности частот KF подключают последовательно с реостатом $R1$ к трансформатору напряжения $TV1$ возбужденного генератора G , а обмотку II — к $TV2$ энергосистемы. Поскольку значение остаточного напряжения у невозбужденных генераторов может быть разным, то реостат $R1$ служит для установки в процессе наладки устройства тока в обмотке I реле KF , равного 40...70 мА.

Реле KF в момент подачи напряжения на его обмотки может сработать. Чтобы в этот момент исключить неправильное действие устройств обмоток I и II реле KF подключаются к трансформаторам $TV1$ и $TV2$ одновременно: сначала обмотка II , а затем через несколько секунд после замыкания проскальзывающего контакта KT : I реле времени KT и срабатывания промежуточного реле $KL3$ и далее обмотка I . Чтобы исключить неправильное срабатывание устройства, в момент подачи напряжения на обмотку I реле KF дополнительно вводится выдержка времени на срабатывание устройства за счет включенного конечного контакта KT : 2 реле времени KT последовательно с контактами реле KF .

Реле максимального напряжения KV предназначено для исключения подачи номинального напряжения возбужденного генератора на обмотку I реле KF , не рассчитанную на это напряжение, до подключения генератора к энергосистеме, что может произойти вследствие ошибочных действий персонала. В этом случае при срабатывании реле KV его контакт размыкает цепь питания реле времени KT и исключает таким образом возможность срабатывания реле $KL3$.

Процесс полуавтоматической самосинхронизации протекает следующим образом. После введения в работу устройства переключателем SA подается напряжение на обмотку II реле KF , обмотки реле времени KT и промежуточного реле $KL2$. Последнее сраба-

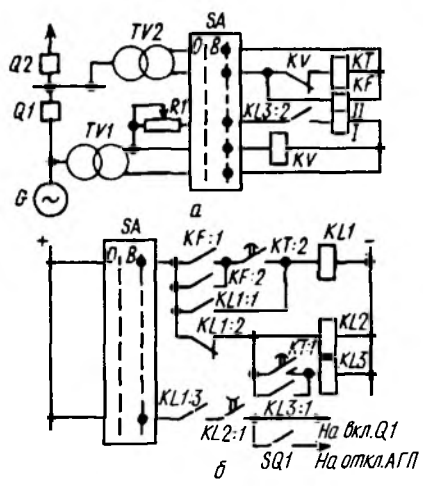


Рис. 10.45. Схема устройства полуавтоматической самосинхронизации

тывает и замыкает контакт $KL2: 1$ в выходной цепи включения выключателя $Q1$. С выдержкой времени замыкается проскальзывающий контакт $KT: 1$ реле KT , а затем конечный контакт $KT: 2$. При замыкании контакта $KT: 1$ срабатывает промежуточное реле $KL3$, которое через свой контакт $KL3: 1$ становится на самоудержание, а контактом $KL3: 2$ подключает обмотку 1 реле KF к трансформатору напряжения $TV1$ синхронизируемого генератора. Когда разность частот генератора и системы будет равна 1 Гц, а напряжения их совпадут по фазе, реле KF сработает и замкнет свои контакты $KF: 1$ или $KF: 2$. При этом сработает выходное промежуточное реле $KL1$, которое становится на самоудержание с помощью своего контакта $KL1: 1$, контактом $KL1: 2$ размыкает цепь питания реле $KL2$ и $KL3$, а контактом $KL1: 3$ замыкает цепь включения выключателя $Q1$. После включения генератора вспомогательным контактом $SQ1$ выключателя вводится в работу устройство АПП, подающее возбуждение на обмотку ротора генератора. Возбужденный генератор окончательно втягивается в синхронизм. Сигнал на включение выключателя $Q1$ имеет ограниченную длительность, так как цепь включения размыкается контактом $KL2: 1$, что предотвращает повторное включение генератора, если он при самосинхронизации автоматически отключился.

Устройство самосинхронизации выводят из работы вручную установкой переключателя SA в положение O («Отключено»), при этом все реле устройства возвращаются в исходное положение.

10.19. УСТРОЙСТВА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЯ НА ВОЗДУШНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЛИНИЯХ

В сельских электрических сетях распространены устройства для определения мест повреждения, в первую очередь на воздушных 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 замыканиях на землю.

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:

фиксирующие приборы для определения расстояния до места повреждения, автоматически измеряющие и фиксирующие соответствующие электрические величины во время аварийного режима;

устройства для определения поврежденных участков линий (сетевые датчики, указатели к.з.), автоматически контролирующие и фиксирующие изменения электрических величин во время аварийного режима.

Существуют фиксирующие приборы различных типов. В сельских распределительных сетях напряжением 10 кВ применяют приборы типа ФИП (ФИП-1, ФИП-2, ФИП-Ф), ЛИФП и др. Разработано устройство ФМК-10. Учитывая, что фиксирующие приборы автоматически измеряют и фиксируют электрические величины во время к.з., они должны удовлетворять следующим требованиям: измерение необходимо закончить до начала отключения поврежденных участков линии от релейной защиты, т. е. в течение 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; необходимо предусмотреть автоматический селективный пуск 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. 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. Во время процесса к.з. запоминающий конденсатор быстро заряжается до напряжения, пропорционального значению фиксируемого тока к.з. (или соответствующего ему напряжения). На следующем этапе к запоминающему конденсатору подключают считывающее устройство, управляющее элементом с долговременной памятью. Таким образом обеспечиваются указанные ранее требования (быстрый замер до отключения линии под действием релейной защиты и возможность длительного сохранения зафиксированного значения).

Для практического применения приборов, фиксирующих ток к.з., чтобы не требовалось каждый раз в аварийной ситуации проводить расчеты, используют эквитоковые кривые. 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: 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 сопротивление дуги), уровень напряжения в сети, значение тока нагрузки (прибор фактически замеряет суммарный ток нагрузки и к.з.) и т. д.

К более совершенным приборам относят фиксирующие омметры, замеряющие реактивное сопротивление. При измерении сопротивления удастся значительно уменьшить влияние изменения уровней напряжения на точность замера. При измерении реактивного сопротивления уменьшается также влияние сопротивления дуги в точке к.з., которое является в основном активным и дает возможность проградуировать шкалу прибора в километрах. Если с помощью приборов 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 ранее (токи предварительно преобразуются в пропорциональные им напряжения), а затем с помощью 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 относят фиксирующие омметры ФМК-10, ФИС и др.

С помощью устройств для нахождения поврежденных участков можно определить направление поиска точек к.з. на воздушных линиях напряжением 10...35 кВ. Такие устройства устанавливают в месте разветвления линии — на первых опорах после точки разветвления. Они фиксируют появление тока к.з. при его возникновении 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 используют указатели поврежденных участков типа УКЗ.

Возникновение к.з. указатель фиксирует с помощью магнитного (индукционного) датчика тока, устанавливаемого в зоне прово-

дов, 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 благодаря емкостному отбору напряжения линии посредством антенного преобразователя.

При повреждении линии обслуживающий персонал объезжает точки разветвления и определяет поврежденный участок, находя места к.з. Указатели целесообразно устанавливать как при отсутствии, так и при наличии фиксирующих приборов для определения расстояния до точки к.з. В последнем случае поиск ускоряется в связи с тем, что из-за разветвленности сельских линий напряжением 10 кВ по показаниям фиксирующих приборов определяют не одну, а, как правило, несколько точек к.з. (на магистрали и разных ответвлениях).

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. 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.

Получили распространение приборы типа «Волна», «Зонд» и «Квант».

Основные элементы в приборе «Волна» — магнитный (индукционный) датчик, фиксирующий появление (увеличение амплитуды) гармонических составляющих тока; фильтр высших гармоник, пропускающий те из них, на которые настроен прибор; усилитель, обеспечивающий требуемое усиление сигнала; измерительный прибор, выдающий результирующий сигнал.

Магнитный датчик M (рис. 10.46) с конденсаторами I образует резонансный контур (фильтр), настроен на частоту 250...550 Гц. От них сигнал через эмиттерный повторитель (не показан) поступает на делитель напряжения 2 , который обеспечивает ступенчатую регулировку чувствительности приборов. С выхода делителя сигнал через блок управления 6 подается на вход первого транзисторного усилителя 3 , на выход которого подключен измерительный прибор 4 . Электрическая антенна (емкостный датчик) A позволяет определять наличие в сети замыкания на землю и напряжения 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 с помощью 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, то делают замеры на выходе линии с подстанции, располагая прибор под линией. Поврежденную линию находят по максимальному отклонению стрелки измерительного прибора. Делая измерения в местах разветвления поврежденной

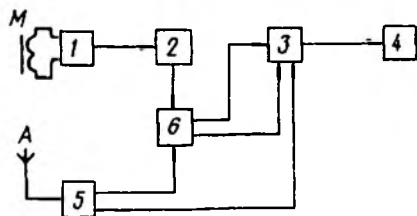


Рис. 10.46. Упрощенная функциональная схема прибора «Волна»

линии, аналогичным образом устанавливают поврежденное ответвление или участок магистрали. За местом замыкания на землю показания прибора резко уменьшаются, что и определяет точку замыкания.

Прибор «Зонд» — устройство направленного действия, т. е. с помощью него не только фиксируют места замыкания на землю, но и определяют направление поиска, что представляет интерес, если поиск начинается не с подстанции, а с какой-то точки поврежденной линии. Его действие основано на сравнении фаз напряжения и тока 11-й гармоники (550 Гц). Поэтому кроме указанных основных элементов в устройство «Зонд» входит орган сравнения фаз, а выходной измерительный прибор имеет шкалу с нулем посередине.

Контрольные вопросы и задания. 1. Каково назначение релейной защиты и автоматики в системах электроснабжения? Назовите основные требования к устройствам релейной защиты. 2. Поясните принципы действия некоторых типов релейной защиты и автоматики. 3. Какие типы защит используют для силовых трансформаторов? 4. Какие устройства защиты применяют в сетях напряжением 0,38 кВ? 5. Назовите виды устройств автоматики, применяемых в системах электроснабжения.

Глава 11

СЕЛЬСКИЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

11.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Для экономичной передачи и распределения электроэнергии требуется ее преобразование (повышение или понижение напряжения).

Электроустановку, предназначенную для преобразования и распределения электроэнергии, состоящую из трансформаторов, распределительных устройств, устройств управления и других вспомогательных сооружений, называют трансформаторной подстанцией. В сельскохозяйственных районах в основном используют 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, предназначенной непосредственно для приема и распределения электроэнергии и содержащей коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, устройства защиты, автоматики и измерительные приборы, а также другую вспомогательную аппаратуру, называют распределительным устройством (РУ). Если все или основное оборудование РУ расположено на открытом воздухе, то его называют открытым (ОРУ), а при расположении оборудования в здании — закрытым распределительным устройством (ЗРУ). Для электроснабжения сельского хозяйства широко используют комплектные трансформаторные подстанции (КТП) и комплектные распределительные устройства (КРУ), особенно для наружной установки (КРУН), поставляемые в собранном на заводе или полностью подготовленном для сборки виде. КРУ состоят обычно из закрытых шкафов или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и автоматики. Благодаря КТП и КРУ сокращаются объемы и сроки проектирования и строительно-монтажных работ, экономятся трудовые ресурсы, увеличивается надежность работы и безопасность обслуживания. Используют 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 однострансформаторные, так и двухтрансформаторные подстанции в первую очередь напряжением 10/0,38; 35/10; 110/10 и 110/35/10 кВ, реже 10/2 × 0,22 кВ (с однофазными трансформаторами), а в отдельных зонах России на напряжение 110/20 и 20/0,38 кВ. Двухтрансформаторные подстанции обеспечивают более надежное электроснабжение потребителей. К ним относят большинство вновь сооружаемых РТП, а также ТП, питающие потребителей первой категории. В ряде случаев для электроснабжения потребителей первой категории устанавливают ТП глубокого ввода на напряжение 35/0,38 кВ.

При электроснабжении потребителей от сельских электрических станций в отдельных случаях используют 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). К схемам предъявляют следующие требования: обеспечение необходимой надежности электроснабжения потребителей и транзита мощности через подстанцию, а также возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения соседних присоединений; учет перспективы развития; обеспечение поэтапного развития 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); ответвительные (присоединенные на ответвлениях); проходные; узловые.

В системе сельского электроснабжения в основном используют: тупиковые, которые присоединяют к концу линии; ответвительные — к одной или двум проходящим линиям соответственно одним или двумя глухими ответвлениями; проходные, включаемые в рассечку линии, т. е. присоединяемые путем захода одной или двух линий с одно- или двухсторонним питанием.

Узловые подстанции (узлом называют точку сети, в которой сходится не менее трех линий)

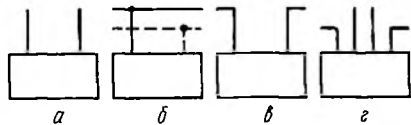


Рис. 11.1. Типы подстанций:

а — тупиковая; б — ответвительная; в — проходная; г — узловая

получают питание по двум и более линиям. К сборным шинам высшего напряжения линий присоединена еще одна или несколько линий, питающих подстанции того же напряжения. В системе сельского электроснабжения такие подстанции применяют редко. Ответвительные и проходные подстанции иногда называют промежуточными. Проходные и узловые, через шины которых проходят перетоки (транзит) мощности, называют также транзитными.

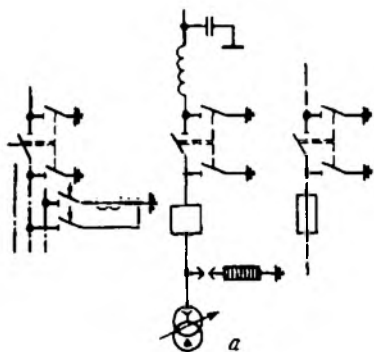
Для сельских трансформаторных подстанций стремятся использовать простейшие схемы. В частности, для РУ на напряжение 35 кВ и особенно 110 кВ применяют упрощенные схемы без выключателей с установкой короткозамыкателей и отделителей, а для РУ на напряжение 35 кВ подстанций мощностью 630...1600 кВ·А — с установкой предохранителей.

Подстанции на напряжение 35...110/10 кВ проектируют и строят 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.

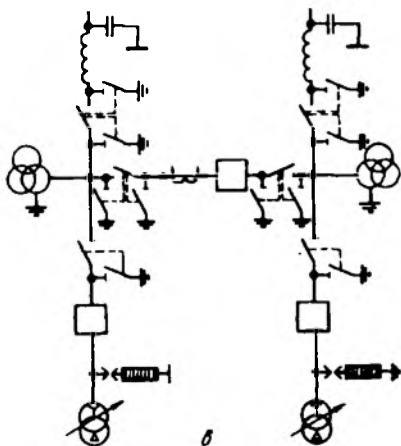
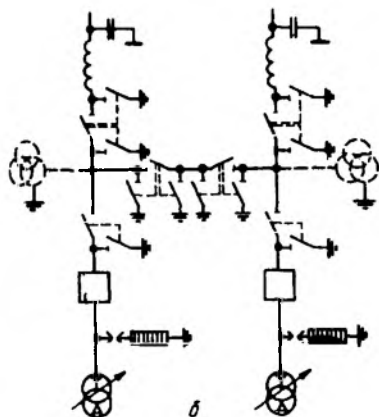
На рисунках 11.2 и 11.3 приведены основные типовые схемы РУ на напряжение 35...110 кВ (главные схемы электрических соединений, т. е. совокупность основного оборудования первичной цепи со всеми выполненными между ними соединениями). Блочные схемы (см. рис. 11.2, а, б и рис. 11.3, а, б) применяют на тупиковых или ответвительных подстанциях, присоединяемых к линиям с односторонним или двухсторонним питанием. Схема блока «линия—трансформатор» с предохранителями (см. рис. 11.2, а) использовалась ранее на напряжение 35 кВ.

Схема блока «линия—трансформатор» с отделителем (см. рис. 11.2, а и рис. 11.3, а) служит для автоматического отключения поврежденного трансформатора от линии, питающей несколько подстанций, а для напряжения 35 кВ применялась также, когда нельзя было использовать предохранители. При использовании короткозамыкателей с отделителями можно применять релейную защиту и исключить недостатки, присущие плавким предохранителям. 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 напряжением 35/10 кВ рекомендуется применять выключатель со стороны высшего напряжения. Эта схема более дорогая, чем с пре-

Рис. 11.2. Главные схемы соединений РУ на напряжение 35 кВ:



a — 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 цепях трансформаторов



дохранителем или отделителем, однако более надежная и гибкая в эксплуатации (допускается отключение и включение нагруженного трансформатора, а также его отключение при повреждениях без дополнительного срабатывания головного выключателя питающей линии). На подстанциях напряжением 110 кВ, учитывая высокую стоимость выключателей напряжением 110 кВ, широко применяют схемы с короткозамыкателями и отделителями.

Схемы, показанные 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 присоединены к параллельным линиям на ответвлениях или служат конечными. При схеме с ремонтной перемычкой из разъединителей можно присоединить оба трансформатора к одной линии при ремонте второй. Трансформаторы

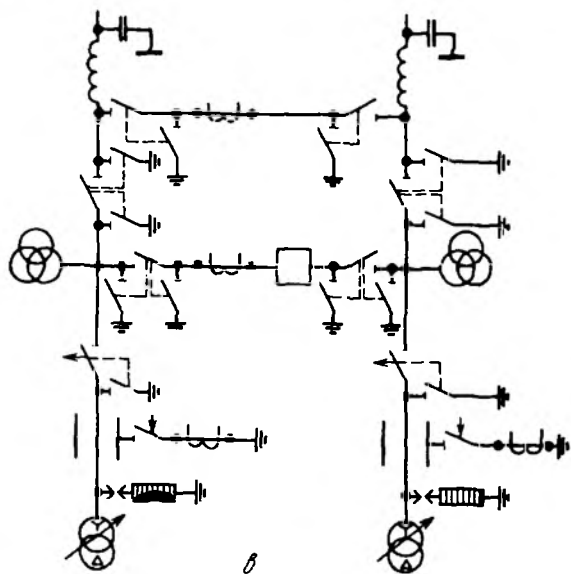
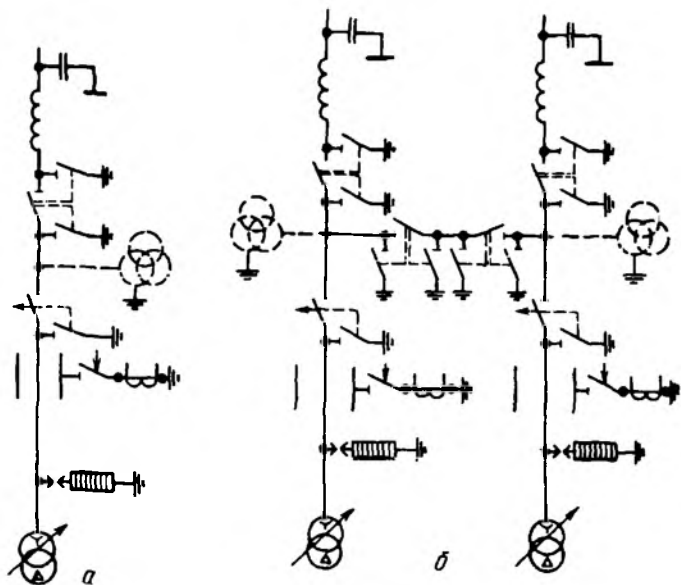


Рис. 11.3. Главные схемы соединений РУ на напряжение 110 кВ:

a — 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

напряжения (пунктир) устанавливают при наличии соответствующих обоснований.

На рисунках 11.2, в и 11.3, в приведены мостиковые схемы, с помощью которых можно секционировать питающую линию. Трансформаторы в данном случае присоединяют к линии по обе стороны выключателя. Если с одной или другой стороны от подстанции повреждается линия, то она или ее поврежденный участок отключаются вместе с трансформатором. Однако последний может быть быстро включен после отключения на подстанции разъединителя поврежденной линии и повторного включения секционного выключателя. Поврежденный трансформатор автоматически выключателем отключается в его цепи (отделителем), а второй трансформатор при двухстороннем 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 может выводить в ремонт и секционный выключатель.

Мостиковые схемы с выключателем в перемычке применяют при двухстороннем 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 кВ, 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 напряжением 110 кВ имеет мостиковую схему с выключателем в основной перемычке и дополнительной ремонтной перемычкой.

К подстанции подходят две линии напряжением 110 кВ. На входе подстанции на каж-

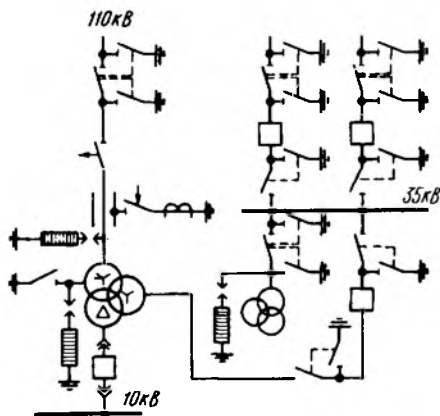


Рис. 11.4. Главная схема соединений подстанции КТПБ-110/35/10

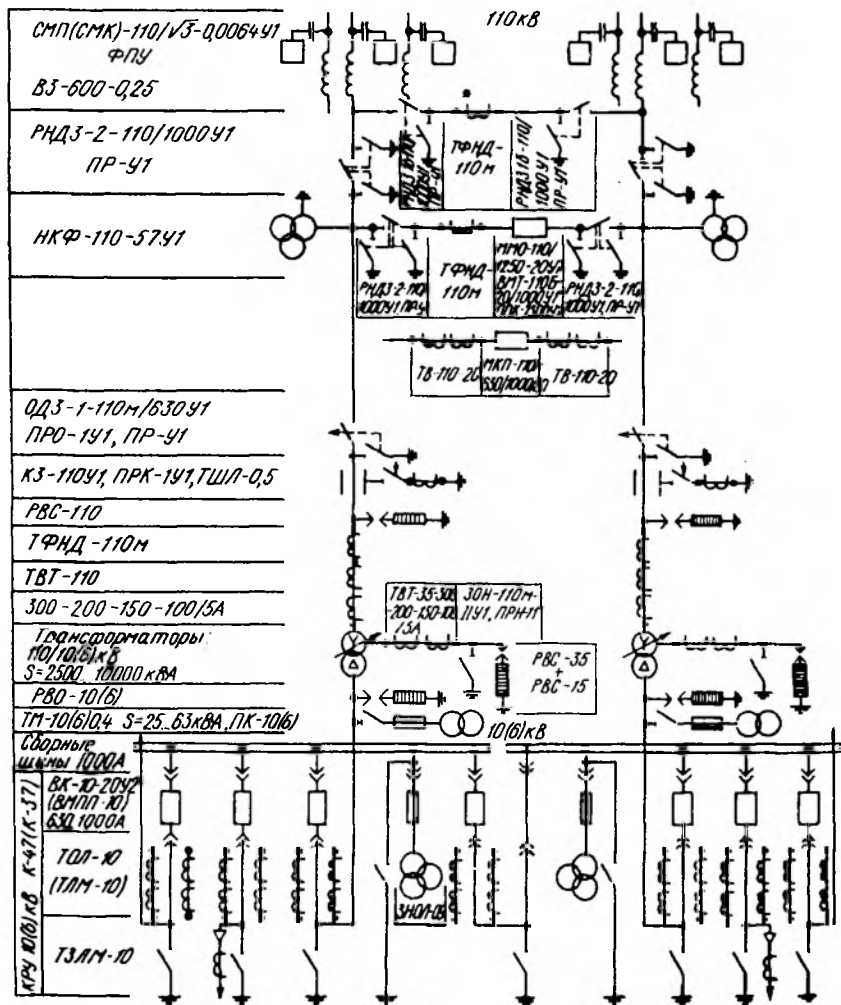


Рис. 11.5. Схема электрических соединений первичных цепей подстанции КТПБ-110/10 напряжением 110 кВ

дой линии устанавливают конденсаторы связи СМП (СМК) фильтров присоединения ФПУ и высокочастотные заградители ВЗ (полные обозначения этих и других аппаратов приведены на рис. 11.5), которые обеспечивают возможность присоединения аппаратуры высокочастотной связи и соответственно передачу по линиям напряжением 110 кВ телефонных и телемеханических сиг-

налов. При этом можно управлять подстанцией и контролировать ее работу с диспетчерского пункта района электрических сетей (РЭС).

Ремонтная перемычка состоит из двух разъединителей РНДЗ-1 с заземляющими ножами. Последние механически заблокированы (показано пунктиром) с разъединителем, они могут быть включены только при его отключении. Трансформатор тока ТФНД устанавливаются в перемычке при наличии специального обоснования (отмечено звездочкой). Далее в цепи каждого трансформатора устанавливаются разъединитель РНДЗ-2 с двумя заземляющими ножами (с обеих сторон), также заблокированными с разъединителями.

В основной перемычке размещены масляный выключатель ММО (ВМТ или МКП) и два разъединителя РНДЗ-2. При использовании выключателей типа ММО или 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 питания защиты, автоматизации и измерения (схемы этих устройств могут быть различны в зависимости от конкретных условий).

После перемычки 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 напряжением 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 напряжением 110 кВ трансформаторов можно заземлять через разъединители ЗОН (наглухо) или через вентильные разрядники РВС.

Распределительное устройство напряжением 10 кВ выполнено комплектным для наружной установки (КРУН-10). В рассматриваемой схеме предусмотрена установка КРУН серии К-59 (К-47) с выкатными тележками и масляными выключателями ВК-10 (ВМПП-10). Конструкция шкафов К-47 рассмотрена более подробно далее.

РУ напряжением 10 кВ имеет две секции шин, которые нормально работают отдельно (секционный выключатель, связывающий две секции шин напряжением 10 кВ, в нормальном режиме отключен). К каждому вводу напряжением 10 кВ, т. е. 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 определяют числом этих линий. Во всех цепях напряжением 10 кВ, где это требуется, используют однотипные трансформаторы тока с

двумя сердечниками ГОЛ-10 (ТЛМ-10). К каждой секции шин через предохранитель ПКН присоединен трансформатор напряжения ЗНОЛ. Предусмотрено заземление с помощью разъединителей вводов напряжением 10 кВ всех отходящих линий и 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 следующим образом: в нормальных условиях работы возникающие усилия, нагрев, электрическая дуга, выброс газов и другие подобные явления не должны приводить к повреждению оборудования и возникновению к.з. или замыкания на землю, а также причинять вред обслуживающему персоналу; при нарушении нормальных условий работы должна быть обеспечена необходимая локализация повреждений; при снятом напряжении с какой-либо цепи возможны безопасный осмотр, замена и ремонт ее элементов без нарушения нормальной работы соседних цепей; возможность удобного транспортирования оборудования. Для выполнения этих требований предусматривают такие мероприятия: аппараты и проводники ограждают или размещают на такой высоте, которая безопасна для людей, находящихся под проводниками или аппаратами; устанавливают разъединяющие устройства с видимым разрывом для возможного отъединения аппаратов (выключателей, предохранителей, измерительных трансформаторов и т. п.) каждой цепи от сборных шин, а также других источников напряжения; предусматривают блокирующие устройства, предотвращающие неправильные операции с коммутационными аппаратами (включение выключателей, отделителей и разъединителей на участках цепей с замкнутыми заземляющими ножами и короткозамыкателями, а также 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 для предотвращения возгорания масла.

В сельскохозяйственных районах в большинстве случаев сооружают комплектные трансформаторные подстанции. К основным

частям таких подстанций на напряжение 35...110/10 кВ кроме силовых трансформаторов относят ОРУ на напряжение 35(110) кВ и РУ на напряжение 10 кВ. Завод-изготовитель поставляет блоки ОРУ на напряжение 35(110) кВ, КРУ — на напряжение 10 кВ, металлоконструкции для порталов и фундаментов, а также для определенных типов КТП другое необходимое оборудование.

Распределительные устройства на напряжение 35...110 кВ. Их выполняют обычно открытого типа, так как при этом значительно сокращается объем строительной части, упрощаются расширение и реконструкции РУ. Однако увеличивается занимаемая площадь, а оборудование, особенно изоляторы, подвергаются большему запылению и загрязнению. Электрооборудование для наружной установки, используемое в ОРУ, отличается от соответствующего оборудования для внутренней установки в первую очередь конструкцией изоляторов. В ОРУ на напряжение 35...110 кВ многообъемные массивные выключатели могут быть установлены на фундаментах, а малообъемные масляные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы — на стальных или железобетонных основаниях, высоту которых определяют 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 с помощью 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. Их монтируют на тех же опорных конструкциях, что и разъединители. Молниеотводы изготавливают из стальных труб или стержней и закрепляют на опорах РУ или 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 напряжением 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 напря-

щими металлоконструкциями и блокировками. Для подстанций напряжением 35 кВ используют серии КТП-35/10 и КТПБ-35/10, область применения которых аналогична. У серии КТПБ в отличие от серии КТП ОРУ напряжением 35 кВ (так же как и РУ напряжением 10 кВ) состоит из более крупных блоков. К таким блокам относят, например, блок масляного выключателя с двумя разъединителями, блок разъединителя, отделителя и короткозамыкателя. Блоки выполняют в виде металлоконструкций со смонтированными и отрегулированными аппаратами, с элементами ошиновки и монтажных схем вторичных соединений. Блоки унифицированы, и ими можно комплектовать подстанции по типовым схемам ОРУ. Аналогично для подстанций напряжением 110 кВ используют блочные КТП серий 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 напряжением 10 кВ, следует проектировать с применением комплектных РУ заводского изготовления наружной установки. Если же используют РУ напряжением 10 кВ закрытого типа, то их выполняют в основном из ячеек КРУ заводского изготовления. В последнем случае их можно, например, комплектовать из шкафов или камер КСО. Шкафы и камеры КСО (стационарные, одностороннего обслуживания) изготавливают с определенным 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 отличные конструкции КРУН: со стационарной установкой основного оборудования и на выкатных тележках (с выдвижными элементами). Вторая конструкция более совершенна. При такой конструкции облегчается обслуживание, сокращаются перерывы в электроснабжении, повышается безопасность работы.

На рисунке 11.6, б приведен план РУ напряжением 10 кВ совместно с силовым трансформатором подстанции с ОРУ напряжением 110 кВ (см. рис. 11.6, а). В качестве РУ напряжением 10 кВ используют КРУН серии К-47 с выкатными (выдвижными) элементами. К основному оборудованию, которое встраивают в КРУ, относят: выключатели (рис. 11.6, в), разрядники, трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, конденсаторы, трансформаторы собственных нужд. Данное КРУ представляет собой отдельно стоящие блок высоковольтных ячеек с коридором управления, транс-

Рис. 11.6. (Продолжение). План и разрез подстанции КТПБ-110/10 (по схеме рис. 11.5):

в — модуль выключателя; 26 — шины; 27 — блок трансформаторов тока напряжением 110 кВ; 28 — блок выключателя ВМТ напряжением 110 кВ

форматор собственных нужд 25 и шкаф ВЧ связи (на рассматриваемой подстанции аппаратуру ВЧ связи размещают в ОПУ). Конкретный состав КРУ определяют заказом.

Блок высоковольтных ячеек содержит следующие ячейки (см. 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 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 с помощью 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 осмотра оборудования без снятия напряжения.

Для безопасного проведения осмотров и регламентных работ можно оперировать заземляющим разъединителем 6 с помощью 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 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

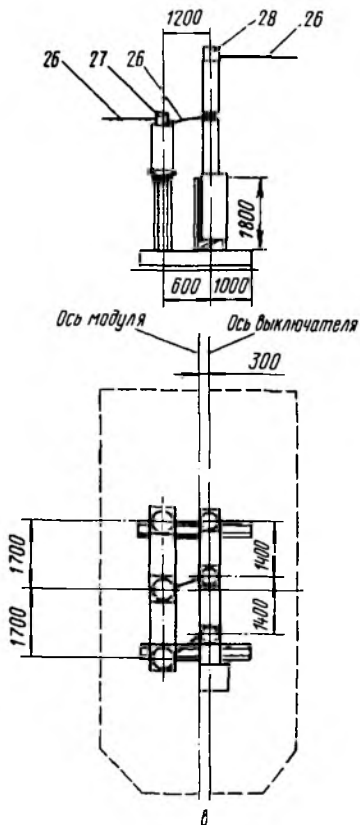
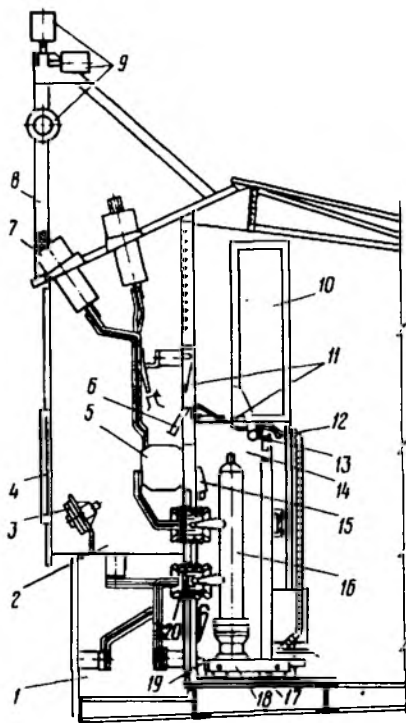


Рис. 11.7. Ячейка отходящей линии РУ напряжением 10 кВ серии К-47:



1 — отсек сборных шин; 2 — отсек ввода; 3 — вентилятор; 4 — дверь; 5 — трансформатор тока; 6 — заземляющий разъединитель; 7 — проходной изолятор; 8 — кронштейн линии; 9 — опорные линейные изоляторы; 10 — шкаф релейный; 11 — разгрузочные клапаны; 12 — привод механизма заземления; 13 — устройство блокировки; 14 — отсек выкатной тележки; 15 — шторка; 16 — выключатель напряжением 10 кВ; 17 — узел фиксации выкатной тележки; 18 — выкатная тележка; 19 — нагревательный элемент; 20 — проходные изоляторы с неподвижными разъединяющими контактами

с выключателем контакты замыкаются, обеспечивая видимый разрыв, т. е. выполняя роль разъединителя.

Безопасная работа обеспечивается защитными шторками, которые при выкатывании тележки автоматически закрываются. Предусмотрена также блокировка для предотвращения вкатывания или выкатывания тележки при включенном выключателе, а сама тележка за-

землена с помощью скользящих самоустанавливающихся элементов (контактов). В коридоре управления имеются общее освещение и аварийная вентиляция.

Трансформатор собственных нужд (см. рис. 11.6, б) устанавливают на отдельном фундаменте между КРУ и силовым трансформатором. К той же конструкции (с выкатными тележками) относят КРУН серии К-59. Примером конструкции со стационарной установкой основного оборудования может служить КРУН типа КРН-IV-10. Для обеспечения видимого разрыва цепи при отключении выключателя используют разъединители.

11.4. ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 6...10/0,38 кВ

Подстанции напряжением 6...10/0,38 кВ, которые часто называют потребительскими, предназначены для питания обычно трехфазных четырехпроводных с заземленной нейтралью распределительных линий напряжением 0,38 кВ. Используют как одно-, так и двухтрансформаторные ТП мощностью 25...630 кВ · А в большин-

стве случаев наружной установки. При специальном обосновании устанавливают закрытые подстанции (ЗТП). Проектируют сети с комплектными ТП наружной установки. Для потребителей первой категории по надежности электроснабжения наиболее распространены ЗТП. Эксплуатируют также мачтовые ТП наружной установки, хотя в проектах их уже не используют.

Основные схемы первичных соединений РУ напряжением 10 кВ КТП приведены на рисунке 11.8 (в некоторых схемах не показаны дополнительные разъединители, которые устанавливают на концевых опорах для присоединения КТП к линиям). КТП тупикового типа с одним трансформатором (рис. 11.8, а) применяют для электроснабжения сельскохозяйственных потребителей. Разъединитель устанавливают на концевой опоре линии напряжением 10 кВ, а предохранители напряжением 10 кВ — в КТП. Вместо разъединителя в цепи трансформатора при соответствующем обосновании может быть использован выключатель нагрузки.

Схема на рисунке 11.8, б также с одним трансформатором и шинами с выключателями нагрузки предназначена для сетей напряжением 10 кВ не только с односторонним, но и с двухсторонним 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.

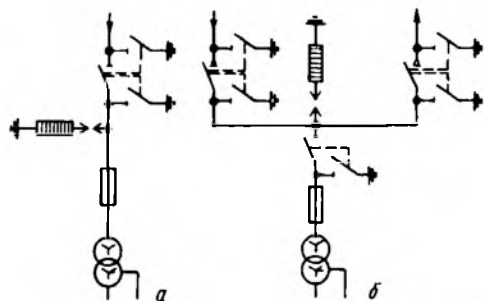
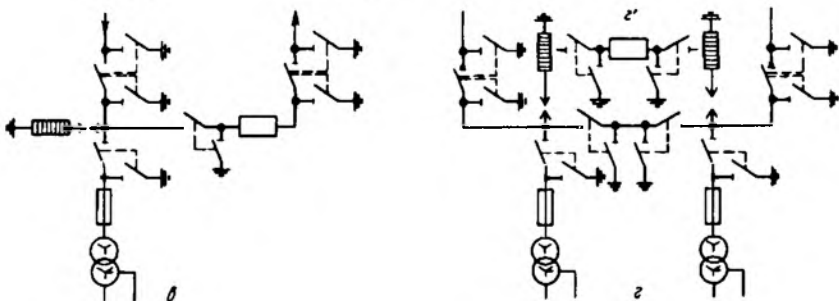


Рис. 11.8. Основные схемы соединений РУ напряжением 10 кВ подстанции напряжением 10/0,38 кВ

a...г и г' — возможные варианты



В этой схеме допускается один из выключателей нагрузки заменить на разъединитель с выполнением соответствующих блокировок.

На рисунке 11.8, *в* однотрансформаторная подстанция совмещена с пунктом автоматического секционирования или пунктом АВР (см. гл. 10) линии напряжением 10 кВ. Схему применяют в сетях напряжением 10 кВ с одно- и двухсторонним питанием, в которых по условиям надежности электроснабжения требуется автоматическое и ручное секционирование линий напряжением 10 кВ.

На рисунке 11.8, *г* показана схема с двумя трансформаторами и шинами напряжением 10 кВ, секционированными выключателем нагрузки и разъединителем. Ее применяют в основном в сетях напряжением 10 кВ с двухсторонним питанием, где допускается ручное секционирование линий напряжением 10 кВ.

Основной режим работы подстанции — питание каждого трансформатора от независимого источника по линии напряжением 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, рис. 11.8, *г'*). На такой схеме (схема мостика с одним выключателем) двухтрансформаторная подстанция совмещена с пунктом автоматического секционирования или пунктом АВР линии напряжением 10 кВ.

Схема соединений подстанции УЗТП напряжением 10/0,38 кВ (рис. 11.9) разработана для электроснабжения ответственных сель-

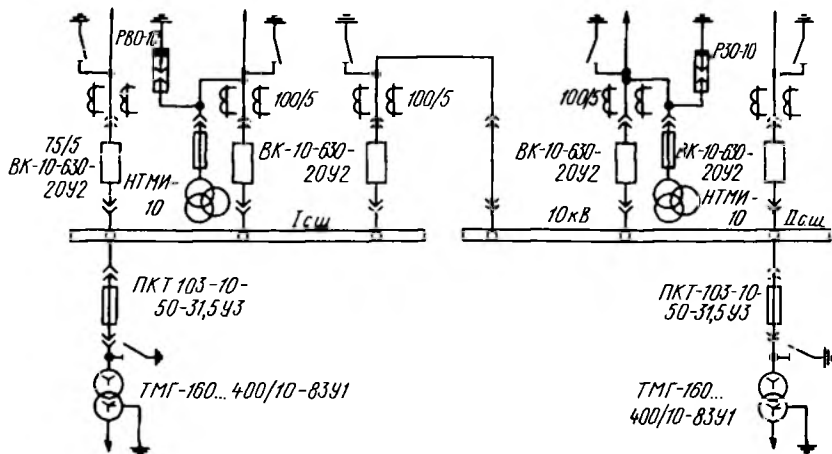


Рис. 11.9. Главная схема соединений подстанции УЗТП напряжением 10/0,38 кВ

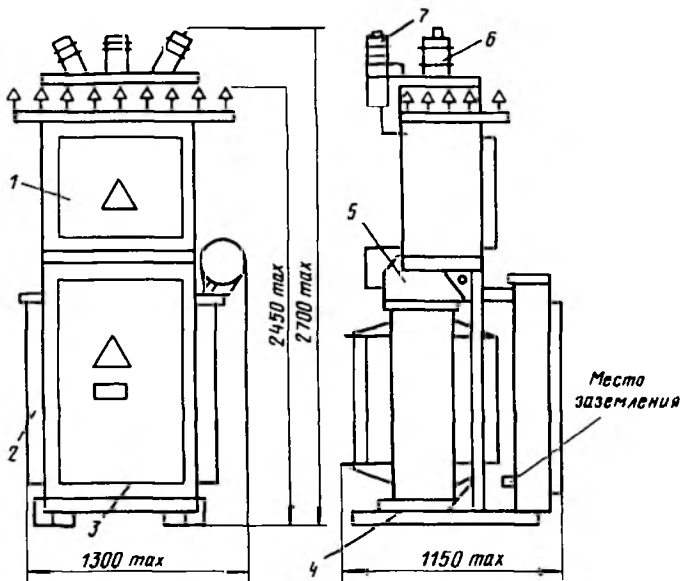


Рис. 11.10. Схема КТП напряжением 10/0,38 кВ мощностью 25...160 кВ · А:

1 — вводное устройство 10 кВ; 2 — трансформатор; 3 — РУ напряжением 0,38 кВ; 4 — салазки (для трансформаторов мощностью 25...110 кВ · А); 5 — кожух; 6 — проходной изолятор; 7 — вентильный разрядник

скохозыятственных потребителей, где необходимо обеспечить АВР на стороне напряжением 10 кВ. Подстанция двухтрансформаторная, мощностью 2×400 кВ · А, с РУ 10 кВ узлового типа по схеме с секционированной системой шин, четырьмя отходящими ВЛ напряжением 10 кВ и применением современных ячеек КРУ серии К-104, с выключателями ВК-10 (см. гл. 9).

Закрытые подстанции строят одноэтажными с вариантами исполнения зданий из кирпича, крупнопанельных железобетонных и металлических трехслойных конструкций.

Наибольшее число подстанций тупикового типа с применением КТП (см. рис. 11.8, а). Схема КТП мощностью 25...160 кВ · А приведена на рисунке 11.10. Она выполнена в виде блока и состоит из вводного устройства высшего напряжения (10 кВ) и РУ (0,38 кВ), которые закрываются одностворчатыми, снабженными замками дверьми, и силового трансформатора. Принципиальная электрическая схема КТП напряжением 10/0,38 кВ мощностью 25...160 кВ · А (рис. 11.11) РУ напряжением 10 кВ состоит из разъединителя QS с заземляющими ножами, расположенного на ближайшей опоре линии напряжением 10 кВ, вентильных разрядни-

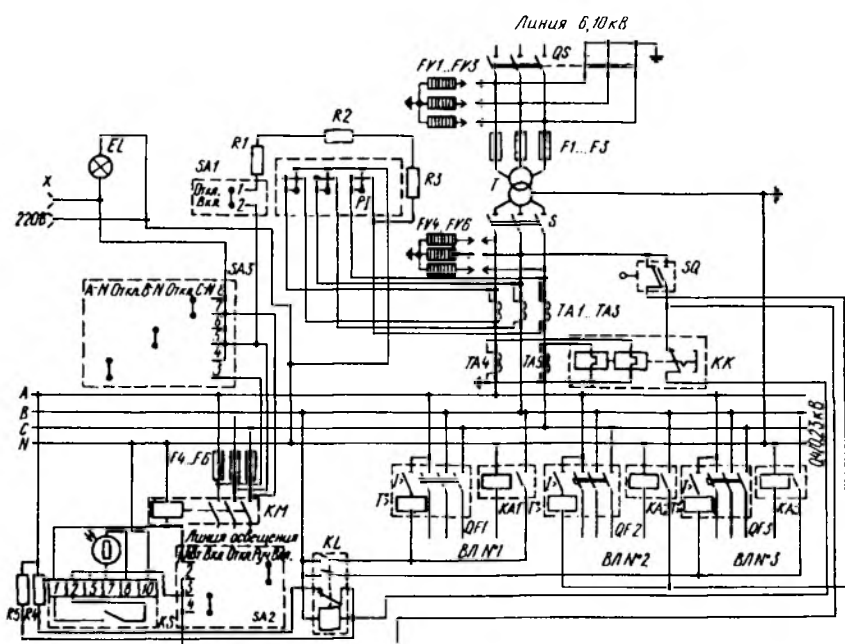


Рис. 11.11. Схема электрических соединений КТП напряжением 10/0,38 кВ, мощностью 25...160 кВ · А

ков $FV1...FV3$ для защиты оборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений на стороне напряжением 10 кВ и предохранителей $F1...F3$, находящихся в водном устройстве высшего напряжения и обеспечивающих защиту трансформатора от многофазных к.з. Предохранители соединены соответственно с проходными изоляторами и силовым трансформатором. Остальная аппаратура размещена в нижнем отсеке (шкафу), т. е. РУ напряжением 0,38 кВ. На вводе РУ установлены рубильник S , вентиляные разрядники $FV4...FV6$ для защиты от перенапряжений на стороне напряжением 0,38 кВ, трансформаторы тока $TA1...TA3$, питающие счетчик активной энергии PI , и трансформаторы $TA4, TA5$, к которым подключено тепловое реле KK для защиты силового трансформатора от перегрузки. Включение, отключение и защита отходящих линий напряжением 0,38 кВ от к.з. и перегрузки осуществляются автоматическими выключателями $QF1...QF3$ с комбинированными расцепителями. Для защиты линий от однофазных к.з. в нулевых проводах $ВЛ \text{ № } 1...3$ установлены токовые реле $KA1...KA3$, которые при срабатывании замыкают цепь обмотки независимого расцепителя. Реле настраиваются на срабатывание при однофазных к.з. в наиболее удаленных точках сети.

Линия уличного освещения от к.з. защищена предохранителями *F4...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 ч при токе, составляющем 1,45 номинального тока силового трансформатора.

Линии № 2 и уличного освещения защитой от перегрузки не отключаются. Для автоматического включения и отключения линии уличного освещения служит фотореле *KS*, а при ручном управлении этой линией используют переключатель *SA2*. Фотореле 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 напряжением 0,38 кВ предназначена лампа *EL*, включаемая переключателем *SA3*. Напряжение измеряют переносным вольтметром, который включают в штепсельную розетку *X*, расположенную в РУ напряжением 0,38 кВ. Переключатель *SA3* служит для измерения напряжения всех фаз.

Для предотвращения отключения рубильника под нагрузкой предусмотрена блокировка, которая работает следующим образом. При открывании панели закрытия РУ напряжением 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* размыкаются и отключают автоматический выключатель линии № 2 (положение контактов выключателя *SQ* на рис. 11.11 показано при открытой панели, закрывающей РУ напряжением 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 напряжением 10 кВ. Блок-замок двери ввод-

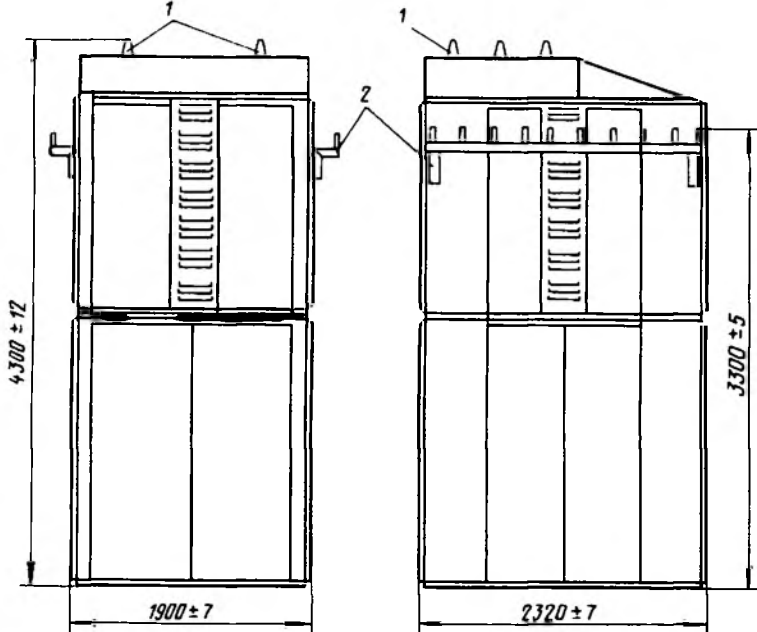


Рис. 11.12. Схема KTPP-B-400/10У1:

1 — проходные изоляторы; 2 — кронштейн для выводов напряжением 0,38 кВ

ного устройства 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 вводного устройства.

Для электроснабжения мощных производственных потребителей применяют серию KTPP напряжением 10/0,38 кВ с одним и двумя трансформаторами проходного типа KTPP и тупикового типа KTPT мощностью 250...630 и $2 \times (250...630)$ кВ · А с воздушными вводами наружной установки. Конструктивно однострансформаторные KTPP и KTPT выполняют в виде одного блока, в котором в соответствующих отсеках размещены РУ напряжением 10 и 0,38 кВ, а также силовой трансформатор. Оболочка блока (шкаф) изготовлена из листовой стали и имеет двери для обслуживания РУ. Для безопасного обслуживания предусмотрены блокировки.

Двухтрансформаторный КТП состоит из двух соединенных трансформаторных блоков. РУ напряжением 10 кВ КТПП и КТПТ выполняют по определенным схемам (см. рис. 11.8, а, б и г). В частности, РУ напряжением 10 кВ КТПП мощностью 250...630 кВ·А с одним трансформатором (рис. 11.12) выполнено по схеме, показанной на рисунке 11.8. Схема РУ напряжением 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

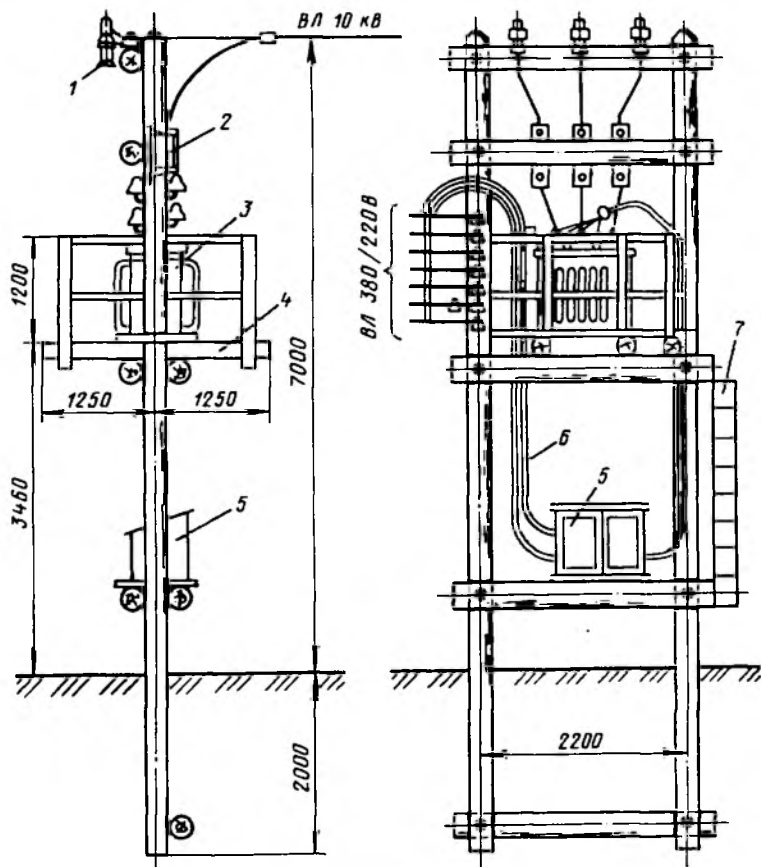


Рис. 11.13. Схема мачтовой ТП напряжением 10/0,38 кВ:

1 — разрядник; 2 — предохранитель; 3 — трансформатор; 4 — площадка для обслуживания; 5 — шкаф РУ напряжением 0,38 кВ; 6 — выводы линии напряжением 0,38 кВ; 7 — лестница

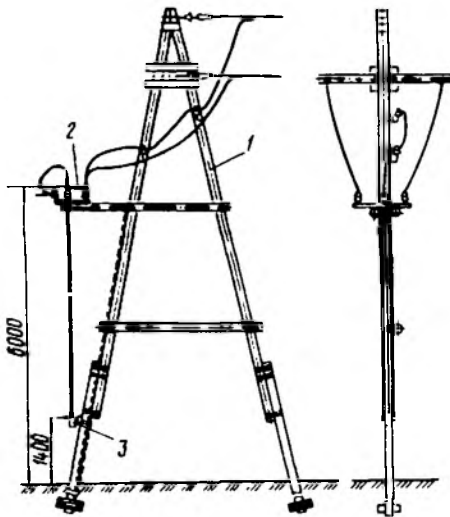


Рис. 11.14. Схема разъединитель­ного пункта на напря­жение 10 кВ:

1 — опора; 2 — разъединитель; 3 — привод разъединителя

П-образной опоре, а мощно­стью 160...250 кВ·А — на АП-образной опоре. Подстанции в большинстве случаев выпол­няют тупиковыми. На рисунке 11.13 показана мачтовая ТП напряжением 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 в себя разъединитель с приводом, установленным на концевой опоре.

РУ напряжением 0,38 кВ (см. рис. 11.13) представляет собой металличе­ский шкаф

5 брызгозащищенного исполнения с установленной внутри аппаратурой. Ввод в шкаф трансформатора и выходы 6 к линиям напряжением 380/220 В выполнены в трубах. Для подъема на площадку 4 служит складная металлическая лестница 7, которую (в сложенном виде) так же, как дверцы шкафа и привод разъединителя, запирают на замок. Для защиты ТП от перенапряжений установлены вентильные разрядники 1.

Контрольные вопросы и задания 1. Что такое трансформаторная подстанция? Какие типы подстанций применяют в системах сельского электроснабжения? 2. Назовите типы подстанций по способу их присоединения к питающей сети. Какие схемы электрических соединений применяют на стороне высшего напряжения подстанции? 3. Каково конструктивное исполнение распределительных устройств напряжением 35...110 и 10 кВ подстанций сельских районов? 4. Какие электрические аппараты используют в схемах потребительских подстанций напряжением 10/0,38 кВ? 5. Какую аппаратуру размещают в РУ напряжением 0,38 кВ потребительской подстанции?

Глава 12

СЕЛЬСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

12.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В малонаселенных и не охваченных сетями энергетических систем районах сооружают автономные 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 сооружают станции с двигателями внутреннего сгорания. Они используют газ. Он получается в газогенераторных установках, работающих на местном твердом топливе, включая органические отходы сельскохозяйственного, деревообрабатывающего и других производств. Однако такие станции требуют больших затрат на подготовку топлива и производство газа.

В местах, где имеется гидроэнергия, целесообразно сооружать гидростанции 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 и режимов работы электростанций необходимо знать электропотребление и максимальную нагрузку. Эти параметры могут быть получены из графиков нагрузки, которые можно строить, используя типовые суточные графики (см. гл. 3). К ординатам совмещенного графика нагрузки следует прибавить потери мощности на передачу электрической энергии в линиях и трансформаторах, а также мощность собственных нужд станции.

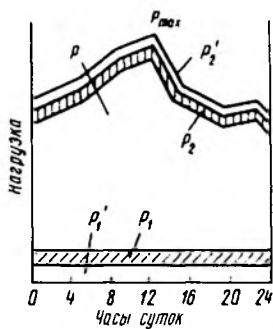


Рис. 12.1. Суточный график нагрузки генератора электростанции:

P_1 и P_2 — постоянные и переменные потери; P_1' и P_2' — постоянный и переменный расход на собственные нужды

График нагрузки генератора (рис. 12.1) получен следующим образом. На совмещенном графике нагрузок откладывают постоянные потери мощности в трансформаторе 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. гл. 3), необходимый для определения годовой выработки электрической энергии, годового расхода топлива и других технико-экономических показателей работы электростанции.

12.2. ДИЗЕЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

Дизельные электрические станции (ДЭС) применяют в качестве основного источника электроснабжения потребителей в районах, удаленных от сетей энергосистем. ДЭС — это стационарные установки. Их местоположение и мощность определяют с учетом схем развития электрических сетей и энергосистем района строительства.

В состав стационарных ДЭС входят следующие основные элементы и системы: дизель-электрический агрегат, топливное хозяйство, хозяйство смазочных масел, система пуска, воздухоочистительная система, щит управления, аккумуляторное хозяйство и распределительное устройство низкого напряжения.

Все элементы и основные системы стационарных ДЭС размещают в негоряемых зданиях, выполненных из кирпича или железобетонных блоков. Повышающую подстанцию и распределительное устройство высокого напряжения в соответствии с рекомендациями действующих норм технологического проектирования можно располагать на открытом воздухе рядом со зданием электростанции.

В ДЭС сельскохозяйственного назначения используют преиму-

ственно четырехтактные дизели. Число цилиндров 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), водо-водяной (двухконтурной).

Дизели комплектуют синхронными генераторами трехфазного переменного тока с горизонтальным расположением вала. Генераторы изготавливают на номинальное напряжение 0,22; 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.

У синхронных генераторов ДЭС могут быть машинная и статическая системы возбуждения.

У генераторов с машинной системой возбуждения в качестве возбудителя используют генератор постоянного тока, связанный с валом генератора ременной передачей или муфтой. При машинном возбудителе усложняется конструкция генератора, увеличиваются его размеры и масса, 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 его обмотки возбуждения. Достоинство такой системы возбуждения заключается в отсутствии вращающихся частей, высокой механической прочности конструкции, 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 20...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 с помощью компаундирования возбуждения генераторов (см. гл. 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 электроснабжения, повышает эксплуатационные показатели и качество отпускаемой электроэнергии. На параллельную работу генераторы обычно включают методом самосинхронизации.

Мощность ДЭС выбирают по максимальной нагрузке станции P_{\max} (см. рис. 12.1). 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_3 должна быть больше максимальной нагрузки генераторов электростанции P_{\max} или равняться ей:

$$P_3 \geq P_{\max}.$$

Мощность на зажимах генераторов

$$P_3 = \sum_1^n P_c \eta_{\text{ген}} \eta_{\text{пер}},$$

где n — число агрегатов станции; P_c — 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 для двухтактного — до 85 %.

В соответствии с этим мощность на зажимах генератора

$$P'_3 = 0,9 P_3 \eta_{\text{ген}} \eta_{\text{пер}}.$$

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

$$n = P_{\max} / (0,9 P_3). \quad (12.1)$$

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 различны по мощности агрегатов и назначению станций.

Рекомендуется применять упрощенные главные схемы электрических соединений с минимальным числом выключателей. При наличии потребителей электроэнергии, расположенных от электростанций в пределах до 1 км, их питание осуществляется на на-

пряжении 380 В и на станциях применяют генераторы напряжением 400 В.

При небольшом числе потребителей и их малой мощности на станции устанавливают один генератор. Однако для обеспечения более высокой надежности электроснабжения следует применять схему с двумя генераторами, работающими раздельно на свою секцию шин.

При установке двух генераторов секции шин соединяют автоматическим выключателем. При необходимости передачи электроэнергии от генераторов электростанции 400 В на значительное расстояние, например для питания удаленного отделения хозяйства, к низковольтным шинам через автоматический выключатель присоединяют повышающий трансформатор напряжением 0,4/10 кВ (рис. 12.2).

Для электростанций, расположенных на значительных расстояниях (до 20 км) от потребителя и имеющих мощность 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 подстанциями. Как правило, линию связи выполняют на напряжение 35 кВ, для чего на электростанциях устанавливают трансформаторы напряжением 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 напряжением 6,3...10,5 и 35 кВ выключателями соответствующих напряжений. Выключатель напряжением 35 кВ необходим при авариях на линии связи и при ревизиях и ремонтах трансформатора напряжением 6,3...10,5/35 кВ.

Питание собственных нужд для ДЭС с генераторами напряжением 0,4 кВ осуществляют с шин генераторного напряжения, для

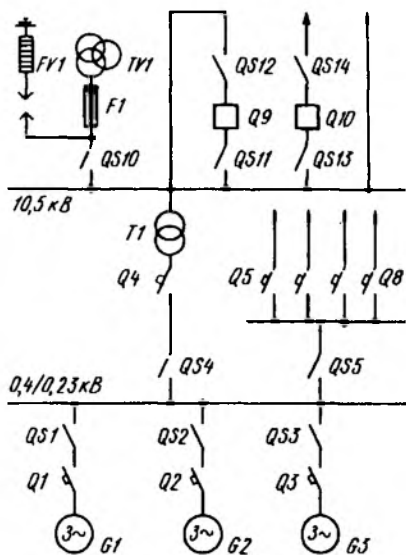


Рис. 12.2. Электрическая схема дизельной электростанции мощностью 400...1200 кВт:

G1...G3 — генераторы ДЭС; *Q1...Q8* — автоматические выключатели; *Q9* и *Q10* — высоковольтные выключатели; *QS1...QS5* — рубильники; *QS10...QS14* — высоковольтные разъединители; *T1* — силовой трансформатор; *FV1* — разрядник; *F1* — предохранитель; *TV1* — измерительный трансформатор напряжения

ДЭС с генераторами напряжением 6,3...10,5 кВ — от трансформаторов собственных нужд.

Систему шин собственных нужд рекомендуется принимать одинарной секционированной. Каждая секция должна иметь резервное питание (от резервного трансформатора или соседних секций).

Присоединение основного и резервного электродвигателей ответственных механизмов надо предусматривать, 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 напряжением 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 предусматривают систему автоматического обнаружения пожара. Для питания оперативных цепей и цепей аварийного освещения на таких станциях используют аккумуляторную батарею напряжением 220, 110 и 24 В.

Объемы топливохранилища 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 необходимо предусмотреть дежурное отопление с расчетной внутренней температурой воздуха не ниже 8 °С. Отопление служебно-бытовых и вспомогательных производственных помещений должно соответствовать санитарным нормам.

Задачи изменения режимов работы и наиболее экономичного использования дизель-электрических агрегатов решают с помощью их автоматизации. Различают три степени автоматизации дизель-электрических агрегатов (см. гл. 10).

Дизель-агрегаты, применяемые 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.

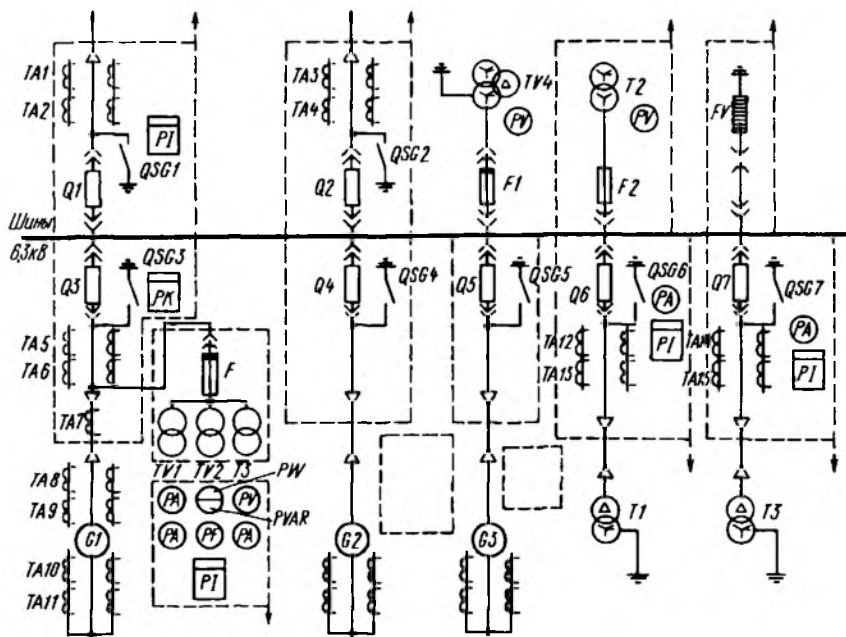


Рис. 12.3. Электрическая схема соединений дизельной электростанции мощностью 1890 кВт

Станция предназначена для работы в качестве основного изолированного источника электроснабжения. На станции установлены 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 и 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 параметры:

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	Сжатый воздухом
Давление пускового воздуха, МПа	3
Вместимость пусковых баллонов, л	400 (1 баллон)
Срок работы дизеля до капитального ремонта, ч	40000

В главной схеме электрических соединений предусмотрена установка повышающих трансформаторов.

Распределительное устройство напряжением 6 кВ внутренней установки собирают из шкафов КРУ2-6П. Потребители собственных нужд получают электроэнергию от двухтрансформаторной подстанции мощностью $2 \times 160 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

Схема охлаждения дизелей принята оборотной двухконтурной, с использованием градирни в качестве охладителя. Месячный запас дизельного топлива хранится в двух металлических резервуарах вместимостью 100 м^3 каждый.

Постоянное отопление вспомогательных помещений ДЭС обеспечивается от наружной тепловой сети. Теплоноситель — вода. Отопление машинного зала воздушное. В здании ДЭС предусмотрена 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 составляет $243 \text{ г}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$.

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 и 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 используют сжатый воздух, хранящийся в баллоне вместимостью 400 л. При начальном давлении пускового воздуха в баллоне 3 МПа обеспечивается не менее шести последовательных пусков дизеля. Минимальное давление пускового воздуха, обеспечивающее пуск холодного дизеля, составляет 1,2 МПа.

Пусковые баллоны пополняют воздухом с помощью двух электрокомпрессоров: один — рабочий, другой — резервный.

Выпускные газы от дизеля отводятся через выпускной трубопровод и выпускную 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 (в ценах на 01.01.91 г.).

В главной схеме электрических соединений ДЭС предусмотрены параллельная работа трех дизель-электрических агрегатов с генераторами СГД-15-41-16 мощностью 630 кВт каждый на сборные 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, сила тока статора 72,5 А, частота 50 Гц, ОКЗ 1,1, КПД — 93 %.

Возбуждение генератора происходит от электромашинного возбудителя ПВА-81. Для автоматического регулирования напряжения служит электромагнитный регулятор напряжения РНА-60. Он 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 с помощью шунтового реостата. Для гашения поля возбудителя предусмотрено гасительное сопротивление в цепи обмотки возбуждения возбудителя. На параллельную работу генератор включается методом автоматической синхронизации. В качестве распределительного устройства напряжением 6 кВ служит 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 применяют трансформатор напряжения НТМИ-6. Шины напряжением 0,4 кВ распределительного устройства собственных нужд секционированы. Для питания цепей управления масляными выключателями и сигнализацией в РУ предусмотрен силовой трансформатор.

Для генераторов и трансформаторов установлены защиты в соответствии с ПУЭ. Для защиты линий напряжением 0,38 кВ от всех видов замыканий, включая и однофазные, применяют 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 относят к третьей категории молниезащиты, поэтому 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.

12.3. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

Проблема загрязнения воздуха выбросами при работе тепловых и дизельных электростанций обуславливает поиск нетрадиционных возобновляемых источников энергии (солнца, ветра, теплоты земли, морей и океанов, малых водных потоков, биомассы).

Гидравлические электрические станции (ГЭС) имеют ряд преимуществ по сравнению с тепловыми. Себестоимость вырабатываемой на них электроэнергии ниже, расход электроэнергии на собственные нужды во много раз меньше, чем на тепловых станциях. Пуск и набор нагрузки на гидрогенератор происходят в течение нескольких минут, кроме того, ГЭС используют возобновляемые природные ресурсы.

К недостаткам ГЭС относят: высокую стоимость и длительные сроки их сооружения, дополнительные затраты на возможное переселение жителей с затопляемых земель, подготовку ложа водохранилища, 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.

Применение ГЭС 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. ГЭС 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 потребителей 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 относят в основном к низконапорным. Исключение составляют ГЭС, построенные на горных реках. На низконапорных сельских ГЭС применяют осевые, радиально-осевые и поворотно-лопастные турбины, которые характеризуются 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 $\eta = f_1(P)$ при постоянном напоре и постоянной частоте вращения.

По выражению (12.3) можно получить расходную характеристику турбины с использованием имеющейся рабочей. Расходная характеристика дает зависимость расхода воды через турбину от нагрузки $Q = f_2(P)$ при $H = \text{const}$ и $n = \text{const}$, где n — частота вращения вала турбины.

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 от 10 до 20 %. Особенно велики его изменения в паводковые периоды. При этом меняются режимы работы турбины, ее частота вращения, расход воды и мощность.

Уменьшение рабочего напора, а следовательно, и потери энергии водотока обуславливаются снижением верхнего и повышением нижнего уровня бьефа, зависящими в основном от вместимости водохранилища, расхода воды в реке 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 $H\eta$:

$$Q/P = 1/(9,81 H\eta). \quad (12.4)$$

Возможная выработка энергии гидростанции 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 потребному количеству энергии необходимо регулировать сток реки, т. е. 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 гидростанции также постоянна. Но нагрузка гидростанции в течение суток колеблется. Таким образом, в одну часть суток ГЭС может не располагать мощностью, необходимой для обеспечения потребителей, а в другую — 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.

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/сут. 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 срабатывать созданный запас. При перераспределении суточного расхода реки можно увеличить мощность ГЭС во время максимальной нагрузки и таким образом улучшить условия электроснабжения потребителей.

Благодаря суточному регулированию повышается мощность ГЭС в часы максимума нагрузки.

Для суточного регулирования требуется водохранилище относительно небольшой вместимости.

Сезонное регулирование стока проводится, 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 задер-

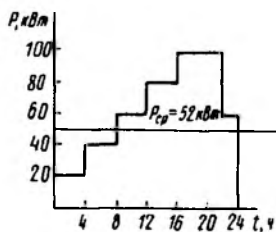


Рис. 12.4. Суточный график нагрузки гидроэлектростанции

живается 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 из-за природных условий (горные, труднодоступные районы и др.).

Мощность изолированно работающей ГЭС выбирают, исходя из энергетических возможностей используемого водотока, 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 совершенствования 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, то 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 ГЭС.

12.4. ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

Для районов, удаленных от сетей мощных энергосистем, энергия ветра может служить источником электроснабжения. Ветер — один из нетрадиционных источников энергии. Установлено, что современные ветроэнергетические установки могут быть эффективно использованы в районах со среднегодовой скоростью ветра, превышающей 3...5 м/с.

Ветровые зоны имеются на побережье Северного Ледовитого океана и Крайнем Севере, в районах Нижней Волги и др. Потенциал электроэнергии, получаемой от ветроэлектрических станций, в несколько раз превышает выработку электроэнергии на действующих электрических станциях страны.

Во всем мире уделяют большое внимание ветроэнергетике. Разрабатывают международные программы по использованию энергии ветра в промышленности и сельском хозяйстве. Ветроэлектрические станции (ВЭС) широко применяют в Дании, США, Голландии, Германии, Англии и др. В мире насчитывают более 100 тыс. ВЭС, в том числе в США 30 тыс. ВЭС.

В России в 1925 г. профессором Н. Е. Жуковским в Центральном аэрогидродинамическом институте (ЦАГИ) был организован отдел ветряных двигателей. До 1925 г. этим ученым была создана теория ветряного двигателя. В отечественной ветроэнергетике, несмотря на богатые традиции, теоретические и практические разработки, используют отдельные ВЭС небольшой мощности. Их суммарная установленная мощность в России составляет около 10 тыс. кВт. На машиностроительных и авиационных заводах России разрабатывают и готовят к выпуску ВЭС различных конструкций, мощностей (от 4 до 1000 кВт) и степени автоматизации.

Для районов, удаленных от сетей мощных энергосистем, энергия ветра может служить источником электроснабжения. Основная причина недостаточного применения ВЭС заключается в низком качестве вырабатываемой электроэнергии, обусловленном неравномерностью ветрового напора как в течение коротких промежутков времени, так и в длительные, исчисляемые часами, сутками и месяцами. Это приводит к значительным колебаниям мощности, отдаваемой потребителям. От пульсации ветра зависит частота 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. На ветроустановках применяют различные аккумулирующие устройства, сглаживающие пульсации получаемой от ветра энергии и в ряде случаев ограничивающие мощность, развиваемую

ветродвигателем, а также запасающие энергию на период штилевых дней.

По принципу действия используемых в ветроэнергетике аккумулярующих устройств различают механические, электрические, гидравлические, тепловые, пневматические и водородные.

Механические аккумуляторы запасают избыток энергии и отдают ее при недостатке с помощью маховика, пружины, подъемника и т. п. Посредством этих механизмов накопленная энергия может отдаваться рабочей машине сразу либо в определенные моменты времени. Этот тип аккумулятора не нашел широкого применения, так как значительная часть энергии при падении скорости ветра вообще не используется, а часть энергии теряется в самом маховике.

Электрические аккумуляторы — устройства для накопления и сохранения электрической энергии в виде химической. Электрический свинцовый аккумулятор состоит из сосуда с разбавленной серной кислотой и опущенных в него электродов — свинцовых пластинок. Коэффициент полезного действия аккумуляторов достигает 70...85 %. Такие аккумуляторы работают только на постоянном токе. Поэтому в сетях переменного тока необходимо двойное преобразование переменного тока в постоянный и обратно. При этом снижается коэффициент полезного действия аккумуляторных батарей и увеличиваются капитальные вложения в установку. Для больших мощностей применение электрических аккумуляторов ограничено из-за больших габаритов и дороговизны. Кроме того, они требуют тщательного ухода — своевременной зарядки, замены электролита, замеров его плотности и т. д. Поэтому они нашли применение только в схемах с малой мощностью потребителей.

Гидравлические аккумуляторы представляют собой силовую установку, в которой энергия ветра преобразуется в потенциальную энергию поднятой на некоторую высоту воды: при обратном падении вода может приводить в движение генератор. При достаточном количестве воды ее можно использовать в орошении.

Коэффициент полезного действия гидроаккумуляторной установки превышает 50 %. Для ее сооружения лучше подыскивать естественные водоемы, расположенные на необходимой высоте. При сооружении искусственных напорных бассейнов требуются большие емкости. Оптимальным считают использование водохранилищ гидростанций, вода в которых накапливается за счет ветростанций, работающих параллельно с гидростанцией.

Тепловые аккумуляторы — устройства, в которых энергия ветра превращается в теплоту, запасаемую либо в виде горячей воды для подогрева помещений, либо в виде пара, используемого турбиной или для отопления. В периоды, когда мощность ветроустановки превышает нагрузку, избыток электроэнергии направляется в

электрокотлы, в которых вода нагревается до парообразования, а затем используется в отопительных системах.

Пневматические аккумуляторы — устройства, в которых кинетическая энергия ветра с помощью ветрокомпрессорной установки может быть преобразована в потенциальную энергию сжатого воздуха, которую можно использовать для работы воздушных турбин.

Водородные аккумуляторы представляют собой установки, где происходит электролитическое разложение воды на кислород и водород. Кислород используют для промышленных целей, а водород — для сжигания в двигателе внутреннего сгорания. Водород можно запасать в баллонах, а затем по мере надобности расходовать на работу теплового двигателя. Такой способ аккумуляирования сложен для условий сельского хозяйства и небезопасен.

В России разработан ряд унифицированных ветроэлектрических агрегатов мощностью 1...100 кВт. В этот ряд вошли четыре ветроагрегата в соответствии с ветровыми условиями России. Первый ветроагрегат рассчитан на 1; 2 и 4 кВт, второй — на 8 и 16, третий — на 16 и 30, а четвертый — на 60 и 100 кВт. Диаметры ветроколеса соответственно указанным мощностям составляют 6; 12; 18 и 24 м.

Разработана установка УВЭУ(1-4)-6 в комплекте с погружным электронасосом ЭЦВ-4-4-45. При скорости ветра $v = 7$ м/с и напоре 30 м производительность агрегата составляет до 3,5 м³/ч.

Принцип работы устройства состоит в следующем. От ветроколеса с автоматическим регулятором частоты вращения через редуктор приводится во вращение синхронный генератор. Агрегат закреплен на трубчатой башне с шарнирной пятой. Башня представляет собой два яруса растяжек, стрелу подъема с лебедкой. Внутри башни проходят трос механизма пуска и останова и электрический кабель. В комплект входят блок автоматики, насос и фундамент. Ветроколесо имеет металлические лопасти, которые поворачиваются в корпусе в шариковых подшипниках. Детали механизма регулирования закрыты колпаком. Регулятор состоит из двух пружин (пусковой и рабочей), центробежных грузов, штока кинематической связи и ограничителя. При принудительной остановке агрегата натяжение троса передается через системы рычагов и тяг. Самовозбуждение генератора при достижении заданной угловой скорости обеспечивается системой автоматического управления электроприводом.

Установки УВЭУ различных модификаций на мощности 8...100 кВт прошли испытания и успешно работают в ряде районов страны, в том числе в Краснодарском крае. Срок их окупаемости не превышает двух лет.

При длительных провалах скоростей ветра потребитель должен

получать питание от резервного источника. Наиболее эффективна параллельная работа ВЭС и ГЭС. В случае сооружения ВЭС, присоединяемой к сети ГЭС, можно увеличить расчетный расход и мощность ГЭС при неизменных условиях обеспеченности потребителей электроэнергией. При работе ВЭС в системе тепловых электростанций экономится топливо.

Для очень малых нагрузок, порядка сотен ватт или единиц киловатт, например в отгонном животноводстве, ветроэлектростанции применяют для освещения и подъема воды из скважин.

Контрольные вопросы и задания. 1. Как выбрать число агрегатов на ДЭС? 2. Каковы принципы выбора электрических схем ДЭС? 3. Назовите степени автоматизации ДЭС и процессы автоматизации. 4. В чем состоит принцип регулирования стока, позволяющий увеличить мощность ГЭС? 5. Поясните преимущества объединения ДЭС и ГЭС в систему.

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 применяют совместно с сетевым резервированием, а в ряде случаев их используют также для потребителей второй категории. Автономные (местные) источники резервного питания предусматривают 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.

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 отметить определенное недоиспользование оборудования. Для уменьшения этого недостатка и повышения эффективности использования станций на аварийный период вводят принудительный график электропотребления путем отключения неотвечественных потребителей. В простейшем вари-

анте мощность резервной электростанции можно выбирать исходя только из нагрузки первой категории (на сельскохозяйственных объектах, отнесенных к первой категории по надежности электрообеспечения, при этом только одну часть приемников электроэнергии относят к первой категории, а другую — к нагрузке второй и третьей категорий). Целесообразно сдвигать по времени технологические процессы, чтобы обеспечить большую продолжительность работы резервной электростанции в ряде случаев при ее меньшей мощности.

13.2. ПЕРЕДВИЖНЫЕ И СТАЦИОНАРНЫЕ РЕЗЕРВНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Промышленность выпускает достаточно большое количество передвижных и стационарных ДЭС, которые можно использовать в качестве резервных. Основным элементом передвижных и стационарных ДЭС — дизель-генератор, собранный на общей сварной раме. Первичный двигатель-дизель и генератор обычно соединены 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; смазочные системы дизеля с масляными баками, масляными радиаторами, насосами и маслопроводами; системы пуска 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, распределения электроэнергии от станции к потребителю, аккумуляторная батарея с выпрямителями для ее подзарядки, которая служит для пуска дизеля и питания постоянным током схем управления, сигнализации и цепей возбуждения.

По конструктивному исполнению ДЭС разделяют на стационарные и передвижные.

Стационарные станции предназначены для работы в закрытых помещениях с температурой окружающего воздуха от 8 до 40 °С.

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 снятия при ремонте поршней, датчиков, разборки 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 электростанции АСДА-100 (без щита управления).

Для нормальной эксплуатации помещение станции кроме естественного освещения оборудуют 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 °С, они должны иметь защиту от атмосферных воздействий и обеспечивать работу в условиях вибрации и тряски. Их размещают на автомобильном прицепе, в кузове автомобиля или закрытом вагоне. Передвижные станции следует использовать в первую очередь для сокращения продолжительности перерывов электроснабжения при ремонтах, реконструкции или плановых отключениях электрических сетей. Передвижные станции целесообразно применять в тех случаях, когда

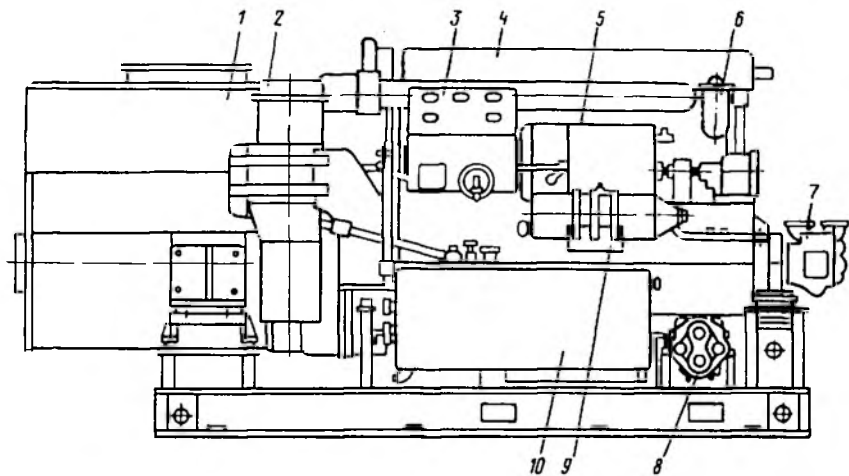


Рис. 13.1. Схема автоматизированной электростанции АСДА-100:

- 1 — генератор; 2 — воздухоочиститель; 3 — щиток местного управления дизелем; 4 — дизель; 5 — топливный насос; 6 и 9 — топливный и масляный фильтры; 7 — водяной насос внешнего контура; 8 — пневмомаслопрокачивающий агрегат; 10 — расходный масляный бак

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 напряжением 0,38 кВ ТП. При нарушениях работы линий напряжением 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 в себя автоматику первой степени и устройства для дистанционного и автоматического управления дизель-электрическими агрегатами — пуск, синхронизацию при параллельной работе, принятие нагрузки, останов, контроль за работой, поддержание неработающего дизеля в прогретом состоянии. Срок необслуживаемой работы не менее 16 ч для агрегатов мощностью до 100 кВт и 24 ч — свыше 100 кВт.

Третья степень автоматизации включает в себя автоматику второй степени и дополнительные устройства для управления дизель-электрическими агрегатами — заполнение топливных и масляных баков, подзаряд всех аккумуляторных батарей и пополнение воздушных баллонов, заданное распределение активных и реактивных нагрузок при параллельной работе, управление вспомогательными агрегатами. 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, 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.

В частности, неавтоматизированными генераторами можно управлять с помощью специально поставляемых вместе с ними панелей управления, для автоматизированных по первой степени агрегатов применяют щиты управления, выполненные на съемных блоках с логическими элементами, а для управления автоматизи-

рованными по третьей степени — шкафы управления с блоками автоматики на полупроводниковых элементах.

На рисунке 13.2 показан шкаф 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 в себя 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 9 коммутирует электрические цепи, обеспечивающие прогрев дизеля, включение насосов, возбуждение генератора, прием нагрузки или синхронизацию, включение на параллельную работу, отключение нагрузки и остановку агрегата.

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.

Блок датчиков частоты и мощности 3, а также блок магнитных усилителей (МУ) 10 составляют систему коррекции частоты и мощности па-

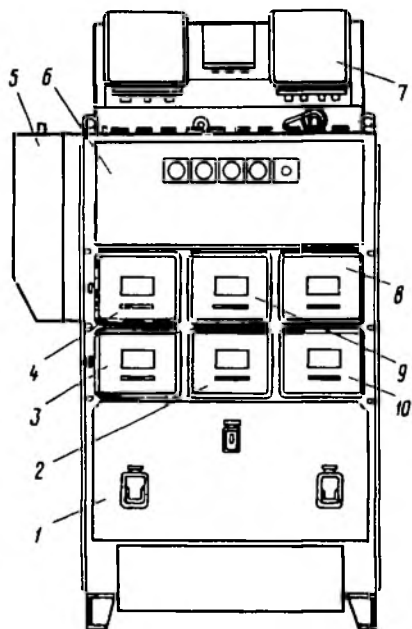


Рис. 13.2. Схема шкафа управления для стационарных ДЭС мощностью 100 кВт:

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

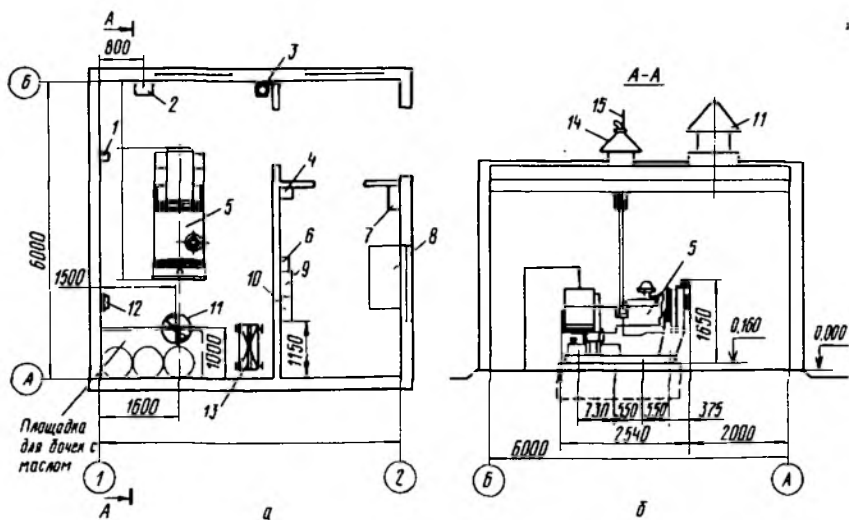


Рис. 13.3. Компонка оборудования ДЭС мощностью 100 кВт:

a — план; *б* — разрез; 1 — счетчик электроэнергии; 2 — раковина; 3 — огнетушитель; 4 — аккумулятор; 5 — электроагрегат; 6 — выпрямительное устройство; 7, 9 и 10 — навесные распределительные устройства; 8 — стол с телефоном; 11 — вентилятор (крышный); 12 — ручной насос; 13 — кран (козловой); 14 — трубопровод для выпуска газов; 15 — молниезвод

параллельно работающим агрегатов. При работе одного агрегата частоту тока, отклоняющуюся от нормы, регулируют изменением частоты вращения вала 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.

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.

На рисунке 13.3 показана компоновка оборудования резервной дизельной электростанции мощностью 100 кВт (типовой проект 407-1-90.85).

На ДЭС установлен один электроагрегат АД100С-Т400-Р мощностью 100 кВт. Агрегат надежно работает при температуре воздуха в помещении от 8 до 50 °С и относительной влажности до 98 %. Топливный бак, смонтированный на раме агрегата, вместимостью 240 л обеспечивает непрерывную работу дизеля в течение 8 ч без дополнительной заправки. Для заправки смазочной системы 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.

В электрической схеме главных соединений предусмотрена автономная работа электроагрегата на электрическую сеть напряжением 380 В. Параллельная работа ДЭС с основным источником централизованного электроснабжения не допускается. В типовой проект входят четыре варианта электрических схем связи ДЭС с сетью напряжением 380 В централизованного электроснабжения. При выборе варианта следует учитывать проектируемую или существующую схему внутриплощадочных сетей напряжением 380 В, расположение резервируемых потребителей на объекте, место расположения трансформаторных подстанций напряжением 10/0,38 кВ, организацию обслуживания сетей напряжением 380 В на объекте.

На рисунке 13.4 показан один из вариантов главной схемы электрических соединений ДЭС и связи электроагрегата с сетью напряжением 380 В группы резервируемых потребителей (с распределительным пунктом). Помещение ДЭС располагают вблизи производственного помещения с вводным распредпунктом. При этом варианте возможно как групповое, так и индивидуальное резервирование ответственных электроприемников. Электроагрегат подключен к шинам напряжением 380 В распредпункта через распределительное устройство Д1 с переключающим рубильником SI. 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 распределительный пункт РП. Рукоятку рубильника SI устанавливают в положение *a* («Включена сеть»). В аварийном режиме работы при исчезновении напряжения от ТП пускают (вручную) электроагрегат. Рукоятку рубильника SI устанавливают в положение *b* («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. При этом возможно резервирование отдельных групп ответственных потребителей.

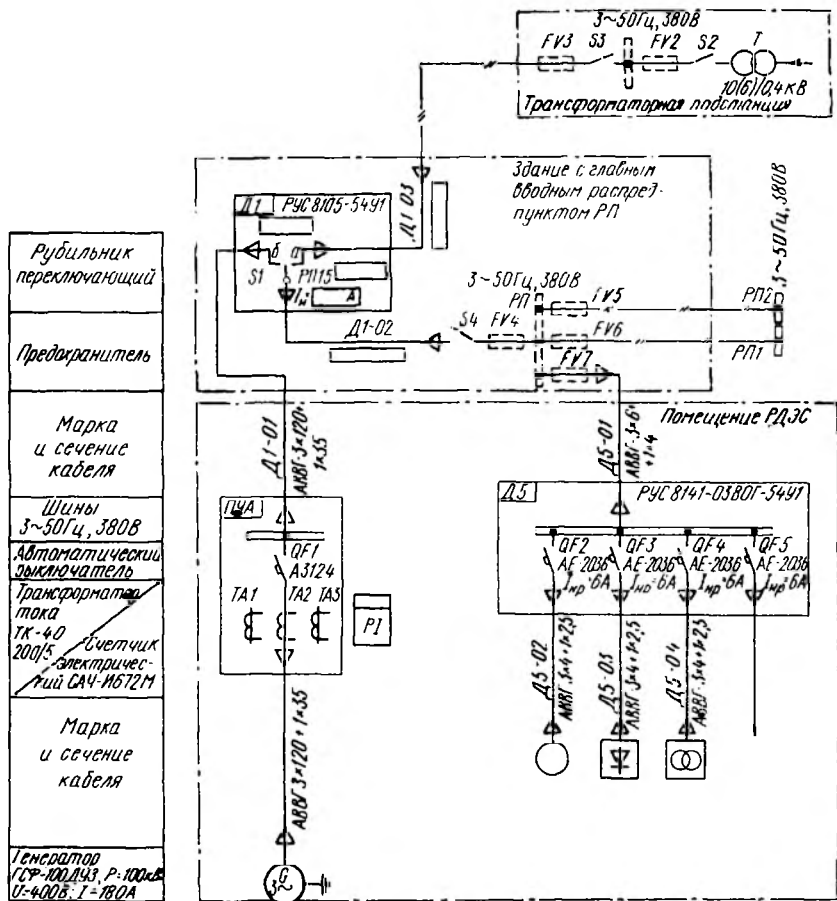


Рис. 13.4. Главная схема электрических соединений ДЭС

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 напряжением 380 В подстанции напряжением 10/0,38 кВ. Помещение ДЭС 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 применяют генераторы с самовозбуждением. Статическая система возбуждения генератора состоит из трансформатора, выпрямителя, управляемого дросселя и конденсатора для защиты от радиопомех. Эта система служит для питания обмоток ротора постоянным током и регулирования (поддержания на определенном уровне) напряжения генератора. Начальное возбуждение генератор получает от аккумуляторной батареи. Автоматическое регулирование напряжения обеспечивает точность поддержания напряжения в пределах $\pm 2\%$ установленного среднего значения.

Для контроля за режимом работы генератора предназначены 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 срабатывает световая сигнализация, останавливается агрегат и отключается автоматический выключатель генератора (с помощью дистанционного расцепителя).

На электроагрегате используют 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 служит 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 освещение напряжением 220 В переменного тока от основного источника электроснабжения в дежурном режиме и 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 выполнены заземление и молниезащита.

Здание ДЭС проектируют в двух вариантах: каркасно-панельном из сборных железобетонных изделий заводского изготовления и кирпичном.

Рассмотренный типовой проект предусматривает первую степень автоматизации ДЭС. Для повышения уровня автоматизации используют комплектные устройства управления дизель-электрическими агрегатами. Если требуется, в частности, автоматический пуск агрегата, то устанавливают комплектное устройство 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 и дистанционное 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 сигналам от датчиков и защиты; технологическую и аварийную сигнализацию. Устройство состоит из двух шкафов: управления и автоматики, в котором размещены аппаратура автоматики, защиты, сигнализации, блок управления генератором; 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.

Для третьей степени автоматизации используют устройства, аналогичные рассмотренному ранее.

13.3. ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С ПРИВОДОМ ОТ ТРАКТОРОВ

Первичные двигатели резервных электростанций — дизели или бензиновые. Их стоимость и обслуживание составляют значительную часть затрат на электростанцию. Такие двигатели используют, как и станцию в целом, незначительное число часов в году. В связи с этим целесообразно применять для привода генераторов резервных станций тракторы с валом отбора мощности.

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 с помощью карданного вала соединяют с валом отбора мощности подгоняемого трактора. Во втором случае генератор можно разместить непосредственно на шасси трактора, одноосном прицепе, раме, навешенной посредством навесной системы на трактор.

Для резервирования электроснабжения молочных ферм и других объектов разработаны и применяют передвижные резервные электростанции с приводом от вала отбора мощности трактора. Рекомендуется следующий ряд номинальных мощностей таких станций: 16, 30, 60 и 100 кВт. Синхронный генератор и щит управления устанавливают на одноосном прицепе с пневматическими колесами (рис. 13.5). Генератор с помощью карданного вала соединяют с валом отбора мощности трактора Т-150 или Т-150К. Используют также резервный источник с приводом от трактора МТЗ-

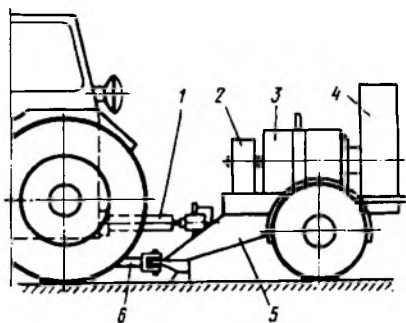


Рис. 13.5. Электростанция с приводом от трактора, смонтированная на одноосном прицепе:

1 и 2 — карданная и клиноременная передачи; 3 — генератор; 4 — щит управления; 5 — прицеп; 6 — прицепное устройство

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 трактор типа «Кировец», оборудованный электрической системой отбора мощности. Для резервного электроснабжения предназначено 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 в себя: синхронный генератор мощностью 200 кВт, систему передачи (два вала и редукторы), шкаф с пускозащитной аппаратурой, пульт управления с контрольно-измерительными приборами, систему электробезопасности и сигнализации, комплект кабелей и щиток с клеммами для подключения потребителей. Все оборудование размещают на тракторе. Системой регулирования напряжения генератора допускается прямой пуск короткозамкнутых асинхронных двигателей мощностью до 125 кВт.

При использовании МЭС в качестве передвижной электростанции трактор закрепляют стояночным тормозом, к щиту на тракторе с помощью гибкого кабеля подключают шины ТП напряжением 0,38 кВ или распределительный пункт (щит) потребителя. При эксплуатации МЭС только в качестве резервного источника электроснабжения на молочных фермах, животноводческих комплексах, птицефабриках в течение 50...60 ч в год окупаются дополнительные затраты на электрическую систему отбора мощности.

В качестве резервных источников электроснабжения предназначены и другие электростанции для сезонных потребителей: навесная электростанция СНТ-12А для электроснабжения выносных стригальных цехов и передвижных установок профилактической

обработки овец, которую агрегируют с тракторами типа МТЗ; навесная электростанция ДП-11000 для электроснабжения широкозахватных дождевальных машин ДФ-120 «Днепр», агрегируемая с трактором типа ЮМЗ.

При анализе технико-экономических показателей резервных источников электроснабжения разных типов — стационарных электростанций, передвижных электростанций и электроагрегатов с приводом от тракторов — установлено, 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 их.

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 продолжительность одного перерыва, ч; y_0 — удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии, руб/(кВт·ч).

Целесообразность использования резервной электростанции при мощности резервируемой нагрузки P_n определяют по выражению

$$Z \leq P_n nty_0. \quad (13.2)$$

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, т. е. соответственно от числа и типа технологических процессов, которые совпадают с перерывом в электроснабжении.

При наличии указанных условий часто применяют вероятностно-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, установленные по статистическим 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 расчетного значения его среднего значения, как обычно делают при упрощенном подходе, требует специальных обоснований. В связи с изложенным для получения более обоснованного решения разработаны методические рекомендации по выбору резервных электростанций животноводческих ферм и комплексов молочного направления 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, т. е. 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.

В приложении 28 приведены данные по резервируемой нагрузке, а также по мощности и числу резервных агрегатов. Мощность агрегатов выбирали с учетом реальных особенностей объектов, в частности возможного территориального размещения отдельных электроприемников (котельные, насосные и др.), 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 120...406 кВт, а мощности резервных агрегатов — 30...200 кВт.

Резервируемые электроприемники чаще всего питаются от электростанции по тем же линиям напряжением 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.

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 комплектацию электростанций.

Пуск и остановка станции могут быть ручными (с местного щитка управления дизелем), дистанционными (с пульта дистанционного управления или шкафа управления с помощью кнопок управления, после нажатия кнопки все дальнейшие операции по пуску и остановке электроагрегата в требуемой последовательности выполняет схема автоматики) или автоматическими (выполняет схема автоматики без вмешательства обслуживающего персонала, причем в случае удачного пуска обычно загорается сигнальная лампочка «Нормальная работа», при повреждениях срабатывает аварийная сигнализация).

При обслуживании дизеля, работающего без соответствующих устройств автоматики, нужно: следить за показаниями приборов контроля температуры масла и воды, давления масла и т. д., за на-

личиём охлаждающей жидкости в системе, подачей масла к частям дизеля и работой его различных датчиков; при необходимости пополнять топливные баки топливом; обращать внимание на наличие посторонних шумов или стуков в дизеле; следить за частотой вращения вала дизеля и при необходимости ее регулировать.

При обслуживании генератора, работающего без устройств автоматики, нужно: 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 прослушивать работу генератора, 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 определены соответствующими инструкциями по эксплуатации и оговорены в журнале технических осмотров и уходов. Все сведения, касающиеся технического состояния, учета работы, ремонта и хранения электрооборудования, необходимо вносить в паспорт-формуляр электроагрегата.

При своевременном проведении технического обслуживания возможно поддерживать постоянную готовность станции к работе.

При обслуживании станции с работающим электроагрегатом запрещается: присутствовать посторонним лицам; чистить, смазывать, регулировать, ремонтировать дизель и прикасаться руками или инструментом к его вращающимся частям; проводить ремонтные работы на участках, 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.

Контрольные вопросы и задания. 1. Перечислите основные отличия резервных ДЭС от ДЭС, применяемых в качестве основного источника энергии. 2. Как выбрать мощность резервной ДЭС? 3. Какие параметры контролируют при работе дизель-агрегата резервной ДЭС? 4. Укажите ориентировочное число часов работы резервной ДЭС в год на объектах сельского хозяйства.

Глава 14

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛЬСКИХ РАЙОНОВ*



14.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

При проектировании систем электроснабжения сельских районов и в процессе их эксплуатации постоянно решают задачи выбора наиболее целесообразного варианта, т. е. с лучшими технико-экономическими показателями. К таким задачам относят выбор сечений проводов, мощностей трансформаторов подстанций, оптимального (наилучшего) варианта развития сетей, мероприятий по снижению потерь электрической энергии, повышению надежности электроснабжения и др. Рассматриваемые варианты могут отличаться как капитальными вложениями, так и текущими ежегодными издержками производства и эксплуатационными расходами. Если среди вариантов есть такой, у которого капитальные вложения и издержки производства меньше, чем у других, естественно, он и будет лучшим. Однако в большинстве случаев у одних вариантов большие капитальные вложения, а у других — выше издержки производства. Рассматриваемые варианты должны сравниваться при прочих равных условиях, т. е. при одинаковых объемах продукции.

Для систем электроснабжения это означает одинаковое количество отпускаемой потребителям электроэнергии, соответствующей ГОСТу на ее качество и нормативному уровню надежности электроснабжения. В соответствии с методическими рекомендациями комплексной оценки эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса, критерием выбора варианта служит максимум экономического эффекта \mathcal{E} , представляющего разность между стоимостной оценкой результатов реализации этого варианта P и затрат на его осуществление Z , т. е.

$$\mathcal{E} = P - Z \rightarrow \max. \quad (14.1)$$

Экономический эффект от внедрения варианта надо определять за расчетный период T :

$$Z_T = P_T^0 - Z_T^1 \rightarrow \max. \quad (14.2)$$

Очень часто сравниваемые варианты отличаются один относи-

*См. сноску на стр. 11.

тельно другого лишь годовыми затратами либо сроками их вложения. Тогда критерий выбора — максимум экономического эффекта — трансформируется в другой, более простой — минимум суммарных приведенных затрат: $Z \rightarrow \min$.

Годовые приведенные затраты по каждому варианту Z представляют собой сумму нормативных отчислений от капитальных вложений K на строительство и реконструкцию и годовых издержек на эксплуатацию I , руб/год:

$$Z = E_n K + I, \quad (14.3)$$

где E_n — коэффициент сравнительной эффективности ($E_n = 0,1$).

Из сравниваемых вариантов оптимальным считают тот, у которого затраты минимальны.

При определении капитальных вложений учитывают следующие составляющие:

$$K = K_{см} + K_{об} + K_{пр} + K_{обор}, \quad (14.4)$$

где $K_{см}$ — капитальные вложения на строительные-монтажные работы; $K_{об}$ — стоимость оборудования, транспортных средств, инвентаря; $K_{пр}$ — затраты на проектно-изыскательские и подготовительные работы; $K_{обор}$ — затраты на создание оборотных средств.

При наличии нескольких элементов системы электроснабжения учитывают капитальные вложения каждого из них:

$$K = K_{пл} + K_{рпп} + K_{рл} + K_{тп} + K_{вл0,38}, \quad (14.5)$$

где $K_{пл}$ — капитальные вложения в питающую линию напряжением 35...110 кВ; $K_{рпп}$ — капитальные вложения в районную трансформаторную подстанцию напряжением 35...110/10 кВ; $K_{рл}$ — капитальные вложения в распределительную линию напряжением 6...10 кВ; $K_{тп}$ — капитальные вложения в потребительские трансформаторные пункты напряжением 6...10/0,4 кВ; $K_{вл0,38}$ — капитальные вложения в линии напряжением 0,38 кВ.

Данные по капитальным вложениям в элементы сети приведены в приложениях 20...27 в ценах до 01.01.91 г.*

Объединив выражения (14.4) и (14.5), представим суммарные капитальные вложения по элементам схемы n и составляющим капитальных вложений m общим выражением:

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m K_{ij}$$

Ежегодные издержки производства

$$\begin{aligned} I &= I_{рен} + I_{кр} + I_{обс} + I_3 + I_{проч} = \\ &= I_a + I_{обс} + I_3 + I_{проч}, \end{aligned} \quad (14.6)$$

где $I_{\text{рен}}$ — амортизационные отчисления на реновацию для полного возмещения основных фондов по истечении срока службы объекта; $I_{\text{кр}}$ — амортизационные отчисления на капитальный ремонт, предназначенный для частичного восстановления и модернизации оборудования; $I_{\text{обс}}$ — затраты на обслуживание; I_3 — затраты на потери электроэнергии; $I_{\text{проч}}$ — прочие производственные и внепроизводственные расходы, включающие затраты на вспомогательные материалы (смазочные, обтирочные и т. д.), текущий ремонт, услуги вспомогательных производств, а также общесетевые; $I_4 = I_{\text{рен}} + I_{\text{кр}}$ — амортизационные отчисления на реновацию и капитальный ремонт.

Суммарные ежегодные издержки на элементы системы n и различные виды составляющих издержек m по аналогии с капиталь-

ными вложениями равны $\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m I_{ij}$. Тогда уравнение (14.3) можно записать так:

$$З = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m K_{ij} E_H + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m I_{ij}. \quad (14.7)$$

Если продолжительность сооружения систем (установок) по сравниваемым вариантам более одного года, при этом капитальные вложения по этим вариантам осуществляются в разные сроки, а текущие затраты изменяются во времени, то для сопоставимости все затраты приводят к одному сроку (часто к первому году). При этом капитальные вложения, сделанные в году t , приводят к году t_0 по уравнению

$$K_0 = K_t / (1 + E_{\text{нп}})^{t-t_0}, \quad (14.8)$$

где $E_{\text{нп}}$ — нормативный коэффициент приведения разновременных затрат ($E_{\text{нп}} = 0,1$).

Соответственно для текущих издержек

$$I_0 = I_t / (1 + E_{\text{нп}})^{t-t_0}. \quad (14.9)$$

Затраты для года t составят

$$З_t = E_{\text{нп}} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m K_{ijt} + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m I_{ijt}. \quad (14.10)$$

При сравнении вариантов с изменяющимися по годам затратами используют сумму ежегодных затрат за определенный срок суммирования T_c . При этом ежегодные затраты должны быть приведены к одному моменту времени, например к первому году:

$$З_{T_c} = \sum_{t=1}^{T_c} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m K_{ijt} E_H / (1 + E_{\text{нп}})^{t-1} + \sum_{t=1}^{T_c} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m I_{ijt} / (1 + E_{\text{нп}})^{t-1}. \quad (14.11)$$

Суммарные приведенные затраты за срок суммирования T_c равны:

$$Z_{T_c} = \sum_{t=1}^{T_c} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m K_{ijt} E_{нп} \beta^{t-1} + \sum_{t=1}^{T_c} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m И_{ijt} \beta^{t-1}, \quad (14.12)$$

где $\beta = \frac{1}{1 + E_{нп}}$.

За срок суммирования, например при технико-экономическом сравнении вариантов реконструкции сети, часто принимают расчетный период. Этот период, как указывалось в главе 3, обычно равен 5...10 годам. Однако общего мнения относительно срока суммирования до сих пор нет, и он может различаться для разных конкретных задач.

Методика комплексной оценки эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса, рекомендует при выборе оптимального варианта кроме приведенных затрат учитывать также сопутствующие экономические эффекты, в качестве которых можно принимать ущербы от снижения надежности электроснабжения и качества электроэнергии, расход металла, удобство эксплуатации, экологические и социальные факторы и др. Во многих случаях указанные факторы по своей значимости не уступают основным экономическим показателям. Так, например, такие показатели, как качество электрической энергии и надежность электроснабжения, даже находясь в допустимых нормативных границах, все же для различных вариантов неодинаковы. Поэтому выбор лучшего варианта только по приведенным затратам часто означает выбор из несопоставимых по качеству и надежности электроснабжения вариантов. В то же время снижение качества электроэнергии и надежности электроснабжения приводит к ущербу потребителя, который часто можно оценивать в денежном выражении. Для выбора объективно лучшего варианта кроме критерия приведенных затрат для рассматриваемых вариантов целесообразно оценить показатели качества и надежности электроснабжения, т. е. перейти к многокритериальному выбору, где приведенные затраты и показатели надежности электроснабжения и качества считают частными критериями выбора.

Частные критерии служат для оценки степени достижения целей функционирования системы электроснабжения, в частности обеспечения потребителей качественной и надежной электроэнергией с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому в набор частных критериев в общем случае следует включать приведенные затраты, показатели надежности и качества электроэнергии. При решении различных задач составляющие набора критериев могут быть разными.

Частный критерий оценки надежности, тыс. кВт · ч, запишем в виде суммарного недоотпуска электроэнергии из-за вероятных отключений, т. е.

$$W_H = \sum_{t=1}^{T_c} \sum_{i=1}^k P_{it} \sum_{j=1}^N (\omega_{jt} \tau_{ajt} + \gamma \lambda_{jt} \tau_{njt}) \beta^{t-1}, \quad (14.13)$$

где P_{it} — активная нагрузка i -го элемента в год t ; N — число участков линии (число подстанций); ω_{jt} , λ_{jt} — частота аварийных и плановых отключений; τ_{ajt} , τ_{njt} — средняя продолжительность аварийных и плановых отключений; γ — коэффициент, учитывающий меньшую тяжесть плановых отключений ($\gamma = 0,33$).

Для оценки качества напряжения у потребителей принята сумма произведений неодинаковости напряжения H на максимальную нагрузку S_m , [(%)² кВт · А], головного участка линии напряжением 10 кВ

$$\sum HS_m = \sum_{t=1}^{T_c} \sum_{j=1}^k H_{jt} S_{mjt} \beta^{t-1}, \quad (14.14)$$

$$\text{где } H = \frac{\int_t^{t+T} [U(t)]^2 P(t) dt}{\int_t^{t+T} P(t) dt}$$

[здесь $U(t)$ — отклонение напряжения у потребителей, зависящее от момента времени; $P(t)$ — активная мощность в различные моменты времени t].

Ввиду недостатка исходной информации о графиках нагрузок потребителей можно перейти к более простому выражению неодинаковости напряжения у потребителей, полученному на основе корреляционно-регрессионного анализа:

$$H = 16,5 + 0,0077 U_{\max \text{ вл } 10}^2, \quad (14.15)$$

где $U_{\max \text{ вл } 10}$ — максимальные потери напряжения в линии напряжением 10 кВ.

Уравнение (14.15) сглаживает фактическую картину неодинаковости у потребителей и не влияет на выбор лучшего варианта, что позволяет исключить этот показатель из набора частных критериев. Частные критерии надежности и качества электроэнергии целесообразно принимать не в денежных единицах, а в виде натуральных показателей в кВт · ч и в [(%)² кВт · А].

После расчета значений частных критериев оценки для рассматриваемых вариантов необходимо получить единый комплекс-

ный критерий. Такое преобразование называют сверткой частных критериев в единый оценочный функционал F . Свертка необходима потому, что, как правило, человек не способен осуществлять выбор одновременно по нескольким изменяющимся показателям.

Свертку частных критериев в единый оценочный функционал F можно проводить двумя способами: аддитивным и мультипликативным. Аддитивная форма свертки имеет вид:

$$F = \sum_{i=1}^n \bar{f}_i \alpha_i = \bar{3} + \bar{W}_H + \sum \bar{H} \bar{S}_m, \quad (14.16)$$

где n — число частных критериев; \bar{f}_i — нормируемый i -й частный критерий оценки; α_i — весовой коэффициент i -го частного критерия, учитывающий важность (или долю) этого критерия в едином оценочном функционале.

Сумма весовых коэффициентов частных критериев оценки равна единице. Для задач оптимизации параметров систем электроснабжения сельских районов (СЭСР) и выбранных частных критериев весовые коэффициенты могут быть приняты равными.

Нормирование частных критериев означает их выражение в относительных единицах. Нормирование можно проводить различными способами. Достаточно удобным считают относительное нормирование:

$$\bar{f}_i = f_j / f_{\max}, \quad (14.17)$$

где f_j — значение i -го частного критерия; f_{\max} — максимальное значение частного критерия среди рассматриваемых вариантов.

Мультипликативный оценочный функционал получают по формуле

$$F = \prod_{i=1}^n f_i^{\alpha_i} = 3W_H \sum HS_m. \quad (14.18)$$

Для большинства задач оптимизации параметров СЭСР целесообразно применять мультипликативный способ свертки, так как при этом выбираемое решение (в отличие от аддитивного) не зависит от числа рассматриваемых стратегий и способа нормирования частных критериев. В отдельных случаях, когда частные критерии принимают нулевые значения, следует переходить к аддитивной форме свертки.

Кроме многокритериальности задачам оптимизации параметров СЭСР свойственна неопределенность ряда исходных параметров, таких, как электрическая нагрузка на расчетный период, частота потока отказов элементов СЭСР, значения удельных ущербов от снижения надежности и качества электроэнергии и др.

Неопределенными являются величины, для которых точное значение неизвестно и можно указать лишь границы интервалов возможных значений.

Для снятия неопределенности внутри интервала необходима дополнительная информация, получение и обработка которой — трудоемкий и сложный процесс. Несмотря на то что разработаны методы обработки дополнительной информации, они больше подходят при решении исследовательских задач.

В инженерных задачах выбор решения можно проводить для значения неопределенного фактора, соответствующего его математическому ожиданию. Это возможно, если зависимость частного критерия от неопределенного фактора линейна или близка к линейной. В этом случае значения частного критерия надо определять при математическом ожидании неопределенного фактора. Например, границы интервалов расчетной электрической нагрузки обозначены S_{\min} и S_{\max} , а математическое ожидание электрической нагрузки внутри интервала неопределенности (от S_{\min} до S_{\max}) равно:

$$S_m = (S_{\min} + S_{\max})/2. \quad (14.19)$$

Порядок выбора лучшего варианта по нескольким критериям можно представить следующим:

- разработка вариантов;
- выбор частных критериев оценки, в общем случае это Z , W_n , ΣHS_m ;
- определение границ значений неопределенного фактора и его математического ожидания;
- расчет частных критериев оценки для рассматриваемых вариантов при среднем (математическом ожидании) значении неопределенного фактора;
- получение единого оценочного функционала аддитивным или мультипликативным путем в зависимости от значений частных критериев;
- выбор оптимального варианта по минимуму оценочного функционала, определенного при математическом ожидании неопределенного фактора.

14.2. ГОДОВЫЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ИЗДЕРЖКИ

Годовые эксплуатационные издержки (текущие затраты) согласно выражению (14.6) включают в себя издержки на амортизацию, обслуживание сетей, потери электрической энергии и прочие непроизводственные расходы.

Издержки на амортизацию, тыс. руб., для рассматриваемого варианта определяют суммированием издержек на n элементов сети

и рассчитывают по выражению

$$I_a = \sum(K_i p_{ai}/100), \quad (14.20)$$

где K_i — капитальные вложения в i -й элемент, тыс. руб.; p_{ai} — норма амортизационных отчислений i -го элемента сети, % (приложение 29).

Издержки прочие на производственные и непроизводственные расходы, включающие затраты на вспомогательные производства и общесетевые, составляют 3...4 % капитальных вложений и определяют так:

$$I_{\text{проч}} = 0,03 - 0,04 \sum_{i=1}^n K_i. \quad (14.21)$$

Издержки на обслуживание сетей включают в себя расходы на заработную плату обслуживающего персонала и прочие расходы, в первую очередь общесетевые и на текущий ремонт. Их находят также суммированием издержек для n элементов сетей, т. е.

$$I_{\text{обс}} = \gamma \sum_{i=1}^n N_{y.e}, \quad (14.22)$$

где γ — стоимость обслуживания, приходящаяся на одну условную единицу (в ценах до 01.01.91 г. $\gamma = 28$ руб/год); $N_{y.e}$ — сумма условных единиц на обслуживание элементов сети.

Нормы удельных условных единиц по обслуживанию элементов электрических сетей приведены в приложении 30. В соответствии с данными приложения 30 условные единицы на обслуживание воздушной линии напряжением 10 кВ

$$N_{y.e} = N_{0.y.e} L_{\text{вл}10}, \quad (14.23)$$

где $N_{0.y.e}$ — норма удельных условных единиц на обслуживание 1 км ВЛ напряжением 10 кВ; $L_{\text{вл}10}$ — длина ВЛ10, км.

Число условных единиц на обслуживание районной трансформаторной подстанции, например напряжением 110/10 кВ с отделителем и короткозамыкателем, с двумя питающими линиями напряжением 110 кВ, двумя трансформаторами на подстанции и семью отходящими линиями напряжением 10 кВ определяют как:

$$N_{\text{ртп}} = N_{y.e \text{ прис } 110} \cdot 2 + N_{y.e \text{ прис } 10} \cdot 8 + N_{y.e \text{ тр } 110/10} \cdot 2, \quad (14.24)$$

где $N_{y.e \text{ прис } 110}$ — норма условных единиц на обслуживание одного присоединения с

отделителем и короткозамыкателем напряжением 110 кВ; $N_{y.e. \text{ при } 10}$ — норма условных единиц на обслуживание одного присоединения с масляным выключателем напряжением 10 кВ; $N_{y.e. \text{ при } 110/10}$ — норма условных единиц на обслуживание одного силового трансформатора с высшим напряжением 110 кВ.

Стоимость потерь электрической энергии и соответственно издержки на потери определяют для каждого варианта как сумму потерь электроэнергии или издержек в различных элементах сети, т. е.

$$I_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n I_i.$$

Годовые издержки на потери электрической энергии в линии электропередач, тыс. руб.,

$$I_{\Sigma} = \sum_{k=1}^z (S_p/U_n)^2 R_0 L \tau C_{\Sigma} \cdot 10^{-5}, \quad (14.25)$$

где z — число участков линии электропередачи; S_p — расчетная максимальная нагрузка участка линии, кВ · А; U_n — номинальное напряжение, кВ; R_0 — удельное активное сопротивление проводов участка линии, Ом/км; L — длина участка линии электропередачи, км; τ — время потерь, ч/год; C_{Σ} — удельные затраты на потери электроэнергии в линии данного напряжения, коп/(кВт · ч).

Издержки на потери электроэнергии в трансформаторе, тыс. руб., состоят из издержек на постоянные и переменные потери:

$$I_{\Sigma T} = [(S_p/S_n)^2 P_{\kappa} \tau C_{\kappa} + P_{\chi} T_{\text{в}} C_{\chi}] \cdot 10^{-5}, \quad (14.26)$$

где S_n — номинальная мощность трансформатора, кВ · А; P_{κ} и P_{χ} — потери короткого замыкания и холостого хода трансформатора, кВт (см. приложение 19); C_{κ} и C_{χ} — стоимость потерь короткого замыкания и холостого хода, коп/(кВт · ч); $T_{\text{в}}$ — время включенного состояния трансформатора (при работе круглый год $T_{\text{в}} = 8760$ ч).

Удельные затраты на потери электроэнергии в элементах сельской электрической сети определяют по формуле

$$C_m = M + N/h, \quad (14.27)$$

где M и N — коэффициенты для энергосистем; h — показатель режима нагрузки.

Средние значения коэффициентов M и N для энергосистем европейской части России, а также Сибири даны в таблице 14.1.

14.1. Средние значения коэффициентов для расчета удельных затрат на потери электроэнергии (данные на 01.01.91 г.)

Элемент сети	Европейская часть России		Сибирь	
	M, коп/(кВт · ч)	N, коп/(кВт · ч)	M, коп/(кВт · ч)	N, коп/(кВт · ч)
Линия 110 кВ	0,79	3270	0,69	1290
Подстанция 110 кВ и линия 35 кВ	0,82	4200	0,73	2350
Подстанция 35 кВ	0,83	4500	0,74	2600
Линия 10 кВ	0,84	5000	0,75	3100
Подстанция 10 кВ	0,87	6100	0,77	4100
Линия 0,38 кВ	0,90	6800	0,84	4750

Показатель режима нагрузки, ч/год,

$$h = \tau / K_m,$$

где τ — усредненное значение времени потерь, ч/год; K_m — коэффициент участия максимума потерь в максимуме энергосистемы.

Для потерь холостого хода трансформаторов $h = T_v$. Характеристики смешанных нагрузок линий напряжением 110, 35 и 10 кВ, а также подстанций напряжением 35...110 кВ даны в таблице 14.2 и относятся одновременно к случаям, когда среди потребителей есть несельскохозяйственные.

14.2. Средние значения показателей режима потерь электроэнергии (данные на 01.01.91 г.)

Элемент сети	Вид нагрузки	τ , ч/год	K_m	h , ч/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	0,7	2700
Подстанция 10/0,4 кВ	Коммунально-бытовая	1100	0,64	1700
	Производственная	1500	0,4	3700
	Смешанная с преобладанием производственной	1800	0,65	2800

		τ		
Подстанция 10/0,4 кВ	Смешанная с преобладанием коммунально-бытовой	1400	0,9	1600
	Молоочнотоварная ферма	3500	0,65	5500
	Свинооткормочная ферма	2500	0,85	10000
	Мастерская	1600	0,1	16000
Линия 0,38 кВ	Смешанная	1200	0,65	1900
	Коммунально-бытовая	900	0,64	1400
	Производственная	1000	0,4	2500

При питании потребителей электроэнергией от местных, например, дизельных электростанций необходимо учитывать годовые эксплуатационные издержки на электростанции, тыс. руб.,

$$\begin{aligned}
 I_{\text{дэс}} &= I_a + I_{\tau,р} + I_3 + I_{\tau} = \\
 &= K_{\text{дэс}}(p_a + p_{\tau,р})/100 + I_3 + 3_0 q_0 P T, \quad (14.28)
 \end{aligned}$$

где $I_{\tau,р}$ — издержки на текущий ремонт ДЭС, тыс. руб.; I_3 — издержки на обслуживание ДЭС, тыс. руб.; I_{τ} — годовые издержки на топливо, тыс. руб.; $K_{\text{дэс}}$ — капитальные вложения в ДЭС, тыс. руб.; p_a и $p_{\tau,р}$ — норма отчислений на амортизацию и текущий ремонт ДЭС; 3_0 — стоимость 1 кг топлива, руб/кг; q_0 — удельный расход топлива, кг/(кВт · ч); P — максимальная мощность ДЭС, кВт; T — время использования максимальной нагрузки, ч/год.

Эксплуатационные расходы на резервные ДЭС, которые работают только при перерывах централизованного электроснабжения, можно ограничить учетом лишь двух составляющих I_a и $I_{\tau,р}$, при этом погрешность расчетов составляет до 5 %.

14.3. ЗАТРАТЫ НА ПРОИЗВОДСТВО И ПЕРЕДАЧУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Удельные затраты на 1 кВт · ч на производство и передачу электроэнергии — превращенная форма стоимости отпущенной потребителю электроэнергии. По этому показателю устанавливают цену выработанного и переданного по сети 1 кВт · ч.

Приведенные затраты на производство и передачу электрической энергии сельскохозяйственным потребителям зависят от затрат на сооружение энергетической системы: затрат на сеть, передающую электроэнергию от энергосистемы по сельским питающим и распределительным сетям напряжением 110, 35, 10 кВ, включая подстанции напряжением 35(110)/10 кВ, и затрат на передачу электроэнергии по линиям напряжением 0,38 кВ и подстанции напряжением 10/0,38 кВ.

Средние удельные (на единицу энергии) приведенные затраты на сооружение энергосистемы, руб/(кВт · ч),

$$Z_c = 0,024 K_{\text{инф}},$$

где $K_{\text{инф}}$ — коэффициент, учитывающий изменение стоимости электрооборудования по сравнению с ценами на 01.01.91 г.

В этом показателе учтены затраты на собственные нужды электростанций, потери мощности и энергии в электрических сетях, а также наличие резерва в энергосистеме.

Средние удельные затраты на передачу электроэнергии по сельским сетям напряжением 110, 35 и 10 кВ, руб/(кВт · ч),

$$Z_B = \left(\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m K_{ij} E_H + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m I_{ij} \right) / (P_{35(110)/10} T), \quad (14.29)$$

где n — число элементов схемы, включающей питающую ВЛ напряжением 35(110) кВ, районную трансформаторную подстанцию напряжением 35(110)/10 кВ и ВЛ напряжением 10 кВ; $P_{35(110)/10}$ — расчетная максимальная мощность районной трансформаторной подстанции, кВт; T — время использования максимальной нагрузки этой подстанции, ч/год.

Средние удельные затраты на передачу электроэнергии по сетям напряжением 0,38 кВ, руб/(кВт · ч),

$$Z_H = \left(\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m K_{ij} E_H + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m I_{ij} \right) / P_{0/0,38} T, \quad (14.30)$$

где n — число элементов сети, включающей ВЛ напряжением 0,38 кВ и трансформаторную подстанцию напряжением 10/0,38 кВ; $P_{10/0,38}$ — максимальная мощность подстанции напряжением 10/0,38 кВ, кВт; $T_{0,38}$ — время использования максимальной мощности ТП напряжением 10/0,38 кВ, ч/год.

Для потребителя, присоединенного непосредственно к сети напряжением 10 кВ, удельные затраты, руб/(кВт · ч),

$$C = Z_c + Z_B.$$

При этом T для определения Z_B по формуле (14.29) принимают для конкретной группы потребителей, питающихся от ВЛ напряжением 10 кВ, ими могут быть, например, высоковольтные двигатели систем орошения. Затраты на электроэнергию для потребителей, питающихся от сетей напряжением 0,38 кВ, определяют в соответствии с выражением:

$$Z_{0,38} = Z_c + Z_B + Z_H.$$

Значение T при определении Z_H так же, как и для сетей высшего

напряжения, принимают равным числу часов использования максимальной мощности рассматриваемых потребителей.

Анализ уравнений (14.29) и (14.30) показал, что для повышения экономичности сельских электрических сетей следует стремиться к увеличению числа часов максимума нагрузки, что приведет к возрастанию потребления электрической энергии при тех же мощностях и более полному использованию электрооборудования. На рисунке 14.1 приведены зависимости удельных затрат C_v и C_n на передачу электроэнергии по сетям высшего и низшего напряжения от числа часов использования максимальной мощности T для сети, включающей в себя питающую линию напряжением 35 кВ, подстанцию напряжением 35/10 кВ, линии напряжением 10 и 0,38 кВ.

При расчетах приведенных затрат на электроэнергию, получаемую от местной дизельной электростанции, используют те же формулы, но в них должны быть учтены стоимость самой ДЭС и затраты на топливо для нее. Для оценки работы электростанций кроме рассмотренных показателей используют себестоимость выработанной ДЭС электроэнергии

$$C_{\text{дэс}} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m I_{ij} / W_{\text{дэс}}, \quad (14.31)$$

где n — число элементов схемы (ДЭС, отходящие от нее линии и подстанции); m — кроме обычных составляющих издержек I_a , I_n и $I_{\text{обс}}$ содержит издержки на топливо для ДЭС; $W_{\text{дэс}}$ — количество электроэнергии, выработанной ДЭС.

Приведенные затраты на электроэнергию, вырабатываемую на резервных электростанциях, значительно выше затрат на ДЭС, применяемых в качестве основного источника. Для повышения

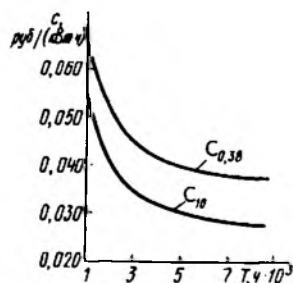


Рис. 14.1. Зависимости удельных приведенных затрат на электроэнергию от числа часов использования максимальной мощности

эффективности резервного электроснабжения предложено использовать синхронные генераторы резервных станций для выработки реактивной мощности. Генераторы резервных электростанций отъединяют от первичных двигателей, и они работают в режиме двигателя как синхронные компенсаторы. При выходе из строя основного источника питания генератор автоматически соединяется с первичным двигателем и агрегат работает в качестве резервной электростанции. Такое исполнение резервной ДЭС позволило избавиться от дополнительных

затрат, обусловленных капитальными вложениями в конденсаторные батареи либо потерями энергии при передаче реактивной мощности по сетям без средств компенсации. Оценка эффективности резервной ДЭС при ее комплексном использовании для местного резервирования и компенсации реактивной мощности показала, что затраты на выработку реактивной мощности резервной ДЭС меньше по сравнению с типовой схемой электроснабжения примерно в 2 раза.

14.4. ПРИМЕР ВЫБОРА ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЭСР ПО НЕСКОЛЬКИМ КРИТЕРИЯМ

Выбор варианта развития проведен для электрических сетей подстанции «Петровская» Саратовской области напряжением 35/10 кВ с питающей линией напряжением 35 кВ и шестью отходящими линиями напряжением 10 кВ. Расчет технико-экономических показателей (табл. 14.3) существующих электрических сетей этой подстанции показал, что они далеки от оптимальных. Так, на РТП установлено два трансформатора мощностью по 4000 кВ · А, что приводит к излишним потерям электроэнергии в трансформаторах уже при существующей нагрузке $S = 12\,415$ кВ · А, а тем более при ее росте.

14.3. Годовые технико-экономические показатели существующих ВЛ РТП «Петровская»*

Параметр	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	Итого
S_{\max} , кВ · А	736	2478	1759	2512	2297	2603	12412
$L_{\text{вЛ10}}$, км	18,2	6,6	3,2	17,8	6,9	11,2	63,9
$R_{\text{вЛ}}$, км	15,7	3,5	2,6	9,4	3,2	8,4	—
U_{\max} , %	9,1	4,54	3,24	13,7	1,9	21	—
ΔW , тыс. кВт · ч	90,6	133,6	104,1	436,6	59,9	598,1	911,2
$\Sigma W_{\text{н}}$, тыс. кВт · ч	9,3	32,0	16,8	38,8	25,1	34,1	156,1
$\sum_{j=1}^m KE_{\text{н}}$, тыс. руб.	4,34	1,72	0,85	4,65	1,87	2,81	16,24
$I_{\text{н}}$, тыс. руб.	3,82	4,94	3,33	17,0	2,22	22,2	53,51
$\sum_{j=1}^m I_j$, тыс. руб.	7,56	6,4	4,04	20,92	3,79	24,6	67,31
Z , тыс. руб.	11,9	8,12	4,89	25,6	5,66	27,4	83,55

*В таблице приведены результаты расчетов по ценам на 01.01.91 г.

Для перевода в сегодняшние цены следует умножить на коэффициент, учитывающий рост цен, т. е. на коэффициент инфляции $K_{\text{инф}}$.

Анализ приведенных технико-экономических показателей существующих ВЛ показывает, что эти сети необходимо реконструировать. Так, потери напряжения в ВЛ № 4 и 6 чрезмерно велики и достигают 13,7 и 21 % при допустимых значениях 7 %. В ВЛ № 1 потери напряжения также завышены. Электрическая нагрузка в ВЛ № 2...6 примерно в 2 раза больше по сравнению с оптимальным значением и составляет соответственно 2478, 1759, 2512, 2297 и 2603 кВт · А. Потери электрической энергии в линиях № 4 и 6, равные 436,6 и 598,1 тыс. кВт · ч, очень большие, что вызвано большой нагрузкой и малыми сечениями проводов, в результате велики и издержки на потери электроэнергии, равные 17,0 и 22,2 тыс. руб.

Уровень надежности электроснабжения потребителей недостаточен. Время отключения потребителей составляет 24,6; 29,2; 72,4; 38 и 46,2 ч для ВЛ № 1, 2, 4, 5, 6 соответственно. Таким образом, существующие сети РТП «Петровская» не удовлетворяют требованиям надежности электроснабжения и качества электроэнергии. Вот почему необходима их реконструкция. Рассмотрены два варианта реконструкции: ϕ_1 — разукрупнение линий напряжением 10 кВ и ϕ_2 — замена проводов ВЛ напряжением 10 кВ. В обоих случаях предполагают замену трансформаторов на РТП на большую мощность. Разукрупнение линий подразумевает строительство дополнительных ВЛ напряжением 10 кВ, к которым будет переприведена часть нагрузки существующих линий.

Капитальные вложения по первому варианту ϕ_1 складываются из капиталовложений на строительство второй линии напряжением 35 кВ, длиной 14,7 км ($K_{\text{вл}35_{\text{н}}}$), в новое строительство участков линии напряжением 10 кВ ($K_{\text{вл}10_{\text{н}}}$), в новые ячейки напряжением 10 кВ ($K_{\text{яч}}$) для присоединения новых ВЛ напряжением 10 кВ к РТП, на замену сечений проводов ВЛ напряжением 10 кВ ($K_{\text{вл}10}$) и трансформаторов на РТП с мощности 4000 кВт · А на мощность 16 000 кВт · А ($K_{\text{рtp}}$), на секционирование выключатели ($K_{\text{св}}$) и пункты АВР ($K_{\text{авр}}$).

Для второго варианта ϕ_2 отсутствуют капитальные вложения в новое строительство участков ВЛ напряжением 10 кВ и сооружение ячеек. В таблице 14.4 приведены капитальные вложения на реконструкцию по рассматриваемым вариантам ϕ_1 и ϕ_2 .

14.4. Капитальные вложения на реконструкцию, тыс. руб. (в ценах на 01.01.91 г.)

Вариант	$K_{\text{вл}35}$	$K_{\text{вл}10}$	$K'_{\text{вл}10}$	$K_{\text{яч}}$	$K_{\text{рtp}}$	$K_{\text{св}}$	$K_{\text{авр}}$	Итого $K_{\text{рек}}$
ϕ_1 — разукрупнение ВЛ напряжением 10 кВ	104,4	83,2	314,1	8,8	100,4	10,5	22,4	643,9
ϕ_2 — замена проводов	104,4	—	205,1	—	100,4	6,3	12,8	429

В качестве частных критериев оценки и выбора лучшего варианта реконструкции приняты суммарные приведенные затраты Z , показатель качества электрической энергии в виде суммы произведений неодинаковости напряжения на максимальную мощность головного участка ВЛ напряжением 10 кВ — $\Sigma HS_{\max \Gamma}$ и интегральный показатель надежности в виде недоотпуска электроэнергии из-за вероятных отказов сети, рассчитываемые по формулам (14.12)...(14.14).

Для рассматриваемой задачи неопределенным фактором считают электрическую нагрузку. Поэтому целесообразно определять возможные границы интервала ее значений.

По статистическим данным о росте нагрузок в Саратовской области, рост электрической нагрузки сельскохозяйственных районов составляет примерно 7 % в год. Принимая закон роста электрической нагрузки показательным, электрическая нагрузка через пять лет, кВ · А,

$$S_5 = S_1 q^t,$$

где S_1 — электрическая нагрузка существующая, или первого года, кВ · А; $q = 1,07$ при 7 % роста нагрузки в год; t — год, на который определяют электрическую нагрузку.

Границы интервала значений электрической нагрузки на пять лет: минимальное значение принято на уровне существующей S_1 ; максимальное значение определено по предыдущей формуле. Математическое ожидание перспективной электрической нагрузки через пять лет в предположении линейного закона распределения вероятностей внутри интервала возможных значений

$$S_1 \text{ ат. } \text{ожид} = \frac{S_1 + S_5}{2} = \frac{S_1 + S_1 q^{t-1}}{2} = \frac{S_1 (1 + q^4)}{2} = \frac{S_1 \cdot 2,31}{2} = S_1 \cdot 1,16.$$

При коэффициенте роста электрических нагрузок $K_p = 1,16$ рассчитаны технико-экономические показатели сетей для вариантов φ_1 и φ_2 (табл. 14.5).

14.5. Технико-экономические показатели сети РТП «Петровская» при $S_5 = S_1 \cdot 1,16$ за пять лет (в ценах на 01.01.91 г.)

Вариант	W_1 отпущ. эл. эн., млн кВт · ч	ΔW_1 млн кВт · ч	ΣW_n , тыс. кВт · ч	$\Sigma HS_{m \Gamma}$, [(%) ² · кВ · А]	I_{33} , тыс. руб.
φ_1 — разукрупнение ВЛ напряжением 10 кВ	398	56,3	958	$300 \cdot 10^3$	1125
φ_2 — замена сечений	398	56,6	996	$318 \cdot 10^3$	1151

Вариант	I_{Σ} , тыс. руб.	$I_{\Sigma}^{ок}$, тыс. руб.	$K_{\Sigma}^{гн}$, тыс. руб.	KE_{Σ} , тыс. руб.	Z_{Σ} , тыс. руб.
φ_1 — разукрупнение ВЛ напряжением 10 кВ	202	250	644	385	1962
φ_2 — замена сечений	157	225	429	314	1848

В таблице 14.6 приведены значения принятых частных критериев выбора для рассматриваемых вариантов.

14.6. Частные критерии оценки вариантов φ_1 и φ_2

Вариант	Z_{Σ} , тыс. руб.	ΣW_{Σ} , тыс. кВт · ч	$\Sigma HS_{\max \Gamma}$, [(%) ² · кВ · А]
φ_1 — разукрупнение ВЛ напряжением 10 кВ	1962	958	$300 \cdot 10^3$
φ_2 — замена сечений	1848	996	$318 \cdot 10^3$

Для выбора лучшего варианта рассчитывают значения мультипликативного оценочного функционала $F = \prod_{i=1}^n f_i = Z_{\Sigma} \Sigma W_{\Sigma} \Sigma HS_{\max \Gamma}$ для рассматриваемых вариантов φ_1 и φ_2 .

Вариант	φ_1 — разукрупнение ВЛ напряжением 10 кВ	φ_2 — замена сечений
$F = \prod_{i=1}^n f_i = Z_{\Sigma} \Sigma W_{\Sigma} \Sigma HS_{\max \Gamma}$	56,5	58,5

Из рассматриваемых вариантов лучшим считают вариант φ_1 , так как ему соответствует минимальное значение мультипликативного оценочного функционала.

14.5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ

Ущерб, наносимый потребителям в результате недоотпуска электроэнергии из-за вероятных отказов элементов схемы,

$$Y = y_0 \Sigma W_{\Sigma}, \quad (14.32)$$

где y_0 — удельный ущерб от недоотпуска 1 кВт · ч, руб/(кВт · ч), оцениваемый замыкающими приведенными затратами на производство сельскохозяйственной продукции.

Для условий европейской части России при учете потребителей только второй и третьей категорий примерные значения удельного ущерба 0,6...0,9 руб/(кВт · ч), в среднем 0,75 руб/(кВт · ч) (данные на 01.01.91 г.). Это значение и рекомендовано научно-техническим советом Министерства энергетики РФ в качестве предельных затрат на предотвращение недоотпуска 1 кВт · ч электроэнергии при экономическом обосновании решений по обеспечению надежности сельских электрических сетей.

Удельные ущербы от недоотпуска электроэнергии учитывают ущерб от нарушения электроснабжения сельскохозяйственных потребителей и ущерб энергосистеме, вызываемый недоиспользованием оборудования и обслуживающего персонала, дополнительными потерями электроэнергии в послеаварийном режиме работы сети (затраты на оплату обслуживающего персонала по поиску и ремонту поврежденного оборудования, материалов, стоимость оборудования и эксплуатации механизмов и др.).

Значения удельных ущербов для конкретных сельскохозяйственных предприятий могут значительно отличаться от среднего значения и зависят от типов потребителей. Так, например, для птицефабрик мясного направления он составляет $y_0 = 18$ руб/(кВт · ч), для свиноводческих комплексов — 29 руб/(кВт · ч), для крупных птицефабрик яичного направления — 106 руб/(кВт · ч). Другая причина заключается в невозможности точного определения объема потерянной продукции. Эти объемы зависят от момента отключения, его длительности, а также многих технологических и биологических факторов, заранее непредсказуемых, например возраста животных и птицы. Общий ущерб сельскохозяйственных потребителей может колебаться в значительных пределах.

Учитывая ранее изложенное, энергосистемы постепенно переходят к договорной форме отношений с потребителями в вопросах обеспечения надежности электроснабжения. Энергосистемой устанавливаются различные уровни надежности и соответствующие им стоимости для потребителей.

Потребитель выбирает необходимый ему уровень, который он может оплатить. Отношения закрепляются договором, в соответствии с которым в случае невыполнения договорных обязанностей по обеспечению требуемого уровня надежности энергосистема платит штраф потребителю в размере нанесенного ущерба.

Обе договаривающиеся стороны должны уметь оценивать и выбирать комплекс наиболее эффективных средств повышения надежности (СПН). Такой выбор определяют по минимуму затрат $Z^{(н)}$, включающих в себя суммарные приведенные затраты на комплекс СПН ($Z_{спн}$) и ущерб, нанесенный потребителям от недоотпуска электроэнергии U_n , т. е.

$$Z^{(n)} = Z_{\text{спн}} + Y_n.$$

Расшифруем $Z_{\text{спн}}$ и Y_n . Тогда

$$Z^{(n)} = \sum_{i=1}^n K_{i\text{спн}} E_n + \sum_{i=1}^n I_i + y_0 \sum W_n, \quad (14.33)$$

где n — число средств повышения надежности; $\sum W_n$ — количество недоотпущенной электроэнергии из-за вероятных отказов электрооборудования, кВт · ч.

Для случаев, когда характер потребителя известен, принимают конкретные значения удельного ущерба для этого потребителя.

Годовой экономический эффект от применения СПН определяют как разность $Z^{(n)}$ по вариантам до и после применения СПН, т. е.

$$\Theta = Z_0^{(n)} - Z_{\text{спн}}^{(n)} = y_0 (\sum W_{n_0} - \sum W_{n_{\text{спн}}}) - (Z_{\text{спн}} - Z_0), \quad (14.34)$$

где $Z_0^{(n)}$ и $Z_{\text{спн}}^{(n)}$ — приведенные затраты, определенные по формуле (14.33) для вариантов соответственно до и после применения СПН; $\sum W_{n_0}$ и $\sum W_{n_{\text{спн}}}$ — годовой суммарный недоотпуск электроэнергии соответственно до и после установки СПН; $Z_{\text{спн}}$ и Z_0 — приведенные затраты по вариантам.

Наиболее эффективный комплекс СПН выбирают на основе сравнения вариантов различных возможных сочетаний СПН.

Для облегчения расчетов разработаны графики для определения снижения ущербов от недоотпуска электроэнергии при установке в линиях напряжением 10 кВ различных СПН: двукратного АПВ, дистанционных измерителей расстояний до точки к.з., линейных разъединителей, секционированных выключателей, пунктов АВР и других в зависимости от нагрузки линии (части линии) в различных сочетаниях с ранее установленными СПН. Разработаны графики определения целесообразности оснащения ВЛ напряжением 10 кВ СПН при различных схемах питания (одна или две питающие линии, один или два трансформатора на РТП) в зависимости от длины и нагрузки ВЛ.

Контрольные вопросы и задания. 1. Какова суть коэффициента сравнительной эффективности капитальных вложений E_n ? 2. Объясните, почему отличаются удельные затраты на потери электрической энергии для различных элементов схемы. 3. Перечислите составляющие удельных приведенных затрат на электроэнергию. 4. Каковы преимущества многокритериального подхода при выборе лучшего варианта? 5. Приведите возможные частные критерии оценки лучшего варианта.

Глава 15

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ СЕЛЬСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

15.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Абсолютное большинство сельскохозяйственных потребителей получает электроэнергию от централизованного источника — государственных энергосистем. При этих условиях основа системы сельского электроснабжения — электрические сети. К ним 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, т. е. чтобы при минимальных затратах денежных средств, оборудования и материалов обеспечивались требуемые надежность электроснабжения и качество электроэнергии. Задачу обеспечения электроэнергией потребителей при проектировании систем сельского электроснабжения надо решать 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 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 в себя как новое строительство, так и расширение, ре-

конструкцию сетей. Под новым строительством подразумевают сооружение новых электрических линий и подстанций, под расширением — установку на однострансформаторной подстанции второго трансформатора с соответствующим оборудованием, под реконструкцией — замену проводов на линиях напряжением 0,38 и 10 кВ, перевод сетей с напряжением 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 с изменением электрических параметров линий и подстанций при частичном или полном сохранении строительной части объектов, а также с установкой дополнительных аппаратов и оборудования. В процессе реконструкции можно повысить пропускную способность действующих сетей, надежность электроснабжения и качество электроэнергии у потребителей.

Большое значение при проектировании систем сельского электроснабжения имеют предпроектные работы (схемы), в которых обосновывают технические решения по развитию электрических сетей в сельской местности на перспективу. Их подразделяют на схемы развития электрических сетей напряжением 35...110 кВ, выполняемые по каждой области, краю, и схемы развития распределительных сетей напряжением 10 кВ, выполняемые по районам электрических сетей (РЭС). Эти схемы предназначены для использования при текущем и перспективном планировании развития электрических сетей. Одновременно они служат исходным материалом для составления технорабочих 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.

Необходимость сооружения новых объектов, расширения и реконструкции этих сетей определяется нагрузками, которые предполагаются в конце расчетного периода, 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 напряжением 35/10, 110/10 и 110/35/10 кВ по сетям 10 кВ с учетом их развития с вариантами строительства разукрупняющих подстанций напряжением 35/10 или 110/10 кВ.

Схемы развития сетей напряжением 10 кВ разрабатывают на расчетный период, 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 служит задание на проектирование, которое выдает заказчик.

В задании кроме общих пунктов (основание для проектирования, сроки выполнения, размер капиталовложений и т. п.) указывают:

для линий электропередачи 6...110 кВ — ориентировочную длину 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), ориентировочную 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 хозяйств собирают сведения об электрических нагрузках, их категоричности по надежности электроснабжения, источникам резервирования электроснабжения, числу, мощности и месту расположения трансформаторных подстанций напряжением 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 период расчетного срока) с указанием площади помещений и установленной мощности электроприемников; получают в службе энергосбыта данные об удельном годовом потреблении электроэнергии на одну квартиру.

Важные этапы проектирования — технический проект и рабо-

чая документация. Для объектов сельского электроснабжения, при сооружении которых предполагают использовать типовые или повторно применяемые экономические индивидуальные проекты, а также для технически несложных объектов проектирование выполняют в одну стадию — технорабочий 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 проводят при проектировании сельских электрических сетей (выбор нагрузок, электрический расчет сетей по различным показателям, механический расчет токов к. з., выбор аппаратуры и т. д.), рассмотрены в предыдущих главах. Поэтому далее приведены только некоторые дополнительные материалы, связанные с проектированием сетей.

15.2. ВЫБОР СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЛИНИЙ И ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Выбор схем электроснабжения включает в себя выбор номинальных напряжений сети, ее конфигурацию, выбор и размещение трансформаторных подстанций различных напряжений, схемы их присоединения к источникам питания.

В систему централизованного электроснабжения сельского хозяйства входят: 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 в себя 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.

Небольшую часть устаревших сетей напряжением 6 кВ постепенно заменяют на сети 10 кВ. В основном применяют систему электроснабжения 110/35/10/0,38 кВ с тремя ступенями трансформации. Распространена двухступенчатая система распределения электроэнергии 110/10/0,38 кВ, а также возможно применение системы 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 распределительных сетей напряжением 10 кВ определяется большой разбросанностью потребителей по территории при малой плотности нагрузки. С этим связано использование разветвленных (с глухими ответвлениями) радиальных сетей. В

связи с повышением требований к надежности электроснабжения проводят большую работу по уменьшению протяженности и разветвленности электрических линий, кольцеванию (с работой в условно-замкнутом режиме) сетей напряжением 10 кВ и использованию двухстороннего питания подстанций напряжением 35...110/10 кВ. Двухстороннее питание этих подстанций рекомендуется, если на них по условиям надежности электроснабжения должны быть установлены два трансформатора или хотя бы одна из отходящих линий напряжением 10 кВ не обеспечивается резервированием по сети напряжением 10 кВ от соседнего центра питания.

Конфигурация схем электрических сетей зависит от ряда факторов: числа потребителей, их размещения и категорийности 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.

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, то одна из них должна иметь двухстороннее питание с возможностью автоматической подачи резервного питания при отключении общего участка линии 35...110 кВ.

Если пропускная способность новых линий 35 кВ к концу рассматриваемого срока 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 — 630...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 сечений 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», т. е. 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 напряжением 10 кВ или резервной электростанции. РТП 110/35/10 кВ следует размещать в узлах сети, где возможно распределение нагрузки на напряжение как 10 кВ, так и 35 кВ.

Число отходящих от РТП линий 10 кВ не превышает 5...6. Схемы электрических сетей 10 кВ следует основывать на использовании 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 ис-

полнении, 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 хозяйств, если на линии требуется установка секционирующего выключателя.

На рисунке 15.1, *а* приведена одна из возможных схем ОТП, а на рисунке 15.1, *б* — вариант схемы присоединения ТП 10/0,38 кВ, питающих потребителей первой категории. В узлах сети, где 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, следует по возможности переводить на питание от шин 10 кВ ОТП (РП).

На трансформаторных подстанциях напряжением 10/0,38 кВ в большинстве случаев устанавливают трансформаторы мощностью 25...630 кВ · А. При наличии потребителей первой категории предусматривают двухтрансформаторные ТП. Их целесообразно присоединять к линии 10 кВ по схеме «заход—выход» (см. рис. 15.1).

Для электроснабжения потребителей второй категории с расчетной нагрузкой 120 кВт и более применяют схему с двухсторонним питанием ТП 10/0,38 кВ (рис. 15.2). Допускается присоединять 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

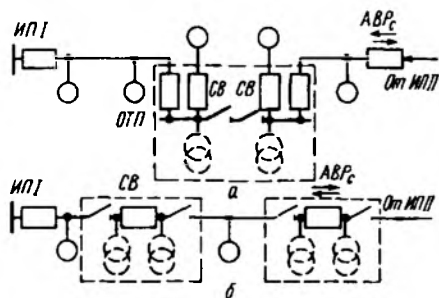


Рис. 15.1. Схемы присоединения ТП напряжением 10/0,38 кВ, питающих потребителей первой категории:

а и *б* — возможные варианты; ИП — источник питания (35...110/10 кВ); СВ — секционирующий выключатель; АВР_с — сетевое АВР; ОП — опорная ТП

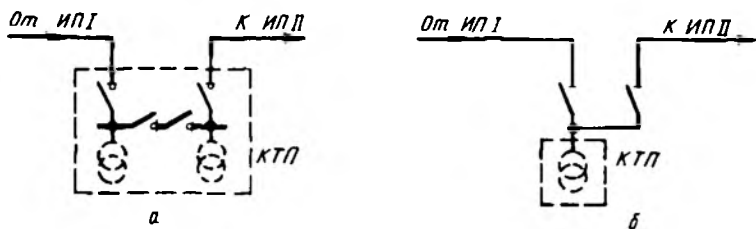


Рис. 15.2. Схемы присоединения ТП 10/0,38 кВ с расчетной нагрузкой 120 кВт и более, питающих потребителей второй категории:

а и б — возможные варианты

меньшей нагрузке применяют, как правило, однотрансформаторные 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 кВ · 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 хозяйств; 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 применяют с переключением ответвлений без возбуждения. При соответствующем обосновании и наличии оборудования можно применять трансформаторы с РПН на крупных животноводческих комплексах.

Наиболее часто применяют ТП 10/0,38 кВ с воздушными вводами 10 кВ. В отдельных случаях мелкие нагрузки могут питаться от однофазных трансформаторов мощностью 5 и 10 кВ · А, присоединяемых к двухпроводным ответвлениям от линий 10 кВ.

Мощность трансформаторов на однотрансформаторных 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 три-четыре 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 экономической плотности тока (по эквивалентному току магистрали линии) провода и кабели линий 0,38 кВ должны быть проверены: на допустимые потери напряжения в сети, допустимые длительные токовые нагрузки по условию нагрева в нормальном и послеаварийных режимах (в основном для изолированных проводов и кабелей), обеспечение надежного срабатывания устройств защиты (предохранителей, автоматических выключателей), 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.

15.3. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НОРМАТИВНЫХ УРОВНЕЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ

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 отключений потребителя за год. При этом фактически не учитывались экономические аспекты задачи повышения надежности электроснабжения, в первую очередь получаемый экономический эффект. Не учитывались также мощность потребителя и другие его важные характеристики. Предложен новый подход к учету надежности электроснабжения при проектировании сельских электрических сетей.

В соответствии с разработанными рекомендациями учет надежности электроснабжения должен проводиться на технико-экономической основе. Краткие сведения по используемой методике

приведены в п. 14.5. На такой основе разработаны Методические указания по обеспечению при проектировании нормативных уровней надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей.

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 (см. приложение 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 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 (см. приложение 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 показатели надежности не рассчитывают. Средства повышения надежности (СПН) выбирают в соответствии с рекомендациями, приведенными в методических указаниях. Рекомендации, касающиеся выбора схем сетей 0,38...110 кВ, указаны в п. 15.2.

Число и места установки СПН в сетях 10 кВ выбирают 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 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).

Выбор числа 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 двухсторонним 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.

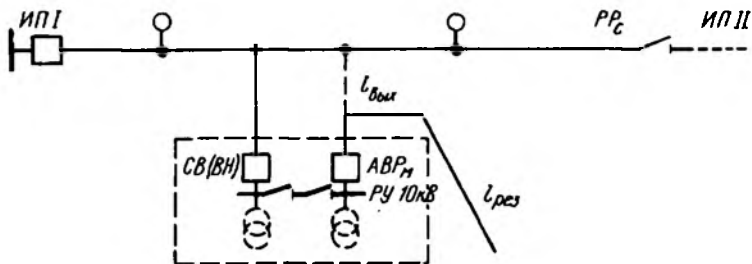


Рис. 15.3. Выбор способа резервирования потребителей первой категории (вариант местного резервирования):

PP_c — линейный разъединитель; ABP_n — местное АВР; CB — секционирующий выключатель; BH — выключатель нагрузки

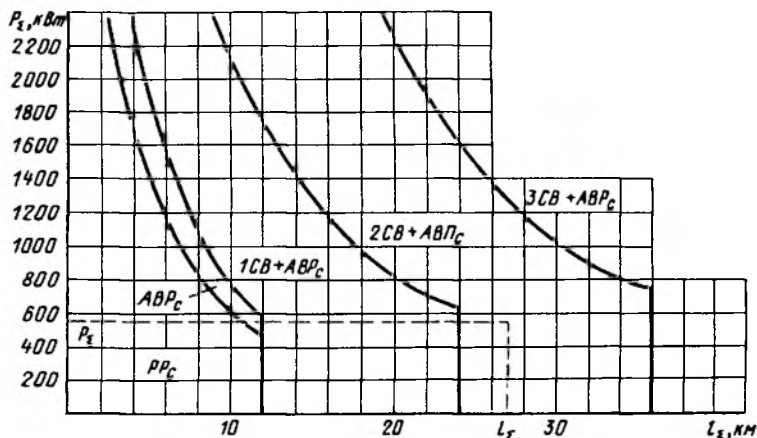


Рис. 15.4. Номограмма (графики) для определения числа устройств автоматического секционирования и резервирования в линии 10 кВ, отходящей от двухтрансформаторной РТП с двухсторонним питанием

Откладывая на графике точку с координатами P_Σ и L_Σ , определяют целесообразный набор секционирующих выключателей CB и автоматического ABP_c или ручного с помощью разъединителя PP_c сетевого резервирования. Номограмма предназначена для случая, когда к линии присоединен потребитель первой категории с местным резервированием (при этом его нагрузку при определении P_Σ не учитывают) или только потребители второй и третьей категорий. Примерное место размещения устройства автоматического секционирования выбирают между точками, одна из которых де-

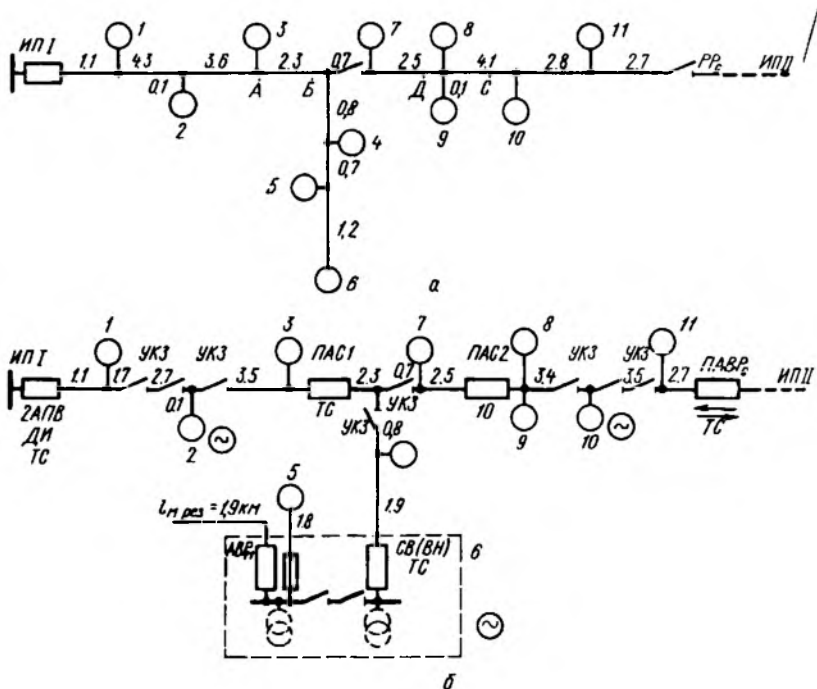


Рис. 15.5. Пример выбора СПН на линии напряжением 10 кВ:

а — исходная схема; б — схема с набором СПН, обеспечивающим нормативы надежности электроснабжения

лит 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 двухкратного 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_с при ее экономической эффективности.

На рисунке 15.5 показан один из примеров набора СПН на линии 10 кВ, обеспечивающий нормативы надежности электроснаб-

жения, приведенный в рассматриваемых методических указаниях. Линия питается от двухтрансформаторной подстанции 35/10 кВ, имеющей двухстороннее 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; свиноводческие фермы (2 и 10) — потребители второй категории с расчетными нагрузками 100 и 75 кВт; потребители третьей категории (1, 3, 4, 5, 7, 8, 9 и 11) с нагрузками соответственно 20, 60, 100, 40, 40, 20, 50 и 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 определяют, что необходимо установить пункт АВР_с (ПАВР) и два пункта автоматического секционирования (ПАС). С учетом приведенных рекомендаций выбирают места установки ПАС1 (между точками А и Б) и ПАС2 (между точками С и Д), рассматривают линейные разъединители и УКЗ (на магистрали предполагают установку модернизированных УКЗ, отстроенных от действия АВР), а также оснащают линию другими устройствами автоматизации.

15.4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПРОВОДОВ В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЯХ

К электропроводам относят совокупность проводов и кабелей совместно с их креплениями, поддерживающими защитными конструкциями и деталями, предназначенными 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, 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 относят также вводы в здания от изоляторов (ответвления воздушной линии), установленных на наружной поверхности (стене, крыше), до зажимов вводного устройства.

Марки проводов определяют при проектировании в соответствии с условиями окружающей среды и пожарной безопасности.

Правильно спроектированные электропроводки должны обеспечивать: ограничение нагрева проводников, отклонений и потерь напряжения в допустимых пределах, надежное срабатывание защиты, достаточную механическую прочность проводов, безотказный пуск электродвигателей. Проект электропроводок выполняют с учетом электрических сетей напряжением 0,38 кВ, проводящих электроэнергию к зданию (сооружению).

При выборе способа прокладки электропроводки следует максимально использовать типовые конструктивные решения, обеспечивающие возможность проведения электромонтажных работ современными индустриальными методами.

Категории зданий и сооружений, в том числе сельскохозяйственных, рекомендуемые для них типы электропроводок, способы их крепления и наибольшие расстояния между крепежными деталями приведены 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, относят 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 определяют стадийностью проектирования объекта в целом. Систему электропроводок, как правило, принимают 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 их питанием от самостоятельных распределительных устройств. Провода и кабели освещения и силовых сетей вне основных производственных помещений нужно прокладывать открытым способом без применения труб. Электропроводки от распределительных шкафов до одиночных электроприемников не-

обходимо 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 содержат скот и птицу, 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.).

Контрольные вопросы и задания. 1. Назовите исходные данные для проектирования сельских электрических сетей. Какие при этом выполняют расчеты? 2. В каких случаях при проектировании РТП следует предусматривать к установке два трансформатора? 3. Как при проектировании рекомендуется выполнять схемы электрических сетей 10 кВ? 4. Перечислите средства повышения надежности электроснабжения, устанавливаемые на линиях 10 кВ. 5. Как выбирают число и места установки средств повышения надежности электроснабжения на линиях 10 кВ?

МОНТАЖ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ УСТАНОВОК 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 в лесу, по болотам и другим неудобным местам, а также излишних переходов через другие линии, дороги и прочие препятствия. Линии высокого напряжения, за исключением 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 выбирают при обследовании местности.

При прохождении воздушной линии напряжением свыше 1 кВ в лесу прорубают просеку. Ее ширина 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 вырубать, если их высота больше высоты основного лесного массива. Для воздушных линий напряжением до 1 кВ просеку в лесу вырубать не нужно. 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 — земляные работы. На рисунке 16.1 показана котлован-яма для одноствоечной опоры, вырытая вручную (размеры даны в метрах). Для удобства при работе и облегчения последующей установки опоры яму роют уступами. На прямых участках котлованы роют вдоль линии. Для угловых опор ямы роют так, чтобы нетронутая стенка была со стороны тяжения проводов. На дно кладут большой

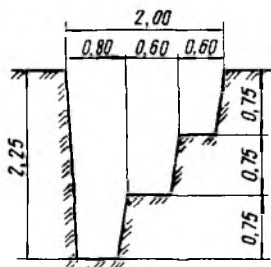


Рис. 16.1. Схема котлована для установки одноствоечной опоры

камень, а при слабом грунте укрепляют дно несколькими камнями. Ямы для сложных опор роют так же, как для одностоечной. Если сложная опора не имеет подземных стяжек, то для каждой ее ноги заготавливают отдельную яму. Деревянные опоры развозят вдоль трассы и укладывают возле вырытых ям.

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 ней 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 с помощью механизмов.

Одностоечные опоры устанавливают вручную — баграми и ухватами, бригадой в шесть-семь 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», т. е. мачту, которую поднимают вместе с опорой.

Правильность установки опор 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. Провода раскатывают между анкерными опорами на поднятых барабанах, чтобы избежать закручивания 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 соединителями. Соединяемые провода вводят в овальную 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 с помощью 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.

Механическая прочность соединенных проводов должна составлять не менее 90 % прочности целого провода. Места соединения проводов защищают от влаги. Для этого концы соединителей окрашивают суриком. Не допускается сращивать провода в пролете, пересекающем другие линии.

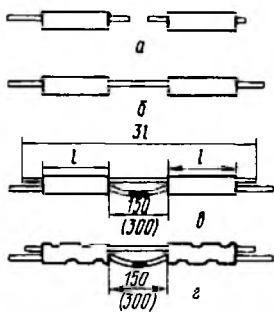


Рис. 16.2. Соединение алюминиевых и сталеалюминиевых проводов термитной сваркой:

а — подготовленные концы проводов; *б* — концы проводов после сварки; *в* — в соединители вставлен шунт из отрезка провода; *г* — провод и шунт после обжима соединителей

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 присоединяют специальными зажимами или проволокой — вязкой (рис. 16.3).

Алюминиевый провод привязывают к изолятору алюминиевой проволокой, стальной провод — мягкой стальной оцинкованной проволокой диаметром соответственно 3,5 и 2,0...2,7 мм.

На штыревых изоляторах провода прикрепляют к шейке или головке изолятора. На угловых опорах провода присоединяют 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 значительных затрат рабочего времени. В связи с этим разра-

Раскатанные по земле провода поднимают на опоры шестами или веревками, для чего монтер влезает на опору. Поднятые провода укладывают на крюки изоляторов или 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 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.

ботано 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.

На рубке деревьев для прокладки линий высокого напряжения применяют бензодвигательные или электрические пилы. При большом объеме работ используют трелевочные тракторы для перевозки срубленных деревьев. Для корчевания пней служит специальный корчеватель, размещенный на гусеничном тракторе, а для очистки просеки от кустарников — кусторез, смонтированный на тракторе.

Для рытья ям и установки опор предназначены специальные машины. Бурильно-крановая машина, расположенная 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 размещены на автомобилях, в том числе на вездеходах. При эксплуатации таких машин во много раз сокращается потребность в рабочей силе.

При укладке проводов на крюки, привязывании их к изоляторам, установке фонарей уличного освещения используют подъемную вышку, изготовленную 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 с помощью двигателя автомобиля. Два монтера становятся на площадку с сетчатыми стенками и поднимаются на высоту до 26 м.

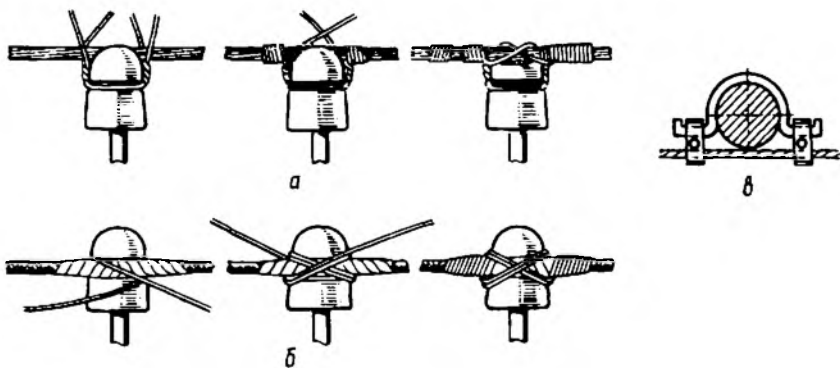


Рис. 16.3. Крепление провода к штыревым изоляторам на промежуточной опоре:

а — проволокой к головке изолятора; *б* — проволокой к шейке изолятора; *в* — зажимом к шейке изолятора

Для подъема на высоту до 20 м применяют гидроподъемники, находящиеся 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 посредством гидроцилиндров. Управление дистанционное как с земли, так и из люльки подъемника. Благодаря большому вылету люлек с одной стоянки машины можно выполнять все верховые работы на опоре при монтаже воздушных линий напряжением до 35 кВ.

Работы по сооружению воздушных линий в сельской местности ведут механизированные колонны. В их состав входят буростолбоставы на тракторах и вездеходах, автокраны, автомобили и тракторы, лебедки, автомастерские, передвижные автосварочные агрегаты, передвижные дизельные электростанции, телескопические вышки на автомобилях и пр. Все операции выполняют с помощью машин, что ускоряет работы, резко снижает их стоимость и значительно облегчает труд монтажников.

16.2. ПРОКЛАДКА КАБЕЛЕЙ

В сельской местности наиболее распространена прокладка кабелей в земле. Их 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 тепло. Для защиты кабеля от механических повреждений на него кладут ряд кирпичей вдоль направления траншеи.

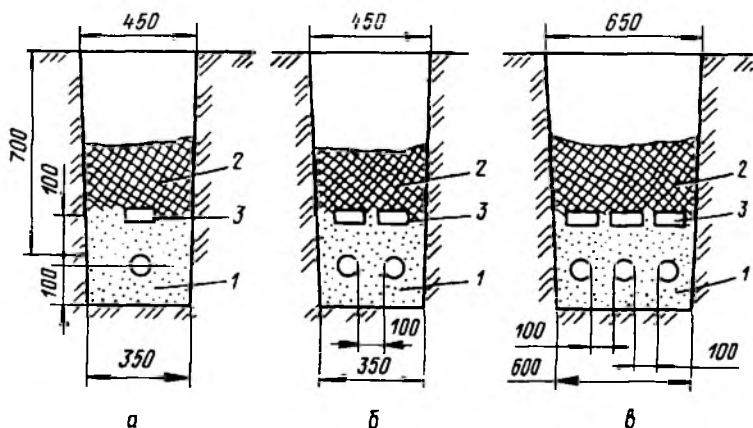


Рис. 16.4. Разрез траншеи для прокладки кабеля напряжением до 10 кВ:

а...в — возможные варианты:

1 — песок или просеянная земля; 2 — грунтовая земля; 3 — кирпичи

При прокладке кабелей в земле свыше 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. Для утрамбовывания грунта служат самоходная вибтрационно-трамбующая машина, самоходные катки.

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 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 траншею 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. Кабельный барабан устанавливают на домкраты и поднимают на нужную высоту. Кабель перемещают вручную или лебедкой на автомашине 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 асбоцементных труб. Применяют также бетонные блоки с одним и несколькими отверстиями. Их диаметр 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 с них стекала вода.

Предварительно через блоки протягивают специальный цилиндр, чтобы проверить, нет ли в трубах выступов. Если выступы есть, то их счищают, протягивая металлическую щетку. Затем в блоки укладывают кабель, смазав его поверхность техническим вазелином. Обычно при сборке блоков в них оставляют проволоку для протяжки кабеля. Укладывают кабели отрезками, а в колодцах их могут соединять 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 прокладках. Применяют кабели без защитного покрова. Наружную поверхность свинцовой оболочки кабеля покрывают битумом или окрашивают. Расстояние между силовыми кабелями 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 уголкового стали на высоте до 2 м от уровня пола.

В помещениях применяют также скрытую прокладку кабелей в каналах или 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, т. е. с него снимают защитные оболочки, предварительно наложив на кабель два проволочных банджа на расстоянии 150...200 мм один относительно другого. Жилы кабеля разводят и изгибают так, чтобы радиус изгиба был не менее десяти диаметров жил. Затем последние 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 1000 В используют свинцовые муфты, выполненные в виде отрезка свинцовой трубы, надвигаемой на место соединения и припаяваемой с двух сторон к свинцовой оболочке кабеля (рис. 16.6). В верхней части муфты 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 высококвалифицированные рабочие. При этом необходимо строго соблюдать правила техники безопасности. Во избежание применения громоздких концевых муфт, зали-

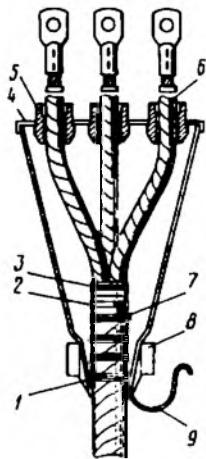


Рис. 16.5. Схема заделки кабеля в стальной концевой воронке:

1 — толевая бумага и промасленная 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 хомут для крепления воронки; 9 — заземляющий провод

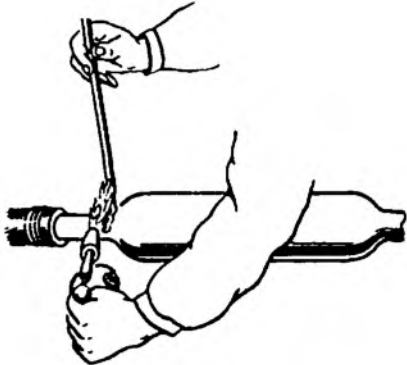


Рис. 16.6. Припайка свинцовой муфты к свинцовой оболочке кабеля

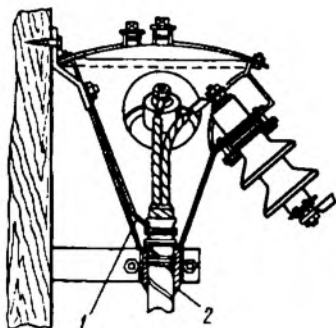


Рис. 16.7. Схема мачтовой стальной муфты:

1 — заземляющий медный провод;
2 — подмотка

тых кабельной массой, используют концевую заделку кабелей с бумажной изоляцией без муфт — сухую заделку. При этом способе разделанные жилы кабеля изолируют хлопчатобумажной лентой лакоткани. Каждый слой ленты покрывают изоляционным лаком. На жилы, обмотанные лентой, надевают свинцовый колпачок-перчатку 1 с отrostками-пальцами (рис. 16.8). Нижнюю часть перчатки припаивают к свинцовой оболочке кабеля. Жилы 2 кабеля, часть пальцев и кабельных наконечников обматывают тафтяной лентой, покрывают лаком, а свинцовую перчатку заливают маслоканифольной массой. В некоторых случаях не применяют и свинцовую перчатку, а ограничиваются обматыванием жил кабеля лентами из лакоткани с последующим покрытием лаком. Сухие заделки кабелей выполняют с применением хлорвиниловой ленты без 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 он 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 особой осторожностью.

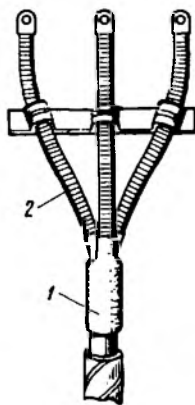


Рис. 16.8. Сухая заделка кабеля в свинцовой перчатке:

1 — колпачок-перчатка; 2 — жилы кабеля

16.3. МОНТАЖ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ И ПУНКТОВ

В настоящее время применяют преимущественно комплектные трансформаторные подстанции на напряжение 35/6...10 кВ и комплектные трансформаторные пункты (КТП) на напряжение 6...10/0,38 кВ, описанные в главе 11. Все элементы их и подстанции либо пункты в целом изготавливают на заводах. Задача монтажника сводится к подготовке территории под подстанцию или трансформаторный пункт, доставке оборудования и сборке его на месте.

Для электроснабжения ответственных потребителей, например животноводческих комплексов, применяют более надежные закрытые трансформаторные пункты на напряжение 6...10/0,38 кВ в кирпичных или асбоцементных киосках. При этом сооружают соответствующие помещения. ТП монтируют в основном из отдельных деталей.

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, т. е. 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 напряжение 35/6...10 кВ — экскаваторы. Одновременно изготавливают заземления, электроды которых забивают, ввертывают или вдавливают в грунт с помощью 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 напряжением 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

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 ремонты. Только при соблюдении этих требований можно свести к

минимуму, а при появлении быстро устранить аварии в электрических сетях.

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 при их нарушении возможны серьезные аварии в электроснабжении целых сельских районов. При проведении работ по эксплуатации и ремонту электрических сетей нужно соблюдать все требования техники безопасности.

Поскольку в сельском хозяйстве применяют исключительно воздушные электрические сети, а кабельные есть пока только в виде отдельных установок, в настоящей главе изложены 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 топлива и энергетики РФ. Только небольшая часть их по разным причинам осталась в ведении сельскохозяйственных предприятий. В районах, не присоединенных к энергосистемам, главным образом в необжитой части страны, сельские сети почти целиком эксплуатируются хозяйствами. В этом случае их эксплуатируют на основе Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей.

Для обслуживания сетей высокого напряжения назначают участковых монтеров-обходчиков. За монтером-обходчиком закрепляют участок сети высокого напряжения — 6...10 кВ протяженностью до 40 км. Как правило, это соответствует одной-двум отходящим от подстанций на напряжение 35/6...10 кВ линиям со всеми их ответвлениями.

Основной метод наблюдения за состоянием линии заключается в обходе-осмотре ее участковым монтером, который должен тщательно проверить трассу и все элементы линии электропередачи, выявить возникающие неисправности для их своевременного устранения и предупреждения аварий.

Обходы-осмотры бывают периодические и внеочередные. Периодические осмотры на линиях выполняют 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. При частичных электрических разрядах на изоляторах можно судить о степени их загрязнения. Внеочередные осмотры проводят в периоды гололеда, сильных туманов, после грозы, бури, ледохода и разлива рек, при лесных и степных пожарах и т. д., обычно после каждого аварийного отключения линии. Для проверки работы монтеров-обходчиков инженерно-технический персонал систематически проводит контрольные обходы-осмотры не реже одного раза в год. При этом

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 ранее обходов-осмотров периодически, не реже одного раза в 6 лет, следует проводить верховые осмотры проводов, тросов и их крепления у опор. В этом случае линию отключают. Монтеры поднимаются для осмотра на каждую опору.

На линиях напряжением не более 20 кВ верховые осмотры выполняют 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.

Во время измерений нагрузок 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 реконструировать сеть.

При определении режимов напряжений у потребителей нельзя допускать, 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 трех—шести месяцев эксплуатации. При этом повышается избирательность действия защиты плавкими предохранителями, так как старые плавкие вставки, особенно испытывавшие несколько сквозных коротких замыканий, перегорают при меньших токах, чем новые.

При обходах-осмотрах особое внимание следует уделять состоянию соединителей проводов, так как в них наиболее часто возникают неисправности, ухудшающие контакт. Нагревание соединителя можно обнаружить в бинокль по косвенным признакам — потемнению, стаиванию инея и снега, появлению пара во время дождя, свечению в ночное время.

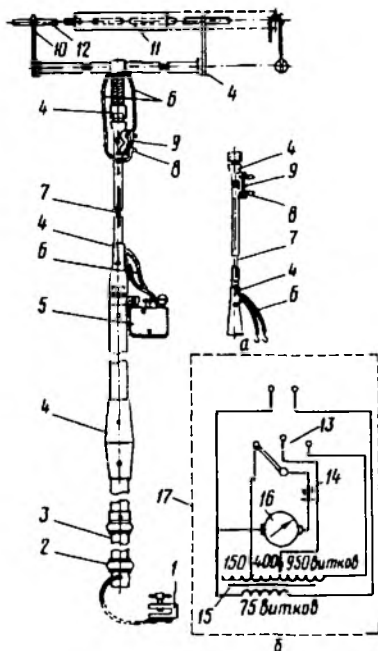
Наиболее совершенен электрический метод оценки состояния соединителя штангой (рис. 16.9). Измеряют падение напряжения в соединителе и сравнивают с падением напряжения в целом месте провода. Если отношение этих величин превышает 2, то соединитель немедленно заменяют. Сопротивления соединений проводов на линиях напряжением 35 кВ измеряют в следующие сроки: медных, алюминиевых и сталеалюминиевых, выполненных методом прессования и обжатия, — один раз в шесть лет, переходных соединений для проводов из разных металлов и болтовых зажимов — ежегодно.

Особое внимание следует уделять состоянию изоляторов и их электрической прочности. Прежде всего нужно следить за целостностью их поверхности, осматривая ее в бинокль. Изоляторы, на которых обнаружены повреждения (трещины, отбита юбка, ребро), заменяют. В первую очередь нужно заменять изоляторы, в которых есть трещины, идущие от края к головке.

Наиболее ответственными считают подвесные изоляторы. Поэтому их следует подвергать электрическим испытаниям с помощью измерительной штанги. Испытания проводят перед пуском линии в эксплуатацию, а также через каждые шесть лет ее работы. Измерительная штанга снабжена двумя электродами, которые прикладывают к головке и сережке каждого изолятора в гирлянде, когда линия находится под напряжением. Между шариками штанги, приложенной к исправному изолятору, проскакивает искра. У неисправного изолятора она 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.

Рис. 16.9. Схема штанги 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; 10 — контактный крючок; 11 — соединение проводов, подлежащее проверке; 12 — провод воздушной линии; 13 — переключатель чувствительности; 14 — выпрямитель; 15 — автотрансформатор; 16 — миллиамперметр; 17 — корпус прибора



Состояние штыревых изоляторов определяют визуально при осмотре линии.

Изоляторы перекрываются чаще всего в сырую погоду вследствие загрязнения их поверхности. Особенно сильно загрязняются изоляторы линий, проходящих вблизи заводов, железнодорожных станций и в местах, где в воздухе содержится 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. Трансформаторные пункты осматривают не реже одного раза в шесть месяцев, подстанции без постоянного дежурного — один раз в месяц и при наличии дежурных или при дежурстве на дому — один раз в сутки. При этом проверяют уровень и температуру масла, состояние изоляторов, кабелей, оцинковки, отсутствие подтекания масла, состояние аппаратуры и заземления.

Необходимо следить за нагрузкой трансформаторов, не допуская их чрезмерной перегрузки в нормальном режиме. Как правило, она не должна быть больше 30 % номинальной мощности. В аварийных режимах трансформаторов продолжительность работы не 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 напряжением 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, предохранители и маслоуказатели. Измеряют сопротивление обмоток мегомметром на напряжение 2500 В с верхним пределом измерений не ниже 10 000 МОм. Значение сопротивления при эксплуатации не нормируют, но учитывают при общей оценке состояния трансформатора. В любом случае оно не должно быть ниже 70 % значения, указанного в паспорте трансформатора.

Постоянно наблюдают за состоянием масла в баке трансформатора. Пробы масла берут не реже одного раза в три года, а также при текущих ремонтах — обычно летом в сухую погоду, а зимой — в морозную. Для этого используют сухую и чистую посуду. Для испытания на пробой масла должно быть примерно 0,75 л и для сокращенного химического анализа — 1,5 л.

Пробу масла исследуют в лаборатории. Если оно не отвечает требуемым нормам, то его немедленно заменяют.

Особенно большое внимание следует уделять состоянию масляных выключателей и разъединителей. При наружном осмотре мас-

ляных 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. Проводят необходимые меры борьбы с обледенением.

Профилактические испытания масляных выключателей выполняют при капитальном ремонте, т. е. 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 линий. При эксплуатации механической части линий нужно уделять особое внимание состоянию опор. Это относится прежде всего к деревянным опорам.

Состояние древесины определяют простукиванием во время осмотров в сухую и неморозную погоду. Если древесина здоровая, то издает чистый, звонкий звук, а загнившая — глухой.

Глубину загнивания древесины определяют шилом с делениями или буравом диаметром 12 мм. Бурав внутри пустой. Благодаря этому получают столбик древесины и определяют 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 соединения траверсы со стойкой.

Пропитанную древесину проверяют на загнивание один раз в три года.

В среднем загнивание опор за год по радиусу в глубину составляет, см:

для дуба, лиственницы и пропитанной сосны	0,5
для непропитанной сосны и пропитанной ели	1,0
для непропитанного бука	2,0

В южных районах страны гниение происходит быстрее.

Предельно допустимый диаметр здоровой древесины опоры может быть определен из соотношения

$$D_{\text{пр}} = D_{\text{расч}} C,$$

где $D_{\text{расч}}$ — расчетный диаметр древесины; C — коэффициент износа.

Коэффициент износа $C = 0,7...0,8$, а для одностоечных опор из ели $C = 0,85$.

При обходах-осмотрах проверяют уклоны опор вдоль и поперек линии, а также перекосы траверс. Проверку уклонов и перекосов проводят один раз в год.

Допустимые значения уклонов деревянных опор:

Поперек линии	1 : 100
Вдоль линии	1 : 100
Перекосы траверс	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.

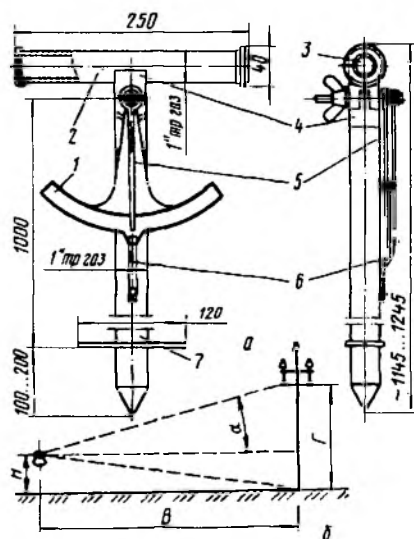


Рис. 16.10. Схема прибора для проверки габаритов воздушных линий:

a — 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

При обходах-осмотрах следует обращать внимание на соблюдение габаритов линий, т.е. расстояний проводов от поверхности земли, воды, от других линий и сооружений. Отклонения допускаются не более чем на $\pm 5\%$ нормы. Оценивают габариты на глаз или с помощью 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 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 это значение 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 должно быть организовано наблюдение за образованием гололеда на проводах, 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, осажденный на единице длины провода. Кроме того, постоянно поддерживают связь с ближайшей метеорологической станцией и получают от нее необходимые сведения. Если интенсивность образования гололеда приобретает опасный для линии характер, то принимают срочные меры для удаления его с проводов.

Существует 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, перебросные тросики и пр. При этом способе требуется большое число людей. Линию выключают на длительный период. Использование такого способа на пересеченной местности осложняется.

Электрический способ удаления гололеда — плавка гололеда на линиях напряжением выше 1000 В электрическим током. 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 состоянии могут выйти из строя.

Плавку гололеда электрическим током проводят в IV и особо

гололедных районах, а также на участках линий, находящихся во II и III районах, на которых возможны частые гололеды, сочетающиеся с сильными ветрами.

16.6. РЕМОНТ ВОЗДУШНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Мелкие неисправности воздушных линий устраняют участковые монтеры во время обходов и особенно при верховых осмотрах. К таким неисправностям относят: ослабление бандажей и болтов, скрепляющих деревянные части опор; небольшие крены и перекосы опор; осадку 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 специальные ремонтные бригады, которые выполняют следующие работы: замену изоляторов, крюков и штырей; восстановление ослабленных соединений проводов; местную пропитку деревянных опор; окраску металлических частей опор, замену основных элементов сети для восстановления ее работоспособности (замена опор, подстановка и замена приставок, перетяжка и замена проводов).

Аварийный ремонт вызван не естественным износом элементов линии, а поломками по тем или другим причинам. Правильная эксплуатация сети характеризуется минимальным объемом или полным отсутствием аварийных ремонтов, которые всегда дороже плановых и ведут к неожиданным перерывам электроснабжения потребителей, часто на длительный период.

Некоторые ремонтные работы на линиях напряжением до 35 кВ включительно можно проводить под напряжением (антигнилостная пропитка нижних частей опор, подтяжка болтов и бандажей внизу опор, установка и замена приставок).

На линиях напряжением 110 кВ и выше разработаны методы проведения многих других ремонтных работ под напряжением. Предложены также приемы выполнения почти всех основных работ на линиях напряжением до 35 кВ под напряжением, но пока большинство ремонтных работ в этих сетях проводят при отключенной линии. Поэтому ремонт необходимо тщательно подготавливать и выполнять организованно и быстро. Все подготовительные работы нужно провести заранее, подвезти материалы, проинструктировать рабочих и расставить их на местах.

Значительную часть ремонтных работ проводят теми же методами, что и монтажные работы. Для некоторых случаев применяют 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, то к ним устанавливают приставки. Для этого укрепляют

стойку тремя оттяжками, расположенными под углом 120° одна относительно 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 банджом или хомутом. Яму засыпают и трамбуют, после чего оттяжки снимают. Загнившую древесину на поверхности стойки в месте соприкосновения ее с приставкой необходимо удалить.

Замена приставок. При замене приставки 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 замены 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. Если последняя достаточно прочна, то ее 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. Снимают провод 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 верхних осмотров, ремонта и замены изоляторов и проводов, а также бурильно-крановые машины.

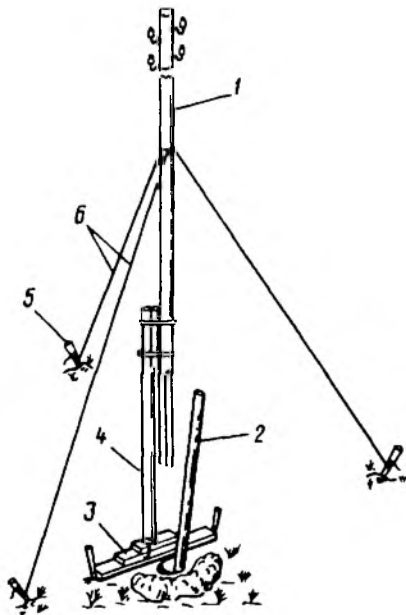


Рис. 16.11. Замена приставки одностоячной опоры с помощью вспомогательной приставки:

1 — стойка опоры; 2 и 4 — новая и вспомогательная приставки; 3 — прокладка из досок; 5 — якорь оттяжки; 6 — оттяжки

16.7. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Эксплуатацию и ремонт электрических сетей выполняют соответствующие эксплуатационные организации — предприятия, районы и участки. Эти подразделения создают по территориальному признаку в зависимости от объема работ, выраженного в условных единицах. За одну условную единицу принимают эксплуатацию 1 км воздушной одноцепной линии электропередачи напряжением 110 кВ на металлических или железобетонных опорах. На 1 км 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 организуют предприятия для обслуживания не менее 4 тыс. условных единиц в радиусе 120...150 км.

Колебания приведенных ранее размеров эксплуатационных подразделений определяются большим разнообразием различных зон страны, плотностью населения и производственных потребителей, географическими условиями и т. д.

Обслуживание электрических сетей ведут 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 размещают персонал участка, механическую мастерскую, закрытую стоянку на одну машину, склад и узел связи.

Базу типа V относят к крупному участку или небольшому району. Кроме перечисленного ранее 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 ранее на ней расположено центральное масляное хозяйство района.

Базы типов I...III представляют собой центральные базы предприятий электрических сетей, на них размещены административно-управленческий персонал предприятия, мастерские, гаражи, склады и диспетчерский пункт с узлом связи.

На ремонтно-производственных базах находятся 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, т. е. 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 диспетчером.

В ряде энергетических систем электромонтеры, пройдя соответствующие испытания, получают право устранять неисправности в воздушных линиях напряжением 380/220 В на территории хозяйства. У них имеется ключ от щита низкого напряжения трансформаторного пункта для выполнения на нем переключения. При такой системе возможно сократить время для ликвидации аварий в сети напряжением 380/220 В.

Контрольные вопросы и задания. 1. В какой последовательности выполняют монтаж воздушных ЛЭП напряжением до 1 кВ? 2. Какова технология прокладки кабельных линий электропередачи? 3. Перечислите основные задачи эксплуатации электрических сетей. 4. Как выполняются ремонтные работы на ЛЭП? 5. Назовите организации, проводящие эксплуатацию и ремонт электрических сетей.

ПРИЛОЖЕНИЯ

1. Номинальное сечение и расчетные данные алюминиевых 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 1 км провода, кг
				из проволоки АТ	из проволоки АТП	
16	15,9	5,1	1,80	2570	2870	43
25	24,9	6,4	1,140	4020	4290	68
35	34,3	7,5	0,830	5380	5860	94
50	49,5	9,0	0,576	7750	8460	135
70	69,2	10,7	0,412	10850	11500	189
95	92,4	12,3	0,308	14050	14900	252
120	117,0	14,0	0,246	18340	20010	321
150	148,0	15,8	0,194	23200	24600	406
185	183,0	17,5	0,157	28680	30420	502
240	239,0	20,0	0,120	36330	38590	655
300	288,0	22,1	0,100	45140	47880	794
350	346,0	24,2	0,083	54240	57520	952

1.2. Характеристики алюминиевых проводов марок АН, АЖ, АНКП и АЖКП

Номинальное сечение, мм ²	Число проволок	Диаметр проволоки, 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 АН скручены из проволоки нетермообработанного, а провода АЖ — термообработанного сплава. Провода с приставкой КП имеют междупроволочное пространство, заполненное смазкой.

1.3. Характеристики сталеалюминиевых проводов марок АС, АСКС, АСКП и АСК

Номиналь- ное сече- ние (алю- миний/ сталь), мм ²	Сечение, мм ²		Диаметр, мм		Сопротив- ление постоян- ному то- ку при 20 °С, Ом/км, не более	Разрывное усилие провода, Н, не менее		Масса 1 км, кг				
	алюми- ния	стали	провода	стально- го сер- дечника		из про- волоки АТ	из про- волоки АТп	алюми- ния	стали	провода (без смаз- ки)	смазки	
											провода АКС	провода АКСП
10/1,8	10,6	1,77	4,5	1,5	2,695	3770	3960	28,9	13,8	42,7	1,0	1,0
16/2,7	16,1	2,69	5,6	1,9	1,772	5720	6020	44,0	20,9	65	1,0	1,0
25/4,2	24,9	4,15	6,9	2,3	1,146	8710	8940	67,9	32,4	100	1,5	1,5
35/6,2	36,9	6,15	8,4	2,8	0,773	12740	13230	100	48,0	149	2,5	2,5
50/8,0	48,2	8,04	9,6	3,2	0,592	16320	16750	132	63,0	194	3,0	3,0
70/11	68,0	11,3	11,4	3,8	0,420	22980	23290	188	88,0	274	4,5	4,5
70/7,2	68,4	7,2	15,4	11,0	0,420	93250	94620	188	567	755	38	38
95/16	95,4	15,9	13,5	4,5	0,299	31850	32700	261	124	384	6,0	6,0
95/15	91,7	15,0	13,5	5,0	0,314	32020	33850	253	117	370	8,5	31
95/14,1	91,2	14,1	19,8	15,4	0,316	174900	176730	251	1106	1357	69	69
120/19	118	18,8	15,2	5,6	0,245	40640	41820	324	147	471	11	35
120/27	116	26,6	15,5	6,6	0,249	48850	51170	320	208	528	14	37
150/19	148	18,8	16,8	5,5	0,195	45000	47220	407	147	554	12	42
150/24	149	24,2	17,1	6,3	0,194	51080	53310	409	190	600	14	44
150/34	147	34,3	17,5	7,5	0,196	60860	63060	406	269	675	18	48
185/24	187	24,2	18,9	6,3	0,154	57350	59220	515	190	705	14	51
185/29	181	29,0	18,8	6,9	0,159	60810	63530	500	228	728	16	52
185/43	185	43,1	19,6	8,4	0,156	76520	79300	509	337	846	23	61

Номинальное сечение (алюминий/сталь), мм ²	Сечение, мм ²		Диаметр, мм		Сопротивление постоянному току при 20 °С, Ом/км, не более	Разрывное усилие провода, Н, не менее		Масса 1 км, кг			
	алюминия	стали	провода	стального сердечника		из проволочки АТ	из проволочки АТП	стали	провода (без смазки)	смазки	
										провода АСКС	провода АСКП
185/128	187	128	23,1	14,7	0,155	176490	180230	1008	1525	63	101
205/27	205	26,6	19,8	6,6	0,140	62950	65000	208	774	15	57
240/32	244	31,7	21,6	7,2	0,118	74090	76530	248	921	17	66
240/39	236	38,6	21,6	8,0	0,122	80130	82490	902	952	22	71
240/56	241	56,3	22,4	9,6	0,120	97780	100190	441	1106	30	78
300/39	301	38,6	24,0	8,0	0,096	89350	92360	302	1132	22	83
300/48	295	47,8	24,1	8,9	0,098	99690	101160	374	1186	27	87
300/66	288	65,8	24,5	10,5	0,100	121910	124790	517	1313	37	95
300/204	298	204	29,2	18,6	0,097	273980	278450	1605	2428	102	164
330/27	325	26,6	24,4	6,6	0,089	84370	90870	208	1106	12	112
330/43	332	43,1	25,2	8,4	0,087	100780	105750	337	1255	23	113
400/22	394	22,0	26,6	6,0	0,073	89100	95000	172	1261	12	133

Примечание. Провода алюминиевые АКП и сталеалюминиевые АСКП имеют междупроволочное пространство всего провода, за исключением наружной поверхности, заполненной смазкой.

Провода сталеалюминиевые АСКС имеют междупроволочное пространство стального сердечника, заполненное смазкой, включая его наружную поверхность.

Провода сталеалюминиевые АСК имеют сердечник, изолированный двумя лентами из полиэтиленперфталовой пленки, заполненной смазкой.

Провода сталеалюминиевые с защитой КП применяют преимущественно на побережьях морей, соленых озер, в промышленных зонах и районах засоленных песков, а также в прилегающих к ним районах 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.

Провода в эксплуатации с защитой КС и К используют 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, кроме районов ТВ.

Провода А и АС без антикоррозионной защиты типов I и II применяют при условии содержания в атмосфере сернистого газа не более 150 мг/м³ в сутки (1,5 мг/м³) на суше всех макроклиматических районов, кроме районов ТС и ТВ.

2. Провода стальные однопроволочные и многопроволочные для электрических воздушных линий

Марка провода	Число и диаметр проволоч, мм	Фактическая площадь сечения, мм ²	Расчетный диаметр провода, мм	Масса 1 км провода, кг	Разрывное усилие провода, Н*
<i>Проволока стальная оцинкованная</i>					
ПСТ3	1×3,0	7,1	3,0	56	4950
ПСТ4	1×4,0	12,6	4,0	99	6910
ПСТ5	1×5,0	19,6	5,0	154	10800
<i>Многопроволочные провода</i>					
ПС25	5×2,5	24,6	6,8	194	15800
ПС35	7×2,5	34,4	7,5	272	21200
ПС50	12×2,3	49,4	9,2	382	30500
ПС70	19×2,3	73,9	11,5	617	47100

*Временное сопротивление на разрыв 370 МПа.

3. Характеристики силовых кабелей для сельских сетей

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 высокой коррозионной активностью и блуждающими токами
	4	10...185	—	
АСБ2л	3	6...240	16...240	То же, но для подводной прокладки и в особо опасных коррозионных зонах
	4	10...185	—	
ААПл	3	25...240	16...240	При больших растягивающих усилиях
ААШв	3	6...240	16...240	В земле и внутри помещений при отсутствии растягивающих усилий
ААГ	3	6...240	16...240	Внутри помещений при отсутствии механических воздействий, в среде, нейтральной по отношению к алюминию
	4	10...185	—	
АВВ (АВВГ—С)	2...7	2,5...50	—	В *земле (в помещениях) при отсутствии растягивающих 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 отсутствии механических воздействий на кабель и при наличии агрессивных сред (кислот, щелочей и др.)
	2; 3	4...185	—	
АНРГ	1	4...240	—	Внутри помещений при отсутствии механических воздействий
	2; 3	4...185	—	
АВВБ	1...3	2,5...240	—	Для открытой прокладки при наличии опасности механических воздействий в эксплуатации
	4	2,5...185	—	
АПсВБГ	1...4	2,5...50	—	В сырых помещениях с коррозионно-активной средой, при опасности механических 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 начале обозначения):	
А	Алюминий
Нет символа	Медь
Изоляция жил (символ в середине обозначения):	
Р	Резина
В	Поливинилхлоридный пластикат
П	Полиэтилен
Ц	Бумага, пропитанная натекающей массой (церезином)
Оболочка (символы в середине обозначения):	
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
	Подушка:
л	из битумного состава
2л	из пластмассовых лент
п	из пропитанной пряжи
в	из вязкого подклеивающего состава

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 жгутового покрытия)
Кабель специального назначения (символ в конце обозначения) С	Для сельского хозяйства

Примечание. Бумажная изоляция с вязкой пропиткой и жгутовое покрытие поверх брони символов не имеют.

4. Сила допустимого длительного тока, А, для неизолированных проводов

Сечение (алюминий/сталь), мм ²	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	—	—	—	—	—

5. Сила допустимого длительного тока для проводов и шнуров с резиновой поливинилхлоридной изоляцией с медными жилами

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Сила тока, А, для проводов, проложенных					
	открыто	в одной трубе				
		двух одножильных	трех одножильных	четыре одножильных	одного двухжильного	одного трехжильного
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	—	—	—	—	—

6. Сила допустимого длительного тока для проводов с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с алюминиевыми жилами

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Сила тока, А, для проводов, проложенных					
	открыто	в одной трубе				
		двух одножильных	трех одножильных	четыре одножильных	одного двухжильного	одного трехжильного
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	Сила тока, А, для проводов, проложенных					
	открыто	в одной трубе				
		двух одножильных	трех одножильных	четырёх одножильных	одного двухжильного	одного трехжильного
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	—	—	—	—	—

7. Сила допустимого длительного тока для кабелей с медными жилами, бумажной, пропитанной маслोकанифольной и нестекающей массами изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в земле

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Сила тока, А, для кабелей					
	одножильных до 1 кВ	двухжильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырёхжильных 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	—	—	—	—	—

8. Сила допустимого длительного тока для кабелей с медными жилами, бумажной, пропитанной маслоканифольной и нестекающей массаами изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в воздухе

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Сила тока, А, для кабелей					
	одножильных до 1 кВ	двухжильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырежильных 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	—	—	—	—	—

9. Сила допустимого длительного тока для кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной, пропитанной маслоканифольной и нестекающей массаами изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в земле

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Сила тока, А, для кабелей					
	одножильных до 1 кВ	двухжильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырежильных 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	—	—	—	—	—

10. Сила допустимого длительного тока для кабелей с алюминиевыми жилами, с бумажной, пропитанной маслоканифольной и нестекающими массами изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в воздухе

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Сила тока, А, для кабелей					
	одножильных до 1 кВ	двужильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырёхжильных 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	—	—	—	—	—

11. 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
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, °С	Нормированная температура жил, °С	Поправочные коэффициенты на токи при расчетной температуре среды, °С					
		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	—

12. Поправочные коэффициенты на число работающих кабелей, лежащих рядом в земле

Расстояние между кабелями, мм	Коэффициент 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

13. Активные сопротивления стальных проводов

Сила тока, А	Активное сопротивление, Ом/км, однопроволочных проводов		Сила тока, А	Активное сопротивление, 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

Сила тока, А	Активное сопротивление, Ом/км, однопроволочных проводов		Сила тока, А	Активное сопротивление, Ом/км, многопроволочных проводов			
	ПСТ4	ПСТ5		ПС25	ПС35	ПС50	ПС70
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

14. Приближенные значения внешних индуктивных сопротивлений воздушных линий со сталеалюминиевыми проводами

Среднее геометрическое расстояние между проводами, мм	Внешнее индуктивное сопротивление, 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

15. Приближенные значения внешних индуктивных сопротивлений для воздушных линий с проводами из меди, алюминия и стали

Среднее геометрическое расстояние между проводами, мм	Индуктивное сопротивление, Ом/км, провода при диаметре или сечении, мм или мм ²															
	Ø4	Ø5	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

16. Внутренние индуктивные сопротивления однопроволочных стальных проводов

Сила тока, А	Индуктивное сопротивление, Ом/км, проводов		Сила тока, А	Индуктивное сопротивление, 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			

17. Внутренние индуктивные сопротивления многопроволочных стальных проводов

Сила тока, А	Индуктивное сопротивление, Ом/км, проводов				Сила тока, А	Индуктивное сопротивление, Ом/км, проводов			
	ПС25	ПС35	ПС50	ПС70		ПС25	ПС35	ПС50	ПС70
1	0,54	0,36	0,23	0,6	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

18. 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

cos φ	φ	sin φ	tg φ	cos φ	φ	sin φ	tg φ
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'	0,7954	1,299	0,25	75° 31'	0,9680	3,867

19. Основные технические данные трансформаторов

19.1. Параметры однофазных двухобмоточных трансформаторов (ТУ 34-1385)

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 по горизонтали

Тип трансформатора	Напряжение короткого замыкания u_k	Ток холостого хода i_x	Длина × высота × ширина, мм	Масса, кг	
				общая	масла
ОМ-4/10	4	8	600×750×530	150	54
ОМ-10/10	4	7	604×750×530	165	50

19.2. Основные технические данные трехфазных двухобмоточных силовых трансформаторов

Тип	Номинальная мощность, кВА	Сочетание напряжений		Схема и группа соединений обмоток	Потери, Вт (кВт)			Напряжение короткого замыкания $u_k, \% U_n$	Ток холостого хода $I_0, \% I_n$	Вид переключения от ответвлений обмоток
		ВН	НН		холостого хода		короткого замыкания			
					уровень А	уровень Б				

Мощность трансформаторов 25...630 кВА

ТМ	25	6 или 10	0,4	Y/Y _n -0 Y/Z _n -11	130	135	600 690	4,5 4,7	3,2	ПБВ		
	40	6 или 10	0,4	Y/Y _n -0 Y/Z _n -11	175	190	880 1000	4,5 4,7	3,0			
	63	6 или 10	0,4	Y/Y _n -0 Y/Z _n -11	240	265	1280 1470	4,5 4,7	2,8			
	100	6 или 10	0,4	Y/Y _n -0 Y/Z _n -11	330	365	1970 2270	4,5 4,7	2,6			
	100	35	0,4	Y/Y _n -0 Y/Z _n -11	420	465	1970 2270	6,5 6,8	2,6			
	ТМ, ТМФ	160	6 или 10	0,4	Y/Y _n -0	510	565	2650	4,5		2,4	ПБВ
ТМ	160	35	0,4	Y/Y _n -0	620	700	2650	6,5	2,4	ПБВ		
ТМ, ТМФ	250	6 или 10	0,69	D/Y _n -11	740	820	3100	6,8	2,3	ПБВ		
ТМ			0,4	Y/Z _n -11							3100	6,8
ТМ, ТМФ			0,4	Y/Y _n -0							4200	4,5
ТМ	250	35	0,4	Y/Y _n -0	900	1000	3700	6,5	2,3	ПБВ		
ТМ, ТМФ	400	6 или 10	0,69	D/Y _n -11	950	1050	4200	6,5	2,1	ПБВ и РПН		
ТМ			0,4	Y/Z _n -11							4200	6,8
ТМ, ТМФ, ТМН			0,4	Y/Y _n -0							5500	4,5
ТМ, ТМН	400	35	0,4	Y/Y _n -0	1200	1350	5500	6,5				
ТМ, ТМФ, ТМН	630	6 или 10	0,4	Y/Y _n -0	1310	1560	7600	5,5	2,0	ПБВ и РПН		
ТМ, ТМН	630	35	0,4	Y/Y _n -0	1600	1900	7600	6,5	2,0	ПБВ и РПН		
ТМН			0,69	D/Y _n -11							8500	
ТМН	630	35	6,3 11	Y/D-11	1600	1900	7600 7600	6,5	2,0	РПН		

Мощность трансформаторов 1000...10 000 кВА

ТМ, ТМН	1000	35	0,69 11,00	Y/Y _n -0	(2,35)	(2,75)	(12,2) (11,6)	6,5	1,5	ПБВ и РПН
ТМ, ТМН	1600	35	0,69 11,00	Y/Y _n -0	(3,1)	(3,65)	(18,0) (16,5)	6,5	1,4	РПН и ПБВ
ТМ, ТМН	2500	35	0,69 11,00	Y/Y _n -0	(4,35)	(5,1)	(25,0) (25,5)	6,5	1,1	ПБВ и РПН
ТМ, ТМН	4000	35	11,0	Y/D-11	(5,70)	(6,7)	(33,5)	7,5	1,0	ПБВ и РПН
ТМ, ТМН	6300	35	11,0	Y/D-11	(8,00)	(9,4)	(46,5)	7,5	0,9	ПБВ и РПН
ТД	10000	38,5	10,50	Y/D-11	(12,3)	(14,5)	(65,0)	7,5	0,8	ПБВ

19.3. Основные технические данные трехфазных двухобмоточных силовых трансформаторов с витым магнитопроводом (ТУ 16-517.884)

Показатель	ТМВМ-160/6-75У1	ТМВМ-160/10-75У1	ТМВМ-250/6-75У1	ТМВМ-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 _n -0, Y/Z _n -11	Y/Y _n -0, Y/Z _n -11	Y/Y _n -0, Y/Z _n -11	Y/Y _n -0, Y/Z _n -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

20. Укрупненные удельные показатели стоимости строительства ВЛ напряжением 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 од- ноцепные	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 двухцепные	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

* Для приложений 20...27 см. сноску на стр. 11.

Опоры ВЛ	Марка и сечение провода (алюминий/сталь)	Стоимость строительства, тыс. руб. за 1 км, в районе по гололеду			
		I	II	III	IV
Деревянные двух-стоечные (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. Здесь и далее все цены, приведенные в книге, можно использовать только для учебных целей. 2. Для линий, стоимость которых приведена в скобках, применять соответствующие провода неэкономично.

21. Укрупненные удельные показатели стоимости строительства ВЛ напряжением 35 кВ

Опоры ВЛ	Марка и сечение провода (алюминий/сталь)	Стоимость строительства, тыс. руб. за I км, в районе по гололеду			
		I	II	III	IV
Железобетонные од-ноцепные	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
	АС150/24	(6,3)	(6,3)	6,5	7,4
Железобетонные двух-цепные	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 двухцепные	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 двухстопечные (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.

22. Укрупненные показатели стоимости линий различного напряжения, прокладываемых в траншее

22.1. 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	9,50	11,00	12,74	14,80

Примечание. Стоимость защиты кабеля кирпичом составляет 0,53 тыс. руб., стоимость концевой мачтовой муфты — 0,15 тыс. руб.

22.2. 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+ +1×16	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.

23. Укрупненные удельные показатели стоимости ВЛ

23.1. Укрупненные удельные показатели стоимости ВЛ напряжением 10 кВ на железобетонных опорах, тыс. руб. за 1 км

Марка и сечение проводов ВЛ (алюминий/сталь)	Районы по ветру															
	I-II			III			IV			V						
	5	10	15	20	5	10	15	20	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	1,8	2,1	(2,4)	3,0	(2,1)	(2,3)	(2,6)	3,0
АЖ25	1,7	1,9	2,3	(3,2)	1,7	1,9	2,3	(3,2)	1,8	2,0	2,3	(3,2)	1,9	2,1	2,4	(3,2)
АС35/6,2	(1,9)	(2,0)	2,3	2,7	(2,1)	(2,1)	2,3	2,7	(2,2)	(2,2)	2,3	2,8	(2,5)	(2,5)	(2,6)	(3,0)
АН35	1,8	(2,0)	—	—	1,9	2,0	—	—	(2,5)	(2,5)	—	—	—	—	—	—
АЖ35	1,8	1,8	2,3	(2,8)	(2,0)	2,0	2,3	(2,8)	2,0	2,0	2,3	2,8	2,3	2,3	2,4	2,0
АС50/8	(2,1)	2,1	2,5	(2,8)	(2,4)	(2,4)	2,5	(2,8)	(2,5)	(2,5)	2,5	2,8	(2,8)	(2,8)	(2,8)	3,1
АН50	2,0	2,1	(2,6)	2,6	2,2	2,2	(2,6)	2,7	2,3	2,3	2,5	2,8	—	—	—	—
АЖ50	(2,1)	2,1	2,5	(2,8)	(2,4)	(2,4)	2,5	(2,8)	(2,4)	(2,4)	2,5	2,8	(2,7)	(2,7)	2,7	3,1
А70	2,4	2,4	2,6	2,9	2,6	2,6	2,6	3,1	2,7	2,7	2,7	3,1	3,0	3,0	3,0	3,2
А95	2,7	2,7	3,0	3,3	3,0	3,0	3,0	3,3	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 провуда неэкономично.

23.2. 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×A16	3×A16	4×A16	5×A16	4×A25
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 железобетонных 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 деревянных 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 по горизонтали

Тип опор	Район по гололеду	Стоимость строительства, тыс. руб. за 1 км, при марке и числе проводов				
		5×A25	4×A35	5×A35	4×A50	5×A50
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 железобетонных 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 деревянных 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

24. Укрупненные показатели стоимости строительства ТП

24.1. Укрупненные показатели стоимости строительства трансформаторных подстанций напряжением 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 × 6300	99,0	КТПБ-110/10	1 × 16000	96,7
	1 × 10000	109,4		2 × 2500	126,4
	1 × 16000	130,2		2 × 6300	144,8
	2 × 6300	194,8		2 × 10000	164,1
	2 × 10000	214,8		2 × 16000	190,2
	2 × 16000	256,1		Блок отходящей ВЛ 35 кВ	—
КТПБ-110/10	1 × 2500	64,9	Шкаф отходящей ВЛ 10 кВ	—	2,1
	1 × 6300	74,1			
	1 × 10000	83,7			

24.2. Укрупненные показатели стоимости строительства трансформаторных подстанций напряжением 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

Напряжение, кВ	Установка	Число транс- форматоров	Конструкция	Стоимость, тыс. руб., при мощности трансформатора, 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	—	—
				—	—	—	—	—	5,93	6,17	6,48	—	—
				2	3	—	—	—	9,13	9,34	9,62	10,10	11,19
				2	4	—	—	—	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	—	—	—	—	—	—	—	—	23,07
35/0,38	Открытая	1	На АП-образной опоре из сборного железобетона	—	—	—	—	—	3,28	3,50	3,89	—	—
				1	—	—	—	3,10	3,34	3,58	—	—	—
		1	На АП-образной дере- вянной опоре с желе- зобетонными пристав- ками	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
				1	—	—	—	2,90	3,14	3,38	—	—	—

26. Открытые распределительные устройства

Напряжение, кВ	Общее число выключателей в ОРУ	Характеристика ОРУ	Стоимость ячейки, тыс. руб., с одним выключателем	
			воздушным	масляным
35	До 3	Ответвленная, мостик	19	12
	Более 3	Одиночная секционированная система шин	12	8
	1	Мостик с одним выключателем в перемычке, отвлечение с выключателем	60	50
110	2...4	Мостик с двумя выключателями в перемычке, треугольник, четырехугольник	40	30
	Более 4	Схема со сборными шинами	33	22
150	1	Мостик с одним выключателем в перемычке, отвлечение с выключателем	110	—
	2...4	Мостик с двумя выключателями в перемычке, треугольник, четырехугольник	70	—
	Более 4	Схема со сборными шинами	64	—

Примечания: 1. Стоимость ячеек дана для воздушных выключателей с номинальным током до 40 кА и масляных — до 30 кА. 2. При оборудовании линейной ячейки высокочастотной связью приведенные стоимости необходимо увеличить.

27. Техничко-экономические показатели резервных дизельных электростанций, принятых для использования в типовых проектах

Типовой проект №	Число и мощность агрегатов, кВт	Тип электроагрегата	Капиталовложения, тыс. руб.		
			здание	электроагрегат со вспомогательным и дополнительным оборудованием	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	6000	375
407-1-89.85	3,31	6000	300
407-1-90.85	3,82	8000	250
407-3-404.86	7,26	15000	253
407-3-405.86	11,22	15000	262
407-3-406.86	45,72	16000	237

Примечание. Все электроагрегаты трехфазного переменного тока с частотой 50 Гц, на напряжение 400 В, $\cos \varphi = 0,8$, частота вращения 1500 мин⁻¹.

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 молочного направления	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	60	60 × 1	
	6 То же	100	100 × 1 (60 × 2)	
	по выращиванию и откорму молодняка КРС до 6...8-месячного возраста	100	100 × 1	
	10 То же	200	100 × 2	
	по выращиванию коров мясного направления	30	30 × 1 (РИПТ 30 × 1)	
	600...1200 коров	60	60 × 1	
	2000...3000 »	60	60 × 1	
	Свиноводческие комплексы и фермы:			
	репродуктивные 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	60	60 × 1
6 То же	100	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.

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 напряжением 110, 35 и 10 кВ	6,4	3,5	2,9

30. 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 напряжением 35...110 кВ на железобетонных опорах:	
двухцепных	2,6
одноцепных	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
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
Подстанция 35/0,38 кВ на 1 единицу	5,6

Элементы электрических сетей и оборудование подстанций

Нормы
условных
единиц,
у. е.

Подстанция 10/0,38 кВ на 1 единицу:

с одним трансформатором

4,0

с двумя трансформаторами

5,1

31. Перечень потребителей в электроснабжении

31.1. Перечень сельскохозяйственных потребителей первой и второй категорий по надежности электроснабжения

Потребители первой категории:

животноводческие комплексы и фермы:

по производству молока на 400 и более коров;

по выращиванию и откорму молодняка КРС на 5 тыс. голов и более в год;

по выращиванию нетелей на 3 тыс. ското-мест и более;

площадки по откорму КРС 5 тыс. голов и более в год;

комплексы по выращиванию и откорму 12 тыс. свиней и более в год;

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 цехи при механизированном приготовлении и раздаче кормов;

картофелехранилища вместимостью более 500 т с холодоснабжением и активной вентиляцией;

холодильники для хранения фруктов вместимостью более 600 т;

инкубационные цехи рыбоводческих хозяйств и ферм.

31.2. Перечень электроприемников второй категории, не допускающих перерыва в электроснабжении более 0,5 ч

1. Комплексы и фермы молочного направления. К ним относят системы: доения коров в стойлах и доильных залах, рабочего освещения в доильных залах, промывки молокопроводов и подогрева воды, локального обогрева телят, облучения телят, дежурного освещения в родильном отделении.

2. Свиноводческие комплексы и фермы: отопительно-вентиляционные системы в свинарниках-откормочниках и в свинарниках для порослят-отъемышей.

3. Птицефермы. К ним относят 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.

4. Для всех предприятий — установки для тушения пожаров, котельные с котлами высокого и среднего давления.

32. 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	Дополнительные марки проводов	Превышение приведенных затрат, %	
<i>Гололед 5 мм</i>					
0...3,1	A16+A16	1	2A16+A16	3,7	
			3A16+A16	3,25	
		2	3A25+A25	11,0	
			2A16+A16	2,3	
		3	3A16+A16	6,25	
			3A25+A25	8,85	
	2A16+A16		0,07		
	3A16+A16		3,15		
	3,1...5,6	2A16+A16	3,5	3A15+A25	5,45
				3A16+A16	2,6
			4,5	3A25+A25	4,75
				3A35+A35	13,2
A16+A16				1,35	
3A16+A16				1,4	
5,5		3A25+A25	3,2		
		3A35+A35	11,35		
		A16+A16	4,35		
		3A16+A16	0,02		
		3A25+A25	1,35		
		3A35+A35	9,05		
Свыше 26,4	3A50+A50	26	A16+A16	9,7	
			3A50+A50	0,25	
		28	3A25+A25	3,7	
			3A35+A35	0,95	
		32		3,2	
			35		4,7
<i>Гололед 10 мм</i>					
0...3,1	A16+A16	1	2A16+A16	4,45	
			3A16+A16	9,15	
		2	3A25+A25	16,9	
			2A16+A16	2,75	
		3	3A16+A16	7,15	
			3A25+A25	14,7	
	2A16+A16		0,5		
	3A16+A16		4,05		
	3...5,8	2A16+A16	3,5	3A25+A25	11,1
				3A16+A16	3,0
			4,5	3A25+A25	9,85
				3A35+A35	23,0
A16+A16				0,9	
3A16+A16				1,85	
5,5		3A25+A25	8,2		
		3A35+A35	21,0		
		A16+A16	4,2		
		3A16+A16	0,45		
		3A25+A25	6,8		
		3A35+A35	18,5		
	A16+A16	8,15			

33. Таблица интервалов экономических нагрузок для основных и дополнительных сечений проводов 10 кВ

Интервал экономических нагрузок, кВ · А	Марка и сечение основного провода	Марка и сечение дополнительного провода	Мощность при превышении приведенных затрат на 5 %, кВ · А
---	-----------------------------------	---	---

Железобетонные опоры
($B = 5 \text{ мм}$; $Q = 500 \text{ Па}$)

0...385	АЖ-25	АС-25	0...385
		АН-35	0...385
386...685	АН-35	АЖ-25	386...475
		АН-50	475...685
686...790	АН-50	АС-50	686...790
		А-70	750...790
		АН-35	686...750
791...1150	А-70	А-95	950...1150
		АН-50	791...950
		АС-50	791...1150
1151...1200	А-95	А-95	1151...1200

($B = 10 \text{ мм}$; $Q = 500 \text{ Па}$)

0...300	АЖ-25	АС-25	0...300
		АН-35	0...300
300...535	АН-35	АЖ-35	301...535
		АН-50	400...535
		АЖ-25	301...400
536...815	АН-50	АС-50	536...815
		А-70	680...815
		АН-35	536...680
		АС-35	536...750
816...1110	А-70	А-95	816...1110
		АН-50	816...1110
		АС-50	816...1050
1111...1200	А-95	А-70	1101...1200

Интервал экономических нагрузок, кВт · А	Марка и сечение основного провода	Марка и сечение дополнительного провода	Мощность при превышении приведенных затрат на 5 %, кВт · А
--	-----------------------------------	---	--

(B = 15 мм; Q = 500 Па)

0...525	АС-35	АЖ-35	0...525
		АС-50	325...525
		АЖ-50	400...525
		А-70	400...525
		АЖ-25	0...330
526...1200	А-70	А-95	526...1200
		АС-50	526...1000
		АЖ-50	526...850
		АМ-50	526...850
		АС-35	526...800

(B = 20 мм; Q = 500 Па)

0...900	АН-50	АЖ-50	0...900
		АС-50	0...900
		А-70	475...900
		А-95	650...900
		АС-35	0...825
901...1200	А-95	АЖ-35	0...475
		А-70	901...1200
		АН-50	901...1200
		АС-50	901...1200

Деревянные опоры

(B = 5 мм; Q = 500 Па)

0...365	АЖ-25	АС-25	0...365
		АЖ-35	0...365
		АС-35	250...365
366...575	АС-35	АЖ-35	366...575
		АЖ-50	366...575
		АС-25	366...450
		АЖ-25	366...450
576...690	АЖ-50	АС-50	576...690

Интервал экономических нагрузок, кВт · А	Марка и сечение основного провода	Марка и сечение дополнительного провода	Мощность при превышении приведенных затрат на 5 %, кВт · А
691...1050	А-70	А-70	576...690
		АС-35	576...690
		АЖ-35	576...690
		А-95	691...1050
		А-50	691...1050
		АЖ-50	691...950
1051...1200	А-95	АС-35	691...860
		А-70	1051...1200
		($B = 10$ мм; $Q = 500$ Па)	
0...325	АЖ-25	АС-25	0...325
		АЖ-35	0...325
326...485	АЖ-35	АС-35	250...325
		АС-35	326...485
		АС-50	326...485
		АЖ-25	326...485
486...650	АС-50	АС-25	326...485
		АЖ-50	486...650
		А-70	486...650
		АЖ-35	486...650
691...1050	А-70	АС-35	486...650
		А-95	651...1050
		АС-50	651...1050
		АЖ-50	651...800
1051...1200	А-95	АС-35	651...800
		А-70	1051...1200
		($B = 15$ мм; $Q = 500$ Па)	
0...475	АС-25	АЖ-25	0...300
		АЖ-35	300...475
		АС-35	300...475
		АС-50	360...475
		А-70	400...475
476...1075	А-70	А-95	476...1075

Интервал экономических нагрузок, кВт · А	Марка и сечение основного провода	Марка и сечение дополнительного провода	Мощность при пре- вышении приведен- ных затрат на 5 %, кВт · А
		АС-50	476...1075
		АС-50	476...950
		АЖ-50	476...690
		АС-35	476...750
		АЖ-35	476...600
1076...1200	А-95	А-70	1076...1200
(B = 20 мм; Q = 500 Па)			
0...320	АЖ-25	АЖ-35	0...320
		АС-35	0...320
321...625	АС-35	АЖ-35	321...625
		АС-50	321...625
		АЖ-50	500...625
		А-70	480...625
626...1200	А-70	А-95	626...1200
		АС-50	626...1200
		АЖ-50	626...940
		АС-35	626...940

ОГЛАВЛЕНИЕ

Глава 1. Общие сведения (И. А. Будзко)	3
1.1. Развитие электроснабжения сельского хозяйства	3
1.2. Районные электрические станции и электроэнергетические системы	5
Глава 2. Задачи сельского электроснабжения (И. А. Будзко)	8
2.1. Качество электрической энергии	8
2.2. Надежность электроснабжения и средства для повышения ее уровня	11
2.3. Снижение потерь электроэнергии и ее рациональное использование	15
Глава 3. Электрические нагрузки сельскохозяйственных потребителей (М. С. Левин)	20
3.1. Общие сведения	20
3.2. Простейшие вероятностно-статистические модели определения расчетных нагрузок	25
3.3. Вероятностные характеристики нагрузок сельскохозяйственных потребителей. Расчет нагрузок по их вероятностным характеристикам	28
3.4. Определение расчетных нагрузок электрических сетей с помощью коэффициентов одновременности	36
3.5. Прогнозирование электропотребления и коэффициента роста нагрузок	42
3.6. Нагрузки комплексов по промышленному производству сельскохозяйственной продукции	45
Глава 4. Устройство наружных электрических сетей (И. А. Будзко)	48
4.1. Общие сведения	48
4.2. Провода и кабели	54
4.3. Изоляторы воздушных линий	60
4.4. Опоры воздушных линий	62
4.5. Вводы в здания	70
4.6. Активные и индуктивные сопротивления проводов	71
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	87
5.2.3. Выбор плавких предохранителей, автоматов и сечения проводов и кабелей по допустимому нагреву	87

5.3. Расчет электрических сетей по потере напряжения	90
5.3.1. Расчет разомкнутых трехфазных сетей с равномерной нагрузкой фаз по потере напряжения	91
5.3.2. Расчет стальных проводов	101
5.3.3. Расчет разомкнутых трехфазных сетей с неравномерной нагрузкой фаз	105
5.3.4. Трехфазно-однофазные сети	116
5.3.5. Расчет замкнутых сетей	120
5.3.6. Определение допустимой потери напряжения в сети	134
5.4. Регулирование напряжения в сельских электрических сетях	150
5.4.1. Регулирование напряжения генераторов сельских электростанций ..	150
5.4.2. Применение сетевых регуляторов напряжения и конденсаторов	151
Глава 6. Механический расчет воздушных линий (И. А. Будзко)	157
6.1. Определение механических нагрузок на провода	157
6.2. Механический расчет проводов	163
6.3. Механический расчет опор	171
Глава 7. Токи короткого замыкания и замыкания на землю (И. А. Будзко)	179
7.1. Общие сведения	179
7.2. Составление расчетных схем	182
7.3. Начальный период короткого замыкания	186
7.4. Определение токов короткого замыкания по расчетным кривым	192
7.5. Определение токов короткого замыкания в сельских сетях напряжением выше 1 кВ	196
7.6. Несимметричные короткие замыкания	199
7.7. Определение токов короткого замыкания в сельских сетях напряжением 380 В	203
7.8. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью	205
Глава 8. Перенапряжения и защита от них (И. А. Будзко)	209
8.1. Понятие о грозе и атмосферных перенапряжениях	209
8.2. Защита от прямых ударов молнии	213
8.3. Защита от наведенных перенапряжений	218
8.4. Защита сельских электрических установок от атмосферных перенапряжений	224
Глава 9. Электрическая аппаратура (Т. Б. Лещинская)	232
9.1. Электрические контакты	232
9.2. Электрическая дуга	239
9.3. Изоляторы электрических установок	243
9.4. Автоматические воздушные выключатели	247
9.5. Предохранители с плавкой вставкой	254
9.6. Масляные выключатели	264
9.7. Безмасляные выключатели	270
9.8. Разъединители, короткозамыкатели и отделители	274
9.9. Приводы к коммутационной аппаратуре	281
9.10. Измерительные трансформаторы	285
9.11. Конденсаторы для повышения коэффициента мощности	294
9.12. Выбор электрической аппаратуры	297
Глава 10. Релейная защита и автоматизация систем сельского электроснабжения (В. И. Сукманов)	303
10.1. Назначение и общая характеристика релейной защиты и автоматизации	303

10.2. Требования, предъявляемые к устройствам релейной защиты и автоматики	304
10.3. Основные принципы релейной защиты	306
10.4. Общие сведения о реле защиты. Принципы действия и устройство реле разных типов	307
10.5. Схемы включения вторичных реле защиты и автоматики	318
10.6. Источники оперативного тока	321
10.7. Максимальная токовая защита	325
10.8. Токовая отсечка	337
10.9. Максимальная токовая направленная защита	339
10.10. Дифференциальная токовая защита	343
10.11. Защита трансформаторов	348
10.12. Защита генераторов	351
10.13. Защита воздушных линий в сетях напряжением 0,38 кВ	354
10.14. Автоматическое повторное включение линий электропередач	359
10.15. Автоматическое включение резервного питания	366
10.16. Автоматическое регулирование возбуждения синхронных генераторов	371
10.17. Автоматическая форсировка возбуждения и гашения магнитного поля генераторов	375
10.18. Автоматическое включение синхронных генераторов на параллельную работу	378
10.19. Устройства для определения мест повреждения на воздушных электрических линиях	382
<i>Глава 11. Сельские трансформаторные подстанции (И. А. Будзко)</i>	388
11.1. Общие сведения	388
11.2. Схемы соединений подстанций на напряжение 35...110/10 кВ	389
11.3. Конструкции распределительных устройств районных трансформаторных подстанций	396
11.4. Трансформаторные подстанции напряжением 6...10/0,38 кВ	402
<i>Глава 12. Сельские электрические станции (Т. Б. Лещинская)</i>	411
12.1. Общие сведения	411
12.2. Дизельные электрические станции	412
12.3. Гидравлические электрические станции	420
12.4. Ветроэлектрические станции	424
<i>Глава 13. Резервные электростанции (Т. Б. Лещинская)</i>	428
13.1. Общие сведения	428
13.2. Передвижные и стационарные резервные электростанции	429
13.3. Электростанции с приводом от тракторов	437
13.4. Выбор мощности резервных электростанций	439
13.5. Обслуживание резервных дизельных электростанций	441
<i>Глава 14. Техничко-экономические показатели систем электроснабжения сельских районов (Т. Б. Лещинская)</i>	444
14.1. Основные положения технико-экономических расчетов	444
14.2. Годовые эксплуатационные издержки	450
14.3. Затраты на производство и передачу электроэнергии	454
14.4. Пример выбора варианта развития СЭСР по нескольким критериям	457
14.5. Техничко-экономическое обоснование мероприятий повышения надежности	460

Глава 15. Проектирование систем сельского электроснабжения (Т. Б. Лещинская)	463
15.1. Общие сведения	463
15.2. Выбор схем электрических линий и трансформаторных подстанций	466
15.3. Обеспечение нормативных уровней надежности электроснабжения при проектировании	471
15.4. Проектирование электропроводок в производственных и обществен- ных зданиях	475
Глава 16. Монтаж, эксплуатация и ремонт установок сельского электро- снабжения (И. А. Будзко)	478
16.1. Монтаж воздушных линий	478
16.2. Прокладка кабелей	482
16.3. Монтаж трансформаторных подстанций и пунктов	486
16.4. Основные задачи эксплуатации электрических сетей	486
16.5. Эксплуатация воздушных электрических сетей	488
16.6. Ремонт воздушных электрических сетей	494
16.7. Организация эксплуатации и ремонта электрических сетей	496
Приложения	498

Учебное издание

**Будзко Игорь Александрович, Лещинская Тамара Борисовна,
Сукманов Валентин Иванович**

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА

Учебник для высших учебных заведений

Художественный редактор *В. А. Чуракова*
Технический редактор *Т. Я. Белобородова*
Корректоры *Г. В. Абатурова, Е. В. Кудряшова*

Лицензия №010159 от 06.03.97 г.

о в набор 20.11.2000. Подписано в печать 25.09.2000. Формат 60 × 88^{1/16}.
1 офсетная № 1. Гарнитура Ньютон. Печать офсетная. Усл. печ. л. 32,83.
Усл. кр. отт. 32,83. Уч.-изд. л. 34,33. Изд. № 213. Тираж 3000 экз.
Заказ № 2073 . «С» № 081.

Федеральное государственное ордена Трудового Красного Знамени
унитарное предприятие «Издательство «Колос»,
107807, ГСП-6, Москва, Б-78, Садовая-Спаская, 18

Типография ОАО «Внешторгиздат»,
127576, Илимская, 7

ISBN 5-10-003172-7



9 785100 031727