Библиотека СОК

Г. Е. ПОСПЕЛОВ
В. Т. ФЕДИН

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Допущено Министерством
народного образования БССР
в качестве учебного пособия
для студентов энергетических
специальностей втузов

2-е издание, исправленное
и дополненное

МИНСК
«ВЫШЭЙШАЯ ШКОЛА»
1988

ББК 31.27я73
П 62
УДК 621.311.001.63(075. 8)

Рецензенты:

кафедра «Электрические системы» Ивановского энергетического института имени В. И. Ленина; заведующий кафедрой «Автоматизированные электроэнергетические системы» Новосибирского электротехнического института доктор технических наук, профессор *В. М. Чебан*

П $\frac{2302040000-125}{M304(03)-88}$ 16—88

ISBN 5—339—00015—X

© Издательство «Вышэйшая школа», 1978
© Издательство «Вышэйшая школа», 1988,
с исправлениями и дополнениями

Посвящается
светлой памяти
Ирины Анатольевны
Федоровой

ПРЕДИСЛОВИЕ

В соответствии с решениями XXVII съезда КПСС в двенадцатой пятилетке будет продолжаться увеличение производства электроэнергии, развитие энергосистем, рост мощностей объединяемых в системы электрических станций, создание объединенных и единых энергетических систем. Это ставит перед инженерами-электриками ответственные задачи, одна из которых — проектирование электрических систем и сетей — требует применения теоретических знаний для решения сложных комплексных вопросов. Впервые с необходимостью решения указанных вопросов будущий инженер-электрик встречается в курсовом проектировании, являющемся важной формой учебной работы.

Курсовое проектирование должно способствовать закреплению, углублению и обобщению знаний, полученных студентами по данной и смежным дисциплинам на лекциях, практических занятиях, в лабораториях и на производственной практике, воспитанию навыков самостоятельной творческой работы, ведения инженерных расчетов и технико-экономического анализа.

Выполняя курсовое проектирование, студент учится пользоваться справочной литературой, ГОСТами, едиными нормами и расценками, таблицами, номограммами, приобретает навыки составления технико-экономических записок, подготавливается к дипломному проектированию.

Дипломное проектирование — заключительный этап обучения студентов в высшем учебном заведении, а дипломный проект — выпускная работа, по которой Государственная экзаменационная комиссия с учетом работы студента в течение всего срока обучения присваивает ему квалификацию инженера.

Целью дипломного проектирования является систематизация и расширение теоретических знаний, углубленное изучение студентами проблем электрических систем и сетей, овладение навыками самостоятельного решения инженерных задач по профилирующей специальности.

В задачу дипломного проектирования входит изучение практических инженерных методов решения комплексных вопросов планирования производственных процессов, сооружения линий электропередач, подстанций и других элементов электрических сетей и систем, а также дальнейшее развитие у студентов расчетно-графических навыков, необходимых для проектной работы. В процессе проектирования студент применяет знания, полученные при изучении курса «Электрические системы и сети» и смежных дисциплин. Ему приходится решать задачи, не имеющие однозначного решения, оценивать ряд факторов и самостоятельно отвечать на вопросы.

Самостоятельная работа студентов по проектированию элекрических сетей играет существенную роль в подготовке инженеров. Выполнение проекта должно быть не механическим копированием имеющихся образцов, а осознанным творческим процессом и сопровождаться глубоким пониманием студентом существа рассматриваемых задач и вопросов. В то же время работа над проектом проводится в сравнительно короткое время. Поэтому в качестве руководства для студентов авторы подготовили 2-е издание систематизированного учебного пособия по курсовому и дипломному проектированию (1-е вышло в 1978 г. под названием «Проектирование электрических сетей и систем»). Основное содержание данного пособия — изложение методик расчета электрических режимов, определение технико-экономических показателей и проектирования механической части сетей и электрических систем. Для более глубокого изучения студентами в курсовом и дипломном проектах поставленных задач в каждом разделе предлагаемого учебного пособия даются необходимые теоретические сведения.

Цели и задачи проектирования, исходные данные и положения, необходимые для выполнения проектов, требования к их оформлению определены и описаны во введении и в гл. 1 пособия. В последующих главах приводятся основные сведения, необходимые студенту при выполнении курсового и дипломного проектов.

Особенность проектирования электрических систем и сетей заключается в тесной взаимосвязи технических и экономических расчетов. Поэтому в данном учебном пособии большое внимание уделяется технико-экономическим показателям и экономическим обоснованиям технических решений. Технико-экономические показатели электрических сетей и систем рассматриваются в гл. 3, материал которой служит основой для технико-экономического анализа при проектировании. Такой анализ и выбор оптимального варианта электрической сети не могут быть произведены в совре-

менных условиях без учета надежности сравниваемых вариантов. В гл. 4 кратко изложены методы расчета основных показателей надежности электрических сетей и систем, а также количественного учета фактора надежности при технико-экономическом сравнении вариантов. В гл. 5 описана методика применения технико-экономических расчетов для выбора окончательного варианта электрической сети. Алгоритмы расчета надежности довольно сложны, поэтому иллюстрируются примерами. Материалы этих глав, так же как и гл. 6 и 7, посвященных электрическим расчетам режимов электрических систем и сетей, могут быть использованы в курсовом и дипломном проектировании.

В гл. 8 содержатся методы определения параметров различных устройств, устанавливаемых в электрических сетях для снижения потерь мощности и энергии и повышения их пропускной способности. При проектировании эти вопросы обычно рассматриваются после выбора конфигурации и основных параметров электрической сети. Они могут включаться в курсовой и дипломный проекты и составлять предмет учебно-исследовательской работы. Материал гл. 9, в которой кратко изучаются особенности проектирования протяженных электропередач, также предназначен для применения в курсовом и дипломном проектировании.

В гл. 10 описывается последовательность расчетов механической части воздушных линий и методов выбора их основных конструктивных решений. В курсовой проект могут включаться отдельные вопросы этой главы, например, изложенные в § 10.4...10.6 и 10.11. В целом же весь комплекс вопросов, которые изучаются в этой главе, решается в дипломных проектах, связанных с разработкой воздушных линий электропередач.

В гл. 11 излагаются основы выбора конструктивных параметров принципиально новых электропередач — криопроводящих и сверхпроводящих,— а также методы определения электрических, криогенных параметров и пропускной способности этих передач. Рассмотрены электрические схемы криогенных электропередач и методика расчета технико-экономических показателей. Материал по криогенным электропередачам включается в учебное пособие впервые. При его подготовке был использован опыт выполнения в течение ряда лет дипломных проектов и учебно-исследовательских работ по этой тематике на кафедре «Электрические системы» Белорусского политехнического института. Содержание данной главы может быть использовано не только для дипломного проектирования и учебно-исследовательских работ, но также для

выполнения специальных курсовых проектов по криогенным электропередачам.

Ввиду ограниченности объема пособия в нем не удалось поместить необходимые для проектирования справочные и нормативные материалы. Поэтому в соответствующих местах текста даются ссылки на литературу, перечень которой приведен в конце книги.

Авторы данного учебного пособия не претендуют на полное и систематическое изложение всех вопросов, связанных с проектированием электрических систем, поэтому оно не может в полной мере заменить соответствующих учебников.

Материал книги между авторами распределен следующим образом: Г. Е. Поспелов написал предисловие, введение, гл. 1 и 2, кроме § 1.6 и 2.1, гл. 3, 5, § 6.1...6.5, 6.8, 7.1...7.9, гл. 9; В. Т. Федин — § 1.6, 4.1...4.3, 6.7, 6.9, 7.10, гл. 8, 10, 11, приложение; § 2.1, 4.4, 4.5, 6.6 написаны Г. Е. Поспеловым и В. Т. Фединым совместно.

Авторы выражают благодарность рецензентам: коллективу кафедры «Электрические системы» Ивановского энергетического института имени В. И. Ленина (зав. кафедрой канд. техн. наук, доц. Б. Я. Прахин) и заведующему кафедрой «Автоматизированные электроэнергетические системы» Новосибирского электротехнического института д-ру техн. наук, проф. В. М. Чебану.

Все замечания и рекомендации просьба направлять по адресу: 220048, Минск, проспект Машерова, 11, издательство «Вышэйшая школа».

Авторы

ВВЕДЕНИЕ

Краткая характеристика развития электрических сетей и систем. Начало развития электрических систем в нашей стране было положено планом ГОЭЛРО — планом электрификации России. Его идеи привели к созданию объединенных энергетических систем, в том числе и Единой энергетической системы (ЕЭС). Задачу проектирования электрических систем следует рассматривать как задачу развития Единой энергетической системы СССР. При проектировании электрических систем важно учитывать интересы и специфику административных и экономических районов. Поэтому проектирование развития ЕЭС СССР должно основываться на учете развития отдельных энергосистем и их объединений.

В соответствии с основными положениями Энергетической программы СССР на длительную перспективу в ближайшие два десятилетия намечено завершение формирования ЕЭС страны, сооружение магистральных линий электропередачи напряжением 1150 кВ переменного и 1500 кВ постоянного тока.

Создание мощных электрических систем обусловлено их большими технико-экономическими преимуществами. С увеличением их мощности появляется возможность сооружения крупных электрических станций с более экономичными агрегатами, повышается надежность электроснабжения потребителей, более полно и рационально используется оборудование.

Формирование электрических систем осуществляется с помощью электрических сетей, которые выполняют функции передачи энергии и электроснабжения потребителей. С учетом этого и ведется их проектирование.

Цели и задачи проектирования. Курсовой проект по дисциплине «Электрические системы и сети» выполняют на IV курсе студенты, обучающиеся по электроэнергетическим специальностям. Этот проект должен развить у студента навыки практического использования знаний, которые он получил при изучении курса «Электрические системы и сети». Следующий за теоретическим изучением курса учебный проект завершает работу над этой важной для каждого электроэнергетика дисциплиной.

Первые шаги в области проектирования убеждают студента, что полученные знания, умение проводить различные расчеты сетей

недостаточны для выполнения проекта. Расчетные задачи решаются по определенным формулам по известной методике на основе необходимых исходных данных. Задачи, которые поставлены в проекте электрической сети, в большинстве случаев не имеют однозначного решения. Выбор наиболее удачного варианта электрической сети производится не только путем теоретических расчетов, но и на основе различных соображений, производственного опыта. Выполнение курсового проекта и дает возможность студенту получить некоторый опыт и навыки проектирования еще в стенах вуза. Разумеется, на практической работе после окончания учебного заведения придется накапливать этот опыт, развивать проектное мышление, и только после нескольких лет молодой инженер становится полноценным специалистом в области проектирования электрических сетей.

Любой проект электрической сети состоит из двух следующих основных разделов:

1) выбор наиболее рациональных вариантов схем электрической сети и электроснабжения потребителей;

2) сопоставление этих вариантов по различным показателям;

3) выбор в результате этого сопоставления и технико-экономического расчета наиболее приемлемого варианта;

4) расчет характерных режимов работы электрической сети;

5) решение вопросов, связанных с регулированием напряжения;

6) определение технико-экономических показателей электрической сети.

Следует учитывать, что к электрической сети предъявляются определенные технико-экономические требования, с учетом которых и производится выбор наиболее приемлемого варианта.

Экономические требования сводятся к достижению по мере возможности наименьшей стоимости передачи электрической энергии по сети, поэтому следует стремиться с снижению капитальных затрат на сооружение сети. Необходимо также принимать меры к уменьшению ежегодных расходов на эксплуатацию электрической сети. Одновременный учет капитальных вложений и эксплуатационных расходов может быть произведен с помощью метода приведенных затрат. В связи с этим оценка экономичности варианта электрической сети производится по приведенным затратам.

Выбор наиболее приемлемого варианта, удовлетворяющего технико-экономическим требованиям,— это один из основных вопросов при проектировании любого инженерного сооружения, в том числе и электрической сети.

Содержание проекта во многом зависит от вида сети, ее назначения. В учебном проекте в большинстве случаев решаются вопросы электроснабжения района с промышленной и сельской

нагрузками от электрической станции или районной подстанции энергосистемы. При реальном проектировании сетей и линий электропередачи рассматривается более обширный круг вопросов. В частности, сюда входят:

1) изыскание трасс линий электрической сети;
2) разработка схемы сети;
3) выбор номинальных напряжений;
4) расчеты сечений проводов;
5) определение числа и мощности силовых трансформаторов на подстанциях, питающихся от проектируемой сети;
6) электрический расчет сети в основных нормальных и аварийных режимах;
7) выбор способов регулирования напряжения, определение места установки и мощности устройств для регулирования напряжения;
8) расчет конструктивных параметров проводов, опор и фундаментов воздушных линий;
9) определение основных технико-экономических показателей электрической сети;
10) организация эксплуатации проектируемой сети.

В процессе реального проектирования решают также и ряд других важных вопросов. К ним относятся разработка мероприятий по снижению потерь мощности и энергии в сети, релейная защита, расчет заземляющих устройств подстанций и опор линий, средств по грозозащите линий и подстанций. В данном пособии эти вопросы не рассматриваются, так как они выходят за пределы курса «Электрические системы и сети».

Исходные данные для выполнения проекта. Важный этап в работе над реальным проектом электрической сети — сбор необходимых материалов и исходных данных:

1) план (карта) района, в котором проектируется электрическая сеть. На плане должны быть указаны расположение существующих и проектируемых потребителей электроэнергии, электрических станций и подстанций, а также трассы действующих линий сетей 35 кВ и выше;
2) схема соединения существующей сети (однолинейная), на которой указываются параметры оборудования: длина ЛЭП, марки и сечения проводов, мощности генераторов, трансформаторов и т. д., если район питается от какой-либо электрической сети, подлежащей расширению или реконструкции. Должны быть выяснены напряжения узловых точек сети при различных режимах ее работы (наибольших и наименьших нагрузок, аварийные);
3) данные о нагрузках сети, их мощности, перспективах роста на ближайшие 5—10 лет, графики нагрузок, состав нагрузок по категориям надежности электроснабжения;
4) сведения о климатических условиях в районе сооружения электрической сети.

При выполнении учебного проекта некоторые из этих данных могут быть опущены. В ряде случаев в качестве исходного материала для учебного проектирования могут быть заданы:

1) расположение потребителей электрической энергии, их мощность в режиме наибольших и наименьших нагрузок;

2) расположение источника питания (станции, районной подстанции);

3) коэффициенты мощности нагрузок и их категории по степени надежности электроснабжения.

Содержание проекта и его оформление. Выше уже перечислялись основные вопросы, которые обычно решаются в проекте сети, предназначенной для электроснабжения потребителей района.

Проект состоит из двух или трех основных частей, каждая из которых имеет определенный объем: 1) электрической (50 %); 2) механической, т. е. расчетов проводов и опор на механическую прочность (20 %); 3) специального вопроса (30 %).

В качестве специального вопроса могут быть предложены дополнительные расчеты, разработка конструктивных элементов сети или выполнение какого-либо задания исследовательского характера. Могут выполняться и проекты без специального вопроса. Тогда на электрическую часть должно быть отведено не менее 75...80 % всего объема. Остальная часть объема должна быть представлена расчетами механической части линий.

Проект должен быть оформлен в соответствии с общими методическими указаниями по курсовому и дипломному проектированию. Курсовой проект выполняется в виде 2...3 листов чертежей с расчетно-пояснительной запиской объемом 30...35 страниц. Объем расчетно-пояснительной записки для дипломного проекта может составлять 100...150 страниц (80...120 страниц при машинописном исполнении), графическая часть — 8...10 листов формата 24.

Пояснительная записка состоит из ряда разделов, посвященных одному или нескольким вопросам. В каждом разделе должны быть сформулированы конкретные задачи, пояснена методика, с помощью которой проектант предполагает их решать, приведено решение и полученные выводы. При этом приходится выполнять ряд расчетов.

Для проведения расчетов сначала нужно привести расчетную формулу и пояснить все входящие в нее величины. Можно указать также и источники, из которых эта формула взята. Далее следует подставить в формулу числовые значения и записать окончательный результат с указанием единицы измерения. Все промежуточные вычисления могут быть опущены.

Если в данном разделе приходится выполнять ряд аналогичных расчетов, то нужно привести расчет только для одного случая, а результаты всех остальных целесообразно объединить в наглядную таблицу.

Пояснительную записку к проекту не следует загромождать большим количеством расчетов, особенно однотипных. Важнее в ней изложить принципиальные положения проекта, сделать анализ результатов сравнительных расчетов, выводы о целесообразности применения тех или иных решений, схем, конструкций и т. п.

Особое внимание нужно обратить на технико-экономические обоснования принимаемых в проекте решений. В некоторых случаях имеет смысл разделить пояснительную записку на две части. В первую часть включаются перечисление поставленных вопросов, методика их решения, анализ результатов расчетов и окончательные выводы. Вторая часть — чисто расчетная. Она объединяет все необходимые расчеты и представляет дополнение к первой части.

Желательно, чтобы темы курсовых и особенно дипломных проектов носили реальный характер. Одна из возможностей такой тематики — участие студентов в хоздоговорной и госбюджетной научно-исследовательской работе кафедры.

1. ИСХОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И СИСТЕМ

1.1. ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

На первой стадии разработки проекта следует сформулировать основные задачи, которые должны быть в нем рассмотрены. Их решение определяется особенностями района, в котором находятся предполагаемые потребители электрической энергии, и свойствами самих потребителей. Поэтому в проекте приводятся основные данные, характеризующие район расположения потребителей электрической энергии, а также энергетические источники, местные электростанции и энергоресурсы. В частности, должно быть освещено следующее:

1) географическое расположение района, подлежащего электрификации, его площадь, численность населения, число городов, поселков, колхозов;

2) климатические особенности района, высшая, низшая и среднегодовая температуры, наблюдаемые гололедные образования, отмечаемые скорости ветра и его направления;

3) данные о потребителях электрической энергии, их географическом расположении, мощности с учетом перспективного развития на 5...10 лет, отнесение потребителей к категориям по степени их ответственности;

4) природные ресурсы района и их использование;

5) сведения об энергоисточниках района.

Если задача проекта состоит в расширении существующей сети, должны быть приведены сведения о ее параметрах. При выполнении учебного проекта некоторые из перечисленных выше сведений могут отсутствовать. В таком случае ими следует задаться, согласуя это с руководителем проекта. В этом же разделе должны быть приведены следующие исходные данные для дальнейшего проектирования:

1) о центре питания (электрическая станция, районная подстанция), от которого предполагается осуществлять питание потребителей (здесь должны быть указаны схема, наличие разных номинальных напряжений 35, 110, 220 кВ и т. д.); о поддерживаемых напряжениях на шинах центра питания в различных режимах (при наибольшей и наименьшей нагрузках);

2) о стоимости потерянной в сетях электроэнергии;

3) о стоимости одного установленного киловатта мощности на электрических станциях системы.

1.2. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАДАЧИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Проектирование электрических систем, как правило, не начинается «с нуля». Электрические системы формируются из работающих станций, энергоузлов, часто из уже существующих более мелких систем. Их географическое расположение, народнохозяйственная значимость и перспективный план дальнейшего развития — важнейшие факторы, на основании которых определяются экономические предпосылки проектирования энергосистем. Основная задача проектирования электрической системы состоит в выборе ее оптимальной структуры, т. е. в отыскании оптимального варианта развития генерирующих мощностей энергосистемы в совокупности с системообразующими линиями электропередачи. Проектом должно предусматриваться сооружение таких новых электростанций и электропередач, при которых можно будет достичь наиболее экономичных показателей создаваемой электрической системы.

В экономических предпосылках для проектирования электрических систем, кроме общих принципиальных положений, определяемых закономерностями планового развития социалистического народного хозяйства, содержится ряд положений, которые зависят от конкретных условий. Для определения конкретных экономических предпосылок необходимо произвести предварительные исследования по трем направлениям:

1) выявить электропотребление, его объем и размещение, изменение электропотребления во времени (графики нагрузки);

2) рассмотреть топливные ресурсы, возможности создания тепловых электростанций, потребность в тепловой энергии для промышленности и бытовых нужд;

3) обследовать водные ресурсы, произвести водно-энергетические и водохозяйственные расчеты, проанализировать необходимость построения гидростанций.

Подробная разработка перечисленных вопросов позволит выявить и обосновать экономические предпосылки развития электрических систем.

Задача проектирования электрических систем состоит в установлении наилучших путей их развития, определении объектов нового энергетического строительства и сроков их ввода с расчетом покрытия энергетических потребностей при наиболее благоприятных технико-экономических показателях. Проектирование электрических систем должно включать техническое и экономическое обоснование развития электрических станций, электрических сетей и средств их эксплуатации, в том числе и средств управления.

Проектирование электрических систем осуществляется в следующем порядке. Прежде всего составляется технико-экономический доклад (ТЭД), в котором предусматривается решение принципиальных вопросов на перспективу (15...20 лет). В технико-экономическом докладе устанавливаются:

1) оптимальные пропорции развития различных типов электростанций (КЭС на разных видах топлива, ТЭЦ, ГЭС, АЭС, специализированных типовых установок), условия их использования и основные параметры;

2) главные принципы построения ЕЭС (определение направлений и параметров дальних передач, выбор системы напряжений основной сети ЕЭС и т. п.) и принципиальные вопросы организации ЕЭС и управления ею;

3) размеры капиталовложений и материальных ресурсов, необходимых для намечаемого развития энергетики.

На основании ТЭДа формулируются требования к смежным отраслям промышленности (энергомашиностроительной, электротехнической, топливной), принимаются решения о направлениях научно-исследовательских работ, готовится технико-экономическое обоснование (ТЭО) сооружения крупных электростанций, выбираются параметры нового энергетического и электротехнического оборудования.

В дальнейшем проектировании, осуществляемом на основании ТЭДа, предусматривается составление схем развития (системы, линий передачи, распределительных сетей, организации эксплуатации, в том числе диспетчерского управления) и технического проекта, включающего вопросы системной автоматики.

Схемы развития Единой энергетической системы и объединенных электрических систем (ОЭС), обычно разрабатываемые на 5 лет с учетом последующих 5...7 лет, представляют собой такие проектные материалы, на основании которых выделяются средства на проектирование электростанций, линий электропередачи и подстанций основной сети и разрабатываются пятилетние планы строительства. Обычно это называется открытием титула.

В задачи разработок схем входят обоснование рекомендаций по размещению, мощности и очередности строительства отдельных электростанций на перспективу до 10 лет, выбор конфигурации, параметров и очередности развития основной сети, выявление основных требований к противоаварийной автоматике. На основании полученных схем оцениваются потребности в капиталовложениях, топливе, оборудовании.

Схемы развития отдельных электрических систем подготавливаются после разработки схем ЕЭС и ОЭС. Они обычно составляются более подробно на 5 лет, при этом учитывается дальнейшая перспектива их роста, которая также охватывает примерно пятилетний период (иногда 2...3 года). Разработка схем развития электрических систем включает следующее:

1) составление балансов активной и реактивной мощностей и энергии, выбор оптимальных источников энергии и обеспечение достаточной надежности работы;

2) расчет основных показателей суммарного потребления энергии, что в значительной мере содействует успешному решению задач проектирования;

3) определение конфигурации, параметров и очередности строительства сетей;

4) выявление необходимых объемов капиталовложений в оборудование всех видов (всех типов электростанций и подстанций).

Схемы развития распределительных сетей системы распространяются на сетевые районы, промышленные узлы, города, электрифицируемые железные дороги, сельские местности. Они служат исходным материалом для проектирования отдельных линий электропередачи, подстанций, сети города, сельского района и прочих проектных работ, связанных с развитием и реконструкцией электрической сети. При разработке схем решаются следующие задачи:

1) выбор конфигурации распределительной сети;

2) установление параметров сети;

3) обоснование параметров подстанций;

4) составление рекомендаций по очередности строительства;

5) определение необходимых объемов капиталовложений.

Схемы организации эксплуатации электрических систем выполняются в соответствии со схемами развития энергосистем. При их составлении намечаются способы ремонтного обслуживания электростанций, ремонтно-эксплуатационного и оперативного обслуживания электрических сетей, организации диспетчерского управления, выполнения каналов связи и схем телемеханики, создания структуры административного управления энергосистемой. В соответствии с полученными материалами устанавливаются объемы капиталовложений в технические средства, которые необходимы для эксплуатации. После осуществления этих работ составляются схемы развития средств диспетчерского и административного управления системами. На данном этапе проектирования дается технико-экономическое обоснование организации и развития средств автоматического регулирования, вычислительной техники, телемеханики и связи и рассматриваются такие вопросы:

1) структура диспетчерского управления и основное оборудование диспетчерских пунктов;

2) виды необходимого автоматического регулирования, телемеханики, вычислительной техники и связи;

3) схемы каналов связи, телемеханики и автоматического регулирования;

4) объемы капитальных вложений.

Технический проект противоаварийной автоматики системы выполняется после утверждения схем развития. При выполнении технического проекта разрабатываются структурная схема противоаварийной автоматики и схемы размещения устройств по объектам. Этой работе предшествует расчет режима электрической системы, в том числе анализ статической и динамической устойчивости, учитывающий структурную схему автоматики, средства улучшения устойчивости. Технический проект служит основой для составления рабочих чертежей, разработки противоаварийной автоматики и релейной защиты и управления.

Технико-экономическое обоснование решений, принимаемых при проектировании электрических систем, сводится к сопоставлению вариантов выполнения схем, проектов для системы в целом или для отдельных ее элементов. Сравниваемые варианты должны быть технически сопоставимыми, т. е. позволять выполнять необходимую задачу при удовлетворении всех технических требований, установленных соответствующими нормами, обеспечивая при этом необходимую надежность. Они должны быть также экономически сопоставимыми, т. е. давать одинаковый производственный эффект (включая неэнергетическую продукцию, если рассматриваются комплексные объекты) и учитывать весь комплекс народнохозяйственных затрат, которые связаны с его достижением (с учетом затрат, вложенных в смежные звенья энергетики и сопряженные отрасли народного хозяйства). Варианты оцениваются и по показателям, которые сопоставимы с точки зрения полноты учета конкретных условий сооружения и эксплуатации объектов, уровня применяемых цен и тарифов, уровня техники строительных работ и т. д.

Расчетный срок, для которого сравниваются варианты структуры энергосистем и схемы основных сетей,— 10 лет, варианты распределительных сетей — 5 лет. При расчетах потери энергии учитываются только для энергетических объектов нового строительства и оценивается разница этих потерь энергии в сети для сравниваемых вариантов. Обычно для энергетических объектов (систем и др.) экономические характеристики в области минимума весьма пологи. Поэтому часто могут появляться варианты, отличающиеся по приведенным затратам не более чем на 3...5 %. Такие варианты считаются равноэкономичными, и в пределах зоны равноэкономичности лучший вариант выбирается уже не по технико-эномическим показателям, а по оценке тех качеств варианта, которые не учитывались при сравнении (перспективности, надежности, конъюнктуры получения оборудования, степени влияния на биосферу, демографических и социальных факторов и т. д.).

Вследствие неопределенности исходной информации, положенной в основу принятия решений, рекомендуется производить анализ вариантов и их технико-экономическую оценку для различных альтернатив исходных показателей, например, для разных уровней потребления энергии, размещения потребителей и электростанций, а также применять специальные методы исследований.

1.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Важнейшим исходным материалом, определяющим в значительной мере качество решения задач проектирования энергосистем, служат данные о масштабах электропотребления и электрических нагрузок на соответствующие проектные расчетные уровни. Решения наиболее целесообразны, если в расчетах учитываются динамика роста нагрузок во времени и развитие систем электроснабжения. Необходимо, чтобы при проектировании новых электростан-

ций, подстанций и линий развитие энергетических систем рассматривалось на достаточно длительный период времени — 10...20 лет с учетом изменения всех расчетных параметров. В результате важно найти такой вариант постепенного развития, такую очередность включения новых энергетических объектов разного назначения, при которых, с одной стороны, была бы обеспечена возможность надежного электроснабжения всей совокупности намечаемых к присоединению потребителей энергии и, с другой стороны, для этого потребовались бы наименьшие затраты народного хозяйства на протяжении заданного перспективного периода.

Проектирование энергосистемы как весьма сложного комплекса энергообъектов ведется с большим опережением во времени по сравнению с проектированием отдельных промышленных объектов, энергопитание которых должно производиться от проектируемой системы. Поэтому весьма сложно получение достаточно надежных исходных данных относительно роста электропотребления промышленности, транспорта, сельского хозяйства.

В каждом конкретном случае проектирования той или иной энергосистемы выявление электропотребления и составление графиков нагрузки может быть проведено лишь как вероятное, которое обосновано общими директивными указаниями, работами Госплана и проектно-исследовательских институтов. Важно определить основные показатели расходной части электробаланса, к которым относятся электропотребление, максимум нагрузки энергосистемы и режим электропотребления. Рассмотрим некоторые методы прогнозирования электропотребления и определения нагрузок.

Метод прямого счета основан на определении ожидаемого электропотребления по отдельным отраслям народного хозяйства и последующем суммировании полученных результатов. Электропотребление отдельных отраслей может быть подсчитано по методу удельного расхода электроэнергии на единицу продукции. Удельные расходы электроэнергии принимаются с учетом планируемого улучшения технологии, внедрения нового оборудования, совершенствования организационных форм управления промышленностью.

Суммарное ожидаемое электропотребление в энергосистеме на этап времени t можно представить в виде

$$W_t = \sum_{i=1}^{n} W_{\text{уд}it} \Pi_{it},$$

где n — число групп потребления; $W_{\text{уд}it}$ — удельный расход электроэнергии на единицу продукции в i-й группе потребителей в году t; Π_{it} — планируемый объем выпуска продукции в году t в i-й группе потребителей.

При расчете электропотребления системы часто выделяются следующие группы потребителей: промышленность $W_{\text{пр}}$, транспорт $W_{\text{т}}$, сельское хозяйство $W_{\text{с}}$ и коммунально-бытовой сектор $W_{\text{к}}$. Сум-

марное электропотребление тогда выразится формулой

$$W_t = W_{пр} + W_т + W_с + W_к.$$

Наиболее точно можно прогнозировать потребление электроэнергии промышленностью и транспортом, которое в современных энергосистемах составляет 70...80 % общего объема. Погрешность метода прямого счета не превышает 5...10 %.

Методы, основанные на непосредственной экстраполяции электропотребления, могут быть использованы при наличии статистической информации о потреблении электроэнергии за прошлые годы. В этом случае для прогнозирования стараются применять по возможности наиболее простые формулы, позволяющие подсчитать электропотребление в целом для энергосистемы или для отдельных узлов нагрузки. Данными формулами обычно выражаются известное электропотребление в какой-то период развития энергосистемы и среднегодовой прирост электропотребления, рассчитанный по статистическим данным предыдущих лет. Наибольшее распространение получила формула сложных процентов, согласно которой электропотребление в расчетном году t представляется в виде

$$W_t = W_0(1 + n/100)^{t-t_0},$$

где W_0 — известное (базисное) электропотребление; n — среднегодовой прирост потребления электроэнергии, %; t_0 — базисный год, в котором наблюдалось данное потребление электроэнергии.

Иногда прогнозирование электропотребления осуществляется по формуле

$$W_t = (W_0 n/100)(t - t_0)$$

или

$$W_t = W_0(1 + n/100)(t - t_0).$$

Имеются методы, основанные на функциональной зависимости между электропотреблением и одной или несколькими переменными величинами. В качестве таких показателей принимаются: индекс промышленного производства, национальный доход, объем промышленной продукции и др., по которым определяется потребление электроэнергии в энергосистеме или в отдельном узле нагрузки.

В Энергетическом институте им. Г. М. Кржижановского предложено следующее выражение *для прогнозирования электропотребления* на 5 лет:

$$W_5 = W_0 J_5 k_5,$$

где J_5 — индекс промышленного производства на пятилетний период; k_5 — коэффициент для пятилетнего прогнозирования; $k_5 = 1{,}58 - 0{,}34 J_5$. (Индексы (в экономической статистике) — относительные показатели, выражающие развитие экономических явлений. В данном случае они показывают отношение планового объема

промышленной продукции в последний год пятилетки к годовому объему, достигнутому в начале пятилетки.)

Известны и другие выражения, по которым можно рассчитать электропотребление. Во Франции, например, применяют зависимость

$$W_t = W_0 (J_t/J_0)^{0,4} 1{,}05^t,$$

где J_t и J_0 — соответственно перспективный и базисный индексы промышленного производства; t — расчетный период. Множитель в скобках учитывает снижение темпов прироста электропотребления.

Перспективным направлением следует признать разработку *экономико-математических методов* и создание *математических моделей*. Эти методы основаны на установлении корреляционной связи между потреблением энергии и факторами, влияющими на развитие энергетики. Так, например, для прогнозирования потребления электроэнергии угольными шахтами предложены зависимости между удельным электропотреблением, отнесенным к удельной установленной мощности электроприводов, и производительностью шахт.

Определение на перспективный год расчетных значений суммарной годовой потребности в электроэнергии всех групп потребителей с учетом потерь ее в электрических сетях энергосистемы и расхода на собственные нужды электростанций позволяет подсчитать основной показатель расходной части баланса электроэнергии — ее годовую выработку:

$$W_г = W_п + \Delta W_с + \Delta W_{с.н},$$

где $W_п$ — сумма годового потребления всех групп потребителей; $\Delta W_с$ — потери электроэнергии в электрических сетях энергосистемы; $\Delta W_{с.н}$ — расход электроэнергии на собственные нужды электростанций.

Плановый расчет удельных потерь электроэнергии связан со значительными трудностями. Уровень требований к точности их определения тем ниже, чем длительнее расчетный период; их значение может быть установлено на основе квалифицированного технологического прогноза. В проектных организациях величины $\Delta W_с$ и $\Delta W_{с.н}$ часто выражают в долях или процентах $W_п$ и определяют на основании опыта проектирования и эксплуатации с учетом внедрения новой техники и особенностей структуры энергосистемы.

Для определения электрических нагрузок, кроме упомянутого выше метода удельного расхода энергии на единицу продукции, укажем еще следующие.

Метод технологического графика используется для крупных заводских установок. Для них известен подробный график технологического процесса, который может быть переведен в график электрической нагрузки. К подобным нагрузкам относятся, например, крупные отжигательные печи в машиностроении. Для таких печей технологами тщательно составляется график термической обра-

ботки, по которому весьма строго регламентировано время нагрева и охлаждения. Зная рабочие мощности для периодов разогрева и охлаждения, нетрудно построить соответствующий электрический график нагрузки, который может быть распространен на несколько рабочих смен и даже суток.

То же относится и к графикам работы прокатных станов, сварочных машин при автоматическом управлении электронными приборами.

Метод удельных нагрузок на 1 м^2 производственной площади предложен [41] для применения к силовой нагрузке машиностроительных предприятий и получил распространение в практике проектных организаций при предварительных расчетах для производства с неустановившейся технологией (машиностроение). Наиболее постоянная нагрузка на 1 м^2 площади цеха создается освещением. Накопившийся опыт проектирования позволяет установить достаточно точные данные об осветительных нагрузках различных производств.

Если удельную нагрузку на 1 м^2 принять $P_{уд}$, то при площади цеха F расчетная максимальная нагрузка составит

$$P_р = P_{уд}F/1000.$$

Для представления о значении удельных нагрузок приведем следующие данные [41]: силовая нагрузка равна 50...250 В·А/м^2; осветительная нагрузка — 20...80; силовая и осветительная нагрузки вместе взятые — 70...300 В·А/м^2.

Статистический метод применяется для определения электрических нагрузок городов. Статистика ведет подробный учет потребления энергии разными категориями потребителей. Вырабатываются нормы потребления, удельные значения которых в расчете на 1 жителя или значения установленной мощности на 1000 жителей носят более или менее устойчивый характер. К таким потребителям относятся: трамвай, уличное освещение, водопровод и канализация, городская мелкомоторная нагрузка.

Расчетные нагрузки для жилых домов и общественных зданий определяются на основе значений удельных расчетных нагрузок жилых домов и значения коэффициента одновременности в зависимости от числа квартир. В табл. 1.1 приведены уточненные значения удельных нагрузок, приходящихся на одну квартиру для жилых зданий городов.

Табл. 1.1. **Удельные электрические нагрузки на одну квартиру, кВ·А**

Плиты	Число квартир									
	1	5	10	20	40	60	100	200	400	600
Газовые	1,2	1,0	0,9	0,75	0,55	0,5	0,45	0,42	0,41	0,40
Огневые	1,7	1,4	1,3	1,1	0,85	0,7	0,60	0,57	0,55	0,55
Электрические	3,0	2,5	2,1	1,8	1,40	1,2	0,95	0,85	0,80	0,80

В указанных в таблице удельных нагрузках учитываются осветительная и бытовая нагрузки, но не учитываются кондициониро-

вание воздуха, электрическое отопление и электроподогрев воды.

С течением времени нагрузки растут. Ежегодный их прирост для жилых домов с газовыми плитами составляет 4 %, для домов с огневыми плитами — 2,5 %. Для нагрузок распределительных сетей 6...20 кВ ежегодный прирост может быть и более высоким за счет электрификации коммунальных предприятий общественного обслуживания и питания.

Важное значение для проектирования энергосистем имеет выяснение другого основного показателя расходной части перспективного электробаланса — максимума суммарной электрической нагрузки энергосистемы P_{max}. Завышение P_{max} приводит к увеличению суммарной установленной мощности электростанций и неоправданному перерасходу материальных средств, а занижение — к ущербу из-за недостачи необходимых мощностей народному хозяйству страны.

Непосредственный расчет P_{max} по числу использования максимума нагрузки системы T_{max} имеет вид

$$P_{max} = W_г / T_{max}$$

или по годовому коэффициенту нагрузки $\gamma_г$

$$P_{max} = W_г / (8760\gamma_г).$$

Эти расчеты могут дать только ориентировочное значение P_{max}. Более точное значение можно найти на основе построения суммарного графика нагрузки энергосистемы.

1.4. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Для нахождения оптимального варианта развития энергосистемы необходимо иметь развернутую картину режима суммарной нагрузки, отражающую все характерные колебания потребления мощности.

Режим электропотребления отражается суммарным графиком нагрузки электрической системы. На этот режим оказывает влияние ряд факторов: состав отраслей народного хозяйства, входящих в энергосистему (особенно существенно соотношение между потреблением промышленностью и коммунально-бытовым сектором); продолжительность рабочей недели и число рабочих смен за сутки; степень загрузки отдельных смен промышленных предприятий и тенденции в ее изменении. Определяющее значение для формирования графиков нагрузки имеет состав потребителей.

Суточный график активной нагрузки системы характеризует совокупность всех потребителей. Если энергосистема имеет значительную бытовую нагрузку, то вечерний максимум значительно больше утреннего (рис. 1.1, *а*). Эта разница особенно заметна в летнее время. Летом максимум наступает позже, чем зимой, и он более пикообразный. Минимальная нагрузка составляет 50...60 % максимальной. В энергосистемах с преобладанием промышленной

нагрузки имеются два явно выраженных максимума: утренний и вечерний (рис. 1.1, *б*). Суточный график таких систем более ровный, минимальная нагрузка составляет 70...80 % максимальной. Значительная часть электропотребления во многих крупных энергосистемах приходится на долю энергоемкой промышленности

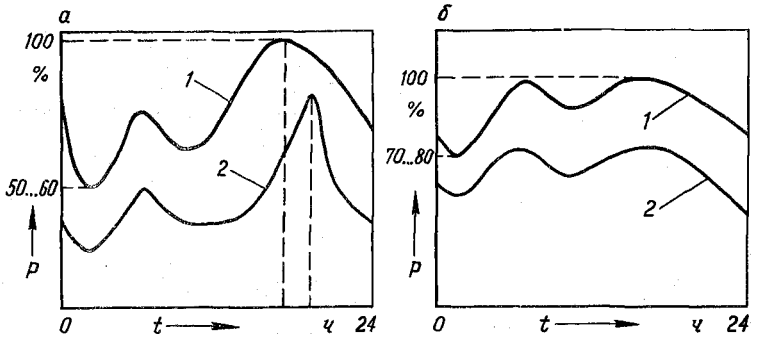


Рис. 1.1. Суточные графики активной нагрузки энергосистемы:
а — со значительной бытовой нагрузкой; *б* — с преобладанием промышленной нагрузки (*1* — зимний день; *2* — летний день).

с непрерывным технологическим процессом. В некоторых энергосистемах нагрузка утреннего максимума может быть больше, чем вечернего.

На конфигурацию суточного графика нагрузки влияют освещенность и температура воздуха. При малой освещенности в дневное время нагрузка возрастает и утренний пик становится более продолжительным (рис. 1.2, *а*). При низкой температуре воздуха зимой нагрузка также возрастает, особенно днем (рис. 1.2, *б*).

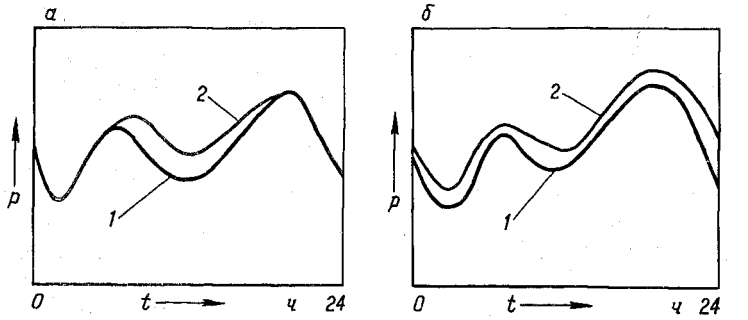


Рис. 1.2. Графики активной нагрузки энергосистемы:
а — при различной степени освещенности (*1* — ясный день, *2* — пасмурный день); *б* — при различной температуре воздуха (*1* — теплый день, *2* — холодный день).

Наиболее важные точки графика — режим максимальных нагрузок (необходимо располагать достаточным резервом мощности на электростанциях) и режим минимальных нагрузок (нужно иметь соответствующие маневренные станции с малым технологическим минимумом). В настоящее время соотношение минимальной и максимальной нагрузок в энергосистемах составляет 0,5...0,8.

Суточные графики реактивной нагрузки энергосистемы в основном определяются токами намагничивания и рассеяния асинхронных двигателей (примерно 60 %), а также потерями реактивной мощности в линиях и трансформаторах (около 40 %). На суммарные суточные графики реактивной нагрузки энергосистемы оказывают влияние режим работы линий напряжением 220 кВ и выше,

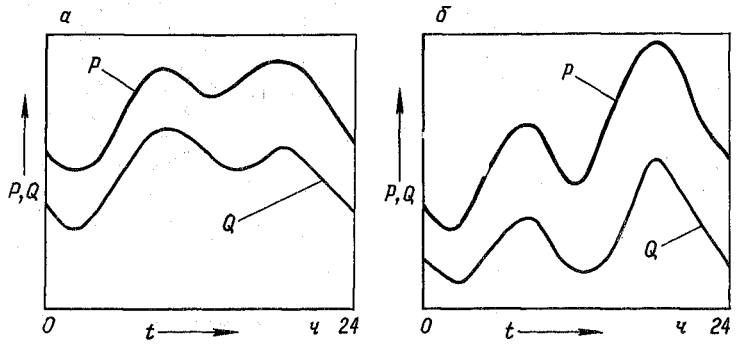


Рис. 1.3. Графики активной и реактивной нагрузки энергосистемы: *а* — с преобладанием промышленной нагрузки; *б* — со значительной бытовой нагрузкой.

перетоки мощности в другие системы, общий уровень компенсации реактивной мощности.

В энергосистемах, имеющих примерно одинаковые активные нагрузки в утренний и вечерний пики, утренний пик реактивной мощности выше вечернего (рис. 1.3, *а*), так как в этом случае преобладает нагрузка включенных двигателей. Если вечерняя активная нагрузка значительно выше утренней, то, как правило, вечерний пик реактивной мощности значительно выше утреннего (рис. 1.3, *б*). При этом преобладающее значение имеют потери активной мощности в электрических сетях. Во всех случаях реактивная нагрузка энергосистемы зависит от уровня напряжения и с его повышением увеличивается.

Прогнозирование оперативных суточных графиков нагрузки рабочего дня энергосистемы производят на основании графика предыдущего дня и прогноза погоды. Графики нагрузки праздничных и выходных дней, а также дня, следующего за выходным, существенно отличаются от графиков обычных рабочих дней. На предстоящие дни они составляются на основании графиков предыдущих выходных дней и дней после выходных, прогноза погоды и других влияющих факторов.

Точность построения графика на следующие сутки зависит в некоторой степени от опыта инженера, и погрешность может составлять 2...3 %. Построение перспективных суточных графиков нагрузки энергосистемы производится по типовым графикам отдельных потребителей с учетом потерь в сетях и расхода на собственные нужды. Точность построения этих графиков зависит от исходных данных.

Типовые суточные графики активной и реактивной нагрузок энергосистемы имеются в литературе, и методики их получения описаны [4, 41].

На рис. 1.4 показаны типовые суточные графики активной нагрузки энергосистемы для рабочих дней двух сезонов года.

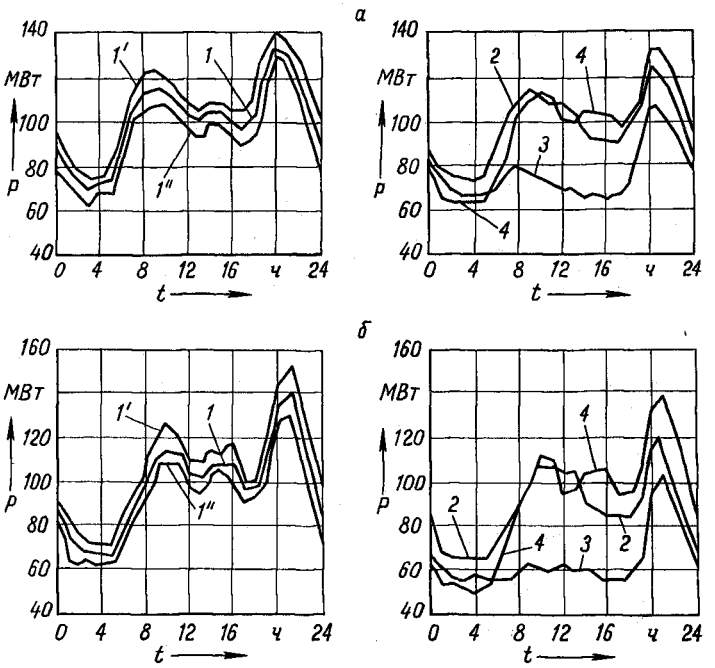


Рис. 1.4. Типовые суточные графики активной нагрузки энергосистемы для характерных дней недели:

а — весной; *б* — летом (*1* — обычный рабочий день с доверительным интервалом; *1′*, *1″* — варианты графика *1*; *2* — сокращенный рабочий день; *3* — выходной день; *4* — день после выходного).

Для суточного графика различают следующие показатели, в определенной мере характеризующие режим работы: максимум активной нагрузки P_{max}; максимум реактивной нагрузки Q_{max}; коэффициент мощности максимума $\cos \varphi_{max}$; суточный расход активной энергии $W_{a.c}$; суточный расход реактивной энергии $W_{p.c}$.

Средневзвешенный за сутки коэффициент мощности $\operatorname{tg} \varphi_c$ можно рассчитать по формуле

$$\operatorname{tg} \varphi_c = W_{p.c}/W_{a.c}.$$

Коэффициент заполнения суточного графика активной энергии

$$\gamma_a = W_{a.c}/(24P_{max}).$$

Коэффициент заполнения суточного графика реактивной энергии определяется из выражения

$$\gamma_p = W_{p.c}/(24Q_{max}).$$

Зная графики активных и реактивных нагрузок рабочих и праздничных суток для различных времен года, можно построить годовые графики. Графики строятся по продолжительности — нагрузки в них располагаются в порядке монотонного изменения их значения (убывания). Для годовых графиков характерны следующие величины:

число часов использования максимума активной нагрузки, т. е. отношение годового расхода активной энергии W_a к максимуму активной нагрузки:

$$T_a = W_a / P_{max};$$

число часов использования максимума реактивной нагрузки:

$$T_p = W_p / Q_{max};$$

средневзвешенный годовой коэффициент мощности:

$$\operatorname{tg} \varphi_r = W_p / W_a.$$

Между суточным потреблением и годовым существует соотношение:

$$W_a = W_{a.c} k_a n;$$

$$W_p = W_{p.c} k_p n,$$

где n — число рабочих дней в году; k_a и k_p — коэффициенты, по которым учитывается неравномерность расхода энергии в течение года, а также ее расход в нерабочие дни (при отсутствии значений k_a и k_p рекомендуется принимать их равными 0,8...1,1). Перечисленные показатели полезны при проектировании и эксплуатации энергосистем. Однако они не могут полностью заменить графиков нагрузки.

Графики нагрузки с учетом аварийного и ремонтного резервов генерирующих мощностей при проектировании энергосистем позволяют правильно выбрать суммарную установленную мощность электростанций, их состав, обеспечивающий достаточную надежность электроснабжения при наилучших экономических показателях.

Целесообразность детализации характеристик режима нагрузки на основе графиков иллюстрируют рис. 1.5, *а* и *б*, на которых изображены два различающихся по виду суточных графика нагрузки с одинаковыми значениями P^c_{max} и γ_a. По условиям технической эксплуатации энергосистемы график *а* лучше, чем график *б*, по следующим причинам: ему соответствует меньшая скорость подъема нагрузки — 18 % P^c_{max} в час вместо 24 %; он имеет больший ночной минимум нагрузки — 50 % P^c_{max} вместо 31 %; при нем меньше потери неравномерного режима. Выработка электроэнергии экономичными станциями меньше как в энергосистеме только с КЭС, так и в энергосистеме, содержащей также ГЭС, работающие в базисной части графика при избытке воды. Преимущества графика *а* по сравнению с графиком *б* в некоторой мере видны из суточных графиков нагрузки по продолжительности (рис. 1.5, *в*).

В качестве обобщенной характеристики режима внутрисуточных колебаний нагрузки энергосистемы используется дополнительный безразмерный показатель — коэффициент нагрузки пика суточного графика, который можно определить из выражения

$$\gamma_{\text{п}} = (P^{\text{с}}_{\text{ср.с}} - P_{\min}) / (P^{\text{с}}_{\max} - P_{\min}).$$

Этот показатель даже при разных изменениях состава потребителей энергосистемы и $\gamma_{\text{а}}$ будет достаточно устойчивым и рекомендуется для прогнозирования изменения нагрузки. Для суточных графиков (см. рис. 1.5), которые рассматриваются как крайние

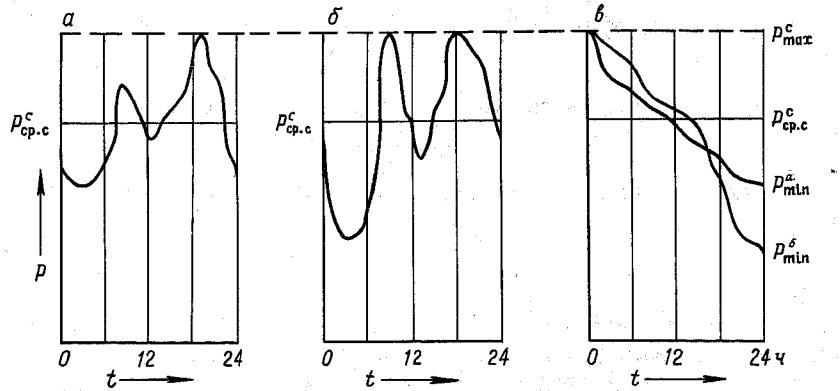


Рис. 1.5. Крайние формы суточного графика суммарной электрической нагрузки электроэнергетической системы при коэффициенте нагрузки $\gamma_{\text{а}} = 0{,}7$.

возможные, при $\gamma_{\text{а}} = 0{,}7$ значения коэффициента пика $\gamma_{\text{п}}$ соответственно равны 0,41 и 0,56.

Для прогнозирования режимов электропотребления чаще всего используют две группы методов.

При *статистических* методах режим электропотребления определяется на основании известных графиков нагрузки прошлых лет путем экстраполяции. Для общности и сопоставимости суточных графиков за разные годы часовые нагрузки представляют в относительных единицах. Для этого действительные нагрузки за каждый час суток P_i обычно относят к среднесуточной мощности $P^{\text{с}}_{\text{ср.с}}$:

$$P_{0i} = (P_i \cdot 100\ \%) / P^{\text{с}}_{\text{ср.с}}.$$

Для каждого характерного дня недели каждого месяца строится столько графиков, сколько лет рассматривается. Зная формулу графика в относительных единицах и перспективное электропотребление, легко получить ожидаемый график нагрузки в именованных единицах.

При *синтетических* методах режим электропотребления находится путем анализа структуры электропотребления и режима потребления каждой группой потребителей. Суммируя суточные графики активной нагрузки каждой из отраслей, можно найти суммарный график нагрузки энергосистемы (рис. 1.6, *а, б*).

Объем электропотребления и конфигурация суточного графика зависят от дня недели. На рис. 1.7 показано изменение суточного электропотребления энергосистемы в течение недели, а на рис. 1.8 — недельный график активной нагрузки. Из этих рисунков

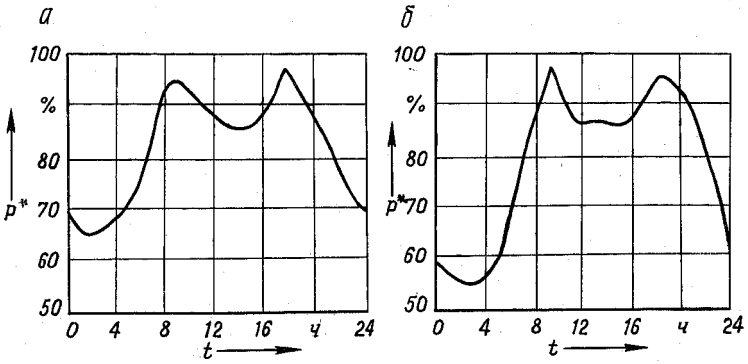


Рис. 1.6. Суточные графики нагрузки зимнего дня:
а — ЕЭС; *б* — ОЭС Северо-Запада.

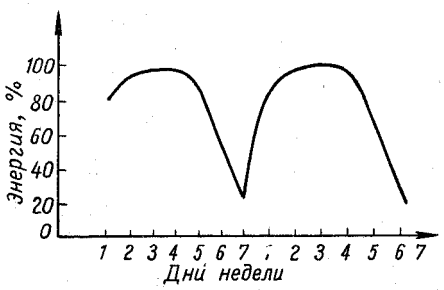


Рис. 1.7. Изменение суточного потребления электроэнергии.

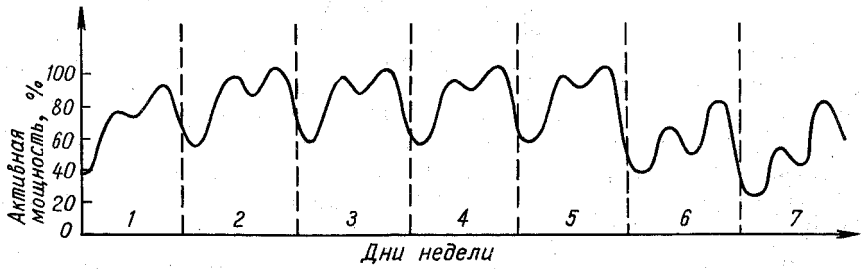


Рис. 1.8. Недельный график нагрузки энергосистемы.

видно, что значение и режим суточного электропотребления изменяются. Поэтому при прогнозировании суточного режима энергосистемы все дни недели делятся на 4 вида: обычные рабочие дни, понедельники, субботы и воскресенья.

1.5. ВЫБОР ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Развитие энергетики основывается на использовании энергетических ресурсов, известных ранее и вновь открываемых. Проблемы выбора первичных энергоресурсов и путей наиболее эффективного их применения рассматриваются в плане перспективных энергетических балансов. Например, электроэнергию, которую будут вырабатывать гидроэлектростанции районов Сибири и тепловые электростанции Казахстана и Сибири на дешевых углях, целесообразно передавать по высоковольтным линиям на Урал. Эта дешевая электроэнергия позволит уменьшить подачу к Уралу нефти из Татарии и газа из Средней Азии и направить их в западные районы страны, где они заменят дорогое местное топливо.

Построение энергетического баланса только одного района без связи с другими районами, произвольное использование энергоресурсов в настоящее время недопустимы. С каждым днем становятся теснее энергетические связи между экономическими районами и энергосистемами. Энергобалансы СССР и Единой энергетической системы должны строиться как единые для всей страны на базе разработок перспективных планов и балансов экономических районов.

При перспективном проектировании развития энергосистемы выбор источников энергии должен основываться на возможных структуре топливного баланса, размере получения видов топлива, дефицитных в данном районе, и возможности использования местных энергоресурсов (гидроресурсов, сланцев).

Электростанции энергосистемы выбираются из условия необходимости удовлетворения потребителей как по мощности, так и по энергии. Условие выбора установленной мощности электростанций состоит в достижении достаточной надежности энергоснабжения при минимальных единовременных и годовых эксплуатационных затратах. Выбор установленной мощности электростанций еще не обеспечивает ни достаточной надежности электроснабжения, ни минимума затрат. Данные показатели в большой степени зависят от структуры энергосистемы — состава электрических станций и схемы электрических сетей. Приведенные затраты на развитие энергосистемы зависят от вида сооружаемых электростанций, их размещения и от экономических показателей используемого топлива. Для обеспечения надежности, помимо требуемого значения резерва, необходимы достаточно высокие маневренные качества агрегатов и электростанций, предназначенных для выполнения функций оперативного резерва.

При покрытии графиков нагрузки энергосистемы наибольшие трудности встречаются в режимах максимальных и минимальных нагрузок. Для обеспечения электроснабжения в этих режимах электростанции энергосистемы должны иметь достаточную маневренность. На рис. 1.9 показаны возможные варианты покрытия графика нагрузки энергосистемы. В зависимости от степени обеспеченности ГЭС водой пиковую часть графика нагрузки покрывают

ГЭС или тепловые электростанции. При недостатке воды на ГЭС (например, в зимнее время) в базисной части графика работают ТЭЦ с нагрузкой, определяемой тепловыми потребителями, и нерегулируемые ГЭС (рис. 1.9, *а*). Пиковая часть графика покрывается

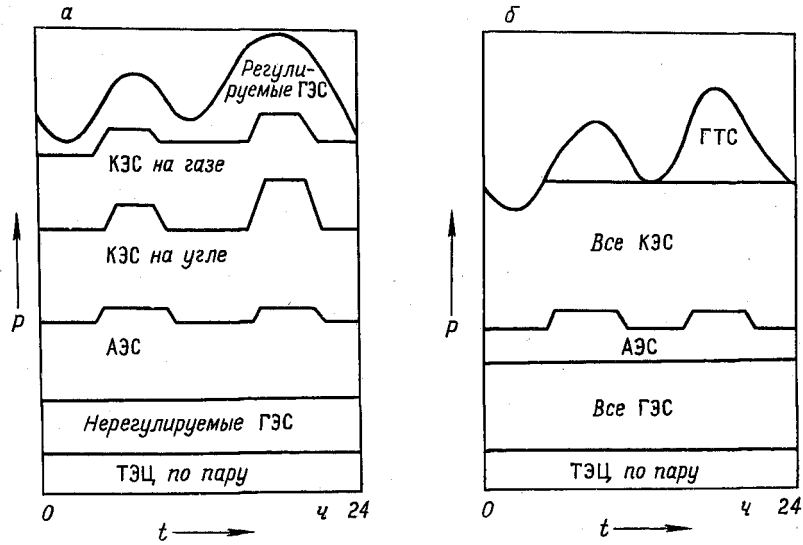


Рис. 1.9. Покрытие графиков нагрузки энергосистемы:
а — при недостатке воды на ГЭС; *б* — при избытке воды на ГЭС.

регулируемыми ГЭС, КЭС, а также АЭС, которые в максимумы нагрузки также работают на полную мощность. При избытке воды на ГЭС, например в период паводка, в базисной части графика располагают ТЭЦ по пару и все ГЭС, которые работают с полной мощность по водотоку (рис. 1.9, *б*). В этом случае пиковую часть графика покрывают газотурбинные электростанции совместно с КЭС. Возможны и другие варианты покрытия графиков нагрузки в зависимости от сочетания различных типов электростанций и их мощности.

Каждой из электростанций в энергосистеме стремятся выделить ту долю суммарного графика нагрузки, при которой получается наибольший экономический эффект в целом.

Обычно замыкающим типом электростанций служат КЭС, поэтому первой задачей выбора структуры энергосистемы является экономическое обоснование электростанций других типов — ТЭЦ и ГЭС. Мощность ТЭЦ, как известно, определяется тепловыми потребителями, а ГЭС — водотоком и мощностью энергосистемы. Так, например, при проектировании одной ГЭС в Латвийской энергосистеме ее мощность была определена 120 МВт. В процессе проектирования Объединенной энергосистемы Северо-Запада была выявлена возможность и экономическая целесообразность увеличе-

ния мощности этой станции до 600 МВт без существенного увеличения капиталовложений.

При проектировании энергетических систем необходимо учитывать значительный технический минимум нагрузки для мощных КЭС. При эксплуатации блоков 300 МВт с параметрами пара 24 МПа и 565 °С были выявлены значительные трудности в осуществлении переменных режимов. Пуск блока из холодного состояния выполняется за 8 ч 30 мин. В зависимости от степени участия КЭС в регулировании нагрузки энергосистемы может быть получена кратковременная пиковая мощность на паротурбинных блоках. В нашей стране и за рубежом в этом направлении ведутся поиски. Исследования, проведенные в Центральном НИИ котлотурбостроения (ЦКТИ), показали возможность повышения располагаемой мощности крупных блоков на 8...12 % путем временного отключения одного или двух подогревателей высокого давления, а также повышения давления в котлоагрегате. Таким образом, в некоторой мере покрывать пики нагрузок могут паротурбинные КЭС высоких параметров.

Из тепловых электростанций наиболее маневренны и пригодны для покрытия пиков газотурбинные установки. В зависимости от сложности тепловой схемы и мощности агрегатов время пуска газотурбинной установки составляет от 3 до 30 мин, а паротурбинных агрегатов — несколько часов.

По маневренным качествам и возможностям участия в регулировании графика нагрузки энергосистем представляют интерес парогазовые установки. В СССР основное внимание уделяется парогазовым установкам с высоконапорными парогенераторами. В США используются схемы парогазовых установок, в которых предусмотрен сброс отработанных в газовой турбине газов в паровой котел. Парогазовые установки обоих типов отличаются лучшей маневренностью по сравнению с паросиловыми установками. Например, на первой в СССР парогазовой установке пуск осуществлялся за 1 ч 20 мин.

В некоторых странах (СССР, Швейцария, Австрия, Италия) для снятия пиков применяются насосно-аккумулирующие станции. Агрегаты этих станций в часы «провалов» нагрузки, когда в системе имеется свободная мощность, работают в режиме насосов — закачивают воду в верхний бьеф ГЭС, а затем в часы пик отдают накопленную энергию, работая в генераторном режиме. Таким образом, насосно-аккумулирующие станции выравнивают суточный график и обеспечивают более спокойный режим работы тепловых электростанций.

Существенную роль в энергетике начинают играть атомные электростанции. Помимо исходных общеэнергетических условий, при решении вопросов о целесообразности строительства атомных электростанций учитывается также их экономическая эффективность. Опыт работы действующих атомных электростанций в нашей стране и за рубежом показал, что при выполнении всех известных в настоящее время технических и эксплуатационных мероприятий

обеспечивается полная радиационная безопасность для населения окружающего района и для обслуживающего персонала электростанций. По условиям обеспечения чистоты воздушного бассейна атомные электростанции имеют преимущества перед крупными тепловыми электростанциями, работающими на обычных видах топлива. Они не выбрасывают в окружающую атмосферу сернистых соединений и углекислого газа. При работе атомной электростанции освобождаются значительные транспортные средства, отпадает необходимость сооружения больших складов топлива на электростанциях. Удельная стоимость одного установленного киловатта на атомных электростанциях существенно выше, чем на обычных тепловых конденсационных электростанциях, а себестоимость 1 кВт·ч ниже вследствие меньшей величины топливной составляющей себестоимости электроэнергии, полученной с использованием ядерного топлива. Поэтому уже в настоящее время строительство атомных электростанций целесообразно в ряде европейских районов страны.

Особое внимание должно быть обращено на три части графика: для пиковой следует предусмотреть применение специальных пиковых установок (пиковые ГЭС, ГАЭС, ГТС), для полупиковой — установок, обеспечивающих возможность ежесуточных ночных остановов оборудования, а для базисной части — базисных электростанций, высокоэкономичных по расходу и стоимости топлива.

Поиск оптимального варианта развития энергосистемы производится путем технико-экономического сравнения вариантов развития и структуры энергосистемы. Сравниваемые варианты развития генерирующих мощностей должны формироваться из наиболее совершенных для проектируемой энергосистемы типов электростанций. В настоящее время этот поиск облегчается благодаря применению ЭВМ. В процессе поиска решаются следующие вопросы нахождения состава электростанций: размещение их по территории района, определение вида используемого топлива, выбор установленной мощности и типов агрегатов. В пояснительной записке приводятся также соображения о динамике развития электростанций различных типов.

Проектирование наивыгоднейшего развития генерирующих мощностей энергосистемы следует производить в две очереди. В первую очередь на основе оптимизации структуры ЕЭС и топливно-энергетического баланса страны по ЕЭС в целом, в основном по ОЭС, определяются: структура топливного баланса электростанций, суммарная установленная мощность КЭС на различных видах топлива, состав и мощность наиболее крупных ГЭС, общая мощность специальных пиковых установок, оптимальные размеры перетоков энергии между объединенными энергосистемами. В стоимость топлива при этом включаются прямые затраты на добычу и транспорт с учетом тех или иных ограничений по использованию отдельных видов топлива.

Во вторую очередь применительно к конкретным условиям развития проектируемой ОЭС уточняются структура генерирующих

мощностей по типам электростанций, их размещение, установленная мощность, динамика развития, типы устанавливаемого оборудования и режимы использования отдельных электростанций, а также структура топливопотребления электростанций ОЭС. Затраты на топливо при этом рассчитываются по так называемым *замыкающим затратам,* которые определяются при оптимизации топливно-энергетического баланса.

Уточним понятие замыкающих затрат. Для решения задачи производства определенного количества электроэнергии можно использовать различные виды топлива, рассматривая их в порядке увеличения затрат на получение и транспортировку. Конечно, в план использования топливных ресурсов выгоднее включить самое дешевое топливо. Но если его недостаточно, то придется обратиться к более дорогому. Затраты на единицу самого дорогого топлива, включенного в оптимальный план, называются *замыкающими.* Если план производства электроэнергии увеличить, то придется использовать еще более дорогое топливо. Следовательно, увеличатся замыкающие затраты. Каждому плану производства электроэнергии соответствуют свои замыкающие затраты на топливо.

Очередность развития конденсационных станций и их размещение уточняются из соображений, связанных со стремлением получить минимум суммарных приведенных затрат на электростанции и электрические сети энергосистемы.

В число рассматриваемых вариантов размещения электростанций должны входить варианты развития каждой отдельной установки до технически предельной мощности при условии, что мощность отдельной электростанции на каждом этапе не должна превышать 15...20 % суммарной установленной мощности электростанций ОЭС.

Если при сравнении выявляются варианты, требующие по условиям баланса мощности системы более медленных темпов ввода мощностей на станциях, то должны учитываться «замораживание» капиталовложений и соответствующее ухудшение экономических показателей электростанций.

На КЭС единичную мощность агрегатов рекомендуется принимать максимально возможной из номинальных мощностей энергетических блоков, которые изготавливаются промышленностью для рассматриваемого вида топлива.

Единичная мощность агрегатов электростанций обосновывается сравнением экономии, обусловленной укрупнением агрегатов, и тех дополнительных затрат, которые появляются в связи с повышением аварийного резерва системы. Обычно полагают, что мощность агрегата не должна быть больше 5 % мощности системы. При этом необходимо учесть возможное влияние развития проектируемой энергосистемы и объединения ее с другими системами.

Параметры крупных гидроузлов и динамика их строительства (сроки ввода очередей и т. д.) выбираются из рассмотрения конкурирующих вариантов установленной мощности и сроков ввода агрегатов ГЭС с учетом влияния на другие отрасли народного

хозяйства и условий окружающего района. В таком сопоставлении учитывается динамика освоения установленной мощности ГЭС по условиям строительства и использования в графике нагрузки энергосистемы.

Мощность и состав пиковых и маневренных электростанций выбирают с учетом тепловой экономичности этих установок и влияния их на режим электрической системы.

Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) развиваются с учетом задач теплоснабжения городов, промышленных узлов и отдельных потребителей теплоты.

Для определения генерирующей мощности и потоков мощности, которыми данная система обменивается с другими объединениями, составляются балансы энергии и мощности энергосистем. Балансы мощности рассчитываются для годового максимума нагрузки.

Потребляемая мощность, или расходная часть баланса мощности, состоит из собственной нагрузки системы — регулярного максимума, потоков мощности в другие объединения, вероятного превышения нагрузки сверх регулярного максимума за счет случайных (нерегулярных) колебаний. Сюда же включается и необходимый резерв мощности (ремонтный и аварийный).

Ремонтный резерв, предназначенный для проведения плановых, текущих и капитальных ремонтов оборудования, определяют исходя из установленных сроков ремонтов для различных типов основного оборудования.

Аварийный резерв мощности устанавливается на основе экономически оправданной надежности энергоснабжения с учетом затрат на резервную мощность и ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям. Иногда расчетная надежность электроснабжения принимается равной 0,999.

Приходная часть баланса мощности (покрытие нагрузки) включает располагаемую мощность электростанций и потоки мощности, идущие из других систем, а также потоки обмена мощностью более крупного энергообъединения, в которое входит проектируемая система. Баланс мощности должен быть таким, чтобы ее дефицит или избыток не превышал 1...2 % максимума нагрузки.

Мощность электростанций, учитываемая в балансе, принимается равной сумме их установленных мощностей за вычетом трех составляющих:

1) мощности агрегатов, не освоенной к моменту прохождения максимума (головные образцы нового оборудования, первые агрегаты вновь вводимых в расчетном году электростанций, на которых в течение расчетного года вводится более одного агрегата);

2) потерь мощности электростанций из-за ограничений по выдаче энергии, отсутствия тепловых нагрузок (для турбин с противодавлением) или увеличенного отбора пара;

3) мощности ГЭС, которая не может быть использована в графике нагрузки системы (с учетом выполнения резервных функций) в условиях расчетного маловодного года (периода).

В приходную часть баланса энергии включаются выработка электроэнергии всеми электростанциями и получение энергии от других энергосистем. Выработка ГЭС учитывается в балансе по среднемноголетнему значению.

Для конденсационных электростанций и ТЭЦ число часов использования среднегодовой мощности обычно принимается равным 7500, а для атомных станций — 6800.

Чтобы определить среднегодовую мощность тепловой электростанции, к ее располагаемой мощности на начало расчетного года добавляют 1/3 прироста мощности в течение расчетного года, учитываемого в балансе мощности.

При определении расчетных нагрузок и пропускной способности электрических сетей находят значение перетоков в планируемом режиме при наиболее вероятном состоянии основного оборудования электростанций, когда суммарная мощность агрегатов, находящихся в послеаварийном ремонте, соответствует математическому ожиданию аварийного простоя, и значение предельных расчетных перетоков, которые появляются при различных неблагоприятных сочетаниях послеаварийного ремонта оборудования на электростанциях.

1.6. ОБЕСПЕЧЕНИЕ БАЛАНСА РЕАКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

Для обеспечения необходимого качества напряжения у потребителей в электрической системе и в отдельных ее районах необходимо иметь достаточную мощность источников реактивной мощности. Поэтому уже на начальной стадии проектирования развития электрической системы или электрических сетей отдельного района должен быть составлен ориентировочный баланс реактивной мощности.

Для концентрированных электрических систем с сильно развитыми электрическими сетями высокой пропускной способности баланс реактивной мощности достаточно составить в целом для всей системы.

В протяженных системах, где имеются части сети, значительно удаленные от источников энергии, кроме составления общего баланса реактивной мощности, необходима проверка баланса в удаленных районах и мощных узловых точках системы.

Баланс реактивной мощности составляется обычно для максимального режима энергосистемы, и его уравнение имеет вид

$$Q_{\text{г}} + Q_b + Q_{\text{к.у}} + Q_{\text{рез}} \geqslant Q_{\text{п}} + \Delta Q_{\text{л}} + \Delta Q_{\text{т}} \pm Q_{\text{м лэп}}.$$

Левая часть уравнения (приходная часть баланса) состоит из реактивной мощности генераторов $Q_{\text{г}}$, зарядной мощности линий Q_b, мощности компенсирующих устройств $Q_{\text{к.у}}$ и резервной мощности $Q_{\text{рез}}$. В правую часть уравнения (расходную часть) входят реактивная мощность потребителей $Q_{\text{п}}$, а также потери реактивной

мощности в линиях $\Delta Q_л$ и трансформаторах $\Delta Q_т$. Кроме того, в уравнении баланса участвует реактивная мощность межсистемных линий $Q_{м\,лэп}$, которая может быть направлена в сторону рассматриваемой системы или наоборот.

Резерв реактивной мощности при составлении ее баланса на первоначальной стадии проектирования принимается в размере 17 % суммарной мощности расходной части.

Из баланса реактивной мощности определяются необходимые мощности компенсирующих устройств, а по ним — расчетные реактивные нагрузки узлов энергосистемы. Полученные при составлении баланса реактивные нагрузки используются для формирования схемы электрической сети и определения параметров ее элементов. На последующих этапах проектирования мощности и места установки компенсирующих устройств уточняются.

Основная часть генерируемой реактивной мощности приходится на покрытие нагрузок потребителей и потерь мощности в трансформаторах.

Если отсутствуют уточненные данные о реактивных нагрузках узлов энергосистемы, их можно определить по активным нагрузкам. Тогда при напряжениях шин 6...10, 35 и 110 кВ значения $\operatorname{tg}\varphi$ соответственно принимаются: 0,54...0,48; 0,62...0,57 и 0,70...0,62.

Если иметь в виду, что часть компенсирующих устройств будет установлена в электрических сетях потребителей, то значения реактивных нагрузок узлов можно определить, пользуясь среднестатистическими значениями коэффициента реактивной мощности, которые приведены в табл. 1.2.

Табл. 1.2. **Среднестатистические значения коэффициента реактивной мощности в максимальном режиме**

Место подключения нагрузки	Коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi$
Электростанции:	
шины 6...10 кВ	0,62
Подстанции 35 кВ:	
шины 6...10 кВ	0,42...0,33
Подстанции 110 кВ:	
шины 6...10 кВ	0,48...0,39
шины 110 кВ	0,57...0,33
Подстанции 220 кВ:	
шины 6...10 кВ	0,48...0,39
шины 220 кВ	0,62...0,57

Поскольку на первоначальной стадии проектирования параметры электрических сетей неизвестны, потери реактивной мощности в линиях и трансформаторах и зарядная мощность линий могут быть оценены лишь приближенно.

Ориентировочно можно считать, что потери реактивной мощности в каждом из трансформаторов равняются

$$\Delta Q_{\text{тр}i} \approx (0{,}08...0{,}10) S_{\text{тр}i},$$

где $S_{\text{тр}i}$ — ожидаемая максимальная нагрузка i-го трансформатора.

Рассматривая режим реактивной мощности линии, следует иметь в виду его зависимость от режима напряжений. При повышении напряжения снижаются потери реактивной мощности и одновременно увеличивается зарядная мощность. Однако в предварительных расчетах обычно полагают, что напряжение равно номинальному. Полагая также, что все линии будут работать в режиме натуральной мощности, при составлении баланса реактивной мощности приближенно можно принимать $\Delta Q_л \approx Q_b$.

Направления перетоков реактивной мощности по межсистемным линиям обычно принимают совпадающими с направлениями потоков активной мощности, и коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi$ для линий 110...220 кВ предполагают равным 0,48...0,33; для линий 330 кВ и выше — 0,33...0.

Если рассматривается концентрированная энергосистема, то можно считать, что реактивная мощность станций используется полностью. В приходной части баланса реактивная мощность генераторов КЭС, АЭС и крупных ТЭЦ определяется при $\cos\varphi = 0{,}85$, а для ГЭС и остальных ТЭЦ — при $\cos\varphi = 0{,}8$. При удалении станции от энергосистемы на 100...200 км $\cos\varphi$ принимается равным 0,9...0,95.

2. ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ ВЫБОР ВАРИАНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

2.1. ПОСТРОЕНИЕ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

Нахождение оптимальной конфигурации электрической сети представляет сложную задачу, которая даже при небольшом числе потребителей наиболее полно может быть решена с помощью ЭВМ.

В проектной практике для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший. Намечаемые варианты не должны быть случайными — каждый основывается на ведущем принципе построения сети (радиальная сеть, кольцевая и т. д).

В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) [6] нагрузки I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания, и перерыв в их электроснабжении допускается лишь на период автоматического включения резервного питания. В большинстве случаев двухцепная линия не удовлетворяет требованиям надежности электроснабжения потребителей I категории, так как при повреждении опор, гололеде возможен полный перерыв питания. Для таких потребителей необходимо предусматривать не менее двух отдельных линий. Для потребителей II категории в большинстве случаев также предусматривают питание по двум отдельным линиям либо по двухцепной линии. Однако, учитывая непродолжительность времени аварийного ремонта воздушных линий, электроснабжение нагрузок II категории допускается производить по одной воздушной линии. Для электроприемника III категории достаточно питания по одной линии.

Укажем следующие основные схемы электрических сетей.

1. *Нерезервированные схемы.* Такие сети выполняются без резервных линий и резервных трансформаторов. К этой группе относятся радиальные, или магистральные, схемы (рис. 2.1, *а*), пригодные для питания потребителей III категории. Однако в некоторых случаях, например при небольшой протяженности линий и ма-

лой мощности нагрузки, они могут применяться и для потребителей II категории.

2. *Резервированные схемы.* Эти схемы могут выполняться в виде двухцепных магистральных линий (рис. 2.1, *б*). В некоторых

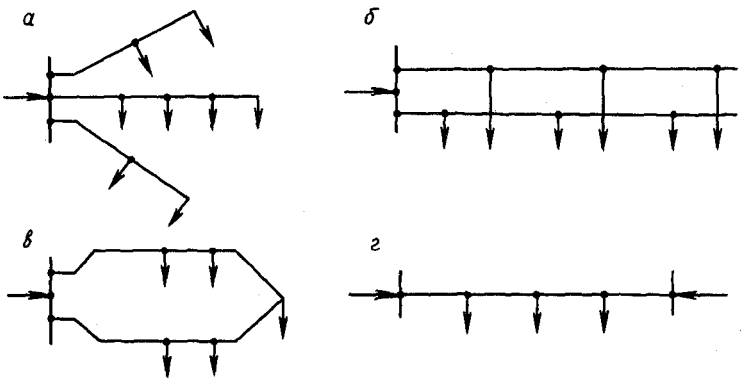


Рис. 2.1. Схемы сети.

случаях строительство таких линий ведется в два этапа: вначале сооружается одна линия, а затем после возрастания нагрузки до запроектированных значений — вторая.

К резервированным относятся также схемы замкнутых сетей (рис. 2.1, *в, г*). Применяют и смешанные варианты схем: часть сети может быть выполнена по резервированной схеме, а другая — по нерезервированной.

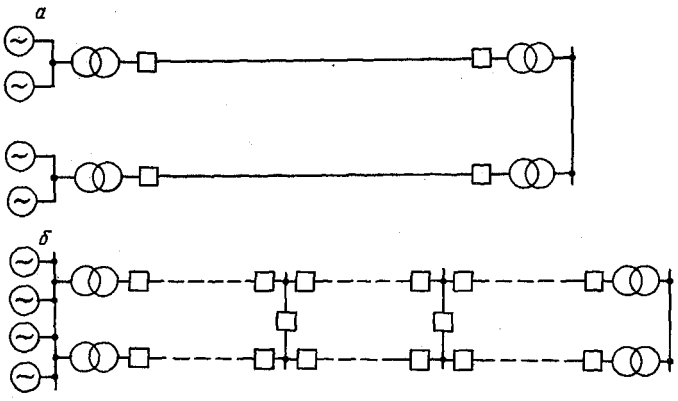


Рис. 2.2. Схемы системы передачи.

Линии электропередачи высоких напряжений могут выполняться либо по блочной — блоковой (рис. 2.2, *а*), либо по связанной

(рис. 2.2, *б*) схеме. При блочной схеме генераторы, повышающие и понижающие трансформаторы и сама линия представляют единый блок. Поэтому авария на линии сопровождается выходом из строя всего блока. При использовании такой схемы электропередачи система должна обладать достаточным резервом для замены отключившегося во время аварии блока.

При связанной схеме линия электропередачи в переключательных пунктах (ПП) делится на несколько участков. Авария на какой-либо параллельной линии вызывает отключение только поврежденного участка, и вся мощность может передаваться по остальным участкам. Для такой схемы необходимо большое количество выключателей и другой аппаратуры. Благодаря высокой надежности и преимуществам в обеспечении устойчивости системы связанная схема получила в СССР широкое распространение.

Выбранная схема сети в значительной степени влияет и на схемы районных подстанций. Поэтому при выборе наиболее целесообразного варианта электроснабжения района необходимо учитывать стоимость оборудования подстанций. Следовательно, для каждого варианта схемы сети нужно наметить и схемы электрических соединений подключенных к сети подстанций.

Вопросы, касающиеся выбора схем электрических станций и подстанций, подробно изучаются в курсе «Электрические станции». По этой дисциплине также выполняется курсовой проект. В связи с этим при выполнении курсового проекта электрической сети выбор схем подстанций производится без подробного обоснования, на основе сведений, полученных из курса «Электрические станции». При этом можно руководствоваться следующими соображениями.

При выборе схемы подстанции следует учитывать число присоединений (линий и трансформаторов), требования надежности электроснабжения потребителей и обеспечения пропуска через подстанцию перетоков мощности по межсистемным и магистральным линиям, возможности перспективного развития. Схемы подстанций должны быть составлены таким образом, чтобы была возможность их постепенного расширения и соблюдения требований необходимой релейной защиты и автоматики. Число и вид коммутационных аппаратов выбираются так, чтобы обеспечивалась возможность проведения поочередного ремонта отдельных элементов подстанций без отключения соседних присоединений.

Одновременно следует стремиться к максимальному упрощению схемы подстанции. Значительную долю в стоимости подстанции составляет стоимость выключателей. Поэтому прежде всего надо рассмотреть возможность отказа от применения большого числа выключателей на стороне высшего напряжения подстанции.

В проектах развития электрических сетей, как правило, применяют разработанные типовые схемы подстанций [28,38]. Подстанции могут подключаться к электрической сети как отдельными линиями, так и с помощью ответвлений от радиальных и магистральных линий. По условиям надежности для подстанций 35...

220 кВ допусимо иметь до 6...3 ответвлений от одной линии. При этом меньшее число ответвлений относится к линиям высшего напряжения. К простейшим схемам подстанций относятся блочные (рис. 2.3). В этих схемах подстанции выполняются без выключате-

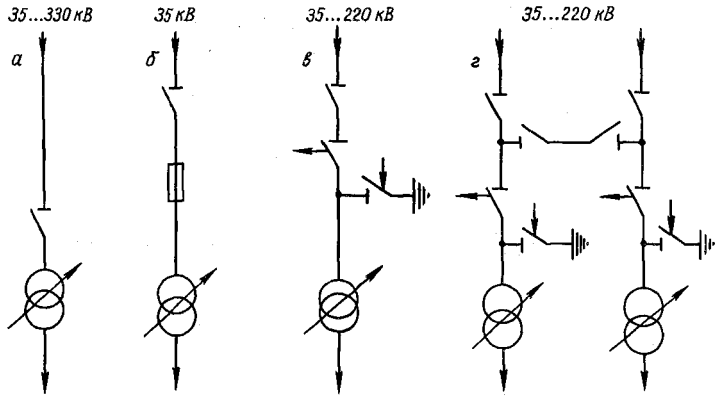


Рис. 2.3. Блочные схемы подстанций.

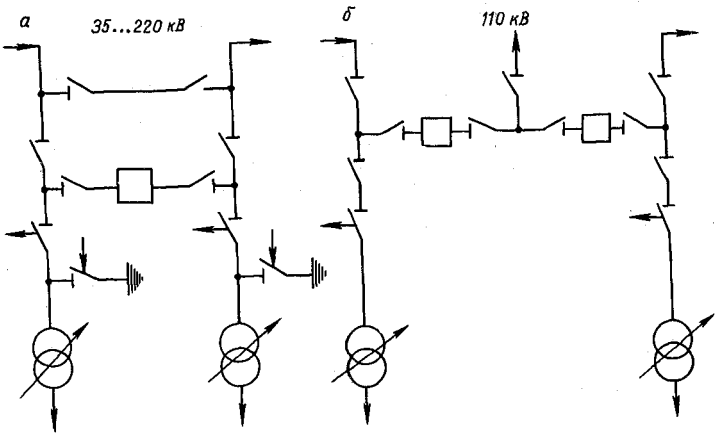


Рис. 2.4. Мостиковые схемы подстанций.

лей со стороны высшего напряжения. Подстанции по схеме рис. 2.3, *а* питаются по отдельным линиям без ответвлений, а по схемам рис. 2.3, *б—г* — по ответвлениям от магистральных или радиальных линий.

Наиболее простая схема представлена на рис. 2.3, *а*. Однако применять ее допускается лишь в тех случаях, когда релейная защита, установленная в начале линии, обладает достаточной чувствительностью при повреждении трансформатора либо когда при срабатывании его защиты предусматривается передача отклю-

чающего импульса на питающую подстанцию. В противном случае применяются схемы, в которых защита трансформатора осуществляется предохранителем (рис. 2.3, *б*) либо короткозамыкателем (рис. 2.3, *в*). В схеме, представленной на рис. 2.3, *в*, при повреж-

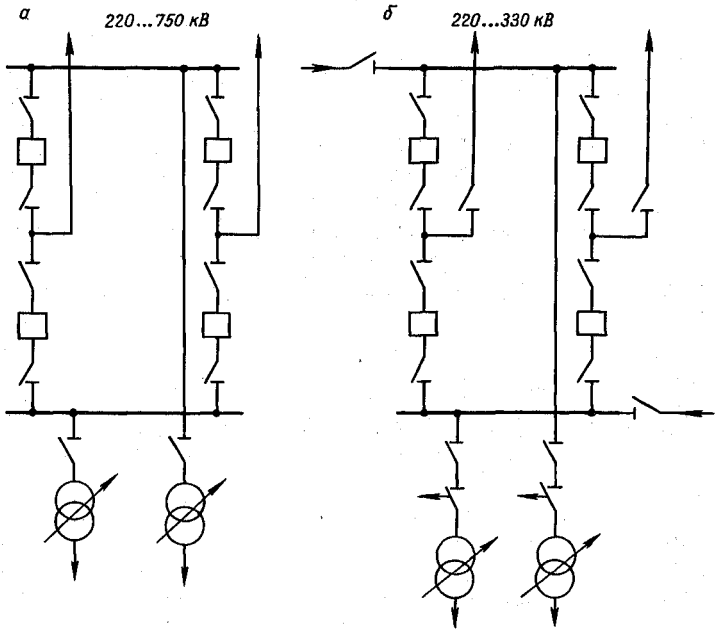


Рис. 2.5. Схемы «четырехугольника».

дении трансформатора срабатывает его защита, и с помощью короткозамыкателя создается искусственное короткое замыкание на выводах высшего напряжения, которое затем отключается релейной защитой линии со стороны питания. Для того чтобы включение короткозамыкателя на какой-то одной подстанции не приводило к погашению других подстанций, питающихся от этой же линии, в цепи трансформаторов устанавливаются отделители. После отключения питающей линии отделитель автоматически отключает поврежденный трансформатор, затем с помощью автоматического повторного включения линии подается напряжение на все трансформаторы, кроме поврежденного.

Если сеть выполнена в виде двухцепных резервированных магистральных линий (см. рис. 2.1, *б*), применима схема подстанций, изображенная на рис. 2.3, *г*. Здесь можно предусмотреть питание двух трансформаторов по одной линии. Это осуществляется с помощью разъединителей в перемычке. Последовательное включение двух разъединителей здесь необходимо для того, чтобы была возможность поочередного их ремонта.

Для каждой из приведенных на рис. 2.3 схем указаны рекомендуемые [28] области применения различных классов напряжений. На подстанциях могут также устанавливаться трехобмоточные трансформаторы.

Для двухтрансформаторных подстанций, включаемых в магистральную линию с одно- или двухсторонним питанием, применяют схемы «мостика» (рис. 2.4). В соответствии со схемой, изображенной на рис. 2.4, *а*, предусматривается установка выключателя в перемычке и отделителей в цепях трансформаторов. На подстанциях напряжением 35 кВ в цепях трансформаторов вместо отделителей могут устанавливаться предохранители при условии обеспечения ими необходимой чувствительности и селективности. Для проведения ремонтных работ на выключателе перемычки он шунтируется нормально разомкнутыми разъединителями.

Очевидно, что схема мостика, которая иллюстрируется рис. 2.4, *а*, применима только для подстанций с четырьмя присоединениями. Подключение дополнительной линии может быть реализовано в схеме «мостика», приведенной на рис. 2.4, *б*.

При транзите мощности через шины подстанции 220...750 кВ и мощности трансформаторов 125 МВ·А и более при напряжении 220 кВ и любой мощности при напряжении 330...750 кВ рекомендуется применять схемы «четырехугольника» (рис. 2.5). В схеме, представленной на рис. 2.5, *а*, имеются две линии и два трансформатора. Все присоединения подключены через выключатели. В схеме, изображенной на рис. 2.5, *б*, имеются четыре отходящие линии, а трансформаторы подключены к ним через отделители.

При большом числе присоединений применяются схемы со сборными системами шин. Для подстанций напряжением 35 кВ, имеющих до 10 присоединений, рекомендуется схема с одной, секционированной выключателем, системой шин (рис. 2.6, *а*). На подстанциях с высшим напряжением 110...220 кВ, имеющих до 6 присоединений, целесообразны схемы с одиночной секционированной и обходной системами шин и совмещенным секционным и обходным выключателем (рис. 2.6, *б*). При большом числе присоединений (7...15) рекомендуется схема с двумя рабочими и обходной системами шин (рис. 2.6, *в*). Приведенные принципы построения схем применяются также на подстанциях со средним напряжением (35...220 кВ).

Учитывая большую значимость подстанций 330...750 кВ, их схемы выполняют с двумя и полутора выключателями на одно присоединение. Принципы их построения приведены на рис. 2.7. Схема «трансформаторы — шины» с присоединением линий через два выключателя применяется при наличии 3...4 линий (рис. 2.7, *а*). При 5...8 линиях рекомендуется схема «трансформаторы — шины» с полуторным присоединением линий (рис. 2.7, *б*). Если на подстанциях имеется 8 и более присоединений, применяется полная полуторная схема (рис. 2.7, *в*).

Принципы подключения присоединений на сторонах низшего и среднего напряжений подстанций показаны на рис. 2.8. При

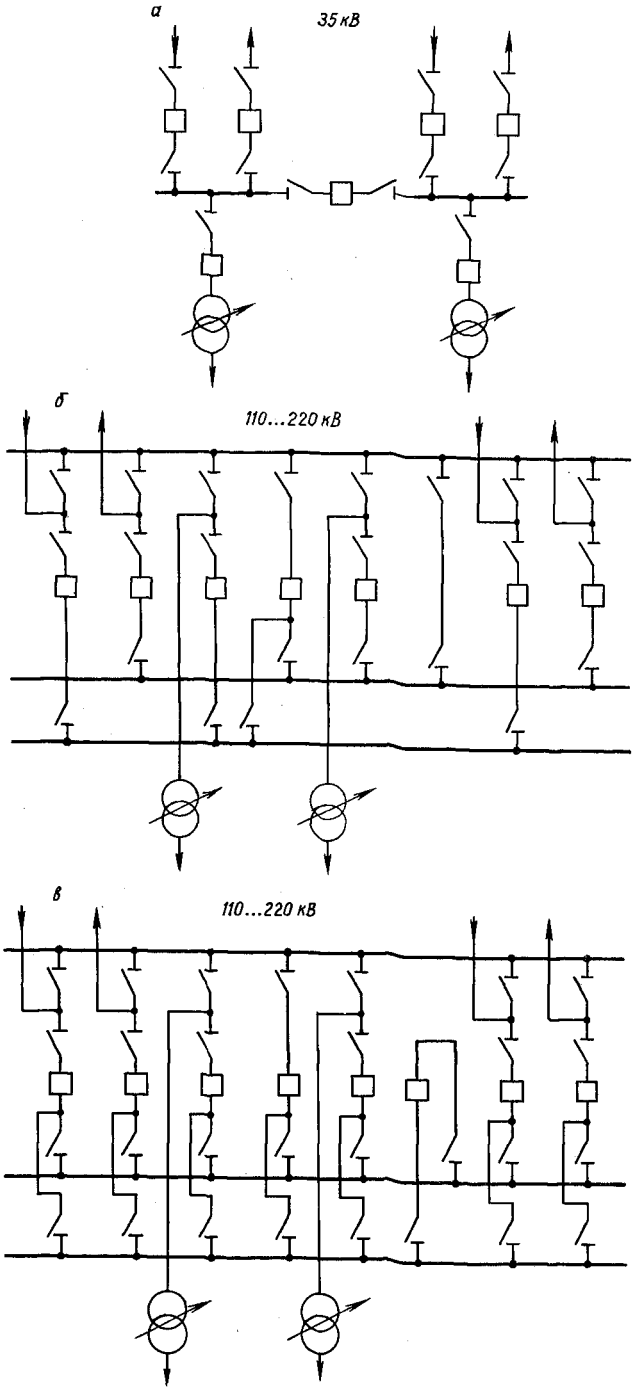


Рис. 2.6. Схемы подстанций со сборными шинами.

одном трансформаторе на подстанции используется одиночная несекционированная система шин (рис. 2.8, *а*), при двух трансформаторах — одиночная секционированная система шин (рис. 2.8, *б*, *в*).

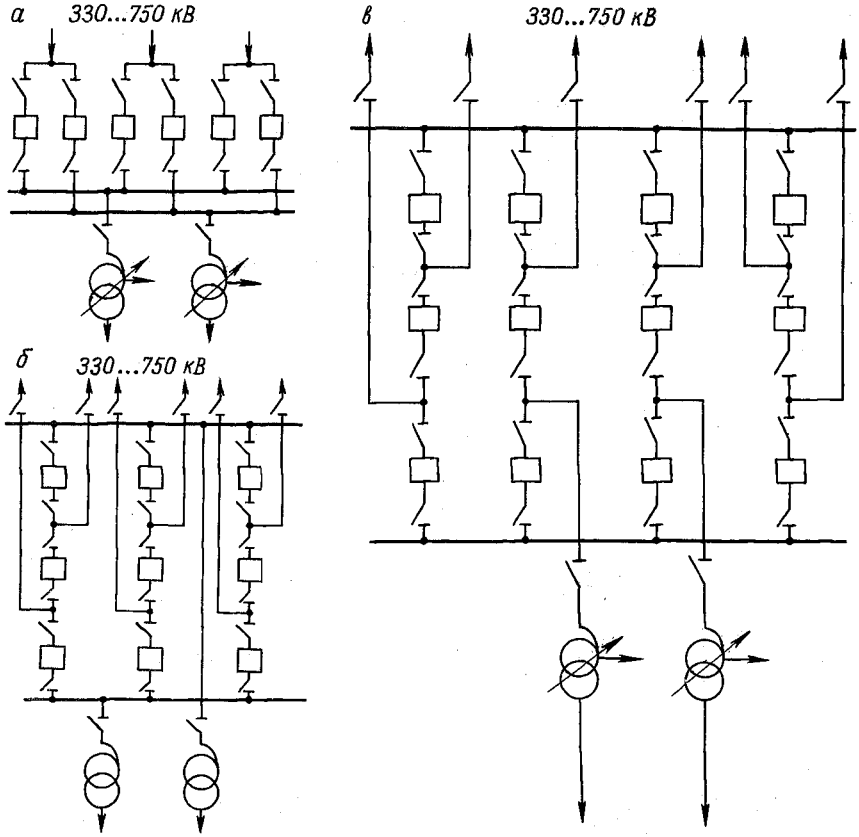


Рис. 2.7. Схемы с двумя и полутора выключателями на линии.

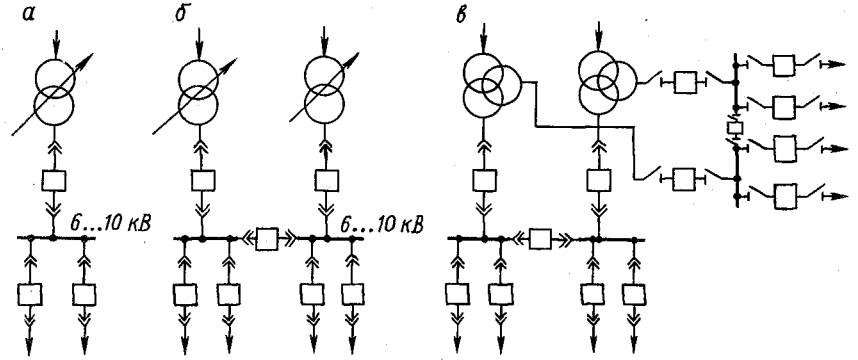


Рис. 2.8. Схемы распределительных устройств низшего и среднего напряжений.

2.2. ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Одновременно со схемой электроснабжения выбирается и напряжение проектируемой сети. Напряжение сети зависит от мощности нагрузок и их удаленности от источника питания. Выбор напряжения сети определяется главным образом экономическими

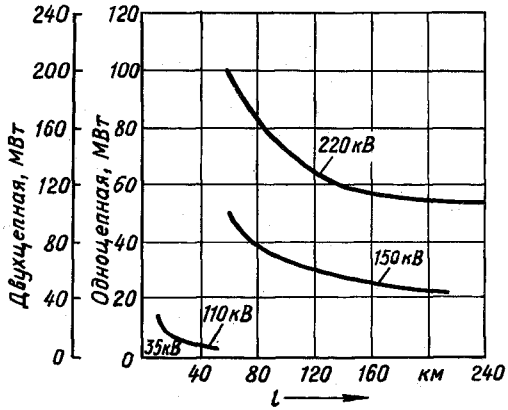


Рис. 2.9. Экономические области номинальных напряжений.

факторами. С увеличением номинального напряжения сети возрастают капитальные затраты на ее сооружение (включая стоимость подстанций), но за счет уменьшения потерь энергии снижаются годовые эксплуатационные расходы. Поэтому для выбора оптимального напряжения необходимо произвести технико-экономическое сравнение различных вариантов напряжения сети.

Предварительный выбор напряжения сети может быть произведен на основе опыта проектирования электрических сетей в Советском Союзе. Для предварительного выбора напряжения могут быть использованы экономические области номинальных напряжений, разработанные институтом «Энергосетьпроект». Кривые, разграничивающие экономически целесообразные области номинальных напряжений (рис. 2.9), построены как геометрические места точек с одинаковыми приведенными затратами для передачи электрической энергии при двух смежных номинальных напряжениях (например, 35 и 110 кВ или 110 и 150 кВ). Экономические области, ограниченные кривыми, дают возможность предварительного выбора при передаче мощности P на расстояние l. Аналогичные области имеются и для напряжений 330 кВ и выше (рис. 2.10). Экономические области определены для электропередачи мощностью до 2000 МВт и длиной до 2400 км при времени наибольших потерь 3000 ч, стоимости потерь энергии 0,6 к/(кВт·ч) и экономической плотности тока 1 А/мм^2. Коэффициент мощности потребителей принят равным 0,9.

Кривые и зоны экономических напряжений были построены с рядом допущений, которые приводят к снижению точности резуль-

татов. К таким допущениям относятся принятая одинаковой для линий разных напряжений плотность тока, усредненные стоимости оборудования подстанций и опор линий электропередачи и т. п.

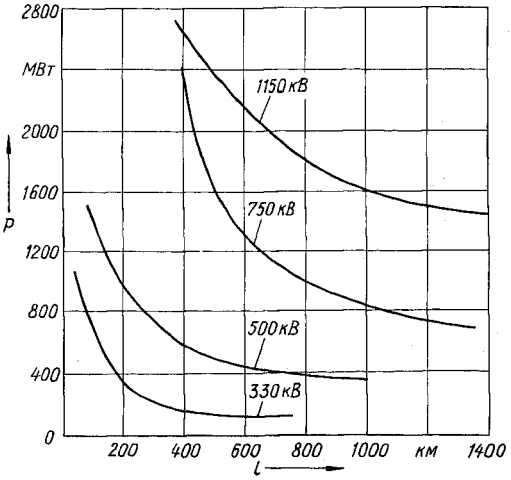


Рис. 2.10. Области экономического применения номинальных напряжений 330 кВ и выше.

Основной метод для окончательного выбора номинального напряжения электрической сети — это технико-экономическое сравнение ряда вариантов. Приведенные выше данные пригодны только для предварительного выбора напряжения.

2.3. ЭЛЕМЕНТЫ КОНСТРУКТИВНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В проекте приводятся основные данные о конструкции сети: материале проводов, материале и конструкции опор, некоторые данные об изоляции линий. Конструкция сети выбирается в соответствии с существующим опытом сетевого строительства.

Районные сети работают при напряжении 35...1150 кВ, и в основном они выполняются воздушными. Если на трассе линии встречается какое-либо препятствие (населенный пункт, аэродром и т. п.), линию обычно отдаляют от него.

Для линий 110 кВ применяются деревянные и железобетонные опоры. Линии электропередачи 220 кВ и выше прокладываются как на железобетонных, так и на металлических опорах.

Расстояния между проводами выбираются по условиям координации изоляции линии и условиям работы в пролете.

Предварительно для расчетов могут быть приняты следующие средние расстояния D между проводами:

U, кВ	0,38	6...10	35	110	220	330	500	750	1150
D, м	0,5	1	3	4	7	9	11...12	15...16	24

При выборе материала и конструкции провода следует учитывать ряд факторов: стоимость провода, его электропроводность, способность противостоять атмосферным и химическим воздействиям, конъюнктуру металлоснабжения, назначение и напряжение линии.

В качестве материала для проводов воздушных линий могут быть использованы медь, алюминий, сталь, бронза (сплав меди, олова и фосфора), алдрей (сплав алюминия, магния и кремния). Кроме монометаллических проводов, изготавливаются комбинированные — сталеалюминиевые и сталебронзовые.

С учетом вышеперечисленных факторов наиболее целесообразны сталеалюминиевые провода марки АС. В соответствии с ГОСТ 839—80 в зависимости от соотношения сечений алюминиевой А и стальной С частей все провода можно разделить на три группы: 1) А : С = 6,0...6,25; 2) А : С = 7,71...8,04 (облегченные провода); 3) А : С = 4,29...4,39 (усиленные провода). Правила устройства электроустановок рекомендуют в проектной практике выбирать соотношение алюминиевой и стальной частей в зависимости от района по гололеду и сечения проводов. Первое соотношение используется при выборе проводов в районах с толщиной стенки гололеда $b \leqslant 20$ мм при сечениях до 185 мм^2 и в районах с $b > 20$ мм при сечениях до 95 мм^2. Провода со вторым соотношением применяются при $b \leqslant 20$ мм и сечениях 240 мм^2 и более и при $b > 20$ мм и сечениях 450 мм^2 и более. При сечениях 120...400 мм^2 и $b > 20$ мм используются провода с третьим соотношением.

В районах с малой плотностью нагрузки на линиях 35 кВ и ниже применяются алюминиевые и стальные провода марок А, ПС, ПМС. Вблизи побережья морей и соленых озер, в районах размещения химических предприятий рекомендуется использовать провода с антикоррозионным покрытием: сталеалюминиевые марок АСК, АСКС, АСКП и алюминиевые марки АКП.

Согласно ГОСТ 839—80, предусматривается также выпуск проводов из алюминиевых сплавов марок АН и АЖ и соответствующих проводов с антикоррозионным покрытием марок АНКП и АЖКП. Область применения проводов марки АН соответствует области применения алюминиевых проводов, а проводов марки АЖ — области применения сталеалюминиевых проводов. В кабельных линиях применяются жилы из алюминия и меди.

По условию механической прочности на линиях выше 1000 В используются, как правило, многопроволочные провода. На воздушных линиях не более 220 кВ применяют, как правило, один провод в фазе. При более высоких напряжениях для снижения потерь мощности на корону и уменьшения индуктивного сопротивления линии могут применяться провода расщепленные, пустотелые и расширенного диаметра. Наиболее распространены расщепленные провода. При напряжении 330 кВ фаза обычно выполняется из двух проводов, при 500 кВ — из трех, при 750 кВ — из четырех или пяти проводов. В последних двух случаях провода фазы распо-

лагают соответственно в углах равностороннего треугольника, в углах квадрата или равностороннего пятиугольника. При напряжении 1150 кВ намечено расщепление фазы на 8 проводов. Методика выбора сечений проводов освещена в § 5.2.

Отметим, что отдельные вопросы проектирования электрической сети — выбор сечений проводов, номинальных напряжений и т. д.,— решаемые обычно и в данном пособии раздельно, в строгой постановке должны решаться комплексно, на основе применения экономико-математических моделей [44, 47].

2.4. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Вопросы выбора числа и мощности трансформаторов на понижающих подстанциях подробно рассматриваются в проектах по курсу «Электрические станции». При выполнении учебного проекта районной электрической сети выбор числа и мощности трансформаторов для каждой подключенной к сети подстанции производится без детальной проработки. Решение этих вопросов в данном случае необходимо главным образом для дальнейших технико-экономических сравнительных расчетов. Поэтому можно ограничиться следующими указаниями для определения числа и мощности трансформаторов.

В соответствии с [7] мощность трансформаторов выбирается по нагрузке пятого года эксплуатации подстанции. Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции. Следует отметить, что повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, однако с их возможностью следует считаться, особенно если к подстанции подключены потребители I и II категорий, не терпящие перерывов в электроснабжении. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварий на одном из трансформаторов второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей. Практически это может быть достигнуто путем установки на подстанции двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из которых будет рассчитана на 60...70 % максимальной нагрузки подстанции.

При оценке мощности, которая будет приходиться в послеаварийном режиме на оставшийся в работе трансформатор, следует учитывать его перегрузочную способность. В противном случае можно без достаточных оснований завысить установленную мощность трансформаторов и тем самым увеличить стоимость подстанции. В послеаварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов до 140 % на время максимума (не более 6 ч в сутки на

протяжении не более 5 суток), при этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки не должен быть больше 0,75 [38] (коэффициент заполнения графика нагрузки — отношение среднесуточного тока нагрузки к наибольшему току за сутки). Такая перегрузка может быть допущена при условии, что система обладает передвижным резервом трансформаторов. Следует учитывать, что при аварии на одном из параллельно работающих трансформаторов допускается отключение потребителей III категории. Практически это осуществимо в том случае, если потребители III категории питаются по отдельным линиям.

Если вся нагрузка состоит из потребителей только III категории, на подстанции может быть установлен один трансформатор, рассчитанный на всю подключенную в момент максимума мощность. Некоторые потребители II категории, терпящие перерывы в электроснабжении, также могут питаться от однотрансформаторных подстанций, особенно при наличии в системе передвижного резерва трансформаторов. Трансформатор является надежным элементом электрической системы, выходящим из строя в результате аварии не чаще одного раза в 10...15 лет.

Сведения, необходимые для выбора мощности трансформаторов на всех подстанциях, целесообразно представить в табличной форме:

Номер подстанции	Суммарная подключенная в момент максимума мощность, МВ·А	Подключенная мощность потребителей I и II категорий, МВ·А	Число выбранных трансформаторов	Номинальная мощность каждого из выбранных трансформаторов, МВ·А	Загрузка каждого трансформатора в нормальном режиме, %	Загрузка каждого трансформатора в послеаварийном режиме, %

2.5. УКАЗАНИЯ ПО ВЫБОРУ ВАРИАНТОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ИХ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОМУ СРАВНЕНИЮ

Выбор наилучшего варианта схемы проектируемой сети — один из наиболее важных моментов проектирования, поскольку найденный вариант должен быть результатом творческой работы проектировщика. Выбор схемы сети не сводится к чисто геометрическим ее построениям. В выборе схемы должны быть заложены определенные идеи, направленные на лучшее электроснабжение потребителей при достижении положительного экономического эффекта. Поэтому при разработке схемы необходимо учитывать экономичность решений, намечая несколько (4...5) наиболее целесообразных вариантов. При этом нужно стремиться к выбору наиболее простых схем. Более сложные схемы выбирают в том случае, когда простые не удовлетворяют техническим и экономическим требованиям.

Сравнению по экономическим показателям подлежат только такие варианты, которые в равной степени удовлетворяют техническим требованиям, предъявляемым к электрической сети.

Выше указывалось, что основные технические требования,

предъявляемые к электрическим сетям,— это надежность работы и высокое качество поставляемой электроэнергии. При разработке схемы проектируемой сети следует в первую очередь учитывать эти два требования. Для выполнения требования надежности электроснабжения потребители I категории должны обеспечиваться 100 %-ным резервом по сети, который включается автоматически. Для потребителей II категории допустимы перерывы в электроснабжении на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной бригадой. Питание потребителей II категории допускается по нерезервированной воздушной линии высокого напряжения. При наличии централизованного резерва допускается питание потребителей II категории одним трансформатором. Потребители III категории резервным питанием не обеспечиваются. Для них допускаются перерывы в электроснабжении на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более суток.

Электрическая энергия, поставляемая потребителям, характеризуется частотой и отклонением напряжения от номинального на зажимах приемника. При разработке учебного проекта предполагается, что мощность электрической системы достаточна для покрытия нагрузки проектируемого района. Поэтому вопросы поддержания частоты обычно не рассматриваются. Следовательно, показателем качества электрической энергии служит значение отклонения напряжения у потребителей от номинального напряжения вторичной сети. В процессе предварительного выбора вариантов электроснабжения можно судить о качестве электрической энергии по значениям потерь напряжения.

При отсутствии достаточного опыта разработка нескольких обоснованных вариантов является достаточно сложной задачей. Однако этот этап проектирования — один из наиболее важных. Необходимо подчеркнуть, что намечаемые варианты не должны быть случайными. Каждый вариант должен иметь ведущую идею построения сети (радиальная сеть, кольцевая и т. д.).

Разработку вариантов электроснабжения рекомендуется выполнять в такой последовательности:

1) выделить подстанции, потребители которых требуют 100 %-ного резерва по сети, предварительно рассмотрев, какими путями может быть выполнено это требование;

2) выделить подстанции, расположенные вблизи одна от другой и от центра питания, а также более удаленные. Такое разделение даст возможность наметить подстанции, которые целесообразно объединить общей сетью. Электроснабжение удаленных подстанций можно будет осуществить отдельными линиями;

3) определить хотя бы приближенно потоки мощности по отдельным линиям. Не следует допускать малозагруженных линий; их наличие — показатель того, что вариант выбран неудовлетворительно;

4) оценить послеаварийные режимы. Для этого достаточно рассмотреть отключение резервированного элемента сети (линии), по

которому в нормальном режиме протекает наибольшая мощность;

5) приближенно определить наибольшие потери напряжения в сети. Так как сечения проводов еще не выбраны, можно найти потери напряжения исходя из средних значений удельных активного и реактивного сопротивлений воздушных линий.

Из намечаемых вариантов схем электроснабжения района на основании предварительных подсчетов и соображений выбираются два наиболее целесообразных, которые подлежат более подробному технико-экономическому сравнению.

При одинаковом напряжении сети выбор этих двух вариантов производится на основе сравнения: длин линий, длин трасс линий, протяженности двухцепных линий, числа выключателей на подстанциях, значений наибольшей потери напряжения, надежности электроснабжения потребителей, гибкости сети, т. е. возможности производить переключения без перерывов в электроснабжении, и перспектив расширения сети.

Длина линий и трасс определяется с учетом их непрямолинейности. Действительная длина принимается на 10 % больше длины, измеренной по прямой линии.

Что касается потерь напряжения, то в процессе предварительных расчетов уровни напряжения на понижающих подстанциях можно признать удовлетворительными в тех случаях, когда в нормальных режимах сети одного напряжения потери не превосходят 15 %, а в послеаварийных режимах — 20 %.

Если сравниваются варианты с разными напряжениями, дополнительно подсчитываются капиталовложения, необходимые для их выполнения (стоимость линий, ячеек выключателей и трансформаторов подстанций). Для последующего более подробного технико-экономического сравнения выбираются два варианта, обеспечивающих необходимую надежность и гибкость электроснабжения и требующих наименьших капиталовложений в их сооружение.

2.6. БАЛАНС РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Баланс реактивной мощности в проектируемой сети может быть определен по уравнению

$$Q_c = \Sigma Q_н + \Sigma \Delta Q_{тр} + \Sigma \Delta Q_л - \Sigma Q_{bл}, \qquad (2.1)$$

где Q_c — требуемая реактивная мощность; $\Sigma Q_н$ — суммарная реактивная мощность всех подключенных к сети нагрузок (подстанций); $\Sigma \Delta Q_{тр}$ — потери реактивной мощности во всех трансформаторах, подключенных к сети; $\Sigma \Delta Q_л$ — сумма потерь реактивной мощности в линиях электрической сети; $\Sigma Q_{bл}$ — суммарная реактивная мощность, генерируемая линиями электрической сети.

Потери реактивной мощности для каждого трансформатора подсчитываются по формуле

$$\Delta Q_{тр} = \frac{P_{тр}^2 + Q_{тр}^2}{U_н^2} X_{тр} + \Delta Q_μ, \qquad (2.2)$$

где $P_{тр}$, $Q_{тр}$ — мощности трансформатора соответственно активная и реактивная; $U_н$ — номинальное напряжение трансформатора; $X_{тр}$ — реактивное (индуктивное) сопротивление трансформатора; $\Delta Q_м$ — намагничивающая мощность трансформатора.

Ориентировочно потери реактивной мощности в трансформаторах можно определить в процентах от их полной нагрузки: для трансформаторов с высшим напряжением 35 кВ — 8...9 %, 110 кВ — 9...10 %, 150...220 кВ — 10...12 %. Эти потери реактивной мощности приведены для одной трансформации.

Потери реактивной мощности в каждой линии $\Delta Q_л$ могут быть подсчитаны по формуле, аналогичной (2.2). Для ориентировочных расчетов (когда сечения проводов еще не определены) можно принимать реактивное сопротивление проводов воздушных линий x_0 равным: для одиночных проводов — 0,4...0,42 Ом/км, для расщепленных на две части проводов — 0,31...0,33 Ом/км, на три части — 0,27...0,29 Ом/км.

Мощность, генерируемая каждым участком линии электрической сети, может быть определена по формуле

$$Q_{bл} = U_н^2 b l, \tag{2.3}$$

где b — емкостная реактивная проводимость 1 км линии; l — протяженность участка линии.

Можно принять, что каждые 100 км линии напряжением 110 кВ генерируют 3,5 МВ·А реактивной (емкостной) мощности, 150 кВ — 6...7 МВ·А, 220 кВ — 14 МВ·А, 330 кВ — 42 МВ·А, 500 кВ — 95 МВ·А, 750 кВ — 225 МВ·А.

Если реактивную мощность, которой располагает система или питающая электростанция, обозначить через $Q_р$, то суммарная мощность компенсирующих устройств определится из выражения

$$Q_к = Q_c - Q_р. \tag{2.4}$$

При решении вопросов компенсации реактивной мощности в сети экономически целесообразно в первую очередь принять меры для снижения реактивной мощности потребителей. К таким мерам относятся правильный подбор электродвигателей, замена некоторых асинхронных электродвигателей синхронными, а также установка компенсирующих конденсаторов на подстанциях промышленных предприятий. Все эти мероприятия выполняются в сетях потребителей и не входят в задание учебного проекта. Часть батарей конденсаторов для компенсации реактивной мощности может устанавливаться на шинах 6...10 кВ районных подстанций, подключаемых к проектируемой сети.

В связи с тем что вопросы компенсации реактивной мощности не решаются в разрабатываемом проекте полностью, производится предварительная расстановка компенсирующих устройств по подстанциям проектируемой сети. При этом допускается исходить из равенства коэффициентов реактивной мощности на шинах вторичного напряжения всех подстанций, подключенных к проектируемой сети.

Если суммарная мощность компенсирующих устройств известна, то можно найти тангенс угла компенсации:

$$\operatorname{tg}\varphi_к = (\Sigma Q_н - Q_к)/\Sigma P_н, \qquad (2.5)$$

где $\Sigma P_н$ — суммарная активная мощность, подключенная к сети.

Реактивная мощность компенсирующего устройства на каждой подстанции определяется следующим образом:

$$Q_{к.п/ст} = P_{п/ст}(\operatorname{tg}\varphi_{п/ст} - \operatorname{tg}\varphi_к), \qquad (2.6)$$

где $P_{п/ст}$ — активная мощность данной подстанции в режиме наибольших нагрузок; $\varphi_{п/ст}$ — угол сдвига фаз на данной подстанции до установки компенсирующих устройств в режиме наибольших нагрузок.

Общая мощность каждой подстанции после установки устройств для компенсации реактивной мощности равна

$$S_{п/ст} = P_{п/ст} - j(Q_{п/ст} - Q_{к.п/ст}). \qquad (2.7)$$

Например, если мощность подстанции в режиме наибольших нагрузок составляет $(20 - j \cdot 12{,}2)$ МВ·А, $\operatorname{tg}\varphi_{п/ст} = 12{,}2/20 = 0{,}61$, $\operatorname{tg}\varphi_к = 0{,}406$, то мощность компенсирующего устройства

$$Q_{к.п/ст} = 20(0{,}61 - 0{,}406) = 4{,}08 \text{ МВ·А};$$

мощность подстанции после установки компенсирующего устройства

$$S_{п/ст} = 20 - j \cdot 12{,}2 + j \cdot 4{,}08 = (20 - j \cdot 8{,}12) \text{ МВ·А}.$$

Наличие компенсирующих устройств на подстанциях может вызвать нежелательное повышение напряжения в сети в режиме наименьших нагрузок. Поэтому при расчетах напряжений следует полагать, что в этом режиме наряду с уменьшением активной нагрузки происходит соответствующее уменьшение реактивной нагрузки, и при необходимости компенсирующие устройства отключают.

3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

3.1. ОБЩИЕ ЗАМЕЧАНИЯ О ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОМ АНАЛИЗЕ

Достижение в интересах общества наибольших результатов при наименьших затратах невозможно без улучшения экономических обоснований принимаемых проектных решений. Отсюда следует необходимость совершенствования теории и методов технико-экономических расчетов, а также повышения уровня профессиональной и экономической подготовки инженеров. Экономические знания инженерно-технических работников должны быть подняты до уровня знаний специальных. Необходимо добиваться такого положения, чтобы техническая дисциплина была пронизана экономикой на всех стадиях учебного процесса: в лекционном курсе, при организации производственной практики, а также при выполнении курсовых и дипломных проектов.

При решении задач построения электрических сетей объем технико-экономических расчетов может быть различным. В общем случае проектированию электроснабжения экономических районов предшествует сложная работа по выявлению их характеристик. Для определения перспективных нагрузок выясняются следующие сведения о районах: природные ресурсы и их размещение; потенциальные запасы сырья и техническая возможность их использования в народном хозяйстве; перспективы промышленного развития района и размещения промышленных предприятий; перспективные планы развития народного хозяйства и исчисление по удельным нормам потребностей в электрической энергии и мощности для промышленности и сельского хозяйства. Затем определяются энергетические ресурсы района на основе данных о характеристике и перспективах развития топливных ресурсов, экономических показателей добычи различных видов топлива, потенциальных гидроэнергетических ресурсов, экономических и технических показателей электростанций.

На основе перечисленных данных устанавливается структура энергетического баланса районов с учетом перспективы их развития на 10...15 лет.

Однако при курсовом проектировании обычно задаются значения нагрузки и электростанции, участвующие в ее покрытии. Поэтому студентам не приходится проводить сложную работу по установлению энергобаланса района. Основная цель технико-экономических расчетов в проекте — определение оптимальных параметров и схемы электроснабжения заданных потребителей.

Для экономического анализа различных технических решений и выбора среди них оптимального важное значение имеет применение правильных экономических показателей и методов технико-экономических расчетов. С этой точки зрения необходимо ознакомиться с технико-экономическими показателями электрических систем.

3.2. КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ И ИХ ОЦЕНКА

Капитальными вложениями или *капитальными затратами* называются средства, идущие на расширенное воспроизводство основных фондов народного хозяйства СССР.

Основные фонды подразделяются на производственные и непроизводственные. К *производственным* фондам относятся средства труда, участвующие в процессе производства или способствующие его осуществлению, к *непроизводственным* — фонды, которые непосредственного участия в производственном процессе не принимают, а только косвенно содействуют его нормальному ходу.

В состав основных производственных фондов в энергетике входят производственные здания, сооружения, силовое оборудование (турбогенераторы, котельные агрегаты, компрессоры, гидрогенераторы, турбины, синхронные компенсаторы, электродвигатели, выключатели и т. п.), производственное оборудование (станки, прессы, машины), передаточные устройства, транспортные средства, хозяйственный инвентарь, инструменты (ценой 50 р. и выше) и т. п. К непроизводственным фондам относятся жилые здания, школы, ясли, клубы и пр.

Целью капитального строительства является создание новых основных фондов, а также расширение и реконструкция существующих. Однако для этой цели одного капитального строительства недостаточно. Нужны еще капитальные приобретения оборудования, инвентаря.

Таким образом, затраты на создание и реконструкцию основных фондов составляют капитальные вложения:

$$K = K_{ст} + K_{об},$$

где $K_{ст}$ — затраты на капитальные строительно-монтажные работы; $K_{об}$ — капитальные затраты на оборудование и инвентарь.

Соотношение между стоимостью капитальных работ и стоимостью оборудования в энергетике характеризуется примерно следующими данными для основных объектов: тепловых электростанций — $K_{ст}=40\ \%\ K$ и $K_{об}=60\ \%\ K$; гидроэлектростанций — $K_{ст}=70...77\ \%\ K$ и $K_{об}=30...23\ \%\ K$; электрических сетей — $K_{ст}=70...93\ \%\ K$ и $K_{об}=30...7\ \%\ K$.

С увеличением напряжения электрических сетей повышается доля стоимости оборудования и уменьшается доля затрат на строительно-монтажные работы; для кабельных сетей низкого напряжения (6...10 кВ) затраты на приобретение оборудования составляют 7...10 %, а для дальних электропередач — 27...30 %.

Капитальные вложения определяются на основе проектно-изыскательских работ, которые обычно предшествуют капитальному строительству. Стоимость строительства подсчитывается по смете, которая устанавливает предел затрат на сооружение объекта. Смета служит основным экономическим документом, характеризующим строительство. Задачи ее следующие: выявить трудовые, материальные и денежные затраты, необходимые для осуществления строительства; служить исходным документом для его планирования; быть основой для финансирования и внедрения хозрасчета в стране; являться базовым документом для заключения договоров с подрядными строительно-монтажными организациями и предприятиями — поставщиками оборудования.

Большое распространение в технико-экономическом анализе получили укрупненные технико-экономические показатели, которые рассчитываются на основе проектно-сметных данных, опыта строительства и эксплуатации. Укрупненные технико-экономические показатели используются при сравнении вариантов энергетических объектов, выявлении относительной экономичности различных энергетических сооружений, схем энергоснабжения и т. п. Они дают возможность достаточно просто определять капитальные затраты.

Вопросы составления смет и укрупненных технико-экономических показателей энергетических систем подробно рассматриваются в курсе «Экономика энергетики».

При сравнении вариантов капиталовложений в электрические системы и сети необходимо знать удельные капитальные затраты на строительство электростанций. Это объясняется тем, что в сравниваемых вариантах могут быть различные потери мощности и энергии; покрытие дополнительных потерь в проектируемых элементах электрических систем требует увеличения мощности электростанций. Поэтому при проектировании часто необходимо дать ответ на вопрос, следует ли производить дополнительные затраты на объект для уменьшения потерь энергии в нем или предусмотреть увеличение мощности новых электростанций с целью покрытия дополнительных потерь в проектируемом объекте. Из сказанного следует, что удельные капитальные вложения должны приниматься по показателям вновь вводимой мощности в энергосистеме. При этом, учитывая, что установленная мощность ГЭС практически не зависит от изменений расчетной нагрузки, вызываемых изменениями потерь энергии в объекте, и что установленная мощность ТЭЦ определяется потребностью в теплоте, следует иметь в виду новые конденсационные электростанции, вводимые в эксплуатацию в один плановый период с проектируемым объектом.

Рассмотрим применение указанных показателей на примере определения капитальных затрат элементов электрических систем и сетей. Капитальные затраты для электрических сетей определяются суммой непосредственных вложений в проектируемый объект, вложений в строительство электростанций для покрытия потерь мощности в намечаемом объекте, а также в топливную базу и транспорт топлива для снабжения этой электростанции. Сумма

характеризуется выражением

$$K = K_0 + k_{max} k_р k_{с.н} \Delta P k_{уд} + k_т b \Delta Э, \qquad (3.1)$$

где K_0 — непосредственные вложения в объект р.; k_{max} — коэффициент попадания расчетной нагрузки проектируемого объекта в максимум энергосистемы; $k_р$ — коэффициент, учитывающий резерв мощности в системе; $k_{с.н}$ — коэффициент, по которому учитывается увеличение установленной мощности электростанции для питания собственных нужд; ΔP — максимальные потери мощности (за год) в проектируемой линии или подстанции, кВт; $k_{уд}$ — удельные затраты на строительство электростанций, р/кВт, $k_т$ — удельные вложения в топливную базу и транспорт топлива, р/т; b — удельный расход топлива в энергосистеме, т/(кВт·ч) (имеется в виду условное топливо); $\Delta Э$ — потери энергии за год в проектируемой линии или подстанции, кВт·ч.

Коэффициент k_{max} зависит от графика нагрузки; при совпадении максимума нагрузки рассчитываемого объекта с максимумом системы $k_{max} = 1$. Для двух других коэффициентов институт «Энергосетьпроект» рекомендует следующие значения: $k_р = 1{,}1$ и $k_{с.н} = 1{,}07$.

Непосредственные капиталовложения при конкретном проектировании, как уже указывалось, определяются путем составления сметно-финансовых расчетов стоимости сооружения.

При перспективном проектировании K_0 рассчитывается по аналогии с уже построенными или запроектированными сооружениями; могут быть использованы таблицы стоимостей сооружения подстанций 110...500 кВ, составленные институтом «Энергосетьпроект» по прейскурантам.

Варианты с различными сроками строительства сравниваются по значениям приведенных капиталовложений на основе формулы сложных процентов

$$K = K_0 (1 + p_н)^t, \qquad (3.2)$$

где K — приведенные затраты через t лет; K_0 — затраты, соответствующие началу отсчета времени; $p_н$ — нормативный коэффициент эффективности — значение, обратное сроку окупаемости.

Приведение капиталовложений по формуле сложных процентов (3.2) рекомендует «Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений и новой техники в народном хозяйстве СССР» [31], разработанная АН СССР.

При определении и исследовании экономических параметров энергетических систем иногда полезны аналитические выражения, определяющие капитальные вложения в отдельные элементы энергосистемы. Подобные выражения для топливодобычи и электростанций различного типа приводятся в курсе «Экономика энергетики». Дадим аналогичные формулы для основных элементов электрической системы.

Капиталовложения в сооружение линии электропередачи в зависимости от сечения провода S могут быть представлены формулой

$$K_л = (K_{о.л} + n(a + bS))\,l, \qquad (3.3)$$

где $K_{о.л}$ — стоимость освоения трассы линии (контрольные пункты, дороги, связь и т. д.), тыс р/км; n — число цепей линий; a — коэффициент, зависящий от напряжения линии, тыс р/км; b — коэффициент, показывающий изменение стоимости линии при изменении сечения провода на 1 мм^2, тыс. р/(км·мм^2); l — длина линии, км.

Линейная зависимость стоимости линий от сечения проводов, представленная уравнением (3.3), обычно приводится в учебной литературе по электрическим сетям и системам. Исследования показали, что такая зависимость существует только при больших сечениях проводов; при малых сечениях кривая, выражающая эту зависимость, имеет U-образный вид. Для линий с большой передаваемой мощностью сечения, соответствующие криволинейной части, оказались неэкономичными. Поэтому считается, что линейная зависимость (3.3) удовлетворяет всем случаям, представляющим практический интерес.

Линейными оказались также зависимости стоимости 1 км линии от ее напряжения.

Согласно аналитическим выражениям, составленным на основе стоимостных данных института «Энергосетьпроект» и интерполяционной формулы Лагранжа, стоимость 1 км линии в зависимости от ее номинального напряжения можно представить уравнением

$$K_l = Л_0 + ЛU, \qquad (3.4)$$

где значения коэффициентов $Л_0$ и $Л$ зависят от сечения проводов, конструкции опор и числа цепей. Характер зависимостей (3.3) и (3.4) учитывается более общей формулой

$$K_l = F + HU + NS\sqrt[4]{n},$$

где F — постоянная составляющая стоимости 1 км линии, р/км; H — составляющая, зависящая от номинального напряжения линии U, р/(км·кВ); N — составляющая, зависящая от сечения провода, р/(км·мм^2); n — число проводов расщепленной фазы. Значения коэффициентов $Л_0$, $Л$, H, N приводятся в литературе [9].

3.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ. СТОИМОСТЬ ПОТЕРЬ

Несмотря на усилия, направленные на повышение уровня полезного использования энергетических ресурсов, он все еще остается низким (не более 29...30 %). Потери в различных областях энергетического хозяйства составляют примерно 70 % всего количества потенциальной теплоты используемых энергоресурсов. Основные потери теплоты, топлива и электроэнергии (35...40 % всех потерь) приходятся на двигатели и механизмы транспортного на-

значения, непосредственно использующие топливо; 25 % — на электростанции; 17 % — на промышленные огневые печи.

Коэффициент полезного действия (КПД) современных тепловых электростанций не превышает 40 %. При передаче энергии от вала генератора на вал двигателя суммарные потери энергии в генераторах, сетях, трансформаторах и двигателях составляют около 30 % всей выработанной на станции энергии. Из них примерно до 18 % приходится на электрические сети.

Из приведенных данных видно, что значительная часть установленной мощности электрических станций предназначена для покрытия потерь мощности и энергии в электрических системах. В системе на электростанциях приходится устанавливать дополнительные турбогенераторы, котлы, что обусловливает наличие в выражении (3.1) членов, учитывающих затраты на покрытие потерь мощности и энергии. Важное значение имеют методы расчета этих потерь. Рассмотрим выражения для определения потерь мощности в основных элементах электрических сетей.

В связи с созданием объединенных энергетических систем, увеличением мощностей, протяженности и напряжений электропередачи возросли потери, вызванные прохождением емкостных токов линий. Приведем формулы потерь мощности линии передачи с учетом равномерности распределения ее параметров, полученные на основе уравнений линий в гиперболических функциях:

$$\Delta P = \frac{S_2^2}{4U_2^2} r_0 \left(\frac{\operatorname{sh} 2\beta l}{\beta} + \frac{\sin 2\alpha l}{\alpha} \right) +$$

$$+ \frac{U_2^2}{4z_в^2} r_0 \left(\frac{\operatorname{sh} 2\beta l}{\beta} - \frac{\sin 2\alpha l}{\alpha} \right) +$$

$$+ \frac{P_2 z_в - Q_2 x_в}{2\beta z_в^2} r_0 (\operatorname{ch} 2\beta l - 1) -$$

$$- \frac{Q_2 z_в + P_2 x_в}{2\alpha z_в^2} r_0 (1 - \cos 2\alpha l);$$

$$\Delta Q = \frac{S_2^2}{4U_2^2} x_0 \left(\frac{\operatorname{sh} 2\beta l}{\beta} + \frac{\sin 2\alpha l}{\alpha} \right) +$$

$$+ \frac{U_2^2}{4z_в^2} x_0 \left(\frac{\operatorname{sh} 2\beta l}{\beta} - \frac{\sin 2\alpha l}{\alpha} \right) +$$

$$+ \frac{P_2 z_в - Q_2 x_в}{2\beta z_в^2} x_0 (\operatorname{ch} 2\beta l - 1) -$$

$$- \frac{Q_2 z_в + P_2 x_в}{2\alpha z_в^2} x_0 (1 - \cos 2\alpha l), \qquad (3.5)$$

где ΔP, ΔQ — потери соответственно активной и реактивной мощностей; S_2, U_2 — полная мощность и напряжение в конце линии; r_0; x_0 — активное и индуктивное сопротивления на единицу длины линии; α, β — коэффициенты изменения фазы и затухания волны на единицу длины; $z_в$, $x_в$ — соответственно модуль и реактивная составляющая волнового сопротивления линии; P_2, Q_2 — соответственно активная и реактивная мощности в конце линии; l — длина линии.

При небольших расстояниях, когда можно допустить $\operatorname{sh} 2\beta l \simeq \simeq 2\beta l$, $\sin 2\alpha l \cong 2\alpha l$, $\operatorname{ch} 2\beta l \cong 1$, $\cos 2\alpha l \simeq 1$, выражения (3.5) превращаются в известные формулы подсчета потерь мощности в электрических сетях:

$$\Delta P = S_2^2 R_л / U_2^2; \tag{3.6}$$

$$\Delta Q = S_2^2 x_л / U_2^2, \tag{3.7}$$

где $R_л = r_0 l$, $x_л = x_0 l$.

Для линий электропередачи (в том числе и для дальних) вполне допустимо принять $\operatorname{sh} 2\beta l \simeq 2\beta l$. Так, для $l = 2500$ км и провода 3×АСО-500 получим: $\beta = 0{,}00004$, $2\beta l = 0{,}200$ и $\operatorname{sh} 2\beta l = 0{,}201$.

Поэтому формулы (3.5) можно переписать в виде:

$$\Delta P = \frac{S_2^2}{2U_2^2} R_л + \frac{S_2^2 r_0 \sin 2\alpha l}{4U_2^2 \alpha} + \frac{P_{нат} R_л}{2z_в} + \\ + \frac{P_{нат} r_0 \sin 2\alpha l}{4\alpha z_в} + \frac{P_2 z_в - Q_2 x_в}{2\beta z_в^2} r_0 (\operatorname{ch} 2\beta l - 1) - \\ - \frac{Q_2 z_в + P_2 x_в}{2\alpha z_в^2} r_0 (1 - \cos 2\alpha l); \tag{3.8}$$

$$\Delta Q = \frac{S_2^2}{2U_2^2} x_л + \frac{S_2^2 x_0 \sin 2\alpha l}{4U_2^2 \alpha} + \frac{P_{нат} x_л}{2z_в} - \\ - \frac{P_{нат} x_0 \sin 2\alpha l}{4\alpha z_в} + \frac{P_2 z_в - Q_2 x_в}{2\beta z_в^2} x_0 (\operatorname{ch} 2\beta l - 1) - \\ - \frac{Q_2 z_в + P_2 x_в}{2\alpha z_в^2} x_0 (1 - \cos 2\alpha l), \tag{3.9}$$

где $P_{нат}$ — натуральная мощность линии электропередачи.

Из формул (3.8) и (3.9) следует, что потери мощности в линии имеют три составляющие. Одна составляющая — потери в режиме холостого хода, не зависящие от нагрузки; две другие зависят от нее: первая из них пропорциональна квадрату нагрузки, вторая — первой степени нагрузки.

При определении потерь мощности по приближенным формулам (3.6) и (3.7) для расстояний $l < 300...400$ км погрешность составляет не более 1 %.

Приведенные формулы справедливы для однородной линии. Более общие соотношения дает метод обобщенных постоянных четырехполюсника, который позволяет определить потери мощности для любого элемента электрической системы, в том числе для линии электропередачи с промежуточными устройствами.

Активная мощность в начале линии электропередачи

$$P_1 = \mathrm{Re}(\underline{U}_1^* \underline{I}_1).$$

Подставив

$$\underline{U}_1 = \underline{A}_л \underline{U}_2 + \underline{B}_л \underline{I}_2; \quad \underline{I}_1 = \underline{C}_л \underline{U}_2 + \underline{D}_л \underline{I}_2,$$

получим

$$P_1 = \mathrm{Re}(\underline{A}_л^* \underline{C}_л U_2^2 + \underline{A}_л^* \underline{D}_л \underline{I}_2 \underline{U}_2^* + \\ + \underline{B}_л^* \underline{C}_л \underline{I}_2^* \underline{U}_2 + \underline{B}_л^* \underline{D}_л I_2^2).$$

Обозначим:

$$\underline{A}_л = A'_л + jA''_л; \quad \underline{B}_л = B'_л + jB''_л;$$

$$\underline{C}_л = C'_л + jC''_л; \quad \underline{D}_л = D'_л + jD''_л.$$

Тогда после преобразования выражения мощности в начале линии найдем

$$P_1 = (A'_л C'_л + A''_л C''_л) U_2^2 + (B'_л D'_л + B''_л D''_л) I_2^2 + \\ + (A'_л D'_л + A''_л D''_л + B'_л C'_л + B''_л C''_л) P_2 + \\ + (A'_л D''_л - A''_л D'_л - B'_л C''_л + C'_л B''_л) Q_2. \qquad (3.10)$$

Соотношению комплексных коэффициентов

$$\underline{A}_л \underline{D}_л - \underline{B}_л \underline{C}_л = 1$$

соответствуют два уравнения действительных величин:

$$A'_л D'_л - A''_л D''_л - B'_л C'_л + B''_л C''_л = 1; \qquad (3.11)$$

$$A'_л D''_л + A''_л D'_л - B'_л C''_л - C'_л B''_л = 0. \qquad (3.12)$$

Учитывая соотношения (3.11) и (3.12), представим мощность в начале линии как

$$P_1 = (A'_л C'_л + A''_л C''_л) U_2^2 + (B'_л D'_л + B''_л D''_л) I_2^2 + \\ + (2A''_л D''_л + 2B'_л C'_л + 1) P_2 + 2(C'_л B''_л - A''_л D'_л) Q_2. \qquad (3.13)$$

Потери активной мощности в линии электропередачи

$$\Delta P = (A'_л C'_л + A''_л C''_л) U_2^2 + (B'_л D'_л + B''_л D''_л) I_2^2 + \\ + (A''_л D''_л + B'_л C'_л) P_2 + 2(C'_л B''_л - A'_л D''_л) Q_2, \qquad (3.14)$$

или, принимая во внимание соотношение (3.12), получим

$$\Delta P = (A'_л C'_л + A''_л C''_л) U_2^2 + (B'_л D'_л + B''_л D''_л) I_2^2 + \\ + 2(A''_л D''_л + B'_л C'_л) P_2 + 2(A''_л D''_л - B'_л C''_л) Q_2. \qquad (3.15)$$

Первое и второе слагаемые выражения (3.15) — потери активной мощности в режимах соответственно холостого хода при напря-

жении в конце U_2 и короткого замыкания при токе I_2. Действительно, потери активной мощности в этих режимах составят

$$\Delta P_{\text{х.х}} = \operatorname{Re}(\underline{A}_{\text{л}}^{*}\underline{U}_2^{*}\underline{C}_{\text{л}}\underline{U}_2),$$

или

$$\Delta P_{\text{х.х}} = (A'_{\text{л}}C'_{\text{л}} + \underline{A}''_{\text{л}}C''_{\text{л}})\,U_2^2$$

и

$$\Delta P_{\text{к.з}} = \operatorname{Re}(\underline{B}_{\text{л}}^{*}\underline{I}_2^{*}\underline{D}_{\text{л}}\underline{I}_2),$$

или

$$\Delta P_{\text{к.з}} = (B'_{\text{л}}D'_{\text{л}} + B''_{\text{л}}D''_{\text{л}})\,I_2^2.$$

При сравнении полученных выражений потерь активной мощности с аналогичными выражениями для однородной линии электропередачи видна их одинаковая структура.

Потери мощности в двухобмоточных трансформаторах определяются по формуле

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{х.х}} + \Delta P_{\text{н}}(S/S_{\text{н}})^2, \qquad (3.16)$$

где $\Delta P_{\text{х.х}}$ — потери мощности холостого хода в трансформаторе, кВт; $\Delta P_{\text{н}}$ — нагрузочные потери мощности в обмотках высшего и низшего напряжений трансформатора при номинальной нагрузке, кВт; S — расчетная нагрузка трансформатора, МВ·А; $S_{\text{н}}$ — номинальная мощность, МВ·А.

Потери мощности в трехобмоточных трансформаторах определяются по формуле

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{х.х}} + \Delta P_{\text{в}}(S_{\text{р.в}}/S_{\text{н}})^2 + \Delta P_{\text{с}}(S_{\text{р.с}}/S_{\text{н}})^2 + \Delta P_{\text{н}}(S_{\text{р.н}}/S_{\text{н}})^2,$$

где $\Delta P_{\text{в}}$, $\Delta P_{\text{с}}$, $\Delta P_{\text{н}}$ — нагрузочные потери мощности в обмотках высшего, среднего и низшего напряжений при номинальной нагрузке трансформатора, кВт; $S_{\text{р.в}}$, $S_{\text{р.с}}$, $S_{\text{р.н}}$ — расчетные нагрузки обмоток высшего, среднего и низшего напряжений трансформатора, МВ·А.

При заданных потерях мощности $\Delta P_{\text{в}-\text{с}}$, $\Delta P_{\text{с}-\text{н}}$, $\Delta P_{\text{в}-\text{н}}$, соответствующих передаче номинальной мощности из одной обмотки трансформатора в другую («в», «с», «н» — индексы обмоток), потери в отдельных обмотках определяются из выражений:

$$\Delta P_{\text{в}} = (\Delta P_{\text{в}-\text{с}} + \Delta P_{\text{в}-\text{н}} - \Delta P_{\text{с}-\text{н}})/2;$$

$$\Delta P_{\text{с}} = \Delta P_{\text{в}-\text{с}} - \Delta P_{\text{в}};\ \Delta P_{\text{н}} = \Delta P_{\text{в}-\text{н}} - \Delta P_{\text{в}}.$$

По этим формулам с достаточной для расчетов точностью могут быть определены также потери мощности в автотрансформаторах.

Потери мощности в статических конденсаторах, включенных параллельно (шунтовые батареи), могут быть найдены из соотношения

$$\Delta P_{\text{к}} = k_{\text{к}} Q_{\text{н}},$$

где $k_{\text{к}}$ — коэффициент потерь, равный для отечественных конденсаторов 0,003 кВт/(кВ·А); $Q_{\text{н}}$ — номинальная мощность батареи, кВ·А.

Потери мощности в установках последовательной конденсаторной компенсации

$$\Delta P_{\text{п.к}} = k_{\text{к}} Q_{\text{н}} (I/I_{\text{н}})^2.$$

Потери мощности в синхронных компенсаторах могут быть определены аналогично потерям в двухобмоточных трансформаторах по формуле (3.16).

Для шунтирующих реакторов потери мощности

$$\Delta P_{\text{р}} = k_{\text{р}} Q_{\text{н}},$$

где $k_{\text{р}}$ — коэффициент потерь; для отечественных реакторов 35 и 40 кВ $k_{\text{р}} = 0{,}005$ кВт/(кВ·А), для реакторов 500 кВ $k_{\text{р}} = 0{,}006$ кВт/(кВ·А); $Q_{\text{н}}$ — номинальная мощность реактора, кВ·А.

На основе потерь мощности могут быть определены потери энергии. Для определения потерь электроэнергии на нагревание проводов иногда используется понятие среднеквадратичного тока — условного тока, неизменного по значению, который, проходя по линии в течение времени t, создает те же потери энергии, что и рабочий ток при работе линии по действительному графику. Обозначив среднеквадратичный ток через $I_{\text{ск}}$, можно записать:

$$\Delta Э = \int_0^t 3I^2 R dt = 3I_{\text{ск}}^2 Rt,$$

откуда

$$I_{\text{ск}} = \sqrt{\int_0^t I^2 dt/t}.$$

Для года $t = 8760$ ч ($t = 24 \cdot 365$)

$$I_{\text{ск}} = \sqrt{\int_0^{8760} I^2 dt/8760}.$$

При наличии трех типовых графиков — зимнего, летнего и осенне-весеннего — $I_{\text{ск}}$ определяется из выражения

$$I_{\text{ск}}^2 \cdot 8760 = (I_{\text{ск.з}})^2 t_{\text{з}} + (I_{\text{ск.л}})^2 t_{\text{л}} + (I_{\text{ск.о-в}})^2 t_{\text{о-в}},$$

где $t_{\text{з}} = 2184$ ч (зима); $t_{\text{л}} = 2184$ ч (лето); $t_{\text{о-в}} = 4392$ ч (осень и весна).

Легко находится $I_{\text{ск}}$ при наличии годового графика нагрузки по продолжительности.

Если графики заданы не в токах, а в мощностях, определяется среднеквадратичная мощность, по которой и находятся потери энергии:

$$\Delta Э = (S_{\text{ск}}^2 Rt)/U^2.$$

Второй метод определения потерь электроэнергии основывается на понятиях времени потерь и времени использования максимума нагрузки.

Время потерь τ, или время максимальных потерь, есть число часов, в течение которых максимальный ток, проходящий в линии непрерывно, создает потери энергии, равные действительным потерям энергии за год:

$$\Delta Э = \int_0^{8760} 3I^2 R dt = 3I_{max}^2 R\tau$$

или

$$\Delta Э = S_{max}^2 R\tau / U^2.$$

При известном графике нагрузки

$$\tau = \int_0^{8760} I^2 dt / I_{max}^2$$

$$I_{ск} = I_{max}\sqrt{\tau/8760}.$$

Время потерь τ часто определяют по кривым, если известно время использования максимума T_{max}. Время использования максимума выражает число часов, в течение которых линия при своей максимальной нагрузке выдает потребителю энергию, доставляемую линией за год при работе по действительному графику. Следовательно,

$$T_{max} = \int_0^{8760} I dt / I_{max}.$$

Каждая группа потребителей имеет характерный для нее график нагрузки и соответствующее значение T_{max}. Так, например, ориентировочно можно указать следующие значения T_{max} для освещения: внутреннего — 1500...2000 ч; наружного — 2000...3000; промпредприятия: односменного — 2000...2500; двухсменного — 3000...4500; трехсменного — 5000...7000 ч. Зная T_{max}, можно по кривым $\tau = \varphi(T_{max})$ найти время потерь. Для типового суточного графика, имеющего снижение нагрузки ночью и утренний или вечерний максимум, τ можно определить по табл. 3.1.

Табл. 3.1. **Зависимость времени потерь от времени использования максимума, ч**

T_{max}	τ	T_{max}	τ	T_{max}	τ
4000	2500	5500	4000	7000	5900
4500	3000	6000	4600	7500	6600
5000	3500	6500	5200	8000	7400
				8760	8760

При одноступенчатом графике нагрузки, когда часть времени нагрузка постоянна, а часть — равна нулю, время потерь равно числу часов использования максимума нагрузки ($\tau = T_{max}$). При равномерной нагрузке с кратковременным резко выраженным максимумом время потерь $\tau = T_{max}^2/8760$. При характерном графике определение τ должно производиться на основе этого графика.

В линиях электропередачи напряжением не выше 110...220 кВ потери электроэнергии обычно определяются нагреванием проводов. Для линий напряжением 330 кВ и выше необходимо также учитывать потери на корону, которые рассчитываются по удельным среднегодовым потерям мощности, взятым в соответствии с климатическими условиями района для расчетного электростатического градиента на основе опытных данных. Для ориентировочных расчетов потери на корону могут быть определены по табл. 3.2.

Табл. 3.2. **Среднегодовые потери мощности на корону для линий 330 и 500 кВ на портальных опорах при номинальном напряжении, кВт/(км·год)**

Напряжение линии, кВ	Марка и число проводов в фазе	Район трассы	
		Москва, Ленинград, Саратов, Куйбышев, Свердловск, Новосибирск	Арзамас, Вологда, Ворошиловград, Златоуст, Челябинск
330	2×АСО-300	2,5	1,5
	3×АСО-400	9,0	6,0
500	3×АСО-500	7,0	4,0

Потери электроэнергии в трансформаторах можно разделить на две части: зависящие и не зависящие от нагрузки. Ко второй части относят потери в стали трансформатора, которые зависят только от мощности подключенного трансформатора. Потери энергии в стали подсчитываются по выражению

$$\Delta Э_с = \Delta P_{х.х} t,$$

где $\Delta P_{х.х}$ — потери мощности в стали трансформатора (приводятся обычно в данных о трансформаторе); t — время работы трансформатора.

Первая часть потерь (зависящих от нагрузки) в трансформаторе обусловлена потерями в обмотках трансформатора, или, как говорят, потерями в меди. Эти потери подсчитываются так же, как и потери на нагревание проводов линии, т. е.

$$\Delta Э_м = 3I^2 R_{тр} \tau.$$

Суммарные потери за год составят

$$\Delta Э_{тр} = \Delta P_{х.х} t + 3I^2 R_{тр} \tau$$

или

$$\Delta Э_{тр} = \Delta P_{х.х} t + \Delta P_{м\,max} \tau = \Delta P_{х.х} t + \Delta P_м (S_{max}/S_н)^2 \tau,$$

где $P_{м\,max}$, $\Delta P_м$ — потери в меди трансформатора соответственно в максимальном и номинальном режимах; S_{max}, $S_н$ — полные мощности соответственно в максимальном и номинальном режимах трансформатора.

При нескольких параллельно работающих трансформаторах равной мощности, часть которых периодически отключается, сле-

дует пользоваться формулой

$$\Delta Э = n_1 \Delta P_{х.х} t_1 + n_2 \Delta P_{х.х} t_2 + n_1 \Delta P_м (S'_{ск}/(n_1 S_н))^2 t_1 + + n_2 \Delta P_м (S''_{ск}/(n_2 S_н))^2 t_2,$$

или

$$\Delta Э = n_1 \Delta P_{х.х} t_1 + n_2 \Delta P_{х.х} t_2 + (\Delta P_м/n_1)(S'_{ск}/S_н)^2 t_1 + + (\Delta P_м/n_2)(S''_{ск}/S_н)^2 t_2,$$

где n_1 — число трансформаторов, включенных за год в течение t_1 часов; n_2 — число трансформаторов, включенных в течение t_2 часов; $\Delta P_{х.х}$ — потери в стали одного трансформатора; $\Delta P_м$ — потери в меди одного трансформатора при его номинальной нагрузке; $S'_{ск}$ — среднеквадратичная мощность за время работы t_1 трансформаторов n_1; $S''_{ск}$ — среднеквадратичная мощность за время работы t_2 трансформаторов n_2.

Аналогично рассчитываются потери энергии в синхронных компенсаторах:

$$\Delta Э_{ск} = \Delta P_м (S_{max}/S_н)^2 \tau + \Delta P_{х.х} t,$$

где $\Delta P_м$ и $\Delta P_{х.х}$ — потери мощности в меди и стали синхронного компенсатора; t — продолжительность работы синхронного компенсатора.

Аналогично определяются потери электроэнергии в трехобмоточных трансформаторах, автотрансформаторах и других элементах электрической сети.

В оценке потерь энергии встречаются различные мнения; они подробно рассмотрены в ряде работ. В настоящее время оценка потерь энергии производится по «Основным методическим положениям технико-экономических расчетов в энергетике». Согласно этим методическим указаниям, затраты на энергию, обеспечивающую покрытие потерь, следует учитывать так же, как и затраты на полезно используемую энергию. При этом указывается, что исчисление затрат на электроэнергию при определении себестоимости продукции следует производить с учетом расходов на передачу ее по сетям, а также дифференцированно, с учетом неравномерности графика нагрузки потребителя T_{max} и степени участия его в максимуме нагрузки системы k_{max}. Если тариф не удовлетворяет этим требованиям, то затраты на 1 кВт·ч определяются по формуле

$$c = (p_н k_{max} k_р k_{сн} k_{уд})/\tau + p_н k_т b + c_е, \qquad (3.17)$$

где $c_е$ — средняя в энергосистеме себестоимость энергии, отпущенной с шин новых конденсационных электростанций, р/(кВт·ч).

Выражение (3.17) учитывает полные затраты на производство 1 кВт·ч электроэнергии, что достигается путем учета всех текущих затрат на производство энергии, складывающихся из топливной составляющей и расходов на амортизацию, заработную плату, текущие ремонты, а также учета процентных отчислений от стоимости электростанций $k_{уд}$, добычи и транспорта топлива.

3.4. ГОДОВЫЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ

Годовые эксплуатационные расходы электрических сетей представляют себестоимость передачи и распределения электрической энергии, выданной потребителям за год.

Годовые эксплуатационные расходы (или себестоимость), которые не учитывают полностью затраты труда на производство продукции, следует рассматривать как вспомогательные экономические показатели. При экономии сырья, топлива, электроэнергии, передовых формах организации труда и использования оборудования без дополнительных капитальных вложений себестоимость может служить критерием повышения уровня работы предприятия. При дополнительных капиталовложениях годовые эксплуатационные расходы (или себестоимость) не являются выражением повышения или снижения экономичности предприятия, так как они не определяют получаемых при этом суммарных затрат живого и прошлого труда. Они не дают полного представления об экономичности, так как не учитывают затрат труда на производство прибавочного продукта.

Годовые эксплуатационные расходы образуются из отчислений на амортизацию, расходов на текущий ремонт и обслуживание, стоимости потерь электроэнергии. *Амортизационные отчисления* предназначены для возмещения изнашивающихся основных фондов предприятия. Часть из них, называемая *отчислениями на реновацию,* используется в плановом порядке для возмещения выбывающих основных фондов, а другая остается в распоряжении предприятия для капитального ремонта действующих основных фондов.

При установлении отчислений на амортизацию учитывают, что к концу срока службы оборудование частично сохраняет свою стоимость (ликвидную или возвратную). При исчислении расходов на амортизацию учитывается не только физический, но и моральный износ оборудования.

Обычно полагают, что процесс обесценивания основных фондов во времени выражается линейной зависимостью, и определяют отчисления на амортизацию долей или процентом от капитальных затрат:

$$p_a = (K + K_р - K_в) / (Kt_с)$$

или

$$p_a = ((K + K_р - K_в) / (Kt_с)) 100\ \%,$$

где $K_р$ — затраты на капитальные ремонты; $K_в$ — стоимость возвратная или ликвидная; $t_с$ — срок службы оборудования с учетом физического и морального износа.

В действительности же процессы физического и морального износа сооружений протекают не по прямолинейному закону, а характеризуются более сложными зависимостями, которые трудно предвидеть при проектировании. Кроме того, эти сложные зависимости представляли бы большое неудобство при расчетах. Поэтому более важно правильно определить сроки службы оборудова-

ния на основе имеющегося опыта эксплуатации и проектирования энергетических систем оборудования.

Нормы амортизации нуждаются в периодической проверке, уточнениях и большей дифференциации по различным типам оборудования. Нормы амортизации основных фондов предусматривают отчисления на реновацию и капитальный ремонт оборудования. Нормы, приведенные в табл. 3.3 для силового электротехнического оборудования и распределительных устройств, не зависят от напряжения, а для воздушных линий электропередачи различаются в зависимости от напряжения линий и материала опор.

Табл. 3.3. **Нормы амортизационных отчислений для силового электротехнического оборудования, распределительных устройств и воздушных линий электропередачи, %**

Основные фонды	Срок службы, лет	Нормы отчисления (%) на			Поправочный коэффициент
		реновацию	капитальный ремонт	всего	
Силовое электротехническое оборудование и распределительные устройства	30	3,5	2,9	6,4	0,8 — для ЛЭП 220 кВ и выше
Воздушные линии электропередачи:					
35...160 кВ на металлических и железобетонных опорах	50	2,0	0,4	2,4	1,25 — для ЛЭП на опорах из непропитанной древесины
35...150 кВ на опорах из пропитанной древесины	30	3,3	1,6	4,9	0,8 — для ЛЭП на деревянных опорах с железобетонными пасынками

В расходы на текущий ремонт включаются зарплата ремонтного персонала и затраты на материальные фонды, необходимые для проведения текущих ремонтов. В расходы на обслуживание входит зарплата обслуживающего персонала и административно-управленческого аппарата с начислениями.

Начисления на заработную плату поступают в распоряжение органов социального страхования и являются денежным выражением части прибавочного продукта; включение в себестоимость этой части связано с хозяйственным расчетом.

Расходы на текущий ремонт и обслуживание, называемые *расходами на эксплуатацию,* в технико-экономических расчетах часто выражают в процентах от стоимости сооружения; для электропередач это связано с некоторой погрешностью. Действительно, расходы на обслуживание и текущий ремонт практически не зависят от сечения провода. Поэтому более правильной представляется оценка этих расходов в денежном выражении институтом «Энергосетьпроект» (табл. 3.4 и 3.5).

Табл. 3.4. **Ежегодные расходы на текущий ремонт и обслуживание электропередач, р/км**

Напряжение, кВ	Опоры		
	деревянные одноцепные	металлические и железобетонные	
		одноцепные	двухцепные
110	70...120	50...100	65...105
220	85...140	55...110	75...130
330	—	55...110	—
500	—	80...140	—

Примечание. Меньшие значения относятся к районам с незагрязненной атмосферой, бо́льшие — к участкам линий, трасса которых проходит по районам с сильно загрязненной атмосферой.

Табл. 3.5. **Ежегодные расходы на текущий ремонт и обслуживание подстанции, тыс. р. на 1 подстанцию**

Высшее напряжение на подстанции, кВт	Число трансформаторов на подстанции		
	1	2	3 и более
110	4...12	8...20	10...25
220	8...14	12...20	16...25
330	12...20	15...25	—
500	15...25	22...35	—

Примечание. Нижний предел принимается для подстанций с простейшей электрической схемой при минимальном числе присоединений, верхний — для подстанций с двумя или тремя системами шин при максимальном числе присоединений и при наличии синхронных компенсаторов, вольтодобавочных трансформаторов и другого оборудования.

Следует заметить, что еще часто применяется выражение расходов на эксплуатацию в процентах от стоимости сооружения. Так, например, можно полагать эти расходы равными: для линий электропередачи напряжением 220 кВ — 1,5 % и напряжением 500 кВ — 1,0 %, для крупных подстанций — 2 % их стоимости. При этом необходимо иметь в виду следующие соображения: ошибочно выражать расходы на эксплуатацию электропередачи в процентах полной стоимости при нахождении экономического сечения проводов; при решении задачи выбора экономического сечения проводов линий следует исключать из состава ежегодных отчислений расходы на обслуживание и текущий ремонт, поскольку они не зависят от сечения проводов. При решении других технико-экономических задач, например определении годовых эксплуатационных расходов, себестоимости передачи электроэнергии, выражение расходов на эксплуатацию в процентах от стоимости электропередачи не приводит к существенным погрешностям и вполне допустимо.

Отчисления на амортизацию и расходы на эксплуатацию называют *постоянными расходами* в отличие от стоимости потерь электроэнергии, которая относится к категории *переменных расходов*.

Таким образом, годовые эксплуатационные расходы можно представить выражением

$$И_э = p_а K + И_{о.р} + \Delta Э \beta,$$

где $И_{о.р}$ — расходы на обслуживание и текущий ремонт, или расходы на эксплуатацию; $\Delta Э$ — потери электрической энергии за год; β — стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии.

Удельные годовые эксплуатационные расходы, получаемые от деления $И_э$ на количество полезно переданной потребителю электроэнергии за год, $\beta_п = И_э/(PT_{max})$, называют обычно *себестоимостью передачи электроэнергии.*

Так же, как удельные капиталовложения $k_{уд} = K/P$, себестоимость передачи электроэнергии является важным технико-экономическим показателем электрических сетей.

3.5. ПРИВЕДЕННЫЕ ЗАТРАТЫ

Годовые эксплуатационные расходы и себестоимость передачи электроэнергии не характеризуют в полной мере повышения производительности труда на единицу продукции; они не дают полного представления об экономичности, так как не учитывают затрат труда на производство прибавочного продукта. В полной мере оценку эффективности капиталовложений и экономичности того или иного сооружения может дать только учет затрат всего общественного труда, необходимого для производства продукции.

Полным затратам общественного труда на производство продукции соответствует стоимость продукции. Поэтому стоимость продукта (индивидуальную стоимость) и следует считать основным экономическим показателем.

Ввиду отсутствия в настоящее время общепризнанного метода определения стоимости продукции в качестве основного экономического показателя рекомендуются так называемые *приведенные затраты.* При единовременных капитальных вложениях (срок строительства не более 1 года) и постоянных годовых эксплуатационных расходах приведенные затраты определяются формулой

$$З = И_э + p_н K, \qquad (3.18)$$

где K — единовременные капитальные вложения; $p_н$ — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, рекомендуемый на данное время равным 0,12. Экономичным считается то решение, при котором получаются наименьшие приведенные затраты.

Широко применяемый в проектной практике для сравнения вариантов метод срока окупаемости вполне согласуется с методом расчетных затрат. Срок окупаемости определяют как время, в течение которого сделанные капиталовложения полностью окупаются за счет экономии годовых эксплуатационных расходов. Для двух сопоставляемых вариантов срок окупаемости дополни-

тельных капиталовложений определяется выражением

$$t_{\text{о}} = (K_1 - K_2) / (\Gamma_{\text{э}2} - \Gamma_{\text{э}1}), \qquad (3.19)$$

где K_1 и K_2 — капитальные затраты вариантов 1 и 2, причем $K_1 > K_2$; $\Gamma_{\text{э}1}$ и $\Gamma_{\text{э}2}$ — годовые эксплуатационные расходы вариантов 1 и 2 ($\Gamma_{\text{э}2} > \Gamma_{\text{э}1}$).

Подсчитанное по выражению (3.19) значение срока окупаемости сравнивается с нормативным сроком окупаемости $t_{\text{н}}$. Если $t_{\text{о}} = t_{\text{н}}$, сравниваемые варианты считаются экономически равноценными. Если $t_{\text{о}} < t_{\text{н}}$, экономичнее вариант с бóльшими капиталовложениями и меньшими годовыми эксплуатационными расходами (K_1 и $\Gamma_{\text{э}1}$). При $t_{\text{о}} > t_{\text{н}}$ экономичнее будет вариант с меньшими капиталовложениями и бóльшими годовыми эксплуатационными расходами (K_2 и $\Gamma_{\text{э}2}$). Нормативный срок окупаемости для энергетики на ближайший период времени установлен равным 8,3 года.

Сравнение полученного по выражению (3.19) срока окупаемости с нормативным соответствует неравенству

$$(K_1 - K_2) / (\Gamma_{\text{э}2} - \Gamma_{\text{э}1}) \gtrless t_{\text{н}}$$

или

$$\Gamma_{\text{э}1} t_{\text{н}} + K_1 \gtrless \Gamma_{\text{э}2} t_{\text{н}} + K_2$$

и

$$\Gamma_{\text{э}1} + \frac{1}{t_{\text{н}}} K_1 \gtrless \Gamma_{\text{э}2} + \frac{1}{t_{\text{н}}} K_2.$$

Экономичным будет вариант, имеющий меньшее значение суммы, т. е. удовлетворяющий условию

$$З = \Gamma_{\text{э}} + \frac{1}{t_{\text{н}}} K = \Gamma_{\text{э}} + p_{\text{н}} K = \min, \qquad (3.20)$$

где

$$p_{\text{н}} = 1 / t_{\text{н}}.$$

Формула (3.20), по которой определяется значение приведенных затрат, может быть использована при сопоставлении любого числа вариантов и при технико-экономических исследованиях общего характера. Поэтому она удобнее выражения (3.19), пригодного только для попарного сравнения вариантов.

Приведенные затраты могут быть представлены выражением

$$З = \Gamma_{\text{а}} + \Gamma_{\text{о.р}} + \Delta Э c_{\text{е}} + p_{\text{н}} K, \qquad (3.21)$$

где $\Gamma_{\text{а}}$ — ежегодные отчисления на амортизацию; $c_{\text{е}}$ — средняя в энергосистеме себестоимость электроэнергии, отпущенной с шин новых конденсационных электростанций (таким образом, здесь принято $\beta = c_{\text{е}}$).

Подставив в формулу (3.21) значение K из выражения (3.1), получим

$$З = \Gamma_{\text{а}} + \Gamma_{\text{о.р}} + \Delta Э (p_{\text{н}} K_{\text{т}} b + c_{\text{е}}) + p_{\text{н}} K_0 + K_{\max} k_{\text{р}} k_{\text{сн}} \Delta P k_{\text{уд}} p_{\text{н}}.$$

После преобразования

$$З=Г_а+Г_{о.р}+\Delta Э((p_н k_{max} k_р k_{с.н})/\tau)+p_н k_т b+c_е)+p_н K_0.$$

Учитывая формулу (3.17), будем иметь

$$З=Г_а+Г_{о.р}+\Delta Эc+p_н K_0. \qquad (3.22)$$

Рассматривая выражения (3.21) и (3.22), можно сделать следующий вывод. При определении затрат потери электрической энергии оцениваются по себестоимости $c_е$ или по расчетной стоимости c; в первом случае (см. формулу (3.21)) ежегодные отчисления по нормативному коэффициенту эффективности берутся от полных капиталовложений K, а во втором (см. выражение (3.22)) — только от непосредственных капиталовложений K_0.

Удельные приведенные затраты на 1 КВт·ч переданной потребителю электроэнергии определяют расчетную стоимость передачи электроэнергии:

$$c_п=З/Э=З/(PT_{max}).$$

При сопоставлении вариантов и выборе параметров электрических сетей должно соблюдаться условие равенства эффекта по энергии, мощности и надежности электроснабжения. В этом случае может быть использовано выражение приведенных затрат (3.18). При сравнении вариантов с разной надежностью электроснабжения и приведенных затрат, кроме капиталовложений и годовых эксплуатационных расходов, необходимо учитывать и вероятный народнохозяйственный ущерб от перерывов в электроснабжении потребителей. Тогда приведенные затраты определяются выражением

$$З=Г_э+p_н K+У,$$

где $У$ — вероятный ежегодный народнохозяйственный ущерб от перерывов в электроснабжении потребителей. Значение $У$ вычисляется умножением значения недоотпущенной электроэнергии $Э_н$ на средний удельный ущерб $c_{уд}$:

$$У=Э_н c_{уд}.$$

Если сравниваемые варианты не обеспечивают одинакового качества напряжения у потребителей, то это также должно быть учтено в выражении расчетных затрат, и оно будет иметь вид

$$З=Г_э+p_н K+У+У_к,$$

где $У_к$ — математическое ожидание ущерба от снижения качества напряжения: $У_к=a_1\delta U_{ср}+a_2\delta U_{ск}Э$; a_1 и a_2 — коэффициенты, зависящие от типа потребителей; $\delta U_{ср}$ и $\delta U_{ск}$ — среднее и среднеквадратичное отклонения напряжения на шинах потребителя за год; $Э$ — электроэнергия, потребляемая за год.

Все записанные выше формулы приведенных затрат справедливы только при условии, что входящие в них значения не изме-

няются во времени. При сравнении вариантов, различающихся по продолжительности строительства, распределению затрат по годам, должен учитываться экономический эффект от изменения продолжительности строительства, ввода в действие предприятия на основе среднего эффекта, который может быть получен в данной отрасли при производительном использовании капиталовложений. Указанный учет осуществляется приведением разновременных капиталовложений и других затрат к какому-либо одному году $T_п$. Рассмотрим основные формулы приведения, полагая одинаковыми надежность и качество напряжения сравниваемых вариантов.

При сроках строительства более 1 года и неизменных годовых эксплуатационных расходах приведенные затраты следует определять по формуле (3.22), подставляя в нее приведенные капитальные вложения согласно выражению

$$K_п = \sum_{t=1}^{t_с} K_t (1 + p_{н.п})^{t_с}, \qquad (3.23)$$

где $p_{н.п}$ — коэффициент приведения затрат, принимаемый равным 0,08; $t_с$ — период строительства.

Выражение (3.23) приводит капитальные вложения к последнему году строительства ($T_п = T_с$).

При изменении капиталовложений, годовых эксплуатационных расходов и объема продукции по годам расчетного периода, после которого рассматриваемые объекты не требуют капиталовложений, а годовые эксплуатационные расходы и объем продукции остаются для сравниваемых вариантов практически постоянными, приведенные затраты и расчетная стоимость единицы продукции (удельные приведенные затраты) определяются по формулам:

$$З_{t_п} = p_{н.п} \sum_{t=1}^{t_р} (K_t + Г_{эt})^{t_п - t} + Г_э (1 + p_{н.п})^{t_п - t_р}; \qquad (3.24)$$

$$c_{t_п} = З_{t_п} / (p_{н.п} \sum_{t=1}^{t_р} Э_t (1 + p_{н.п})^{t_п - t} + Э (1 + p_{н.п})^{t_п - t_р}), \qquad (3.25)$$

где K_t и $Г_{эt}$ — капиталовложения и годовые эксплуатационные расходы в год t; $t_п$ — год приведения затрат; $Г_э$ — годовые эксплуатационные расходы при нормальной эксплуатации; $Э_t$ — объем продукции в год t (для электропередачи — электроэнергия, доставленная потребителю); $Э$ — то же за год нормальной эксплуатации.

Выбор года приведения не оказывает влияния на соотношение затрат по отдельным вариантам и на выбор самого варианта. Действительно, как видно из формул (3.24) и (3.25), приведенные затраты при изменении года приведения умножаются на одинаковый для всех рассматриваемых вариантов множитель.

Для приведения к последнему году расчетного периода ($t_п = t_р$) получим:

$$З_{t_р} = p_{н.п} \sum_{t=1}^{t_р} (K_t + Г_{эt}) + Г_э;$$

$$c_{t_р} = З_{t_р} / (p_{н.п} \sum_{t=1}^{t_р} Э_t (1 + p_{н.п})^{t_р - t} + Э).$$

В случае приведения к году, предшествующему началу расчетного периода ($t_п = 0$), аналогично получим:

$$З_{t_п} = p_{н.п} \sum_{t=1}^{t_р} (K_t + Г_{эt}) + Г_э (1 + p_{н.п})^{-t_р};$$

$$c_{t_п} = З_t / \left(\sum_{t=1}^{t_р} Э_t (1 + p_{н.п})^t + Э (1 + p_{н.п})^{-t_р} \right).$$

Длительность расчетного периода определяется от начала строительства до года, с которого все объекты вступают в нормальную эксплуатацию.

4. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ И СЕТЕЙ

4.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Сложность задач учета и обеспечения надежности электроснабжения зависит от иерархического уровня управления энергосистемой и периода, на который производится проектирование ее развития.

Планирование развития на 10...20 лет осуществляется обычно для Единой энергетической системы и объединенных энергосистем. При этом должны быть определены значения резервных генерирующих мощностей и их размещение в энергосистеме, выбраны схемы основных электрических сетей и магистральных межсистемных линий с соответствующей пропускной способностью. На стадии планирования формулируются также принципы управления энергосистемой в аварийных режимах.

При проектировании развития энергообъединений и отдельных энергосистем уточняются необходимые значения резервов генерирующих мощностей и их размещение в системе; производятся оптимизация схем основных электрических сетей и выбор схем выдачи мощности электростанций в энергосистему; выявляются предельные пропускные способности электропередач и электрических сетей с учетом условий устойчивости; выбираются средства противоаварийной автоматики.

При проектировании систем электроснабжения отдельных районов возникает ряд задач, связанных с обеспечением надежности: выбор схем распределительных сетей, схем коммутации отдельных подстанций; оценка пропускной способности электрической сети и ее отдельных элементов; разработка средств защиты элементов электрической сети в аварийных режимах и средств противоаварийной автоматики.

Ниже рассматриваются отдельные задачи, связанные с обеспечением надежности энергосистемы в целом и электрических сетей.

4.2. ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ И ИХ НОРМИРОВАНИЕ

Выбор показателей надежности при проектировании развития электрических систем и сетей производится с учетом уровня сложности объекта, для которого оценивается надежность, и периода времени, на который ведется проектирование.

Если рассматривается электрическая система в целом, то основное внимание уделяется выбору рациональных резервов мощности, а для систем электроснабжения задача заключается в обеспечении

электроснабжения потребителей с рациональной степенью надежности. При оценке надежности возможны два подхода.

Первый заключается в определении минимума приведенных затрат с учетом математического ожидания ущерба от перерывов в электроснабжении и расходов, связанных с резервированием в электрической системе или сети. Очевидно, что с увеличением резерва $n_{рез}$ (например, резервной мощности на электростанциях, числа питающих линий и т. п.) ущерб $У$ от перерывов в электроснабжении уменьшается, а затраты на резервирование $З_{рез}$ увеличиваются (рис. 4.1, *а*). Оптимальным будет то значение резерва

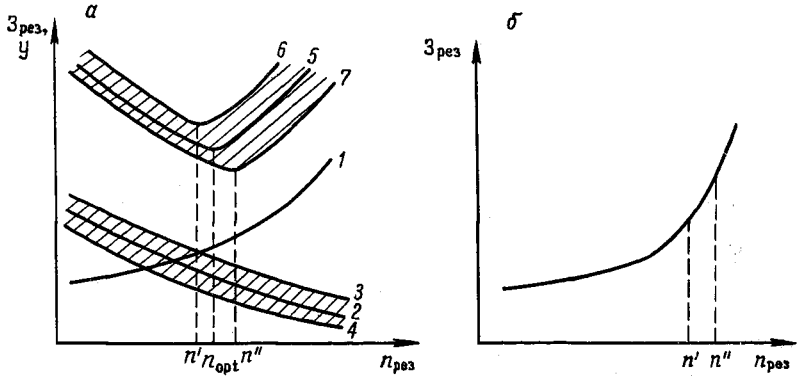


Рис. 4.1. Зависимости затрат от уровня резервирования:
а — с учетом ущерба от перерывов в электроснабжении; *б* — без ущерба (*1* — зависимость затрат на резервирование; *2, 3, 4* — зависимости ущербов У, У′, У″; *5, 6, 7* — зависимости $З_{рез}+У$, $З_{рез}+У'$, $З_{рез}+У''$).

n_{opt}, при котором сумма $З_{рез}+У$ минимальна. Нормирование надежности таким путем вызывается затруднениями, связанными с точной количественной оценкой ущерба. Поэтому зависимости $З_{рез}+У$ иногда строят не для одного какого-то значения удельного ущерба, а для его возможных предельных значений $У'$ и $У''$. В результате получается некоторая зона $n'...n''$ оптимальных значений показателя надежности.

Второй подход к оценке надежности основывается на установлении конкретных нормируемых критериев. Численные значения таких критериев устанавливаются на основе специальных исследовательских расчетов либо прошлого опыта. При этом умеренное увеличение приведенных затрат на резервирование $З_{рез}$ будет происходить лишь до определенного значения n' показателя надежности $n_{рез}$ (рис. 4.1, *б*). Дальнейшее увеличение затрат уже не приведет к заметному увеличению показателя надежности. Тогда зона $n'...n''$ может быть принята в качестве нормируемого показателя.

При рассмотрении электрической системы в целом за *нормируемый показатель надежности* принимают обычно значение резер-

ва мощности в процентах от максимальной нагрузки энергосистемы либо индекс надежности

$$N=(Э-Э_н)/Э, \qquad (4.1)$$

где $Э$ — энергия, необходимая потребителям для их нормальной работы в течение года; $Э_н$ — математическое ожидание недоотпуска энергии за год.

Если проектируется система электроснабжения какого-либо узла нагрузки, то обычно нормируют допустимую суммарную продолжительность отключений потребителей за год. При этом продолжительность отключений устанавливают в зависимости от категории потребителей.

При планировании развития энергосистемы на 10...20 лет, а также на меньший срок (5...7 лет) достоверность исходной информации невысокая. Поэтому здесь целесообразно ориентироваться на нормативные требования.

Для систем электроснабжения, содержащих потребителей I категории, также должны приниматься нормативные требования надежности, т. е. должна обеспечиваться бесперебойность электроснабжения. В этом случае задача заключается в том, чтобы из ряда вариантов развития сети, обеспечивающих нормативные требования, выбрать вариант с наименьшими приведенными затратами.

Для схем электрических сетей, к которым подключаются потребители II и III категорий, более обоснован подход к оценке надежности, при котором ее оптимальная степень определяется на основе технико-экономических расчетов с учетом ущербов от перерывов в электроснабжении.

При проектировании часто возникает задача учета ограничений в ресурсах, из-за которых не удается осуществить все экономически обоснованные мероприятия по повышению надежности. В этом случае в качестве критерия выбора очередности реализации различных мероприятий может служить коэффициент

$$K_э=\Delta Г/З,$$

где $З$ и $\Delta Г$ — соответственно приведенные затраты, необходимые для реализации данного мероприятия, и экономия годовых эксплуатационных расходов за счет этого мероприятия.

Рассмотрим основные технические характеристики, используемые для оценки надежности схем электрических сетей и их элементов.

Под *отказом* понимают такое событие, при котором система или элемент (объект) полностью или частично утрачивают способность выполнения своих функций. Если объектами являются, например, линия электропередачи, трансформатор, выключатель, то повреждение любого из них классифицируется как *полный* отказ. При рассмотрении же в качестве объекта, например, электрической сети повреждение одной из ее линий может приводить

к отключению лишь части потребителей. Такой отказ называют *частичным*.

Под *частотой отказов,* или удельной повреждаемостью элемента электрической системы, понимают среднее число отказов k-го элемента за год:

$$\lambda_k = m/(nT),$$

где n — число однотипных элементов, подвергавшихся наблюдению; m — число отказов n элементов за T лет.

Среднее время одного аварийного простоя (время восстановления) k-го типа элемента сети, выраженное в долях года:

$$t_k = \sum_{i=1}^{m} t_{k_i}/(mT),$$

где t_{k_i} — время i-го аварийного простоя.

Вероятное время нахождения k-го элемента сети в аварийном простое определяется формулой [14]

$$\nu_{\text{ав}\,k} = t_k(1 - e^{-\lambda_k}). \tag{4.2}$$

Для линий электропередачи обычно задается параметр $\lambda_{\text{лэп}}$ на 100 км линии. Тогда при длине линии l

$$\lambda_{\text{лэп}} = \lambda'_{\text{лэп}} l/100. \tag{4.3}$$

Для сборных шин подстанций частота отказов вычисляется с учетом общего числа выключателей $n_{1\text{в}}$ и числа выключателей, присоединяемых к одному пролету шин $n_{2\text{в}}$:

$$\lambda_{\text{ш}} = \lambda'_{\text{ш}} n_{1\text{в}}/n_{2\text{в}}.$$

Для шин 110 кВ и выше $n_{2\text{в}} = 2$; для шин 35 кВ и ниже $n_{2\text{в}} = 3$; $\lambda'_{\text{ш}}$ — удельная повреждаемость шин.

Для оценки надежности электрической сети необходимо знать также показатели плановых ремонтов сети: частоту плановых ремонтов (периодичность) μ, 1/год, и среднюю продолжительность планового ремонта (время простоя) $t_{\text{р}}$, 1/год.

Количественные значения показателей надежности различных элементов электрических систем приведены в работе [14].

4.3. ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОГО РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

Различают следующие виды резерва мощности: ремонтный, эксплуатационный, аварийный и нагрузочный.

Ремонтный резерв предназначается для использования в период проведения капитальных и текущих ремонтов оборудования электростанций. *Эксплуатационный* резерв нужен для компенсации временного снижения мощности станций, возникающего из-за изменения условий эксплуатации. Такие снижения мощности могут быть

как систематическими (например, из-за ограничения регулирования водотока на ГЭС по условиям судоходства), так и несистематическими (например, из-за шлакования котлов). *Аварийный* резерв служит для обеспечения электроснабжения при вынужденных простоях генерирующей мощности. *Нагрузочный* резерв используется для покрытия возможных превышений действительной нагрузки энергосистемы над расчетной из-за нерегулярных отклонений потребляемой мощности.

Совокупность резервов аварийного, нагрузочного и части эксплуатационного, предназначенной для компенсации несистематических снижений генерирующей мощности, называется *оперативным* резервом.

Ремонтный резерв вместе с частью эксплуатационного, используемой для компенсации систематических снижений мощности, называют *планируемым* резервом.

Рассмотрим способы определения аварийного резерва мощности $P_а$. Целесообразность установки дополнительного резервного агрегата может быть выявлена путем сравнения снижения ущерба от перерывов в электроснабжении за счет увеличения резерва и затрат, связанных с его установкой:

$$У_{rP} - У_{(r+1)P} > З_{(r+1)P} - З_{rP},$$

где P — мощность одного резервного агрегата; r — число однотипных эквивалентных резервных агрегатов мощностью P, установленных ранее в системе.

Расчетное условие целесообразности установки дополнительного резервного агрегата имеет вид [20]

$$p^{а}_{\geqslant P} > ((p_н + p_а + p_{т.о}) k_{уд}) / (T c_{ав.уд}), \qquad (4.4)$$

где $p^{а}_{\geqslant P}$ — вероятность состояния системы, при котором возникает дефицит мощности P и более; $p_н$ — нормативный коэффициент эффективности капитальных затрат, равный 0,12; $p_а$, $p_{т.о}$ — отчисления на амортизацию и текущий ремонт резервных агрегатов; $k_{уд}$ — удельные капитальные затраты на резервные агрегаты, р/кВт; T — расчетный период, ч; $c_{ав.уд}$ — аварийный удельный ущерб у потребителей от перерывов в электроснабжении, принимаемый равным 0,6 р/(кВт·ч).

Для концентрированных энергосистем при замене реальных агрегатов эквивалентными мощностью P значение вероятности $p^{а}_{\geqslant P}$ определяется по формуле

$$p^{а}_{\geqslant P} = \sum_{k=1}^{h} p^{деф}_{kP}, \qquad (4.5)$$

где $p^{деф}_{kP}$ — вероятность возникновения дефицита мощности kP; k — целое число; h — число агрегатов, участвующих в покрытии годового максимума нагрузки энергосистемы.

Значение $p_{kP}^{\text{деф}}$ определяется по формуле

$$p_{kP}^{\text{деф}} = \sum_{i=0}^{l} p_{-iP}^{\text{н}} p_{(r+k+i)P}^{\text{а}}, \tag{4.6}$$

где $p_{-iP}^{\text{н}}$ — вероятность снижения нагрузки системы на iP (i — целое число) по сравнению с максимальной нагрузкой (рис. 4.2); l — число ступеней годового графика нагрузки системы по продолжительности, в котором ступень равна мощности P; $p_{(r+k+i)P}^{\text{а}}$ — вероятность одновременного аварийного повреждения $(r+k+i)$ агрегатов.

Вероятность аварийного выхода из строя числа агрегатов $m=r+k+i$ определяется по формуле биномиального распределения:

$$p_{mP}^{\text{а}} = \frac{n!}{m!(n-m)!} q^{n-m} p^{m}, \tag{4.7}$$

где n — число всех агрегатов, установленных в системе; p и q — вероятности нахождения одного агрегата соответственно в аварийном ремонте и в работе, причем $p+q=1$.

Вероятность снижения нагрузки системы находят из годового графика по продолжительности (см. рис. 4.2):

$$p_{-iP}^{\text{н}} = T_i/T, \tag{4.8}$$

где T — календарный период; T_i — время, в течение которого наблюдается снижение нагрузки системы по сравнению с максимальной на iP.

Если для нахождения резерва используются не ущербы, а заранее заданный показатель надежности, то расчет ведут в описываемом ниже порядке.

Пусть задан показатель надежности в виде (4.1). Тогда значение $Э_{\text{н}}$, соответствующее нормированному показателю надежности, найдем из выражения

$$Э_{\text{н}} = (1-N)Э. \tag{4.9}$$

Выберем произвольно некоторую резервную мощность $P_{\text{а}}=rP$ и определим значение вероятностного недоотпуска энергии по формуле

$$Э_{rP} = \sum_{k=1}^{h} kPTp_{kP}^{\text{деф}}, \tag{4.10}$$

где значение $p_{kP}^{\text{деф}}$ вычисляется согласно (4.6).

Тогда можно вычислить резерв $\Delta P_{\text{рез}}$, на который надо изменить (увеличить или уменьшить) произвольно выбранный резерв rP:

$$\Delta P_{\text{рез}} = (Э_{rP} - Э_{\text{н}})/T_{\text{рез}},$$

где $T_{\text{рез}}$ — ориентировочное время использования установленной мощности резервных агрегатов.

Если окажется, что $\Delta P_{\text{рез}} > 0$, то необходимо увеличить мощность резерва; при $\Delta P_{\text{рез}} < 0$ резервная мощность должна быть уменьшена.

При существующих удельных ущербах и удельных затратах на резервную мощность показатель надежности N для электроэнергетических систем СССР составляет 0,996.

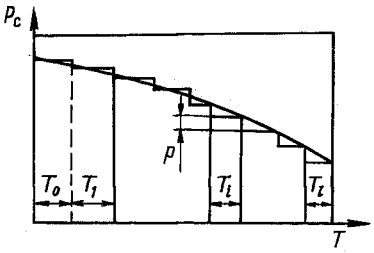


Рис. 4.2. Годовой график нагрузки по продолжительности со ступенями мощности P.

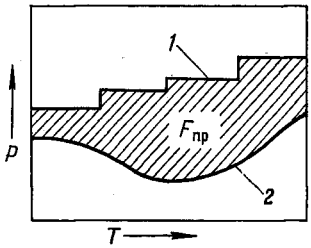


Рис. 4.3. График месячных максимумов нагрузки энергосистемы.

Нагрузочный резерв рассчитывают исходя из максимальной нагрузки $P_{\max}$ системы [7]:

$$P_{\text{н}} = 0{,}01 P_{\max} + 1{,}26\sqrt{P_{\max}}.$$

(В данной формуле мощности выражаются в мегаваттах.)

В период проведения текущих и капитальных ремонтов оборудования используют прежде всего имеющийся запас мощности, определяемый площадью провала графика нагрузки $F_{\text{пр}}$ (рис. 4.3), образующейся из площадей, которые соответствуют располагаемым мощностям электростанции *1* и нагрузки *2*. Если этой площади оказывается недостаточно, то предусматривают ремонтный резерв.

Для проведения капитальных ремонтов необходимый резерв мощности определяется по формуле

$$P_{\text{кр}} = \Big(\sum_{i=1}^{n} P_i t_{\text{к.р}\,i} - F_{\text{пр}} k_{\text{пр}} \Big) / 365,$$

где P_i — мощность i-го агрегата в системе, МВт; $t_{\text{к.р}\,i}$ — среднегодовая продолжительность капитального ремонта i-го агрегата, дней; $F_{\text{пр}}$ — площадь провала графика месячных максимумов нагрузки, МВт·дней; $k_{\text{пр}}$ — коэффициент использования площади провала графика (0,9...0,95).

Среднегодовая продолжительность капитального ремонта агрегата определяется по формуле

$$t_{\text{к.р}i} = \bar{t}_{\text{к.р}i} / T_{\text{к}i},$$

где $\bar{t}_{\text{к.р}\,i}$ — среднее время простоя i-го агрегата в одном капитальном ремонте, дней; $T_{\text{к}i}$ — периодичность проведения капитального ремонта i-го агрегата, лет.

Резерв мощности для выполнения текущих ремонтов блочных КЭС, ТЭЦ и АЭС принимается в долях установленной мощности соответственно $P_{\text{КЭС}}$, $P_{\text{ТЭЦ}}$ и $P_{\text{АЭС}}$:

$$P_{\text{т.р}} = k_1 P_{\text{КЭС}} + k_2 P_{\text{ТЭЦ}} + k_3 P_{\text{АЭС}}.$$

Для названных коэффициентов установлены следующие нормативы: $k_1 = 0{,}05 \ldots 0{,}065$; $k_2 = 0{,}035 \ldots 0{,}045$; $k_3 = 0{,}04 \ldots 0{,}06$. Для агрегатов ГЭС и КЭС с поперечными связями специальный резерв для текущего ремонта не предусматривается.

Полный ремонтный резерв составляет

$$P_{\text{р}} = P_{\text{к.р}} + P_{\text{т.р}}.$$

Кроме ремонтного резерва, в электрической системе предусматривается дополнительный резерв на модернизацию оборудования, отработавшего расчетный ресурс. Величина этого резерва принимается $P_{\text{м}} = (0{,}01 \ldots 0{,}02) P_{\max}$. Общая резервная мощность выражается следующей формулой:

$$P_{\text{рез}} = P_{\text{а}} + P_{\text{н}} + P_{\text{р}} + P_{\text{м}}.$$

Пример. Определим значение целесообразного аварийного резерва мощности для системы, состоящей из 10 одинаковых агрегатов одинаковой мощностью $P = 500$ МВт. Потребляемая максимальная мощность системы $P_{\text{сист}} = 5000$ МВт. График нагрузки системы представлен в табл. 4.1.

Табл. 4.1. **Годовой график нагрузки по продолжительности**

Нагрузка системы, МВт	5000	4500	4000	3500
Снижение нагрузки по сравнению с максимальной, МВт	0	500	1000	1500
Длительность нагрузки, ч	1500	2000	2500	2760

Для решения этой задачи необходимы и другие данные: $p_{\text{н}} = 0{,}12$; $p_{\text{а}} + p_{\text{т.о}} = 0{,}1$; $k_{\text{уд}} = 160$ р/кВт; $T = 8760$ ч; $c_{\text{ав.уд}} = 0{,}6$ р/(кВт·ч); $T_{\text{рез}} = 100$ ч; $p = 0{,}07$; $q = 0{,}93$. Примем ступень изменения мощности равной P.

Вероятность снижения нагрузки по сравнению с максимальной определим по формуле (4.8):

$$p^{\text{н}}_{0P} = 1500/8760 = 0{,}172;\ p^{\text{н}}_{-1P} = 2000/8760 = 0{,}228;\ p^{\text{н}}_{-2P} = 2500/8760 = 0{,}285;\ p^{\text{н}}_{-3P} = 2760/8760 = 0{,}315.$$

По формуле (4.7) вычислим вероятности аварийного выхода из строя m агрегатов ($m = 0, 1, \ldots, 10$):

$$p^{\text{а}}_{0P} = q^n = 0{,}93^{10} = 0{,}484;\ p^{\text{а}}_{1P} = (10!/(1!(10-1)!)) \cdot 0{,}93^{10-1} \cdot 0{,}07^1 = 0{,}364;$$

$$p^{\text{а}}_{2P} = (10!/(2!(10-2)!)) 0{,}93^{10-2} \cdot 0{,}07^2 = 0{,}123.$$

Аналогичным образом вычислим значения остальных вероятностей: $p^{\text{а}}_{3P} = 0{,}025$; $p^{\text{а}}_{4P} = 0{,}003$, $p^{\text{а}}_{5P} \ldots p^{\text{а}}_{10P} \approx 0$.

Рассмотрим, целесообразна ли установка одного резервного агрегата. Для этого по формуле (4.6) определим вероятности возникновения дефицита мощности

$1P$, $2P$... при отсутствии резервных агрегатов, т. е. $r=0$:

$$p^{\text{деф}}_{1P}=p^{\text{н}}_{0P}p^{\text{а}}_{(0+1+0)P}+p^{\text{н}}_{-1P}p^{\text{а}}_{(0+1+1)P}+$$
$$+p^{\text{н}}_{-2P}p^{\text{а}}_{(0+1+2)P}+p^{\text{н}}_{-3P}p^{\text{а}}_{(0+1+3)P}=0{,}172\cdot 0{,}364+$$
$$+0{,}228\cdot 0{,}123+0{,}285\cdot 0{,}025+0{,}315\cdot 0{,}003=0{,}099;$$
$$p^{\text{деф}}_{2P}=p^{\text{н}}_{0P}p^{\text{а}}_{(0+2+0)P}+p^{\text{н}}_{-1P}p^{\text{а}}_{(0+2+1)P}+$$
$$+p^{\text{н}}_{-2P}p^{\text{а}}_{(0+2+2)P}=0{,}172\cdot 0{,}123+0{,}228\cdot 0{,}025+0{,}285\cdot 0{,}003=0{,}028;$$
$$p^{\text{деф}}_{3P}=p^{\text{н}}_{0P}p^{\text{а}}_{(0+3+0)P}+p^{\text{н}}_{-1P}p^{\text{а}}_{(0+3+1)P}=0{,}172\cdot 0{,}025+0{,}228\cdot 0{,}003=0{,}041;$$
$$p^{\text{деф}}_{4P}=p^{\text{н}}_{0P}p^{\text{а}}_{(0+4+0)P}=0{,}172\cdot 0{,}003=0{,}001.$$

Определим по формуле (4.5) вероятность возникновения дефицита мощности P:

$$p^{\text{а}}_{\geqslant P}=0{,}099+0{,}028+0{,}041+0{,}001=0{,}169.$$

Вычислим правую часть выражения (4.4):

$$\frac{(0{,}12+0{,}1)\,160}{8760\cdot 0{,}6}=0{,}007.$$

Поскольку $0{,}169>0{,}007$, то установка одного резервного агрегата целесообразна. Определим теперь целесообразность установки двух резервных агрегатов.

По формуле (4.6) при $r=1$ получим:

$$p^{\text{деф}}_{1P}=p^{\text{н}}_{0P}p^{\text{а}}_{(1+1+0)P}+p^{\text{н}}_{-1P}p^{\text{а}}_{(1+1+1)P}+$$
$$+p^{\text{н}}_{-2P}p^{\text{а}}_{(1+1+2)P}=0{,}172\cdot 0{,}123+0{,}228\cdot 0{,}025+0{,}285\cdot 0{,}003=0{,}028;$$
$$p^{\text{деф}}_{2P}=p^{\text{н}}_{0P}p^{\text{а}}_{(1+2+0)P}+p^{\text{н}}_{-1P}p^{\text{а}}_{(1+2+1)P}=0{,}172\cdot 0{,}025+0{,}228\cdot 0{,}003=0{,}005;$$
$$p^{\text{деф}}_{3P}=p^{\text{н}}_{0P}p^{\text{а}}_{(1+3+0)P}=0{,}172\cdot 0{,}003=0{,}001.$$

Отсюда по выражению (4.8)

$$p^{\text{а}}_{\geqslant P}=0{,}028+0{,}005+0{,}001=0{,}034.$$

Так как $0{,}034>0{,}007$, то установка двух резервных агрегатов также целесообразна.

При наличии двух резервных агрегатов ($r=2$) по формуле (4.6) получим

$$p^{\text{деф}}_{1P}=p^{\text{н}}_{0P}p^{\text{а}}_{(2+1+0)P}+p^{\text{н}}_{-1P}p^{\text{а}}_{(2+1+1)P}=0{,}172\cdot 0{,}025+0{,}228\cdot 0{,}003=0{,}005;$$
$$p^{\text{деф}}_{2P}=p^{\text{н}}_{0P}p^{\text{а}}_{(2+2+0)P}=0{,}172\cdot 0{,}003=0{,}001.$$

Тогда

$$p^{\text{а}}_{\geqslant P}=0{,}005+0{,}001=0{,}006.$$

Поскольку $0{,}006<0{,}007$, то установка трех резервных агрегатов нецелесообразна.

Рассмотрим теперь решение задачи, когда задан показатель надежности $N=0{,}996$.

Вычислим на основании графика нагрузки по продолжительности энергию, необходимую потребителям для их нормальной работы:

$$Э=(5\cdot 1500+4{,}5\cdot 2000+4\cdot 2500+3{,}5\cdot 2760)\,10^6=36000\cdot 10^6\ \text{кВт}\cdot\text{ч}.$$

По формуле (4.9) найдем недоотпуск энергии, соответствующий заданному показателю надежности:

$$Э_{\text{н}}=(1-0{,}996)\cdot 36000\cdot 10^6=144\cdot 10^6\ \text{кВт}\cdot\text{ч}.$$

Выберем произвольное число резервных агрегатов $r=1$, тогда соответствующая резервная мощность будет равна $P_{\text{а}}=1\cdot 500=500$ МВт.

Определим вероятный недоотпуск энергии по формуле (4.10):

$$Э_{гр} = 1 \cdot 0{,}5 \cdot 8760 \cdot 10^6 \cdot 0{,}028 + 2 \cdot 0{,}5 \cdot 8760 \cdot 10^6 \cdot 0{,}005 +$$

$$+ 3 \cdot 0{,}5 \cdot 8760 \cdot 10^6 \cdot 0{,}001 = 180 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Рассчитаем величину, на которую необходимо изменить произвольно выбранное значение резерва:

$$\Delta P_{рез} = (180 \cdot 10^6 - 144 \cdot 10^6)/100 = 360 \text{ МВт}.$$

Так как $\Delta P_{рез} > 0$, то необходимо увеличить мощность резерва на 360 МВт. Следовательно, целесообразно установить два резервных агрегата.

4.4. РАСЧЕТ ХАРАКТЕРИСТИК НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Если проектируемая электрическая сеть предназначена для питания потребителей I категории, для которых перерыв в электроснабжении связан с опасностью для жизни людей, нарушением работы транспорта, узлов связи и другими последствиями, при которых ущерб не может быть определен количественно, то при оценке надежности ориентируются на технические характеристики. Причем такие нормируемые характеристики, как частота отказов и вероятная длительность перерывов в электроснабжении, устанавливаются с учетом требований подключаемых к сети потребителей.

Для расчета характеристик надежности сети, состоящей из ряда последовательно-параллельных элементов, формируют схему расчета надежности (рис. 4.4) относительно точки сети, к которой подключаются потребители. В схему вводят основные элементы сети: линии, трансформаторы, шины, выключатели. Причем в последовательную ветвь включают те элементы, отказ каждого из которых приводит к простою остальных, а параллельно соединяют те ветви, выход каждой из которых не влияет на простой других. В целом такая схема позволяет определить влияние каждого элемента на надежность сети в целом. Схемы надежности составляют для нормальных и ремонтных режимов работы сети.

Повреждение некоторых элементов сети может приводить к развитию аварии. Например, при повреждении выключателя возможно короткое замыкание на шинах, что должно учитываться в схеме расчета надежности. При выполнении расчетов элементы, обозначенные одним штрихом (рис. 4.4, *б*), должны учитываться числом отказов, приводящих к развитию аварии. Элементы, обозначенные двумя штрихами, учитываются числом отказов, не сопровождающихся развитием аварии, которое определяется разностью между общим числом отказов и числом отказов, приводящих к развитию аварии.

При известных характеристиках надежности каждого элемента сети по схеме надежности могут быть определены соответствующие показатели для сети в целом относительно точки подключения данных потребителей по следующим соотношениям.

При последовательном соединении ветвей (элементов) в схеме надежности частота отказов

$$\lambda^{\text{посл}} = \sum_{k=1}^{n} \lambda_k, \tag{4.11}$$

где λ_k — частота отказов k-го элемента; n — число последовательно соединенных элементов.

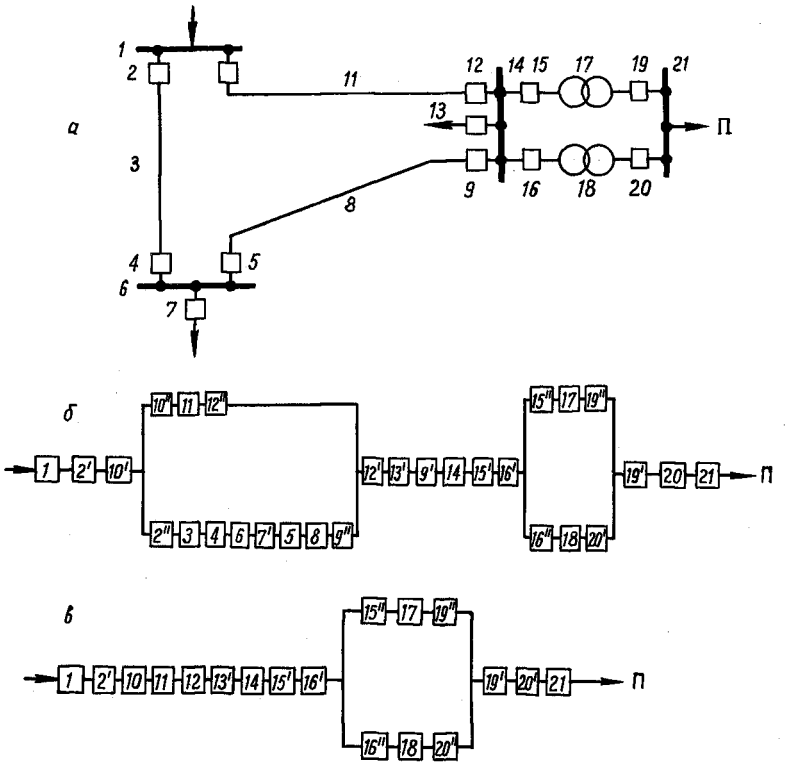


Рис. 4.4. Схемы сети (*а*) и расчета надежности электроснабжения потребителя П для нормального (*б*) и ремонтного (*в*) режимов (в ремонте линия *8*).

Вероятное время аварийного простоя последовательной цепи

$$\nu_{\text{ав}}^{\text{посл}} = 1 - \prod_{k=1}^{n} (1 - \nu_{\text{ав}\,k}), \tag{4.12}$$

где $\nu_{\text{ав}\,k}$ — вероятное время нахождения k-го элемента, входящего в последовательную цепь, в аварийном простое. Если $\nu_{\text{ав}k} \leqslant 0{,}01$, можно применить приближенную формулу

$$\nu_{\text{ав}}^{\text{посл}} = \sum_{k=1}^{n} \nu_{\text{ав}k}.$$

Для определения длительности ремонтов составляют условный график с указанием продолжительности ремонта каждого элемента. По этому графику находят наибольшее время простоя $t_t^{\max}$ последовательной цепи в каждом году t. Тогда длительность плановых ремонтов

$$\nu_{\text{пл}} = \frac{1}{T_{\text{р}}^{\max}} \sum_{t=1}^{T_{\text{р}}^{\max}} t_t^{\max}, \tag{4.13}$$

где $T_{\text{р}}^{\max}$ — максимальная продолжительность межремонтного периода, выбираемая для элементов, входящих в последовательную цепь.

Вероятное время общего перерыва последовательной цепи

$$\nu^{\text{посл}} = \nu_{\text{ав}}^{\text{посл}} + \nu_{\text{пл}}.$$

При параллельном соединении двух ветвей

$$\lambda^{\text{пар}} = \lambda_1 \nu_{\text{ав}2} + \lambda_2 \nu_{\text{ав}1}. \tag{4.14}$$

Вероятное время аварийного перерыва

$$\nu^{\text{пар}} = \nu_{\text{ав}2}^{(1)} + \nu_{\text{ав}1}^{(2)} + \nu_{\text{пл}2}^{(1)} + \nu_{\text{пл}1}^{(2)}, \tag{4.15}$$

где $\nu_{\text{ав}2}^{(1)}$ и $\nu_{\text{пл}2}^{(1)}$ — вероятное время аварийного простоя первой ветви в периоды аварийного и планового простоев второй ветви цепи; $\nu_{\text{ав}1}^{(2)}$ и $\nu_{\text{пл}1}^{(2)}$ — вероятное время аварийного простоя второй ветви в периоды аварийного и планового простоев первой ветви.

Значения, входящие в выражение (4.15), определяются по следующим формулам:

$$\left.\begin{aligned} \nu_{\text{ав}2}^{(1)} &= \frac{\lambda_1\lambda_2}{\lambda_1+\lambda_2} t_1 (t_2 - 0{,}5t_1)\,(1 - e^{-(\lambda_1+\lambda_2)t_1}); \\ \nu_{\text{ав}1}^{(2)} &= 0{,}5 \frac{\lambda_1\lambda_2}{\lambda_1+\lambda_2} t_1^2 (1 - e^{-(\lambda_1+\lambda_2)t_1}); \end{aligned}\right\} \tag{4.16}$$

$$\left.\begin{aligned} \nu_{\text{пл}2}^{(1)} &= \frac{1}{T_{\text{р}2}} t_1 (t_{\text{р}2} - 0{,}5t_1)\,(1 - e^{-\lambda_1 t_1}) \quad \text{при } t_1 < t_{\text{р}2}; \\ \nu_{\text{пл}2}^{(1)} &= 0{,}5 \frac{1}{T_{\text{р}2}} t_{\text{р}2}^2 (1 - e^{-\lambda_1 t_1}) \quad \text{при } t_1 \geqslant t_{\text{р}2}; \end{aligned}\right\} \tag{4.17}$$

$$\left.\begin{aligned} \nu_{\text{пл}1}^{(2)} &= \frac{1}{T_{\text{р}1}} t_2 (t_{\text{р}1} - 0{,}5t_2)\,(1 - e^{-\lambda_2 t_2}) \quad \text{при } t_2 < t_{\text{р}1}; \\ \nu_{\text{пл}1}^{(2)} &= 0{,}5 \frac{1}{T_{\text{р}1}} t_{\text{р}1}^2 (1 - e^{-\lambda_2 t_2}) \quad \text{при } t_2 \geqslant t_{\text{р}1}. \end{aligned}\right\} \tag{4.18}$$

В приведенных формулах λ_1 и λ_2 — частота отказов каждой параллельной ветви, состоящей из последовательных элементов, которая

определяется по формуле (4.11); t_1 и t_2 — среднее время аварийного простоя каждой из параллельных ветвей (приведенные формулы применяются при условии $t_1 < t_2$); t_{p1} и t_{p2} вычисляются по формуле (4.13); значения T_{p1} и T_{p2}, по рекомендации института «Энергосетьпроект», принимаются равными 1. Значения t_1 и t_2 вычисляются по формулам:

$$t_1 = \frac{\sum_{k=1}^{n} t_{1k}(1 - e^{-\lambda_{1k}})}{1 - e^{-\lambda_1}};$$
$$t_2 = \frac{\sum_{k=1}^{n} t_{2k}(1 - e^{-\lambda_{2k}})}{1 - e^{-\lambda_2}}. \qquad (4.19)$$

Практика показывает, что частота отказов линий на порядок больше частоты отказов трансформаторов и выключателей. В то же время средняя продолжительность аварийного простоя трансфор-

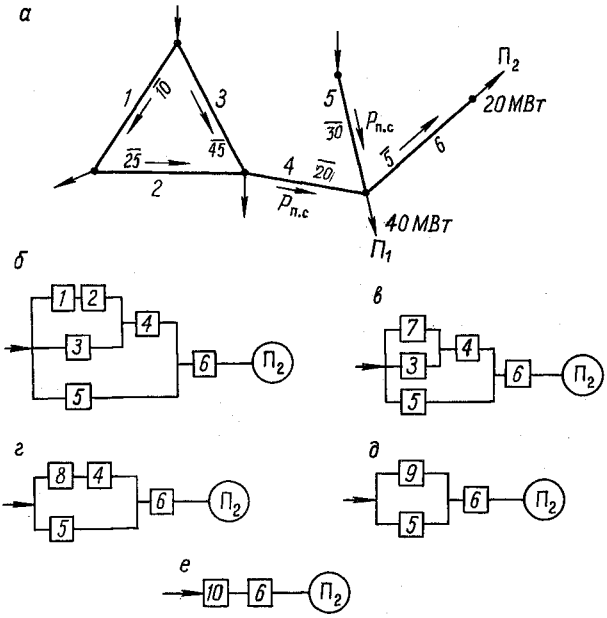


Рис. 4.5. Схема сети (*а*), упрощенная схема расчета надежности электроснабжения (*б*) и преобразования схемы (*в* — *е*).

маторов и выключателей на порядок больше, чем линий. Поэтому значения вероятного времени нахождения элементов в аварийном простое соизмеримы. Однако вследствие того что на подстанциях поврежденные выключатели часто могут быть заменены другими

(обходными), при оценке надежности в первую очередь следует учитывать линии и трансформаторы.

Из расчетов следует также, что одновременное повреждение двух параллельных трансформаторов или трех параллельных линий, проходящих по разным трассам, при оценке надежности можно не учитывать.

В связи с тем что наименее надежные элементы — линии электропередачи, при ориентировочных расчетах оценку надежности электроснабжения допустимо проводить по схемам, включающим только линии электрической сети (рис. 4.5).

4.5. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ПОСЛЕДСТВИЙ НАРУШЕНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

При проектировании электрических сетей, предназначенных для питания потребителей II и III категорий, схемы электроснабжения выбираются, как правило, на основе технико-экономического сравнения вариантов по приведенным затратам, в которые включают народнохозяйственный ущерб от перерывов в электроснабжении.

Рассмотрим методику определения ущерба при проектных расчетах, предложенную институтом «Энергосетьпроект». Общий ущерб представляется в виде ущерба от аварийных $У_{ав}$ и плановых $У_{пл}$ перерывов электроснабжения и затрат, связанных с аварийным ремонтом оборудования в энергосистеме $У_{с}$:

$$У = У_{ав} + У_{пл} + У_{с}.$$

Ущерб, связанный с аварийным простоем любого k-го элемента сети, вычисленный в относительных единицах, определяется из выражения

$$У^{*}_{ав\,k} = c^{*}_{ав.уд}\varepsilon_k P_0 \nu_{ав\,k}\beta_{мес}\beta_{сут}, \qquad (4.20)$$

где $\nu_{ав\,k}$ — вероятное время нахождения k-го элемента в аварийном простое, вычисляется по формуле (4.2); P_0 — доля совмещенного максимума нагрузок потребителей P_{max}, у которых возникает ущерб, от совмещенного максимума нагрузок сети $P_{max\,с}$: $P_0 = P_{max}/P_{max\,с}$; $\beta_{мес}$, $\beta_{сут}$ — плотности месячного и суточного графиков нагрузки (табл. 4.2).

Табл. 4.2. **Характеристика графиков нагрузки**

Потребители	Плотности графиков нагрузки	
	месячного $\beta_{мес}$	суточного $\beta_{сут}$
Коммунально-бытовое и сельское хозяйство	0,95	0,56
Промышленность:		
легкая, текстильная, машиностроительная	0,90	0,70
все остальные отрасли	0,97	0,95
Смешанные	0,95	0,7...0,8

Среднее значение удельного ущерба в относительных единицах

$$c^*_{\text{ав уд}} = \frac{1}{c_{\text{уд max}}} \sum_{i=1}^{s} g_i c_{\text{ав уд}i}, \qquad (4.21)$$

где $c_{\text{уд max}}$ — максимальное значение удельного ущерба при авариях; $c_{\text{ав уд}i}$ — удельный ущерб i-го потребителя; g_i — доля нагрузки i-го потребителя от общей нагрузки потребителей s.

Коэффициент ε характеризует ограничение потребителей при аварийном отключении k-го элемента сети. Он определяется по результатам электрических расчетов сети с учетом допустимой перегрузки линий и трансформаторов:

$$\varepsilon = P_{\text{откл}}/P_{\text{max}},$$

где $P_{\text{откл}}$ — мощность, отключаемая при аварии. При полном прекращении питания $\varepsilon = 1$, а при полном резервировании $\varepsilon = 0$.

Если электрическая сеть, питающая потребителей, состоит из n последовательных элементов, вероятный ущерб составит

$$y^*_{\text{ав.посл}} = 1 - \prod_{k=1}^{n} (1 - y^*_{\text{ав}\,k}).$$

Ущерб в абсолютных единицах

$$y_{\text{ав.посл}} = c_{\text{уд max}} P_{\text{max с}} y^*_{\text{ав.посл}} \cdot 8760. \qquad (4.22)$$

Ущерб от плановых перерывов при последовательном соединении элементов рассчитывается по следующим формулам:

$$y^*_{\text{пл.посл}} = c_{\text{пл.уд}} \varepsilon \sigma P_0 \nu_{\text{пл}} \beta_{\text{мес}} \beta_{\text{сут}};$$

$$y_{\text{пл.посл}} = c_{\text{уд max}} P_{\text{max с}} y^*_{\text{пл.посл}} \cdot 8760.$$

Значение $c_{\text{пл.уд}}$ определяется по формуле (4.21), в которую удельные ущербы подставляются для случая планового отключения.

Коэффициент σ учитывает возможность одновременного выполнения плановых ремонтов промышленных предприятий и электрической сети. Его значение в настоящее время не определено. Поэтому ущерб от плановых перерывов рекомендуется учитывать лишь в тех случаях, когда представляется возможным определить значение этого коэффициента.

При параллельном соединении двух ветвей, каждая из которых содержит последовательные элементы, ущерб от аварийных простоев

$$y^*_{\text{пар}} = P_0 \beta_{\text{мес}} \beta_{\text{сут}} (c_{\text{ав1}} (\varepsilon_1 \nu_{\text{ав1}} + (1 - \varepsilon_1) \times$$
$$\times (\nu^{(1)}_{\text{ав2}} + \nu^{(1)}_{\text{пл2}})) + c_{\text{ав2}} (\varepsilon_2 \nu_{\text{ав2}} + (1 - \varepsilon_2) (\nu^{(2)}_{\text{ав1}} + \nu^{(2)}_{\text{пл1}}))), \qquad (4.23)$$

где ε_1 и ε_2 — коэффициенты ограничения нагрузки потребителей при отключении элементов соответственно первой и второй ветвей;

$\nu_{ав1}$ и $\nu_{ав2}$ — вероятное время аварийного простоя соответственно первой и второй ветвей, которое определяется по формуле (4.12).

Значения $\nu^{(1)}_{ав2}$, $\nu^{(1)}_{пл2}$, $\nu^{(2)}_{ав1}$, $\nu^{(2)}_{пл1}$ находят из выражений (4.16)... (4.19). Ущерб в абсолютных единицах определяется по формуле (4.22) при подстановке $У^{*}_{пар}$.

Затраты в энергосистеме, связанные с ремонтом поврежденного оборудования, составят

$$У_{с} = \sum_{k=1}^{ψ} c_{рk} M_k (1 - e^{-\lambda_k t}), \qquad (4.24)$$

где $ψ$ — число типов оборудования; $c_{рk}$ — удельные затраты на ремонт k-го типа оборудования; M_k — число однотипного оборудования.

Если расчетный период $T_{расч}$ более одного года, то среднегодовое значение ущерба, приведенное к началу расчетного периода, выразится формулой

$$\bar{У}_{ав} = \frac{1}{T_{расч} - 1} \sum_{t=2}^{T_{расч}} \frac{У_{ав\,t}}{(1 + p_н)^{t-1}},$$

где $У_{ав\,t}$ — суммарный ущерб в t-м году.

Численные значения величин, необходимых для расчета ущербов, приведены в работе [14, 7].

Пример. Определим показатели надежности схемы сети 110 кВ, приведенной на рис. 4.5, *а*, и ущербы от аварийных перерывов в электроснабжении потребителей $П_1$ и $П_2$.

Пропускная способность $P_{п.с}$ линий *4* и *5* ограничена значениями соответственно 50 и 40 МВт. Удельная повреждаемость линий $\lambda' = 1{,}22$ 1/(год·100 км), время аварийного простоя $t = 0{,}502 \cdot 10^{-2}$ 1/год.

Линии *1, 2, 3* выполнены на железобетонных опорах, линии *4...6* — на металлических. Время простоя при капитальном ремонте для линий *1...6* $t_{к.р} = 27{,}4 \cdot 10^{-3}$ 1/год. Время простоя при текущем ремонте для линий *1...3* $t_{т.р} = 3{,}2 \cdot 10^{-3}$ 1/год, для линий *4...6* $t_{тр} = 1{,}48 \cdot 10^{-3}$ 1/год. Капитальный ремонт производится один раз в 6 лет, текущий — один раз в год. Стоимость ремонта 0,5 тыс. р/отказ. Удельный ущерб у потребителей $c_{ав.уд1} = 1{,}37$ р/(кВт·ч), $c_{ав.уд2} = 0{,}85$ р/(кВт·ч).

По формуле (4.3) определим частоту отказов для каждой линии: $\lambda_1 = (1{,}22 \cdot 10)/100 = 0{,}122$. Аналогичным образом получим частоту отказов для каждой линии: $\lambda_2 = 0{,}305$; $\lambda_3 = 0{,}549$; $\lambda_4 = 0{,}244$; $\lambda_5 = 0{,}366$; $\lambda_6 = 0{,}061$.

По формуле (4.2) найдем вероятное время аварийного простоя каждой линии: $\nu_{1ав} = 0{,}502 \cdot 10^{-3}(1 - e^{-0{,}122}) = 0{,}06 \cdot 10^{-3}$ и т. д.

После вычислений получим: $\nu_{1ав} = 0{,}06 \cdot 10^{-3}$; $\nu_{2ав} = 0{,}13 \cdot 10^{-3}$; $\nu_{3ав} = 0{,}21 \cdot 10^{-3}$; $\nu_{4ав} = 0{,}11 \cdot 10^{-3}$; $\nu_{5ав} = 0{,}16 \cdot 10^{-3}$; $\nu_{6ав} = 0{,}03 \cdot 10^{-3}$.

Вычислим параметры надежности последовательной цепи *1—2* (см. рис. 4.5, *б*) по формулам (4.11)... (4.13): $\lambda_7 = \lambda_{1,2} = 0{,}122 + 0{,}305 = 0{,}427$; $\nu_{1,2ав} = 1 - (1 - 0{,}06 \times \times 10^{-3})(1 - 0{,}13 \cdot 10^{-3}) = 0{,}19 \cdot 10^{-3}$; $\nu_{1,2пл} = ((27{,}4 + 5 \cdot 3{,}2)10^{-3})/6 = 7{,}23 \cdot 10^{-3}$.

Вероятное время общего перерыва в цепи *1—2*

$$\nu_7 = \nu_{1,2} = \nu_{1,2ав} + \nu_{1,2пл} = (0{,}19 + 7{,}23)10^{-3} = 7{,}42 \cdot 10^{-3}.$$

Рассмотрим параллельные цепи *7—3* (см. рис. 4.5, *в, г*). По формуле (4.14) $\lambda_8 = \lambda_{7,3} = 0{,}427 \cdot 0{,}23 \cdot 10^{-3} + 0{,}61 \cdot 0{,}19 \cdot 10^{-3} = 0{,}214 \cdot 10^{-3}$.

Вероятное время аварийного простоя цепи *7—3* вычислим по формуле (4.15). Для этого предварительно по формулам (4.19) и (4.13) найдем среднее время аварийного простоя и длительность плановых ремонтов каждой из параллельных ветвей:

$$t_7=\frac{0{,}502\cdot10^{-3}(1-e^{-0{,}122})+0{,}502\cdot10^{-3}(1-e^{-0{,}305})}{1-e^{-0.427}}=0{,}55\cdot10^{-3};$$

$$t_3=0{,}502\cdot10^{-3};$$

$$t_{р7}=\nu_{1,2пл}=7{,}23\cdot10^{-3};$$

$$t_{р3}=(27{,}4\cdot10^{-3}+5\cdot3{,}2)\cdot10^{-3}/6=7{,}23\cdot10^{-3}.$$

По формулам (4.16)...(4.18) найдем составляющие, входящие в выражение (4.15) при $t_3<t_7$, $t_3<t_{р7}$ и $t_7<t_{р3}$:

$$\nu^{(3)}_{ав7}=\frac{0{,}549\cdot0{,}427}{0{,}549+0{,}427}0{,}502\cdot10^{-3}(0{,}55\cdot10^{-3}-0{,}5\cdot0{,}502\cdot10^{-3})\times$$

$$\times(1-e^{-(0{,}549+0{,}427)}=0{,}0224\cdot10^{6};$$

$$\nu^{(7)}_{ав3}=\frac{0{,}5\cdot0{,}549\cdot0{,}427}{0{,}549\cdot0{,}427}(0{,}502\cdot10^{-3})^2(1-e^{-(0{,}549+0{,}427)}=0{,}0188\cdot10^{-6};$$

$$\nu^{(3)}_{пл7}=0{,}502\cdot10^{-3}(7{,}23\cdot10^{-3}-0{,}5\cdot0{,}502\cdot10^{-3})\,(1-e^{-0{,}549})=1{,}47\cdot10^{-6};$$

$$\nu^{(7)}_{пл3}=0{,}55\cdot10^{-3}(7{,}23\cdot10^{-3}-0{,}5\cdot0{,}55\cdot10^{-3})\,(1-e^{-0{,}427})=1{,}34\cdot10^{-6}.$$

Тогда по формуле (4.15)

$$\nu_{8ав}=\nu_{7,3ав}=(0{,}0224+0{,}0188+1{,}47+1{,}34)\,10^{-6}=2{,}85\cdot10^{-6}.$$

Для плановых ремонтов $\nu_{8пл}=0$, так как одновременный ремонт цепей *1—2* и *3* выполняться не будет.

Для последовательной цепи *8—4* получим (см. рис. 4.5, *г, д*):

$$\lambda_9=\lambda_{8,4}=0{,}214\cdot10^{-3}+0{,}244\approx0{,}244;$$

$$\nu_{9ав}=\nu_{8,4ав}=2{,}85\cdot10^{-6}+0{,}11\cdot10^{-3}=0{,}113\cdot10^{-3};$$

$$\nu_{9пл}=\nu_{4пл}=\frac{(27{,}4+5\cdot1{,}48)10^{-3}}{6}=5{,}8\cdot10^{-3};$$

$$\nu_9=\nu_{8,4}=\nu_{9ав}=\nu_{9пл}=0{,}113\cdot10^{-3}+5{,}8\cdot10^{-3}=5{,}91\cdot10^{-3}.$$

При параллельном сложении цепей *9—5* имеем:

$$\lambda_{10}=\lambda_{9,5}=0{,}244\cdot0{,}16\cdot10^{-3}+0{,}336\cdot5{,}91\cdot10^{-3}=2{,}03\cdot10^{-3};$$

$$t_9=\frac{2{,}87\cdot10^{-6}+0{,}11\cdot10^{-3}}{1-e^{-0{,}458}}=8{,}05\cdot10^{-3};\quad t_5=0{,}502\cdot10^{-3};$$

$$t_{р9}=t_{р4}=0{,}502\cdot10^{-3};\quad t_{р5}=5{,}8\cdot10^{-3}.$$

Произведя расчеты по формулам (4.16)...(4.18) при $t_5<t_9$, $t_5>t_{р9}$, $t_9>t_{р5}$, получим:

$$\nu^{(5)}_{ав9}=\frac{0{,}36\cdot0{,}458}{0{,}366+0{,}458}0{,}502\cdot10^{-3}(8{,}05\cdot10^{-3}-0{,}5\cdot0{,}502\cdot10^{-3})\times$$

$$\times(1-e^{-(0{,}366+0{,}458)})=0{,}445\cdot10^{-6};$$

$$\nu^{(9)}_{ав5}=\frac{0{,}5\cdot0{,}366\cdot0{,}458}{0{,}366+0{,}458}(0{,}502\cdot10^{-3})^2(1-e^{-(0{,}366+0{,}458)})=0{,}014\cdot10^{-6};$$

$$\nu^{(5)}_{пл9}=0{,}5(0{,}502\cdot10^{-3})^2(1-e^{-0{,}366})=0{,}039\cdot10^{-6};$$

$$\nu^{(9)}_{пл5}=0{,}5(5{,}8\cdot10^{-3})^2(1-e^{-0{,}458})=6{,}22\cdot10^{-6}.$$

Тогда

$$\nu_{10}=\nu_{9,5}=(0{,}445+0{,}014+0{,}039+6{,}22)\,10^{-6}=6{,}71\cdot10^{-6}.$$

Для конечной схемы (рис. 4.5, *е*) найдем:

$$\lambda_{10,6}=2{,}03\cdot10^{-3}+0{,}061=0{,}0631;$$

$$\lambda_{10,6ав}=0{,}00671\cdot10^{-3}+0{,}03\cdot10^{-3}=0{,}03671\cdot10^{-3};$$

$$\nu_{10,6пл}=\nu_{6пл}=(27{,}4+5\cdot1{,}48)\,10^{-3}/6=5{,}8\cdot10^{-3};$$

$$\nu_{10,6}=(0{,}03671+5{,}8)\,10^{-3}\approx5{,}84\cdot10^{-3}.$$

Вероятное время погашения потребителя $П_2$

$$5{,}84\cdot10^{-3}\cdot8760=51{,}2\ \text{ч/год}.$$

Определим ущерб от аварийного перерыва электроснабжения потребителей $П_1$ и $П_2$, возникающий при отключениях линий *4...6*. Доли нагрузок потребителей $П_1$ и $П_2$ от общей нагрузки составят:

$$g_1=40/(40+20)=0{,}67;\ g_2=20/(40+20)=0{,}33.$$

По формуле (4.21) среднее значение удельного ущерба выразится следующим образом:

$$c^{*}_{ав.уд5}=c^{*}_{ав.уд4}=(0{,}67\cdot1{,}37+0{,}33\cdot0{,}85)/1{,}37=0{,}88.$$

$$c^{*}_{ав.уд6}=0{,}85/0{,}85=1.$$

Рассчитаем ущербы из-за аварийных простоев каждой линии по формуле (4.20) при $P_0=1$, $\beta_{мес}=0{,}95$, $\beta_{сут}=0{,}75$:

$$y^{*}_{ав4}=0{,}88\cdot0{,}5\cdot1\cdot0{,}11\cdot10^{-3}\cdot0{,}95\cdot0{,}75=0{,}034\cdot10^{-3};$$

$$y^{*}_{ав5}=0{,}88\cdot0{,}33\cdot1\cdot0{,}16\cdot10^{-3}\cdot0{,}95\cdot0{,}75=0{,}033\cdot10^{-3};$$

$$y^{*}_{ав6}=1\cdot1\cdot1\cdot0{,}03\cdot10^{-3}\cdot0{,}95\cdot0{,}75=0{,}021\cdot10^{-3}.$$

Найдем ущерб из-за отключений параллельных цепей 4—5 по формуле (4.23):

$$y^{*}_{пар4,5}=1\cdot0{,}95\cdot0{,}75(0{,}88\,(0{,}33\cdot0{,}16\cdot10^{-3}+(1-0{,}33)\,(0{,}445+0{,}039)\cdot10^{-6})+$$
$$+0{,}88\,(0{,}5\cdot0{,}113\cdot10^{-3}+(1-0{,}5)\,(0{,}028+6{,}22)\,10^{-6}))=0{,}07\cdot10^{-3}.$$

Найдем значения ущербов в именованных единицах по формуле (4.22):

$$y_{пар4,5}=1{,}37\cdot60\cdot10^{3}\cdot0{,}07\cdot10^{-3}\cdot8760=50{,}4\ \text{тыс. р/год};$$

$$y_{ав6}=0{,}85\cdot20\cdot10^{3}\cdot0{,}021\cdot10^{-3}\cdot8760=3{,}1\ \text{тыс. р/год}.$$

Затраты в энергосистеме по формуле (4.24) для линий *1—6* составят

$$y_{с}=0{,}5\cdot6(1-e^{-0{,}122})+(1-e^{0{,}305})+(1-e^{-0{,}549})+(1-e^{-0{,}244})+$$
$$+(1-e^{-0{,}366})+(1-e^{-0{,}061})=4{,}2\ \text{тыс. р/год}.$$

Общий ущерб выразится следующей суммой:

$$y_{ав}=50{,}4+3{,}1+4{,}2=57{,}7\ \text{тыс. р/год}.$$

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ДЛЯ ВЫБОРА ОКОНЧАТЕЛЬНОГО ВАРИАНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

5.1. ВЫБОР ОКОНЧАТЕЛЬНОГО ВАРИАНТА

Из отобранных по предварительным показателям вариантов на основе сравнения технико-экономических показателей должен быть выбран наивыгоднейший. Прежде всего для всех предварительно отобранных вариантов определяются сечения проводников. Рекомендации по поводу выбора сечений проводов и соответствующие методики даны в § 5.2.

В случае радиальных сетей для выбора сечений проводов расчетные потоки мощности находятся на основании определения нагрузок узлов по методике, изложенной в гл. 1. Для замкнутых сетей потоки мощности находятся ориентировочно по длинам и числу цепей участков. Выбранные сечения проводов проверяются по допустимой нагрузке, условиям нагревания с учетом вероятных наибольших потоков мощности, условиям коронирования и механической прочности. (Подробнее об этом будет сказано далее, в § 5.2.)

Целесообразно проверить допустимость отобранных для сравнения вариантов по наибольшим потерям напряжения для максимальных нагрузок в условиях нормального и послеаварийного режимов. Для сложных электрических сетей приемлемыми считаются потери напряжения до 15...20 % в нормальных и до 20...25 % в послеаварийных режимах. При указанных потерях напряжения предполагается применять на понижающих подстанциях трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой.

После выбора сечений проводов, проверки на потери напряжения и (в случае необходимости) корректировки сети для получения приемлемых потерь напряжения переходят к окончательному сравнению отобранных предварительно вариантов по технико-экономическим показателям.

Основные технико-экономические показатели и необходимые расчетные формулы для их определения даны в гл. 3. Для сравнения вариантов при подсчете технико-экономических показателей допустимы некоторые упрощения. Поэтому далее, в § 5.3...5.5, описано определение основных технико-экономических показателей сравниваемых вариантов электрических сетей.

Из сравниваемых вариантов выбирается тот, который имеет наименьшие капитальные вложения и годовые эксплуатационные

расходы. Если такой вариант среди сравниваемых отсутствует и наблюдается уменьшение годовых эксплуатационных расходов при росте капиталовложений, то для окончательного выбора наивыгоднейшего варианта следует воспользоваться приведенными затратами или сроками окупаемости.

5.2. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ И СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В гл. 2 уже указывалось, что для электрических сетей и линий электропередачи наиболее целесообразны сталеалюминиевые провода. При напряжениях до 35 кВ используются провода из алюминия, из которых в основном выполняются сети напряжением 0,4; 6 и 10 кВ, а также мало нагруженные линии 35 кВ небольшой протяженности.

Сети и линии электропередачи напряжением 110...500 кВ сооружаются из сталеалюминиевых проводов, при этом для линий электропередачи напряжением 330 кВ и выше применяются провода крупных сечений — не менее 240...300 мм^2 (по алюминию).

При выборе конструкции такого провода существенное значение имеет размер стального сердечника, оцениваемый отношением сечения алюминиевой токопроводящей части к сечению стального сердечника, который придает проводу механическую прочность. Увеличение содержания стали в сталеалюминиевых проводах приводит к увеличению их стоимости, усложнению конструкций опор. Все это может вызвать удорожание линии в целом, если повышение стоимости проводов не компенсировать некоторым уменьшением числа опор на трассе.

В СССР ранее выпускались сталеалюминиевые провода двух марок: АС и АСУ. В проводах марки АС отношение сечений алюминиевой и стальной частей составляет 5,4...6, в проводах АСУ — 4,3. В связи с тем что большое содержание стали приводит к удорожанию линий, выполняемых из сталеалюминиевых проводов, применяются сталеалюминиевые провода облегченной конструкции (марка АСО). В них содержание стали значительно меньше: отношение сечений алюминиевой и стальной частей достигает 8.

В соответствии с ГОСТ 839—80 в настоящее время, независимо от соотношения алюминиевой и стальной частей, марка провода обозначается одинаково, и в ней указывается сечение как алюминиевой, так и стальной части; например: АС-240/39 — сталеалюминиевый провод с номинальным сечением алюминиевой части 240 мм^2 и сечением стальной части 39 мм^2.

В настоящее время начинают внедряться также провода из высокопрочных алюминиевых сплавов без стальной жилы. Такие провода несколько дороже сталеалюминиевых, но значительно легче их, что позволяет снизить стоимость опор линий электропередачи. Сопротивление провода из алюминиевого сплава обычно несколько ниже, чем сталеалюминиевого того же диаметра.

При предварительном выборе конструкции провода следует руководствоваться соответствующими указаниями ПУЭ [6].

На линиях напряжением свыше 1000 В по условиям механической прочности должны применяться многопроволочные провода и тросы сечением не менее 35 мм^2 для алюминиевых и 25 мм^2 для сталеалюминиевых. Для линий напряжением 35 кВ и ниже допускается применять сталеалюминиевые провода сечением 16 мм^2 и алюминиевые сечением 25 мм^2.

Применение различных марок сталеалюминиевых проводов определяется климатическими условиями района, где сооружается линия. Провода со средним соотношением алюминия и стали сечением до 185 мм^2 применяются, если местность, на которой сооружается линия, относится к району, где толщина стенки гололеда не превышает 20 мм. Если сечение проводов равно или больше 240 мм^2, используются провода облегченной конструкции. В районах, где толщина стенки гололеда превышает 20 мм, должны применяться провода усиленной конструкции независимо от сечения провода.

На линиях 330 и 500 кВ по условиям короны применяются провода крупных сечений: для линий 330 кВ сечение колеблется в пределах от 500 до 1000 мм^2, для линий 500 кВ — 1000...1500 мм^2. Применение таких одиночных проводов затруднено по конструктивным соображениям. Кроме того, на линиях указанных напряжений необходимо принимать меры для уменьшения потерь на корону и снижения индуктивного сопротивления линии в целях увеличения ее пропускной способности. В связи с этим на линиях напряжением 330 и 500 кВ применяется расщепление проводов, при этом каждая фаза линии монтируется из нескольких (двух, трех) параллельных проводов.

В ряде случаев для повышения пропускной способности линии электропередачи расщепление проводов применяется и при напряжении 220 кВ.

При расщеплении на два провода пропускная способность линии увеличивается на 21, а при расщеплении на три провода — на 33 %. Такое же снижение претерпевают индуктивные сопротивления линий. Расщепление на четыре и более проводов применяется для линий электропередачи напряжением 750 и 1150 кВ.

Выбор сечения проводов проектируемой сети производится с учетом: технико-экономических показателей; пропускной способности сечения провода по нагреву в послеаварийных условиях; механической прочности проводов воздушных линий; условий образования короны (отсутствие заметных потерь мощности на корону при хорошей погоде и относительно небольшие годовые потери энергии). В учебном проекте электрической сети проверка на устойчивость при токах короткого замыкания может не производиться, если неизвестны или не заданы их значения. Рассмотрим выбор сечения провода для каждого из перечисленных выше условий.

Сечения проводов электрической сети должны быть выбраны таким образом, чтобы они соответствовали оптимальному соотно-

шению между капитальными затратами на сооружение линий сети, растущими с увеличением сечения проводов, и расходами, связанными с потерями энергии, уменьшающимися при увеличении сечений проводов. Определение этого оптимального соотношения — довольно сложная задача, которая сводится к нахождению сечения провода, соответствующего наименьшим приведенным затратам. Однако обычно применяют упрощенное решение этой задачи, подсчитывая сечение проводов согласно ПУЭ [6] по экономической плотности тока:

$$F = I/j_э, \qquad (5.1)$$

где I — расчетный ток в режиме наибольших нагрузок, проходящий по линии, А; $j_э$ — экономическая плотность тока для заданных условий работы линии, А/мм^2. Экономическая плотность тока определяется по данным табл. 5.1.

Табл. 5.1. **Экономическая плотность тока, А/мм^2**

Проводники	Продолжительность использования максимума нагрузки, ч		
	1000...3000	3000...5000	5000...8700
Голые провода:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридовой изоляцией с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с медными жилами	3,5	3,1	2,7

Сечение, получаемое по формуле (5.1), округляется до ближайшего стандартного.

Значениями экономических плотностей тока, приведенными в табл. 5.1, можно пользоваться при определении сечений проводов линий напряжением не более 220 кВ.

В ПУЭ [6] имеется указание о том, что выбор сечений проводов для линий 330 кВ и выше должен производиться на основе технико-экономических расчетов. Поэтому при выборе сечений для таких линий следует выполнять технико-экономическое сопоставление ряда вариантов, используя при этом метод приведенных затрат.

Необходимо отметить, что метод выбора сечения провода по экономической плотности тока обладает рядом недостатков. Наиболее существенные недостатки этого метода заключаются в следующем:

1) стандартная шкала сечений проводов прерывиста (например, 120, 150, 185, 240 мм^2). При определении сечения по экономической плотности тока чаще всего получается величина, лежащая между двумя стандартными значениями. Округление расчетного сечения до ближайшего стандартного является в ряде

случаев, особенно при линиях высоких напряжений большой протяженности, довольно сложной задачей;

2) согласно данным табл. 5.1, между стоимостью линий и сечением проводов существует прямолинейная зависимость, в действительности же эта зависимость более сложная;

3) зависимость стоимости линии от сечения проводов принята одинаковой для линий всех номинальных напряжений и опор любой конструкции;

4) расчетные затраты на покрытие потерь энергии в линиях электропередачи приняты одинаковыми для всех районов СССР;

5) срок окупаемости дополнительных капитальных вложений принят равным 5 годам вместо 8 лет по общепринятой в настоящее время методике технико-экономических расчетов в энергетике;

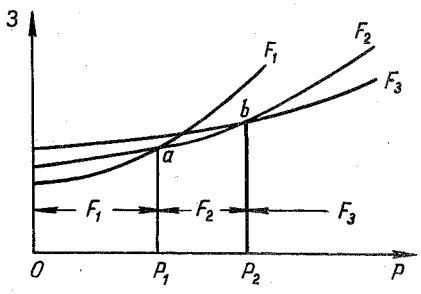


Рис. 5.1. Зависимости приведенных затрат от передаваемой мощности.

6) при определении значений экономических плотностей тока не учтено влияние на выбор сечения проводов изменения передаваемой мощности с момента ввода линии в эксплуатацию до момента, когда нагрузка достигает расчетного значения.

В связи с недостатками, присущими методу экономической плотности тока, в последние годы находит применение выбор сечения проводов для линий электропередачи и сетей высокого напряжения по методу экономических интервалов мощностей.

Экономические интервалы мощностей для выбора сечения провода определяются следующим образом. Для различных стандартных сечений проводов, применяемых в сетях 110...500 кВ, строятся зависимости расчетной стоимости передачи электроэнергии от передаваемой по линии мощности (рис. 5.1). Кривые этих зависимостей пересекаются в точках a и b. Очевидно, в интервале мощности от 0 до P_1 наиболее экономично сечение провода F_1, при котором расчетная стоимость передачи наименьшая. В интервале мощностей от P_1 до P_2 экономичным является сечение F_2, а в интервале за точкой P_2 — F_3.

В итоге можно сформулировать следующие рекомендации для выбора сечений проводов по технико-экономическим показателям. Для электрических сетей и линий электропередачи напряжением до 220 кВ сечения проводов должны выбираться по экономической плотности тока. Сечения проводов для линий электропередачи напряжением 330 кВ и выше определяются на основе технико-экономических расчетов, которые заключаются в сопоставлении приведенных затрат для линий, выполненных проводами разных сечений.

Для электрических сетей и линий электропередачи всех напряжений целесообразно при наличии соответствующих данных осу-

ществлять выбор сечений проводов по экономическим интервалам мощностей.

Выбранное по технико-экономическим показателям сечение провода должно быть проверено на допустимость работы в послеаварийных условиях.

В послеаварийных режимах по проводам электрической линии может проходить ток, значительно превышающий ток нормальной нагрузки. Такой случай может иметь место в двухцепной линии при выходе из строя одной из цепей, а также в линии с двусторонним питанием, когда прекращается электроснабжение от одного из питающих пунктов. В таких случаях выбранные сечения проводов должны удовлетворять условиям предельно допустимого нагрева при прохождении токов послеаварийного режима.

При выборе сечения провода следует учитывать условия механической прочности.

Выбранное по перечисленным выше условиям сечение провода должно быть еще проверено по условиям образования короны. При технико-экономическом выборе варианта сети необходимо оценить возможность образования короны путем определения критического напряжения. Если рабочее (номинальное) напряжение проектируемой сети или линии электропередачи меньше критического, можно предполагать, что явление короны не будет иметь места. Для определения критического напряжения предложено несколько формул.

Критическое (линейное) напряжение можно найти из выражения

$$U_{кр}=84{,}6m_0m_п\delta r\lg\frac{D}{r}, \qquad (5.2)$$

где m_0 — коэффициент, по которому учитывается состояние поверхности провода. Для новых многопроволочных проводов с двумя и более повивами $m_0=0{,}83...0{,}87$; для проводов, бывших в эксплуатации, $m_0=0{,}8...0{,}85$; $m_п$ — коэффициент, согласно которому учитывается состояние погоды. При сухой и ясной погоде $m_п=1$; при тумане, дожде, инее, мокром снеге и гололеде $m_п=0{,}8$; $\delta=3{,}92b/(273+t°)$ — коэффициент относительной плотности воздуха, учитывающий барометрическое давление b и температуру воздуха t °С. При $b=76$ см рт. ст. и $t=25$ °С $\delta=1$; r — радиус провода, см; D — расстояние между осями проводов воздушной линии, см.

Формула (5.2) справедлива для размещения проводов трехфазной линии в вершинах равностороннего треугольника. Для расположения проводов в одной плоскости корона на среднем проводе возникает при фазном напряжении на 4 % меньше, а на крайних проводах — на 6 % больше критического фазного напряжения. Критическое фазное напряжение получают путем деления напряжения, подсчитанного по формуле (5.2), на $\sqrt{3}$.

Если критическое напряжение получается меньше рабочего (номинального), следует принимать меры для повышения критиче-

ского напряжения. Поскольку в данном параграфе идет речь о выборе сечения провода, то, очевидно, для повышения критического напряжения следует взять большее сечение провода.

По условиям образования короны ПУЭ [6] рекомендуют принимать для линий 110 кВ провода диаметром не менее 11,3 мм (АС-70), для линий 150 Кв — не менее 15,2 мм (АС-120) и для линий 220 кВ — не менее 21,6 мм (АСО-240). Для линий 330 кВ ПУЭ рекомендуют одиночные провода диаметром не менее 33,1 мм (АСО-600) и расщепленные провода диаметром 2×21,6 мм (2×АСО-240). Для линии 500 кВ рекомендуется расщеплять фазу на 3 провода диаметром по 27,2 мм (3×АСО-400) или на 2 провода диаметром по 37,1 мм (2×АСО-700). Однако рекомендуемые ПУЭ сечения проводов в ряде случаев (при ненастной погоде) недостаточны по условиям образования короны. Поэтому проверка выбранного сечения по критическому напряжению или по создаваемой напряженности электрического поля на поверхности провода обязательна.

На линиях электропередачи напряжения не более 220 кВ в случае применения проводов, выбранных по экономической плотности тока или по экономическим интервалам мощностей, потери энергии на корону характеризуются небольшими значениями. Поэтому при технико-экономических расчетах такого рода потери могут вообще не учитываться.

Для линий электропередачи более высоких напряжений провода, выбранные по технико-экономическим показателям, характеризуются напряженностями электрического поля, приближающимися к начальной напряженности, при которой возникает корона.

Поэтому при проектировании линий электропередачи 330... 500 кВ необходимо определить потери энергии на корону и учитывать эти потери при выполнении технико-экономических расчетов, связанных с выбором сечения провода, о которых говорилось выше.

В соответствии с ПУЭ [6] наибольшая напряженность электрического поля у поверхности провода воздушной линии напряжением 35 кВ и выше не должна быть более $0{,}9E_0$ (E_0 — начальная коронная напряженность проводника, $кВ_{max}/см$:

$$E_0 = 30{,}3m(1 + 0{,}299/\sqrt{r_0}),$$

где m — коэффициент негладкости для скрученного провода, равный 0,82; r_0 — радиус провода, см).

На линиях 330...500 кВ наибольшее значение напряженности электрического поля на поверхности провода не должно превышать 26 $кВ_{max}/см$.

Для определения потерь энергии на корону следует предварительно определить напряженность электрического поля на поверхности провода. Рабочая напряженность электрического поля на поверхности провода линий с расщепленными фазами может быть определена по формуле

$$E = 0{,}354U(1 + 0{,}25 \lg n) \Big/ \left(nr \lg \frac{D_{ср}}{r_э}\right), \qquad (5.3)$$

где U — линейное напряжение линии, кВ; n — число проводов в фазе; r — радиус каждого провода, см; $r_э$ — эквивалентный радиус расщепленной фазы: $r_э = \sqrt{r a_{ср}^{n-1}}$; $a_{ср}$ — среднее геометрическое расстояние между проводами одной фазы, см; $D_{ср}$ — среднее геометрическое расстояние между осями фаз, см.

Для линий с нерасщепленными фазами ($n=1$) формула (5.3) приобретает вид

$$E = 0{,}354U \Big/ \left(r \lg \frac{D_{ср}}{r}\right). \qquad (5.4)$$

Формулы (5.3) и (5.4) позволяют рассчитать напряженность электрического поля для крайних проводов линии в случае расположения проводов в горизонтальной плоскости. Напряженность электрического поля среднего провода принимается на 10 % больше.

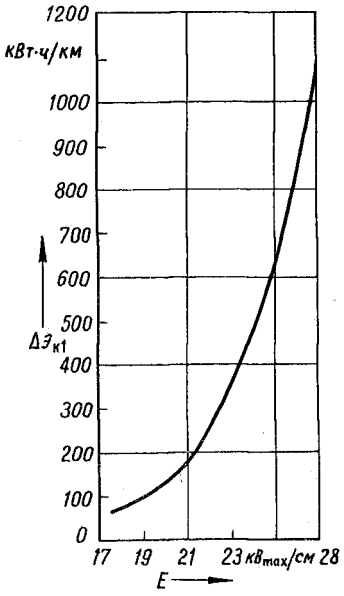


Рис. 5.2. Годовые потери электроэнергии на корону в зависимости от напряженности электрического поля на поверхности проводов.

На рис. 5.2 приведена усредненная кривая годовых потерь электроэнергии на корону для некоторых районов СССР в зависимости от наибольшей напряженности электрического поля на поверхности провода. Отложенные по оси ординат потери энергии $\Delta Э_{к1}$ отнесены к 1 км одного провода радиусом 1 см. Потери электрической энергии на 1 км одной расщепленной фазы линии с проводами радиусом r составят

$$\Delta Э_ф = \Delta Э_{к1} n r^2,$$

где n — число проводов в фазе; r — радиус провода, см.

При расположении проводов трех фаз по вершинам равностороннего треугольника потери энергии на корону в год на 1 км линии будут равны

$$\Delta Э = 3\Delta Э_ф.$$

При расположении проводов на одной прямой, например горизонтальной, годовые потери на корону составят

$$\Delta Э = 2\Delta Э_{ф.к} + \Delta Э_{ф.с},$$

где $\Delta Э_{ф.к}$ — потери электроэнергии в крайней фазе, найденные по напряженности, которая рассчитывается по формулам (5.3) или (5.4); $\Delta Э_{ф.с}$ — потери энергии в средней фазе, которые определяются по напряженности поля в этой фазе, принятой на 10 % больше, чем напряженность крайних фаз.

При длине линии l общие потери энергии на корону

$$\Delta Э_{\Sigma} = \Delta Э l.$$

Среднегодовая потеря мощности на 1 км линии

$$\Delta P_{ср} = \Delta Э / 8760.$$

Определению сечения проводов на всех участках проектируемой сети обычно предшествует расчет распределения потоков мощностей. В замкнутых сетях эти расчеты выполняются методами, известными из курса «Электрические сети и системы». Некоторые методы расчета потокораспределения в замкнутых сетях рассматриваются в гл. 7.

При технико-экономическом выборе варианта сети можно пользоваться упрощенными методами нахождения потокораспределения: расчеты проводить по длинам линий, а не по их сопротивлениям; не учитывать потерь мощности в линиях и трансформаторах, реактивную мощность, генерируемую линиями, определять по номинальным, а не по фактическим значениям напряжения.

5.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ НА СООРУЖЕНИЕ СЕТИ

Если сравниваемые варианты сети отличаются как по схеме, так и по номинальному напряжению, то в непосредственные капитальные затраты должны входить следующие элементы: стоимость линий электрической сети; стоимость подстанций, в том числе стоимость трансформаторов и ячеек выключателей, отделителей, короткозамыкателей; стоимость средств для регулирования напряжения (см. § 5.5). Если сравниваются варианты с одинаковыми номинальными напряжениями, то стоимости понижающих трансформаторов на подстанциях могут не учитываться.

Для сокращения расчетов сравнение вариантов нужно производить только для тех частей схемы, которые получаются различными.Общие части схемы можно при этом из сравнения исключить. Если, например, в сравниваемых вариантах одинаково количество линий, отходящих от подстанции, и равны их номинальные напряжения, допустимо стоимость этой подстанции при сравнении вариантов вообще не учитывать.

Таким образом, затраты на одинаковые элементы могут не определяться. Однако следует заметить, что подсчет этих затрат позволяет иметь представление не только о различиях в абсолютной их величине, но и об относительном значении разницы в полной стоимости сравниваемых вариантов.

Определение размеров капитальных затрат на сооружение сетей и подстанций производится путем составления сметы. В ней учитывается стоимость оборудования, а также всех строительных и монтажных работ, необходимых для сооружения сети.

Однако составление сметно-финансовых расчетов для ряда сравниваемых вариантов электрической сети требует много вре-

мени. Поэтому при технико-экономическом сравнении нескольких вариантов сети или линии электропередачи капитальные затраты определяются по укрупненным показателям, которые дают полную величину капитальных вложений: на 1 км линии, одну подстанцию, одну ячейку выключателя и т. д. Суммарные капитальные затраты определяются умножением укрупненного показателя на число сооружаемых единиц (например, стоимости 1 км линии на длину прокладываемой линии). При этом действительные длины линий для учета непрямолинейности трассы принимаются на 10 % больше длин, измеренных по прямой линии.

Пользуясь данными таблиц [7], можно определить сумму капитальных затрат на проектируемые варианты электрической сети.

5.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГОДОВЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РАСХОДОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В состав годовых эксплуатационных расходов электрической сети входят:

отчисления на амортизацию оборудования линий электропередачи, подстанций и других элементов электрических сетей;

затраты на текущий ремонт и обслуживание линий электропередачи, подстанций и прочих сооружений электрических сетей;

стоимость потерь электрической энергии в электрических сетях.

Перечисленные составляющие и годовые эксплуатационные расходы электрических сетей определяются на основе методики, формул и таблиц, приведенных в § 3.3 и 3.4.

5.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИВЕДЕННЫХ ЗАТРАТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

При наличии среди других вариантов варианта с наименьшими годовыми эксплуатационными расходами, но большими капитальными затратами для окончательного выбора целесообразнее воспользоваться методом приведенных затрат, описанным в § 3.5.

В каждом конкретном случае определения приведенных затрат необходимо использовать исходные данные, соответствующие энерго-экономическому району и этапу времени, для которых проектируется электрическая сеть. Если такие данные отсутствуют, то даже в условиях учебного проектирования сравнительные технико-экономические расчеты следует осуществлять на основе данных, приведенных в гл. 3. При определении капитальных вложений, годовых эксплуатационных расходов и расчетных затрат для сравниваемых вариантов возникает вопрос об учете специальных средств регулирования напряжения. Дело в том, что окончательный выбор этих средств производится после завершения электрических расчетов режимов работы сети. Поэтому на рассматриваемом этапе технико-экономических расчетов рекомендуется руководствоваться следующими соображениями.

Если потери напряжения в линиях электропередачи при нормальных режимах не превосходят 8 %, а при послеаварийных —

12...13 %, специальные средства регулирования не предусматриваются. Если потери напряжения больше этих величин, необходимо наметить средства регулирования напряжения. Для технико-экономического сравнения в учебном проекте можно избрать трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой.

5.6. КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О СОСТАВЛЕНИИ СМЕТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Как уже указывалось выше, при разработке проекта окончательного варианта электрической сети или линии электропередачи составляется смета, без которой проект технического сооружения считается незаконченным и не может быть утвержден. Сметой определяются стоимость выполнения работ и затраты на приобретение оборудования и материалов.

В проектных организациях смета разрабатывается в три этапа.

1. Для каждого участка линии электропередачи или сети составляется расчет затрат на сооружение данного участка. В него включаются стоимости всех работ и затраты на материалы и оборудование. В частности, в него входят следующие виды работ и затраты:

вырубка просек линии;

освоение трассы линии: стоимость сноса строений, находящихся на трассе линии, компенсация потрав посевов во время производства работ, стоимость переустройства пересекаемых электрических линий и линий связи;

установка фундаментов под опоры, включая земляные работы;

установка и стоимость опор воздушных линий;

монтаж и стоимость проводов воздушных линий;

монтаж и стоимость грозозащитных тросов;

устройство заземления опор;

прочие затраты, куда входят доплаты за передвижной характер работ и расходы на премиально-прогрессивную оплату труда;

содержание дирекции, т. е. расходы на персонал управления;

проектно-изыскательские работы.

Основанием для определения перечисленных выше расходов служат укрупненные показатели сметной стоимости. Расчет определения затрат представляется в табличной форме:

Основание	Работы и затраты	Единица измерения	Число единиц	Сметная стоимость, р.	
				единицы	общая

2. На основании расчета затрат составляется распределительная ведомость стоимости рассматриваемого участка линии. В этой ведомости стоимость всех учтенных работ и затрат распределяется между заказчиком, т. е. организацией, которая выдает заказ на сооружение линии, и генеральным подрядчиком, производящим работы.

Табл. 5.2. **Форма распределительной ведомости**

Объем или вид затрат	Единица учета	Количество единиц	Стоимость, тыс. р.			
			на единицу учета	всего	в том числе затраты	
					генерального подрядчика	заказчика
Рубка просек	км просеки	+	+	+	+	—
Освоение трассы	км линии электропередачи	+	—	—	—	—
Фундаменты под опоры	То же	+	+	+	+	—
Опоры	„	+	+	+	+	—
Монтаж проводов и оборудования	„	+	+	+	—	+
Монтаж троса	„	+	+	+	+	—
Заземление опор	„	+	+	+	+	—
Дополнительная заработная плата		—	—	—	+	—
Содержание дирекции		—	—	+	—	—
Проектно-изыскательские работы		—	—	—	+	—
Итого...		—	—	—	+	+

Табл. 5.2. дает форму распределительной ведомости. Плюсами показаны графы, которые заполняются для каждого вида затрат. Подобные расчеты и распределительные ведомости составляются для всех участков линии или сети.

3. По данным распределительных ведомостей составляется сводный сметно-финансовый расчет на строительство. По этому расчету производится финансирование строительства проектируемого объекта. Форма сводного сметно-финансового расчета приводится ниже:

Номер сметно-финансовых расчетов	Части, главы, объекты, работы и затраты	Сметная стоимость, тыс. р.				
		строительных работ	монтажных работ	оборудования, приспособлений и производственного инвентаря	прочих затрат	общая

5.7. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РЕКОМЕНДУЕМОГО ВАРИАНТА

После выполнения режимных расчетов для выбора окончательного варианта сети и необходимых дополнительных средств регулирования напряжения должны быть определены ее технико-экономические показатели. В отличие от предыдущих технико-экономических расчетов, проведенных при сравнении различных схем, выборе

напряжений для рекомендуемого варианта, подсчитываются полные затраты для всей сети. Прежде всего по изложенной выше методике подсчитываются капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети. Определяются также удельные капиталовложения на переданный потребителю 1 кВт мощности в режиме максимума нагрузки.

Затем находятся потери электрической энергии в сети за год, годовые эксплуатационные расходы, себестоимость передачи электрической энергии, приведенные затраты и расчетная стоимость передачи электрической энергии.

Кроме перечисленных, необходимо определить еще следующие показатели сети: потери мощности в максимальном режиме в процентах от максимальной, а также потери энергии в процентах от полезно переданной; массу цветного металла в проводах линий на 1 кВт максимальной нагрузки сети; массу металла в опорах линии на 1 кВт (при деревянных опорах вычисляются затраты древесины).

На одном из листов проекта должна быть приведена таблица технико-экономических показателей выбранного варианта электрической сети.

6. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

6.1. СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ И ПАРАМЕТРЫ СЕТИ

Целью электрического расчета сети является определение параметров режимов, выявление возможностей дальнейшего повышения экономичности работы сети и получение необходимых данных для решения вопросов регулирования напряжения.

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы.

Расчет начинается с составления схемы замещения электрической сети (линии замещаются П-образной схемой, трансформаторы — Г-образной) и определения ее параметров. Для каждой линии рассчитываются активное и реактивное (индуктивное) сопротивления и емкостная реактивная проводимость (для всех линий напряжением 110 кВ и выше). Для трансформаторов подстанций, подключенных к сети, находятся активное и реактивное сопротивления и активные и индуктивные проводимости.

При определении параметров целесообразно одновременно подсчитать емкостную зарядную мощность каждого участка линии, а также потери активной и реактивной мощностей в стали трансформаторов. Эти данные необходимы для приведения нагрузок к сети высшего напряжения.

На рис. 6.1 показаны участок сети высокого напряжения (*а*), соответствующая ему схема замещения (*б*), а также расчетная схема (*в*), получающаяся после приведения нагрузок к высшему напряжению.

В пояснительной записке к проекту достаточно показать, как выполняется определение параметров для одного участка линии и для одной подстанции, а результаты остальных однотипных расчетов представить в таблицах, выполненных по формам 1 и 2.

Расчеты параметров линий и трансформаторов выполняются по формулам, приведенным во всех учебниках по курсу «Электрические системы и сети».

В некоторых случаях проектируемая сеть может состоять из участков с различными напряжениями. Тогда следует сопротивле-

ния всех участков сети и всех трансформаторов привести к одному (базисному) напряжению по формулам:

$$R_{пр} = R(U_{баз}/U_н)^2; \quad X_{пр} = X(U_{баз}/U_н)^2.$$

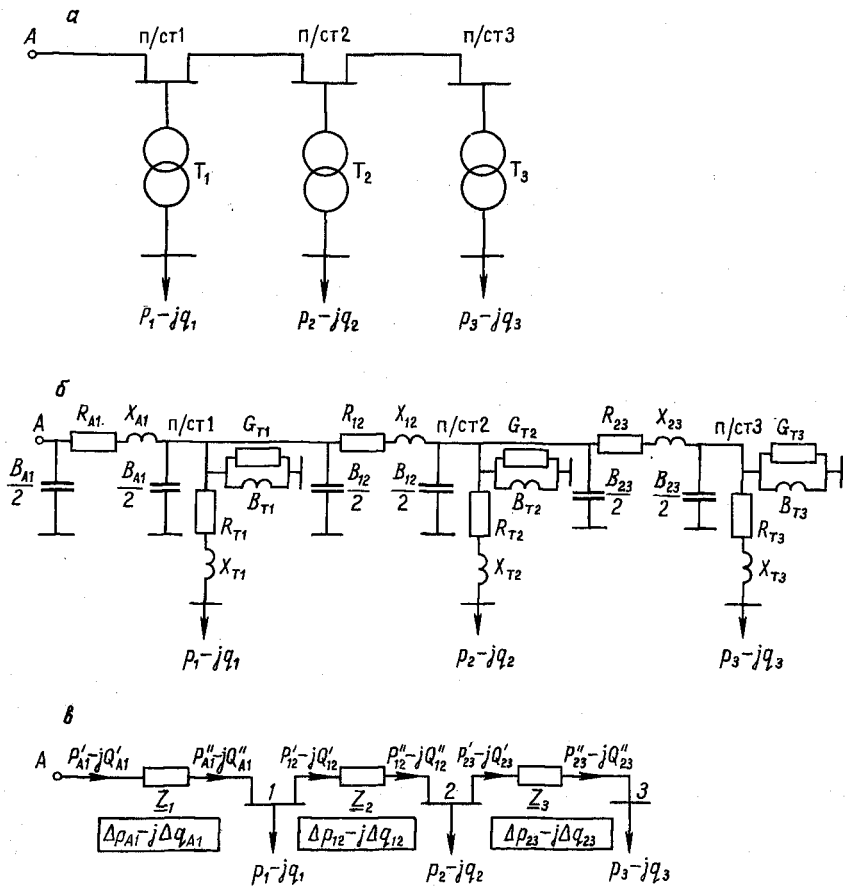


Рис. 6.1. Приведение участка сети к расчетной схеме.

Форма 1

Участок сети	Марка и сечение проводов	Расположение проводов и расстояние между ними, м	Среднее геометрическое расстояние между проводами, м	Длина линии, км	Активное сопротивление, Ом/км	Реактивное сопротивление, Ом/км	Емкостная реактивная проводимость, См/км	Активное сопротивление участка, Ом/км	Емкостная реактивная проводимость, мкСм	Емкостная зарядная мощность линии, подключенной к концам участка, Мвар

Форма 2

Характеристика трансформаторов							Параметры			
подстанция	тип и мощность, МВ·А	напряжение короткого замыкания, %	потери короткого замыкания, кВт	активные потери в стали, кВт	ток намагничивания, %	количество установленных трансформаторов, шт.	активное сопротивление схемы замещения подстанции, Ом	реактивное сопротивление схемы замещения подстанции, Ом	суммарные активные потери в стали, кВт	суммарные реактивные потери в стали, квар

6.2. ПРИВЕДЕНИЕ НАГРУЗОК К ВЫСШЕМУ НАПРЯЖЕНИЮ И СОСТАВЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ СХЕМЫ

Нагрузки электрической сети обычно задаются на шинах вторичного напряжения районных или потребительских подстанций. Нагрузка сети высшего напряжения больше заданной нагрузки на величину потерь мощности в трансформаторах. Кроме того, необходимо учитывать зарядную мощность линии, которая обычно приводит к уменьшению реактивной нагрузки сети.

Приведение нагрузок к сети высшего напряжения выполняется по формуле

$$P_{\text{выс}} - jQ_{\text{выс}} = \left(P_{\text{нагр}} + \Delta P_{\text{х.х}} + \frac{P^2_{\text{нагр}} + Q^2_{\text{нагр}}}{U^2_{\text{н}}} R_{\text{тр}}\right) -$$

$$- j\left(Q_{\text{нагр}} + \Delta Q_{\text{ш}} + \frac{P^2_{\text{нагр}} + Q^2_{\text{нагр}}}{U^2_{\text{н}}} X_{\text{тр}} - \Sigma Q_{\text{з}}\right),$$

где $P_{\text{нагр}}$, $Q_{\text{нагр}}$ — соответственно активная и реактивная мощности нагрузок, заданных на стороне вторичного напряжения подстанций; $R_{\text{тр}}$, $X_{\text{тр}}$ — суммарные активные и реактивные сопротивления трансформаторов данной подстанции; $\Sigma Q_{\text{з}}$ — суммарная зарядная мощность линий, приложенная в точке подключения данной нагрузки (подстанции).

Определение параметров, а также приведение нагрузок к высшему напряжению следует произвести для всех характерных режимов работы сети. Такими расчетными режимами являются режимы наибольших и наименьших нагрузок, при которых будут иметь место наибольшие и наименьшие потери напряжений в сети. Кроме того, в электрическом расчете необходимо рассмотреть ряд аварийных режимов, которые могут привести к большим понижениям напряжения в отдельных точках сети.

При разработке учебного проекта допустимо рассмотреть аварийное отключение только одного участка сети, приводящее к наиболее значительным понижениям напряжения на шинах потребительских подстанций.

Предварительно, до расчета параметров сети в режиме наименьших нагрузок, следует рассмотреть вопрос о возможности отклю-

чения некоторых трансформаторов в этом режиме на тех подстанциях, где установлено более одного трансформатора. В частности, это относится к двухтрансформаторным подстанциям, где в режиме наименьших нагрузок целесообразно отключить один из установленных трансформаторов. Решение этого вопроса зависит также и от схемы подстанции. В некоторых случаях отключение трансформаторов возможно вместе с отключением питающей линии. Отключение части трансформаторов и линий в режиме наименьших нагрузок сказывается на параметрах сети, а также на величине потерь мощности и потерь напряжения.

Мощность потребителей в режиме наименьших нагрузок в общем определяется по графикам нагрузок. Иногда эта мощность задается в процентах от наибольшей мощности нагрузки. Этот процент зависит от характера потребителей и рода нагрузки. В учебных проектах можно задаваться $S_{\text{наим}} = (0{,}3 - 0{,}6) S_{\text{наиб}}$.

Аварийный режим работы сети обычно рассматривается при наибольших нагрузках.

6.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТОКОВ МОЩНОСТИ В СЕТИ

После приведения нагрузок и построения расчетных схем для всех рассматриваемых режимов работы производится расчет распределения потоков мощности по всем участкам сети. Расчеты потокораспределения выполняются уточненным методом, т. е. с учетом активного и реактивного сопротивления линий.

Распределение потоков мощностей сначала рассчитывается без учета потерь мощности. Затем найденное потокораспределение корректируется для учета потерь мощности на участке сети.

На рис. 6.1, *в* приведена расчетная схема трех участков сети для пояснения принципа расчета потокораспределения с учетом потерь мощности. Поток мощности в конце последнего участка *3*, определенный по расчету потокораспределения, равен $P''_{23} - jQ''_{23}$.

Потери мощности на участке *2—3* составят

$$\Delta p_{23} - j\Delta q_{23} = \frac{(P''_{23})^2 + (Q_{23})^2}{U_{\text{н}}^2} R_3 - j \frac{(P''_{23})^2 + (Q''_{23})^2}{U_{\text{н}}^2} X_3.$$

Поток мощности в начале участка *3* равен

$$P'_{23} - jQ'_{23} = (P''_{23} + \Delta p_{23}) - j(Q''_{23} + \Delta q_{23}).$$

Мощность в конце участка *2* составит

$$P''_{12} - jQ''_{12} = (P'_{23} + p_2) - j(Q_{23} + q_2).$$

Потери мощности на участке *2* определяются, как и на участке *3*, и будут равны $\Delta p_{12} - j\Delta q_{12}$.

Мощность в начале участка *2*

$$P'_{12} - jQ'_{12} = (P''_{12} + \Delta p_{12}) - j(Q''_{12} + \Delta q_{12}).$$

Мощности в начале и конце участка *1* определяются таким же способом:

$$P'_{A1}-jQ'_{A1}=(P'_{12}+p_1)-j(Q'_{12}+q_1);$$

$$P'_{A1}-jQ'_{A1}=(P''_{A1}+\Delta p_{A1})\,j\,(Q'_{A1}+\Delta q_{A1}).$$

Результаты расчета потокораспределения для каждого из рассмотренных режимов работы сети наносятся на расчетную схему.

6.4. РАСЧЕТ НАПРЯЖЕНИЙ

Целью такого расчета является определение приведенных к высокой стороне напряжений на шинах низшего напряжения подстанций. Эти напряжения рассчитываются на основе напряжения опорного узла. Таким опорным узлом могут быть шины питающей станции или подстанции системы, а также другие точки сети. Напряжение опорного узла (опорного напряжения) выбирается таким образом, чтобы у всех потребителей получались напряжения, приемлемые как по уровню изоляции, так и по условиям работы.

Для расчетной схемы, изображенной на рис. 6.1, расчет напряжений должен производиться в следующем порядке.

Обозначим напряжение на шинах опорного узла A через U_A. Тогда напряжение на шинах высшего напряжения подстанции *1* будет равно

$$\underline{U}_1=U_A-\frac{P'_{A1}R_1+Q'_{A1}X_1}{U_A}-j\,\frac{P'_{A1}X_1-Q'_{A1}R_1}{U_A}=U'_1-jU''_1. \quad (6.1)$$

Напряжение (модуль) выражается формулой

$$U_1=\sqrt{(U'_1)^2+(U''_1)^2}.$$

В формуле (6.1) значение

$$\Delta U_{A1}=\frac{P'_{A1}R_1+Q'_{A1}X_1}{U_A}$$

представляет собой продольную составляющую падения напряжения, а значение

$$\delta U_{A1}=\frac{P'_{A1}X_1-Q'_{A1}R_1}{U_A}$$

является поперечной составляющей падения напряжения на участке A—*1*.

Напряжение на шинах низшего напряжения подстанции *1*, приведенное к стороне высшего напряжения, можно получить, если из напряжения вычесть падение напряжения в трансформаторе:

$$\underline{U}_1^{(1)}=U_1-\frac{p_1R_{\text{тр}1}+q_1X_{\text{тр}1}}{U_1}-j\,\frac{p_1X_{\text{тр}1}-q_1R_{\text{тр}1}}{U_1}=U_1^{(1)'}-jU_1^{(1)''},$$

где p_1, q_1 — нагрузки подстанции *1* соответственно активная и реактивная; $R_{\text{тр}1}$, $X_{\text{тр}1}$ — соответственно активное и реактивное сопротивления трансформаторов подстанции *1*.

Далее

$$U_1^{(1)} = \sqrt{(U_1^{(1)'})^2 + (U_1^{(1)''})^2}.$$

Также определяются напряжения на шинах подстанции *2* и на шинах всех остальных подстанций сети.

При напряжении не более 110 кВ расчеты можно осуществлять без учета поперечной составляющей падения напряжения.

Расчеты напряжений необходимо выполнить для всех рассматриваемых режимов работы. Для того чтобы не загромождать пояснительную записку к проекту однотипными расчетами, целесообразно свести их результаты в таблицу по форме 3.

Форма 3

Номера подстанций	*1*	*2*	*3*	*4*
Участки линий	*А—1*	*1—2*	*2—3*	*3—4*

Режим наибольших нагрузок

Напряжение в начале участка, кВ
Падение напряжения в линии, кВ
Напряжение в конце участка линии, кВ
Падение напряжения в трансформаторах, кВ
Напряжение на шинах низшего напряжения, приведенное к высокой стороне, кВ

Режим наименьших нагрузок

Напряжение в начале участка, кВ
Падение напряжения в линии, кВ
Напряжение в конце участка линии, кВ
Падение напряжения в трансформаторах, кВ
Напряжение на шинах низшего напряжения, приведенное к высокой стороне, кВ

Послеаварийный режим

Напряжение в начале участка, кВ
Падение напряжения в линии, кВ
Напряжение в конце участка линии, кВ
Падение напряжения в трансформаторах, кВ
Напряжение на шинах низшего напряжения, приведенное к высокой стороне, кВ

6.5. ВЫБОР ОТВЕТВЛЕНИЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Зная напряжения на шинах низшего напряжения в режимах наибольших и наименьших нагрузок, приведенные к высокой стороне, можно найти расчетное регулировочное ответвление трансформатора. Оно выбирается с таким расчетом, чтобы обеспечить наименьшее отклонение напряжений на шинах подстанций в различных режимах работы сети.

Для трансформаторов понижающих подстанций расчетное ответвление выбирается по формуле

$$U_{вн} = (U'_{max} + U'_{min})\, U_{н.н} / (2U_н),$$

где U'_{max}, U'_{min} — приведенные к высокой стороне напряжения на шинах низшего напряжения подстанций для режимов соответственно наибольших и наименьших нагрузок (принимаются по данным расчета напряжений); $U_н$ — номинальное напряжение шин низшего напряжения подстанции; $U_{н.н}$ — номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформаторов.

Для трансформаторов повышающих подстанций допускается принять $U_{н.н} = U_н$. В этом случае формула для выбора ответвления получает следующий вид:

$$U_{вн} = (U'_{max} + U'_{min})/2.$$

Затем для каждой подстанции выбирается стандартное регулировочное ответвление трансформатора, ближайшее к рассчитанному.

После выбора регулировочного ответвления следует определить действительные напряжения на шинах низшего напряжения каждой подстанции во всех рассматриваемых режимах работы сети, а также получающиеся отклонения напряжения от номинального.

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения определяется следующим образом:

$$U_д = U' \frac{U_{н.н}}{U_о},$$

где U' — приведенное к высокой стороне напряжение на шинах низшего напряжения подстанций для того или иного режима; $U_{н.н}$ — номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформаторов; $U_о$ — напряжение выбранного регулировочного ответвления; при трансформаторах без РПН регулировочное ответвление при всех режимах работы не меняется.

Получающееся отклонение напряжения составит

$$\Delta U_{отк} = \frac{U_д - U_н}{U_н} 100\ \%.$$

Если напряжение на шинах низшего напряжения понижающих подстанций не регулируется, допускаются следующие отклонения:

а) в режиме наибольших нагрузок — $+2{,}5\ \%$ номинального;

б) в режиме наименьших нагрузок — $-2{,}5\ \%$;

в) в послеаварийном режиме — $-7{,}5\ \%$.

Все расчеты по выбору регулировочных ответвлений и определению действительных напряжений и отклонений напряжения на вторичной стороне трансформатора можно отразить в таблице по форме 4.

Форма 4

Напряжение, кВ	Номер подстанции					
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
Расчетное регулировочное ответвление $U_{вн}$						
Стандартное регулировочное ответвление $U_{вн}$						
Режим наибольших нагрузок						
Приведенное напряжение на шинах низшего напряжения U_{max}						
Действительное напряжение на шинах низшего напряжения $U_{д\ max}$						
Отклонение напряжения $\Delta U_{отк}$, %						
Режим наименьших нагрузок						
U'_{min}						
$U_{д\ min}$						
$\Delta U_{отк}$, %						
Послеаварийный режим						
$U'_{п.авар}$						
$U_{дп.авар}$						
$\Delta U_{отк}$, %						

Если выбор ответвлений трансформаторов не обеспечивает допустимых отклонений напряжения, необходимо использовать какие-либо средства регулирования напряжения.

6.6. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ТРАНСФОРМАТОРОВ С РПН

При необходимости на шинах вторичного напряжения понижающих подстанций обеспечивается встречное регулирование напряжения в пределах 0...+5 % номинального напряжения сети. Если в соответствии с суточным графиком нагрузки суммарная мощность снижается до 30 % и более от ее наивысшего значения, напряжение на шинах должно поддерживаться на уровне номинального напряжения сети. В часы наибольшей нагрузки напряжение на шинах должно превышать номинальное напряжение сети не менее чем на 5 %; допускается повышение напряжения даже до 110 % номинального, если при этом отклонения напряжения у ближайших потребителей не превысят наибольшего значения, допускаемого Правилами устройства электроустановок. В послеаварийных режимах при встречном регулировании напряжение на шинах низшего напряжения не должно быть ниже номинального напряжения сети.

В качестве специальных средств регулирования напряжения прежде всего могут быть использованы трансформаторы с регули-

рованием напряжения под нагрузкой (РПН). Если с их помощью невозможно обеспечить удовлетворительные величины напряжений, следует рассмотреть целесообразность установки статических конденсаторов или синхронных компенсаторов.

Существуют различные методики выбора регулировочных ответвлений трансформаторов и автотрансформаторов с РПН и определения получаемых напряжений. Так, в работе [42] эта задача решается путем определения необходимого дополнительного числа витков обмотки. Рассмотрим методику, основанную на непосредственном определении необходимого напряжения регулировочного ответвления и характеризующуюся, по мнению авторов, простотой и наглядностью.

Если известно приведенное к высокой стороне трансформатора напряжение на шинах низшего напряжения подстанции $U'_{н}$, то можно определить желаемое (расчетное) напряжение регулировочного ответвления обмотки высшего напряжения трансформатора:

$$U_{в.н.ж} = U'_{н} U_{н.н} / U_{н.ж},$$

где $U_{н.н}$ — номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора; $U_{н.ж}$ — напряжение желаемое, которое необходимо поддерживать на шинах низшего напряжения в различных режимах работы сети ($1{,}05U_{н}$ — в режиме наибольшей нагрузки и в послеаварийных режимах и $U_{н}$ — в режиме наименьших нагрузок); $U_{н}$ — номинальное напряжение сети.

Для сетей с номинальным напряжением 6 кВ необходимые напряжения в режиме наибольших нагрузок и в послеаварийных режимах равны 6,3 кВ, в режиме наименьших нагрузок они составляют 6 кВ. Для сетей с номинальным напряжением 10 кВ соответствующие значения составят 10,5 и 10 кВ. Если в послеаварийных режимах невозможно обеспечить напряжение $1{,}05U_{н}$, допускается его снижение, но не ниже $1U_{н}$.

Применение трансформаторов с РПН позволяет изменять регулировочное ответвление без их отключения. Поэтому следует определять напряжение регулировочного ответвления раздельно для наибольшей и наименьшей нагрузки. Так как время возникновения аварийного режима неизвестно, то будем считать, что этот режим возникает в наиболее неблагоприятном случае, т. е. в часы наибольших нагрузок. С учетом сказанного выше расчетное напряжение регулировочного ответвления трансформатора определяется по формулам:

для режима наибольших нагрузок

$$U_{в.н.ж\,max} = U'_{н\,max} U_{н.н} / U_{н.ж\,max}; \qquad (6.2)$$

для режима наименьших нагрузок

$$U_{в.н.ж\,min} = U'_{н\,min} U_{н.н} / U_{н.ж\,min}; \qquad (6.3)$$

для послеаварийного режима

$$U_{в.н.ж.па} = U'_{н.па} U_{н.н} / U_{н.ж.па}. \qquad (6.4)$$

По найденному значению расчетного напряжения регулировочного ответвления выбирают стандартное ответвление с напряжением, ближайшим к расчетному. Для этого полезно предварительно рассчитать напряжения, соответствующие каждому ответвлению трансформатора. Пример расчета для трансформатора с напряжением 110 кВ и диапазоном регулирования $\pm 9 \times 1{,}78\ \%$ приведен в табл. 6.1.

Табл. 6.1. **Параметры регулирования трансформатора с РПН**

Номер ответвления	Добавка напряжения, %	Напряжение ответвления $U_{в.н.д}$, кВ
1	+16,02	133,4
2	+14,24	131,4
3	+12,46	129,3
4	+10,68	127,3
5	+8,9	125,2
6	+7,12	123,2
7	+5,34	121,1
8	+3,56	119,1
9	+1,78	117,0
10	0	115,0
11	−1,78	113,0
12	−3,56	110,9
13	−5,34	108,9
14	−7,12	106,8
15	−8,9	104,8
16	−10,68	102,7
17	−12,46	100,7
18	−14,24	98,6
19	−16,02	96,6

Обозначим напряжение выбранных регулировочных ответвлений для режимов наибольших и наименьших нагрузок соответственно через $U_{в.н.д\ max}$ и $U_{в.н.д\ min}$. Тогда действительные напряжения на шинах низшего напряжения подстанции составят в режиме:

наибольших нагрузок

$$U_{н.д\ max} = U'_{н\ max} U_{н.н} / U_{в.н.д\ max};$$

наименьших нагрузок

$$U_{н.д\ min} = U'_{н\ min} U_{н.н} / U_{в.н.д\ min};$$

в послеаварийном

$$U_{н.д.па} = U'_{н.па} U_{н.н} / U_{в.н.д.па}.$$

Определенные таким образом значения напряжений на шинах низшего напряжения тех подстанций, где применены трансформаторы с РПН, сравниваются с желаемыми значениями напряжения, указанными выше.

На трехобмоточных трансформаторах регулирование напряжения под нагрузкой выполняется в обмотке высшего напряжения, а обмотка среднего напряжения содержит ответвления, которые

переключаются только после снятия нагрузки. В этом случае по формулам (6.2) и (6.3) сначала выбирают ответвления для максимального и минимального режимов со стороны высшего напряжения, рассматривая трансформатор как двухобмоточный с обмотками высшего и низшего напряжений. Затем определяют одно желаемое напряжение ответвления со стороны среднего напряжения:

$$U_{\text{с.н.ж}} = \frac{U_{\text{с}}(U_{\text{в.н.д max}} + U_{\text{в.н.д min}})}{U'_{\text{с max}} + U'_{\text{с min}}},$$

где $U'_{\text{с max}}$, $U'_{\text{с min}}$ — напряжения на шинах среднего напряжения соответственно в максимальном и минимальном режимах, приведенные к высшей стороне; $U_{\text{с}}$ — желаемое напряжение на шинах среднего напряжения.

По расчетному напряжению $U_{\text{с.н.ж}}$ выбирается действительное ответвление с напряжением $U_{\text{с.н.д}}$. Тогда действительные напряжения на шинах низшего и среднего напряжений подстанции в максимальном и минимальном режимах будут равны:

$$U_{\text{н.д max}} = U'_{\text{н max}} U_{\text{н.н}} / U_{\text{в.н.д max}};$$

$$U_{\text{н.д min}} = U'_{\text{н min}} U_{\text{н.н}} / U_{\text{в.н.д min}};$$

$$U_{\text{с.д max}} = U'_{\text{с max}} U_{\text{с.н.д}} / U_{\text{в.н.д max}};$$

$$U_{\text{с.д min}} = U'_{\text{с min}} U_{\text{с.н.д}} / U_{\text{в.н.д min}}.$$

В послеаварийном режиме эти напряжения имеют вид:

$$U_{\text{н.д.па}} = U'_{\text{н.па}} U_{\text{н.н}} / U_{\text{в.н.д.па}};$$

$$U_{\text{с.д.па}} = U'_{\text{с.па}} U_{\text{с.н.д}} / U_{\text{в.н.д.па}}.$$

Таким образом, приведенные соотношения позволяют определить регулировочные ответвления трансформаторов с РПН в каждом характерном режиме и найти соответствующие им действительные напряжения на шинах низшего и среднего напряжений.

6.7. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

Рассмотрим возможности и особенности регулирования напряжения на автотрансформаторах и приведем расчетные формулы для выбора ответвлений в различных режимах их работы.

Как известно, автотрансформаторы могут иметь устройство регулирования напряжения под нагрузкой в нейтрали (рис. 6.2, *а*), со стороны среднего напряжения (СН) (рис. 6.2, *б*) либо со стороны высшего напряжения (ВН) (рис. 6.2, *в*). Рассмотрим работу автотрансформаторов в радиальных сетях, которая может иметь место: при нормальной радиальной схеме сети; в замкнутой схеме сети, работающей нормально в разомкнутом режиме по условию эконо-

мичности или ограничения токов короткого замыкания; при размыкании замкнутой сети во время ремонтных работ и в послеаварийных режимах. Поток мощности может протекать либо в направлении ВН—СН, либо в направлении СН—ВН. Режим работы обмотки низшего напряжения (НН) не имеет принципи-

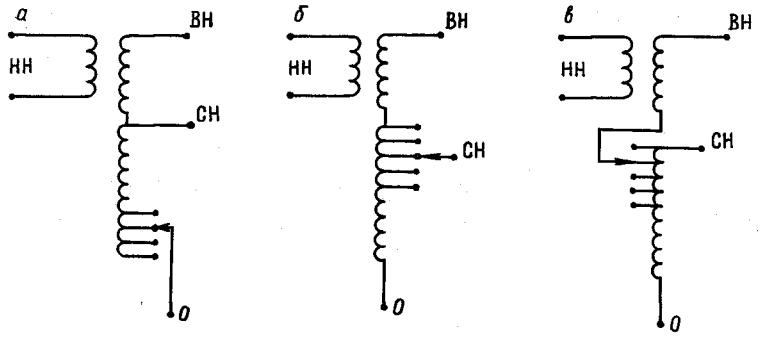


Рис. 6.2. Схемы регулирования напряжения на автотрансформаторах.

ального значения. К ней может быть подключен потребитель либо синхронный компенсатор. Для определенности будем полагать, что к обмотке НН подключена нагрузка.

Рассмотрим различные случаи выполнения РПН на автотрансформаторах.

1-й случай. Автотрансформатор имеет РПН в нейтрали, и поток мощности направлен от ВН к СН. Путем выбора ответвления автотрансформатора требуется получить на шинах СН желаемое напряжение (рис. 6.3, *а*).

При установке переключателя в положение, соответствующее основному выводу ответвления автотрансформатора, коэффициент трансформации между ВН—СН будет равен

$$k_{\text{ВС}} = U_{\text{ВН}}/U_{\text{СН}}.$$

При переключении же ответвления в другое положение, соответствующее добавке напряжения δU, этот коэффициент составит

$$k'_{\text{ВС}} = (U_{\text{ВН}} + \delta U)/(U_{\text{СН}} + \delta U),$$

где $U_{\text{ВН}}$ и $U_{\text{СН}}$ — номинальные напряжения обмоток соответственно ВН и СН при среднем ответвлении.

Тогда добавка, обеспечивающая желаемое напряжение $U_{\text{с}}$, определится из соотношения

$$k_{\text{ВС}} = \frac{U_{\text{ВН}} + \delta U_{\text{ж}}}{U_{\text{СН}} + \delta U_{\text{ж}}} = \frac{U'_{\text{с}}}{U_{\text{с}}}, \qquad (6.5)$$

где $U'_{\text{с}}$ — напряжение на шинах СН, приведенное к ВН, в рассматриваемом режиме работы сети.

Отсюда

$$\delta U_{\text{ж}} = \frac{U_{\text{ВН}} - U'_{\text{с}} U_{\text{СН}} / U_{\text{с}}}{U'_{\text{с}} / U_{\text{с}} - 1} \tag{6.5}$$

или

$$\delta U_{\text{ж}} = (\delta U_{\text{ж}} / U_{\text{ВН}}) 100\ \%.$$

Положительная добавка напряжения соответствует увеличению числа витков обмотки, включенных согласно с общей обмоткой, а отрицательная — его уменьшению.

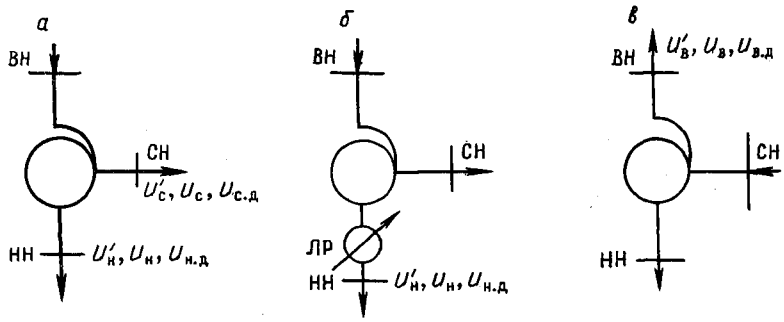


Рис. 6.3. Варианты режимов работы автотрансформаторов:
а — направление мощности ВН — СН; *б* — то же, но с линейным регулятором; *в* — направление мощности СН — ВН.

По расчетному значению добавки $\delta U_{\text{ж}}$ выбирается ближайшая действительная добавка $\delta U_{\text{д}}$.

При $\delta U_{\text{д}} = 0$ действительное напряжение на шинах СН

$$U_{\text{с.д}} = \frac{U'_{\text{с}}}{k_{\text{ВС}}} = \frac{U'_{\text{с}}}{U_{\text{ВН}} / U_{\text{СН}}} = \frac{U'_{\text{с}}}{U_{\text{ВН}}} U_{\text{СН}}; \tag{6.6}$$

при $\delta U_{\text{д}} \neq 0$

$$U'_{\text{с.д}} = \frac{U'_{\text{с}}}{k'_{\text{ВС}}} = \frac{U'_{\text{с}}}{(U_{\text{ВН}} + \delta U_{\text{д}}) / (U_{\text{сн}} + \delta U_{\text{д}})} = \frac{U'_{\text{с}} (U_{\text{СН}} + \delta U_{\text{д}})}{U_{\text{ВН}} + \delta U_{\text{д}}}. \tag{6.7}$$

Действительное напряжение на шинах НН определяется аналогично:

$$U_{\text{н.д}} = \frac{U'_{\text{н}}}{k_{\text{ВН}}} = \frac{U'_{\text{н}}}{U_{\text{ВН}} / U_{\text{НН}}} = \frac{U'_{\text{н}}}{U_{\text{ВН}}} U_{\text{НН}}; \tag{6.8}$$

$$U'_{\text{н.д}} = \frac{U'_{\text{н}}}{k'_{\text{ВН}}} = \frac{U'_{\text{н}}}{U_{\text{ВН}} + \delta U / U_{\text{НН}}} = \frac{U'_{\text{н}}}{U_{\text{ВН}} + \delta U} U_{\text{НН}}, \tag{6.9}$$

где $U_{\text{НН}}$ — номинальное напряжение обмотки НН; $U'_{\text{н}}$ — напряжение на шинах НН, приведенное к ВН, в рассматриваемом режиме работы сети.

При положительной добавке

$$(U_{\text{ВН}}+\delta U_{\text{д}})/(U_{\text{СН}}+\delta U_{\text{д}})<U_{\text{ВН}}/U_{\text{СН}},$$

т. е. добавка $\delta U_{\text{д}}$ приведет к увеличению напряжения на шинах СН, так как коэффициент трансформации между ВН—СН уменьшается. При этом будет иметь место соотношение

$$(U_{\text{ВН}}+\delta U_{\text{д}})/U_{\text{НН}}>U_{\text{ВН}}/U_{\text{НН}},$$

т. е. положительная добавка $\delta U_{\text{д}}$ вызывает уменьшение напряжения на шинах НН. Отсюда следует, что при установке устройства РПН в нейтрали автотрансформатора происходит связанное и несогласованное регулирование напряжения на шинах СН и НН, т. е. при повышении напряжения на шинах СН напряжение на шинах НН снижается и наоборот.

При установке на автотрансформаторе ответвления, соответствующего добавке $\delta U_{\text{д}}$, на шинах СН будет происходить изменение напряжения:

$$\delta U_{\text{с}}=((U'_{\text{с.д}}-U_{\text{с.д}})/U_{\text{с.д}})\,100\%.$$

Подставив в приведенную формулу значения $U_{\text{с.д}}$ и $U'_{\text{с.д}}$ из выражений (6.6) и (6.7) и имея в виду, что

$$\delta U_{\text{д}}=0{,}01\delta U^{*}_{\text{д}}U_{\text{ВН}}, \tag{6.10}$$

получим

$$\delta U_{\text{с}}=\left(\frac{1+0{,}01\delta U_{\text{д}}U_{\text{ВН}}/U_{\text{СН}}}{1+0{,}01\delta U_{\text{д}}}-1\right)100\%. \tag{6.11}$$

Аналогично изменяется напряжение на шинах НН:

$$\delta U_{\text{н}}=((U'_{\text{н.д}}-U_{\text{н.д}})/U_{\text{н.д}})\,100\%$$

или с учетом (6.8)...(6.10)

$$\delta U_{\text{н}}=\left(\frac{1}{1+0{,}01\delta U_{\text{д}}}-1\right)100\%. \tag{6.12}$$

Так, для автотрансформатора с номинальными напряжениями $U_{\text{ВН}}=230$ кВ и $U_{\text{СН}}=121$ кВ при добавке $\delta U_{\text{д}}=+10$ % по формулам (6.11) и (6.12) получим следующие изменения напряжения: $\delta U_{\text{с}}=8{,}2$ % и $\delta U_{\text{н}}=-9$ %.

Из формул (6.11) и (6.12) следует, что изменение напряжения на шинах СН и НН происходит непропорционально изменению добавки напряжения в общей обмотке. Это обстоятельство не позволяет полностью использовать регулировочный диапазон для регулирования напряжения, что также является недостатком устройств РПН, которые устанавливаются в нейтрали автотрансформатора. Чем меньше коэффициент трансформации автотрансформатора $k_{\text{ВС}}$, тем больше ощущается этот недостаток. Так, для автотрансформатора с номинальными напряжениями $U_{\text{ВН}}=330$ кВ и $U_{\text{СН}}=220$ кВ при той же добавке $\delta U_{\text{д}}=10$ % напряжение на шинах СН $\delta U_{\text{с}}$ возрастет всего на 4,5 %.

Если для обеспечения желаемого напряжения на шинах НН $U_н$ (рис. 6.3, *б*) со стороны обмотки НН установлен линейный регулятор (вольтодобавочный трансформатор), то добавка напряжения на нем выбирается по формуле

$$\delta U_{л.р} = U_н - U'_{н.д} \tag{6.13}$$

или

$$\delta U_{л.р} = ((U_н/U'_{н.д}) - 1)\,100\%. \tag{6.14}$$

Пример 1. Определим добавки напряжения на автотрансформаторе с номинальными напряжениями $U_{ВН} = 230$ кВ, $U_{СН} = 121$ кВ, $U_{НН} = 11$ кВ и линейном регуляторе, а также действительные напряжения на шинах СН и НН, если $U'_с = 208$ кВ, $U'_н = 206$ кВ, $U_с = 115$ кВ, $U_н = 10{,}5$ кВ. Ступень регулирования на автотрансформаторе и линейном регуляторе составляет 2 %.

Желаемая добавка напряжения на автотрансформаторе определяется по формуле (6.5):

$$\delta U_ж = \frac{230 - (208/115)\,121}{208/115 - 1} = 13{,}57 \text{ кВ}$$

или

$$\delta U_ж = (13{,}57/230)\,100 = 5{,}9\ \%.$$

Ближайшая действительная добавка $\delta U_д = 6\ \%$. Тогда по формулам (6.7) и (6.9) с учетом выражения (6.10) получим:

$$U'_{с.д} = \frac{208\,(121 + 0{,}01 \cdot 6 \cdot 230)}{230 + 0{,}01 \cdot 6 \cdot 230} = 115{,}2 \text{ кВ};$$

$$U'_{н.д} = 206 \cdot 11/(230 + 0{,}01 \cdot 6 \cdot 230) = 9{,}3 \text{ кВ}.$$

Согласно формулам (6.13) и (6.14), требуемая добавка на линейном регуляторе

$$\delta U_{л.р} = 10{,}5 - 9{,}3 = 1{,}2 \text{ кВ},$$

или

$$\delta U_{л.р} = ((10{,}5/9{,}3) - 1)\,100 = 13\ \%.$$

Рассмотрим теперь вариант, когда поток мощности имеет направление СН—ВН (рис. 6.3, *в*), а устройство РПН выполнено, как и раньше, в нейтрали автотрансформатора.

Добавка, с помощью которой обеспечивается желаемое напряжение $U_в$ со стороны ВН, определится из условия

$$k'_{СВ} = \frac{U'_в}{U_в} = \frac{U_{СН} + \delta U_ж}{U_{ВН} + \delta U_ж},$$

где $U'_в$ — напряжение на шинах ВН, приведенное к СН, в рассматриваемом режиме работы сети. Отсюда

$$\delta U_ж = \frac{U_{СН} - (U'_в/U_в)\,U_{ВН}}{U'_в/U_в - 1}.$$

Действительное напряжение на шинах ВН рассчитывается по стандартной добавке $\delta U_д$, ближайшей к расчетной $\delta U_ж$:

$$U_{в.д} = U'_в / k'_{св} = U'_в (U_{ВН} + \delta U_д) / (U_{СН} + \delta U_д).$$

Действительное напряжение на шинах НН определяется по формуле (6.9).

2-й случай. Автотрансформатор имеет РПН в обмотке СН (см. рис. 6.2, *б*). Если поток мощности направлен от шин ВН к шинам СН (рис. 6.3, *а*) и требуется обеспечить напряжение на шинах СН, равное $U_с$, то расчетная добавка напряжения определится из выражения

$$k'_{ВС} = U'_с / U_с = U_{ВН} / (U_{СН} + \delta U_ж).$$

Отсюда

$$\delta U_ж = (U_с / U'_с) U_{ВН} - U_{СН}. \qquad (6.15)$$

При установке на автотрансформаторе действительной добавки $\delta U_д$ действительное напряжение на шинах СН

$$U'_{с.д} = \frac{U'_с}{k'_{ВС}} = \frac{U'_с (U_{СН} + \delta U_д)}{U_{ВН}}. \qquad (6.16)$$

Если $\delta U_д = 0$, то

$$U_{с.д} = U'_с / k_{ВС} = (U'_с / U_{ВН}) U_{СН}. \qquad (6.17)$$

Тогда изменение напряжения на шинах СН за счет использования добавки $\delta U_д$

$$\delta U_с = ((U'_{с.д} - U_{с.д}) / U_{с.д}) 100\ \%.$$

Подставив значения $U'_{с.д}$ и $U_{с.д}$ из формул (6.16) и (6.17) и имея в виду, что

$$\delta U_д = 0{,}01 \delta U_д U_{СН},$$

получим

$$\delta U_с = \delta U_д$$

($\delta U_д$, $\delta U_с$ принимаются в процентах).

Отсюда следует, что при выполнении РПН в обмотке СН напряжение на шинах СН $\delta U_с$ изменяется пропорционально вводимой добавке $\delta U_д$.

Действительное напряжение на шинах НН не зависит от установленного ответвления:

$$U_{н.д} = U'_н / k_{ВН} = (U'_н / U_{ВН}) U_{НН}.$$

Если в цепи НН установлен линейный регулятор, то добавка напряжения на нем выбирается, как и в первом случае, по формулам (6.13) и (6.14).

Пример 2. Определим требуемую добавку напряжения в обмотке СН для тех же условий, что и в примере 1.

По формуле (6.15) имеем

$$\delta U_ж = (115/208) 230 - 121 = -2 \text{ кВ}.$$

Если поток мощности направлен от СН к ВН (рис. 6.3, *в*), то требуемая добавка напряжения

$$k'_{\text{СВ}} = U'_{\text{в}}/U_{\text{в}} = (U_{\text{СН}} + \delta U_{\text{ж}})/U_{\text{ВН}}.$$

Отсюда

$$\delta U_{\text{ж}} = U_{\text{ВН}}U'_{\text{в}}/U_{\text{в}} - U_{\text{СН}}.$$

Тогда действительное напряжение на шинах ВН

$$U'_{\text{в.д}} = U'_{\text{в}}/k_{\text{СВ}} = U'_{\text{в}}U_{\text{ВН}}/(U_{\text{СН}} + \delta U).$$

3-й случай. Автотрансформатор имеет РПН в обмотке ВН (см. рис. 6.2, *в*). В этом случае с целью снижения класса изоляции устройства РПН его выполняют не на конце, а в средней части обмотки ВН. При направлении потока мощности от ВН к СН (рис. 6.3, *а*) требуемая добавка напряжения в обмотке ВН определяется из выражения

$$k'_{\text{ВС}} = U'_{\text{с}}/U_{\text{с}} = (U_{\text{ВН}} + \delta U_{\text{ж}})/U_{\text{СН}}.$$

Отсюда

$$\delta U_{\text{ж}} = U'_{\text{с}}(U_{\text{СН}} - U_{\text{ВН}})/U_{\text{с}}. \qquad (6.18)$$

Действительное напряжение на шинах СН

$$U'_{\text{с.д}} = U'_{\text{с}}/k'_{\text{ВС}} = U'_{\text{с}}U_{\text{СН}}/(U_{\text{ВН}} + \delta U_{\text{д}}). \qquad (6.19)$$

Действительное напряжение на шинах НН

$$U'_{\text{н.д}} = U'_{\text{н}}/k'_{\text{ВН}} = U'_{\text{н}}U_{\text{НН}}/(U_{\text{ВН}} + \delta U_{\text{д}}). \qquad (6.20)$$

Рассмотрим, как изменяется напряжение на шинах СН и НН при введении добавки напряжения $\delta U_{\text{д}}$ в обмотке ВН автотрансформатора. Если $\delta U_{\text{д}} = 0$, то

$$U_{\text{с.д}} = U'_{\text{с}}U_{\text{СН}}/U_{\text{ВН}}; \quad U_{\text{н.д}} = U'_{\text{н}}U_{\text{НН}}/U_{\text{ВН}}. \qquad (6.21)$$

Тогда изменение напряжения на шинах СН

$$\delta U_{\text{с}} = ((U'_{\text{с.д}} - U_{\text{с.д}})/U_{\text{с.д}})\,100\ \%.$$

Подставив значения $U'_{\text{с.д}}$ и $U_{\text{с.д}}$ из формул (6.19) и (6.21) и имея в виду, что

$$\delta U_{\text{д}} = 0{,}01\delta U^{*}_{\text{д}}U_{\text{ВН}},$$

получим

$$\delta U_{\text{с}} = -\delta U_{\text{д}}/(1 + 0{,}01\delta U_{\text{д}}). \qquad (6.22)$$

Для изменения напряжения на шинах НН справедливо аналогичное выражение

$$\delta U_{\text{н}} = \frac{U'_{\text{н.д}} - U_{\text{н.д}}}{U_{\text{н.д}}}100\ \% = -\frac{\delta U_{\text{д}}}{1 + 0{,}01\delta U_{\text{д}}}. \qquad (6.23)$$

Из выражений (6.22) и (6.23) следует, что при введении в обмотку ВН положительной добавки напряжения $\delta U_{\text{д}}$, соответствующей увеличению включенных витков, произойдет снижение

напряжения на шинах СН и НН, и наоборот, при отрицательной добавке $\delta U_д$ напряжения на шинах СН и НН увеличатся. Изменения напряжений по величине не будут равны вводимой добавке в обмотке ВН.

Пример 3. Определим требуемую добавку напряжения в обмотке ВН автотрансформатора при тех же условиях, что и в примере 1.

По формуле (6.18) имеем

$$\delta U_ж = (208/115)\,121 - 230 = -12 \text{ кв}.$$

Если поток мощности направлен от СН к ВН (рис. 6.3, *в*), то справедливо соотношение

$$k'_{СВ} = U'_в / U_в = U_{СН} / (U_{ВН} + \delta U_ж).$$

Отсюда желаемая добавка напряжения в обмотке ВН

$$\delta U_ж = \frac{U_в}{U'_в} U_{СН} - U_{ВН}.$$

6.8. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ПУТЕМ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТОКОВ РЕАКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ

Если удовлетворительные напряжения нельзя обеспечить с помощью трансформаторов с регулированием под нагрузкой, следует воспользоваться способом перераспределения потоков реактивных мощностей. Это способ заключается в установке на подстанциях синхронных компенсаторов или батарей статических конденсаторов.

Синхронные компенсаторы и конденсаторы способствуют уменьшению потоков реактивной мощности по линиям сети. В результате уменьшаются потери мощности и энергии, а также мощность электрических станций, необходимая для покрытия потерь мощности в сети. Поэтому установка таких средств регулирования напряжения в некоторых случаях может оказаться выгоднее, чем применение трансформаторов с РПН.

Вследствие общего уменьшения потоков реактивной мощности в сети установка синхронного компенсатора или батареи статических конденсаторов в одном пункте позволяет получить нужные напряжения у ряда потребителей.

Прежде чем выбрать компенсирующее устройство и определить его мощность, необходимо правильно подобрать ответвления понижающих трансформаторов на подстанции, где предполагают устанавливать синхронный компенсатор или батарею статических конденсаторов. При этом мощность компенсирующих устройств получится наименьшей.

Как известно, для повышения напряжения в режиме наибольших нагрузок синхронный компенсатор должен работать с перевозбуждением. Номинальная мощность синхронного компенсатора

указывается для режима перевозбуждения. Если требуется понизить напряжение, как это обычно бывает в режиме наименьших нагрузок, синхронный компенсатор должен работать с недовозбуждением. При этом его мощность уменьшается. Заводы гарантируют устойчивую работу синхронного компенсатора с недовозбуждением при мощности не менее 50...60 % номинальной, т. е. той мощности, которую он дает в режиме перевозбуждения.

Для определения наименьшей мощности синхронного компенсатора следует таким образом подобрать напряжения ответвлений трансформаторов, чтобы соблюдалось условие

$$U'_0/U''_0 \approx 0{,}5...0{,}6,$$

где U'_0 и U''_0 — напряжения, которые должны быть скомпенсированы синхронным компенсатором в режимах соответственно наименьшей и наибольшей нагрузок.

Очевидно, что $U_0 = U'_{\min} - U_{н.ж}$ и $U''_0 = U'_{\max} - U_{н.ж}$. Здесь $U'_{\min}$ и $U'_{\max}$ — напряжения на шинах низшего напряжения подстанции, приведенные к высшему напряжению в режимах соответственно наименьших и наибольших нагрузок; $U_{н.ж}$ — желаемый уровень напряжения на шинах низшего напряжения, также приведенный к высокой стороне, т. е. умноженный на выбранный коэффициент трансформации.

Определим мощность синхронного компенсатора в режиме:

перевозбуждения

$$Q_{к.пер} = U''_0 U_{н.ж}/X_\Sigma; \qquad (6.24)$$

недовозбуждения

$$Q_{к.нед} = U'_0 U_{н.ж}/X_\Sigma, \qquad (6.25)$$

где X_Σ — суммарное индуктивное сопротивление электропередачи, приведенное к расчетному напряжению.

Формулы (6.24) и (6.25) позволяют определить приближенное значение мощности компенсирующего устройства. Значительно точнее мощность компенсирующего устройства может быть определена, если известны статические характеристики нагрузки.

Пример. Пусть требуется выбрать синхронный компенсатор для электропередачи, которая выполняется по схеме, изображенной на рис. 6.4. В результате

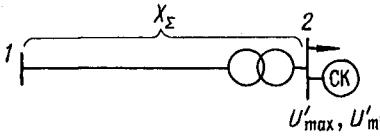


Рис. 6.4. Расчетная схема сети.

расчета были определены приведенные напряжения на шинах низшего напряжения в режиме нагрузок:

1) наибольших $U'_{\max} = 101{,}1$ кВ;

2) наименьших $U'_{\min} = 110{,}2$ кВ.

Желаемые напряжения в режимах наибольших и наименьших нагрузок равны соответственно 6,3 и 6 кВ. Общее сопротивление электропередачи, состоящей из линии и трансформатора, равно 70 Ом.

Для определения мощности синхронного компенсатора необходимо предварительно выбрать ответвления трансформатора. Примем напряжение ответвления равным 115,5 кВ, т. е. +5%. Коэффициент трансформации при этом будет равен 115,5/6,6. Желаемые напряжения, приведенные к высокой стороне, составят в режиме нагрузок:

наибольших

$$6{,}3 \cdot 115{,}5/6{,}6 = 110{,}2 \text{ кВ};$$

наименьших

$$6 \cdot 115{,}5/6{,}6 = 104{,}9 \text{ кВ}.$$

Напряжение, которое должно быть скомпенсировано синхронным компенсатором в режиме нагрузок:

наибольших

$$U_0'' = 110{,}2 - 101{,}1 = 9{,}1 \text{ кВ};$$

наименьших

$$U_0' = 104{,}9 - 110{,}2 = -5{,}3 \text{ кВ}.$$

Отношение компенсируемых напряжений будет равно

$$U_0'/U_0'' = 5{,}3/9{,}1 = 0{,}56.$$

Рассмотрим еще ответвление трансформатора +2,5%. Напряжение этого ответвления равно 112,75 кВ, коэффициент трансформации 112,75/6,6. Желаемые напряжения, приведенные к высшей стороне, составят в режиме нагрузок:

наибольших

$$6{,}3 \cdot 112{,}75/6{,}6 = 107{,}5 \text{ кВ};$$

наименьших

$$6 \cdot 112{,}75/6{,}6 = 102{,}5 \text{ кВ}.$$

Напряжение, которое должно быть скомпенсировано синхронным компенсатором, будет равно в режиме нагрузок:

наибольших

$$U_0'' = 107{,}5 - 101{,}1 = 6{,}4 \text{ кВ};$$

наименьших

$$U_0' = 102{,}5 - 110{,}2 = -7{,}7 \text{ кВ}.$$

Отношение компенсирующих напряжений составит

$$U_0'/U_0'' = 7{,}7/6{,}4 = 1{,}2.$$

Из двух рассмотренных ответвлений наиболее приемлемо ответвление +5% с коэффициентом трансформации 115,5/6,6.

Теперь можно определить мощность синхронного компенсатора в режимах: перевозбуждения

$$Q_{\text{к.пер}} = \frac{U_0'' U_{\text{н.ж}}}{X_\Sigma} = \frac{9{,}1 \cdot 110{,}2}{70} = 14{,}4 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

недовозбуждения

$$Q_{\text{к.нед}} = \frac{U_0' U_{\text{ур}}}{X_\Sigma} = -5{,}3 \cdot 104{,}9/70 = -7{,}6 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность синхронного компенсатора получилась отрицательной, что указывает на его работу в режиме недовозбуждения, т. е. потребления реактивной мощности.

Для определения мощности синхронного компенсатора можно пользоваться не приведенными, а действительными значениями напряжений на шинах вторичного напряжения понижающих подстанций, к которым подключено устройство для регулирования напряжения. В данном случае сопротивление электропередачи X_Σ должно быть приведено к соответствующему напряжению шин вторичного напряжения подстанции по формуле

$$X_{\text{прив}} = X_\Sigma (1/k)^2 = X_\Sigma (U_{\text{н}}/U_{\text{в}})^2,$$

где $k = U_в / U_н$ — коэффициент трансформации трансформатора.

Описанным способом можно также определить и мощность батареи статических конденсаторов. Следует при этом помнить, что статические конденсаторы могут работать только с опережающим углом сдвига фаз между напряжением и током. Такой режим соответствует режиму перевозбуждения синхронного компенсатора.

При работе на подстанциях синхронного компенсатора или батареи статических конденсаторов распределение потоков реактивных мощностей изменится по сравнению с ранее найденным.

Распределение потоков реактивных мощностей компенсаторов и конденсаторов рассчитывается методом наложения [15].

6.9. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

Для проведения анализа электрических расчетов по каждому режиму электрической системы их результаты обычно наносятся на отдельные схемы сети. На этих схемах в начале и в конце каждого участка сети указываются направление и активная и реактивная мощности, зарядные мощности линий (обычно для линий напряжением 110 кВ и выше), напряжения на всех шинах подстанций, выбранные регулировочные ответвления трансформаторов.

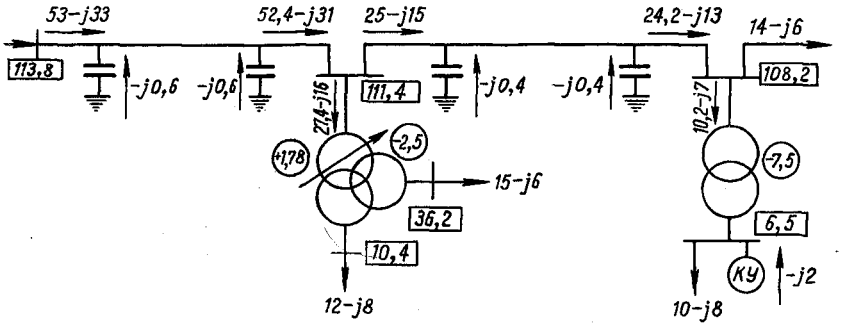


Рис. 6.5. Пример оформления результатов электрических расчетов:

52,4 — j31 — значение и направление потока мощности на участке сети; 108,2 — напряжение в данной точке сети, кВ; (−7,5) — выбранное регулировочное ответвление трансформатора, %.

В узлах сети указываются исходные нагрузки и генерирующие мощности. Если на основании расчетов были установлены компенсирующие устройства или какие-либо другие дополнительные средства регулирования напряжения, то они также наносятся на схему сети.

Пример выполнения схемы сети с результатами расчетов показан на рис. 6.5.

7. РАСЧЕТ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ МОЩНОСТЕЙ И НАПРЯЖЕНИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЗАМКНУТЫХ СЕТЯХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

7.1. ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ СВЕДЕНИЯ

В связи с ростом мощности и протяженности электрических систем, созданием объединенных и единых энергетических систем возросла сложность электрических расчетов сетей энергосистем. Поэтому естественно стремление облегчить эти расчеты путем применения современных средств вычислительной техники, в частности электронных вычислительных машин (ЭВМ). Для успешного выполнения режимных расчетов на ЭВМ необходимо хорошо знать теорию, принципы и методы расчета сетей энергетических систем.

При расчетах электрических сетей энергосистем встречаются расчетные схемы и нагрузки, выраженные в виде активных и реактивных мощностей, генерируемых или потребляемых в определенной точке системы. Целесообразность ведения расчетов в мощностях обосновывается следующими соображениями. Нагрузки электрических систем задаются всегда в мощностях; пересчет этих нагрузок на токи не может быть осуществлен из-за того, что неизвестны напряжения в точках приложения нагрузок. В результате приближенного пересчета по номинальному напряжению сети возникают недопустимые погрешности, кроме того, он требует дополнительного времени. Расчет с нагрузками в токах приводит к ошибкам при нахождении токораспределения сети. Эти ошибки возникают вследствие суммирования по первому закону Кирхгофа токов, ориентированных в различных системах координат. Такое суммирование допустимо только в местных сетях, в которых сдвиги фаз между напряжениями различных точек сети невелики.

При расчетах режимов электрических сетей в мощностях расчет распределения токов становится легче и устраняются в основном ошибки, характерные для расчетов в токах.

При расчете электрических сетей энергосистем, имеющих обычно большое число электростанций, все электростанции, кроме одной, считаются работающими по заданным графикам, а их мощности рассматриваются как отрицательные нагрузки. Предполагается, что одна из электростанций работает по свободному графику и имеет возможность покрывать все внезапные дополнительные нагрузки и потери мощности во всей электрической системе. Нагрузки электрической системы обычно задаются на стороне низшего и среднего напряжений подстанций.

При составлении расчетной схемы сети все нагрузки предварительно приводятся к стороне высшего напряжения. Приведенная нагрузка получается как сумма заданных нагрузок на шинах низшего и среднего напряжений понижающих подстанций и потерь мощности в сопротивлениях и проводимостях трансформаторов. Приведенная к стороне высшего напряжения мощность электростанций находится путем вычитания из мощности генераторов мощности в сопротивлениях и проводимостях повышающих трансформаторов.

При определении приведенных реактивных нагрузок, кроме потерь реактивной мощности, учитываются (с соответствующими знаками) емкостные мощности линий электропередач, примыкающих к подстанциям. Более подробно операция приведения, а также необходимые для этой цели формулы описаны в § 6.2.

Исследования и расчеты установившихся режимов электрических сетей имеют целью выяснение приемлемости выбранного варианта по условиям качества доставляемой потребителю электрической энергии, необходимости установки регулирующих и компенсирующих устройств; при этом имеется в виду достижение наибольшей экономичности и надежности работы электрической системы.

В данной главе рассматриваются некоторые методы расчета потокораспределения мощностей и напряжений в электрических замкнутых сетях энергосистем. Эти методы для наглядности излагаются на конкретном примере замкнутой двухконтурной сети [1,40]. Вследствие того что напряжение узлов электрической системы при заданных значениях параметров определяет режимы ее работы, наибольшее внимание уделяется методу уравнений узловых напряжений.

7.2. УРАВНЕНИЯ УЗЛОВЫХ НАПРЯЖЕНИЙ

Составим уравнения узловых напряжений для схемы сети, изображенной на рис. 7.1, рассматривая ее ветви как четырехполюсники. Для ветви *1—2*

$$\underline{U}_1 = \underline{A}_{12}\underline{U}_2 + \underline{B}_{12}\underline{I}_{2(1)}.$$

Отсюда определяем ток:

$$\underline{I}_{2(1)} = (\underline{U}_1 - \underline{A}_{12}\underline{U}_2)/\underline{B}_{12}.$$

Для ветви *2—3*:

$$\underline{U}_3 = \underline{A}_{32}\underline{U}_2 + \underline{B}_{32}\underline{I}_{2(3)}; \quad \underline{I}_{2(3)} = (\underline{U}_3 - \underline{A}_{32}\underline{U}_2)/\underline{B}_{32}.$$

Аналогичные выражения могут быть получены и для других ветвей.

Воспользовавшись данными выражениями токов, запишем условие их баланса по первому закону Кирхгофа для всех узлов, за исключением балансирующего узла *1*, мощность которого покрывает все изменения нагрузок и потери мощности:

$$\left.\begin{aligned}
&\frac{\underline{U}_1-\underline{A}_{12}\underline{U}_2}{\underline{B}_{12}}+\frac{\underline{U}_3-\underline{A}_{32}\underline{U}_2}{\underline{B}_{32}}+\frac{\underline{U}_4-\underline{A}_{42}\underline{U}_2}{\underline{B}_{42}}=\underline{I}_2;\\
&\frac{\underline{U}_2-\underline{A}_{23}\underline{U}_3}{\underline{B}_{23}}+\frac{\underline{U}_4-\underline{A}_{43}\underline{U}_3}{\underline{B}_{43}}=\underline{I}_3;\\
&\frac{\underline{U}_1-\underline{A}_{14}\underline{U}_4}{\underline{B}_{14}}+\frac{\underline{U}_2-\underline{A}_{24}\underline{U}_4}{\underline{B}_{24}}+\frac{\underline{U}_3-\underline{A}_{34}\underline{U}_4}{\underline{B}_{34}}=\underline{I}_4.
\end{aligned}\right\}\qquad(7.1)$$

При записи уравнений (7.1) предполагалось, что все токи, кроме нагрузки, приходят к узлам. Представим уравнения (7.1) в следующем виде:

$$\left.\begin{aligned}
&\frac{1}{\underline{B}_{12}}\underline{U}_1-\left(\frac{\underline{A}_{12}}{\underline{B}_{12}}+\frac{\underline{A}_{32}}{\underline{B}_{32}}-\frac{\underline{A}_{42}}{\underline{B}_{42}}\right)\underline{U}_2+\\
&\quad+\frac{1}{\underline{B}_{32}}\underline{U}_3+\frac{1}{\underline{B}_{42}}\underline{U}_4=\underline{I}_2;\\
&\frac{1}{\underline{B}_{23}}\underline{U}_2-\left(\frac{\underline{A}_{23}}{\underline{B}_{23}}+\frac{\underline{A}_{43}}{\underline{B}_{43}}\right)\underline{U}_3+\frac{1}{\underline{B}_{43}}\underline{U}_4=\underline{I}_3;\\
&\frac{1}{\underline{B}_{14}}\underline{U}_1+\frac{1}{\underline{B}_{24}}\underline{U}_2-\frac{1}{\underline{B}_{34}}\underline{U}_3-\\
&\quad-\left(\frac{\underline{A}_{14}}{\underline{B}_{14}}+\frac{\underline{A}_{24}}{\underline{B}_{24}}+\frac{\underline{A}_{34}}{\underline{B}_{34}}\right)\underline{U}_4=\underline{I}_4.
\end{aligned}\right\}\qquad(7.2)$$

С помощью уравнений (7.2) благодаря обобщенным постоянным можно учитывать распределенность параметров линии сети.

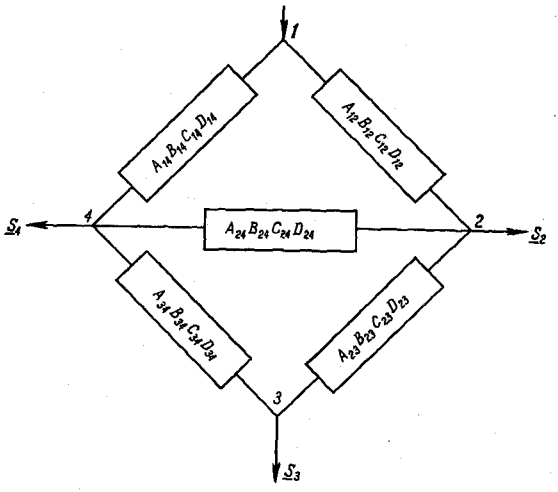


Рис. 7.1. Схема электрической сети, представленной четырехполюсниками.

Обозначив $\frac{1}{\underline{B}_{12}}=\underline{Y}_{12}$; $\frac{\underline{A}_{12}}{\underline{B}_{12}}+\frac{\underline{A}_{32}}{\underline{B}_{32}}+\frac{\underline{A}_{42}}{\underline{B}_{12}}=\underline{Y}_{22}$ и т. д., получим:

$$\left.\begin{array}{c}\underline{Y}_{12}\underline{U}_1-\underline{Y}_{22}\underline{U}_2+\underline{Y}_{32}\underline{U}_3+\underline{Y}_{42}\underline{U}_4=\underline{I}_2;\\ 0+\underline{Y}_{23}\underline{U}_2-\underline{Y}_{33}\underline{U}_3+\underline{Y}_{43}\underline{U}_4=\underline{I}_3;\\ \underline{Y}_{14}\underline{U}_1+\underline{Y}_{24}\underline{U}_2+\underline{Y}_{34}\underline{U}_3-\underline{Y}_{44}\underline{U}_4=\underline{I}_4\end{array}\right\} \qquad (7.3)$$

или в матричной форме

$$[\underline{Y}]\,[\underline{U}]=[\underline{I}]. \qquad (7.4)$$

В этих уравнениях напряжения и токи должны быть ориентированы в одной системе координат.

Обычно напряжение опорного узла считают направленным по вещественной оси. Для удобства записи уравнений в данном случае балансирующий узел примем за опорный. В общем случае в качестве опорного можно выбрать любой узел схемы.

Учитывая, что нагрузки выражены в мощностях, заменим в уравнениях (7.3) токи мощностями: $\underline{I}=\underline{S}/\underline{U}^*$ и представим их в виде:

$$\left.\begin{array}{c}\underline{Y}_{12}\underline{U}_1-\underline{Y}_{22}\underline{U}_2+\underline{Y}_{32}\underline{U}_3+\underline{Y}_{42}\underline{U}_4=\underline{S}_2/\underline{U}_2^*;\\ 0+\underline{Y}_{23}\underline{U}_2-\underline{Y}_{33}\underline{U}_3+\underline{Y}_{43}\underline{U}_4=\underline{S}_3/\underline{U}_3^*;\\ \underline{Y}_{14}\underline{U}_1+\underline{Y}_{24}\underline{U}_2+\underline{Y}_{34}\underline{U}_3-\underline{Y}_{44}\underline{U}_4=\underline{S}_4/\underline{U}_4^*\end{array}\right\} \qquad (7.5)$$

или в матричной форме

$$[\underline{Y}]\,[\underline{U}]=[\underline{U}^*]^{-1}[\underline{S}]. \qquad (7.6)$$

Вместо уравнений (7.5) можно записать:

$$\left.\begin{array}{c}-\underline{Y}_{22}\underline{U}_2+\underline{Y}_{32}\underline{U}_3+\underline{Y}_{42}\underline{U}_4=(\underline{S}_2/\underline{U}_2^*)-\underline{Y}_{12}\underline{U}_1;\\ \underline{Y}_{23}\underline{U}_2-\underline{Y}_{33}\underline{U}_3+\underline{Y}_{43}\underline{U}_4=\underline{S}_3/\underline{U}_3^*;\\ \underline{Y}_{24}\underline{U}_2+\underline{Y}_{34}\underline{U}_3-\underline{Y}_{44}\underline{U}_4=(\underline{S}_4/\underline{U}_4^*)-\underline{Y}_{14}\underline{U}_1.\end{array}\right\} \qquad (7.7)$$

Систему нелинейных уравнений узловых напряжений типа (7.6) можно решать классическими точными методами алгебры. Однако это очень сложно, тем более что в уравнениях имеются комплексные и сопряженные значения неизвестных. Прежде всего необходимо произвести преобразования с целью введения модулей неизвестных напряжений узлов. Затем система уравнений сводится к уравнению с одним неизвестным более высокого порядка. Из-за своей сложности точные методы не представляют практического интереса для решения рассматриваемых уравнений. Поэтому обычно обращаются к методам последовательных приближений. Для решения уравнений узловых напряжений получил распространение метод *итерации.*

Найдем из первого уравнения системы (7.7) напряжение узла, для которого составлено это уравнение:

$$\underline{U}_2=\frac{\underline{Y}_{32}\underline{U}_3+\underline{Y}_{42}\underline{U}_4+\underline{Y}_{12}\underline{U}_1-\underline{S}_2/\underline{U}_2^*}{\underline{Y}_{22}}$$

или в обобщенном виде

$$\underline{U}_p = \frac{\Sigma \underline{Y}_{qp}\underline{U}_q - \underline{S}_p/\underline{U}_p^*}{\underline{Y}_{pp}},$$

где p — номер узла, для которого рассчитывается напряжение; q — номера узлов, непосредственно связанных ветвями с узлом p; $\underline{Y}_{qp}$ — проводимости ветвей, примыкающих к узлу p; $\underline{Y}_{pp}$ — собственная проводимость.

Достаточным условием сходимости простой итерации является неравенство

$$|\underline{Y}_{pp}| > \Sigma |\underline{Y}_{qp}|.$$

Однако для большинства уравнений системы вида (7.7) это условие не выполняется. Поэтому сходимость при решении уравнений узловых напряжений вида (7.7) методом простой итерации в общем случае не может быть обеспечена, а процесс по методу Зейделя получается медленно сходящимся. Для достижения сходимости некоторые авторы применяют метод Зейделя с ускоряющимися коэффициентами. Другой возможный путь преодоления указанных трудностей — изыскание более благоприятных видов уравнений узловых напряжений. Так, по мнению академика Х. Ф. Фазылова, предложенная им форма уравнения узловых напряжений более эффективна для режимных расчетов электрических сетей по сравнению с рассмотренными выше.

Ниже выводится эта форма уравнений узловых напряжений, обеспечивающая удовлетворительную сходимость процесса итерации.

7.3. ОБРАЩЕННАЯ ФОРМА УРАВНЕНИЙ УЗЛОВЫХ НАПРЯЖЕНИЙ

Решая уравнения вида (7.4) относительно напряжений узлов, получим так называемую *обращенную форму уравнений узловых напряжений:*

$$|\underline{U}| = |\underline{Y}|^{-1}|\underline{I}|. \qquad (7.8)$$

Для схемы, представленной на рис. 7.1, выразим неизвестные напряжения узлов, полагая в системе уравнений (7.7) правые части известными и решая эту систему:

$$\underline{U}_2 = \frac{\begin{vmatrix} \frac{\underline{S}_2}{\underline{U}_2^*} - \underline{Y}_{12}\underline{U}_1 & \underline{Y}_{32} & \underline{Y}_{42} \\ \frac{\underline{S}_3}{\underline{U}_3^*} & -\underline{Y}_{33} & \underline{Y}_{43} \\ \frac{\underline{S}_4}{\underline{U}_4^*} - \underline{Y}_{14}\underline{U}_1 & \underline{Y}_{34} & -\underline{Y}_{44} \end{vmatrix}}{\Delta}; \quad \underline{U}_3 = \frac{\begin{vmatrix} -\underline{Y}_{22} & \frac{\underline{S}_2}{\underline{U}_2^*} - \underline{Y}_{12}\underline{U}_1 & \underline{Y}_{42} \\ \underline{Y}_{23} & \frac{\underline{S}_3}{\underline{U}_3^*} & \underline{Y}_{43} \\ \underline{Y}_{24} & \frac{\underline{S}_4}{\underline{U}_4^*} - \underline{Y}_{14}\underline{U}_1 & -\underline{Y}_{44} \end{vmatrix}}{\Delta};$$

$$\underline{U}_4=\frac{\begin{vmatrix} -\underline{Y}_{22} & \underline{Y}_{32} & \dfrac{\underline{S}_2}{\underline{U}_2^*}-\underline{Y}_{12}\underline{U}_1 \\ \underline{Y}_{23} & -\underline{Y}_{33} & \dfrac{\underline{S}_3}{\underline{U}_3^*} \\ \underline{Y}_{24} & \underline{Y}_{34} & \dfrac{\underline{S}_4}{\underline{U}_4^*}-\underline{Y}_{14}\underline{U}_1 \end{vmatrix}}{\Delta};\qquad \Delta=\begin{vmatrix} -\underline{Y}_{22} & \underline{Y}_{32} & \underline{Y}_{42} \\ \underline{Y}_{23} & -\underline{Y}_{33} & \underline{Y}_{43} \\ \underline{Y}_{24} & \underline{Y}_{34} & -\underline{Y}_{44} \end{vmatrix}.$$

Раскрыв определители и выполнив деление, получим системы обращенных уравнений узловых напряжений:

$$\left.\begin{aligned} \underline{U}_2&=\underline{a}_{21}\underline{U}_1+\underline{b}_{22}(\underline{S}_2/\underline{U}_2^*)+\underline{b}_{23}(\underline{S}_3/\underline{U}_3^*)+\underline{b}_{24}(\underline{S}_4/\underline{U}_4^*);\\ \underline{U}_3&=\underline{a}_{31}\underline{U}_1+\underline{b}_{32}(\underline{S}_2/\underline{U}_2^*)+\underline{b}_{33}(\underline{S}_3/\underline{U}_3^*)+\underline{b}_{34}(\underline{S}_4/\underline{U}_4^*);\\ \underline{U}_4&=\underline{a}_{41}\underline{U}_1+\underline{b}_{42}(\underline{S}_2/\underline{U}_2^*)+\underline{b}_{43}(\underline{S}_3/\underline{U}_3^*)+\underline{b}_{44}(\underline{S}_4/\underline{U}_4^*). \end{aligned}\right\} \quad (7.9)$$

Для схемы с n узлами аналогично получим систему уравнений вида

$$\underline{U}_n=\underline{a}_{nk}\underline{U}_k+\underline{b}_{n2}(\underline{S}_2/\underline{U}_2^*)+\underline{b}_{n3}(\underline{S}_3/\underline{U}_3^*)+\ldots+\underline{b}_{nn}(\underline{S}_n/\underline{U}_n^*), \quad (7.10)$$

где $\underline{U}_k$ — опорное напряжение.

Из полученных уравнений видно, что коэффициенты $\underline{b}$, методика определения которых будет рассмотрена ниже, имеют размерности сопротивлений.

Для выяснения физического смысла коэффициентов $\underline{a}$ рассмотрим режим холостого хода сети (см. рис. 7.1), положив $\underline{S}_2=\underline{S}_3=\underline{S}_4=0$. Тогда из системы (7.9) получим: $\underline{U}_2=\underline{a}_{21}\underline{U}_1$; $\underline{U}_3=\underline{a}_{31}\underline{U}_1$; $\underline{U}_4=\underline{a}_{41}\underline{U}_1$.

Отсюда видно, что коэффициенты $\underline{a}$ суть безразмерные числа — отношения напряжений узлов к напряжению опорного узла при ненагруженном состоянии системы. С помощью этих коэффициентов учитываются трансформаторные соотношения между напряжениями $\underline{U}_n$ и $\underline{U}_1$, а также падение напряжения от токов параллельных проводимостей элементов сети и от уравнительных токов контуров сети, если они имеются. Если параллельные проводимости и неуравновешенные трансформаторные ЭДС отсутствуют, коэффициенты $\underline{a}$ следует считать трансформационными соотношениями между напряжениями $\underline{U}_n$ и $\underline{U}_1$.

Чтобы определить коэффициенты $\underline{a}$, следует записать уравнения вида (7.10) для ненагруженного состояния сети, приняв опорное напряжение равным единице.

Обычно расчеты режимов электрических систем ведутся с параметрами, приведенными к одной ступени напряжения, и все параллельные проводимости учитываются в нагрузках узлов (эта операция является безупречной только при отсутствии в замкнутых контурах неуравновешенных трансформаторных ЭДС). В таких условиях коэффициенты $\underline{a}$, очевидно, оказываются равными единице. Тогда коэффициенты $\underline{b}_{nk}$ представляют собой сопротивления,

определяемые разностью напряжений между узлами n и k при наличии нагрузки только в узле n, которая равна единичному току ($\underline{S}_n/\underline{U}_n^*=1$), и отсутствии нагрузок в остальных узлах. Далее эта методика будет рассмотрена на конкретном примере.

Коэффициенты $\underline{b}$ могут быть найдены также экспериментально на статической модели электрической системы путем установки в узлах поочередно единичных токов и измерений падений напряжений между узлами схемы и токов в ветвях.

Кроме того, коэффициенты можно определять итеративным путем на основе системы уравнений (7.3). Для этого необходимо поочередно рассмотреть следующие режимы: 1) $\underline{I}_2=1$; $\underline{I}_3=\underline{I}_4=0$; 2) $\underline{I}_3=1$; $\underline{I}_2=\underline{I}_4=0$; 3) $\underline{I}_4=1$; $\underline{I}_2=\underline{I}_3=0$. Затем для каждого из этих режимов находятся напряжения узлов, падения напряжения и соответствующие значения коэффициентов $\underline{b}$. При определении коэффициентов таким путем также возникают трудности, связанные с медленной сходимостью итерационного процесса.

Определение коэффициентов для сложных замкнутых сетей — трудоемкий процесс. Однако, рассчитанные один раз, они дают возможность на основе обращенных уравнений узловых напряжений многократно производить для заданной электрической системы важные расчеты.

Итерационный процесс расчета напряжений сходится очень быстро; критерий сходимости

$$\Sigma \left| \underline{b}_{nk} \frac{\underline{S}_n}{\underline{U}_n^*} \right| < 1$$

для обращенной формы уравнений узловых напряжений в проводимых режимных расчетах всегда выполняется.

На основе этих уравнений разработан алгоритм и составлена программа расчета на ЭВМ установившихся режимов с оптимизацией распределения реактивной мощности системы и выявления сетевых поправочных коэффициентов экономичного распределения активной мощности. При расчете по этой программе в качестве исходной информации в машину вводятся коэффициенты $\underline{b}$ уравнений узловых напряжений, мощности узлов и напряжение опорного узла.

7.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ УРАВНЕНИЙ УЗЛОВЫХ НАПРЯЖЕНИЙ

Рассмотрим методику определения коэффицинтов узловых напряжений в обращенной форме на примере двухконтурной замкнутой сети, схема которой изображена на рис. 7.2.

Уравнение узловых напряжений в общем виде может быть представлено выражением

$$\underline{U}_i=\underline{a}_{ik}\underline{U}_k+\sum_{m=2}^{n}\underline{b}_{im}\frac{\underline{S}_m}{\underline{U}_m^*}$$

$$(i=1, 2, 3, \ldots, k, \ldots, n).$$

Для заданной схемы уравнения узловых напряжений будут иметь вид:

$$\left.\begin{aligned}
\underline{U}_1 &= \underline{a}_{13}\underline{U}_3 + (\underline{b}_{12}\underline{S}_2/\underline{U}_2^*) + (\underline{b}_{13}\underline{S}_3/\underline{U}_3^*) + \\
&+ (\underline{b}_{14}\underline{S}_4/\underline{U}_4^*) + (\underline{b}_{15}\underline{S}_5/\underline{U}_5^*); \\
\underline{U}_2 &= \underline{a}_{23}\underline{U}_3 + (\underline{b}_{22}\underline{S}_2/\underline{U}_2^*) + (\underline{b}_{23}\underline{S}_3/\underline{U}_3^*) + \\
&+ (\underline{b}_{24}\underline{S}_4/\underline{U}_4^*) + (\underline{b}_{25}\underline{S}_5/\underline{U}_5^*); \\
\underline{U}_3 &= \underline{U}_3; \\
\underline{U}_4 &= \underline{a}_{43}\underline{U}_3 + (\underline{b}_{42}\underline{S}_2/\underline{U}_2^*) + (\underline{b}_{43}\underline{S}_3/\underline{U}_3^*) + \\
&+ (\underline{b}_{44}\underline{S}_4/\underline{U}_4^*) + (\underline{b}_{45}\underline{S}_5/\underline{U}_5^*); \\
\underline{U}_5 &= \underline{a}_{53}\underline{U}_3 + (\underline{b}_{52}\underline{S}_2/\underline{U}_2^*) + (\underline{b}_{53}\underline{S}_3/\underline{U}_3^*) + \\
&+ (\underline{b}_{54}\underline{S}_4/\underline{U}_4^*) + (\underline{b}_{55}\underline{S}_5/\underline{U}_5^*),
\end{aligned}\right\} \qquad (7.11)$$

где для рассматриваемой сети

$$\underline{a}_{13} = \underline{a}_{23} = \underline{a}_{43} = \underline{a}_{53} = 1,$$

а в качестве опорного узла принят удаленный от питающей электростанции узел нагрузки *3*, напряжение которого $\underline{U}_3$.

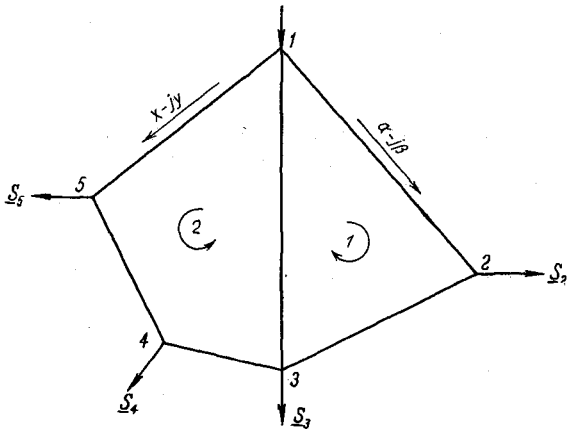


Рис. 7.2. Схема электрической сети.

Для определения коэффициентов $\underline{b}_{jm}$ строки i столбца m предполагаем, что в этой строке все мощности узлов, за исключением узла m, равны нулю; в узле m нагрузка определяется единичным током. Так, для данной схемы рассмотрим сначала режим $\underline{S}_3 = \underline{S}_4 = \underline{S}_5 = 0$, $\underline{I}_2 = \underline{S}_2/\underline{U}_2^* = 1$. Уравнения системы (7.11) примут вид:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_3 + \underline{b}_{12}; \quad \underline{U}_2 = \underline{U}_3 + \underline{b}_{22};$$
$$\underline{U}_4 = \underline{U}_3 + \underline{b}_{42}; \quad \underline{U}_5 = \underline{U}_3 + \underline{b}_{52}.$$

Отсюда можно вычислить коэффициенты $\underline{b}_{i2}$, которые определяются падениями напряжения. В свою очередь падения напряжения можно выразить через коэффициенты распределения $\underline{C}^{(2)}_{i3}$:

$$\underline{b}_{12}=\underline{U}_1-\underline{U}_3=\underline{C}^{(2)}_{13}\underline{Z}_{13};$$

$$\underline{b}_{22}=\underline{U}_2-\underline{U}_3=\underline{C}^{(2)}_{23}\underline{Z}_{23};$$

$$\underline{b}_{42}=\underline{U}_4-\underline{U}_3=\underline{C}^{(2)}_{43}\underline{Z}_{43};$$

$$\underline{b}_{52}=\underline{U}_5-\underline{U}_3=\underline{C}^{(2)}_{53}\underline{Z}_{53},$$

где $\underline{C}^{(2)}_{13}$ — коэффициент распределения на участке *1—3* от единичного тока в узле *2*; аналогично $\underline{C}^{(2)}_{23}$, $\underline{C}^{(2)}_{43}$ и $\underline{C}^{(2)}_{53}$ — соответствующие коэффициенты распределения.

Для определения коэффициентов $\underline{b}_{i3}$, находящихся в следующем столбце уравнений узловых напряжений, рассмотрим режим $\underline{S}_2=\underline{S}_4=\underline{S}_5=0$; $\underline{I}_3=\underline{S}_3/\underline{U}^*_3=1$. Аналогично предыдущему из системы уравнений (7.11) находим:

$$\left.\begin{aligned}
\underline{b}_{13}&=\underline{U}_1-\underline{U}_3=\underline{C}^{(3)}_{13}\underline{Z}_{13};\\
\underline{b}_{23}&=\underline{U}_2-\underline{U}_3=\underline{C}^{(3)}_{23}\underline{Z}_{23};\\
\underline{b}_{43}&=\underline{U}_4-\underline{U}_3=\underline{C}^{(3)}_{43}\underline{Z}_{43};\\
\underline{b}_{53}&=\underline{U}_5-\underline{U}_3=\underline{C}^{(3)}_{53}\underline{Z}_{53}.
\end{aligned}\right\} \qquad (7.12)$$

Для экономии затрат труда на вычисления вместо подсчета коэффициентов b_{in} по выражениям (7.12) целесообразнее подставить эти выражения в систему уравнений узловых напряжений (7.11), а затем, подставив численные значения коэффициентов распределения, сопротивлений участков и нагрузок узлов, произвести необходимые вычисления. Далее будем придерживаться такого порядка расчета.

Перейдем к рассмотрению режима $\underline{S}_2=\underline{S}_3=\underline{S}_5=0$ и $\underline{I}_4=\underline{S}_4/\underline{U}^*_4=1$. Для этого режима и уравнений узловых напряжений (7.11) найдем:

$$\underline{b}_{14}=\underline{U}_1-\underline{U}_3=\underline{C}^{(4)}_{13}\underline{Z}_{13};$$

$$\underline{b}_{24}=\underline{U}_2-\underline{U}_3=\underline{C}^{(4)}_{23}\underline{Z}_{23};$$

$$\underline{b}_{44}=\underline{U}_4-\underline{U}_3=-\underline{C}^{(4)}_{43}\underline{Z}_{43};$$

$$\underline{b}_{54}=\underline{U}_5-\underline{U}_3=\underline{U}_5-\underline{U}_4+\underline{U}_4-\underline{U}_3=\underline{C}^{(4)}_{54}\underline{Z}_{54}-\underline{C}^{(4)}_{43}\underline{Z}_{43}.$$

Для завершения работы по определению коэффициентов системы (7.11) осталось рассмотреть режим $\underline{S}_2=\underline{S}_3=\underline{S}_4=0$; $\underline{I}_5=\underline{S}_5/\underline{U}^*_5$. На основе системы уравнений (7.11) получим:

$$\underline{b}_{15}=\underline{U}_1-\underline{U}_3=\underline{C}^{(5)}_{13}\underline{Z}_{13};$$

$$\underline{b}_{25}=\underline{U}_2-\underline{U}_3=\underline{C}^{(5)}_{23}\underline{Z}_{23};$$

$$\underline{b}_{45}=\underline{U}_4-\underline{U}_3=-\underline{C}^{(5)}_{43}\underline{Z}_{43};$$

$$\underline{b}_{55}=\underline{U}_5-\underline{U}_3=-\underline{C}^{(5)}_{53}\underline{Z}_{53}.$$

7.5. РЕШЕНИЕ УРАВНЕНИЙ УЗЛОВЫХ НАПРЯЖЕНИЙ МЕТОДОМ ИТЕРАЦИИ. РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТОКОВ МОЩНОСТИ

Свойства и возможности уравнений узловых напряжений в обращенной форме подробно описаны в литературе. Рассмотрим на примере решения этих уравнений методом итерации, определим напряжение узлов и потоки мощности по участкам сети, представленной на рис. 7.2.

При решении уравнений напряжений методом итерации в качестве первого приближения для напряжения всех узлов принимается напряжение опорного узла. В принятом примере полагаем

$$U_1^{(1)}=U_2^{(1)}=U_3=U_4^{(1)}=U_5^{(1)}. \qquad (7.13)$$

(степени в скобках означают порядок приближения). Подставив значения первого приближения в полученную систему уравнений узловых напряжений (7.13), выведем вторые приближения напряжений узлов.

Для получения сходимости следует применять *метод ускоренной итерации*, согласно которому для нахождения последующих неизвестных используются подсчитанные ранее приближенные значения неизвестных. Процесс ускоренной итерации ведется согласно формуле

$$\underline{U}_i^{(m)}=U_k+(\underline{b}_{i2}\underline{S}_2/\underline{U}_2^{(m-1)*}+\ldots+\underline{b}_{ii}\underline{S}_i/\underline{U}_i^{(m-1)*}+\ldots+ \\ +\underline{b}_{in}\underline{S}_n/\underline{U}_n^{(m-1)*}.$$

В качестве примера запишем третье приближение для рассматриваемой системы уравнений (7.11):

$$\underline{U}_1^{(3)}=\underline{U}_3+(\underline{b}_{12}\underline{S}_2/\underline{U}_2^{(2)*})+(\underline{b}_{13}\underline{S}_3/\underline{U}_3^{*})+ \\ +(\underline{b}_{14}\underline{S}_4/\underline{U}_4^{(2)*})+(\underline{b}_{15}\underline{S}_5/\underline{U}_5^{(2)*});$$

$$\underline{U}_2^{(3)}=\underline{U}_3+(\underline{b}_{22}\underline{S}_2/\underline{U}_2^{(2)*})+(\underline{b}_{23}\underline{S}_3/\underline{U}_3^{*})+ \\ +(\underline{b}_{24}\underline{S}_4/\underline{U}_4^{(2)*})+(\underline{b}_{25}\underline{S}_5/\underline{U}_5^{(2)*});$$

$$\underline{U}_3=\underline{U}_3;$$

$$\underline{U}_4^{(3)}=\underline{U}_3+(\underline{b}_{42}\underline{S}_2/\underline{U}_2^{(2)*})+(\underline{b}_{43}\underline{S}_3/\underline{U}_3^{*})+ \\ +(\underline{b}_{44}\underline{S}_4/\underline{U}_4^{(2)*})+(\underline{b}_{45}\underline{S}_5/\underline{U}_5^{(2)*});$$

$$\underline{U}_5^{(3)}=\underline{U}_3+(\underline{b}_{52}\underline{S}_2/\underline{U}_2^{(2)*})+(\underline{b}_{53}\underline{S}_3/\underline{U}_3^{*})+ \\ +(\underline{b}_{54}\underline{S}_4/\underline{U}_4^{(2)*})+(\underline{b}_{55}\underline{S}_5/\underline{U}_5^{(2)*}).$$

Найденные итеративным путем напряжения по методу уравнений узловых напряжений позволяют рассчитать потокораспределение с учетом потерь мощности на участках сети. Покажем на примере схемы, приведенной на рис. 7.2, расчет потокораспределения мощностей.

Методически целесообразно определять потоки мощности по узлам, т. е. последовательно находить мощности участков, примыкающих к общему узлу.

Начнем с участков опорного узла *3*.

Комплекс полной мощности в конце участка *1—3*:

$$\underline{S}_{13}^{(3)}=\Delta\underline{U}_{13}\underline{U}_3^*/\underline{Z}_{13}$$

(индекс в скобках показывает, что мощность проходит по участку к узлу *3*);

$$\underline{S}_{23}^{(3)}=\Delta\underline{U}_{23}\underline{U}_3^*/\underline{L}_{23};\quad \underline{S}_{43}^{(3)}=\Delta\underline{U}_{43}\underline{U}_3^*/\underline{Z}_{43}.$$

Мощности участков в узле *1*:

$$\underline{S}_{13}^{(1)}=\Delta\underline{U}_{13}\underline{U}_1^*/\underline{Z}_{13};$$

$$\underline{S}_{12}^{(1)}=\Delta\underline{U}_{12}\underline{U}_1^*/\underline{Z}_{12};$$

$$\underline{S}_{15}^{(1)}=\Delta\underline{U}_{15}\underline{U}_1^*/\underline{Z}_{15}.$$

Мощности участков в узле *2*:

$$\underline{S}_{12}^{(2)}=\Delta\underline{U}_{12}\underline{U}_2^*/\underline{Z}_{12};\quad \underline{S}_{23}^{(2)}=\Delta\underline{U}_{23}\underline{U}_2^*/\underline{Z}_{23}.$$

Мощности участков в узле *4*:

$$\underline{S}_{34}^{(4)}=\Delta\underline{U}_{34}\underline{U}_4^*/\underline{Z}_{34};\quad \underline{S}_{45}^{(4)}=\Delta\underline{U}_{45}\underline{U}_4^*/\underline{Z}_{45}.$$

Мощности участков в узле *5*:

$$\underline{S}_{15}^{(5)}=\Delta\underline{U}_{15}\underline{U}_5^*/\underline{Z}_{15};\quad \underline{S}_{45}^{(5)}=\Delta\underline{U}_{45}\underline{U}_5^*/\underline{Z}_{45}.$$

На примере принятой схемы электрической сети (см. рис. 7.2) будут также рассмотрены некоторые методы расчетов установившихся режимов, решающие эту задачу в два этапа. На первом этапе находится приближенное распределение мощностей без учета потерь мощности по участкам сети, а на втором определяются напряжения узлов, потери мощности и распределение мощностей с учетом потерь.

7.6. МЕТОД КОЭФФИЦИЕНТОВ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ

По методу коэффициентов распределения, предложенному В. А. Шевченко в 1938 г., сначала определяется потокораспределение мощностей без учета потерь в сети. При этом предполагается, что потоки мощности по участкам линейно зависят от мощностей узлов. При заданной сети (см. рис. 7.2) поток мощности на участке *1—2* выразится уравнением

$$\underline{S}_{12}=\underline{k}_{12}^{(2)}\underline{S}_2=\underline{k}_{12}^{(3)}\underline{S}_3+\underline{k}_{12}^{(4)}\underline{S}_4+\underline{k}_{12}^{(5)}\underline{S}_5 \qquad (7.14)$$

(коэффициенты распределения $\underline{k}_{12}^{(2)}=\underline{C}_{12}^{(2)};\quad \underline{k}_{12}^{(3)}=\underline{C}_{12}^{(3)};\quad \underline{k}_{12}^{(4)}=\underline{C}_{12}^{(4)};$

$\underline{k}_{12}^{(5)}=\underline{C}_{12}^{(5)}$ были подсчитаны в § 7.4). Подставив эти значения и значения нагрузок узлов в уравнение (7.14), после необходимых вычислений найдем поток мощности на участке *1—2*.

Аналогично определяются мощности других участков:

$$\underline{S}_{23}=\underline{k}_{23}^{(2)}\underline{S}_2+\underline{k}_{23}^{(3)}\underline{S}_3+\underline{k}_{23}^{(4)}\underline{S}_4+\underline{k}_{23}^{(5)}\underline{S}_5;$$
$$\underline{S}_{13}=\underline{k}_{13}^{(2)}\underline{S}_2+\underline{k}_{13}^{(3)}\underline{S}_3+\underline{k}_{13}^{(4)}\underline{S}_4+\underline{k}_{13}^{(5)}\underline{S}_5;$$
$$\underline{S}_{45}=\underline{k}_{45}^{(2)}\underline{S}_2+\underline{k}_{45}^{(3)}\underline{S}_3+\underline{k}_{45}^{(4)}\underline{S}_4+\underline{k}_{45}^{(5)}\underline{S}_5;$$
$$\underline{S}_{15}=\underline{k}_{15}^{(2)}\underline{S}_2+\underline{k}_{15}^{(3)}\underline{S}_3+\underline{k}_{15}^{(4)}\underline{S}_4+\underline{k}_{15}^{(5)}\underline{S}_5;$$
$$\underline{S}_{34}=\underline{k}_{34}^{(2)}\underline{S}_2+\underline{k}_{34}^{(3)}\underline{S}_3+\underline{k}_{34}^{(4)}\underline{S}_4+\underline{k}_{34}^{(5)}\underline{S}_5.$$

Перейдем ко второму этапу расчета — определению напряжений узлов и потерь мощности в сети. Расчет будем вести от напряжения опорного узла *3*. Положим, что подсчитанные потоки мощности $\underline{S}_{12}$, $\underline{S}_{23}$, $\underline{S}_{13}$ соответствуют концам участков, примыкающих к этому узлу. Тогда найдем:

$$\underline{U}_2=\underline{U}_3+\frac{\underline{S}_{23}}{\underline{U}_3^*}\underline{z}_{23};\quad \Delta\underline{S}_{23}=\left|\frac{\underline{S}_{23}^{(3)}}{\underline{U}_3^*}\right|\underline{z}_{23}^*.$$

Мощность в начале участков *2—3* и *1—2*:

$$\underline{S}_{23}^{(2)}=\underline{S}_{23}^{(3)}+\Delta\underline{S}_{23};\quad \underline{S}_{12}^{(2)}=\underline{S}_2+\underline{S}_{23}^{(2)}.$$

По такому же плану продолжаем расчет далее:

$$\underline{U}_1^{(12)}=\underline{U}_2+(\underline{S}_{12}^{(2)}\underline{z}_{12}/\underline{U}_2^*);\quad \Delta\underline{S}_{12}=\underline{S}_{12}^{(2)}\underline{z}_{12}^*/\underline{U}_2^*$$

(степень в скобках у напряжения U_1 означает, что это напряжение определяется со стороны участка *1—2*):

$$\underline{S}_{12}^{(1)}=\underline{S}_{12}^{(2)}+\Delta\underline{S}_{12};\quad \underline{U}_4=\underline{U}_3-(\underline{S}_{34}\underline{z}_{34}/\underline{U}_3^*);$$
$$\Delta\underline{S}_{34}=\left|\frac{\underline{S}_{34}^{(3)}}{\underline{U}_3^*}\right|^2\underline{z}_{34}^*;\quad \underline{S}_{34}^{(4)}=\underline{S}_{34}^{(3)}-\Delta\underline{S}_{34};$$
$$\underline{S}_{45}^{(4)}=\underline{S}_{34}^{(4)}-\underline{S}_4;\quad \underline{U}_5=\underline{U}_4-(\underline{S}_{45}^{(4)}\underline{z}_{45}/\underline{U}_4^*);$$
$$\underline{S}_{15}^{(5)}=\underline{S}_5-\underline{S}_{45}^{(5)};\quad \Delta\underline{S}_{15}=\left|\frac{\underline{S}_{15}^{(5)}}{\underline{U}_5^*}\right|^2\underline{z}_{15}^*;$$
$$\underline{S}_{15}^{(1)}=\underline{S}_{15}^{(5)}+\Delta\underline{S}_{15};\quad \underline{U}_1=\underline{U}_5+(\underline{S}_{15}^{(5)}\underline{z}_{15}/\underline{U}_5^*);$$
$$\Delta\underline{S}_{13}=\left|\frac{\underline{S}_{13}^{(3)}}{\underline{U}_3^*}\right|^2\underline{z}_{13}^*;\quad \underline{S}_{13}^{(1)}=\underline{S}_{13}^{(3)}+\Delta\underline{S}_{13}.$$

Трудности рассмотренного метода заключаются в большой вычислительной работе по определению коэффициентов распреде-

ления. Однако подсчитанные для заданной сети однажды, они позволяют сравнительно просто рассчитывать установившиеся режимы. Кроме того, коэффициенты распределения дают возможность персоналу энергосистемы оценивать влияние изменения нагрузки в любой точке на величину потока мощности любого участка.

7.7. РАСЧЕТ МЕТОДОМ КОНТУРНЫХ УРАВНЕНИЙ

По методу *контурных уравнений* расчет ведется в два этапа: сначала определяется потокораспределение мощностей по участкам без учета потерь мощности сети, а затем рассчитываются напряжения узлов, потери мощности и потокораспределение с учетом потерь мощности.

Для нахождения потокораспределения без учета потерь используются контурные уравнения мощности. Основой этих уравнений является второй закон Кирхгофа, согласно которому для замкнутого контура можно записать:

$$\Sigma \underline{I}\,\underline{Z}=0,$$

где $\underline{I}$ — ток участка контура; $\underline{Z}$ — его полное сопротивление.

Если обе части этого уравнения умножить на некоторое среднее напряжение сети и допустить, что произведение тока каждого участка на это напряжение дает значение комплекса полной мощности этого участка, можно получить контурное уравнение в мощностях:

$$\Sigma \underline{S}\,\underline{Z}=0. \qquad (7.15)$$

В рассматриваемом случае ограничимся этим уравнением, которое чаще всего оказывается достаточным.

Уравнение (7.15) в комплексных числах можно представить выражением

$$\Sigma (P-jQ)(R+jX)=0,$$

которое после преобразований может быть заменено двумя уравнениями с вещественными величинами:

$$\Sigma (PR+QX)=0, \qquad (7.16)$$

$$\Sigma (PX-QR)=0. \qquad (7.17)$$

Покажем применение этих уравнений на примере уже известной двухконтурной замкнутой электрической сети, схема которой изображена на рис. 7.2, сопротивления участков указаны в § 7.4. Для нахождения потокораспределения мощностей в этой сети необходимо составить и решить четыре контурных уравнения вида (7.16) и (7.17) с четырьмя неизвестными. Обозначим потоки мощности линии *1—2* через $\alpha-j\beta$ и линии *1—5* — через $x-jy$. Разметим произвольно направление потоков мощности по участкам сети; если намеченное направление окажется ошибочным, то значения мощностей получатся с отрицательным знаком. Потоки мощности каж-

дого из участков можно выразить через введенные неизвестные α, β, x, y и мощности нагрузок узлов. Затем, обходя контур *1* по часовой стрелке, а контур *2* — против часовой стрелки, составим для каждого из них по два уравнения вида (7.16) и (7.17). Направление обхода контура может быть любым. Если оно совпадает с намеченным направлением мощности участка, то произведение мощности этого участка на его сопротивление берется со знаком плюс; если не совпадает,— со знаком минус.

Используя найденные значения неизвестных, получим потокораспределение мощностей сети без учета потерь.

Второй этап расчета — определение напряжений узлов и потоков мощности с учетом потерь — выполняется, как этот же этап по методу коэффициентов распределения (см. § 7.6).

Заметим, что для так называемых однородных сетей, у которых отношения r_0/x_0 сопротивлений на 1 км одинаковы для всех участков ($r_0/x_0=const$), контурные уравнения можно представить в виде:

$$\Sigma(Pr_0l+Qx_0l)=0;$$
$$\Sigma(Px_0l-Qr_0l)=0,$$

где l — длина участка, соответствующего нагрузке; r_0 и x_0 — соответственно активное и реактивное сопротивления 1 км линии.

Разделив первое выражение на x_0, а второе на r_0, получим:

$$\Sigma(Pr_0l/x_0+Ql)=0;$$
$$\Sigma(Px_0l/r_0-Ql)=0.$$

Суммируя эти уравнения, найдем

$$\Sigma(Pr_0l/x_0+Px_0l/r_0)=(r_0/x_0+x_0/r_0)\Sigma Pl=0$$

или

$$\Sigma Pl=0.$$

Аналогично, разделив первое уравнение на r_0, а второе — на x_0 и вычтя первое из второго, запишем

$$\Sigma Ql=0.$$

Полученные уравнения показывают, что для однородных сетей потокораспределение активных и реактивных мощностей можно определять независимо друг от друга, используя при этом не сопротивления участков, а их длины.

7.8. РАСЧЕТ МЕТОДОМ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ СЕТИ

Сущность метода заключается в постепенном приведении сети любой сложности путем преобразований к сети с двухсторонним питанием, для которой легко находится распределение мощностей по участкам. Затем преобразование сети в обратном направлении

до исходной схемы позволяет найти распределение мощностей по участкам заданной сети. При этом приходится пользоваться переносом нагрузок, основывающимся на допущении равенства напряжений узлов сети.

Укажем кратко порядок расчета этим методом потокораспределения для уже известной схемы (рис. 7.2).

Предварительно разнесем нагрузку $\underline{S}_2$ по правилу моментов в узлы *1* ($\underline{S}_{2(1)}$) и *3* ($\underline{S}_{2(3)}$).

После приведения суммарная нагрузка в узле *3* составит

$$\underline{S}'_3=\underline{S}_3+\underline{S}_{2(3)}.$$

Суммируем сопротивления двух параллельных линий *1—3* и *1—2—3*. После проделанных преобразований получим одноконтурную сеть, для которой мощности в линиях *1—5* и *1—3* можно определить по формулам для линии с двухсторонним питанием:

$$P=G_0\sum_1^n(P_nR_n+Q_nX_n)+B_0\sum_1^n(P_nX_n-Q_nR_n);$$

$$Q=-G_0\sum_1^n(P_nX_n-Q_nR_n)+B_0\sum_1^n(P_nR_n+Q_nX_n),$$

где P и Q — соответственно активная и реактивная мощности, определяемые на участке от питающего пункта до одного из смежных с ним узлов (например, *1—5*); G_0 и B_0 — суммарные соответственно активная и реактивная проводимости всех участков сети (в данном случае по контуру *1—3—4—5—1*); P_n и Q_n — соответственно активная и реактивная мощности нагрузки в точке n; R_n и X_n — соответственно активное и реактивное сопротивления цепи от точки n до питающего пункта в направлении потока определяемой мощности P (в упомянутом примере это направление будет *5—4—3—1*).

На основе найденных значений P и Q определяется потокораспределение мощностей по сети без учета их потерь.

Второй этап расчета — определение напряжений узлов, потерь мощности и потокораспределения с учетом потерь — выполняется по методике, изложенной в § 7.6.

7.9. МЕТОД ОБОБЩЕННЫХ КОНТУРНЫХ УРАВНЕНИЙ

Пусть в контуре электрической сети содержится трансформатор. Согласно второму закону Кирхгофа, для такого контура можно записать:

$$\Sigma\underline{I}\,\underline{Z}=U_0-\underline{A}_1U_0,$$

где $\underline{A}_1$ — коэффициент трансформации трансформатора, по которому учитывается изменение величины и фазы напряжения, представляемый поэтому в общем случае комплексным числом.

Не учитывая потерь, как это обычно делается в методе контурных уравнений потерь, перейдем к мощностям:

$$\Sigma \underline{S}\, \underline{Z} = U_0^2(1-\underline{A}_1).$$

Если в контуре два трансформатора, аналогично получим

$$\Sigma \underline{S}\, \underline{Z} = U_0^2(1-\underline{A}_1\underline{A}_2).$$

Для любого числа n трансформаторов в контуре запишем обобщенную форму контурного уравнения:

$$\Sigma \underline{S}\, \underline{Z} = U_0^2(1-\Pi\underline{A}). \tag{7.18}$$

Вместо уравнения (7.18) в комплексных числах можно записать два уравнения в вещественных числах:

$$\Sigma(PR+QX) = \mathrm{Re}\, U_0^2(1-\Pi\underline{A});$$
$$\Sigma(PX-QR) = \mathrm{Im}\, U_0^2(1-\Pi\underline{A}).$$

В этих уравнениях можно выделить мощности, обусловленные нагрузками, и уравнительные мощности, вызванные контурными трансформаторами, в результате чего можно записать:

$$\Sigma(PR+QX)+R_y\Sigma R+Q_y\Sigma X = \mathrm{Re}\, U_0^2(1-\Pi\underline{A}); \tag{7.19}$$
$$\Sigma(PX-QR)+P_y\Sigma X-Q_y\Sigma R = \mathrm{Im}\, U_0^2(1-\Pi\underline{A}). \tag{7.20}$$

В левых частях этих уравнений первые суммы обусловлены нагрузками, а остальные слагаемые — уравнительными мощностями.

Вместо двух уравнений (7.19) и (7.20) можно записать четыре уравнения вида:

$$\Sigma(PR+QX) = 0; \tag{7.21}$$
$$P_y\Sigma R + Q_y\Sigma X = \mathrm{Re}\, U_0^2(1-\Pi\underline{A}); \tag{7.22}$$
$$\Sigma(PX-QR) = 0; \tag{7.23}$$
$$P_y\Sigma X - Q_y\Sigma R = \mathrm{Im}\, U_0^2(1-\Pi\underline{A}). \tag{7.24}$$

Уравнения (7.21) и (7.23) дают распределение мощностей, обусловленных нагрузками, а уравнения (7.22) и (7.24) описывают уравнительные мощности, вызванные контурными трансформаторами.

Таким образом, распределение мощностей в контуре с контурными трансформаторами получается как результат наложения двух режимов: контура только с нагрузками без трансформаторов и контура только с трансформаторами без нагрузок, по которому проходят уравнительные мощности.

7.10. АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ СЛОЖНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Схемы современных электрических сетей энергосистем могут быть очень сложными. Число узлов в них для отдельных энергосистем составляет 200...300, а для объединенных энергосистем доходит до 1000...1200. Расчет таких схем вручную невозможен и может быть выполнен лишь с применением ЭВМ.

Известно много программ расчета электрических режимов электрических сетей на ЭВМ, составленных различными организациями: Институтом электродинамики АН УССР, ОДУ Северо-Запада, Энергетическим институтом Сибирского отделения АН СССР, ВНИИЭ, Уральским политехническим институтом и др. Эти программы основаны на различных методах расчета режима и предполагают использование различных методов для решения систем уравнений.

Рассмотрим основные принципы, используемые в одной из распространенных на практике программ расчета «Мустанг-83», которая разработана ОДУ Северо-Запада. Программа предназначена для расчета установившихся режимов и переходных электромеханических процессов.

Расчет установившихся режимов выполняется методом Ньютона—Рафсона с улучшением сходимости итерационного процесса для тяжелых режимов.

Задача расчета режима — это решение системы уравнений

$$W(\vec{X}) = 0, \tag{7.25}$$

где уравнения заданы в форме балансов активной и реактивной мощностей:

$$\left.\begin{aligned} P_{гi} - P_{нi} - P_i(\vec{X}) &= 0; \\ Q_{гi} - Q_{нi} - Q_i(\vec{X}) &= 0. \end{aligned}\right\} \tag{7.26}$$

Вектор $\vec{X}$ есть вектор параметров режима. В него входят модули и фазы напряжений в узлах, а также активной и реактивной мощностей, генерируемых источниками. Мощности $P_{нi}$, $Q_{нi}$ характеризуют нагрузку i-го узла, а $P_{гi}$, $Q_{гi}$ — генерацию. Мощности P_i, Q_i, передаваемые из узла i в сеть, вычисляются по формулам:

$$\left.\begin{aligned} P_i &= \sum_{j \in R_i} P_{ij} + U_i^2 y_{ia}; \\ Q_i &= \sum_{j \in R_i} Q_{ij} + U_i^2 y_{ir}, \end{aligned}\right\} \tag{7.27}$$

где U_i — напряжение i-го узла; y_{ia}, y_{ir} — активная и реактивная проводимости в i-м узле; R_i — множество узлов, смежных с i-м.

Мощности ветвей P_{ij}, Q_{ij} между узлами i и j связаны зависимостями с напряжениями этих узлов, параметрами ветвей и коэффициентами трансформации между узлами.

Алгоритм решения нелинейной системы уравнений (7.25) построен на сочетании методов Ньютона — Рафсона и последовательной деформации уравнений.

Итерационная формула имеет вид

$$\vec{X}^{(i+1)}=\vec{X}^{(i)}+\lambda^{(i)}\left[\frac{\partial W}{\partial \vec{X}}\right]^{-1} W(\vec{X}^{(i)}), \qquad (7.28)$$

где $\vec{X}^{(i)}$, $\vec{X}^{(i+1)}$ — значения вектора переменных соответственно на i-м и $(i+1)$-м шагах итерационного процесса; $[\partial W/\partial \vec{X}]^{-1}$ — обратная матрица Якоби, вычисленная в точке $\vec{X}=\vec{X}^{(i)}$; $W(\vec{X}^{(i)})$ — вектор небалансов при $\vec{X}=\vec{X}^{(i)}$; $\lambda^{(i)}$ — коэффициент деформации, определяемый на каждом шаге вычислительного процесса и характеризующий длину шага итерационного процесса.

Элементы матрицы $[\partial W/\partial \vec{X}]$ есть первые производные от функций небалансов $W(\vec{X})$ по переменным $\vec{X}$.

Итерационный процесс продолжается до тех пор, пока не будет выполнено одно из условий:

$$|W(\vec{X})|\leqslant\varepsilon;$$

$$\lambda\leqslant\varepsilon_\lambda,$$

где ε — точность расчета режима; ε_λ — предельно малое значение коэффициента деформации λ.

Программа «Мустанг-83» позволяет проводить расчеты для следующего максимального объема расчетной схемы: числа узлов 300, числа ветвей 400, числа источников 75. В программе предусмотрено хранение до 125 расчетных режимов. Для ЭВМ, оснащенных дисплейными станциями, возможна работа в режиме диалога с вводом заданий и исходных данных и выводом результатов на дисплей.

В другой распространенной программе Б-2/77, разработанной ВНИИЭ и ВЦ ГТУ Минэнерго СССР, расчет установившегося режима методом Ньютона сводится к итерационному решению систем нелинейных уравнений:

$$\left.\begin{aligned} P_{\text{нб}\,i}(\vec{U},\vec{\delta},\vec{K}_\text{т})=P_i(\vec{U},\vec{\delta},\vec{K}_\text{т})-\bar{P}_i=0;\\ Q_{\text{нб}\,i}(\vec{U},\vec{\delta},\vec{K}_\text{т})=Q_i(\vec{U},\vec{\delta},\vec{K}_\text{т})-\bar{Q}_i=0,\end{aligned}\right\} \qquad (7.29)$$

где $P_{\text{нб}\,i}$, $Q_{\text{нб}\,i}$ — небалансы мощности в i-м узле; $\bar{P}_i$, $\bar{Q}_i$ — заданные значения активной и реактивной мощностей в i-м узле; $\vec{U}$, $\vec{\delta}$, $\vec{K}_\text{т}$ — векторы напряжений, фаз напряжений и коэффициентов трансформации.

Кроме расчета режима, программа позволяет осуществлять его оптимизацию по напряжению, реактивной мощности и коэффициентам трансформации трансформаторов.

Задача оптимизации формулируется так:

$$\Delta P(\vec{U},\vec{\delta},\vec{K}_\text{т})\to\min, \qquad (7.30)$$

где ΔP — суммарные потери мощности в сети.

При этом вводятся ограничения в форме неравенств:

$$\left.\begin{aligned} Q_i^{\min} \leqslant Q_i(\vec{U}, \vec{\delta}, \vec{K}_т) \leqslant Q_i^{\max}; \\ I_l^{\min} \leqslant I_l(\vec{U}, \vec{\delta}, \vec{K}_т) \leqslant I_l^{\max}; \\ U_i^{\min} \leqslant U_i(\vec{U}, \vec{\delta}, \vec{K}_т) \leqslant U_i^{\max}; \\ k_{т_{id}}^{\min} \leqslant k_{т_{id}}(\vec{U}, \vec{\delta}, \vec{K}_т) \leqslant k_{т_{id}}^{\max}; \\ k_{т_{iq}}^{\min} \leqslant k_{т_{iq}}(\vec{U}, \vec{\delta}, \vec{K}_т) \leqslant k_{т_{iq}}^{\max}, \end{aligned}\right\} \qquad (7.31)$$

где Q_i, U_i — соответственно реактивная мощность и напряжение i-го узла; I_l — ток в l-й ветви; $k_{т_{id}}$, $k_{т_{iq}}$ — продольная и поперечная составляющие коэффициентов трансформации трансформаторов.

В программе предусмотрена возможность учета потерь на корону в виде 13 различных типов характеристик удельных потерь:

$$P_{к.уд} = a_1 + a_2 \frac{U}{U_н} + a_3 \frac{U^2}{U_н^2} + a_4 \frac{U^3}{U_н^3} + a_5 \frac{U^4}{U_н^4},$$

где коэффициенты полинома зависят от конструкции линии, марки проводов, погодных условий и т. д.

Программа Б-2/77 позволяет включать в схему сети 300 узлов, 450 ветвей, по 200 источников активной и реактивной мощности, 300 двухобмоточных трансформаторов, в том числе с поперечным регулированием, 20 типов статических характеристик, 100 контролируемых по току линий.

Дадим теперь некоторые общие рекомендации для практического проведения расчетов электрических режимов на ЭВМ.

Расчеты начинаются с подготовки схемы электрической системы. Каждая программа предусматривает возможность включения в схему не более определенного числа узлов и ветвей. Поэтому если в рассматриваемой схеме число узлов или ветвей превышает допустимое, необходимо предварительно произвести преобразования и упростить схему.

Подготовка исходной информации для расчетов представляет собой ответственный этап и требует большой внимательности. В составленной расчетной схеме выполняется нумерация узлов, которая может быть произвольной. Однако удобнее проводить расчеты тогда, когда порядковые соседние номера на схеме расположены рядом.

Всю исходную информацию, которая необходима для расчетов, можно разделить на три группы: общие данные, информация о ветвях и информация об узлах.

В общих данных указывается требуемая точность расчетов. Хотя ЭВМ позволяют получать очень высокую точность расчетов, на практике приходится принимать во внимание увеличение времени счета для достижения повышенной степени точности. В процессе итерационного расчета вычисления считают законченными,

если результаты двух приближений, следующих один за другим, отличаются менее, чем заданные в исходных данных значения.

Кроме показателя точности расчетов, в общих исходных данных указываются номер балансирующего узла и допустимые напряжения в нем, перечисляются все номинальные напряжения, встречающиеся в схеме, задаются статические характеристики нагрузки, отличающиеся от типовых.

В информации о ветвях схемы задаются параметры линий и трансформаторов. Линии представляются П-образной схемой замещения, ее продольные элементы — обычно в виде сопротивлений.

Емкость линии может быть учтена проводимостью B либо сопротивлением $1/B$. Она может быть также представлена половинами зарядных мощностей, записанных в виде генерирующих реактивных мощностей на шинах подстанций. Потери на корону учитываются активной проводимостью.

Трансформаторы вводятся в схему своими активными и реактивными сопротивлениями.

При необходимости учета потерь холостого хода они записываются в виде поперечных активной и реактивной проводимостей или дополнительной нагрузки шин высшего или низшего напряжения подстанций.

Если сеть рассчитывается без приведения сопротивлений к одному напряжению, то для каждого трансформатора дополнительно задается коэффициент трансформации. В проектных расчетах обычно устанавливают средние (номинальные) ответвления трансформаторов. При эксплуатационных расчетах имеется более полная информация и могут быть приняты действительные коэффициенты трансформации.

Следует отметить, что при описанной форме задания исходной информации о ветвях требуется большая предварительная работа по ручному расчету сопротивлений и проводимостей линии электропередачи и трансформаторов. Поэтому целесообразно их расчет осуществлять на ЭВМ.

Нагрузки узлов в исходной информации обычно представляются постоянными мощностями или мощностями с учетом их изменения по статическим характеристикам. Статические характеристики учитываются в виде полиномов второй степени:

$$P = P_{н}\left(a_0 + a_1\frac{U}{U_{н}} + a_2\frac{U^2}{U_{н}^2}\right);$$

$$Q = Q_{н}\left(b_0 + b_1\frac{U}{U_{н}} + b_2\frac{U^2}{U_{н}^2}\right),$$

где $P_{н}$, $Q_{н}$ — соответственно активные и реактивные мощности при номинальном напряжении $U_{н}$; P, Q — мощности узла нагрузки при напряжении U, отличном от номинального.

Программы расчета предусматривают возможность учета типовых статических характеристик, соответствующих узлам нагрузки со смешанным составом потребителей. Для узлов, у которых статические характеристики существенно отличаются от типовых, задаются свои коэффициенты a и b.

Отдельные узлы нагрузки могут быть введены в схему с фиксированным напряжением (опорные узлы). Это обычно узлы с крупными источниками реактивной мощности. Для них задаются активная мощность, модуль напряжения и допустимые пределы изменения реактивной мощности $(Q_{max} - Q_{min})$.

Генераторные узлы представляют постоянными активными и реактивными мощностями либо постоянной активной мощностью, фиксированным модулем напряжения и допустимыми пределами изменения реактивной мощности.

Один из узлов в схеме принимается за балансирующий. Он покрывает всю разность между мощностями генерируемой и потребляемой частей энергосистемы. Для этого узла задаются только допустимые пределы изменения напряжения $(U_{max} - U_{min})$.

Для уменьшения затрат на подготовку исходной информации разработаны специальные программы автоматического поиска ошибок исходных данных. Эти программы позволяют выявлять неверно представленные активные сопротивления, активные мощности, фиксированные напряжения и др. Идея работы программ заключается в том, что после ввода исходных данных производится их проверка на соответствие физическому смыслу. Например, в электрических сетях 110...500 кВ, как правило, $R < X$. Поэтому при неверной записи ЭВМ зафиксирует обратное соотношение и соответствующую ему ветвь.

Общее время расчета на ЭВМ зависит от объема схемы и получаемых параметров режима. Последний фактор связан со сходимостью итерационного процесса, которая существенно зависит от параметров схемы. По мере утяжеления режима сходимость расчета ухудшается. Это особенно важно при проектных расчетах, когда заранее неизвестны даже приближенные режимы намеченного варианта схемы сети.

Из практических расчетов сложных схем видно, что по программам расчета на ЭВМ, использующим метод ускоренной итерации, сходимость обеспечивается достаточно хорошо, если отношение наименьшего напряжения в сети к наибольшему выше 0,7. При $U_{min}/U_{max} = 0{,}5...0{,}7$ сходимость не гарантирована, а при $U_{min}/U_{max} < 0{,}5$ не обеспечивается.

Сходимость итерационных процессов зависит также от точности выбора начальных приближений напряжений в узлах. Чем ближе к истинным значениям принятые начальные приближения, тем быстрее сходится итерационный процесс.

В результате расчета на печатающее устройство могут быть выведены напряжения во всех узлах, потоки мощности по всем ветвям и нагрузки узлов, суммарные потери активной и реактивной мощностей.

8. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СРЕДСТВ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОНОМИЧНОСТИ И ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

8.1. ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ЗАМЕЧАНИЯ

Экономичность работы электрической системы в значительной степени характеризуется потерями мощности и энергии в электрических сетях. Один из наиболее эффективных способов снижения потерь — повышение номинального напряжения сети, что сопровождается существенным увеличением ее пропускной способности. Другой эффективный путь снижения потерь мощности и энергии основан на организации рационального регулирования режимов напряжений и потоков мощности в электрических сетях путем соответствующего выбора регулирующих и компенсирующих устройств.

Современные энергосистемы имеют сложно-замкнутые электрические сети с номинальными напряжениями 110...750 кВ. Такие сети, содержащие несколько номинальных напряжений, характеризуются высокой степенью неоднородности. В них естественное распределение мощностей значительно отличается от экономичного, соответствующего минимуму потерь мощности.

Режимы напряжений и потоки мощности в сети можно регулировать, применяя следующие устройства: генераторы электрических станций, синхронные компенсаторы, статические конденсаторы, управляемые статические источники реактивной мощности, трансформаторы (автотрансформаторы) связи замкнутых сетей различных номинальных напряжений с продольно-поперечным или только с продольным регулированием напряжения, регулируемые под нагрузкой трансформаторы тупиковых подстанций. Эти устройства, улучшая режим напряжений и разгружая электрическую сеть от реактивной мощности, позволяют одновременно увеличить передаваемую активную мощность.

Ниже рассмотрены пути повышения экономичности и пропускной способности электрических сетей.

8.2. ОСНОВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Под *пропускной способностью* электрической сети понимают активную мощность, которую позволяют передать технические возможности или которую передавать целесообразно экономически.

Для характеристики технически возможной пропускной способности используют понятие *предела передаваемой мощности.* Этот предел может ограничиваться следующими основными факторами: устойчивостью параллельной работы электрических станций или узлов нагрузки, допустимым током по нагреву, допустимыми отклонениями напряжения у потребителей (допустимыми потерями напряжения).

В электрических сетях 220 (110) кВ и выше предел передаваемой мощности наступает обычно по условию устойчивости, а в сетях 110 кВ и ниже — по условию нагрева либо по допустимым отклонениям напряжения.

В первом случае предел мощности можно определить по угловой характеристике

$$\text{при } \sin\Theta=90^\circ: \quad \begin{matrix} P=U_1U_2\sin\Theta/X; \\ P_{\text{пр}}=U_1U_2/X, \end{matrix} \tag{8.1}$$

где U_1, U_2 — напряжения на концах электропередачи; Θ — угол сдвига между векторами U_1 и U_2; X — индуктивное сопротивление электропередачи.

Из формулы (8.1) следует, что повышение номинального напряжения позволяет увеличить пропускную способность сети пропорционально квадрату напряжения. При заданном номинальном напряжении можно добиться увеличения предела передаваемой мощности путем соответствующего регулирования напряжения на концах электропередачи.

Другой путь увеличения предела передаваемой мощности заключается в снижении индуктивного сопротивления. К наиболее распространенным на практике способам относятся расщепление проводов в фазе и применение устройств продольной компенсации.

Если пропускная способность сети ограничивается допустимым током по нагреву, то ее увеличения можно добиться повышением номинального напряжения сети. Запишем выражения мощности при различных номинальных напряжениях:

$$P_1=\sqrt{3}U_{1\text{н}}I_{\text{доп}}\cos\varphi;$$

$$P_2=\sqrt{3}\,U_{2\text{н}}I_{\text{доп}}\cos\varphi.$$

Отсюда следует, что при $U_{2\text{н}}>U_{1\text{н}}$ предел передаваемой мощности увеличивается по сравнению с P_1 в $U_{2\text{н}}/U_{1\text{н}}$ раз:

$$P_2=P_1U_{2\text{н}}/U_{1\text{н}}.$$

Не изменяя значения тока, передаваемую активную мощность можно увеличить с помощью установки поперечных компенсирующих устройств. Это и следует из уравнения

$$I=I_{\text{доп}}=S/(\sqrt{3}\,U)=\sqrt{P^2+Q^2}\,/(\sqrt{3}\,U)=$$
$$=\sqrt{P_{\text{п.к}}^2+(Q_{\text{п.к}}-Q_{\text{к}})^2}/(\sqrt{3}\,U),$$

где S, P, Q — мощности в исходном режиме; $P_{п.к}$, $Q_{п.к}$ — увеличенные мощности подключенных потребителей; $Q_к$ — мощность компенсирующих устройств. Соответствующим выбором $Q_к$ при неизменном допустимом токе $I_{доп}$ можно получить $P_{п.к} > P$.

Необходимая мощность компенсирующих устройств определяется по выражению

$$Q_к = P_{п.к} \operatorname{tg} \varphi - \sqrt{S^2 - P_{п.к}^2},$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ — коэффициент реактивной мощности нагрузки.

При ограничении пропускной способности допустимыми потерями напряжения $\Delta U_{доп}$ можно записать следующее уравнение:

$$\Delta U = \Delta U_{доп} = P_1 (R + X \operatorname{tg} \varphi) 100 / U_{1н}^2 =$$
$$= P_2 (R + X \operatorname{tg} \varphi) 100 / U_{2н}^2 \%,$$

где R, X — параметры сети; P_1, P_2 — предел передаваемой мощности при номинальных напряжениях сети соответственно $U_{1н}$ и $U_{2н}$. Отсюда при $U_{2н} > U_{1н}$

$$P_2 = P_1 (U_{2н} / U_{1н})^2,$$

т. е. передаваемая мощность пропорциональна квадрату номинального напряжения сети.

При рассматриваемом ограничении пропускная способность может быть также увеличена с помощью устройств поперечной и продольной компенсации.

Необходимую мощность устройств поперечной компенсации $Q_к$ при увеличении пропускной способности с P до $P_{п.к}$ найдем, приравняв потери напряжения до и после установки компенсирующих устройств:

$$\Delta U = \Delta U_{доп} = P (R + X \operatorname{tg} \varphi) / U_н = (P_{п.к} (R + X \operatorname{tg} \varphi) - Q_к X) / U_н.$$

Отсюда

$$Q_к = (P_{п.к} - P) (R / X + \operatorname{tg} \varphi).$$

Если применяется устройство продольной компенсации, можно записать следующее уравнение:

$$\Delta U = \Delta U_{доп} = P_1 (R + X \operatorname{tg} \varphi) / U_н = P_2 (R + (X - X_C) \operatorname{tg} \varphi) / U_н,$$

где P_1, P_2 — передаваемые мощности до и после установки устройства; X_C — емкостное сопротивление продольной компенсации. Отсюда

$$X_C = (1 - (P_1 / P_2)) (R / (\operatorname{tg} \varphi) + X).$$

Выразим X_C через степень компенсации k_C:

$$X_C = k_C X.$$

Тогда

$$k_C = (1 - (P_1 / P_2)) (R / (X \operatorname{tg} \varphi) + 1).$$

Необходимая мощность устройства продольной компенсации

$$Q_C = 3I^2 X k_C = S^2 X k_C / U^2,$$

где I, S — соответственно ток и мощность, передаваемые по сети.

Продольная компенсация оказывается эффективной при относительно высоких коэффициентах реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi$ и в линиях со сравнительно крупными сечениями проводов. Наряду с повышением пропускной способности продольная компенсация выполняет роль регулятора напряжения.

Пример. Определим увеличение пропускной способности сети напряжением $U_6 = 6$ кВ при переводе ее на напряжение $U_{10} = 10$ кВ.

Если пропускная способность ограничивается допустимым током по нагреву и равна P_6, то при неизменном $\cos\varphi$ и напряжении 10 кВ она составит

$$P_{10} = P_6 U_{10}/U_6 = P_6 \cdot 10/6 = 1{,}7P_6.$$

Если же пропускная способность ограничивается потерями напряжения, то при тех же условиях

$$P_{10} = P_6 (U_{10}/U_6)^2 = P_6 (10/6)^2 = 2{,}8P_6.$$

8.3. ЕСТЕСТВЕННОЕ И ЭКОНОМИЧНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТЕЙ В ЗАМКНУТЫХ СЕТЯХ

Теоретические основы оптимизации режимов замкнутых сетей изложены в работе [42]. Рассмотрим основные соотношения, характеризующие распределение мощностей в замкнутом контуре, для выбора эффективных путей повышения экономичности проектируемой сети. Полученные расчетные соотношения будут выражены через мощности узлов нагрузки.

Анализ проведем для неоднородной замкнутой сети, содержащей несколько номинальных напряжений (рис. 8.1). Будем полагать, что коэффициенты трансформации трансформаторов, включенных в контур, уравновешены.

При естественном распределении потоки мощности на начальном $\underline{S}_н$ и конечном $\underline{S}_к$ участках контура без учета потерь мощности определяются по формулам:

$$\underline{S}_{н.е} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \underline{S}_i \underline{Z}_i}{\underline{Z}_к}; \qquad (8.2)$$

$$\underline{S}_{к.е} = \frac{\sum_{j=1}^{n} \underline{S}_j \underline{Z}_j}{\underline{Z}_к},$$

где $\underline{S}_i$, $\underline{S}_j$ — нагрузки соответственно i-го и j-го узлов; $\underline{Z}_i$ — сопротивление ветвей от узла i до узла 0 при обходе контура по на-

правлению $\underline{S}_н$; $\underline{Z}_j$ — сопротивление ветвей от узла j до узла 0 при обходе контура по направлению $\underline{S}_к$; $\underline{Z}_к$ — суммарное сопротивление всех ветвей контура; n — число узлов в контуре, не считая балансирующего узла 0.

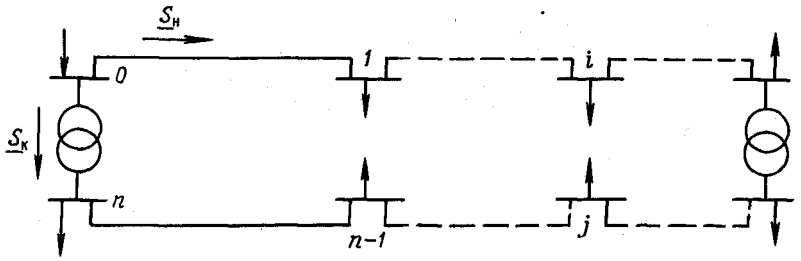


Рис. 8.1. Схема замкнутой сети.

Рассмотрим, будет ли потокораспределение (8.2) наиболее экономичным, т. е. соответствует ли оно минимальным потерям активной мощности.

Суммарные потери мощности в сети

$$\Delta P = \frac{1}{U_н^2} \sum_{l=1}^{m} (P_l^2 + Q_l^2) R_l,$$

где $U_н$ — номинальное напряжение сети; P_l, Q_l — потоки мощности на l-м участке сети; R_l — активное сопротивление l-го участка сети; m — число ветвей в контуре.

Выразим P_l и Q_l через нагрузку начального участка $\underline{S}_н$ и нагрузки узлов $\underline{S}_i$, возьмем частные производные и приравняем их нулю: $\partial \Delta P / \partial P_н = 0$; $\partial \Delta P / \partial Q_н = 0$. Тогда получим, что экономичное распределение мощностей в контуре, соответствующее минимуму потерь активной мощности, выражается формулой

$$P_{н.э} = \sum_{i=1}^{n} P_i R_i / R_к; \quad Q_{н.э} = \sum_{i=1}^{n} Q_i R_i / R_к, \tag{8.3}$$

где $R_к$ — суммарное активное сопротивление всех ветвей контура. Для полной мощности

$$\underline{S}_{н.э} = P_{н.э} - jQ_{н.э} = \sum_{i=1}^{n} \underline{S}_i R_i / R_к. \tag{8.4}$$

Сравнив потокораспределение по выражениям (8.2) и (8.4), можно сделать вывод о том, что в неоднородной сети естественное распределение мощностей не является экономичным. При экономичном распределении мощности по ветвям распределяются в соответствии с активными сопротивлениями.

Аналогично можно получить условия, соответствующие минимальным потерям реактивной мощности в сети. Выразив их в виде

$$\Delta Q = (1/U_{\text{н}}^2) \sum_{l=1}^{m} (P_l^2 + Q_l^2) X_l$$

и приравняв частные производные нулю: $\partial \Delta Q / \partial P_{\text{н}} = 0$; $\partial \Delta Q / \partial Q_{\text{н}} = 0$, получим:

$$P_{\text{н}(\Delta Q = \min)} = \sum_{i=1}^{n} P_i X_i / X_{\text{к}};$$

$$Q_{\text{н}(\Delta Q = \min)} = \sum_{i=1}^{n} Q_i X_i / X_{\text{к}}. \tag{8.5}$$

Рассмотрим, за счет чего естественное распределение мощностей не совпадает с экономичным. Преобразуем выражение (8.2). Для начальной ветви

$$\underline{S}_{\text{н.е}} = \Sigma \underline{S}_i \underline{Z}_i / \underline{Z}_{\text{к}} = \Sigma (P_i - jQ_i)(R_i + jX_i) / (R_{\text{к}} + jX_{\text{к}}).$$

Умножив числитель и знаменатель на $\underline{Z}_{\text{к}}^*$, раскрыв скобки и выделив действительную и мнимую части, получим:

$$P_{\text{н.е}} = \frac{R_{\text{к}} \Sigma P_i R_i + X_{\text{к}} \Sigma P_i X_i}{Z_{\text{к}}^2} + \frac{R_{\text{к}} \Sigma Q_i X_i - X_{\text{к}} \Sigma Q_i R_i}{Z_{\text{к}}^2} = P_{\text{н.н}} + P_{\text{н.у}}; \tag{8.6}$$

$$Q_{\text{н.е}} = \frac{R_{\text{к}} \Sigma Q_i R_i + X_{\text{к}} \Sigma Q_i X_i}{Z_{\text{к}}^2} - \frac{R_{\text{к}} \Sigma P_i X_i - X_{\text{к}} \Sigma P_i R_i}{Z_{\text{к}}^2} = Q_{\text{н.н}} - Q_{\text{н.у}}. \tag{8.7}$$

Для конечной ветви

$$\underline{S}_{\text{к.е}} = \Sigma \underline{S}_j \underline{Z}_j / \underline{Z}_{\text{к}} = \Sigma (P_j - jQ_j)(R_j + jX_j) / (R_{\text{к}} + jX_{\text{к}}).$$

Проделывая далее аналогичные преобразования, получим:

$$P_{\text{к.е}} = \frac{R_{\text{к}} \Sigma P_j R_j + X_{\text{к}} \Sigma P_j X_j}{Z_{\text{к}}^2} + \frac{R_{\text{к}} \Sigma Q_j X_j - X_{\text{к}} \Sigma Q_j R_j}{Z_{\text{к}}^2} = P_{\text{к.н}} + P_{\text{к.у}}; \tag{8.8}$$

$$Q_{\text{к.е}} = \frac{R_{\text{к}} \Sigma Q_j R_j + X_{\text{к}} \Sigma Q_j X_j}{Z_{\text{к}}^2} - \frac{R_{\text{к}} \Sigma P_j X_j - X_{\text{к}} \Sigma P_j R_j}{Z_{\text{к}}^2} = Q_{\text{к.н}} - Q_{\text{к.у}}. \tag{8.9}$$

Имея в виду, что при $i = j$ $P_i = P_j$, $Q_i = Q_j$, а $X_i = X_{\text{к}} - X_j$ и $R_i = R_{\text{к}} - R_j$, будем иметь

$$P_{\text{н.н}} + P_{\text{к.н}} = \frac{R_{\text{к}} \Sigma P_j (R_{\text{к}} - R_j) + X_{\text{к}} \Sigma P_j (X_{\text{к}} - X_j)}{Z_{\text{к}}^2} + \frac{R_{\text{к}} \Sigma P_j R_j + X_{\text{к}} \Sigma P_j X_j}{Z_{\text{к}}^2} = \Sigma P_j = \Sigma P_i. \tag{8.10}$$

Аналогично для реактивных мощностей можно доказать, что

$$Q_{\text{н.н}}+Q_{\text{к.н}}=\Sigma Q_j=\Sigma Q_i. \tag{8.11}$$

Исследуем теперь другие составляющие мощностей, входящие в выражения (8.6) ... (8.9): $P_{\text{н.у}}$, $P_{\text{к.у}}$, $Q_{\text{н.у}}$, $Q_{\text{к.у}}$.

Выражение $P_{\text{н.у}}$ из формулы (8.6) можно записать в следующем виде:

$$P_{\text{н.у}}=\frac{R_{\text{к}}\Sigma Q_j(X_{\text{к}}-X_j)-X_{\text{к}}\Sigma Q_j(R_{\text{к}}-R_j)}{Z_{\text{к}}^2}=$$

$$=\frac{X_{\text{к}}\Sigma Q_jR_j-R_{\text{к}}\Sigma Q_jX_j}{Z_{\text{к}}^2}=-P_{\text{к.у}}. \tag{8.12}$$

Аналогично можно получить

$$Q_{\text{н.у}}=-Q_{\text{к.у}}. \tag{8.13}$$

Из формул (8.10) ... (8.13) следует, что составляющие $P_{\text{н.н}}$, $P_{\text{к.н}}$ и $Q_{\text{н.н}}$, $Q_{\text{к.н}}$ мощностей естественного потокораспределения зависят от сочетания нагрузок, подключенных к узлам сети, и оказываются равными мощностям $\underline{S}_{\text{н.е}}$ и $\underline{S}_{\text{к.е}}$ при $P_{\text{н.у}}=Q_{\text{н.у}}=0$. Составляющие $P_{\text{н.у}}$, $P_{\text{к.у}}$ и $Q_{\text{н.у}}$, $Q_{\text{к.у}}$ на начальном и конечном участках контура равны по величине и противоположны по знаку. Следовательно, они циркулируют внутри контура и имеют одинаковые значения во всех ветвях. Эти мощности называют *уравнительными*.

Если сеть однородная, то

$$X_i/R_i=X_j/R_j=X_{\text{к}}/R_{\text{к}}.$$

Тогда уравнительная мощность

$$P_{\text{н.у}}=\frac{R_{\text{к}}\Sigma Q_iX_i-X_{\text{к}}\Sigma Q_iR_i}{Z_{\text{к}}^2}=\frac{R_{\text{к}}\Sigma Q_iR_i(X_{\text{к}}/R_{\text{к}})-X_{\text{к}}\Sigma Q_iR_i}{Z_{\text{к}}^2}=0.$$

Следовательно, в однородной сети уравнительные мощности $P_{\text{н.у}}=-P_{\text{к.у}}$ отсутствуют. Аналогично можно доказать, что $Q_{\text{н.у}}=-Q_{\text{к.у}}=0$. Тогда естественное распределение мощностей в однородной сети выражается первым членом формулы (8.6):

$$P_{\text{н.е}}=(R_{\text{к}}\Sigma P_iR_i+X_{\text{к}}\Sigma P_iX_i)/Z_{\text{к}}^2. \tag{8.14}$$

Подставив сюда значение

$$X_i=R_iX_{\text{к}}/R_{\text{к}},$$

получим

$$P_{\text{н.е}}=\Sigma P_iR_i/R_{\text{к}}=P_{\text{н.э}}.$$

Для реактивной мощности аналогично

$$Q_{\text{н.е}}=\Sigma Q_iR_i/R_{\text{к}}=Q_{\text{н.э}}.$$

Сравнив полученный результат с формулами (8.3), увидим, что в однородной сети естественное распределение мощностей совпадает с экономичным.

Если в выражение (8.14) подставить значение

$$R_i = X_i R_к / X_к,$$

получим

$$P_{н.е} = \Sigma P_i X_i / X_к.$$

Соответственно для реактивной мощности

$$Q_{н.е} = \Sigma Q_i X_i / X_к.$$

Сопоставив полученные выражения с формулой (8.5), можно сделать вывод о том, что в однородной сети при естественном распределении мощностей достигается минимум потерь не только активной мощности, но и реактивной.

Исследуем теперь подробнее, от чего зависят уравнительные мощности:

$$P_{н.у} = (R_к \Sigma Q_i X_i - X_к \Sigma Q_i R_i) / Z_к^2; \qquad (8.15)$$

$$Q_{н.у} = (R_к \Sigma P_i X_i - X_к \Sigma P_i R_i) / Z_к^2. \qquad (8.16)$$

Активная уравнительная мощность зависит от параметров схемы, их соотношения на отдельных участках и реактивных нагрузок узлов. Эта мощность равна нулю, если для всех узлов $\operatorname{tg}\varphi = 0$. Отсюда следует, что активную уравнительную мощность можно устранить путем полной компенсации реактивных нагрузок во всех узлах замкнутой сети. Уравнительная мощность также будет отсутствовать при выполнении равенства

$$R_к \Sigma Q_i X_i = X_к \Sigma Q_i R_i$$

или при

$$\Sigma Q_i X_i / (\Sigma Q_i R_i) = X_к / R_к.$$

Реактивная уравнительная мощность отсутствует при условии

$$\Sigma P_i X_i / (\Sigma P_i R_i) = X_к / R_к.$$

Из выражений (8.6) и (8.15) следует, что активная уравнительная мощность $P_{н.у}$ совпадает по направлению с нагрузочной $P_{н.н}$, если

$$R_к \Sigma Q_i X_i > X_к \Sigma Q_i R_i$$

или

$$\Sigma Q_i X_i / (\Sigma Q_i R_i) > X_к / R_к.$$

В этом случае она будет догружать верхнюю ветвь (см. рис. 8.1), а нижняя ветвь окажется разгруженной.

В других случаях при

$$\Sigma Q_i X_i / (\Sigma Q_i R_i) < X_к / R_к$$

активная уравнительная мощность имеет противоположное направление и совпадает с направлением $P_{к.н}$.

Из формулы (8.16) видно, что реактивная уравнительная мощность отсутствует при условии

$$\Sigma P_i X_i / (\Sigma P_i R_i) = X_к / R_к.$$

Если

$$\Sigma P_i X_i / (\Sigma P_i R_i) > X_к / R_к,$$

то, как следует из выражений (8.16) и (8.7), реактивная уравнительная мощность будет направлена на начальном участке навстречу нагрузочной мощности $Q_{н.н}$ и разгрузит его, а нижняя ветвь контура догрузится по сравнению с $Q_{к.н}$.

При условии

$$\Sigma P_i X_i / (\Sigma P_i R_i) < X_к / R_к$$

направление реактивной уравнительной мощности совпадает с $Q_{н.н}$.

Для частного случая замкнутой сети, состоящей из двух ветвей (рис. 8.2), уравнительные мощности в верхней ветви, согласно формулам (8.15) и (8.16), будут равны:

$$P_{1у} = \frac{(R_1 + R_2) QX_2 - (X_1 + X_2) QR_2}{Z_к^2};$$

$$Q_{1у} = \frac{(R_1 + R_2) PX_2 - (X_1 + X_2) PR_2}{Z_к^2}.$$

После простых преобразований получим:

$$P_{1у} = Q \frac{X_2/R_2 - X_1/R_1}{Z_к^2/R_1R_2}; \quad Q_{1у} = P \frac{X_2/R_2 - X_1/R_1}{Z_к^2/R_1R_2}.$$

Отсюда можно сделать вывод о том, что ветви с бóльшим значением X/R разгружаются от активной мощности и дополнительно загружаются реактивной мощностью за счет уравнительных мощностей в контуре. Так, если ветвь *1* (рис. 8.2) имеет номиналь-

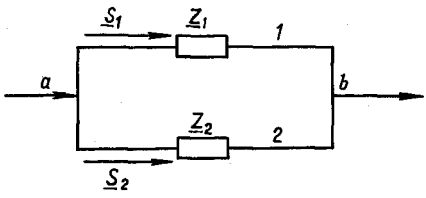


Рис. 8.2. Схема простейшей замкнутой сети.

ное напряжение 220 кВ, а ветвь *2* — 110 кВ, то $X_1/R_1 > X_2/R_2$. Тогда активная мощность $P_{1у} < 0$, т. е. она направлена от точки *b* к точке *a* (см. формулу (8.6)). Реактивная мощность $Q_{1у} < 0$ и поэтому в ветви *1* направлена от точки *a* к точке *b* (см. формулу (8.7)).

Таким образом, неоднородность замкнутой сети обусловливает появление уравнительных мощностей в контурах, которые вызывают уменьшение пропускной способности сети, увеличение потерь мощности и энергии и снижение качества напряжения. При проектировании электрических систем должны быть рассмотрены мероприятия, устраняющие вредное действие уравнительных мощностей, и установлена экономическая целесообразность их применения. К таким мероприятиям прежде всего относятся частичное размыкание замкнутой сети, применение трансформаторов с продольным и продольно-поперечным регулированием, установка устройств продольной компенсации.

8.4. ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ ТРАНСФОРМАТОРОВ С ПРОДОЛЬНО-ПОПЕРЕЧНЫМ РЕГУЛИРОВАНИЕМ

Экономичный режим замкнутой сети можно получить, осуществив принудительное распределение мощностей путем включения в контур ЭДС. Продольная ЭДС создается с помощью ответвлений трансформаторов связи, включенных в контур, а поперечная или продольно-поперечная — с применением вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ).

Пусть при естественном распределении мощностей на одном из участков неоднородной сети мощность $\underline{S}_е$, а при экономичном распределении $\underline{S}_э$ (рис. 8.3). Потери мощности в сети определяются

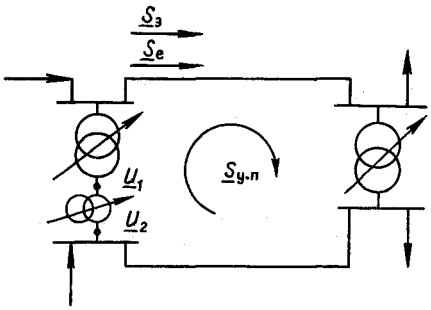


Рис. 8.3. Схема неоднородной сети.

модулями полных мощностей участков. Поэтому для перехода от естественного распределения мощностей к экономичному нужно соответствующим образом изменить модули полных мощностей. Если $S_э > S_е$, то в контур должна быть введена принудительная уравнительная мощность с модулем

$$S_{у.п} = S_э - S_е = \sqrt{P^2_{у.п} + Q^2_{у.п}} ,$$

направленная так, чтобы догрузить верхнюю ветвь сети (см. рис. 8.3).

Отсюда ясно, что требуемая принудительная уравнительная мощность $S_{у.п}$ может быть создана различными путями: только

с помощью $Q_{у.п}$ (при $P_{у.п}=0$); только с помощью $P_{у.п}$ (при $Q_{у.п}=0$); с помощью одновременно $P_{у.п}$ и $Q_{у.п}$. Наиболее легкий путь — это введение в контур $Q_{у.п}$. Рассмотрим его.

В общем случае

$$\underline{S}_{у.п}=\sqrt{3}\,U\underline{I}_{у.п}=U\underline{E}/\underline{Z}_к,$$

где $\underline{Z}_к$ — сопротивление контура; $\underline{E}$ — ЭДС, вводимая в контур.

Отсюда требуемая ЭДС

$$\underline{E}=\underline{S}_{у.п}\underline{Z}_к/\underline{U}.$$

Если уравнительная мощность создается только за счет реактивной, то

$$\underline{S}_{у.п}=-jQ_{у.п}.$$

Тогда

$$\underline{E}=\frac{-jQ_{у.п}(R_к+jX_к)}{U}=\frac{Q_{у.п}X_к}{U}-j\frac{Q_{у.п}R_к}{U}.$$

Так как в трансформаторах и воздушных линиях напряжением 750...110 кВ $X\gg R$, то

$$\underline{E}\approx E'=Q_{у.п}X_к/U.$$

Отсюда следует, что необходимую уравнительную мощность $S_{у.п}$ можно создать только с помощью уравнительного потока реактивной мощности $Q_{у.п}$, для получения которого в контур достаточно ввести только E' — продольную ЭДС. Эта ЭДС может быть создана с помощью трансформаторов связи сетей различных номинальных напряжений:

$$E'=E'_т=U\left(1-\prod_{i=1}^{n}k_i\right),$$

где k_i — коэффициент трансформации i-й ветви контура; n — число ветвей в контуре.

Эффект от введения в контур только продольной ЭДС будет наблюдаться до тех пор, пока сеть одного из номинальных напряжений (см. рис. 8.3) не разгрузится от реактивной мощности до нуля.

Применение продольно-поперечной ЭДС позволяет оказывать влияние на потоки как активных, так и реактивных мощностей и перераспределять их так, чтобы каждый из потоков соответствовал мощности при ее экономичном распределении.

Уравнительная мощность, которая должна быть создана с помощью ВДТ для перехода к экономичному режиму, имеет вид:

$$\underline{S}_{у.п}=\underline{S}_э-\underline{S}_е=(P_э-P_е)-j(Q_э-Q_е)=P_{у.п}-jQ_{у.п}, \qquad (8.17)$$

где $\underline{S}_э$, $\underline{S}_е$ — мощности соответственно при экономичном и естественном распределении, рассчитываемые по формулам (8.4) и (8.2).

Требуемые параметры ВДТ составляют

$$\underline{E}_э = E'_э + jE''_э = \frac{\underline{S}_{у.п} Z_к}{U} = \frac{(P_{у.п} - jQ_{у.п})(R_к + jX_к)}{U}.$$

Раскрыв скобки, получим:

$$E'_э = \frac{P_{у.п}R_к + Q_{у.п}X_к}{U}; \quad E''_э = \frac{P_{у.п}X_к - Q_{у.п}R_к}{U}.$$

Для сетей, в которых $X \gg R$, составляющие ЭДС равны:

$$E'_э \approx \frac{Q_{у.п}X_к}{U}; \quad E''_э \approx \frac{P_{у.п}X_к}{U}. \qquad (8.18)$$

Знаки продольной и поперечной ЭДС зависят от требуемого направления принудительных уравнительных мощностей $Q_{у.п}$ и $P_{у.п}$. Пример включения положительных ЭДС E' и E'' для одной из фаз применительно к рассматриваемой схеме (см. рис. 8.3) показан на рис. 8.4.

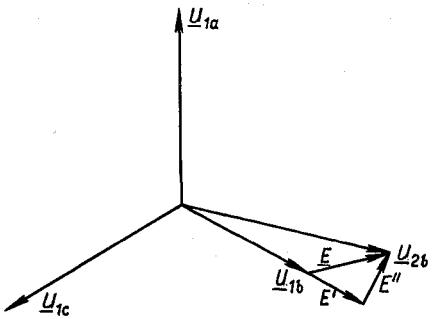


Рис. 8.4. Векторная диаграмма напряжений.

С целью снижения класса номинального напряжения и номинальной мощности ВДТ их обычно устанавливают в сети низшего напряжения, в ветвях с меньшей пропускной способностью. Однако при наличии контуров одного напряжения создаваемые в них от ВДТ уравнительные мощности способны вызвать увеличенные потери мощности, что может свести к нулю эффект от применения ВДТ. Поэтому более целесообразным местом установки ВДТ оказывается ветвь трансформатора связи сетей двух различных номинальных напряжений (см. рис. 8.3). Номинальную проходную мощность ВДТ выбирают исходя как из нормальных, так и послеаварийных режимов.

В ряде случаев эффективной оказывается установка ВДТ с продольно-поперечным регулированием в нейтрали автотрансформаторов связи. Такое решение, как показали исследования, экономически обосновано в замкнутых сетях, содержащих номинальные напряжения 750 и 330 кВ.

Если заранее нет конкретных соображений о месте установки

ВДТ, то выбор мест размещения и параметров ВДТ в сложнозамкнутой сети, содержащей несколько контуров, может быть произведен по следующему укрупненному алгоритму:

1) определяют естественное и экономичное распределение мощностей при номинальных коэффициентах трансформации трансформаторов связи;

2) находят по формуле (8.17) требуемые принудительные уравнительные мощности в независимых контурах;

3) определяют по формулам (8.18) параметры ВДТ для каждого независимого контура, при этом установку ВДТ предусматривают в цепях трансформаторов связи;

4) вводят поочередно ВДТ в каждый контур и определяют экономическую эффективность от его установки. Установка ВДТ экономически целесообразна, если выполняется условие

$$З_э > (p_н + p) K_{ВДТ}, \qquad (8.19)$$

где $З_э$ — экономический эффект от снижения потерь энергии в сети, определяемый с учетом потерь энергии в ВДТ; $K_{ВДТ}$ — капитальные затраты на ВДТ; $p_н$ — нормативный коэффициент эффективности капитальных затрат; p — отчисления на амортизацию и текущий ремонт ВДТ;

5) принимают к установке ВДТ, дающий наибольший экономический эффект;

6) расчеты по пп. 1...5 с учетом установленных ВДТ повторяют до тех пор, пока соблюдается условие (8.19).

В связи с тем, что наибольшее снижение потерь мощности может иметь место как в максимальном, так и в других режимах энергосистемы, параметры ВДТ приходится выбирать на основе анализа ряда характерных режимов. Учет динамики нагрузок и схемы сети во времени также создает некоторые затруднения при выборе оптимальных мест установки и параметров ВДТ.

8.5. ПРИМЕНЕНИЕ ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИИ В ЗАМКНУТЫХ СЕТЯХ

Рассмотрим принципиальную возможность повышения экономичности замкнутой сети с помощью устройств продольной компенсации. Необходимый эффект достигается за счет того, что установки продольной компенсации снижают неоднородность сети, при этом естественное распределение мощностей приближается к экономичному. Снижения неоднородности сети можно добиться, выполняя емкостную продольную компенсацию в ветвях контура, которые имеют более высокое значение отношения X/R, либо индуктивную компенсацию в ветвях с меньшим отношением X/R. Для практики представляет интерес первый способ, т. е. применение емкостной компенсации.

Если замкнутая сеть состоит из двух ветвей (рис. 8.5), то необходимые параметры устройства продольной емкостной компенсации

можно найти, приравняв потоки мощности при экономичном и естественном распределении мощностей:

$$\underline{S}_{э1}=\underline{S}_{e1}=\underline{S}R_2/(R_1+R_2)=\underline{S}\,\underline{Z}_2/(\underline{Z}_1+\underline{Z}_2-jX_C).$$

Отсюда после простых преобразований получим требуемое сопротивление продольной компенсации:

$$X_C=X_1-(R_1X_2/R_2).$$

Если в контуре больше двух ветвей, то с помощью продольной компенсации в большинстве случаев не удается обеспечить одно-

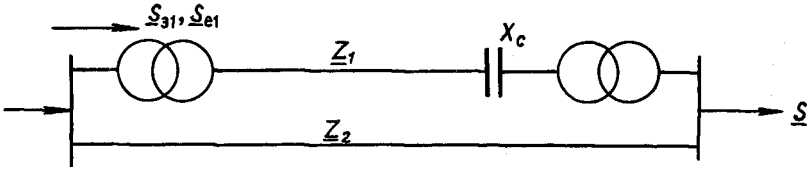


Рис. 8.5. Замкнутая сеть с продольной емкостной компенсацией.

временно экономичное распределение активных и реактивных мощностей. В этом случае сопротивление емкостной компенсации выбирают таким образом, чтобы оптимально распределить активные мощности, а перераспределение реактивных мощностей осуществляется с помощью продольной ЭДС, создаваемой при переключении ответвлений трансформаторов связи. При таком подходе необходимое сопротивление продольной емкостной компенсации в ветви k X_{Ck} может быть определено по формуле [42]

$$X_{Ck}\approx\frac{1}{P_{эk}}\sum_{i=1}^{n}P_{эi}X_i,$$

где $P_{эi}$, $P_{эk}$ — активные мощности при экономичном потокораспределении в ветвях соответственно i и k; n — число ветвей в контуре; X_i — индуктивное сопротивление i-й ветви.

Устройства продольной компенсации, устанавливаемые в замкнутых сетях, должны быть проверены по допустимому току в ремонтных и послеаварийных режимах. Если в этих режимах требуется значительно увеличить установленную мощность конденсаторной батареи, то целесообразно предусмотреть ее шунтирование при появлении перегрузок.

8.6. ОБЩИЙ ПОДХОД К КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

Покрытие реактивных нагрузок потребителей и компенсация потоков реактивной мощности в элементах электрической сети могут быть осуществлены за счет генераторов электрических станций, синхронных компенсаторов, батарей статических конденсаторов, стати-

ческих управляемых источников реактивной мощности (ИРМ). Включение компенсирующих устройств в узлы нагрузки приводит к снижению потерь мощности и энергии в сети и создает положительные добавки напряжения. Если компенсирующее устройство выполнено так, что в процессе эксплуатации можно изменять его мощность, то появляется возможность создавать переменные добавки напряжения и регулировать тем самым напряжение в узлах. В таких случаях компенсирующая установка одновременно выполняет функции регулирования напряжения. Наряду с компенсирующими устройствами для регулирования напряжения в энергосистеме используются специальные регулирующие аппараты, основные из которых — трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой и линейные регуляторы.

Таким образом, достижение желаемых технического и экономического эффектов должно производиться путем взаимосвязанного выбора средств компенсации реактивных нагрузок и регулирования напряжения.

Задача выбора компенсирующих и регулирующих устройств составляет неотъемлемую часть комплекса вопросов проектирования схем развития энергосистемы. Поэтому оптимизацию размещения средств регулирования напряжения и компенсации реактивных нагрузок необходимо проводить для всех вариантов схем, намеченных к рассмотрению.

При проектировании развития энергосистемы подлежат решению следующие вопросы: определение оптимальной суммарной мощности дополнительных источников реактивной мощности, удовлетворяющей требованиям баланса реактивных мощностей в максимальном режиме энергосистемы; оптимизация распределения этих источников между отдельными узлами энергосистемы; нахождение наиболее выгодной очередности ввода компенсирующих устройств; выявление необходимых диапазонов регулирования и выбор типа компенсирующих устройств.

Подход, обеспечивающий наиболее полное решение задачи компенсации реактивной мощности,— совместное рассмотрение электрических сетей различных номинальных напряжений: от электрических станций до электроприемников. Но, очевидно, практически это осуществить невозможно. Поэтому все электрические сети разделяют на подсистемы и для каждой из них принимают решение по размещению компенсирующих устройств.

Следует также учитывать, что схема и нагрузки энергосистемы не остаются постоянными, а изменяются во времени и пространстве: вводятся новые электростанции, подстанции, линии электропередачи, подключаются к сетям энергосистемы новые потребители. В связи с этим одно и то же компенсирующее устройство в разные годы используется с различной эффективностью.

Задачу оптимизации мощности и размещения компенсирующих устройств можно математически сформулировать в общем виде. Однако, как показывает опыт, прямое решение такой задачи связано с большими трудностями, и неизбежен ввод разного рода

упрощений и допущений. Поэтому более целесообразно вводить некоторые практические критерии, на основе которых осуществляется размещение компенсирующих устройств [12].

Установка дополнительного i-го компенсирующего устройства будет эффективной, если

$$З_э(Q_{кi}) - З_к(Q_{кi}) \geqslant 0, \tag{8.20}$$

где $З_э(Q_{кi})$ — экономический эффект в энергосистеме, получаемый при установке дополнительного компенсирующего устройства мощностью $Q_{кi}$; $З_к(Q_{кi})$ — затраты, связанные с установкой дополнительного компенсирующего устройства.

Установка дополнительного компенсирующего устройства окажется наиболее выгодной в том месте, где

$$З_э(Q_{кi}) - З_к(Q_{кi}) = \max.$$

Затраты, связанные с установкой компенсирующего устройства, можно определить согласно выражению

$$З_к = (p_н + p) k_{уд} Q_к + \Delta P_{уд} Q_к T_к \beta, \tag{8.21}$$

где $p_н$ — нормативный коэффициент эффективности капитальных затрат; p — отчисления на амортизацию и текущий ремонт компенсирующего устройства; $k_{уд}$ — удельные капитальные затраты на компенсирующее устройство; $\Delta P_{уд}$ — удельные потери мощности в компенсирующем устройстве; $T_к$ — число часов работы компенсирующего устройства в году; β — стоимость 1 кВт·ч потерянной энергии.

Выражение (8.21) можно представить в виде

$$З_к = Q_к T_к \beta_к, \tag{8.22}$$

если расчетное значение стоимости 1 квар·ч, выдаваемого компенсирующим устройством, определять формулой

$$\beta_к = \Delta P_{уд} \beta + k_{ун} (p_н + p) / T_к.$$

Экономический эффект от установки компенсирующего устройства

$$З_э = З_{\Delta э} + З_Q + З_U,$$

где отдельные составляющие характеризуют соответственно эффект от снижения потерь энергии, снижения потерь реактивной мощности и повышения качества напряжения у потребителей. Если расстановку компенсирующих устройств производить исходя из того, что в узлах должны быть обеспечены требуемые режимы напряжений, то эффект количественно определяется только первыми двумя составляющими — $З_{\Delta э}$ и $З_Q$.

Экономия на потерях активной мощности и энергии за счет повышения уровней напряжения, снижения потоков реактивной мощности и экономической загрузки существующих источников

реактивной мощности равна

$$З_{\Delta Э} = (\Delta P_1 \tau_{1р} - \Delta P_2 \tau_{2р})\beta \approx \delta P \tau_р^{ср} \beta,$$

где ΔP_1, ΔP_2 — потери активной мощности соответственно до и после установки компенсирующего устройства в максимальном режиме; $\tau_{1р}$, $\tau_{2р}$ — время потерь от передачи реактивной мощности соответственно до и после компенсации; $\tau_р^{ср}$ — среднее значение времени потерь; $\delta P = \Delta P_1 - \Delta P_2$ характеризует снижение потерь мощности при установке дополнительного компенсирующего устройства.

Обозначив удельную экономию на потерях мощности через

$$k_э^{ср} = \delta P / Q_к,$$

получим

$$З_{\Delta Э} = Q_к k_э^{ср} \tau_р^{ср} \beta. \qquad (8.23)$$

Значение $\tau_р^{ср}$ приближенно может быть определено по формуле

$$\tau_р^{ср} = (0{,}8 \cdot 10^{-4}\ T_р + 0{,}3) T_р,$$

где $T_р$ — время использования максимальной реактивной мощности, определяющееся временем использования максимальной активной мощности $T_а$:

$$T_р = \sqrt{8760 T_а}.$$

Снижение потерь реактивной мощности δQ можно рассматривать как экономию на компенсирующих устройствах, мощность которых равна потерям. Экономия за счет потерь реактивной мощности определится по формуле

$$З_Q \approx \delta Q \tau_р^{ср} \beta_к.$$

Обозначив удельное снижение потерь реактивной мощности через

$$k_{э.р}^{ср} = \delta Q / Q_к,$$

получим

$$З_Q = Q_к k_{э.р}^{ср} \tau_р^{ср} \beta_к. \qquad (8.24)$$

Подставив значения отдельных составляющих, полученных из формул (8.22), (8.23) и (8.24), в выражение (8.20), запишем условие целесообразности установки компенсирующего устройства:

$$Q_к k_э^{ср} \tau_р^{ср} \beta + Q_к k_{э.р}^{ср} \tau_р^{ср} \beta_к \geqslant Q_к T_к \beta_к.$$

Из данного уравнения найдем граничное значение удельного снижения потерь, ниже которого установка компенсирующего устройства нецелесообразна:

$$k_э^0 = (T_к / (\tau_р^{ср}) - k_{э.р}^{ср}) \beta_к / \beta. \qquad (8.25)$$

В результате многочисленных исследований установлено, что экономический эффект от компенсирующих устройств за счет снижения потерь реактивной мощности значительно ниже эффекта

от снижения потерь активной энергии и составляет

$$З_Q < (0{,}06...0{,}10) З_{\Delta э}.$$

С учетом этого выражение (8.25) примет вид

$$k_э^0 = T_к \beta_к / ((1{,}0...1{,}1) \tau_р^{ср} \beta). \qquad (8.26)$$

Строго говоря, значение $k_э^0$ для различных узлов энергосистемы будет различным. Однако при проектных расчетах сложно-замкнутых сетей его с некоторым приближением можно принимать одинаковым для всей энергосистемы.

Установка компенсирующего устройства в i-м узле нагрузки целесообразна в том случае, если фактическое удельное снижение потерь больше граничного значения:

$$k_{эi} > k_э^0. \qquad (8.27)$$

Как уже отмечалось, при наиболее общей постановке задачи расчета рациональной компенсации реактивных нагрузок в энергосистеме требуется одновременный учет электрических сетей всех иерархических уровней (всех номинальных напряжений). Однако включение всех сетей в одну расчетную схему не удается осуществить из-за ограниченных возможностей ЭВМ. Кроме того, проектирование различных видов электрических сетей (питающих, распределительных и т. п.) выполняется различными проектными организациями. В связи с этим неизбежно разделение всей электрической системы на подсистемы и выполнение расчетов раздельно

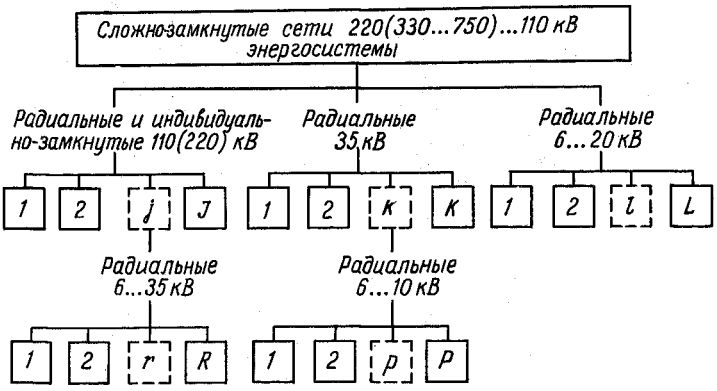


Рис. 8.6. Схема разделения электрической системы на подсистемы.

для каждой из них. При этом для достижения наибольшей эффективности компенсирующих устройств необходимо обеспечить стыковку результатов расчетов для различных иерархических уровней.

Электрическую систему часто разделяют на подсистемы, как показано на рис. 8.6. По линиям электропередачи напряже-

нием 330 кВ и выше передача реактивных мощностей экономически нецелесообразна. Поэтому электрические сети объединенной энергосистемы напряжением 330...750 кВ должны рассматриваться самостоятельно, и компенсирующие устройства в них следует выбирать исходя из приемлемых уровней напряжения, которые обеспечивают минимальные перетоки реактивных мощностей. В качестве отдельных подсистем выделяются сложно-замкнутые сети напряжением 220...110 кВ. Эти сети могут также содержать участки сети напряжением 330...750 кВ. Если электрическая сеть 330... ...750 кВ развита не сильно, то она может полностью входить в подсистему замкнутых сетей 220...110 кВ. Далее выделяются подсистемы, содержащие радиальные или индивидуально-замкнутые сети напряжением 110... ...6 кВ (рис. 8.7).

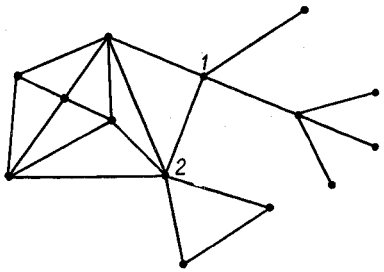


Рис. 8.7. Упрощенная схема сети энергосистемы.

Совместный выбор компенсирующих устройств в питающих и распределительных сетях можно осуществить следующим образом. Для каждой радиальной или индивидуально-замкнутой сети производится оптимизация размещения компенсирующих устройств (см. § 8.7). Такая оптимизация выполняется для различных уровней суммарной мощности компенсирующих устройств $Q_{к\Sigma}$, подлежащей экономичному распределению в радиальной сети. В результате для каждой радиальной или индивидуально-замкнутой сети данного узла (например, *1, 2* на рис. 8.7) можно построить зависимости $З_{эj}=f(Q_{к\Sigma})$ и $k_{эj}=f(Q_{к\Sigma})$, характеризующие изменение экономического эффекта за счет компенсирующих устройств и удельного снижения потерь от суммарной мощности компенсирующих устройств в данной распределительной сети (рис. 8.8). На этот же график нанесем линию граничного значения удельного снижения потерь $k_э^0$. Из графика следует, что, по условию оптимизации режима данной распределительной сети, экономически целесообразная суммарная мощность компенсирующих устройств равна $Q_{к.э}$, при которой $k_{эj}=k_э^0$. После построения таких зависимостей для каждой радиальной сети приступают к оптимизации размещения компенсирующих устройств в питающих сложно-замкнутых сетях (см. § 8.8). При этом в качестве критерия целесообразности установки компенсирующего устройства используется условие (8.27), в котором значение $k_{эi}$ находится по формуле

$$k_{эi}=k_{э.п}+k_{эj}, \qquad (8.28)$$

где $k_{э.п}$ — удельное снижение потерь мощности в питающей сложно-замкнутой сети при установке компенсирующего устройства в i-м узле; $k_{эj}$ — удельное снижение потерь мощности в j-й радиальной распределительной сети, питающейся от i-го узла. Это значение

определяется по зависимостям, приведенным на рис. 8.8, при мощности компенсирующих устройств, установленной на предшествующих этапах расчета.

Размещение компенсирующих устройств в питающих сетях автоматически позволяет получить экономичное решение, связанное

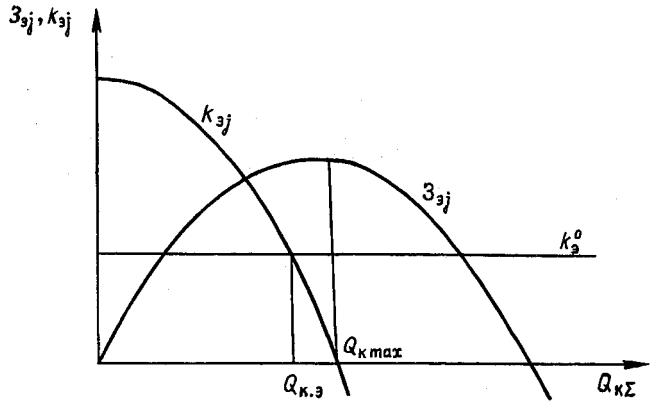


Рис. 8.8. Зависимости $З_{эj}$ и $k_{эj}$ от мощности компенсирующих устройств $Q_{кΣ}$.

с их расстановкой в распределительных радиальных сетях. Если рациональная мощность компенсирующих устройств i-го узла питающей сети $Q_{кi} \leqslant Q_{к\,max}$ (см. рис. 8.8) ($Q_{к\,max}$ — мощность компенсирующих устройств, дающая наибольший абсолютный экономический эффект в распределительной сети), то всю мощность $Q_{кi}$ целесообразно рассредоточить по распределительной сети. Если же окажется, что $Q_{кi} > Q_{к\,max}$, то целесообразно мощность $Q_{к\,max}$ рассредоточить по распределительной сети, а оставшуюся мощность компенсирующих устройств ($Q_{кi} - Q_{к\,max}$) установить непосредственно в i-м узле питающей сети.

8.7. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНЫХ НАГРУЗОК В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Пусть задана схема сети, питающейся от одного узла сложнозамкнутой сети энергосистемы. В эту схему могут входить как радиальные, так и замкнутые сети одного номинального напряжения (рис. 8.9). Известна общая мощность компенсирующих устройств $Q_{кΣ}$, которую требуется распределить между узлами сети, т. е. необходимо найти вектор мощностей компенсирующих устройств

$$\vec{Q}_к = \| Q_{к1}, Q_{к2}, \ldots, Q_{кn} \|^T,$$

при котором в сети будет обеспечиваться минимум потерь мощности.

Для решения этой задачи применим метод динамического программирования. Составим целевую функцию в следующем виде:

$$\delta P = \Delta P_0 - \Delta P = \delta P(Q_{к1}, Q_{к2}, \ldots, Q_{кn}),$$

где ΔP_0, ΔP — потери мощности в сети соответственно до и после установки компенсирующих устройств; δP — снижение потерь;

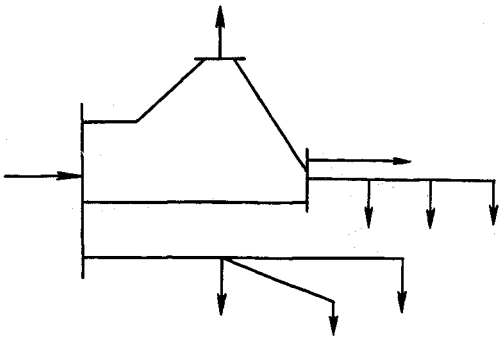


Рис. 8.9. Пример распределительной сети.

n — число узлов, в которых по желанию расчетчика намечается проверка целесообразности установки компенсирующих устройств.

Тогда задачу оптимизации можно сформулировать следующим образом:

$$\max \delta P = \max\{\Delta P_0 - \Delta P(Q_{к1}, Q_{к2}, \ldots, Q_{кn})\}.$$

При этом примем ограничения:

$$\sum_{i=1}^{n} Q_{кi} = Q_{к\Sigma}; \tag{8.29}$$

$$Q_{кi} \geqslant 0; \tag{8.30}$$

$$U_{\min} \leqslant U_i \leqslant U_{\max}; \tag{8.31}$$

$$Q_{кi} \leqslant Q_{кi}^{\max}; \tag{8.32}$$

$$I_k \leqslant I_{k\,доп}. \tag{8.33}$$

Ограничение (8.29) означает, что мощность всех компенсирующих устройств должна равняться заданной суммарной мощности. Ограничение (8.30) показывает, что мощность компенсирующего устройства не должна быть отрицательной. По ограничению (8.31) осуществляется контроль напряжений в узлах. Предельные значения могут быть заданы либо едиными для всех узлов, либо различными для каждого узла. В последнем случае в выражение (8.31) следует подставить $U_{i\,\min}$ и $U_{i\,\max}$. Ограничение (8.32) должно вводиться, если имеются какие-либо соображения о предельной мощности компенсирующего устройства в данном узле, например в случае, когда не допускается перекомпенсация

реактивной мощности в узле. Ограничение (8.33) контролирует ток на участках сети. В проектных расчетах оно может быть опущено.

Рекуррентное соотношение запишем в виде

$$h_m(Q_к) = \max\{h_{m-1}(Q_к - Q_m) + \\ + (\Delta P_{m-1}(Q_к - Q_m) - \Delta P_m(Q_m))\}. \quad (8.34)$$

Решение данной задачи целесообразно только с помощью ЭВМ. При этом вычислительный процесс будет происходить следующим образом.

Зададимся рядом дискретных значений мощности компенсирующего устройства: $0, \Delta, 2\Delta, \ldots, r\Delta$, причем так, что $r\Delta = Q_{кΣ}$. Вычислим при $Q_{кΣ} = 0$ потери мощности в сети и запомним их:

$$h_0(Q_к) = \Delta P_0.$$

Вычислим функцию $h_1(Q_к)$ на первом шаге:

$$h_1(Q_к) = \Delta P_0 - \Delta P_1(Q_к).$$

Для этого поочередно в первом узле установим компенсирующее устройство мощностью $\Delta, 2\Delta, \ldots, r\Delta$ и вычислим потери мощности ΔP_1. В результате получим вектор-столбец значений h_1, в котором каждая строка соответствует компенсирующему устройству определенной мощности:

$$\vec{h}_1 = \|h_1^1 h_1^2 \ldots h_1^r\|^{\mathrm{T}}. \quad (8.35)$$

Используя рекуррентное соотношение (8.34), вычислим значение функции $h_2(Q_к)$ на втором шаге:

$$h_2(Q_к) = \max\{h_1(Q_к - Q_2) + (\Delta P_1(Q_к - Q_2) - \Delta P_2(Q_2))\}.$$

Вычисление производится при всех возможных дискретных значениях мощности компенсирующих устройств во втором узле Q_2. Соответствующие значения h_1 выбираем из матрицы (8.35). В результате для каждого значения $Q_{кΣ}$ из всех найденных значений h_2 выбираем максимальное $h_{2\max}$, которое запоминаем. Остальные значения h_2 из памяти ЭВМ убираем.

В результате получим вектор-столбец максимальных значений h_2:

$$\vec{h}_{2\max} = \|h_{2\max}^1 h_{2\max}^2 \ldots h_{2\max}^r\|^{\mathrm{T}}.$$

На третьем шаге

$$h_3(Q_к) = \max\{h_2(Q_к - Q_3) + (\Delta P_2(Q_к - Q_3) - \Delta P_3(Q_3))\}.$$

На последнем, n-м шаге

$$h_n(Q_к) = \max\{h_{n-1}(Q_к - Q_n) + (\Delta P_{n-1}(Q_к - Q_n) - \Delta P_n(Q_n))\}.$$

Получим вектор-столбец максимальных значений h_n:

$$\vec{h}_{n\max} = \|h_{n\max}^1 h_{n\max}^2 \ldots h_{n\max}^r\|^{\mathrm{T}}.$$

В результате будет найдено максимальное значение целевой функции снижения потерь:

$$\max \delta P = h^{i}_{n\max}$$

при любой суммарной мощности компенсирующих устройств $Q_{к\Sigma} = \Delta, 2\Delta, \ldots, r\Delta$. По этому значению определяются оптимальные

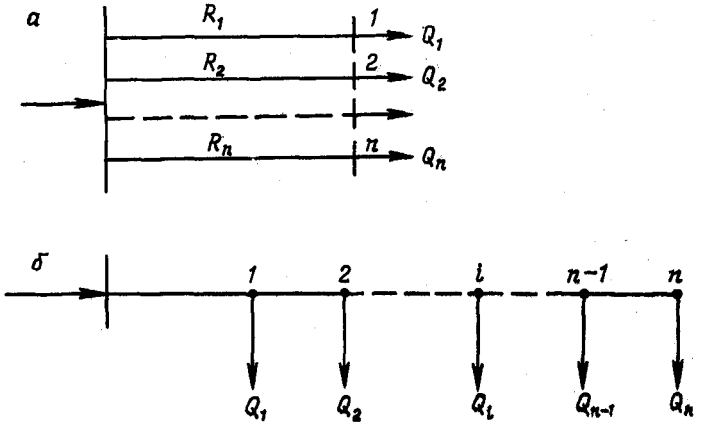


Рис. 8.10. Варианты схем радиальных сетей.

значения мощностей компенсирующих устройств узлов, каждое из которых соответствует одному из элементов матриц $h_n, \ldots, h_2, h_1$, доставляющих максимум целевой функции.

Для простых радиальных сетей при размещении компенсирующих устройств можно обойтись без применения методов нелинейного программирования. В этих случаях приближенный расчет может быть проведен без использования ЭВМ.

Рассмотрим решение этой задачи для сети, содержащей n радиальных линий с нагрузками на концах (рис. 8.10, *а*). Пусть задана суммарная мощность компенсирующих устройств $Q_{к\Sigma}$, которую требуется разместить по узлам распределительной сети.

Экономически целесообразные мощности компенсирующих устройств в узлах сети:

$$Q_{к1} = Q_1 - (Q - Q_{к\Sigma}) R_э / R_1;$$
$$Q_{к2} = Q_2 - (Q - Q_{к\Sigma}) R_э / R_2;$$
$$\cdots\cdots\cdots\cdots$$
$$Q_{кn} = Q_n - (Q - Q_{к\Sigma}) R_э / R_n,$$

где

$$Q = \sum_{i=1}^{n} Q_i;\ 1/R_э = 1/R_1 + 1/R_2 + \ldots + 1/R_n.$$

Если в результате расчета для какого-либо i-го узла получится $Q_{ki} \leqslant 0$, то это означает, что здесь установка компенсирующего устройства нецелесообразна. Тогда необходимо пересчитать сопротивление $R_э$ без i-й линии и снова повторить расчет мощностей компенсирующих устройств.

В магистральной сети (рис. 8.10, *б*), когда нагрузки подключены непосредственно к магистрали, экономичное распределение компенсирующих устройств определяется однозначно: необходимо прежде всего полностью скомпенсировать мощность Q_n в самом удаленном узле, затем, если $Q_{k\Sigma} > Q_n$, скомпенсировать мощность Q_{n-1} и т. д.

8.8. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНЫХ НАГРУЗОК В ПИТАЮЩИХ СЛОЖНО-ЗАМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Для решения задачи оптимизации мощности и размещения компенсирующих устройств исходной информацией служит перспективная схема развития основных сетей энергосистемы, разработанная в процессе проектирования с указанием параметров элементов сети (линий, трансформаторов), активных и реактивных нагрузок узлов в характерных режимах работы системы при естественном коэффициенте реактивной мощности. Кроме того, должны быть известны характеристики существующих источников реактивной мощности (максимальная мощность, допустимые пределы регулирования мощности) и диапазоны регулирования на трансформаторах связи замкнутых сетей различных номинальных напряжений.

Для выбора мест и рациональной очередности установок компенсирующих устройств используем критерий (8.26) и условие (8.27). Компенсирующее устройство в первую очередь следует устанавливать в тех узлах энергосистемы, где удельное снижение потерь $k_{эi}$ наибольшее.

В связи с тем что на потери мощности в замкнутых сетях оказывают большое влияние загрузка существующих источников реактивной мощности и выбранные ответвления трансформаторов связи, в процессе выбора компенсирующих устройств должна производиться оптимизация распределения реактивных нагрузок между источниками и коэффициентов трансформации трансформаторов связи (см. § 6.10).

Решение задачи для питающих сетей энергосистемы может быть осуществлено только с помощью ЭВМ. Рассмотрим последовательность расчетов, связанных с определением мест, очередности установки и диапазонов регулирования компенсирующих устройств [12].

1. Для заданной схемы замкнутых сетей производится расчет установившегося режима, соответствующего максимальным нагрузкам энергосистемы.

2. Для данного режима нагрузок выполняется оптимизация распределения реактивных мощностей источников совместно

с оптимизацией коэффициентов трансформации трансформаторов связи.

3. Удельное снижение потерь $k_{эi}$ будет наибольшим в одной из точек потокораздела реактивных мощностей. Поэтому из расчета оптимального режима выбираются все точки потокораздела реактивных мощностей. Чаще всего эти точки совпадают с узлами сáмого низкого напряжения.

4. Для узлов, соответствующих потокоразделам реактивной мощности, определяются удельные снижения потерь $k_{эi}$. Для нахождения $k_{эi}$ в i-м узле устанавливается единичная мощность компенсирующего устройства, и при этом определяется снижение потерь мощности как разность между потерями мощности в сети до и после установки компенсирующего устройства: $k_{эi}=\Delta P-\Delta P_{ki}$. Если в расчетах учитываются распределительные сети, то $k_{эi}$ определяется по формуле (8.28).

5. Из совокупности узлов, соответствующих потокоразделам реактивной мощности, отбираются те, для которых удельное снижение потерь больше граничного значения $k_{эi} > k_э^0$. Выделяется узел с наибольшим значением $k_{эi}$, и в нем намечается к установке некоторая мощность компенсирующего устройства.

6. При зафиксированной в намеченном узле мощности компенсирующего устройства расчет установившегося режима повторяется. Затем опять выявляются точки потокораздела реактивных мощностей, и расчет по пп. 3...5 повторяется до тех пор, пока не будет выявлена до конца эффективность установки компенсирующих устройств по критерию $k_э^0$. Периодически после ряда расчетов по пп. 3...5 повторяется оптимизация реактивных мощностей и коэффициентов трансформации трансформаторов.

В конце описанной процедуры расчетов должно быть проверено выполнение ограничения по напряжению:

$$U_{i\max} \geqslant U_{i\,доп}, \qquad (8.36)$$

где $U_{i\max}$ — полученное напряжение в i-м узле после экономичного размещения компенсирующих устройств; $U_{i\,доп}$ — нижний предел допустимого напряжения.

Если условие (8.36) не выполняется, то граничное значение $k_э^0$ необходимо искусственно снизить и повторить расчет по описанному алгоритму.

Расчеты по компенсации реактивной мощности, выполненные для максимального режима, позволяют определить рациональную мощность компенсирующих устройств и местá их установки по условию экономического баланса реактивной мощности.

Для определения диапазонов мощностей компенсирующих устройств, которые должны быть выполнены регулируемыми, необходимо рассмотреть режим минимальных нагрузок энергосистемы. Для этого надо провести оптимизацию распределения реактивных нагрузок совместно с оптимизацией коэффициентов трансформации трансформаторов связи (см. § 6.10) в минимальном режиме с уче-

том всех установленных компенсирующих устройств по условию максимального режима. Разность между мощностью компенсирующего устройства в i-м узле в максимальном режиме $Q_{кi}$ и мощностью в оптимальном минимальном режиме $Q_{кi\,min}$ соответствует требуемому регулировочному диапазону данного компенсирующего устройства:

$$Q_{кi} - Q_{кi\,min} = \delta Q_{кi\,рег}.$$

При компенсирующих устройствах, выбранных по условиям нормальных режимов (максимального и минимального), должно быть проверено обеспечение требуемых напряжений в послеаварийных режимах. Если в отдельных узлах напряжение не соответствует допустимому, то должны быть выбраны дополнительные устройства. При этом может быть использована методика, изложенная в § 6.11.

Описанный алгоритм выбора компенсирующих устройств реализуется на ЭВМ с помощью общих программ расчета установившихся режимов либо специальной программы оптимизации размещения компенсирующих устройств.

9. УЧЕТ ОСОБЕННОСТЕЙ ПРОТЯЖЕННЫХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ

9.1. ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ЗАМЕЧАНИЯ

В Основных направлениях развития народного хозяйства СССР, утвержденных XXVII съездом КПСС, в качестве одного из главных принципов развития электроэнергетики намечено продолжение работ по формированию Единой энергетической системы страны путем объединения энергосистем Сибири и Средней Азии с Европейской энергетической системой, сооружения магистральных линий электропередачи напряжением 500, 750 и 1150 кВ. Вследствие этого большое значение приобретают протяженные электропередачи, которые обладают рядом особенностей по сравнению с обычными электрическими сетями. Так, например, эквивалентное сопротивление линии без потерь с учетом равномерности распределения параметров можно найти по формуле

$$x_л = Z_в \sin \alpha l,$$

где $Z_в = \sqrt{L_0/C_0}$ — волновое сопротивление; $\alpha = \omega \sqrt{L_0 C_0}$ — коэффициент изменения фазы на единицу длины линии; L_0, C_0 — соответственно индуктивность и емкость, приходящиеся на единицу длины линии; ω — угловая частота тока; l — длина линии.

Исследовав эти выражения и приравняв синус углу, получим

$$x_л = \sqrt{L_0/C_0} \sin \omega \sqrt{L_0 C_0}\, l \simeq \omega \sqrt{L_0/C_0} \sqrt{L_0 C_0}\, l$$

или

$$x_л = \omega L_0 l = x_0 l.$$

Отсюда видно, что эквивалентное сопротивление относительно коротких линий, для которых синус угла αl примерно равен углу, можно рассчитать умножением единичного сопротивления линии x_0 на ее длину l. Для протяженных электропередач ($l > 300$ км) это недопустимо. Параметры такой линии должны рассчитываться с учетом равномерности их распределения.

Особенности протяженных электропередач подробно изучаются в курсах «Электрические системы и сети» и «Передача энергии переменным и постоянным током». Здесь напомним только некоторые из этих особенностей и обратим внимание на необходимость их учета при выполнении курсового проекта. Особенности расчета потерь мощности протяженных линий электропередачи были описаны выше, в гл. 3.

9.2. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И УРАВНЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

В общем случае линия передачи характеризуется равномерно распределенными параметрами r_0 и L_0, g_0 и C_0, которые представляют соответственно активное сопротивление, индуктивность, активную проводимость и емкость линии, отнесенные к единице длины.

Процессы, протекающие в линии передачи, определяются дифференциальными уравнениями в частных производных:

$$-\frac{\partial u}{\partial l}=r_0 i+L_0\frac{\partial i}{\partial t}; \tag{9.1}$$

$$-\frac{\partial i}{\partial l}=g_0 u+C_0\frac{\partial u}{\partial t}, \tag{9.2}$$

где u, i — напряжение и ток в точке, находящейся на расстоянии l от начала линии.

При синусоидальном приложенном напряжении уравнения (9.1) и (9.2) в результате решения дают для установившегося режима:

$$\underline{U}=\frac{1}{2}(\underline{U}_1+\underline{I}_1\underline{Z}_в)e^{-\gamma l}+\frac{1}{2}(\underline{U}_1-\underline{I}_1\underline{Z}_в)e^{\gamma l}; \tag{9.3}$$

$$\underline{I}=\frac{1}{2}\left(\underline{I}_1+\frac{\underline{U}_1}{\underline{Z}_в}\right)e^{-\gamma l}+\frac{1}{2}\left(\underline{I}_1-\frac{\underline{U}_1}{\underline{Z}_в}\right)e^{\gamma l} \tag{9.4}$$

или, если отсчет расстояний вести от конца линии,

$$\underline{U}=\frac{1}{2}(\underline{U}_2+\underline{I}_2\underline{Z}_в)e^{\gamma l}+\frac{1}{2}(\underline{U}_2-\underline{I}_2\underline{Z}_в)e^{-\gamma l}; \tag{9.5}$$

$$\underline{I}=\frac{1}{2}\left(\underline{I}_2+\frac{\underline{U}_2}{\underline{Z}_в}\right)e^{\gamma l}+\frac{1}{2}\left(\underline{I}_2-\frac{\underline{U}_2}{\underline{Z}_в}\right)e^{-\gamma l}; \tag{9.6}$$

здесь индекс 1 соответствует началу линии, индекс 2 — концу; γ — коэффициент распространения волны (величина, обратная скорости волны):

$$\gamma=\sqrt{\underline{z}\,\underline{y}}=\beta+j\alpha;$$

$\underline{Z}_в$ — волновое сопротивление линии:

$$\underline{Z}_в=\sqrt{\frac{\underline{z}}{\underline{y}}}=\sqrt{\frac{z}{y}}e^{j(\mu-\nu/2)}=Z_в e^{j\nu};$$

$\underline{z}=r+jx$; $\underline{y}=g+jb$; x — индуктивное сопротивление единицы длины линии; b — емкостная проводимость единицы длины линии; β — коэффициент затухания колебаний на единицу длины.

Введя гиперболические функции:

$$\operatorname{sh}\gamma l=(e^{\gamma l}-e^{-\gamma l})/2;$$

$$\operatorname{ch}\gamma l=(e^{\gamma l}+e^{-\gamma l})/2,$$

можем переписать выражения (9.3), (9.4), (9.5) и (9.6):

$$U=U_1\operatorname{ch}\gamma l-I_1Z_в\operatorname{sh}\gamma l;$$

$$I=I_1\operatorname{ch}\gamma l-(U_1\operatorname{sh}\gamma l)/Z_в;$$

$$U_2=U_2\operatorname{ch}\gamma l+I_2Z_в\operatorname{sh}\gamma l;$$

$$I=I_2\operatorname{ch}\gamma l+(U_2\operatorname{sh}\gamma l)/Z_в.$$

Для β, α, $r_в$ и $x_в(Z_в=r_в+jx_в)$ можно получить следующие выражения:

$$\beta=\sqrt{\frac{1}{2}(zy-xb+rg)};$$

$$\alpha=\sqrt{\frac{1}{2}(zy+ab-rg)};$$

$$r_в=\sqrt{\frac{1}{2y^2}(zy+rg+xb)};$$

$$x_в=\sqrt{\frac{1}{2y^2}(zy-rg-xb)}.$$

Если пренебречь потерями в линии, полагая $r=0$ и $g=0$, то

$$\gamma=j\alpha=j\omega\sqrt{LC};$$

$$\underline{Z}_в=r_в,$$

и для так называемой линии без потерь вместо выражений (9.5) и (9.6) получим:

$$\underline{U}=U_1\cos\alpha l-jI_1r_в\sin\alpha l;$$

$$\underline{I}=I_1\cos\alpha l-j\frac{U_1}{r_в}\sin\alpha l;$$

$$\underline{U}=U_2\cos\alpha l+jI_2r_в\sin\alpha l;$$

$$\underline{I}=I_2\cos\alpha l+j\frac{U_2}{r_в}\sin\alpha l.$$

Величина

$$\lambda=\alpha l=\omega\sqrt{LC}\,l$$

называется *волновой длиной линии.*

Процессы в линиях передачи имеют волновой характер, и, исходя из выражения (9.3), напряжение в любой точке линии можно

представить как результат суммирования падающей волны:

$$U_{\text{п}} = (U_2 + I_2 Z_{\text{в}}) e^{\gamma l}/2$$

и отраженной:

$$U_{\text{о}} = (U_2 - I_2 Z_{\text{в}}) e^{-\gamma l}/2. \qquad (9.7)$$

Аналогично для тока

$$\left.\begin{aligned} I_{\text{п}} &= (\underline{I}_2 + \underline{U}_2/Z_{\text{в}}) e^{\gamma l}/2; \\ I_{\text{о}} &= (I_2 - U_2/Z_{\text{в}}) e^{-\gamma l}/2. \end{aligned}\right\} \qquad (9.8)$$

Длина волны

$$\Lambda = v/f,$$

где $v = \omega/\alpha$ — фазовая скорость; для линии без потерь совпадает со скоростью распространения электромагнитной энергии $v = 1/\sqrt{LC} = 300\,000$ км/с; f — частота приложенного напряжения. При $f = 50$ Гц $\Lambda = 6000$ км.

Для воздушной линии волновая длина в градусах

$$\lambda = 360^\circ l/\Lambda = 0{,}06l.$$

Если на приемном конце линии имеет место соотношение

$$\underline{U}_2/\underline{I}_2 = \underline{Z}_{\text{в}},$$

т. е. линия включена на волновое сопротивление, тогда, как видно из выражений (9.7) и (9.8), отраженной волны не будет, и уравнения (9.5) и (9.6) можно записать в таком виде:

$$\underline{U} = \underline{U}_2(\operatorname{ch}\gamma l + \operatorname{sh}\gamma l) = U_2 e^{\beta l} e^{j\alpha l}; \qquad (9.9)$$

$$\underline{I} = \underline{I}_2(\operatorname{ch}\gamma l + \operatorname{sh}\gamma l) = I_2 e^{\beta l} e^{j\alpha l}. \qquad (9.10)$$

Напряжение и ток изменяются совершенно одинаково; абсолютные величины — по экспоненциальному закону, который характеризуется коэффициентом $e^{\beta l}$, а изменение фазы определяется коэффициентом $e^{j\alpha l}$. Режим, при котором сопротивление приемника равно волновому сопротивлению линии, называется *натуральным*.

Для линии без потерь уравнения (9.9) и (9.10) имеют вид:

$$\underline{U} = \underline{U}_2 e^{j\alpha l} = U_2 \angle \lambda;$$

$$\underline{I} = \underline{I}_2 e^{j\alpha l} = I_2 \angle \lambda.$$

Таким образом, натуральный режим для линий без потерь характеризуется постоянством абсолютных значений напряжения и тока и изменением лишь фазы, которое равно волновой длине линии, выраженной в единицах угловых величин.

Мощность, соответствующая натуральному режиму,

$$\underline{P}_2 = \underline{U}_2^* \underline{I}_2 = U_2^2/\underline{Z}_{\text{в}} = \underline{P}_{\text{нат}}.$$

Эта мощность называется *натуральной* или *естественной*.

Часто пользуются относительной системой единиц, принимая в качестве базисной мощности натуральную; мощность, выраженную в долях натуральной, называют *удельной нагрузкой линии* или *удельной мощностью*. Удельная нагрузка линии при передаче мощности P представляется формулой

$$p = P/P_{\text{нат}} = PZ_{\text{в}}/U^2.$$

При одинаковой удельной нагрузке режимы электропередачи различных напряжений подобны.

Дальняя линия передачи может быть представлена П- или Т-образной схемой замещения; однако при определении параметров этой схемы замещения в отличие от обычных линий необходимо учитывать равномерность распределения сопротивлений и проводимостей вдоль линии.

Параметры схемы замещения можно определить из выражений обобщенных постоянных четырехполюсника, которые для П-образной схемы имеют вид:

$$\underline{A} = \operatorname{ch}\gamma l = 1 + \underline{z}_{12}\underline{y}_2;$$

$$\underline{D} = \operatorname{ch}\gamma l = 1 + \underline{z}_{12}\underline{y}_1;$$

$$\underline{B} = \underline{Z}_{\text{в}} \operatorname{sh}\gamma l = \underline{z}_{12};$$

$$\underline{C} = \frac{1}{\underline{Z}_{\text{в}}} \operatorname{sh}\gamma l = \underline{y}_1 + \underline{y}_2 + \underline{y}_1\underline{y}_2\underline{z}_{12}.$$

Отсюда находим:

$$\underline{z}_{12} = \underline{Z}_{\text{в}} \operatorname{sh}\gamma l; \quad \underline{y}_1 = \underline{y}_2 = \frac{\operatorname{ch}\gamma l - 1}{\underline{Z}_{\text{в}} \operatorname{sh}\gamma l} = \frac{(1 + 2\operatorname{sh}^2 \gamma l/2) - 1}{\underline{Z}_{\text{в}} \cdot 2 \operatorname{sh}(\gamma l/2) \operatorname{ch}(\gamma l/2)}$$

или

$$\underline{y}_1 = \underline{y}_2 = \frac{1}{\underline{Z}_{\text{в}}} \operatorname{th}\frac{\gamma l}{2}.$$

Таким же образом для Т-образной схемы:

$$\underline{z}_1 = \underline{z}_2 = \underline{Z}_{\text{в}} \operatorname{th}\frac{\gamma l}{2}; \quad \underline{y} = \frac{1}{\underline{Z}_{\text{в}}} \operatorname{sh}\gamma l.$$

Параметры схем замещения линии могут быть подсчитаны с помощью поправочных коэффициентов. Так, для П-образной схемы замещения получим:

$$\underline{z}_{12} = \sqrt{\frac{\underline{z}}{\underline{y}}} \operatorname{sh}\sqrt{\underline{z}\,\underline{y}}\, l = \underline{z}\, l \frac{\operatorname{sh}\sqrt{\underline{z}\,\underline{y}}\, l}{\sqrt{\underline{z}\,\underline{y}}\, l} =$$

$$= \underline{z} l \underline{k}_z; \quad \underline{k}_z = \frac{\operatorname{sh}\sqrt{\underline{z}\,\underline{y}}\, l}{\sqrt{\underline{z}\,\underline{y}}\, l};$$

$$\underline{y}_1=\underline{y}_2=\sqrt{\frac{\underline{y}}{\underline{z}}}\,\mathrm{th}\sqrt{\underline{z}\,\underline{y}}\,\frac{l}{2}=$$

$$=\underline{y}\,\frac{l}{2}\,\frac{\mathrm{th}\sqrt{\underline{z}\,\underline{y}}\,l/2}{\sqrt{\underline{z}\,\underline{y}}\,l/2}=\underline{y}\,\frac{l}{2}\,\underline{k}_y;$$

$$\underline{k}_y=\frac{\mathrm{th}\sqrt{\underline{z}\,\underline{y}}\,l/2}{\sqrt{\underline{z}\,\underline{y}}\,l/2}.$$

Приближенно величины $\underline{k}_z$, $\underline{k}_y$ можно определить, применяя разложение гиперболических функций в ряд. Взяв только первые члены ряда, получим:

$$\underline{k}_z=1+\underline{z}\,\underline{y}l^2/6;\ \underline{k}_y=1-\underline{z}\,\underline{y}l^2/12.$$

В практике расчетов, помимо приведенных поправочных коэффициентов, применяют также поправочные коэффициенты в отдельности для активных и реактивных сопротивлений и проводимости. Эти коэффициенты выражаются следующим образом:

$$k_r=1-\frac{l^2}{3}xb;\ k_x=1-\frac{l^2}{6}\left(xb-r^2\frac{b}{x}\right);$$

$$k_b=0{,}5\,\frac{3+k_r}{1+k_r}.$$

При сравнительно небольшой длине линии ($l\leqslant 200...250$ км) все поправочные коэффициенты могут быть приняты равными единице.

Для линии без потерь получим:

$$A=D=\cos\lambda;$$

$$B=jZ_{\text{в}}\sin\lambda;$$

$$C=(j\sin\lambda)/Z_{\text{в}}.$$

Отсюда находим:

$$\left.\begin{aligned}\underline{z}_{12}&=jZ_{\text{в}}\sin\lambda;\\ \underline{y}_1=\underline{y}_2&=j\,\frac{1}{Z_{\text{в}}}\,\mathrm{tg}\,\frac{\lambda}{2}.\end{aligned}\right\}\qquad(9.11)$$

Аналогично для Т-образной схемы линии без потерь найдем:

$$\underline{y}_{12}=(j\sin\lambda)/Z_{\text{в}},$$

$$\underline{z}_1=\underline{z}_2 jZ_{\text{в}}\,\mathrm{tg}\,\lambda/2.$$

При сравнительных расчетах параметров линий электропередачи установлено, что существенное искажение этих параметров

без учета потерь наблюдается при больших длинах линии ($l>$ $>300...500$ км). Поэтому для исследования пропускной способности, перенапряжений, токов коротких замыканий можно рассматривать вместо реальной линии идеальную, без потерь.

При рассмотрении пропускной способности электропередач в пределах первой полуволны воздушной линии, как показали исследования [9, 49], неучет активных сопротивлений не вызывает существенных погрешностей.

9.3. РЕЖИМ ЧЕТВЕРТИ ВОЛНЫ

Прежде всего рассмотрим зависимость удельной нагрузки линии передачи от дальности. В уравнении линии без потерь

$$\underline{U}_1=\underline{U}_2\cos\alpha l+j\underline{I}_2 r_в\sin\alpha l$$

представим нагрузку через мощности, согласно выражению

$$\underline{I}_2=(P_2-jQ_2)/\underline{U}_2^*.$$

Тогда получим

$$\underline{U}_1=\underline{U}_2\cos\alpha l+\underline{U}_2\frac{Q_2}{U_2^2/r_в}\sin\alpha l+j\underline{U}_2\frac{P_2}{U_2^2/r_в}\sin\alpha l$$

или

$$\underline{U}_1=\underline{U}_2\cos\alpha l+\underline{U}_2 q_2\sin\alpha l+j\underline{U}_2 p_2\sin\alpha l,$$

где p_2 и q_2 — удельные мощности (в долях натуральной).

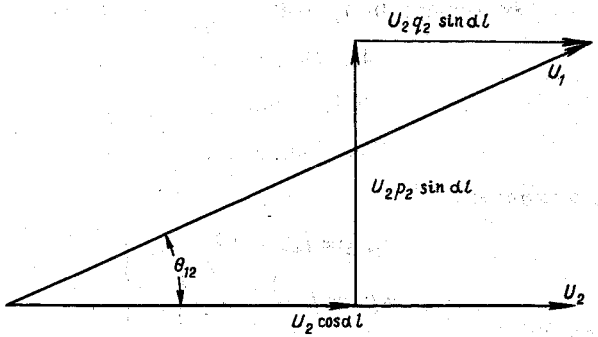


Рис. 9.1. Векторная диаграмма длинной линии по данным ее конца.

По этому выражению на рис. 9.1 построена векторная диаграмма напряжений линии передачи.

Из векторной диаграммы можем записать выражения:

$$U_2p_2\sin\alpha l=U_1\sin\Theta_{12};\quad p_2\sin\alpha l=U_1\sin\Theta_{12}/U_2,$$

соответственно

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 \cos \alpha l + U_2 q_2 \sin \alpha l + jU_1 \sin \Theta_{12}$$

или

$$U_1^2 = (U_2 \cos \alpha l + U_2 q_2 \sin \alpha l^2)^2 + U_1^2 \sin^2 \Theta_{12};$$

$$U_1 \cos \Theta_{12} = U_2 \cos \alpha l + U_2 q_2 \sin \alpha l.$$

Отсюда найдем

$$q_2 = \frac{(U_1 \cos \Theta_{12}/U_2) - \cos \alpha l}{\sin \alpha l}.$$

Аналогично можно получить:

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 \cos \alpha l - jI_1 r_в \sin \alpha l = U_1 \cos \alpha l - j \frac{P_1 - jQ_1}{\underline{U}_1^*} r_в \sin \alpha_i$$

или

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 \cos \alpha l - \frac{Q_1}{U_1^2/r_в} U_1 \sin \alpha l - j\underline{U}_1 \frac{P_1}{U_1^2/r_в} \sin \alpha l;$$

$$\underline{U}_2 = U_1 \cos \alpha l - U_1 q_1 \sin \alpha l - jU_1 p_1 \sin \alpha l.$$

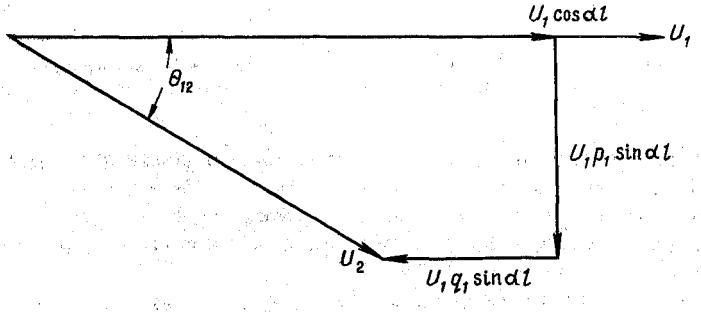


Рис. 9.2. Векторная диаграмма длинной линии по данным ее начала.

Отсюда и согласно векторной диаграмме (рис. 9.2) получим

$$U_1 p_1 \sin \alpha l = U_2 \sin \Theta_{12}; \quad p_1 \sin \alpha l = \frac{U_2}{U_1} \sin \Theta_{12};$$

$$U_2 = U_1 \cos \alpha l - U_1 q_1 \sin \alpha l - jU_2 \sin \Theta_{12};$$

$$U_2^2 = (U_1 \cos \alpha l - U_1 q_1 \sin \alpha l)^2 + U_2^2 \sin^2 \Theta_{12};$$

$$U_2 \cos \Theta_{12} = U_1 \cos \alpha l - U_1 q_1 \sin \alpha l;$$

$$q_1 = \frac{\cos \alpha l - U_2 \cos \Theta_{12}/U_1}{\sin \alpha l}.$$

При работе линии передачи без перепада напряжений $U_1 = U_2$ получим:

$$q_2 = (\cos \Theta_{12} - \cos \alpha l) / (\sin \alpha l); \quad q_1 = (\cos \alpha l - \cos \Theta_{12}) / (\sin \alpha l);$$

$$q_1 = -q_2; \quad p_1 \sin \alpha l = \sin \Theta_{12}.$$

Из последнего уравнения и соответствующего ему графика (рис. 9.3) видно, что с увеличением дальности удельная передаваемая мощ-

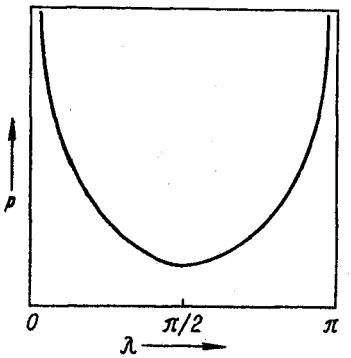


Рис. 9.3. Зависимость удельной нагрузки линии электропередачи от дальности.

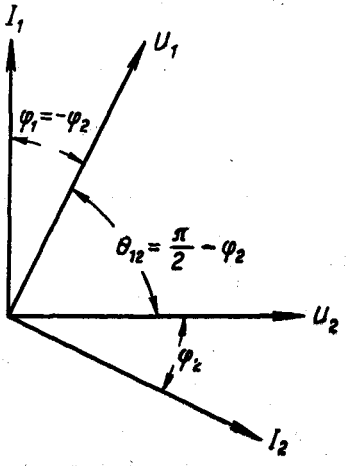


Рис. 9.4. Векторная диаграмма режима четверти волны при $\cos \varphi \neq 1$.

ность уменьшается до $\alpha l = \pi/2$, затем снова увеличивается и для волновой длины линии $\lambda = \alpha l = \pi$ достигает бесконечно большого значения. Минимум получается в режиме, при котором волновая длина линии $\lambda = \alpha l = \pi/2$. Этот режим, называемый *режимом четверти волны,* очень интересен.

Для режима четверти волны $\lambda = \pi/2$ уравнения линии без потерь принимают вид

$$\underline{U}_1 = jZ_в \underline{I}_2; \quad \underline{I}_1 = j \frac{1}{Z_в} \underline{U}_2 .$$

Из этих уравнений видно, что напряжение в начале линии U_1 не зависит от напряжения в конце и прямо пропорционально току конца линии I_2; ток в начале линии I_1 не зависит от тока ее конца, но прямо пропорционален напряжению конца линии U_2. Поскольку U_1 опережает I_2 на $\pi/2$, а I_1 опережает вектор U_2 также на $\pi/2$, угол между напряжениями $\Theta_{12} = \pi/2 - \varphi_2$ (рис. 9.4), т. е. зависит только от коэффициента мощности приемника. При коэффициенте мощности $\cos \varphi_2 = 1$ $\Theta_{12} = \pi/2$ (рис. 9.5) линия работает с постоянным углом $\Theta_{12} = \pi/2$ при любой величине передаваемой активной мощности. Передаваемую мощность можно изменять только путем изменения напряжения U_1 в начале линии.

При $\cos\varphi_2 = 1$ передаваемая мощность

$$P_2 = S_2 = U_2 I_2 = U_1 U_2 / Z_в.$$

В режиме четверти волны при передаче любой активной мощности линия может работать с коэффициентом мощности, равным единице как в конце, так и в начале.

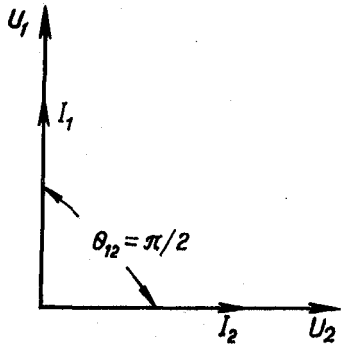


Рис. 9.5. Векторная диаграмма режима четверти волны при $\cos\varphi = 1$.

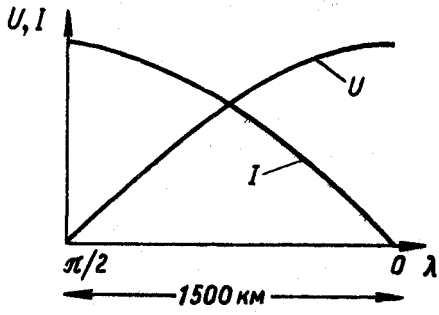


Рис. 9.6. Распределение напряжения и тока вдоль холостой линии длиной четверть волны.

Напряжение приемника U_2, как известно, поддерживается неизменным, поэтому изменение передаваемой мощности может быть произведено только за счет напряжения U_1. Постоянство напряжения U_2 приводит к неизменности величины тока в начале линии I_1. Таким образом, передающий конец должен работать с неизменным током и изменяющимся напряжением. Такие условия могли бы быть обеспечены последовательным включением вторичных обмоток повышающих трансформаторов и регулированием в широких пределах напряжения их первичных обмоток [43]. Однако, как видно из рис. 9.3, режим четверти волны имеет низкую пропускную способность и в режиме холостого хода (рис. 9.6) — неудовлетворительное распределение напряжения, которое определяется уравнением $U = U_2 \cos\lambda$; напряжение вдоль линии при холостом ходе изменяется по закону косинуса.

Если в начале линии приложено некоторое напряжение U_1, отличное от нуля, то напряжение U_2 теоретически получается равным бесконечности, а с учетом коронирования проводов оно в несколько раз будет превышать напряжение в начале линии.

Комплекс полной мощности в режиме четверти волны

$$\underline{S}_1 = \underline{U}_1^* \underline{I}_1 = \underline{U}_1^* \frac{1}{Z_в} \underline{U}_2 = \frac{U_1 U_2}{Z_в} \angle\left(\frac{\pi}{2} - \Theta_{12}\right),$$

отсюда активная мощность составит

$$P = U_1 U_2 \cos(\pi/2 - \Theta_{12}) / Z_в = U_1 U_2 \sin\Theta_{12} / Z_в.$$

При $\cos\varphi_2=1$ система будет на пределе устойчивости при любой передаваемой мощности. При отстающем коэффициенте мощности у приемника $\Theta_{12}=\pi/2-\varphi_2<\pi/2$ система имеет некоторый запас устойчивости.

9.4. РЕЖИМ ПОЛУВОЛНЫ

Из рис. 9.3 видно, что в режиме полуволны линия обладает высокой пропускной способностью. Уравнения линии без потерь при $\lambda=\alpha l=\pi$ будут иметь вид:

$$\underline{U}_1=-\underline{U}_2;\quad \underline{I}_1=-\underline{I}_2.$$

Напряжения и токи по концам полуволновой линии без потерь одинаковы по величине, но сдвинуты на 180° по фазе, соответственно мощности $\underline{S}_1=P_1-jQ_1=\underline{U}_1^*\underline{I}_1=\underline{S}_2=P_2-jQ_2=\underline{U}_2^*\underline{I}_2$ одинаковы в начале и конце линии передачи. На основе отмеченных

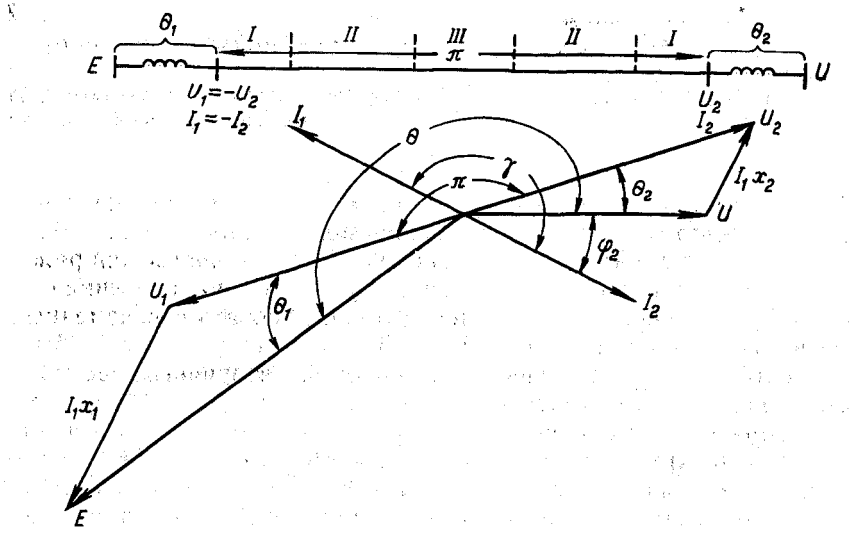


Рис. 9.7. Система передачи с линией длиной полволны.

свойств полуволновой линии на рис. 9.7 построены векторная диаграмма и схема системы передачи. Для определения передаваемой мощности запишем выражения:

$$\underline{U}_2=\underline{U}+j\underline{I}_2x;\quad \underline{E}=\underline{U}_1+j\underline{I}_1x_1=-\underline{U}_2-j\underline{I}_2x_1=$$

$$=-\underline{U}-j\underline{I}_2(x_1+x_2);$$

$$\underline{I}_2=\frac{-\underline{E}-\underline{U}}{\gamma(x_1+x_2)}=j\frac{\underline{E}+\underline{U}}{x_1+x_2};\quad \underline{S}=\underline{U}^*\underline{I}_2=j\frac{\underline{E}\,\underline{U}^*+\underline{U}^2}{x_1+x_2};$$

$$\underline{S}=\frac{EU}{x_1+x_2}\angle\frac{\pi}{2}+\Theta+\frac{U^2}{x_1+x_2}\angle\frac{\pi}{2};$$

$$P=-EU\sin\Theta/(x_1+x_2)=-EU\sin(180^\circ+\Theta_1+\Theta_2)/(x_1+x_2)$$

или окончательно

$$P=EU\sin(\Theta_1+\Theta_2)/(x_1+x_2).$$

Соответствующая характеристика мощности показана на рис. 9.8.

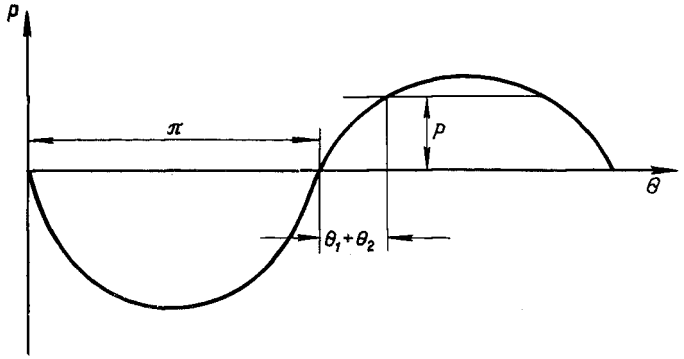


Рис. 9.8. Характеристика мощности.

Передаваемая мощность зависит только от угла $\Theta_1+\Theta_2$ сдвига, обусловленного генераторами и трансформаторами; угол линии передачи, равный π, на характеристику мощности никакого влияния не оказывает. Следовательно, по условиям устойчивости полуволновая система передачи обладает высокой пропускной способностью.

Распределение напряжения и тока вдоль полуволновой линии в режиме холостого хода определяется уравнениями:

$$U=U_2\cos\lambda;\quad I=j\frac{1}{Z_в}U_2\sin\lambda$$

и показано на рис. 9.9.

Повышения напряжения вдоль холостой линии не возникает. Однако полуволновой линии свойственны колебания напряжения в промежуточных точках при изменении режима ее работы, что непосредственно следует из уравнений линии без потерь (рис. 9.10). Так, например, режим напряжений в середине полуволновой электропередачи ($\underline{U}_с=j\underline{I}_2\underline{Z}_в$) прямо пропорционален току ее конца (рис. 9.10). При холостом ходе магистрали напряжение в ее середине практически равно нулю, а при передаче по линии натуральной мощности — ее номинальному напряжению. Поэтому для полуволновых электропередач возникает проблема отбора мощности в промежуточных точках линии. Эта проблема может быть решена следующим образом. В середине линии отбор осуществляется трансформаторами, первичная обмотка которых включается в рас-

сечку линии последовательно, подобно трансформатору тока (рис. 9.11). На участках, примыкающих к началу и концу линии, отбор может быть осуществлен обычными трансформаторами. А для

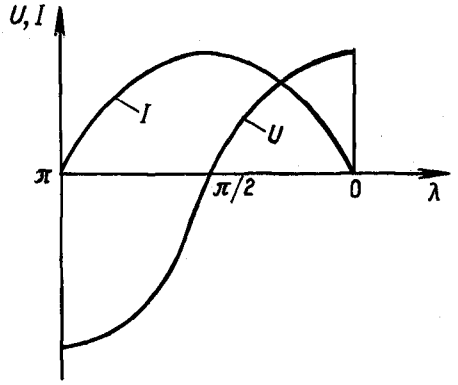


Рис. 9.9. Распределение напряжения и тока вдоль холостой линии длиной полволны.

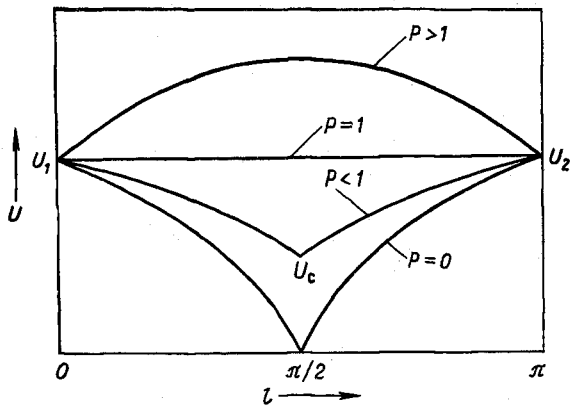


Рис. 9.10. Распределение напряжения вдоль полуволновой линии.

участков II между концами и серединой линии для отбора может быть предложена двухэлементная схема (рис. 9.12), для которой можно записать напряжение на выходных зажимах вторичных обмоток трансформатора:

$$\underline{U}=\underline{U}_{э1}+\underline{U}_{э2}=f_1(\underline{U}_2,\ \underline{I}_2)+f_2(\underline{U}_2,\ \underline{I}_2)=F_1(\underline{U}_2)+F_2(\underline{I}_2).$$

Параметры элементов схемы связи необходимо подобрать таким образом, чтобы скомпенсировались токовые составляющие в режи-

ме их суммарного напряжения $F_2(\underline{I}_2)=0$ и вторичное напряжение схемы связи осталось зависимым от режима работы магистрали только в той степени, в какой от него зависит режим напряжений приемного конца: $U=F_1(U_2)$. Учитывая стабильность напряжения U_2, можно полагать тогда $U=F_1(U_2)_{U_2=\text{пост}}=\underline{k}\,\underline{U}_2=$ $=$пост. ЦДУ ЕЭС СССР был проведен натурный эксперимент

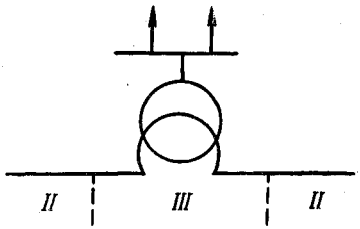


Рис. 9.11. Отбор мощности в середине полуволновой линии.

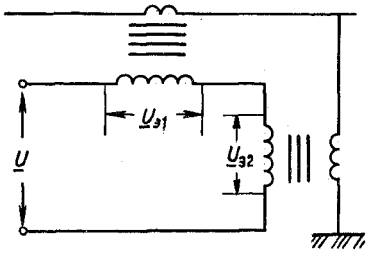


Рис. 9.12. Схема двухэлементного трансформатора.

работы полуволновой электропередачи 500 кВ, собранной цепочкой Волгоград — Москва — Куйбышев — Челябинск. В результате эксперимента был сделан вывод о вполне удовлетворительной работе полуволновой линии и подтверждены теоретические положения.

9.5. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ КОМПЕНСАЦИИ ПАРАМЕТРОВ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Одним из основных путей повышения пропускной способности электропередач является компенсация параметров линии передачи. Охарактеризуем кратко основные виды компенсации параметров линии передачи.

Из выражений (9.11) видно, что эквивалентное реактивное сопротивление линии передачи может быть уменьшено за счет волнового сопротивления $Z_в$ или волновой длины λ линии. Поэтому существуют два вида компенсации.

1. Компенсация волнового сопротивления линии. Для увеличения передаваемой мощности необходимо уменьшить волновое сопротивление линии

$$Z_в=\sqrt{L/C}.$$

Этого можно достичь путем последовательного или параллельного включения емкостного сопротивления. При последовательном его включении волновая длина линии уменьшается, при параллельном — увеличивается:

$$\lambda=\omega\sqrt{LC}.$$

Поэтому предпочтение следует отдать последовательному включению.

2. Изменение волновой длины линии. Уменьшить эквивалентное реактивное сопротивление линии можно: а) за счет приведения волновой длины к малому значению ($\lambda \to 0$); б) настройкой линии на полуволну ($\lambda \to \pi$).

Уменьшения волновой длины линии можно достичь последовательным включением емкостного сопротивления или параллельным включением индуктивной проводимости, компенсирующей емкость линии. Параллельное включение индуктивности сопровождается увеличением волнового сопротивления линии (в целом для системы передачи шунтирующий реактор играет положительную роль, так как он дает увеличение ЭДС генератора).

Настройка линии на полуволну может быть произведена соответствующим изменением рабочей частоты линии, что практически нецелесообразно, или включением индуктивных элементов в рассечку линии и емкостных проводимостей параллельно ей. Напряжения и токи по концам настроенной на полуволну линии без потерь одинаковы по величине и сдвинуты по фазе относительно друг друга на 180°. С точки зрения пропускной способности линии по условиям статической устойчивости приведение волновой длины линии к нулю и настройка линии на полуволну равноценны.

Если исходить из требования, чтобы напряжения в промежуточных точках линии не превышали значения напряжений в начале и конце линии, то наибольшая активная мощность, которую можно передать в режиме полуволны при отсутствии реактивной нагрузки, будет равна натуральной. При передаче по линии реактивной мощности возникают дополнительные пучности напряжения в промежуточных точках линии. Кроме того, возможны перенапряжения при коротких замыканиях: каждая схема, позволяющая получать режим полуволны, имеет резонансную точку, по отношению к которой реактивное сопротивление системы передачи равно нулю. При коротком замыкании в этой точке ток короткого замыкания в одной из ветвей системы, а следовательно, и разность между напряжением на зажимах компенсирующего устройства и напряжением отдельных точек линии относительно земли достигают очень больших значений. Существуют также точки, для которых ток короткого замыкания в начале линии равен нулю, т. е. возникают условия резонанса токов. В таком случае система передачи даже при глухом заземлении нейтрали может оказаться в условиях системы с изолированной нейтралью. Необходимо также заметить, что линия, настроенная на полуволну, из-за включения индуктивных элементов будет обладать низким коэффициентом полезного действия.

На основании изложенного можно сделать вывод, что наиболее благоприятной по своим возможностям является последовательная компенсация индуктивности линии емкостными элементами, благодаря которой уменьшаются волновая длина и волновое сопротивление линии.

9.6. ОПТИМАЛЬНОЕ СООТНОШЕНИЕ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ И ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЛИНИЯХ ПЕРЕДАЧИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Электропередачи, выполняющие функции транзита энергии и межсистемной связи, служат основными структурными элементами энергетических систем.

Для экономичности электропередачи важное значение имеет соотношение капиталовложений и стоимости потерь электроэнергии. Решение задач по выбору экономичных параметров электропередачи связано с рациональным распределением суммарных затрат между отдельными составляющими, в частности с определением оптимального соотношения между стоимостью потерь электроэнергии и отчислениями от капитальных затрат. Изложим методику [9] нахождения оптимального значения этого соотношения.

Расчетную стоимость передачи электрической энергии по линии запишем в следующем виде:

$$c_{\text{п}} = p_{\text{л}} K_1 l/(P T_{\max}) + \Delta P \tau \beta/(P T_{\max}), \qquad (9.12)$$

где l — длина линии электропередачи; $p_{\text{л}}$ — ежегодные отчисления от стоимости линии, в которые включаются амортизация $p_{\text{а}}$, расходы на эксплуатацию $p_{\text{э}}$ и отчисления по нормативному коэффициенту эффективности капиталовложений p_0; K_1 — стоимость 1 км линии; $T_{\max}$ — число часов использования максимума нагрузки; ΔP — потери мощности в линии в максимальном режиме; τ — число часов максимальных потерь; P — передаваемая мощность в максимальном режиме; β — стоимость 1 кВт·ч энергии удаленной электростанции.

Потери мощности в линии

$$\Delta P = P^2 r_0 l/(U^2 \cos^2 \varphi).$$

Выразим отношение $\Delta P/P$ через КПД линии $\eta_{\text{л}}$:

$$\Delta P/P = (P_1 - P)/P = (1 - \eta_{\text{л}})/\eta_{\text{л}}. \qquad (9.13)$$

Тогда

$$\Delta P/P = P r_0 l/(U^2 \cos^2 \varphi) = (1 - \eta_{\text{л}})/\eta_{\text{л}},$$

откуда

$$P = \frac{U^2 \cos^2 \varphi}{r_0 l} \frac{1 - \eta_{\text{л}}}{\eta_{\text{л}}}. \qquad (9.14)$$

Подставив выражения (9.13) и (9.14) в формулу (9.12), получим

$$c_{\text{п}} = \frac{p_{\text{л}} K_1 l^2 r_0}{U^2 \cos^2 \varphi T_{\max}} \frac{\eta_{\text{л}}}{1 - \eta_{\text{л}}} + \frac{(1 - \eta_{\text{л}}) \tau \beta}{\eta_{\text{л}} T_{\max}}. \qquad (9.15)$$

Значение КПД линии $\eta_{\text{л}}$, соответствующее минимальной стоимости передачи электроэнергии, назовем *экономическим КПД* и обозначим $\eta_{\text{э}}$. Найдем экономический КПД линии из условия:

$$\frac{dc_{\text{п}}}{d\eta} = \frac{p_{\text{л}} K_1 l^2 r_0}{U^2 \cos^2 \varphi T_{\max}} \frac{1}{(1 - \eta_{\text{э}})^2} + \frac{\tau \beta}{T_{\max}} \frac{-1}{\eta_{\text{э}}^2} = 0; \qquad (9.16)$$

$$\frac{1}{(1-\eta_э)^2}\,\frac{p_л K_1 l^2 r_0}{U^2\cos^2\varphi T_{max}}=\frac{\tau\beta}{T_{max}}\,\frac{1}{\eta_э^2}. \qquad (9.17)$$

Обозначим

$$l_к^2=\frac{U^2\cos^2\varphi\tau\beta}{p_л K_1 r_0}. \qquad (9.18)$$

Тогда вместо выражения (9.17) получим

$$l^2/l_к^2=(1-\eta_э)^2/\eta_э^2,$$

или

$$l/l_к=(1-\eta_э)/\eta_э. \qquad (9.19)$$

Используя свойство пропорции, запишем:

$$(l+l_к)/l_к=1/\eta_э.$$

Тогда экономический КПД линии составит

$$\eta_э=l_к/(l+l_к), \qquad (9.20)$$

где, согласно выражению (9.18),

$$l_к=U\cos\varphi\sqrt{\tau\beta/(p_л K_1 r_а)}. \qquad (9.21)$$

Величина $l_к$, как видно из соотношения (9.19), имеет размерность длины; $l_к$ назовем *критериальной длиной*. Физическая сущность $l_к$ следует из формулы (9.20): это длина линии, при которой экономический КПД $\eta_э=0{,}5$.

Формула критериальной длины может быть получена также с учетом компенсирующих устройств; в этом случае она имеет более сложный вид [9]. Однако стоимость компенсирующих устройств составляет небольшую долю стоимости передачи электрической энергии, и учет ее в выражении критериальной длины, как показали исследования [9], не вызывает больших искажений при расчетах. Учет компенсирующих устройств при подсчете критериальной длины $l_к$ несколько уменьшает ее значение, но не более чем на 5...7%.

Выразим стоимость передачи электрической энергии через критериальную длину:

$$c_п=\frac{p_л K_1 l^2 r_0}{U^2\cos^2\varphi T_{max}}\,\frac{\eta_л}{1-\eta_л}+\frac{(1-\eta_л)\tau\beta}{\eta_л T_{max}}+c_{п/с}$$

или

$$c_п=\frac{\tau\beta}{T_{max}}\left(\frac{l^2 p_л K_1 r_0}{\tau\beta U^2\cos^2\varphi}\,\frac{\eta_л}{1-\eta_л}+\frac{1-\eta_л}{\eta_л}\right)+c_{п/с},$$

где $c_{п/с}$ — стоимость передачи электрической энергии через повышающую и понижающую подстанции.

Используя выражение (9.18), получим

$$c_п=(\tau\beta/T_{max})\,(l^2\eta_л/(l_к^2(1-\eta_л)+(1-\eta_л)/\eta_л)+c_{п/с}. \qquad (9.22)$$

Подставив в формулу (9.22) выражение (9.20) и экономический КПД, получим минимальную стоимость передачи электрической энергии:

$$c_{\text{п min}} = \beta \frac{\tau}{T_{\max}} \left(\frac{(1-\eta_{\text{э}})^2}{\eta_{\text{э}}^2} \frac{\eta_{\text{э}}}{1-\eta_{\text{э}}} + \frac{1-\eta_{\text{э}}}{\eta_{\text{э}}} \right) + c_{\text{п/с}}$$

или

$$c_{\text{п min}} = (2\beta\tau/T_{\max}) \left((1-\eta_{\text{э}})/\eta_{\text{э}} \right) + c_{\text{п/с}}.$$

Окончательно

$$c_{\text{п min}} = (2\beta\tau l/(T_{\max} l_{\text{к}})) + c_{\text{п/с}}. \qquad (9.23)$$

Как видно из формулы (9.23), для сохранения на одном уровне стоимости передачи электроэнергии требуется с увеличением дальности соответственно повышать критериальную длину. Пути ее повышения указывает формула (9.21): достичь существенного улучшения экономических показателей электропередачи можно за счет выбора достаточно больших значений мощности, напряжения линии и сечения проводов. Необходимо по возможности стремиться к тому, чтобы передаваемая мощность соответствовала минимуму стоимости передачи электроэнергии.

Формула (9.23) дает наглядное представление об изменении стоимости передачи электроэнергии в зависимости от расстояния, а также позволяет выяснить возможности снижения ее стоимости за счет повышения напряжения линии.

Следует отметить, что с увеличением расстояния стоимость передачи электроэнергии на 1 км уменьшается. Действительно, из выражения (9.23) получим стоимость передачи электроэнергии на 1 км:

$$c_{\text{п min}}/l = c_{\text{п/с}}/l + 2\beta\tau/(T_{\max} l_{\text{к}}).$$

Первый член этого выражения уменьшается с увеличением расстояния. Уменьшается и второй член, так как с увеличением расстояния приходится повышать напряжение линии и увеличивать сечение проводов, чему соответствует увеличение критериальной длины.

Экономический КПД $\eta_{\text{э}}$ и критериальная длина $l_{\text{к}}$ позволяют определить оптимальное соотношение капиталовложений и стоимости потерь электроэнергии, а также найти минимальную стоимость передачи электроэнергии, соответствующую этому соотношению.

9.7. УЧЕТ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ

В линиях электропередачи напряжением выше 110...220 кВ существенное значение имеют потери мощности и энергии, вызванные емкостными токами линии. Для линий 750 кВ и длиной 400 км ошибка в определении потерь энергии из-за неучета емкост-

ных токов составляет 20...40% суммарного значения потерь на нагревание проводов [39]. Рассмотрим способ учета емкостных токов при определении потерь энергии в проводах линий электропередачи.

Потери активной мощности на нагревание линии без ответвлений от прохождения рабочего и емкостного токов могут быть определены из выражения

$$\Delta P_{\text{н}}=3I_{\text{a}}^2R+3\int_0^4 (I_c l/L \pm I_p)^2 r_0 dl,$$

где I_{a} и $I_{\text{р}}$ — соответственно активная и реактивная составляющие рабочего тока линии, постоянного вдоль всей линии; $I_{\text{р}}$ берется со знаком плюс при его емкостном характере и минус — при индуктивном; I_c — емкостный ток линии, рассматриваемый как равномерно распределенная вдоль линии нагрузка; $I_c l/L$ — емкостный ток, проходящий через бесконечно малый элемент dl, который расположен на расстоянии l от конца линии.

После интегрирования и преобразования получим

$$\Delta P_{\text{н}}=3\left(I^2 \pm I_{\text{р}} I_c+\frac{I_c^2}{3}\right) r_0 L. \qquad (9.24)$$

Потери энергии на нагревание проводов наиболее точно могут быть подсчитаны, если известны графики работы электропередачи и распределение проходящего вдоль линии тока. Тогда эти потери за время t можно было бы подсчитать на основе выражения

$$\Delta \mathcal{Э}=3\int_0^t\int_0^L I^2 r_0 dt dl. \qquad (9.25)$$

Большие значения емкостных токов в электропередачах напряжением свыше 220 кВ вызывают существенные изменения тока вдоль линий, что делает затруднительным и нецелесообразным практическое использование выражения (9.25). Из соотношения (9.24) видны трудности применения в данном случае для определения потерь электроэнергии метода времени потерь. В связи с отмеченными трудностями воспользуемся понятием времени потерь для емкостного тока τ_c [9] и наметим методику определения потерь активной мощности и энергии от перетоков реактивной мощности [39].

Потери энергии за год от перетоков реактивной мощности с учетом емкостных токов можно рассчитать по формуле

$$\Delta \mathcal{Э}_Q=\Delta P_{Q_c}\tau_c, \qquad (9.26)$$

где ΔP_{Q_c} — потери активной мощности емкостного тока линии; τ_c — время потерь для емкостного тока линии, по которому в общем случае учитываются возможности компенсации емкостного тока линии и протекание реактивных мощностей, ч.

Величина ΔP_{Q_c} может быть получена из выражения (9.24), записанного для режима холостого хода:

$$\Delta P_{Q_c} = \frac{3I_c^2}{3} r_0 L.$$

Этот показатель можно представить через зарядную мощность линии Q_3:

$$\Delta P_{Q_c} = Q_3^2 R/(3U_c^2), \qquad (9.27)$$

где U_c — среднее значение напряжения линии; R — активное сопротивление линии, равное $r_0 l$.

В рассмотренном случае ток на приемном конце линии равен нулю, и весь емкостный ток линии идет в генераторы передающей электростанции.

Рассмотрим симметричный режим линии при отсутствии активной нагрузки, равенстве напряжений по концам линии ($U_1 = U_2 = U$) и соответственно одинаковых по абсолютному значению реактивных мощностях в начале и конце линии ($q_1 = -q_2$). Тогда для каждой половины линии можно применить формулу (9.27), а для потерь активной мощности от перетоков реактивной мощности по всей линии в целом записать:

$$\Delta P_Q = (2(Q_3/2)^2/(3U_2))R/2$$

или

$$\Delta P_Q = Q_3^2 R/(12U^2). \qquad (9.27')$$

В этом случае половина зарядной мощности линии попадает в приемную систему, а половина — в генераторы передающей электростанции.

Перейдем к общему случаю — по линии передается активная мощность, напряжения и потоки реактивной мощности по концам линии неодинаковы. Здесь, как и в случае симметричного режима, для определения потерь активной мощности от перетоков реактивной мощности может быть использована формула (9.27′). Линию электропередач рассмотрим как два участка, каждый из которых имеет односторонний сток реактивной мощности. Потери активной мощности от перетоков реактивной мощности для всей линии представим в следующем виде [39]:

$$\Delta P_Q = (Q_1^2 R(1-k_н)/(6U_1^2)) + (Q_2^2 R(1-k_н)/(6U_2^2), \qquad (9.28)$$

где для первого участка линии вместо напряжения U_c взято U_1, а для второго — U_2; Q_1, Q_2 — потоки реактивной мощности соответственно в начале и конце линии; $k_н$ — коэффициент несимметрии режима линии электропередачи.

Этот коэффициент рассчитывается по формуле

$$k_н = (Q_1 + Q_2)/(Q_2 - Q_1). \qquad (9.29)$$

При симметричном режиме линии $U_1 = U_2$, $Q_1 = -Q_2$, $k_н = 0$, и из общей формулы (9.28) как частный случай получим формулу (9.27′).

Для определения потерь электроэнергии от перетоков реактивной мощности необходимо рассчитать значения τ_c для характерных графиков нагрузки. Изложим алгоритм, по которому может быть проведен этот расчет. В качестве исходного материала для расчета целесообразнее всего иметь годовой график нагрузки линии по продолжительности (рис. 9.13). Расчет ведется в такой последовательности:

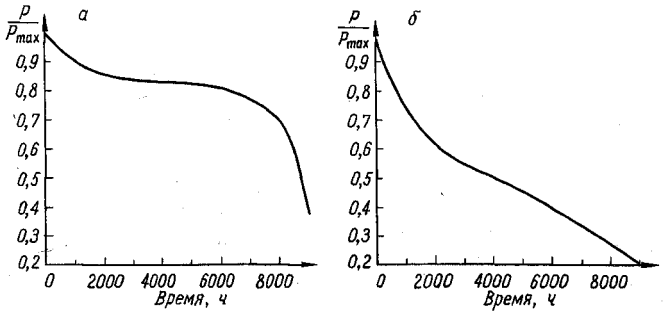


Рис. 9.13. Годовой график нагрузки линии по продолжительности:
а — $T_{max}=7200$ ч; *б* — $T_{max}=400$ ч.

1) для начального момента времени $t=0$ и максимальной удельной передаваемой активной мощности подсчитываются удельные реактивные мощности Q_1 и Q_2;

2) по формуле (9.29) рассчитывается коэффициент несимметрии режима линии электропередачи $k_н$;

3) по формуле (9.28) вычисляются потери активной мощности от перетоков реактивной мощности, соответствующих рассматриваемой нагрузке;

4) найденное значение ΔP_Q откладывается на графике потерь активной мощности (рис. 9.14).

Далее по всем пунктам аналогично производятся расчеты для других значений активной передаваемой мощности. В результате получим график потерь активной мощности от перетоков реактивной мощности. Площадь, ограниченная кривой этого графика, характеризует в некотором масштабе потери энергии в линии от перетоков реактивной мощности. Тогда τ_c определится как частное от деления этой площади на значение потерь активной мощности от емкостных токов линии при холостом ходе в соответствии с выражением (9.26).

По описанной методике рассчитаны и построены на рис. 9.14, *а* и *б* годовые графики потерь от перетоков реактивной мощности для годовых графиков нагрузки линий по продолжительности (рис. 9.13, *а* и *б*), охватывающие наиболее характерный для линий 750 кВ диапазон значений числа часов использования наибольшего перетока (4000..7200 ч).

Графики потерь построены для различных значений расчетного

максимального перетока активной мощности по линии ($0{,}5P_{max}$; P_{max}; $1{,}5P_{max}$), характеризующих весь диапазон встречающихся расчетных нагрузок линий 750 кВ. Потери мощности на рис. 9.14, *а* и *б*

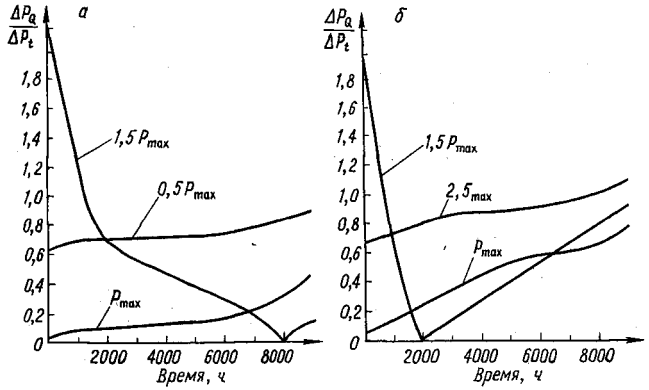


Рис. 9.14. Годовой график потерь мощности от перетоков реактивной мощности:
а — $T_{max}=7200$ ч; *б* — $T_{max}=4000$ ч.

отложены в относительных единицах; за единицу ΔP_Q приняты потери мощности при равномерном стоке в обе стороны зарядной мощности в режиме холостого хода.

Площадь, ограниченная кривыми на рис. 9.14, *а* и *б*, позволяет представить в некотором масштабе потери энергии в линии от перетоков реактивной мощности.

На основе зависимостей (9.3) и (9.4) значение τ_c в выражении (9.26) определяется как частное от деления площади, ограниченной годовым графиком потерь, на значение потерь активной мощности от стока зарядной мощности при холостом ходе ΔP_Q, которое подсчитано по формуле (9.27).

Используя полученные таким образом значения, построили зависимости τ_c от числа часов использования максимального перетока по линии, расчетной максимальной нагрузки линии в относительных единицах $P/P_{нат}$, среднего перепада напряжения k, с которым работает линия в течение года (см. рис. 9.15). К особенностям их можно отнести увеличение потерь энергии (и как следствие — величины τ_c) с уменьшением расчетной нагрузки линии и числа часов ее использования, а также сложный характер зависимости $\tau_c \simeq f(T_{max})$ для значений $P < P_{max}$.

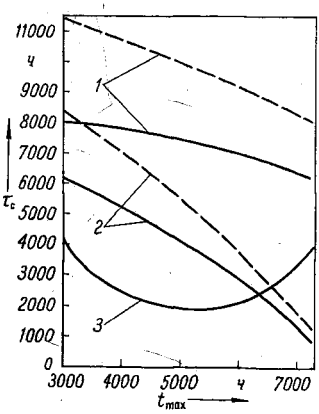


Рис. 9.15. Зависимости $\tau_c = f(T_{max})$:
1 — $P=0{,}5P_{нат}$; *2* — $P=P_{нат}$; *3* — $P=1{,}5P_{нат}$ (сплошные линии — $k=0$; штриховые линии — $k=5\%$).

Для линий напряжением 330 кВ и выше при выборе параметров и расчетных режимов необходимо учитывать потери на корону.

Ряд научно-исследовательских институтов (ЭНИН, ВНИИЭ и др.) разработал методики определения потерь мощности на корону. Согласно этим методикам, потери энергии на корону в линии определяются на основе расчета средних удельных потерь мощности на корону для различных погодных условий при заданной конструкции линии и знания общей продолжительности всех погодных условий для заданной конструкции линии, а также общей продолжительности всех погодных условий вдоль ее трассы.

9.8. ВЫБОР ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

К основным параметрам линии электропередачи можно отнести напряжение, схему, число цепей и сечение проводов.

Выбор номинального напряжения электропередачи, от которого зависят все остальные ее параметры, представляет сложную технико-экономическую задачу и окончательно производится путем сопоставления вариантов.

Для предварительного выбора напряжения чаще всего применяются экономические области номинальных напряжений, которые были уже рассмотрены выше (см. рис. 2.7). Можно для этой цели использовать также понятия экономического КПД и критериальной длины (соответствующая методика изложена в работе [9]).

Основные схемы электропередачи были описаны в § 2.1. Наиболее простой схемой является блоковая. Одна из ее особенностей состоит в том, что короткое замыкание на понижающем трансформаторе в линии, повышающем трансформаторе и в генераторе вызывает отключение блока. Поэтому мощность блока должна быть скоординирована с мощностью приемной системы и мощностью вращающегося резерва.

При построении блоковой системы по принципу генератор — трансформатор — линия — трансформатор максимальная мощность одной цепи зависит также от предельной строительной мощности генератора. Если по одной цепи передается мощность, превышающая предельную мощность генератора, приходится переходить к другому варианту блоковой схемы, в которой несколько генераторов работают на одну цепь линии передачи.

Кроме повышенных требований по отношению к вращающемуся резерву, к недостаткам блоковой схемы можно отнести ее меньшую (по сравнению со связанной схемой) гибкость в эксплуатации. По условиям надежности также предпочтительнее связанная схема. Блоковая схема может быть использована при развитии системы передачи по этапам и постепенном вводе мощностей. Для получения наибольшего экономического эффекта желательны по возможности быстрый ввод в действие оборудования и более полное его использование. С этой точки зрения целесообразно первоначально вводить электропередачу как блоковую, развивая ее

затем в связанную и в систему, соединенную с прилегающими к электропередаче энергосистемами и районами потребления.

По экономическим условиям в связанной схеме электропередачи желательно иметь минимальное число цепей (две): для обеспечения необходимой пропускной способности есть достаточно эффективные средства — компенсация параметров линии передачи и др.

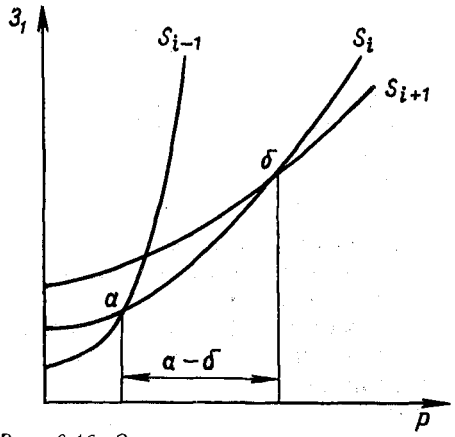


Рис. 9.16. Зависимости приведенных затрат от передаваемой мощности.

Выбор оптимальных сечений проводов производится по методу приведенных затрат, на основе которого определяются экономические интервалы мощностей для каждого сравниваемого стандартного сечения. Это объясняется тем, что метод экономической плотности тока обладает рядом недостатков, которые перечислены в § 5.2.

Определение экономических интервалов мощностей состоит в следующем.

Приведенные затраты линии электропередачи заданного типа, напряжения и сечения проводов на единицу ее длины при постоянных годовых эксплуатационных расходах записываются в виде выражения

$$З_1 = pK_1 + P^2 r_0 \tau c / (U^2 \cos^2 \varphi), \qquad (9.30)$$

где K_1, r_0 — соответственно капитальные затраты и активное сопротивление на единицу длины линии.

Выражение (9.30), рассматриваемое как $З_1 = f(P)$, представляет параболу вида $З_1 = a + bP^2$.

Для каждого стандартного сечения линии данного типа и напряжения по выражению (9.30) могут быть рассчитаны и построены в координатах $З_1$ и P соответствующие параболы (рис. 9.16). Точки пересечения этих парабол определяют границы и интервалы мощности, в которых применение стандартных сечений является экономичным, так как соответствует наименьшим значениям приведенных затрат. Экономический интервал мощности для провода сече-

нием S_i ограничивается точками пересечения *а* и *б* параболы, соответствующей этому сечению, с параболами, соответствующими соседним значениям S_{i-1} и S_{i+1} в ряду стандартных сечений (см. рис. 9.16). С помощью экономических интервалов однозначно решается задача выбора сечения провода, удовлетворяющего основному экономическому критерию $З_{1i}=З_{\min}$; при этом передаваемая мощность должна находиться в пределах

$$P_{i-1} \leqslant P_{i\ \text{пер}} \leqslant P_{i+1}.$$

Для определения границ экономических интервалов можно пользоваться аналитическими выражениями, находя точки пересечения парабол из уравнений вида

$$З_{1(i-1)}=З_{1(i)}.$$

В методике экономических интервалов может быть учтен рост передаваемой мощности во времени. Если увеличение передаваемой мощности будет проходить в пределах интервала, не превышая его верхней границы, то никакого дополнительного экономического анализа для учета этого увеличения мощности не потребуется. В случаях, когда передаваемая мощность через несколько лет становится больше верхней экономической границы для выбранной марки провода, приходится проводить более сложный технико-экономический анализ. Для общности рассмотрения допустим, что рост нагрузки во времени характеризуется аналитическим выражением $P=\varphi(t)$, которое графически представлено на рис. 9.17 кри-

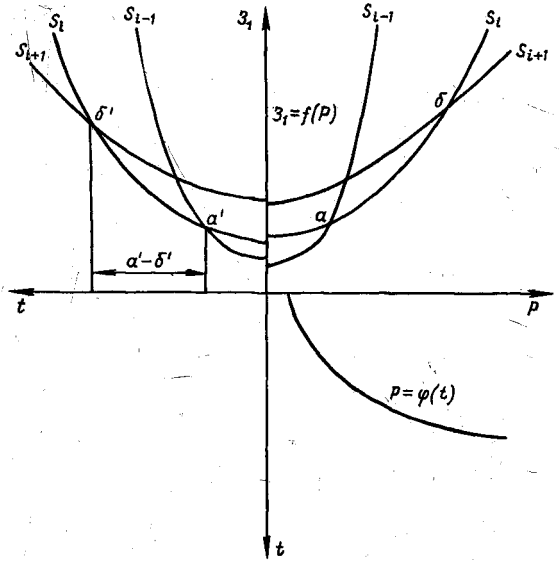


Рис. 9.17. Экономические интервалы мощности при заданном росте нагрузки.

вой p. Подставив это выражение в зависимость

$$З_1 = f(P),$$

получим функцию

$$З_1 = f(\varphi(t)) = \Phi(t).$$

Семейство таких функций для разных значений параметра S (см. рис. 9.17) позволяет по уравнению вида

$$З_{1(i-1)} = З_{1(i)}$$

определять границы экономических интервалов времени для стандартных сечений проводов ($а'$ и $б'$ для S_i) при заданном росте нагрузки во времени.

10. ПРОЕКТИРОВАНИЕ МЕХАНИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

10.1. ИСХОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Проектирование конкретной линии электропередачи ведется на основании разработанной схемы развития электрической системы. В задании на проектирование указываются пункты начала и конца линии, номинальное напряжение, число цепей, марка проводов, материал опор. На основании предварительных изысканий трассы для рабочего проектирования линии устанавливаются также расчетные климатические условия: толщина стенки гололеда, максимальная скорость ветра, высшая, низшая и среднегодовая температуры.

Воздушные линии сооружаются преимущественно на унифицированных опорах, при этом нет необходимости для каждой проектируемой линии разрабатывать конструкции опор. Поэтому при проектировании должны решаться следующие вопросы: рациональный выбор и применение унифицированных опор, прочностный расчет проводов и тросов в нормальных и аварийных режимах, расстановка опор по профилю трассы линии.

На воздушных линиях могут встретиться пролеты различной длины, что обусловлено рельефом местности, наличием различных преград и пересекаемых инженерных сооружений и пр. Поэтому по известным исходным данным применительно ко всем необходимым расчетным режимам работы линии заранее выполняют расчет провода заданной марки для всего диапазона длин пролетов, которые могут получиться на данной линии, называемый *систематическим расчетом*. Он дает информацию о механическом напряжении в проводе и стрелах провеса при решении различных задач, возникающих в процессе проектирования механической части линии.

Систематический расчет проводов выполняют в такой последовательности:

1) определяют удельные нагрузки, действующие на провода;
2) вычисляют критические значения длины пролетов;
3) находят напряжение в проводе при различных расчетных режимах (расчетных сочетаниях климатических условий);
4) определяют стрелы провеса провода для выбранных расчетных режимов;
5) составляют по результатам расчетов сводные таблицы и кривые в виде зависимостей напряжения в проводе и стрелы провеса от длины пролета.

Рассмотрим кратко отдельные этапы проектирования. Заметим, что все рассуждения справедливы как для проводов, так и для тросов. В тексте слово «трос» зачастую опускается.

10.2. ИЗЫСКАНИЯ ТРАСС ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Воздушные линии оказывают определенное влияние на окружающую среду: занимают часть земельной площади, при высоких напряжениях создают заметную напряженность электрического поля, генерируют радиопомехи и акустические шумы. При выборе вариантов трассы стремятся уменьшать отрицательное воздействие воздушных линий на окружающую среду и выполнять требования, предъявляемые к необходимости их гармоничного слияния с окружающим ландшафтом. При этом с целью снижения стоимости сооружения и эксплуатации линии стремятся, чтобы трасса была возможно короче, максимально приближалась к дорогам и существующим линиям. Необходимо избегать мест с болотами и широкими поймами рек, оползнями, районов с загрязненной атмосферой. При прохождении линии по культурным землям трасса должна выбираться так, чтобы наносился минимальный ущерб сельскому хозяйству. В лесных массивах трассы линий прокладываются вдоль имеющихся просек. Направление трассы выбирают таким, чтобы по возможности избегать ее сближения с линиями слабого тока. Кроме того, следует стремиться к возможно минимальной реконструкции пересечений с другими линиями электропередачи.

В предварительных изысканиях для выбранной трассы получают сведения о высшей, низшей и среднегодовой температурах, направлении и максимальной скорости ветра, максимальной толщине стенки гололеда, интенсивности гроз.

Вариант трассы линии согласовывается с рядом организаций: управлениями энергосистем, связи, железных и шоссейных дорог, отделами архитектуры и др. После окончательного принятия варианта трассы выполняются технические изыскания: производятся *вешéние линии, пикетаж, нивелирование, составление абриса* и *определение характера грунтов*. Вешéние линии — это обозначение оси линии непосредственно на местности с помощью специальных вех. После окончания вешéния линии приступают к ее промеру, для чего через каждые 100 м забивают пикеты. Каждый пикет имеет номер и отметку превышения его местоположения относительно какой-то зафиксированной отметки, полученную посредством нивелирования. По этим высотным отметкам вычерчивают профиль трассы. Одновременно с выполнением пикетажа составляется абрис трассы, т. е. зарисовывается ситуация местности на расстоянии 25 м по обе стороны трассы. На абрисе указываются углы поворота линии, их направление.

В результате технических изысканий получают план и продольный профиль трассы линии. В практике проектирования горизонтальный масштаб обычно принимают 1:5000, а вертикальный — 1:500. Продольный профиль используют после проведения соответствующих расчетов проводов и тросов для проектной расстановки опор по трассе линии.

10.3. ВЫБОР МАТЕРИАЛА И ТИПА ОПОР

Для воздушных линий электропередачи применяют деревянные, железобетонные и металлические (стальные) опоры.

Выбор материала опор следует производить на основании сравнительных технико-экономических расчетов. В настоящее время в большинстве случаев при проектировании линий применяют унифицированные опоры. Согласно нормам технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше, рекомендуются следующие области использования различных материалов.

Деревянные опоры из пропитанной древесины следует применять для одноцепных линий электропередачи 35...150 кВ во всех районах, где это позволит существенно снизить затраты на строительство.

Железобетонные опоры с предварительно напряженной арматурой намечаются для установки в условиях равнинной местности на всех одноцепных линиях 35, 110, 150 кВ, где нецелесообразны деревянные опоры, на всех одноцепных линиях электропередачи 220 кВ; на всех двухцепных линиях 35, 110 кВ; на одноцепных линиях 330 кВ с горизонтальным расположением проводов; на линиях электропередачи 500 кВ, сооружаемых в равнинной местности, где металлические опоры экономически нецелесообразны. Не разрешается применять железобетонные опоры на линиях, проходящих в горной и сильно пересеченной местности, а также на линиях, место строительства которых удалено от базы железобетонных изделий на расстояние более 1500 км.

Металлические опоры следует применять на двухцепных линиях 35, 110, 150 кВ и на одноцепных линиях 220, 330 кВ в районах, где нецелесообразно или невозможно применение деревянных и железобетонных опор (в безлесных районах, в горной или сильно пересеченной местности, при удаленности места строительства от базы на расстояние более 1500 км), на одноцепных линиях 330 кВ со смешанным расположением проводов, на двухцепных линиях 220, 330 кВ, на линиях 500 кВ в тех случаях, когда не допускается применение железобетонных опор, на линиях 750 кВ.

После решения вопроса о материале опор приступают к выбору основного типа промежуточных опор, а также типов анкерных и угловых опор.

Как уже указывалось, при проектировании следует применять унифицированные опоры. На основе унификации для каждой опоры установлены условия применения: напряжение линии, число цепей, районы гололедности, максимальная скорость ветра, диапазоны марок проводов, марки тросов. По этим сведениям в справочниках выбирают соответствующий тип опоры.

В наименовании опор отражаются следующие признаки:

а) вид опоры: П — промежуточная; У — угловая и анкерно-угловая; С — специальная (транспозиционная, ответвительная и т. п.);

б) материалы опор: Д — дерево; Б — железобетон; для металлических опор буквенное обозначение материала опускается;

в) напряжение: 35, 110 и т. д;

г) порядковый номер унифицированной опоры; одноцепным опорам присвоены нечетные номера, а двухцепным — четные.

Например, ПБ 35-3 — промежуточная железобетонная одноцепная опора для напряжения 35 кВ (предназначена для III—IV районов по гололедности, скорости ветра до 30 м/с, сечений проводов АС-95—АС-150, троса С-35); УС 110-8 — угловая специальная металлическая двухцепная опора для напряжения 110 кВ; ПД 110-5 — промежуточная деревянная одноцепная опора для напряжения 110 кВ.

При выборе типа опор необходимо наметить желаемое расположение проводов на опоре. С точки зрения электрических процессов в линии желательно располагать провода́ симметрично один относительно другого (в углах равностороннего треугольника). Однако на линиях с подвесными изоляторами приходится располагать один провод под другим, что приводит к большой вероятности схлестывания проводов. По этим соображениям удобно применять горизонтальное расположение проводов в одной плоскости (П-образные опоры), однако эти опоры оказываются более дорогими, так как должны иметь две стойки. Промежуточным решением является размещение проводов в углах неравностороннего треугольника, а на двухцепных опорах — в виде «бочки», «прямой елки» и «обратной елки». На линиях 35...330 кВ обычно применяют опоры со смешанным расположением фаз, за исключением особо гололедных районов и районов с частой «пляской» проводов. В таких районах, а также на линиях 500 кВ и выше провода располагают горизонтально.

При выборе опор решается также вопрос о способах подвески проводов и тросов. Провода могут быть подвешены с помощью зажимов: 1) глухих; 2) с ограниченной прочностью заделки (проскальзывающих); 3) выпускающих. Зажимы второго и третьего типов при отклонении гирлянды на определенный угол (например, при обрыве проводов) соответственно пропускают и сбрасывают провод. Эти зажимы позволяют применять облегченные опоры. ПУЭ [6] по условию надежности рекомендуют применение глухих зажимов. Подвеску тросов осуществляют только в глухих зажимах.

Тросы могут быть подвешены следующими способами:

1) трос заземлен на всех промежуточных опорах (подвеска без изоляторов) и крепится через изоляторы только на металлических и железобетонных анкерных опорах;

2) на всех опорах трос крепится на изоляторах, шунтируемых искровыми промежутками, и разделяется на анкерные участки, каждый из которых заземлен в одной точке. Благодаря такой подвеске устраняются потери мощности, вызываемые индуктированными напряжениями в тросе, создается возможность применения плавки гололеда на тросе, не оказывается влияние на значение однофазного тока короткого замыкания и создаются нормальные

условия для работы релейной защиты, появляется возможность контролировать сопротивление заземления каждой опоры в отдельности;

3) трос полностью изолируется на всей линии или на отдельных участках. Изоляторы шунтируются искровыми промежутками.

Согласно ПУЭ [6], на всех линиях 150 кВ и ниже крепление троса производится по первому способу. Второй способ должен применяться на линиях 220...500 кВ. В случае использования троса для отбора мощности или высокочастотной связи может быть применен третий способ.

Необходимость применения грозозащитных тросов определяется в основном материалом опор и интенсивностью гроз в районе сооружения линии. Линии до 35 кВ и линии 110 кВ с деревянными опорами не защищаются тросами. Линии 110...500 кВ с металлическими и железобетонными опорами должны защищаться тросами. Сооружение линий 110...500 кВ без тросов допускается в районах с малой интенсивностью гроз (число грозовых часов в году менее 20), на участках линий с большим сопротивлением грунта ($\rho \geqslant 10^3$ Ом·см), на участках линий с толщиной стенки гололеда более 20 мм.

Изоляция воздушной линии выбирается с учетом воздействия рабочего напряжения, коммутационных и грозовых перенапряжений. Тип и число изоляторов в гирлянде определяются их изоляционными свойствами и обычно указываются в технических данных унифицированной опоры. При решении этого вопроса можно также руководствоваться ПУЭ [6], в которых приведено число изоляторов в поддерживающих гирляндах для наиболее распространенных типов. Согласно нормам технологического проектирования [27], на линиях 330 кВ и выше рекомендуется применять, как правило, стеклянные изоляторы, а на линиях 35...220 кВ — как стеклянные, так и фарфоровые.

По выбранному основному типу унифицированных опор устанавливают одну из главных величин для дальнейшего расчета — расчетную габаритную длину пролета. Она обычно указывается в технических данных опор.

10.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНЫХ НАГРУЗОК НА ПРОВОДА

Провода́ воздушных линий испытывают действие нагрузок — вертикальных (вес про́вода и гололеда) и горизонтальных (давление ветра), в результате чего в металле возникают растягивающие напряжения.

При расчетах удобно пользоваться удельными (приведенными) нагрузками, которые относятся к 1 м длины линии и 1 мм^2 сечения провода.

Удельные нагрузки рассчитывают исходя из условия, что нагрузка по длине провода в пролете распределяется равномерно и порывы ветра отсутствуют.

Нагрузка от собственной массы провода вычисляется в зависимости от материала провода и его конструкции:

$$\gamma_1 = G_0 g / s,$$

где G_0 — масса провода; g — ускорение свободного падения; s — суммарная площадь поперечного сечения всех проволок провода или троса.

Нагрузку от массы гололеда определяют исходя из условия, что гололедные отложения имеют цилиндрическую форму плотностью $g_0 = 0{,}9$ г/см^3:

$$\gamma_2 = \pi b (d + b) g_0 g / s,$$

где d — диаметр провода; b — толщина стенки гололеда, принимаемая в зависимости от климатического района по гололеду и номинального напряжения линии.

Чем выше напряжение линии, тем более серьезные требования предъявляются при ее расчете. Для линии 6...330 кВ принимается максимальная толщина стенки гололеда за 10 лет наблюдений, для линии 500 кВ и выше — за 15 лет.

Нагрузка от собственной массы провода и массы гололеда направлена вертикально и определяется по формуле

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2.$$

Нагрузка от давления ветра при отсутствии гололеда рассчитывается согласно выражению

$$\gamma_4 = \alpha C_x d q \sin \varphi / s,$$

где φ — угол между направлением ветра и проводами линий, в расчетах принимается равным 90°; q — скоростной напор ветра; C_x — аэродинамический коэффициент, равный 1,1 для проводов и тросов диаметром 20 мм и более, не покрытых гололедом, и 1,2 —для не покрытых гололедом проводов и тросов диаметром менее 20 мм, а также для всех проводов и тросов, покрытых гололедом; α — коэффициент, которым учитывается неравномерность скорости ветра по длине пролета, находится в пределах 1,0...0,7 [6].

Срок, на протяжении которого определяется наибольшее значение скоростного напора ветра (скорости ветра), таков же, как и при определении толщины стенки гололеда, в зависимости от напряжения линии.

Нагрузка от давления ветра при наличии гололеда рассчитывается аналогично, но с учетом увеличения площади боковой поверхности провода из-за гололеда:

$$\gamma_5 = \alpha C_x (d + 2b) q \sin \varphi / s.$$

Суммарная нагрузка от собственной массы проводов и от давления ветра (при отсутствии гололеда) составляет

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}.$$

Суммарная нагрузка от собственной массы провода, от гололеда и давления ветра равна

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2}.$$

При проектировании следует учитывать, что если линия имеет большую длину, то ее отдельные участки могут оказаться в неодинаковых климатических условиях. Такое положение наиболее часто возникает при прохождении трассы по горам, мимо широких рек и больших водоемов. Для разных частей такой линии расчетные климатические условия могут приниматься различными.

Следует заметить, что удельные нагрузки определяются и вводятся в расчеты не произвольно, а для определенных технически обоснованных расчетных сочетаний климатических условий. Например, нагрузку γ_7 вычисляют не при максимальной скорости ветра и гололеде, а при гололеде и скоростном напоре ветра $0{,}25\, q_{max}$ (см. § 10.6).

Данные для расчета удельных нагрузок приведены в ПУЭ [4, 6].

Пример. Определим удельные нагрузки линии электропередачи, выполненной проводом АС-240/32 и проходящей в III климатическом районе по гололеду и V районе по ветру.

По данным [4, 6] находим: полное сечение провода $s = 275{,}7$ мм^2, масса провода $G_0 = 921$ кг/км, диаметр провода $d = 21{,}6$ мм. Для III района по гололеду нормативная толщина стенки гололеда $b = 15$ мм; для V района по ветру скоростной напор $q = 80$ даН/м^2.

Определяем удельные нагрузки:

$$\gamma_1 = \frac{921 \cdot 9{,}8 \cdot 10^{-3}}{275{,}7} = 3{,}2 \cdot 10^{-3} \text{ даН/(м} \cdot \text{мм}^2);$$

$$\gamma_2 = \frac{3{,}14 \cdot 15 (21{,}6 + 15) \cdot 0{,}9 \cdot 10^{-3} \cdot 9{,}8 \cdot 1}{275{,}7} = 5{,}5 \cdot 10^{-3} \text{ даН/(м} \cdot \text{мм}^2);$$

$$\gamma_3 = (3{,}2 + 5{,}5) \cdot 10^{-3} = 8{,}7 \cdot 10^{-3} \text{ даН/(м} \cdot \text{мм}^2);$$

$$\gamma_4 = \frac{0{,}7 \cdot 1{,}1 \cdot 21{,}6 \cdot 10^{-3} \cdot 80}{275{,}7} \sin 90^\circ = 4{,}8 \cdot 10^{-3} \text{ даН/(м} \cdot \text{мм}^2);$$

$$\gamma_5 = \frac{0{,}7 \cdot 1{,}2 (21{,}6 + 2 \cdot 15) \cdot 10^{-3} \cdot 0{,}25 \cdot 80}{275{,}7} \sin 90^\circ = 3{,}1 \cdot 10^{-3} \text{даН/(м} \cdot \text{мм}^2);$$

$$\gamma_6 = 10^{-3} \sqrt{3{,}2^2 + 4{,}8^2} = 5{,}8 \cdot 10^{-3} \text{даН/(м} \cdot \text{мм}^2);$$

$$\gamma_7 = 10^{-3} \sqrt{8{,}7^2 + 3{,}1^2} = 9{,}2 \cdot 10^{-3} \text{ даН/(м} \cdot \text{мм}^2).$$

10.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТИЧЕСКИХ ПРОЛЕТОВ

Для каждой марки провода существует предел прочности, превышение которого вызывает необратимые изменения механических свойств провода. У проводов и тросов воздушных линий должен быть определенный запас механической прочности. При выборе его величины считаются с возможными погрешностями исходных данных (температуры и нагрузок) и другими допущениями. Поэтому приходится принимать значительный запас прочности.

Действующие ПУЭ [6] задают запас прочности в виде допустимых напряжений в проводах в процентах от предела прочности провода $\sigma_{пр}$ для следующих условий: а) наибольшей внешней нагрузки; б) низшей температуры при отсутствии внешних нагрузок; в) среднегодовой температуры при отсутствии внешних нагрузок (см. табл. 10.1).

Табл. 10.1. **Допустимые механические напряжения в проводах и тросах**

Провода и тросы	Допустимое напряжение от предела прочности при растяжении, %		Предел прочности, даН/мм^2
	при наибольшей нагрузке или низшей температуре	при среднегодовой температуре	
Алюминиевые провода А, АКП	35...45	30	15...16
Сталеалюминиевые провода АС, АСКС, АСКП, АСК	35...45	30	24...33 *
Стальные провода ПС	50	35	62
Тросы ТК	50	35	120

* Меньшие значения предела прочности соответствуют бо́льшим значениям отношения сечения алюминиевой части к сечению стальной части провода.

Ограничения напряжений при наибольшей нагрузке и низшей температуре необходимы для проверки провода на статическое растяжение при наиболее тяжелых режимах. Эти ограничения могут оказаться недостаточными при возникающих из-за вибрации проводов динамических нагрузках, которые могут привести к уменьшению прочности провода в местах его закрепления. Поэтому при расчете проводов необходимо вводить также ограничение по среднеэксплуатационному напряжению $\sigma_э$. Заметим, что в результате ограничения напряжения уменьшается, хотя полностью не исключается, вредное влияние вибрации. Поэтому должны быть также проведены расчеты для проверки необходимости установки дополнительных средств защиты от вибрации.

Как видно из табл. 10.1, допустимые напряжения при наибольшей внешней нагрузке и наименьшей температуре в отсутствие нагрузки принимаются одинаковыми. При расчете проводов в качестве исходного (начального) можно принимать любое состояние, характеризующееся любой нагрузкой и температурой. Однако при монтаже проводов напряжения в них не должны превышать соответствующих допустимых напряжений для режимов максимальной нагрузки, низшей и среднегодовой температур. Чтобы выполнить это условие, целесообразно при расчете в качестве исходного принять одно из состояний, в котором напряжение может быть равным допустимому. При этом достаточно выбрать правильно один из трех ограничивающих режимов.

Влияние изменений нагрузки и температуры проявляется в большей или меньшей степени, в зависимости от длины про-

лета. При малых пролетах на напряжение в проводе значительное влияние оказывает температура, при больших пролетах — нагрузка. Граничный пролет, при котором влияние температуры и нагрузки на напряжение в проводе оказывается равноопасным, называется *критическим.*

При ограничении напряжения в проводе по трем режимам в общем случае существуют три критических пролета.

Первый критический пролет — это пролет такой длины, при которой напряжение в проводе в режиме среднегодовой температуры равно допустимому при среднегодовой температуре $\sigma_э$, а в режиме низшей температуры — допустимому напряжению при низшей температуре σ_-.

Второй критический пролет — это пролет, при котором напряжение в проводе при наибольшей нагрузке равно допустимому напряжению при наибольшей нагрузке $\sigma_г$, а в режиме низшей температуры — допустимому напряжению при низшей температуре σ_-.

Третий критический пролет — это пролет, при котором напряжение при среднегодовой температуре достигает допустимого при среднегодовой температуре $\sigma_э$, а в режиме максимальной нагрузки равно допустимому при максимальной нагрузке $\sigma_г$.

Формулы для определения критических пролетов могут быть получены из уравнения состояния провода:

$$\sigma - \frac{\gamma^2 l^2}{24\sigma^2\beta} = \sigma_m - \frac{\gamma_m^2 l^2}{24\sigma_m^2\beta} - \frac{\alpha}{\beta}(t - t_m), \qquad (10.1)$$

где l — длина пролета; α — температурный коэффициент линейного удлинения провода; β — значение, обратное модулю упругости: $\beta = 1/E$; σ_m, γ_m, t_m — соответственно напряжение в проводе, удельная нагрузка и температура в исходном (известном) режиме (состоянии) провода; σ, γ, t — соответствующие значения для искомого (неизвестного) режима провода.

Для получения формулы какого-либо критического пролета нужно в уравнение состояния провода вместо значений σ_m, γ_m, t_m подставить значения для одного из ограничивающих режимов, вместо значений σ, γ, t — другого, а длину пролета считать неизвестным значением.

Например, для нахождения первого критического пролета вместо σ_m, γ_m, t_m следует подставить $\sigma_э$, γ_1, $t_э$ (для режима среднегодовой температуры), а вместо σ, γ, t — σ_-, γ_1, t_-.

Формулы для определения критических пролетов при $\sigma_г = \sigma_- = \sigma_{max}$ имеют вид:

$$l_{1к} = \frac{2\sigma_э}{\gamma_1}\sqrt{\frac{6(\beta(\sigma_э - \sigma_{max}) + \alpha(t_э - t_-))}{1 - (\sigma_э/\sigma_{max})^2}};$$

$$l_{2к} = \frac{2\sigma_{max}}{\gamma_1}\sqrt{\frac{6\alpha(t_г - t_-)}{(\gamma_г/\gamma_1)^2 - 1}};$$

$$l_{3к}=\frac{2\sigma_{max}}{\gamma_1}\sqrt{\frac{6(\beta(\sigma_{max}-\sigma_э)+\alpha(t_г-t_э))}{(\gamma_г/\gamma_1)^2-(\sigma_{max}/\sigma_э)^2}},$$

где $t_г$, t_-, $t_э$ — соответственно температура в режиме максимальной нагрузки, низшей и среднегодовой температур; $\gamma_г$ — удельная нагрузка в режиме максимальной нагрузки.

Необходимые данные для расчета критических пролетов приведены в работах [4, 6].

Пример. Определить критические пролеты для линии электропередачи с параметрами из примера, приведенного в § 10.4. Высшая температура воздуха $t_{max}=+30$ °С, низшая $t_-=-35$ °С, среднегодовая $t_э=+17$ °С.

По данным [4, 6] дополнительно находим: модуль упругости $E=7{,}7\cdot10^3$ даН/мм^2; температурный коэффициент линейного удлинения $\alpha=19{,}8\cdot10^{-6}$ 1/°С; предел прочности при растяжении $\sigma_{пр}=27$ даН/мм^2; допустимые напряжения при наибольшей нагрузке и низшей температуре $\sigma_г=\sigma_-=\sigma_{max}=0{,}45\sigma_{пр}$ и при среднегодовой температуре $\sigma_э=0{,}3\sigma_{пр}$. Удельные нагрузки принимаем: $\gamma_г=\gamma_7=9{,}2\cdot10^{-3}$ даН/(м·мм^2), $\gamma_1=3{,}2\cdot10^{-3}$ даН/(м·мм^2). Полное сечение провода $s=275{,}7$ мм^2.

Определяем допустимые напряжения:

$$\sigma_г=\sigma_-=\sigma_{max}=0{,}45\cdot27=12{,}15\text{ даН/мм}^2;\quad \sigma_э=0{,}3\cdot27=8{,}1\text{ даН/мм}^2.$$

Вычисляем критические пролеты:

$$l_{1к}=2\cdot8{,}1/(3{,}2\cdot10^{-3})\times$$

$$\times\sqrt{\frac{6((1/(7{,}7\cdot10^3))(8{,}1-12{,}15)+19{,}8\cdot10^{-6}(17-(-35)))}{1-(8{,}1/12{,}15)^2}}=358\text{ м};$$

$$l_{2к}=\frac{2\cdot12{,}15}{3{,}2\cdot10^{-3}}\sqrt{\frac{6\cdot19{,}8\cdot10^{-6}(-5-(-35))}{(9{,}2\cdot10^{-3}/(3{,}2\cdot10^{-3}))-1}}=169\text{ м};$$

$$l_{3к}=\frac{2\cdot12{,}2}{3{,}2\cdot10^{-3}}\times$$

$$\times\sqrt{\frac{6((1/(7{,}7\cdot10)^3)(12{,}15-8{,}1)+19{,}8\cdot10^{-6}(-5-17))}{(9{,}2\cdot10^{-3}/(3{,}2\cdot10^{-3}))^2-(12{,}15/8{,}1)^2}}=75\text{ м}.$$

Таким образом, $358>169>75$, т. е. $l_{1к}>l_{2к}>l_{3к}$.

10.6. СИСТЕМАТИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРОВОДОВ И ТРОСОВ

Цель систематического расчета заключается в построении зависимостей изменения напряжения в проводе от длины пролета $\sigma=\varphi(l)$ и стрелы провеса от длины пролета $f=\varphi(l)$. Эти зависимости находят для определенных расчетных сочетаний климатических условий. Основные расчетные режимы приведены в табл. 10.2. Поясним назначение каждого из них.

Расчетные режимы 1...6 необходимы для проверки работы линии в нормальных условиях (при необорванных проводах и тросах), режим 8 применяют для проверки линии по условиям монтажа.

Чтобы проверить расстояния от токоведущих частей до элементов опор на допустимость, используют режимы 5 (при рабочем напряжении), 7 (при грозовых и внутренних перенапряжениях)

и 9 (для обеспечения безопасного подъема на опору под напряжением).

Табл. 10.2. **Расчетные сочетания климатических условий**

Номер расчетного режима	Климатические условия		
	температура	ветровая нагрузка	наличие гололеда
1	Высшая t_{max}	Отсутствует, $q=0$	Отсутствует, $\gamma_2=0$
2	$t=-5$ °С	Отсутствует, $q=0$	Провода и тросы покрыты гололедом, γ_{2max}
3	Низшая t_-	Отсутствует, $q=0$	Отсутствует, $\gamma_2=0$
4	Среднегодовая $t_э$	Отсутствует, $q=0$	Отсутствует, $\gamma_2=0$
5	$t=-5$ °С	Напор ветра максимальный $q_{max}(v_{max})$	Отсутствует, $\gamma_2=0$
6	$t=-5$ °С	Напор ветра $0{,}25q_{max}(0{,}5v_{max})$	Провода и тросы покрыты гололедом, γ_{2max}
7	$t=+15$ °С	$q=0{,}1q_{max}(\approx 0{,}3v_{max})$	Отсутствует, $\gamma_2=0$
8	$t=-15$ °С	$q=6{,}25$ даН/м^2 ($v=10$ м/с)	Отсутствует, $\gamma_2=0$
9	$t=-15$ °С	Отсутствует, $q=0$	Отсутствует, $\gamma_2=0$

Сочетания климатических условий, соответствующие расчетным режимам 1 и 2, необходимы для нахождения максимальной вертикальной стрелы провеса, которая может возникнуть при высшей температуре либо когда провода и тросы нагружены гололедом. Режим 3 используется для проверки проводов по допустимому напряжению в условиях низшей температуры, а также для определения минимальной стрелы провеса, которая нужна для вычисления габаритов при пересечении с инженерными сооружениями и для других целей. По расчетному режиму 4 контролируют напряжение в средних эксплуатационных условиях, чтобы оно не превышало допустимого при среднегодовой температуре. Один из режимов 5 или 6 позволяет определить максимальную внешнюю нагрузку на провода. По выбранному режиму производится проверка на допустимое напряжение при максимальных нагрузках. Режимы 5, 6 используют также для нахождения косых (наклонных) стрел провеса провода и тросов (при воздействии ветра).

Зависимости $\sigma=\varphi(l)$ и $f=\varphi(l)$ для каждого расчетного сочетания климатических условий строятся по 8...10 точкам. Значения наибольшего и наименьшего пролетов принимаются в зависимости от высоты принятого типа опор, заданных климатических условий (гололеда и ветра), марки провода и должны охватывать все длины пролетов, которые могут встретиться на проектируемой линии (для линий 35...220 кВ они находятся в пределах 70...400 м). Промежуточные значения пролетов принимаются через 30...50 м. В число промежуточных точек следует включать длины критических пролетов.

Возможны в основном следующие два сочетания длин критических пролетов: 1) $l_{1к}<l_{2к}<l_{3к}$; 2) $l_{1к}>l_{2к}>l_{3к}$. В первом случае физический смысл имеют первый и третий критические пролеты ($l_{1к}$ и $l_{3к}$). Во втором случае физический смысл имеет только второй

критический пролет $l_{2к}$. Физическая сущность этого заключения подробно изложена в соответствующей литературе.

Если после вычисления критических пролетов получилось соотношение $l_{1к}<l_{2к}<l_{3к}$, то при расчете точек зависимостей $\sigma=\varphi(l)$ и $f=\varphi(l)$ поступают следующим образом: для точек, соответствующих пролетам $l<l_{1к}$, в качестве исходного принимают режим низших температур (расчетный режим 3, табл. 10.2); для пролетов $l_{1к}<l<l_{3к}$ расчет точек осуществляют по сочетанию климатических условий, соответствующих расчетному режиму среднегодовой температуры 4; для пролетов $l>l_{3к}$ за исходный принимают расчетный режим 5 или 6, в зависимости от того, при каком из этих режимов имеет место бóльшая удельная нагрузка.

При соотношении критических пролетов $l_{1к}>l_{2к}>l_{3к}$ для точек, соответствующих пролетам $l<l_{2к}$, за исходный принимают режим низших температур 3, а для пролетов $l>l_{2к}$ — режим максимальных нагрузок 5 или 6.

Иногда встречаются случаи, когда один или два критических пролета мнимые. Если оказался мнимым пролет $l_{1к}$, при $l<l_{3к}$ в качестве исходного следует принимать режим среднегодовой температуры, а при $l>l_{3к}$ — режим максимальных нагрузок. Если мнимым является пролет $l_{3к}$, то при $l<l_{1к}$ исходным считают режим наименьших температур, а при $l>l_{1к}$ — режим среднегодовой температуры. В этих случаях пролет $l_{2к}$ физического смысла не имеет. Если мнимыми оказались одновременно пролеты $l_{1к}$ и $l_{3к}$, то для всех расчетных длин пролетов в качестве исходного следует принимать режим среднегодовой температуры.

Напряжение в проводе определяется из уравнения состояния провода (10.1). Для этого вместо значений с индексами m подставляют значения для соответствующего исходного режима, а вместо γ и t — значения режима, для которого необходимо найти напряжение в проводе. Тогда для определенной длины пролета уравнение состояния провода принимает вид кубического:

$$\sigma-B/\sigma^2=\pm A,$$

где A и B — числовые коэффициенты, полученные в результате подстановки в уравнение состояния провода всех известных значений. Это уравнение обычно решают подбором.

Стрела провеса для каждого из сочетаний климатических условий определяется по формуле

$$f=\gamma l^2/(8\sigma),$$

где l — длина пролета, соответствующая данной расчетной точке; γ — удельная нагрузка в расчетном режиме, для которого производится определение стрелы провеса; σ — напряжение в материале провода в соответствующем расчетном режиме при выбранной длине пролета.

Результаты расчетов сводят в таблицы и по ним вычерчивают соответствующие графики. На рис. 10.1 в качестве примера пред-

ставлен вид некоторых графиков: *а* — при $l_{1к} > l_{2к} > l_{3к}$ и *б* — при $l_{1к} < l_{2к} < l_{3к}$. Цифрами обозначены номера расчетных сочетаний климатических условий.

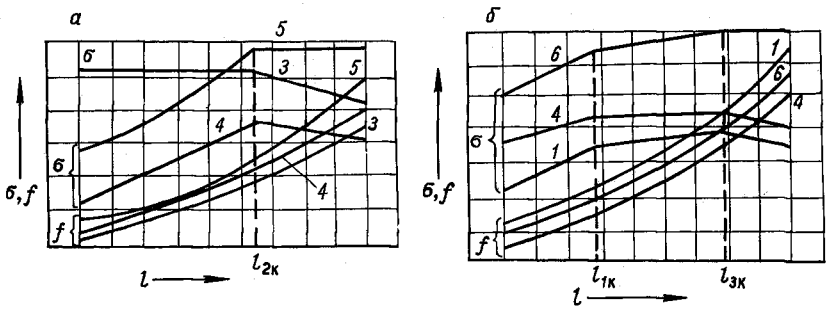


Рис. 10.1. Пример результатов систематического расчета проводов.

Массовые систематические расчеты выполняются на ЭВМ.

10.7. ВЫБОР И РАСЧЕТ ГРОЗОЗАЩИТНОГО ТРОСА

Для расчета грозозащитного троса используются методы и приемы расчета проводов. Кроме того, расположение троса на опоре должно быть таким, чтобы гарантировать защиту проводов от ударов молнии, т. е. необходимо иметь соответствующий угол защиты проводов. Во избежание перекрытия с троса на провод во время удара молнии в трос должны быть соблюдены соответствующие расстояния между тросом и проводами в середине пролета. Напряжения в тросе при наибольшей нагрузке, низшей и среднегодовой температурах не должны превышать соответствующих допускаемых напряжений. Угол защиты проводов учитывается при конструировании опор.

Если на проектируемой линии применяются унифицированные опоры с соответствующим расчетным пролетом, дополнительной проверки троса по защитному углу, как правило, не требуется, так как она была произведена при конструировании опоры.

Наименьшие допустимые расстояния между тросом и проводом в середине пролета без учета отклонения их ветром выбираются в соответствии с ПУЭ [6].

Допустимые расстояния должны соблюдаться для условий грозового режима, когда провода и тросы нагружены только собственной массой, ветер отсутствует и температура воздуха равна +15 °С. Стрела провеса троса в этих условиях должна быть не больше, чем рассчитанная по формуле

$$f_т = f_п + h_0 - h_д, \qquad (10.2)$$

где $f_п$ — стрела провеса провода в середине пролета (рис. 10.2); h_0 — расстояние по вертикали между точками подвеса троса и провода, оно известно из конструкции опоры; $h_д$ — допускаемое расстояние

между тросом и проводом. Найдем, какое должно быть напряжение в тросе, чтобы соблюдалась эта стрела провеса.

Связь между стрелами провеса и напряжениями в тросах и проводах имеет вид:

$$f_т = \gamma_т l^2/(8\sigma_т);\ f_п = \gamma_п l^2/(8\sigma_п), \qquad (10.3)$$

где $\gamma_т$, $\gamma_п$ — удельные нагрузки соответственно на трос и провод от собственной массы; $\sigma_т$, $\sigma_п$ — механические напряжения в тросе и проводе в условиях грозового режима; l — длина пролета.

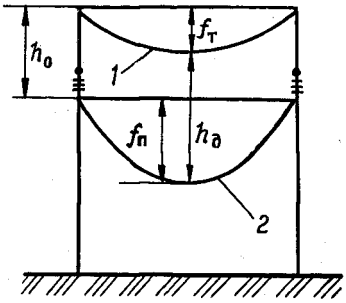


Рис. 10.2. Соотношение стрел провеса провода *2* и троса *1*.

Подставив выражения (10.3) в (10.2) и решив уравнение относительно $\sigma_т$, получим

$$\sigma_т = \frac{\gamma_т}{\gamma_п/\sigma_п + 8(h_0 - h_д)/l^2}. \qquad (10.4)$$

Допускаемое расстояние между тросом и проводом соблюдается, если напряжение в тросе при грозовом режиме не меньше подсчитанного по формуле (10.4).

Таким образом, можно установить следующий порядок расчета троса:

1) по уравнению состояния провода определяют напряжение в проводе $\sigma_п$ для условий грозового режима;

2) по формуле (10.4) определяют граничное напряжение в тросе, при котором еще соблюдается допускаемое расстояние между тросом и проводом в середине пролета;

3) в качестве исходного состояния принимают грозовой режим с полученным напряжением в тросе и по уравнению состояния провода находят напряжение в тросе для режимов максимальной нагрузки, низшей и среднегодовой температур;

4) сравнивают полученные напряжения в этих трех режимах с допустимыми при максимальной нагрузке, низшей и среднегодовых температурах.

Если напряжения не превышают допустимые, можно сделать вывод о пригодности выбранного троса для условий проектируемой линии в нормальных режимах работы. В противном случае удовлетворительного решения можно добиться, приняв другое сечение троса, увеличив высоту тросостойки и др.

При ровном профиле трассы в формулу (10.4) подставляют длину расчетного (габаритного) пролета линии. Если же очевидно, что после расстановки опор по профилю трассы в анкерном участке пролеты будут различной длины, то для обеспечения допускаемых расстояний между тросом и проводом во всех пролетах в формулу подставляют значение $l = (1{,}1 \ldots 1{,}25)\, l_{расч}$.

Результаты расчета напряжения в тросе при среднегодовой температуре используются для решения вопроса о необходимости

защиты троса от вибрации. Трос должен быть также проверен по условию аварийного режима линии.

10.8. РАСЧЕТ ПРОВОДОВ И ТРОСОВ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

Под *аварийным режимом* воздушной линии понимают работу при полностью или частично оборванных проводах и тросах. Обрывы проводов и тросов возможны даже при правильно спроектированной по нормальному режиму линии. Повреждения линии с обрывом проводов могут произойти при воздействии на них внешних нагрузок, значительно превосходящих расчетные, из-за незначительного повреждения проводов в зажимах при монтаже и вибрации проводов, при схлестывании проводов в процессе «пляски» и т. д.

Основная задача механического расчета проводов при аварийном режиме заключается в определении значения тяжения и провеса провода в пролетах, смежных с аварийным.

Если анкерный пролет состоит из одного пролета, то при обрыве провода в нем прикладывается усилие к анкерным опорам со стороны уцелевших проводов в смежных пролетах, равное полному тяжению провода до обрыва. Значение этого усилия применяется в качестве нормативной горизонтальной нагрузки при расчете анкерных опор в аварийном режиме.

Если же анкерный пролет состоит из нескольких пролетов, то при обрыве провода в одном из них, ограниченном промежуточными опорами, на промежуточные опоры передаются горизонтальные силы, соответствующие тяжению в уцелевших проводах. Одностороннее тяжение вызывает отклонение гирлянды подвесных изоляторов, которое будет происходить до тех пор, пока не наступит равновесие всех внешних сил, приложенных к ней. Отклонение гирлянды изоляторов приводит к ослаблению тяжения по уцелевшим проводам. Ослабление тяжения также происходит из-за отклонения опор в сторону действия горизонтальной силы.

Изменение тяжения провода в результате смещения его точки подвеса называется *редукцией,* а установившееся новое тяжение — *редуцированным.*

Целью расчета аварийного режима воздушной линии является определение редуцированного тяжения. Оно представляет собой нагрузку на промежуточную опору в аварийном режиме. При конструировании новых опор редуцированное тяжение служит исходным данным. Если проектирование линии ведется с применением унифицированных опор, то тяжение определяют для заданных условий и затем сравнивают его с наибольшим, по которому производился расчет выбранного типа унифицированной опоры.

Кроме того, по редуцированному тяжению определяют стрелы провеса и производят проверку габаритов, т. е. расстояний от проводов до земли и до пересекаемых инженерных сооружений. Редуцированное тяжение определяет также нагрузку на опоры при обрыве проводов.

цированное тяжение зависит от материала и конструкции опоры, типа изоляции, нагрузки на провода и длины пролета.

Расчет проводов в аварийном режиме следует производить для сочетаний климатических условий, приведенных в табл. 10.3.

Табл. 10.3. **Расчетные сочетания климатических условий для аварийных режимов**

Номер расчетного режима	Климатические условия		
	температура	ветровая нагрузка	наличие гололеда
1	$t=-5$ °С	Отсутствует, $q=0$	Провода и тросы покрыты гололедом, γ_{2max}
2	Низшая t_-	Отсутствует, $q=0$	Отсутствует, $\gamma_2=0$
3	Среднегодовая $t_э$	Отсутствует, $q=0$	Отсутствует, $\gamma_2=0$

По расчетным режимам 1 и 2 находят наибольшую нагрузку, действующую на анкерные опоры при обрыве провода. Она может возникнуть при гололеде либо при наименьшей температуре. Режим 3 используют для расчета промежуточных опор, определения стрел провеса и проверки габаритов. Несмотря на то что наибольшая стрела провеса может возникнуть при других условиях (например, при максимальной температуре), этот расчет проводят для среднегодовых условий, так как в противном случае стоимость линии значительно повышается.

Промежуточные опоры с подвесными гирляндами рассчитываются на условные усилия при обрыве тех проводов и тросов, которые вызывают наибольший изгибающий или крутящий момент на опору.

Расчет опор производится для следующих условий: оборван один провод или провода одной фазы (при любом числе проводов на опоре), тросы не оборваны; оборван один трос, провода не оборваны. Расчет выполняют для сочетаний климатических условий, соответствующих среднеэксплуатационным (при среднегодовой температуре и отсутствии ветра и гололеда).

Расчет промежуточных опор для линий с нерасщепленными фазами ведут исходя из нормативного тяжения, принимаемого равным следующим условным значениям:

1) для металлических свободно стоящих опор с проводами сечением до 185 мм^2 — 0,5 T_{max}; с проводами сечением 205 мм^2 и более — 0,4 T_{max};

2) для железобетонных свободно стоящих опор с проводами сечением до 185 мм^2 — 0,3 T_{max}; с проводами сечением 205 мм^2 и более — 0,25 T_{max} (T_{max} — наибольшее нормативное тяжение провода или проводов одной фазы).

Нормативное тяжение при обрыве троса принимается равным 0,5 T_{max} (T_{max} — наибольшее тяжение троса при климатических условиях, для которых производится конструирование опоры).

В случае применения унифицированных опор задача сводится к сравнению полученного при проектировании линии редуцирован-

ного тяжения с нормативным при обрыве провода, по которому рассчитана применяемая унифицированная опора. Значение T_{max} обычно известно из технических данных унифицированных опор. Его можно также определить по формуле

$$T_{max} = \sigma_{доп} S,$$

где $\sigma_{доп}$ — наибольшее допустимое напряжение для данной марки провода; s — наибольшее сечение провода из всего диапазона сечений, для которого может быть применена данная унифицированная опора.

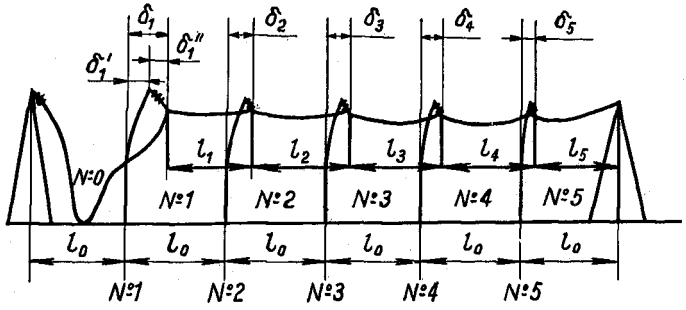


Рис. 10.3. Расчетная схема для определения редуцированного тяжения.

Существуют несколько методов определения тяжения проводов в аварийном режиме. Аналитическое решение этой задачи громоздко. Поэтому практические расчеты выполняют графическими или графоаналитическими методами. Теоретические положения этих методов изложены в специальной литературе. Здесь же укажем порядок расчета без подробных теоретических пояснений.

В результате исследований установлено: если число уцелевших пролетов между анкерными опорами больше 5, редуцированное тяжение можно определять, полагая, что между анкерными опорами имеется 6 пролетов. При этом остальные пролеты оказывают незначительное влияние на редуцированное тяжение в пролете, смежном с аварийным, из-за малого смещения точек подвеса. Поэтому для расчета проводов в аварийном режиме принимают расчетную схему из 6 одинаковых пролетов, длина каждого из которых равна расчетной длине пролета l_0. Полагают также, что точки подвеса провода имеют одинаковые отметки (рис. 10.3).

При обрыве провода в пролете 0 на опорах возникает разность тяжений ΔT, которая приводит к отклонению точек подвеса провода на значение δ. Эти величины обусловлены гибкостью опор δ' и отклонением гирлянд изоляторов δ''. Из-за неодинакового отклонения точек подвеса провода длины пролетов изменятся неодинаково и станут неравными.

Для определения редуцированного тяжения предварительно производят построение двух зависимостей: разности тяжений на

опоре от отклонения точки подвеса провода $\Delta T = f(\delta)$ и тяжения провода от изменения длины пролета $T = f(\Delta l)$.

Отклонение точки подвеса провода определяется прогибом опоры и отклонением гирлянды изоляторов:

$$\delta = \delta' + \delta''.$$

Прогиб промежуточной опоры, вызываемый разностью тяжений в двух прилегающих к ней пролетах линии, равен $\delta' = km\Delta T$, где k — коэффициент гибкости опоры, принимаемый согласно [36]; m — коэффициент распределения усилий между стойками опоры; в случае П-образных опор он принимается: при обрыве крайнего провода для опор без ветровых связей — 1,0; опор с ветровой связью — 0,75; при обрыве среднего провода — 0,5; для одностоечных опор — 1,0.

Отклонение гирлянды изоляторов из-за разности тяжений в проводах двух смежных пролетов

$$\delta'' = \frac{\lambda \Delta T}{\sqrt{(G_п + G_г/2)^2 + \Delta T^2}},$$

где λ — длина гирлянды изоляторов; $G_п$ — масса пролета провода; $G_г$ — масса гирлянды изоляторов.

Таким образом, зависимость $\Delta T = f(\delta)$ может быть построена по уравнению

$$\delta = km\Delta T + \frac{\lambda \Delta T}{\sqrt{(G_п + G_г/2)^2 + \Delta T^2}}. \qquad (10.5)$$

Для построения этой зависимости задаются 6...8 значениями разности тяжений ΔT в интервале от 0 до 60...70 % значения тяжения нормального режима линии (при необорванных проводах) и по формуле (10.5) определяют соответствующие значения δ. Тяжение в нормальном режиме определяют по напряжению материала провода из систематического расчета для того же сочетания климатических условий:

$$T_э = \sigma s,$$

где s — площадь сечения провода.

Зависимость $T = f(\Delta l)$ строят, используя следующее уравнение, которое получается в результате приравнивания длины провода в пролете до обрыва провода и после него:

$$T = \sigma s = s\sqrt{l^3\gamma^2/(24(L_0 - l))}, \qquad (10.6)$$

где L_0 — длина провода в пролете; γ — удельная нагрузка от собственной массы провода; l — длина пролета в аварийном режиме.

Длина провода в пролете равна

$$L_0 = l_0 + \gamma^2 l_0^3/(24\sigma_0^2),$$

где σ_0 — напряжение провода для расчетного пролета.

Задаваясь различными значениями длины пролета l, по формуле (10.6) находят тяжение провода T. Учитывая, что изменение длины пролета $\Delta l = l_0 - l$, можно построить зависимость $T = f(\Delta l)$.

В практических расчетах при нахождении тяжения задаются 8...10 значениями длины пролета l, начиная с l_0 и затем уменьшая их на 0,1...0,3 м.

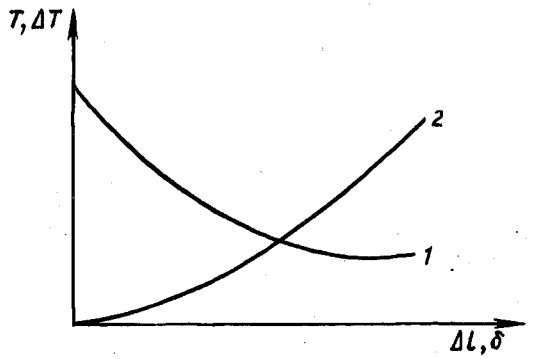


Рис. 10.4. Графики для расчета проводов в аварийном режиме:
1 — $T = f(\Delta l)$; *2* — $\Delta T = f(\delta)$.

Зависимости $\Delta T = f(\delta)$ и $T = f(\Delta l)$ имеют вид, показанный на рис. 10.4. Строят их обязательно в одном масштабе.

Редуцированное тяжение в пролете, смежном с аварийным, находят, задаваясь в пятом пролете тяжением порядка 70...80 % тяжения провода в нормальном режиме и выполняя серию построений на кривых, представленных на рис. 10.4. Методика этих построений подробно изложена в [36].

10.9. РАССТАНОВКА ОПОР ПО ПРОФИЛЮ ТРАССЫ

Расстановка опор — наиболее ответственный этап в проектировании линии. После ее выполнения определяются окончательно число и тип опор, число изоляторов, линейной арматуры и др.

Одна из главных задач при расстановке опор по профилю трассы — проверка расстояний от проводов до земли и до пересекаемых инженерных сооружений. Габариты должны проверяться в следующих режимах:

а) в нормальном режиме линии (при необорванных проводах и тросах) по максимальной стреле провеса, получаемой из сопоставления стрел провеса в режиме высшей температуры и в режиме гололеда без ветра;

б) при аварийном состоянии линии (обрыв провода в соседнем пролете) в режиме среднегодовой температуры.

В нормальном режиме линии проверке подлежат все пролеты в любой местности. В аварийном режиме габариты проверяются только в населенной местности при пересечении линий с улицами, проездами и т. п., если сечения проводов менее 185 мм^2. В ненаселенной местности габариты в аварийных режимах следует проверять для пролетов пересечения с инженерными сооружениями.

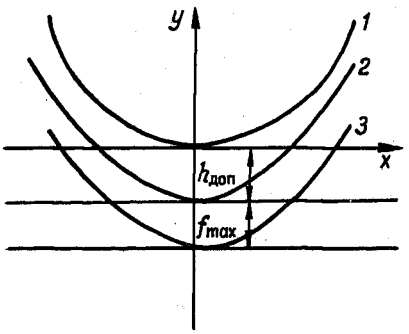


Рис. 10.5. Шаблон для расстановки опор.

Если пересекаются две воздушные линии, то должны проверяться расстояния по вертикали между ближайшими проводами и тросами в грозовых условиях (температура воздуха $+15$ °С, ветер и гололед отсутствуют). Основные габариты линий приведены в ПУЭ [6].

На заданном профиле трассы расстановка опор производится с помощью специальных шаблонов. Шаблон представляет собой три кривые провисания проводов (рис. 10.5), построенные в виде парабол для режима, при котором возникает максимальная стрела провеса (при высшей температуре или при гололеде без ветра). Режим максимальной стрелы провеса находится из систематического расчета для расчетной длины пролета. Он может быть также определен вычислением критической температуры, при которой стрела провеса провода при отсутствии гололеда и ветра достигает такого же значения, как при гололеде без ветра:

$$t_к = t_2 + \frac{\sigma}{\alpha E}\left(1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3}\right),$$

где t_2 — температура при гололеде (-5 °С); σ — напряжение в проводе при гололеде без ветра.

Если $t_{max} > t_к$, то наибольшая стрела провеса будет возникать при t_{max}, а в случае $t_{max} < t_к$ — при гололеде без ветра.

Кривая *1* шаблона строится на основе формулы стрелы провеса:

$$f = \gamma l^2/(8\sigma).$$

Подставив $l=2x$, получим

$$y=kx^2, \qquad (10.7)$$

где

$$k=\gamma/(2\sigma).$$

Удельная нагрузка γ и напряжение провода σ принимаются для режима, соответствующего максимальной стреле провеса. Напряжение находится по результатам систематического расчета проводов для длины пролета $l' \approx (0{,}8...0{,}95)\, l_{\text{расч}}$, т. е. несколько меньшей, чем расчетная длина пролета. Из опыта проектирования установлено, что средний пролет после расстановки опор примерно на 10 % меньше, чем расчетный, за счет наличия ограничений по трассе (дороги, реки, углы и т. п.). Задаваясь различными значениями x, по формуле (10.7) находят соответствующие значения y.

Кривую *2*, называемую *габаритной,* строят параллельно первой, отложив от нее по вертикали расстояние $h_{\text{доп}}$, равное допустимому габариту от провода до земли. Аналогично строят кривую *3*, называемую *земляной.* Расстояние по вертикали от кривой *2* до кривой *3* принимают равным максимальной стреле провеса $f_{\max}$.

Шаблон выполняют в тех же масштабах, что и продольный профиль трассы. Шаблон чертят на миллиметровке, а затем перечерчивают на прозрачную кальку.

До расстановки опор всю трассу разбивают на участки, ограниченные анкерными опорами. Расстановку промежуточных опор производят на каждом анкерном участке независимо от других анкерных участков.

Шаблон накладывают на профиль трассы так, чтобы кривая *3* пересекала профиль в месте установки первой анкерной опоры, а кривая *2* касалась его. При этом ось y должна находиться в вертикальном положении. Тогда другая точка пересечения кривой *3* с про-

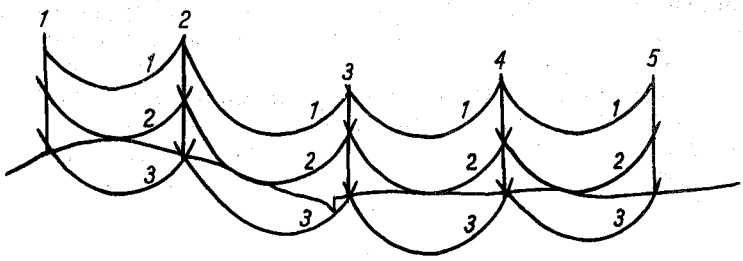


Рис. 10.6. Применение шаблона для расстановки опор.

филем будет соответствовать месту установки первой промежуточной опоры. При таком положении шаблона во всех точках пролета габарит до земли будет не меньше допустимого. Затем шаблон передвигают и аналогичным образом находят положение следующей опоры. Поочередное положение шаблона на профиле трассы показано на рис. 10.6.

Длина последнего пролета в конце анкерного участка может оказаться малой. В этом случае ее следует увеличить, уменьшая соответственно ряд длин соседних пролетов и стремясь, чтобы все они были примерно одинаковыми. С помощью шаблона следует произвести дополнительную проверку и убедиться, что при перемещении опор габариты остаются не меньше допустимых. При массовых расчетах расстановку опор производят с применением ЭВМ.

После расстановки опор определяют значение приведенного пролета $l_{пр}$. Его физический смысл заключается в том, что после монтажа провода в анкерном пролете с помощью подвесных изоляторов по всему анкерному участку произойдет выравнивание напряжения провода, которое будет соответствовать какому-то условному пролету. В дальнейших расчетах напряжение провода в анкерном участке определяют по приведенному пролету.

Приведенный пролет вычисляют как квадратный корень из суммы кубов пролетов, которые входят в анкерный пролет (между двумя соседними анкерными опорами), деленной на длину анкерного участка:

$$l_{пр}=\sqrt{\sum_1^n l_i^3 / \left(\sum_1^n l_i\right)}.$$

Приведенный пролет для различных анкерных участков в общем случае различен.

Если приведенный пролет оказался близким к расчетному l', по которому был построен шаблон, то расстановку опор можно считать удовлетворительной.

При $l_{пр} \gg l'$ или $l_{пр} \ll l'$ следует найти по результатам систематического расчета напряжение провода, соответствующего $l_{пр}$, и сравнить его с напряжением, которое принималось при построении шаблона. При существенном различии этих напряжений нужно постороить шаблон для нового напряжения и произвести перестановку опор. Необходимость этого вызывается тем, что при меньшем полученном напряжении будут возникать большие стрелы провеса, при которых может возникнуть нарушение значений габаритов до земли. Если напряжение окажется выше расчетного, для которого строился шаблон, то будут создаваться излишние запасы в габаритах, что приведет к перерасходу опор.

На участках трассы с сильно пересеченным профилем необходима проверка опор на вырывание, которое может наблюдаться в случае, когда отметка расположения опоры находится значительно ниже отметок двух соседних опор (рис. 10.7). Проверка на вырывание производится с помощью шаблона, представляющего кривую провисания провода при минимальной стреле провеса. Шаблон рассчитывается по формуле (10.7), куда подставляются удельная нагрузка от собственной массы провода и напряжение в режиме наименьшей температуры.

Пусть, например, при расстановке опор по условию максимальной стрелы провеса были установлены опоры 1, 2 и 3 (см. рис. 10.7).

Тогда шаблон, соответствующий минимальной стреле провеса, накладывают на профиль так, чтобы кривая проходила через вершины опор *1* и *3*. Если при этом кривая шаблона окажется выше точки *а*, то опора *2* будет испытывать силу, действующую вертикально вверх. Для ее устранения могут быть осуществлены сле-

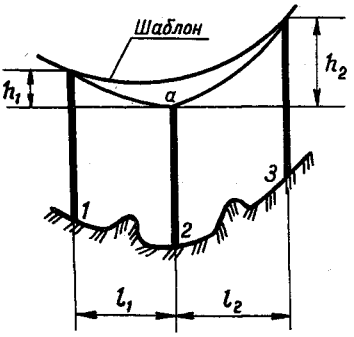


Рис. 10.7. Проверка опоры на вырывание.

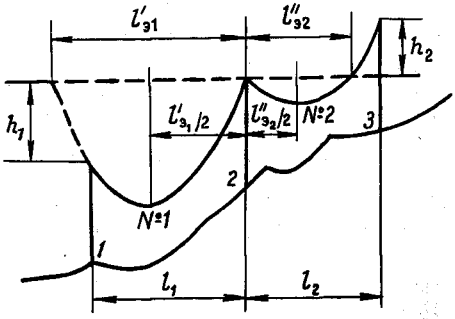


Рис. 10.8. Определение весового пролета.

дующие мероприятия: перестановка опоры *2* на более высокую отметку, ликвидация опоры *2*, применение повышенной опоры *2*, установка анкерной опоры *2* вместо промежуточной, подвеска компенсирующих грузов.

Минимально необходимая масса компенсирующих грузов составляет

$$G_к = \left(\frac{\sigma}{\gamma}\left(\frac{h_1}{l_1} + \frac{h_2}{l_2}\right) - \frac{l_1 + l_2}{2}\right)\gamma s/g,$$

где γ — удельная нагрузка от собственной массы провода; σ — напряжение провода в режиме наименьших температур; l_1, l_2 — длина пролетов, прилегающих к проверяемой опоре; h_1, h_2 —разности между высотами точек подвеса провода (см. рис. 10.7); g — ускорение силы тяжести. При расстановке опор на профиле трассы все они должны быть проверены на нагрузки, которые будут возникать в реальных условиях. Вертикальные нагрузки, действующие на опору, определяются собственной массой проводов и гололеда, а горизонтальные — действием ветра на провода линии. Проверку производят путем вычисления для каждой опоры весового и ветрового пролетов и сравнения их с соответствующими расчетными.

Весовой пролет соответствует вертикальной нагрузке на опору и определяется суммой двух смежных эквивалентных полупролетов, прилегающих к данной опоре. Так, для опоры *2* (рис. 10.8)

$$l_{вес} = (l'_{э1} + l''_{э2})/2. \qquad (10.8)$$

Эквивалентный пролет — это условный пролет с подвеской провода на одинаковых высотах, вычисляемый по формулам:

первый (большой) эквивалентный пролет

$$l'_э = l + 2\sigma h/(\gamma l);$$

второй (малый) эквивалентный пролет

$$l''_э = l - 2\sigma h/(\gamma l),$$

где l — действительная длина пролета; h — разность между высотами точек подвеса провода. Так, для опоры *2* (см. рис. 10.8)

$$l'_{э1} = l_1 + 2\sigma h_1/(\gamma l_1); \quad l''_{э2} = l_2 - 2\sigma h_2/(\gamma l_2),$$

где γ — удельная нагрузка от собственной массы провода и гололеда; σ — напряжение провода в режиме гололеда без ветра, взятое для приведенного пролета данного анкерного участка; l_1, l_2 — длины пролетов, которые берутся с профиля трассы.

Смежными эквивалентными пролетами для данной опоры не всегда будут один большой и один малый эквивалентные пролеты. Возможны случаи, когда к опоре прилегают два больших или два малых эквивалентных пролета. В этих случаях формула (10.8) принимает соответственно вид

$$l_{вес} = (l'_{э1} + l'_{э2})/2 \text{ или } l_{вес} = (l''_{э1} + l''_{э2})/2.$$

Очевидно, что при подвеске провода на одинаковой высоте $h=0$ и весовой пролет равен полусумме действительных пролетов:

$$l_{вес} = (l_1 + l_2)/2.$$

На опору действует вертикальная нагрузка не выше расчетной, если $l_{вес} \leqslant l_{вес.расч}$. Расчетный весовой пролет обычно известен из технических данных унифицированных опор.

Проверку горизонтальной нагрузки от действия ветра производят путем вычисления ветрового пролета и сравнения его с расчетным. В инженерных расчетах с достаточной точностью ветровой пролет можно вычислять как полусумму смежных пролетов:

$$l_{ветр} = (l_1 + l_2)/2.$$

Для каждой опоры должно быть соблюдено условие $l_{ветр} \leqslant l_{ветр.расч}$. Расчетный ветровой пролет указывается в паспортных данных унифицированных опор. Если весовой или ветровой пролет для какой-либо опоры оказался выше расчетного, то должна быть произведена соответствующая перестановка опор на профиле трассы.

В населенной местности габариты до земли должны соблюдаться не только в нормальном, но и в аварийном режиме линии. Проверка аварийного режима производится при среднегодовой температуре и отсутствии гололеда и ветра.

Габарит до земли определяется на основании вычисления стрелы провеса:

$$f=\gamma l^2/(8\sigma),$$

где γ — удельная нагрузка от собственной массы провода; l — длина пролета, при неодинаковой высоте точек подвеса провода в формулу подставляется соответствующая длина эквивалентного пролета; σ — напряжение провода, найденное по результатам расчета аварийного режима ($\sigma=T/s$).

Укажем, что наименьшее редуцированное тяжение (следовательно, и наибольшее изменение стрелы провеса) возникает тогда, когда между местом обрыва провода и анкерной опорой остается один уцелевший пролет. Это обстоятельство позволяет использовать тяжение, найденное для схемы рис. 10.3, только для пролетов, расположенных посредине анкерного участка. Для пролетов, находящихся рядом с анкерной опорой (от первого до четвертого), следует применять расчетную схему не с пятью, а с меньшим числом уцелевших пролетов и для них находить редуцированное тяжение.

10.10. РАСЧЕТ ПЕРЕХОДОВ ЧЕРЕЗ ИНЖЕНЕРНЫЕ СООРУЖЕНИЯ

Под *переходами через инженерные сооружения* понимают пересечения проектируемой линии с железными и шоссейными дорогами, линиями электропередачи, линиями связи и сигнализации. Цель расчета заключается в определении расстояний от проводов линии до пересекаемого сооружения и сравнении их с допустимыми.

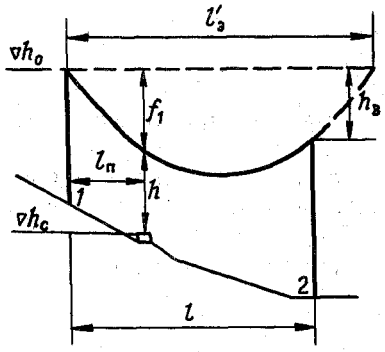


Рис. 10.9. Переход линии через инженерное сооружение.

Действительное расстояние от нижнего провода до инженерного сооружения (рис. 10.9):

$$h=h_0-h_c-f_1,$$

где h_0 — высотная отметка точки подвеса нижнего провода на профиле трассы, определяемая отметкой в месте установки опоры и размерами отдельных элементов опоры; h_c — высотная отметка верхней части инженерного сооружения на профиле трассы; f_1 — стрела провеса провода в месте пересечения, отстоящего на расстояние $l_п$ от опоры с большей отметкой точки подвеса провода.

Стрела провеса провода в нормальном режиме

$$f_1=\gamma l_п(l'_э-l_п)/(2\sigma), \qquad (10.9)$$

где γ — удельная нагрузка провода, соответствующая режиму наибольшей стрелы провеса (режимы максимальной температуры

или гололеда при отсутствии ветра); σ — напряжение провода в режиме наибольшей стрелы провеса, находится для приведенного пролета данного анкерного участка; $l'_э$ — длина первого (большого) эквивалентного пролета.

При подвеске проводов на опорах пролета пересечения на одинаковой высоте $l'_э = l$, и, следовательно, в формулу (10.9) вместо $l'_э$ следует подставлять длину пролета пересечения l.

В аварийном режиме стрелу провеса в месте пересечения определяют для среднегодовой температуры при отсутствии ветра и гололеда. Расчет ведут по формуле (10.9), куда вместо γ подставляют нагрузку от собственной массы провода. Напряжение провода находят по его редуцированному тяжению $T_{ред}$ и сечению s:

$$\sigma_{ред} = T_{ред}/s$$

либо с помощью коэффициентов редукции $k_1 - k_6$:

$$\sigma_{ред} = \sigma_э k,$$

где $\sigma_э$ — напряжение провода при среднегодовой температуре.

Коэффициенты редукции определяются в зависимости от числа уцелевших до анкерной опоры пролетов:

при 1 пролете

$$k_1 = \frac{1}{\sqrt{1 + 0{,}375\lambda(l_1 + l_{пр}/2f^2)}} + 0{,}01;$$

при 6 и более пролетах

$$k_6 = \frac{1}{\sqrt{1 + (\lambda/f)\sqrt[3]{l_{пр}/f}}} - 0{,}1;$$

при 2...5 пролетах

$$k_2 = (k_1 + k_6)/2;\ k_3 = (k_1 + 3k_6)/4;\ k_4 = (k_1 + 7k_6)/8;$$
$$k_5 = (k_1 + 15k_6)/16.$$

Здесь $l_{пр}$ — приведенная длина пролета; l_1 — фактическая длина первого пролета; λ — длина гирлянды изоляторов; f — стрела провеса при среднегодовой температуре.

Для расчета перехода в аварийном режиме важно правильно выбрать расчетную схему. Наибольшая стрела провеса определяется по расчетной схеме, в которой обрыв провода находится в пролете, соседнем с пролетом пересечения. Если переход расположен в пятом и далее по счету пролете от анкерной опоры, можно выбрать расчетную схему, состоящую из пяти уцелевших пролетов. При меньшем числе пролетов до анкерной опоры расчетная схема принимается с фактическим числом пролетов.

Если один пролет пересекается с несколькими инженерными сооружениями, проверка габаритов должна производиться до каждого из них.

При выбранной высоте опор проектируемой линии расстояния до пересекаемых сооружений могут оказаться меньше допустимых. В этом случае должны быть разработаны соответствующие мероприятия. Прежде всего следует попытаться увеличить габариты путем перемещения опоры проектируемой линии ближе к месту пересечения и за счет этого уменьшить стрелу провеса над инженерным сооружением. В ряде случаев допускается переустройство пересекаемых линий электропередачи и линий связи путем понижения их опор или перекладки в подземные кабели. Может оказаться целесообразным применение повышенных опор на проектируемой линии в месте пересечения.

Чертежи переходов выполняют в более крупном масштабе, чем профиль трассы. Для переходов принимают следующие масштабы: по вертикали 1:100 или 1:200, а по горизонтали — соответственно 1:1000 или 1:2000.

10.11. РАСЧЕТ МОНТАЖНЫХ СТРЕЛ ПРОВЕСА

Поскольку монтаж провода может выполняться в широком диапазоне температур окружающего воздуха, важно правильно выбрать соответствующие стрелы провеса в реальных условиях монтажа.

Если стрела провеса будет занижена по сравнению с расчетной, в режиме низших температур напряжение может превысить допустимое. При завышении стрелы провеса в режиме высших температур или при гололеде могут нарушаться габариты до земли и пересекаемых сооружений.

При монтаже провода достаточно осуществлять контроль за стрелами провеса в двух пролетах анкерного участка. Поэтому монтажные стрелы провеса обычно строят для двух пролетов каждого анкерного участка, являющихся вторыми по счету от анкерных опор, или для ровного участка трассы.

Расчет монтажных стрел провеса выполняют в следующем порядке:

1) определяют приведенные пролеты $l_{пр}$ для всех анкерных участков;

2) устанавливают соотношение между пролетами приведенным и критическим, по которому принимают один из трех исходных режимов, ограничивающих допустимые напряжения провода;

3) находят напряжение провода для данного приведенного пролета анкерного участка при различных температурах, используя уравнение состояния провода (10.1). Для этого в правую часть уравнения подставляют параметры принятого режима, ограничивающего допустимое напряжение провода, а в левую — удельную нагрузку от собственной массы провода (так как монтаж проводов ведется при отсутствии гололеда и сильного ветра). Значениями температур задаются от $+30$ до -30 °С через каждые 10 °С;

4) намечают пролеты, для которых надо рассчитать монтажные стрелы провеса;

5) определяют для каждого из них стрелы провеса $f=\gamma_1 l^2/(8\sigma_{пр})$. Здесь l — длина пролета; $\sigma_{пр}$ — напряжение провода в приведенном пролете, полученное из уравнения состояния провода для различных температур;

6) определяют тяжение провода $T=\sigma_{пр}s$.

Результаты расчетов сводят в *монтажные таблицы,* по которым строят монтажные кривые $f=\varphi(t)$ и $T=\varphi(t)$ (рис. 10.10). Зависимость $f=\varphi(t)$ получается линейной. Поэтому при расчете монтажных кривых достаточно вычислить стрелы провеса для двух температур и по ним построить зависимость для всего диапазона температур.

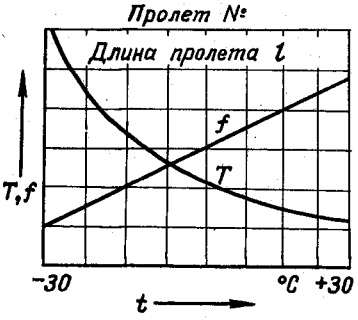


Рис. 10.10. Монтажные кривые.

Пример. Рассчитать монтажные кривые для линии электропередачи с параметрами, приведенными в примерах § 10.4 и 10.5. Длина пролета $l=250$ м. Критические пролеты: $l_{1к}=358$ м, $l_{2k}=169$ м, $l_{3k}=75$ м. Модуль упругости $E=7{,}7\cdot10^3$ даН/мм^2, температурный коэффициент линейного удлинения $\alpha=19{,}8\cdot10^{-6}$ 1/°С.

Поскольку $l_{1к}>l_{2к}>l_{3к}$, то при $l<l_{2к}$ в качестве исходного режима следует принимать режим низших температур, а при $l>l_{2к}$ — режим максимальных нагрузок (см. § 10.6).

В данном случае $l>l_{2к}$. Следовательно, за исходный примем режим максимальных нагрузок, который характеризуется удельной нагрузкой $\gamma_г=\gamma_7=9{,}2\cdot10^{-3}$ даН/(м·мм^2), допустимым напряжением $\sigma_г=12{,}2$ даН/мм^2, температурой $t_г=-5$ °С. Удельная нагрузка без ветра и гололеда $\gamma_1=3{,}2\cdot10^{-3}$ даН/(м·мм^2).

По выражению (10.1) составим уравнение состояния провода в пролете:

$$\sigma-\frac{(3{,}2\cdot10^{-3})^2\cdot250^2}{24\sigma^2\cdot1/(7{,}7\cdot10^3)}=12{,}2-\frac{(9{,}2\cdot10^{-3})^2\cdot250^2}{24\cdot12{,}2^2\cdot1/(7{,}7\cdot10^3)}-\frac{19{,}8\cdot10^{-6}}{1/(7{,}7\cdot10^3)}(t-(-5)).$$

После преобразования получим

$$\sigma^2(\sigma-0{,}8+0{,}15(t+5))=206.$$

Стрелу провеса определим по формуле

$$f=\gamma_1 l^2/(8\sigma)=3{,}2\cdot10^{-3}\cdot250^2/(8\sigma)=25/\sigma.$$

Тяжение провода

$$T=s\sigma=275{,}7\sigma.$$

Задаваясь различными значениями температуры t, вычислим значения σ, а по ним — f и T (табл. 10.4).

Табл. 10.4. **Результаты расчетов**

t, °С	−30	−20	−10	0	+10	+20	+30
σ, даН/мм^2	7,9	7,1	6,5	5,9	5,5	5,1	4,7
f, м	3,2	3,5	3,8	4,2	4,5	4,9	5,3
T, даН	2178	1957	1792	1627	1516	1406	1296

10.12. ЗАЩИТА ПРОВОДОВ И ТРОСОВ ОТ ВИБРАЦИИ

Для уменьшения вредного воздействия вибрации проводов при их расчете вводят ограничения допустимого напряжения в проводе при среднеэксплуатационном режиме. Однако эта мера не полностью устраняет опасность вибрации. Могут еще возникать такие тяжения, при которых вибрация приведет к повреждению проводов. ПУЭ [6] устанавливают максимальные значения среднеэксплуатационного напряжения, при котором вибрация не представляет опасности. Если напряжения проводов оказываются больше этих значений, требуется защита от вибрации.

При защите от вибрации с помощью гасителей важно правильно выбрать расстояние между точкой крепления провода и гасителем. Оно определяется по формуле

$$c = 1{,}75\sqrt{T_э/\gamma_1},$$

где γ_1 — удельная нагрузка от собственной массы провода; $T_э$ — тяжение провода в среднеэксплуатационном режиме, определяемое по соответствующему напряжению.

Тип гасителя вибрации выбирается в зависимости от марки провода и сечения.

11. ЭЛЕМЕНТЫ РАСЧЕТА И ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ПОВЫШЕННОЙ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ

11.1. ВОЗМОЖНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Для характеристики пропускной способности электропередач переменного тока используют понятие *предел передаваемой мощности.* Он может определяться устойчивостью параллельной работы генераторов электрической системы или узлов нагрузки, допустимыми токами и допустимыми напряжениями у потребителей. В распространенных на практике конструкциях воздушных электропередач относительно большой протяженности предельная передаваемая мощность ограничивается обычно условиями устойчивости, а в электропередачах сравнительно небольшой длины — либо допустимыми токами, либо допустимыми напряжениями. Пропускная способность закрытых линий электропередачи (кабельного типа) небольшой длины также ограничивается максимальной нагрузкой по току.

Наиболее эффективный путь повышения пропускной способности электропередач — повышение напряжения. При этом дополнительный эффект может быть обеспечен за счет применения компенсирующих устройств.

Наряду с этим разрабатываются и другие направления повышения пропускной способности электропередач, в частности направление, связанное с уменьшением волнового сопротивления.

Для линий без потерь волновое сопротивление

$$Z_{\text{в}} = \sqrt{L/C},$$

где L, C — соответственно индуктивность и емкость единицы длины линии.

Отсюда можно сделать вывод, что для повышения пропускной способности необходимо рассматривать следующие задачи: $\min \operatorname{Re}\underline{L}$; $\max \operatorname{Re}\underline{C}$.

Индуктивность провода, работающего в системе из нескольких проводов, составит:

$$\underline{L}_i = \sum_{j=1}^{n} M_{ij}\frac{\underline{I}_j}{\underline{I}_i} = M_{ii} + \sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n} M_{ij}\frac{\underline{I}_j}{\underline{I}_i} =$$

$$= M_{ii} + \sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n} M_{ij}\frac{\underline{I}_j}{\underline{I}_i}e^{j\Theta_{ij}},$$

где $\underline{I}_i$, $\underline{I}_j$ — токи соответственно в i-м и j-м проводах; M_{ii} — собственная индуктивность i-го провода; M_{ij} — взаимная индуктивность i-го и j-го проводов; Θ_{ij} — угол между векторами токов в j-м и i-м проводах.

Отсюда при равенстве токов во всех проводах ($I_j = I_i$)

$$\operatorname{Re} \underline{L}_i = M_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n} M_{ij} \cos \Theta_{ij}. \qquad (11.1)$$

Собственная и взаимная индуктивности провода определяются по формулам:

$$M_{ii} = L_{ii} = (2 \ln (1/r_i) + 0{,}5\mu)\, 10^{-4}; \qquad (11.2)$$

$$M_{ij} = 2 \cdot 10^{-4} \ln (1/D_{ij}). \qquad (11.3)$$

Проанализируем выражение (11.1) с учетом (11.2) и (11.3).

Снижения индуктивности можно добиться в результате увеличения радиуса провода r_i. Этот путь широко используется на практике и реализуется в виде традиционного расщепления фазы, при котором увеличивается эквивалентный радиус.

Если радиус провода (или эквивалентный радиус провода) сохранять неизменным, задача минимизации индуктивности представляется в виде

$$\min \operatorname{Re} \underline{L}_i = \min \left(M_{ii} + 2 \cdot 10^{-4} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n} \ln \frac{1}{D_{ij}} \cos \Theta_{ij} \right). \qquad (11.4)$$

Отсюда следует, что максимального уменьшения индуктивности можно добиться, воздействуя одновременно на три параметра: расстояние между проводами D_{ij}, угол Θ_{ij} и число проводов n. При этом в сложной системе взаимного расположения проводов по отношению к данному проводу необходимо руководствоваться следующим:

1) при $\Theta_{ij} > 90°$ следует стремиться располагать провода i и j тем ближе, чем больше угол Θ_{ij} между векторами их токов. Наибольший эффект достигается при максимальном сближении проводов и $\Theta_{ij} = 180°$;

2) при $\Theta_{ij} < 90°$ следует стремиться располагать провода один от другого тем дальше, чем меньше Θ_{ij};

3) эффект тем больше, чем больше других проводов с углами $\Theta_{ij} > 90°$ будет сближено с данным проводом. Наибольший эффект наблюдается в том случае, когда токи всех проводов, расположенных рядом с данным проводом, будут иметь $\Theta_{ij} = 180°$.

Эти закономерности относятся к любой сложной системе, к проводам одной и той же расщепленной фазы, разных фаз одной цепи, к фазам разных цепей.

Рассмотрим теперь закономерности изменения емкости. Получить аналитическое выражение для определения емкости провода в системе из неограниченного числа проводов не представляется

возможным. Поэтому, чтобы выяснить качественную картину, рассмотрим простейшую конструкцию из двух проводов.

Емкость провода рассчитывается по системе потенциальных уравнений Максвелла:

$$\left.\begin{aligned}\underline{U}_1&=\alpha_{11}\underline{q}_1+\alpha_{12}\underline{q}_2;\\ \underline{U}_2&=\alpha_{21}\underline{q}_1+\alpha_{22}\underline{q}_2,\end{aligned}\right\}$$

где $\underline{U}_1$, $\underline{U}_2$ — напряжения на первом и втором проводах; $\underline{q}_1$, $\underline{q}_2$ — заряды на первом и втором проводах; α_{11}, α_{12}, α_{21}, α_{22} —потенциальные коэффициенты.

Отсюда можно получить

$$\underline{C}_1=\frac{\underline{q}_1}{\underline{U}_1}=\beta_{11}+\beta_{12}\frac{U_2}{U_1}e^{j\Theta_{12}},$$

где Θ_{12} — угол между векторами напряжений на проводах; β_{11}, β_{12} — коэффициенты электростатической индукции. Эти коэффициенты выражаются в следующем виде:

$$\beta_{11}=\alpha_{22}/(\alpha_{11}\alpha_{22}-\alpha_{12}^2);\ \beta_{12}=-\alpha_{12}/(\alpha_{11}\alpha_{22}-\alpha_{12}^2), \qquad (11.5)$$

причем $\beta_{12}<0$.

Потенциальные коэффициенты находятся по выражениям:

$$\alpha_{kk}=\frac{1}{2\pi\varepsilon_и\varepsilon_0 l}\ln\frac{2h_k}{r_k};\ \alpha_{kp}=\frac{1}{2\pi\varepsilon_и\varepsilon_0 l}\ln\frac{R_{p'k}}{R_{pk}}, \qquad (11.6)$$

где h_k — расстояние от провода k до земли; r_k — радиус провода; R_{pk} — расстояние между проводами p и k; $R_{p'k}$ — расстояние между проводом k и зеркальным отображением провода p; l — длина линии; $\varepsilon_и$ — диэлектрическая проницаемость изоляции; ε_0 — электрическая постоянная.

При равенстве напряжений на проводах ($U_1=U_2$) задача максимизации емкости представляется в виде

$$\max \operatorname{Re}\underline{C}_1=\max(\beta_{11}+\beta_{12}\cos\Theta_{12}). \qquad (11.7)$$

Габарит до земли h_k определяется заданным напряжением. Если при этом $r_1=\text{const}$ и $r_2=\text{const}$, то коэффициенты α_{11} и α_{22} изменяться не будут. Тогда коэффициент β_{11} в соответствии с формулой (11.5) зависит только от коэффициента α_{12}, который при сближении проводов увеличивается, что приводит к увеличению коэффициента β_{11} и, следовательно, к увеличению емкости. При этом изменяется также и расстояние $R_{2'1}$ [см. (11.6)], однако не в такой степени. В целом при сближении проводов β_{11} будет увеличиваться.

Увеличение коэффициента β_{12} по модулю при уменьшении расстояния между проводами объясняется увеличением числителя и уменьшением знаменателя за счет роста α_{12}. Следовательно, при $\Theta_{12}>90°$ такое увеличение по модулю β_{12} будет приводить к увеличению емкости. Причем чем больше угол Θ_{12}, тем больше эффект увеличения емкости. При $\Theta_{12}<90°$ и сближении проводов наблюдается уменьшение емкости.

Таким образом, для увеличения емкости необходимо стремиться к созданию между векторами напряжений углов $\Theta_{12} > 90°$ и максимальному при этом сближению проводов. Расчеты показывают, что эффект роста емкости усиливается при увеличении числа проводов, сближенных с данным проводом, и приложении к ним напряжений с углами $\Theta > 90°$. Наибольший эффект увеличения емкости достигается при $\Theta_{12} = 180°$ и максимальном сближении проводов.

Таким образом, изменение расстояния между проводами, их числа в сложной системе и угла между векторами напряжений (токов), относящихся к разным проводам, приводит к таким изменениям индуктивности и емкости, которые согласованно воздействуют на изменение волнового сопротивления. На основании этого можно сформулировать ряд правил формирования взаимного расположения проводов, направленных на повышение пропускной способности электропередач.

1. Следует стремиться максимально сближать провода, к которым приложены напряжения с фазовым сдвигом $\Theta > 90°$, причем чем больше угол Θ, тем ближе эти провода необходимо располагать. Следует максимально удалять провода, к которым приложены напряжения с фазовым сдвигом $\Theta < 90°$, причем чем меньше угол, тем дальше их необходимо располагать.

2. Увеличение пропускной способности, приходящейся на данный провод, зависит от числа проводов, сближенных с ним и имеющих фазовый сдвиг напряжений $\Theta > 90°$. Поэтому для достижения большей пропускной способности необходимо вблизи каждого данного провода располагать возможно большее число проводов, имеющих напряжения с углом $\Theta > 90°$, причем эффект повышения пропускной способности будет тем больше, чем больше угол Θ.

3. Для переменных (регулируемых) углов Θ происходит наибольшее изменение волнового сопротивления при переходе от $\Theta = 180°$ к $\Theta = 0$, если провода, которые соответствуют углам 180°, максимально сближены. Чем большее число проводов при значении угла $\Theta = 180°$ сближено с данным проводом, тем бóльшим будет изменение волнового сопротивления, т. е. шире будут пределы регулирования.

В соответствии с ПУЭ [6] расстояния между фазами принимают из условий работы в пролете с учетом возможных перемещений при «пляске» проводов, сбрасывании гололеда и несинхронных раскачиваниях. При горизонтальном расположении проводов на линии с подвесными изоляторами минимальное расстояние между фазами определяется по формуле

$$d = 1{,}0 + U/110 + 0{,}6\sqrt{f},$$

где U — напряжение линии, кВ; f — наибольшая стрела провеса, м.

Кроме того, на расстояния между фазами оказывают влияние ограничения ПУЭ расстояний от проводов до заземленных частей опор. Эти минимальные расстояния выбираются по рабочему напряжению, грозовым и внутренним перенапряжениям и условию безо-

пасного подъема на опору. В связи с тем что провода различных фаз располагают обычно по обе стороны от стойки опоры, расстояния между ними приходится делать достаточно большими.

Вместе с тем анализ приведенных ограничений позволяет при неизменных допустимых кратностях перенапряжений между фазами и между фазой и стойкой опоры наметить пути усовершенствования конструкций воздушных линий, направленные на снижение минимально допустимых расстояний между фазами.

Наряду с пропускной способностью к важным характеристикам воздушных линий относятся такие показатели, как экологическое влияние (напряженность электрического поля под линией, ширина трассы, плотность потока энергии, приходящейся на единицу поперечного сечения линии, и др.), эффективность использования проводникового материала линии, режимы реактивной мощности линии и возможности их регулирования, симметрия параметров фаз.

С учетом приведенных правил формирования взаимного расположения проводов и возможностей сближения проводов фаз развиваются направления усовершенствования воздушных линий, связанные с повышением пропускной способности электропередач. На практике реализован ряд новых линий, предложенных советскими авторами.

1. *Линии со сближенными проводами фаз в пролете без изменения расстояний между фазами на опоре.* Сближение проводов осуществляется с помощью стяжек из электроизоляционных материалов (например, стеклопластиков), устанавливаемых в пролете. Это мероприятие позволяет повысить пропускную способность данных линий по сравнению с обычными на 10...15 % [46].

2. *Компактные одноцепные линии со сближенными проводами фаз в пролете и на опоре.* Сближение проводов обеспечивается за счет применения таких конструкций опор, при которых провода различных фаз располагаются по одну сторону от стойки опоры. Дальнейшее сближение проводов может быть достигнуто за счет установки электроизоляционных междуфазных распорок в пролетах линии. При этом пропускная способность ее повышается на 25...30 % [2, 46].

3. *Линии с глубоким расщеплением фаз,* в которых фазы расщепляются на большее число проводов, чем в обычных линиях, и увеличивается расстояние между отдельными проводами в расщепленной фазе. Это мероприятие может использоваться в сочетании со сближением фаз. Однако к недостаткам таких линий при неизменных габаритах до земли относится повышенная напряженность поля под линией.

4. *Компактные одноцепные линии с нетрадиционным расположением проводов расщепленных фаз* (коаксиальное расположение фаз, плоские фазы и др.) и сближением проводов различных фаз до минимально допустимого расстояния [2, 3].

5. *Многофазные линии* (с числом фаз, равным 6, 12 или 24), в которых провода фаз сближены и векторы напряжений каждой из фаз сдвинуты один относительно другого на определенный угол.

Они обладают большой компактностью, в результате чего увеличивается не только пропускная способность, но и плотность потока электроэнергии на единицу поперечного сечения линии. К недостаткам таких линий относятся большая напряженность электрического поля под ними и относительно небольшое увеличение эффективности использования проводникового материала по сравнению с обычными трехфазными линиями. Кроме того, в них отсутствует возможность регулирования режима реактивной мощности путем изменения фазового сдвига между напряжениями фаз.

6. *Управляемые самокомпенсирующиеся воздушные линии.* Отличительная особенность таких линий состоит в том, что они состоят из двух (или более) трехфазных цепей, в которых фазы попарно (по одной от каждой цепи) сближены до минимально допустимого расстояния. К цепям приложены трехфазные системы напряжений, сдвинутые относительно друг друга на определенный угол, который изменяется в зависимости от передаваемой мощности. Пропускная способность этих линий на 40...50 % выше обычных двухцепных. При этом уменьшается напряженность поля под линией и увеличивается плотность потока энергии в сечении линии [46]. Линия может выполняться как с одинаковым напряжением цепей, так и с разным (комбинированные воздушные линии).

7. *Компактные управляемые разноцепные линии.* Они содержат две цепи с расщепленными фазами, фазы попарно (по одной от каждой цепи) сближены, и провода расщепленных фаз расположены нетрадиционно (коаксиально, поочередно по контуру и др.). Как и в управляемых самокомпенсирующихся линиях, к разным цепям линии приложены трехфазные системы напряжений, сдвинутые на определенный угол, изменяемый в зависимости от режима электропередачи.

Рассмотрим теперь главные направления повышения пропускной способности кабельных линий. Как уже отмечалось, основным ограничивающим фактором для них является предельная нагрузка по току. Кроме того, к важным техническим характеристикам кабельных линий относятся такие показатели, как натуральная мощность и критическая длина линии, при которой зарядный ток в режиме холостого хода становится равным допустимому току.

К перспективным кабельным линиям высокого напряжения (110 кВ и выше) с повышенной нагрузочной способностью относятся следующие.

1. Линии с повышенными сечениями фаз. Разработаны маслонаполненные кабели с сечением фазы до 2500 мм^2. Дальнейшее увеличение сечения кабеля связано с большими технологическими трудностями.

2. Линии, в которых используются электроизоляционные материалы с низкими диэлектрическими потерями. В таких линиях вместо традиционной бумажно-масляной изоляции применяют изоляцию из синтетических материалов с уменьшенными потерями в диэлектрике.

3. Маслонаполненные кабельные линии с форсированным охлаждением. В зависимости от вида искусственного охлаждения различают кабельные линии:

а) с косвенным охлаждением. В этих линиях три однофазных кабеля, проложенных в земле, охлаждаются с помощью четырех параллельно проложенных труб, по которым прокачивается охлаждающая вода. Таким способом нагрузочная способность линии может быть повышена на 60...70 %;

б) с непосредственным внешним охлаждением. Такие линии содержат размещенные в трубе с охлаждающей водой маслонаполненные кабели с естественным охлаждением. Непосредственное внешнее охлаждение позволяет повысить нагрузочную способность линии в 2...2,5 раза;

в) с внутренним охлаждением, когда в качестве хладоагента обычно используется масло, которое прокачивается по каналу, расположенному внутри токопроводящей жилы. Этот вид охлаждения наиболее эффективен и позволяет повысить нагрузочную способность в пять и более раз. Однако реализация его связана со значительными технологическими трудностями создания таких кабелей;

г) с испарительным охлаждением. Их особенность заключается в использовании легкоиспаряющихся жидкостей и естественной циркуляции. Такие кабели находятся в стадии разработки и исследования.

Возможности кабельных линий с форсированным охлаждением достаточно подробно изложены в [22].

4. Газоизолированные линии. В этих линиях в качестве электроизоляции используется элегаз, который, обладая хорошей теплопроводностью, служит одновременно для передачи теплоты от токопроводящих частей во внешнюю среду. Свойства газоизолированных линий подробно рассмотрены в [2, 21].

5. Криогенные линии. Различают:

а) криопроводящие кабельные линии, в которых нагрузочная способность увеличивается за счет уменьшения активного сопротивления, достигаемого охлаждением токоведущих частей с помощью специальных криоагентов до температуры 80...5 К;

б) сверхпроводящие линии, в которых токоведущие элементы при нормальном рабочем режиме находятся в состоянии сверхпроводимости.

11.2. ОДНОЦЕПНЫЕ КОМПАКТНЫЕ ЛИНИИ

Один из путей создания одноцепных компактных линий заключается в использовании опор «охватывающего» типа, позволяющих располагать провода фаз по одну сторону от стойки опоры [2]. Некоторые варианты таких опор приведены на рис. 11.1. Для таких линий при выборе минимально допустимых расстояний между фазами ограничивающим фактором являются коммутационные перенапряжения. Минимальные сечения ограничиваются радиопомехами и потерями на корону. Характеристика этих параметров

приведена в табл. 11.1. Для сравнения укажем, что на традиционных линиях расстояния между фазами обычно принимаются: при напряжении 330 кВ — 8,4 м; 500 кВ — 12 м; 750 кВ — 13,5...19,5 м; 1150 кВ — 21...24 м.

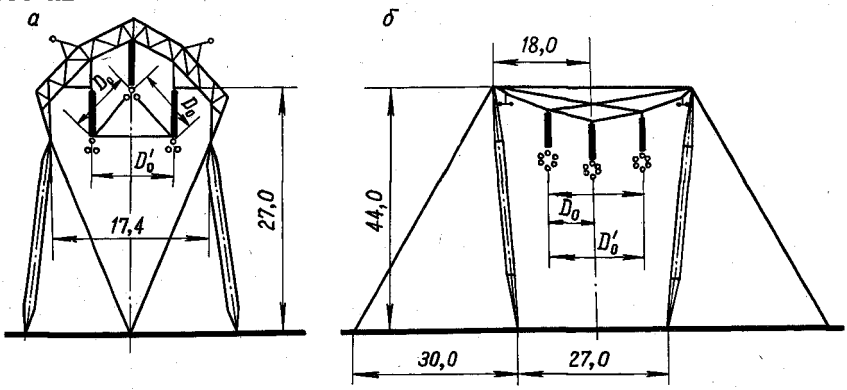


Рис. 11.1. Варианты опор для компактных линий:
а — с арочной траверсой для линии напряжением 500 кВ; *б* — с вантовой траверсой для линии напряжением 750 кВ.

Табл. 11.1. **Технические данные компактных линий**

Напряжение, кВ	Минимальные допустимые расстояния при расположении проводов, м				Минимальные допустимые сечения
	горизонтальном		треугольном		
	между средней и крайними фазами D_0	между крайними фазами D_0'	между средней и крайними фазами D_0	между крайними фазами D_0'	
330	5,5	11,0	6,0	6,0	2×АС-400/22 3×АС-185/56
500	7,5	15,0	7,8	10,0	3×АС-500/27 4×АС-240/56
750	9,0	18,0	10,0	12,0	5×АС-450/56 6×АС-330/45 7×АС-240/32
1150	15...17	30...34			

К достоинствам треугольного расположения фаз относится практически полная симметрия параметров, поэтому нет необходимости в транспозиции фаз. Для вычисления индуктивного и волнового сопротивлений авторы разработок таких линий рекомендуют следующие формулы:

$$x_0 = \omega\mu_0 \ln X/(2\pi);$$

$$Z_в = 60\left(\ln X\left(\ln X\sqrt[3]{\frac{h_2}{h_1}} - \frac{1}{3}\ln\left(\left(1-\frac{h_2/h_1-1}{2}\right)^2 + \right.\right.\right.$$

$$\left.\left.\left. + \left(\frac{D_2}{4h_1}\right)^2\right)\sqrt{1+(D_2/(2h_2))^2}\right)\right)^{1/2},$$

где безразмерный параметр

$$X = D_1\sqrt[3]{D_2 r_{p2}\nu_2/(D_1 r_{p1}\nu_1)}/(r_{p2}\nu_2).$$

Здесь D_1, D_2 — расстояния соответственно между осями средней и крайних фаз; h_1 и h_2, r_{p1} и r_{p2} — средняя высота проводов над землей и радиус расщепления средней и крайних фаз.

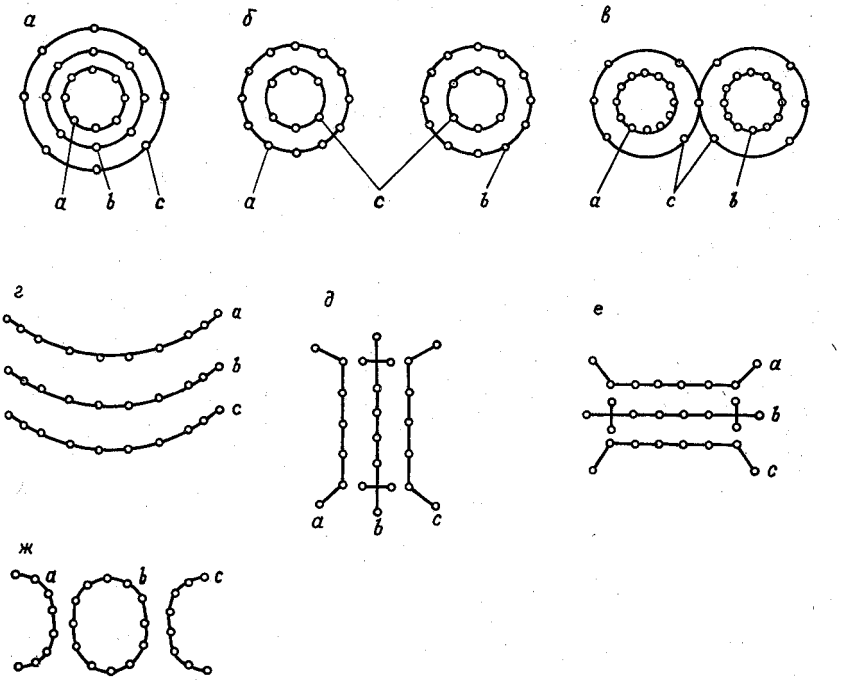


Рис. 11.2. Варианты расположения проводов расщепленных фаз компактных линий:

а — коаксиальное; *б* — двойное коаксиальное; *в* — двойное коаксиальное с общей точкой; *г* — параболическое; *д* — плоское вертикальное; *е* — плоское горизонтальное; *ж* — эллиптическое.

Эквивалентный радиус расщепления фаз

$$r_{эi} = r_{pi} \sqrt[n]{\frac{nr_0}{r_{pi}}} = r_{pi} v_i,$$

где $v_i = (nr_0/r_{pi})^{1/n} \leqslant 1$; r_0 — радиус провода.

Рассмотрим теперь принципиальные технические решения одноцепных компактных линий с нетрадиционным расположением проводов расщепленных фаз [3]. Они отличаются от обычных линий взаимным расположением фаз (рис. 11.2). Для каждой конфигурации расположения проводов параметры линий зависят от числа проводов в фазе, расстояний между проводами в фазе, расстояний между фазами, радиуса одиночного провода и др. Их оптимальные значения определяются на основании оптимизационных расчетов. В зависимости от напряжения линии (330, 500, 750 и 1150 кВ) расстояния между фазами ориентировочно могут приниматься соответственно 1,5; 2,5...3; 3,2...4 и 5...6 м.

Компактные линии данного типа характеризуются более полным использованием поверхности и сечения проводов, соответствующим допустимому заряду на проводе и допустимой плотности тока. При этом натуральная мощность линии может быть определена по формуле

$$P_н = 3U_ф^2/Z_в \approx nr_0E_{доп}U_ф/(20k_н),$$

где $U_ф$ — фазное напряжение линии; n — число проводов в фазе; r_0 — радиус провода; $E_{доп}$ — допустимая напряженность поля на проводах; $k_н$ — коэффициент неравномерности распределения поля по поверхности проводов фазы, значение которого может находиться в пределах 1,0...1,3.

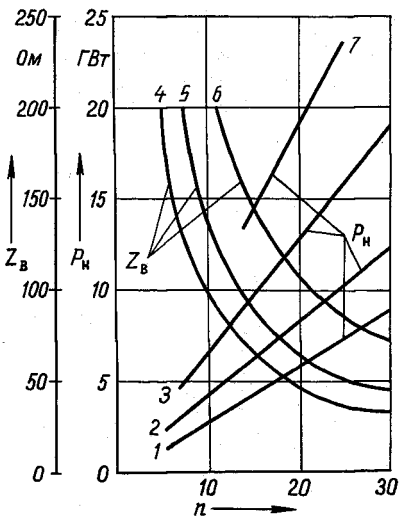


Рис. 11.3. Зависимости натуральной мощности ($P_н$) и волнового сопротивления ($Z_в$) компактной линии от числа проводов в фазе:
1, 4 — при напряжении 330 кВ; *2, 5* — 500 кВ; *3, 6* — 750 кВ; *7* — 1150 кВ.

Отсюда следует, что натуральная мощность линейно зависит от напряжения линии и числа проводов в расщепленной фазе. На рис. 11.3 приведены зависимости натуральной мощности и волнового сопротивления для линий различных классов напряжений с проводами марки АС-240/56.

К недостаткам рассмотренных линий относится несимметричное расположение фаз относительно друг друга, что может вызывать несимметрию токов по фазам. Этот недостаток может устраняться выбором неодинакового числа проводов в различных фазах и неодинаковых размеров различных фаз.

Из-за повышенной емкости линии и невозможности ее регулирования возникают трудности с компенсацией избытков реактивной мощности в режимах малых нагрузок.

Более подробно технические характеристики одноцепных компактных линий с нетрадиционным расщеплением фаз изложены в [3].

За рубежом предложены многофазные линии, в которых используется многофазная система напряжений (рис. 11.4, *а, б*). Число фаз может быть равно 6, 12, 24. Провода фаз располагаются по контуру окружности. В отличие от трехфазных в многофазных линиях напряжения между различными фазами различны. Например, для шестифазной линии с циклическим расположением фаз (рис. 11.4, *в*) напряжения между соседними фазами *A* и *B*, *B* и *C*, *C* и *D* равны, напряжения между фазами *A* и *C*, *B* и *D*, *C* и *E* превышают напряжения между соседними фазами в $\sqrt{3}$ раз, а между фазами *A* и *D*, *B* и *E*, *C* и *F* — в 2 раза. Путем перестановки фаз по контуру для

шестифазной линии можно получить 16 различных комбинаций их взаимного расположения, в зависимости от которого будут изменяться напряжения между соседними фазами. Так, при циклическом расположении фаз (см. рис. 11.4, *в*) напряжение между каждой парой соседних фаз равно фазному напряжению и угол между векторами составляет 60°. На рис. 11.4, *г* показан один из вариан-

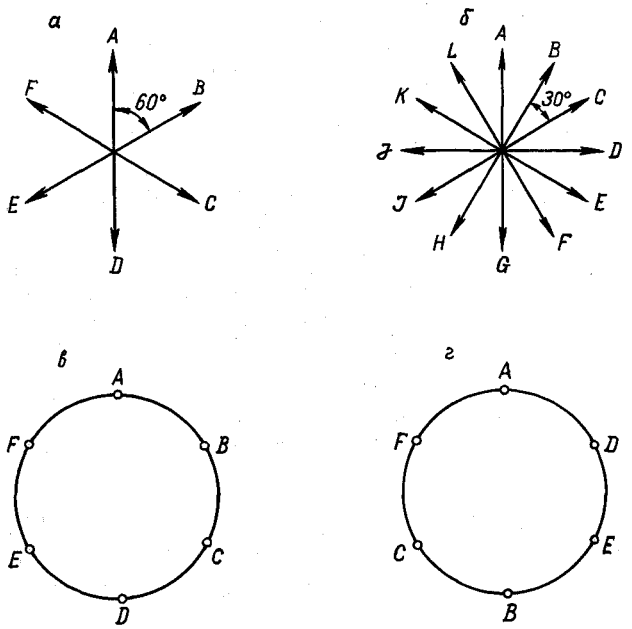


Рис. 11.4. Векторные диаграммы шестифазной (*а*) и двенадцатифазной (*б*) систем напряжений и варианты взаимного расположения фаз на опорах (*в, г*).

тов, когда пара соседних фаз (например, A и D) имеет угол между векторами напряжений, равный 180°, а другая пара (например, D и E) — угол 30°.

В многофазных линиях междуфазные напряжения зависят от числа фаз (табл. 11.2). Поэтому для оценки характеристик изоляции, пропускной способности и других параметров линии удобнее использовать фазные напряжения.

Междуфазные расстояния для некоторых вариантов многофазных линий с циклическим расположением фаз, принятые за рубежом, приведены в табл. 11.3.

Расчетами установлено, что при увеличении числа фаз до 6 натуральная мощность возрастает примерно пропорционально числу фаз, затем эффективность увеличения числа фаз снижается, а после $n=12$ натуральная мощность практически не изменяется (рис. 11.5). Допустимая же токовая нагрузка увеличивается пропорционально числу фаз. Поэтому если критерием выбора числа

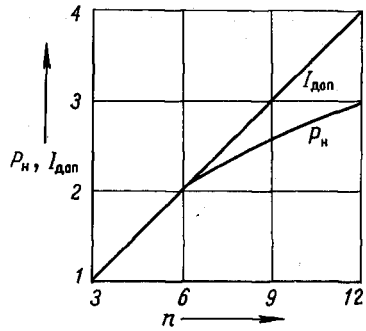


Рис. 11.5. Зависимости натуральной мощности ($P_н$) и допустимого тока ($I_{доп}$) от числа фаз линии.

фаз является натуральная мощность, то линии с $n > 6$ нецелесообразны. При ограничении токовой нагрузки число фаз должно выбираться в соответствии с требуемым током.

Табл. 11.2. **Соотношения между фазным и междуфазным напряжением при различном числе фаз**

Фазное напряжение, кВ	Междуфазные напряжения, кВ в линиях с циклическим расположением фаз при числе фаз			
	3	6	12	24
80	138	80	41	21
133	230	133	69	35
199	345	199	103	52
289	500	289	150	75
442	765	442	229	115
20	35	20	10	5
64	110	64	33	17
127	220	127	66	33
191	330	191	99	50

Табл. 11.3. **Междуфазные расстояния многофазных линий**

Фазное напряжение, кВ	Число фаз	Междуфазное расстояние, м
80	3	1,6
80	6	0,92
80	12	0,47
133	12	1,5
199	12	2,3

11.3. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ КОМПАКТНЫХ УПРАВЛЯЕМЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Принципиальная схема управляемой электропередачи показана на рис. 11.6 [46]. Фазосдвигающие устройства ФУ могут обеспечивать фиксированный либо регулируемый фазовый сдвиг между напряжениями цепей. Применение регулируемого фазового сдвига позволяет изменять параметры линии (индуктивность, емкость)

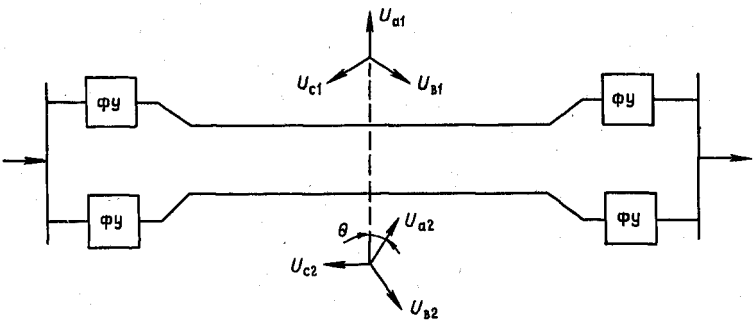


Рис. 11.6. Принципиальная схема управляемой электропередачи с фазовым сдвигом.

в зависимости от передаваемой мощности и тем самым обеспечивать регулирование режима электропередачи. На линии может быть осуществлено сближение как одноименных, так и разноименных фаз разных цепей. Некоторые схемы электропередач с фазовым сдвигом будут рассмотрены в § 11.9.

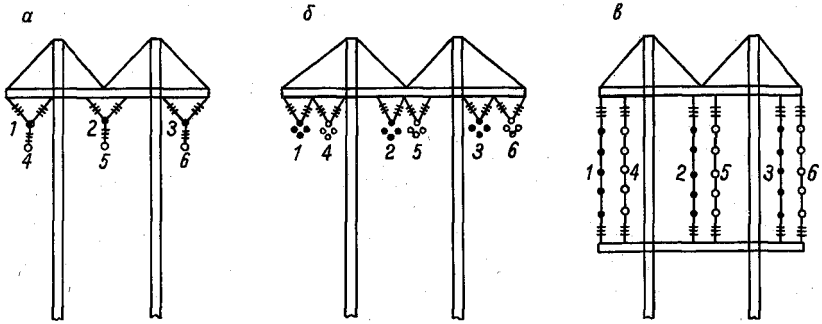


Рис. 11.7. Варианты управляемых самокомпенсирующихся линий электропередачи.

На рис. 11.7 приведены некоторые варианты линий, получивших название *управляемых самокомпенсирующихся* [46]. Здесь фазы

1, 2, 3 составляют одну цепь линии, а фазы *4, 5, 6* — другую. Фазы разных цепей попарно сближены до расстояний, минимально допустимых по условию междуфазных перенапряжений, к ним подводятся напряжения, сдвинутые по фазе. За счет сближения фаз достигается увеличение их взаимного электромагнитного влияния и как следствие — увеличение пропускной способности; за счет изменения фазового сдвига между системами напряжений цепей обеспечивается изменение параметров линии и в результате — регулирование ее режима.

Если расчетные значения кратностей перенапряжений для управляемых линий принять такими же, как и для линий традиционного исполнения, то минимальные расстояния между сближенными фазами разных цепей могут быть выбраны в соответствии с табл. 11.4 [46].

Табл. 11.4. **Минимально допустимые расстояния между фазами управляемых линий**

Напряжение линии, кВ	Кратность перенапряжений, отн. ед.	Минимальные расстояния между фазами, м
35	3,5	0,2
110	3,0	0,75...0,8
220	3,0	1,5...1,6
330	2,7	2,1...2,4
500	2,5	3,5...3,8
750	2,1	5,3...6,9
1150	2,0	9,2...9,5

Технические характеристики, режимы и возможности управляемых самокомпенсирующихся линий подробно описаны в [46].

Рассмотрим теперь варианты управляемых линий с нетрадиционным расположением проводов в расщепленных фазах, получивших название компактных управляемых разноцепных линий.

На рис. 11.8 показаны возможные варианты расположения проводов в двойной трехкоаксиальной линии с одинаковым числом проводов в расщепленных фазах обеих цепей. На рис. 11.8, *а* провода расщепленных фаз (например, a_1) одной цепи расположены по внутренним контурам, а провода расщепленных фаз (например, a_2) другой цепи — по внешним контурам. Каждые два контура, относящиеся к разным цепям, сближены. Причем провода на сближенных контурах размещены радиально, один против другого, за счет чего обеспечивается повышенное взаимное электромагнитное влияние. Очевидно, что между контурами должна быть выполнена изоляция на соответствующее напряжение. При наибольшем фазовом сдвиге между напряжениями цепей, равном 180°, между проводами, находящимися на разных контурах, максимальное рабочее напряжение будет равно двойному фазному напряжению.

Дальнейшее усиление взаимного электромагнитного влияния можно получить при концентрическом смещенном расположении проводов (см. рис. 11.8, *б*). При таком расположении каждый

провод внутреннего контура смещен относительно провода внешнего контура. Повышенное взаимное влияние обеспечивается за счет того, что каждый провод одной цепи оказывается между двумя проводами другой цепи. Благодаря смещению проводов расстояние между контурами может быть уменьшено, чем достигается уменьшение размеров фазы.

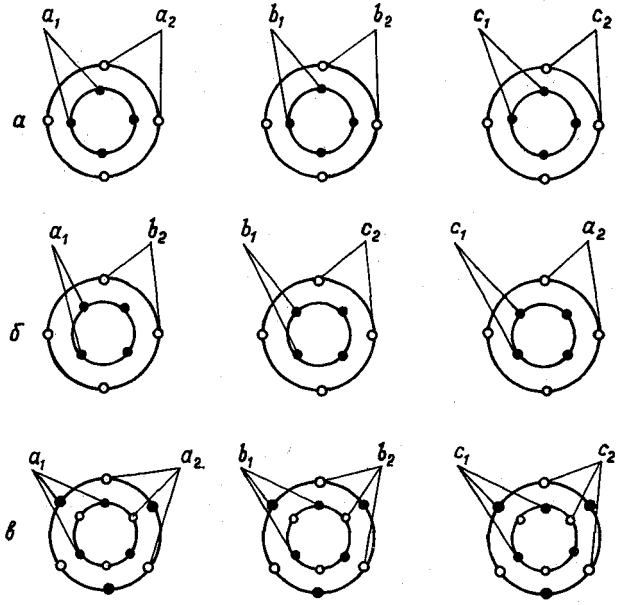


Рис. 11.8. Расположение проводов в двойной трехкоаксиальной равнопроводной линии электропередачи: *а* — концентрическое радиальное; *б* — концентрическое смещенное; *в* — сеточно-радиальное.

Сближение контуров может быть осуществлено с проводами как одноименных фаз разных цепей (см. рис. 11.8, *а*), так и разноименных фаз (см. рис. 11.8, *б*).

При сеточно-радиальном расположении проводов (рис. 11.8, *в*) на каждом контуре находятся провода, относящиеся к разным цепям, причем они чередуются. Кроме того, каждые два провода (по одному от каждой цепи) на разных контурах расположены радиально. В этом случае усиление взаимного влияния имеет место не только из-за сближения проводов разных цепей, находящихся на разных контурах, но и вследствие сближения проводов разных цепей, расположенных на одном и том же контуре. Поскольку на каждом контуре размещается по одинаковому числу проводов от каждой цепи, то это способствует выравниванию параметров обеих цепей.

Двойные трехкоаксиальные линии электропередачи могут быть выполнены также с разным числом проводов в фазах разных цепей. Принципиальные варианты расположения проводов в таких линиях показаны на рис. 11.9. Вариант на рис. 11.9, *а* характерен тем, что число проводов расщепленной фазы внешней цепи больше числа

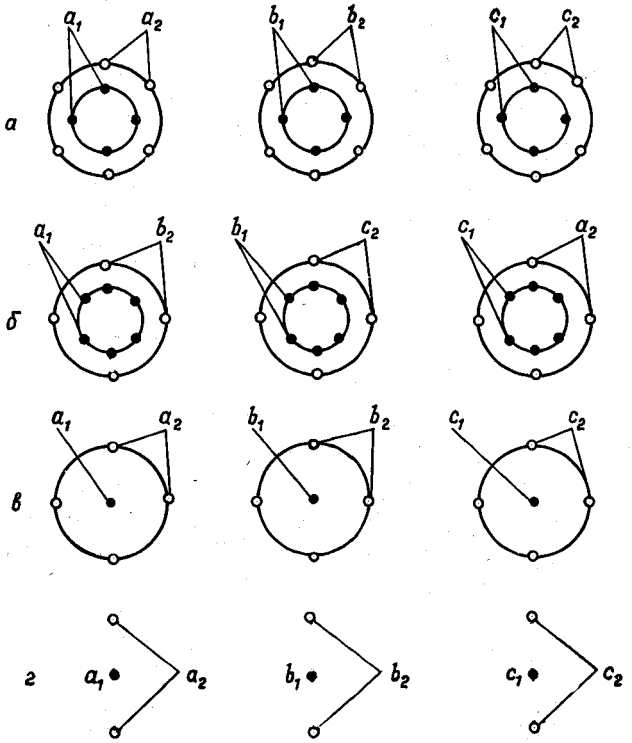


Рис. 11.9. Расположение проводов в двойной трехкоаксиальной разнопроводной линии электропередачи.

проводов фазы внутренней цепи. На рис. 11.9, *б*, наоборот, внешняя цепь содержит меньше проводов, чем внутренняя. Частным случаем является вариант, когда фаза внутренней цепи состоит только из одного провода, размещенного в центре контура (рис. 11.9, *в*), а еще более частный показан на рис. 11.9, *г*, где фаза внутренней цепи состоит из одного провода, а фаза внешней цепи — из двух, причем все провода расположены на одном диаметре.

Очевидно, что во всех рассмотренных вариантах двойной трехкоаксиальной линии число проводов в расщепленных фазах может быть любым. Оно является расчетным параметром и определяется на основании технико-экономических расчетов. При увеличении числа проводов в фазе увеличится пропускная способность линии, но одновременно будет возрастать ее стоимость. Поэтому при

заданной передаваемой мощности существует определенное число проводов в фазах внутренней и внешней цепей, при которых стоимость линии, приходящаяся на единицу передаваемой мощности, минимальна. Схематическое изображение опоры двойной трехкоаксиальной линии приведено на рис. 11.10, *а*.

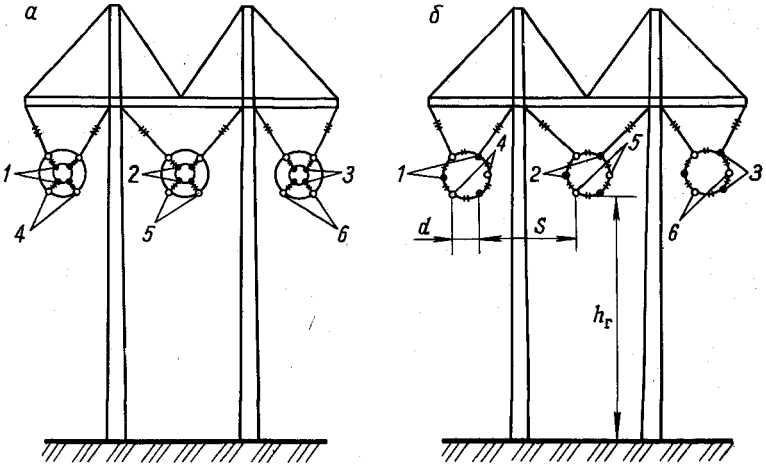


Рис. 11.10. Опоры компактных управляемых разноцепных линий.

К компактным управляемым разноцепным линиям относится также трехконтурная линия электропередачи (рис. 11.10, *б*), в которой используется другой принцип сближения проводов: по поверхности первого замкнутого контура равномерно и поочередно располагаются провода расщепленных фаз *1* и *4*, второго — *2* и *5*, третьего — *3* и *6* (фазы *1, 2, 3* относятся к одной цепи линии, а фазы *4, 5, 6* — к другой). Число проводов расщепленной фазы при этом может быть любым. Повышение пропускной способности этой линии обеспечивается за счет того, что на отдельном контуре к каждому проводу данной цепи с обеих сторон примыкают провода другой цепи с векторами приложенных напряжений, сдвинутых на угол до 180°.

Рассмотренные разноцепные компактные линии электропередачи могут быть реализованы при выполнении обеих цепей как одного и того же класса напряжения, так и относящихся к различным классам напряжения.

Наименьшее допустимое расстояние между проводами сближенных фаз разных цепей зависит от модулей и сдвигов фаз напряжений, прикладываемых к этим проводам. При заданных номинальных напряжениях оно выбирается по условию диэлектрической прочности воздуха с учетом воздействия коммутационных перенапряжений. Для оценки возможностей предложенных конструкций линий допустимые расстояния между сближенными проводами разных цепей могут быть приняты по данным табл. 11.4.

К управляемым линиям относится также трехфазно-двухфазная одноцепная линия электропередачи. Принцип ее работы, обеспечивающий повышенную пропускную способность, заключается в том, что на линии векторы напряжений каждой из двух фаз сдвигаются

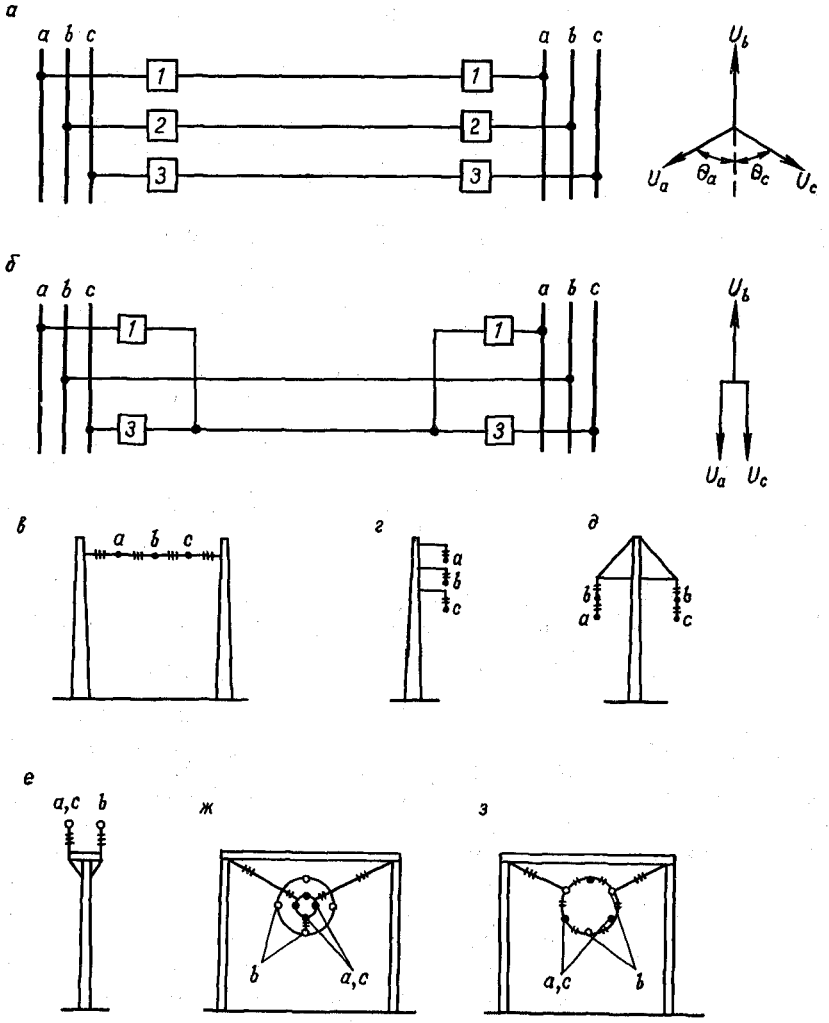


Рис. 11.11. Трехфазно-двухфазная управляемая одноцепная линия электропередачи.

относительно вектора напряжения третьей фазы до 180°. С этой целью по концам электропередачи в каждой фазе устанавливаются независимые фазосдвигающие устройства *1, 2, 3,* каждое из которых позволяет сдвигать вектор напряжения только данной фазы относительно векторов напряжений других фаз (рис. 11.11, *а*). В зависимости от режима нагрузки линии электропередачи угол

между любой парой векторов может быть в пределах 0...180°. При необходимости с помощью устройств *1, 2, 3* можно одновременно изменять также и модули векторов напряжений каждой из фаз линии.

Электропередача может быть выполнена с фиксированными сдвигами напряжений двух фаз относительно напряжения третьей фазы (рис. 11.11, *б*). Наибольшая пропускная способность электропередачи обеспечивается в том случае, когда напряжения двух фаз сдвинуты относительно напряжения третьей на 180°, т. е. по сравнению с симметричной трехфазной системой напряжение одной фазы сдвинуто на $+60°$, а другой — на $-60°$. При этом на линии достаточно иметь только два провода. Если линия питает только однофазных потребителей, то отпадает необходимость в фазосдвигающих устройствах на приемном конце линии для обратного преобразования несимметричной системы фазных напряжений в симметричную.

На линии провода фаз располагаются таким образом, чтобы были сближены до расстояний, минимально допустимых по условию возникающих перенапряжений, те провода, напряжения которых отличаются по фазе на 180°, и максимально разнесены провода с напряжениями, совпадающими по фазе. На рис. 11.11, *в—д* показаны варианты расположения проводов в электропередаче с регулируемым фазовым сдвигом для случая, когда векторы напряжений фаз *a* и *c* сдвигаются относительно вектора напряжения фазы *b*. На рис. 11.11, *д* фаза *b* расщеплена на два провода.

В электропередаче с фиксированным фазовым сдвигом достаточно сблизить только одну пару проводов (рис. 11.11, *е*) либо только провода одной пары расщепленных фаз (рис. 11.11, *ж, з*).

Трехфазно-двухфазная одноцепная электропередача, обладая достоинствами рассмотренных выше электропередач с повышенными электромагнитными связями между проводами, отличается относительной простотой конструктивного исполнения линейной части.

11.4. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОМПАКТНЫХ УПРАВЛЯЕМЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Сформулируем принципы определения электрических параметров и дадим их оценку применительно к компактным управляемым разноцепным линиям (см. § 11.3).

Выражение для определения индуктивности i-го провода любой из фаз первой цепи можно записать в виде

$$\underline{L}_i = L_{ii} + \sum_{\substack{i'=2 \\ i' \neq i}}^{n_1} (\underline{I}_{i'}/\underline{I}_i) M_{ii'} +$$

$$+ \sum_{i''=1}^{n_2} (\underline{I}_{i''}/\underline{I}_i) M_{ii''} + \sum_{i'''=1}^{n_3} (\underline{I}_{i'''}/\underline{I}_i) M_{ii'''} +$$

$$+\sum_{j'=1}^{n_1}(\underline{I}_{j'}/\underline{I}_i)M_{ij'}+\sum_{j''=1}^{n_2}(\underline{I}_{j''}/\underline{I}_i)M_{ij''}+$$

$$+\sum_{j'''=1}^{n_3}(\underline{I}_{j'''}/\underline{I}_i)M_{ij'''}, \qquad (11.8)$$

где L_{ii} — собственная индуктивность i-го провода; $M_{ii'}$, $M_{ii''}$, $M_{ii'''}$ — взаимные индуктивности между проводами первой цепи; $M_{ij'}$, $M_{ij''}$, $M_{ij'''}$ — взаимные индуктивности между одним из проводов первой цепи и одним из проводов второй цепи; n_1, n_2, n_3 — число проводов соответственно в первой, второй и третьей фазах первой (второй) цепи, расположенных соответственно в первом, втором и третьем замкнутых контурах; $\underline{I}_{i'}$, $\underline{I}_{i''}$, $\underline{I}_{i'''}$ и $\underline{I}_{j'}$, $\underline{I}_{j''}$, $\underline{I}_{j'''}$ — токи в проводах фаз соответственно первой и второй цепи.

По аналогии с выражением (11.8) получается выражение для определения индуктивности j-го провода одной из фаз второй цепи.

При одинаковом числе проводов в разных контурах ($n_1=n_2=n_3$), наличии полного цикла транспозиции проводов в контурах и полной транспозиции отдельных контуров токи будут равны:

$$I_{i'}=I_{i''}=I_{i'''}=I_i; \quad I_{j'}=I_{j''}=I_{j'''}=I_j.$$

Обозначим

$$I_j/I_i=I_2/I_1=k; \quad \underline{I}_2/\underline{I}_1=ke^{-j\Theta},$$

где $\underline{I}_1$, $\underline{I}_2$ — фазные токи первой и второй цепей линии; Θ — угол сдвига между токами сближенных попарно фаз разных цепей.

При равной нагрузке цепей линии ($k=1$)

$$\underline{I}_2/\underline{I}_1=e^{-j\Theta}.$$

Тогда, имея в виду, что фазы первой и второй цепи образуют две симметричные трехфазные системы токов, сдвинутые на угол Θ, получим:

$$\underline{L}_i=L_{ii}+M_{11}+M_{12}e^{-j\Theta}; \qquad (11.9)$$

$$\underline{L}_j=L_{jj}+M_{22}+M_{21}e^{j\Theta}. \qquad (11.10)$$

Значения M_{11} и M_{22} характеризуют взаимную индуктивность внутри системы проводов своей цепи, а M_{12} и M_{21} — взаимную индуктивность между цепями.

Индуктивности фаз первой и второй цепей при наличии полного цикла транспозиции проводов в контурах:

$$1/\underline{L}_1=\sum_{i=1}^{n}1/\underline{L}_i; \quad 1/\underline{L}_2=\sum_{j=1}^{n}1/\underline{L}_j$$

и полной транспозиции отдельных контуров:

$$L_{э1}=\frac{1}{3}\sum_{m=1}^{3}\underline{L}_{1m}; \tag{11.11}$$

$$L_{э2}=\frac{1}{3}\sum_{m=1}^{3}\underline{L}_{2m}, \tag{11.12}$$

где n — число проводов в фазе; m — число, характеризующее положение данного контура в системе трех замкнутых контуров; $\underline{L}_{э1}$, $\underline{L}_{э2}$ — эквивалентные индуктивности фазы соответственно первой и второй цепей.

Для определения емкостей первой и второй цепей линии составим систему потенциальных уравнений

$$\underline{\vec{U}}=\vec{\alpha}\underline{\vec{q}} \tag{11.13}$$

и воспользуемся решением в виде

$$\underline{\vec{q}}=\vec{\alpha}^{-1}\underline{\vec{U}}=\beta\underline{\vec{U}}, \tag{11.14}$$

где $\underline{\vec{U}}$ — матрица напряжений на проводах первой и второй цепей; $\underline{\vec{q}}$ — матрица зарядов на проводах; $\vec{\alpha}$ — матрица потенциальных коэффициентов; $\vec{\beta}$ — матрица емкостных коэффициентов, получаемая из обращения матрицы потенциальных коэффициентов $\vec{\alpha}$.

В развернутом виде для заряда i-го провода одной из фаз первой цепи при равном числе проводов в фазах имеем

$$\underline{q}_i=\Big(\beta_{ii}+\sum_{\substack{i'\neq i\\ i'=2}}^{n}\beta_{ii'}\Big)\underline{U}_{i'}+\sum_{i''=1}^{n}\beta_{ii''}\underline{U}_{i''}+$$

$$+\sum_{i'''=1}^{n}\beta_{ii'''}\underline{U}_{i'''}+\sum_{j'=1}^{n}\beta_{ij'}\underline{U}_{j'}+\sum_{j''=1}^{n}\beta_{ij''}\underline{U}_{j''}+$$

$$+\sum_{j'''=1}^{n}\beta_{ij'''}\underline{U}_{j'''}, \tag{11.15}$$

где β — емкостные коэффициенты, определяемые из матрицы $\vec{\beta}$; $\underline{U}_{i'}$, $\underline{U}_{i''}$, $\underline{U}_{i'''}$ — напряжения на проводах фаз первой цепи; $\underline{U}_{j'}$, $\underline{U}_{j''}$, $\underline{U}_{j'''}$ — напряжения на проводах фаз второй цепи.

По аналогии с выражением (11.15) определяется заряд j-го провода одной из фаз второй цепи.

При симметричной системе напряжений каждой цепи:

$$U_{i'}=U_{i''}=U_{i'''}=U_1;\ \ U_{j'}=U_{j''}=U_{j'''}=U_2.$$

Обозначим отношение напряжений в виде

$$\underline{U}_2/\underline{U}_1=te^{-j\Theta}.$$

При равном напряжении цепей ($t=1$) имеем

$$\underline{U}_2/\underline{U}_1=e^{-j\Theta}.$$

Тогда емкость j-го провода первой цепи составит

$$\underline{C}_i=\underline{q}_i/\underline{U}_1=C_{ii}+C_{11}+C_{12}e^{-j\Theta}. \qquad (11.16)$$

Емкость j-го провода второй цепи будет равна

$$\underline{C}_j=\underline{q}_j/\underline{U}_2=C_{jj}+C_{22}+C_{21}e^{j\Theta} \qquad (11.17)$$

Значения C_{ii} и C_{jj} характеризуют собственную емкость проводов фаз первой и второй цепей; C_{11} и C_{22} — емкости внутри системы проводов своей цепи, а C_{12} и C_{21} — емкости между проводами фаз разных цепей.

Емкость фазы первой и второй цепей при наличии полного цикла транспозиции проводов в контурах можно рассчитать по формулам:

$$\underline{C}_1=\sum_{i=1}^{n}\underline{C}_i;\ \underline{C}_2=\sum_{j=1}^{n}\underline{C}_j.$$

При полной транспозиции отдельных контуров эквивалентные емкости фаз соответственно первой и второй цепей равны:

$$\underline{C}_{э1}=\frac{1}{3}\sum_{m=1}^{3}\underline{C}_{1m}; \qquad (11.18)$$

$$\underline{C}_{э2}=\frac{1}{3}\sum_{m=1}^{3}\underline{C}_{2m}. \qquad (11.19)$$

При фазовом сдвиге, равном 0 и 180°, индуктивности и емкости являются вещественными числами, а при других фазовых сдвигах — комплексными.

Волновое сопротивление без учета активного сопротивления и активной проводимости цепей определяется из следующих выражений:

$$\underline{Z}_{э1}=\sqrt{\underline{L}_{э1}/\underline{C}_{э1}};\ \underline{Z}_{э2}=\sqrt{\underline{L}_{э2}/\underline{C}_{э2}}.$$

Активная составляющая полной натуральной мощности равна:

$$P_{1нат}=\mathrm{Re}(U^2/\underline{Z}_{э1});\ P_{2нат}=\mathrm{Re}(U^2/\underline{Z}_{э2}).$$

Данная методика применима для любых вариантов двойных трехкоаксиальных и трехконтурных разноцепных линий. В ряде случаев методика упрощается. Так, для трехконтурной линии (см. § 11.3), в которой по каждой окружности размещены провода одной из фаз каждой цепи, параметры обеих цепей будут одинаковы, и их достаточно вычислять лишь для одной цепи. Это объяс-

няется тем, что в рассматриваемой линии число проводов в расщепленной фазе каждой цепи должно быть одинаковым. При этом каждый провод расположен симметрично относительно остальных проводов.

На основании проведенного анализа установлено, что в разноцепных компактных линиях решающее влияние на численные значения параметров оказывают сближенные провода, расположенные по концентрическим поверхностям либо по одной круговой поверхности. Поэтому во многих случаях влиянием проводов других фаз данной цепи и проводов соседних фаз (не сближенных) другой цепи можно пренебречь. Тогда методика параметров существенно упрощается. Так, индуктивность и емкость первого провода будут равны:

$$\underline{L}_1 = L_{11} + \sum_{i=2}^{n} M_{1i} + ke^{j\Theta} \sum_{j=n+1}^{2n} M_{1j};$$

$$\underline{C}_1 = \sum_{i=1}^{n} \beta_{1i} + te^{j\Theta} \sum_{j=n+1}^{2n} \beta_{1j},$$

где n — число проводов в расщепленной фазе.

На характеристики компактных управляемых разноцепных линий оказывают влияние угол фазового сдвига, число проводов в фазе, расстояние между сближенными проводами разных цепей, диаметры проводов. При этом изменяются индуктивность, емкость, волновое сопротивление, натуральная мощность, напряженность электрического поля на проводах и под линией. Конструктивные параметры должны выбираться таким образом, чтобы напряженность поля на проводах не превышала значений, допустимых по условиям ограничения коронного разряда и уровня создаваемых радиопомех.

Покажем взаимосвязь между конструктивными параметрами и электрическими характеристиками на примере трехконтурной разноцепной линии (см. рис. 11.10, *б*). Ее особенность заключается в полной симметрии параметров по фазам обеих цепей.

Волновое сопротивление и натуральная мощность цепи линии зависят от угла фазового сдвига Θ, причем с увеличением в фазе числа проводов n эти зависимости количественно проявляются сильнее (рис. 11.12, *а*). Наибольшая натуральная мощность имеет место при $\Theta = 180°$. От угла Θ также сильно зависят и напряженности поля на поверхности проводов и под линией (рис. 11.12, *б*). Наибольшая напряженность на проводах возникает при $\Theta = 180°$, а под линией — при $\Theta = 0$.

Режим при $\Theta = 180°$ в линиях 35...220 кВ характерен равномерным распределением зарядов на поверхности провода. Неравномерность напряженности поля на поверхности провода любой фазы составляет менее 0,2, а у разных проводов — менее 0,3 кВ/см. Причем чем больше число проводов в фазе, тем меньше неравномерность, что связано с усилением связи между сближенными прово-

дами разных цепей и ослаблением связи между проводами одной и той же цепи.

При более высоких напряжениях линии для ограничения коронного разряда может быть применено расщепление на несколько проводов каждого составляющего расщепленной фазы.

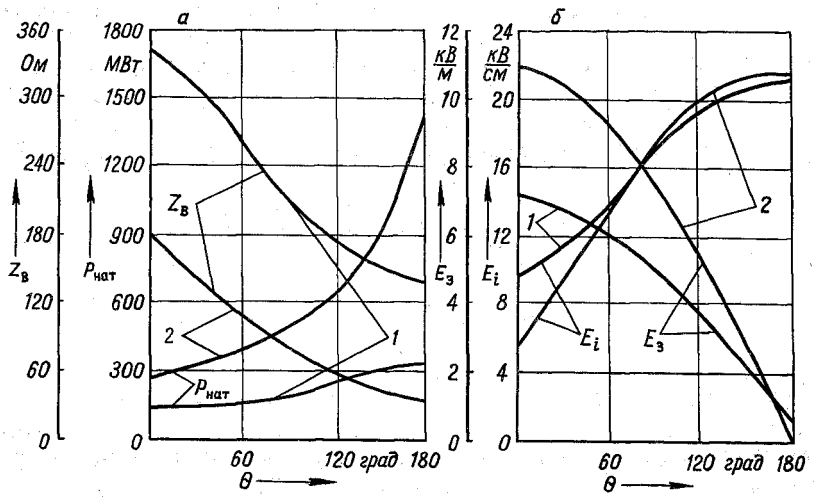


Рис. 11.12. Зависимости волнового сопротивления $Z_в$ и натуральной мощности $P_{нат}$ (*а*), максимальной напряженности на проводах E_i и под линией $E_э$ (*б*) от угла фазового сдвига для вариантов линии 220 кВ (АС-400/51, $d=1{,}7$ м, $s=6{,}5$ м, $h_г=7$ м):
1 — при $n=2$; *2* — при $n=8$.

Натуральная мощность линии в значительной степени зависит от числа проводов в фазе, причем эта зависимость линейная (рис. 11.13). Следует заметить, что радиусы проводов незначительно влияют на натуральную мощность. Так, для линии напряжением 220 кВ при $n=4$ изменение радиуса в 1,4 раза приводит к изменению натуральной мощности не более чем на 8 %, что объясняется малым влиянием радиуса провода на индуктивность и емкость.

При неизменном расстоянии s между контурами, равном междуфазному расстоянию на традиционных линиях, и изменении расстояния между сближенными проводами разных цепей, которые находятся на одном контуре, натуральная мощность изменяется незначительно (рис. 11.14). Так, при увеличении расстояния d в 1,86 раза натуральная мощность снижается лишь на 13 %. Это позволяет при необходимости без существенного снижения пропускной способности создавать необходимый запас по междуфазовой изоляции.

К большим достоинствам трехконтурных линий электропередачи относится низкая напряженность поля под линией при $\Theta=180°$. Это связано с тем, что электромагнитное поле линии находится в основ-

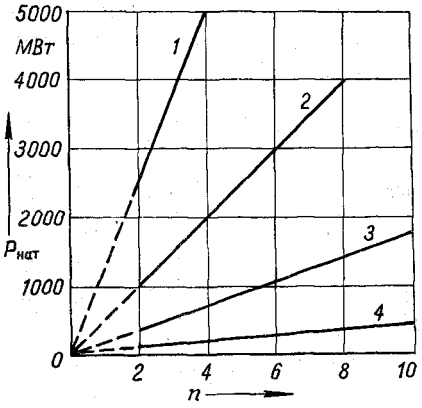


Рис. 11.13. Зависимости натуральной мощности одной цепи линии от числа проводов в расщепленной фазе при $\theta = 180°$:

1 — 500 кВ (3×АС-500/64); *2* — 330 кВ (2×АС-400/51); *3* — 220 кВ (АС-400/51); *4* — 110 кВ (АС-95/16).

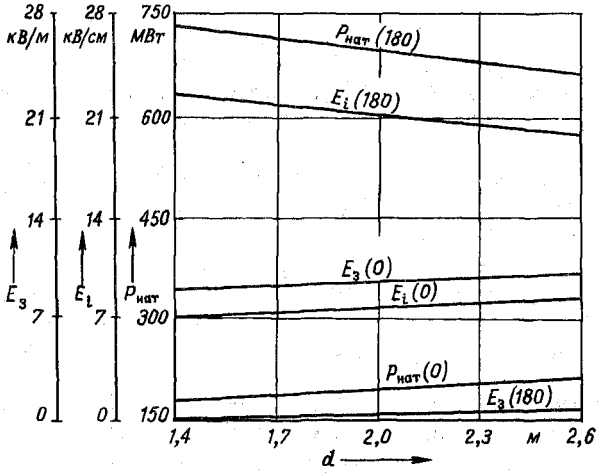


Рис. 11.14. Зависимости натуральной мощности $P_{нат}$, напряженности поля на проводах E_i и под линией $E_э$ от расстояния между сближенными проводами разных цепей ($U = 220$ кВ, $n = 4$, АС-400/51, $s = 6{,}5$ м, $h_г = 8$ м).

ном между соседними сближенными проводами разных цепей, расположенными на одном контуре. Напряженность поля несколько уменьшается с увеличением числа проводов в фазе и повышается с увеличением расстояния между сближенными проводами (см. рис. 11.14). Однако в самых неблагоприятных случаях при $n=2$ максимальная напряженность поля под линиями 220 кВ и ниже

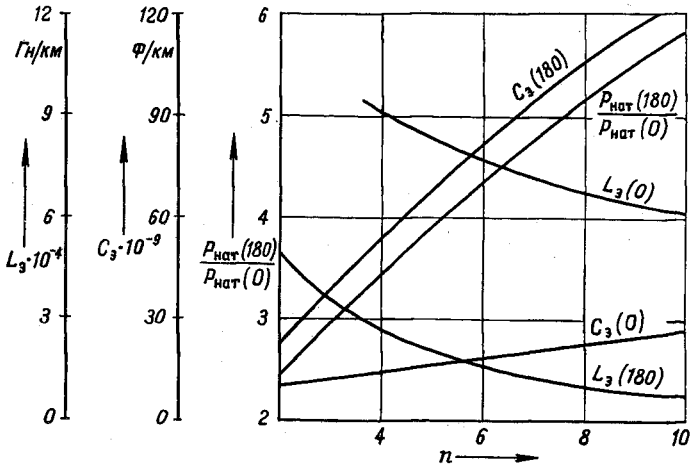


Рис. 11.15. Зависимости индуктивности $L_э$, емкости $C_э$ и изменения натуральных мощностей $P_{нат}(180)/P_{нат}(0)$ от числа проводов в расщепленной фазе ($U=220$ кВ, АС-400/51, $d=1{,}7$ м, $s=6{,}5$ м, $h_г=7$ м).

равна 0, при напряжении 330 кВ составляет не более 2,5, а при 500 кВ — не более 6 кВ/м. Отсюда следует, что трехконтурные разноцепные линии при $\Theta=180°$ практически полностью исключают отрицательное воздействие на окружающую среду по условию напряженности поля.

В другом крайнем режиме при $\Theta=0$ значения напряженности поля под линией находятся на уровне этих значений для традиционных линий.

Трехконтурные линии электропередачи позволяют широко регулировать режимы путем изменения угла Θ, которые зависят от числа проводов в фазе и расстояния между сближенными проводами разных цепей.

При увеличении числа проводов в фазе и изменении угла Θ происходит непропорциональное изменение индуктивности и емкости, в результате чего отношение натуральных мощностей при $\Theta=180°$ и $\Theta=0$ изменяется (рис. 11.15), причем с увеличением n диапазон изменения натуральной мощности увеличивается. Так, для линии 220 кВ при $n=2$ и переходе от $\Theta=0$ к $\Theta=180°$ натуральная мощность изменяется в 2,6 раза, а при $n=10$ — в 5,9 раза. Аналогичные пределы регулирования имеют место и при других классах напряжений.

При увеличении расстояния между сближенными проводами и $\Theta = 180°$ происходит уменьшение натуральной мощности за счет снижения взаимного влияния сближенных проводов расщепленных фаз, а при $\Theta = 0$, наоборот, натуральная мощность возрастает за счет уменьшения взаимного влияния сближенных проводов с напряжениями, совпадающими по фазе. В результате трехконтурные линии с меньшим расстоянием d имеют более широкие диапазоны изменения параметров. Так, для линии 220 кВ при $d = 1{,}4$ м и изменении угла Θ в пределах 0...180° натуральная мощность изменяется в 4 раза, а при $d = 2{,}6$ м — в 3 раза.

На диапазон регулирования параметров оказывает влияние расстояние s между различными контурами. Сближение контуров приводит к увеличению взаимного влияния проводов различных фаз одной и той же цепи и как следствие — к снижению диапазона изменения натуральной мощности. Так, для линии напряжением 220 кВ при $n = 4$ и $s = 13$ м натуральная мощность изменяется в 4,5 раза, при $s = 6{,}5$ м — в 3,6, при $s = 1{,}7$ м — в 2,6 раза. Поэтому с точки зрения обеспечения большего диапазона регулирования параметров сближение контуров нецелесообразно.

Таким образом, трехконтурные разноцепные линии электропередачи характерны тем, что значение их натуральной мощности в режиме противофазы прямо пропорционально числу проводов в расщепленной фазе. Ввиду очень малых значений напряженности электрического поля под линией они не оказывают экологического влияния на окружающую среду. Диапазон изменения электрических параметров очень высок. При различных числе проводов в расщепленной фазе и расстояниях между сближенными проводами и между контурами в зависимости от угла Θ натуральная мощность может изменяться в 2...6 и более раз.

Компактность линий удобно характеризовать удельной натуральной мощностью, приходящейся на единицу ширины трассы линий и единицу площади ее поперечного сечения. Эти показатели, приведенные в приложении 3, для компактных управляемых разноцепных линий оказываются значительно лучше по сравнению с другими типами линий. Там же приведены технические данные и некоторые стоимостные показатели компактных управляемых линий.

11.5. КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ КРИОГЕННЫХ ЛИНИЙ

Для воздушных линий высокого напряжения требуется большая площадь отчуждаемых земель. Во многих случаях прокладка мощных воздушных линий вообще невозможна из-за стесненности территории. Кроме того, в протяженных электропередачах возникают значительные потери мощности (до 5...10 %).

В связи с этим появляется необходимость в разработке новых компактных конструкций основных элементов электрических систем, рассчитанных на большие мощности. Один из путей создания таких устройств — использование низких температур. На базе их могут быть созданы генераторы единичной мощностью до 10 ГВт,

трансформаторы до 6...8 ГВ·А, электропередачи до 100 ГВ·А. Повышение единичной мощности достигается при этом не за счет повышения номинальных напряжений, а в результате увеличения рабочих токов. Низкие температуры позволяют создавать накопители электроэнергии энергоемкостью до 30 ГВт·ч и изменять тем самым структуру энергосистемы.

Различные криогенные электроэнергетические устройства могут включаться в энергосистему независимо одно от другого либо совместно, создавая криогенные системы электропередачи из генераторов, трансформаторов, линий электропередачи и накопителей электроэнергии.

К криогенным относятся криопроводящие и сверхпроводящие устройства. В криопроводящих устройствах используется глубокое охлаждение токоведущих элементов до температур 80...20 К, при которых активное сопротивление снижается в 10...200 раз. В сверхпроводящих устройствах проводники охлаждаются до температуры ниже критической и переводятся в состояние сверхпроводимости. Физико-технические свойства проводников при низких температурах и технические данные проводников приведены в работах [2, 18, 22].

К основным факторам, определяющим целесообразность применения того или иного металла для токопроводов криопроводящих линий, относятся сопротивление металла при глубоком охлаждении, стоимость проводников и способность поддаваться обработке. С учетом этих факторов наиболее подходящими металлами являются медь, алюминий и бериллий.

Сопротивление при низких температурах в значительной степени зависит от чистоты металла. Изменение сопротивления при снижении температуры для различных металлов происходит непропорционально. Так, при температуре жидкого азота (77 К) значения сопротивления меди и алюминия близки, а при температуре жидкого водорода (20,4 К) сопротивление меди значительно ниже, и только экстрачистый алюминий по сопротивлению приближается к меди. При выборе материала проводников следует считаться с наличием магнитосопротивления, которое характеризуется тем, что сопротивление чистых металлов при низких температурах достаточно сильно зависит от магнитного поля и его направления. Значительное увеличение сопротивления в магнитном поле наблюдается у бериллия. Наименьшее изменение сопротивления у алюминия.

Медь и алюминий легко обрабатываются. Токопроводы фаз из них могут быть выполнены в виде полых труб, отдельных проволок и т. п. Бериллий же при низких температурах обладает хрупкостью.

Стоимость алюминия в 20...30 раз меньше стоимости меди и бериллия.

На основе общего анализа можно сделать вывод о том, что для криопроводящих устройств основной интерес представляет чистый алюминий. Однако окончательный вариант проводникового мате-

риала для конкретных устройств выбирается на основании технико-экономических расчетов.

К наиболее пригодным для электропередач сверхпроводникам относятся те, которые обладают высокими критической температурой и критическими полями, большими критическими токами, малыми потерями, гибкостью и ковкостью. К сожалению, ни один из известных сверхпроводников не обладает одновременно всеми указанными свойствами.

Известны сверхпроводники, свойства которых уже изучены, с максимальной критической температурой 23 К. Поэтому в качестве криоагента может применяться только гелий жидкий (температура 4,2 К) либо газообразный с температурой менее 20 К. В этих условиях для электропередачи могут быть использованы только сверхпроводники с критической температурой от 8...9 до 20 К. К таким сверхпроводникам относятся сплавы и соединения, а из металлов — ниобий.

Большинство чистых металлов непригодно для электропередач, потому что они относятся к сверхпроводникам I рода (кроме ниобия и ванадия) и обладают низкими критическими полями, хотя и характеризуются малыми потерями энергии.

Сверхпроводники II рода, напротив, имеют большое верхнее критическое поле и могут передавать большие объемные токи при высокой плотности тока. Однако при переменном токе они характеризуются большими потерями мощности.

Следует обратить внимание на то, что абсолютное значение самих потерь в любых сверхпроводниках несоизмеримо мало по сравнению с потерями в нормальных проводниках и практически не оказывает влияния на КПД электропередачи. Однако эти потери чрезвычайно важны с точки зрения их отвода из холодной зоны и требующихся для этого значительных затрат.

С учетом критических параметров $T_к$, $H_к$, $I_к$ и потерь $\Delta P_{сп}$ перспективными для электропередач сверхпроводниками являются Nb_3Sn, Nb_3Ge, Nb—Ti и Nb, хотя и другие сверхпроводники также могут найти применение.

Соединение Nb_3Sn обладает высокими значениями критической температуры $T_к$ и верхнего критического поля $H_{к2}$. Потери в нем больше, чем в ниобии. К недостаткам относятся также твердость и хрупкость, в то время как ниобий характеризуется достаточной гибкостью.

Ниобий имеет более высокое значение нижнего критического поля, что позволяет применять его для работы в полях $H < H_{к1}$. С другой стороны, вследствие наличия у соединения Nb_3Sn высоких значений $T_к$ и $H_{к2}$ он способен к большей токовой перегрузке, чем ниобий.

В 1987 г. открыты сверхпроводники с критической температурой 100 К на основе керамики различного состава. Не исключена возможность получения сверхпроводников и с более высокой критической температурой. Предстоит детальное изучение их свойств, после

чего будут сделаны выводы о возможности и целесообразности их использования в электроэнергетических устройствах.

В проектах сверхпроводящих электропередач выбор материала сверхпроводника должен производиться на основе технико-экономических расчетов.

Основным элементом криогенной линии, оказывающим решающее влияние на возможности передачи заданной мощности, является криогенный кабель. В настоящее время разработано много конструкций сверхпроводящих и криопроводящих кабелей переменного и постоянного тока. Конструкция кабеля в основном зависит от выбранной конструкции токопроводящей системы, вида электро- и теплоизоляции.

Сверхпроводники позволяют иметь очень высокие рабочие плотности тока. Поэтому их сечение может быть малым. Для обеспечения механической прочности токопроводящей системы сверхпроводник сочленяют со специальной подложкой из нормального металла высокой проводимости. Эта подложка одновременно выполняет роль стабилизатора сверхпроводника в аварийных режимах, при которых сверхпроводник переходит в нормальное состояние и ток вытесняется в подложку.

Для электрической изоляции в криогенных кабелях могут применяться твердые диэлектрики (тефлон, полиэтилен, лавсан), сжиженные газы и вакуумные полости. Твердые диэлектрики должны обладать достаточной механической прочностью и эластичностью и иметь соизмеримые температурные коэффициенты линейного расширения. В качестве сжиженных газов используются криоагенты, предназначенные для охлаждения токопроводов кабеля. На электрическую прочность криоагентов большое влияние оказывает чистота жидкости. Вакуумные полости целесообразно применять одновременно для электро- и теплоизоляции. Электрическая прочность вакуума в значительной степени зависит от материала электродов и чистоты их обработки. Наиболее слабым местом в вакуумной изоляции являются опоры из твердого диэлектрика, предназначенные для обеспечения заданных расстояний между элементами кабеля. Достоинство вакуумной изоляции — ее малая стоимость, недостаток — невысокая надежность.

В целях поддержания низких температур в зоне расположения токопроводов применяют специальную теплоизоляцию. Для криогенных кабелей пригодны следующие виды теплоизоляции: высоковакуумная, порошково-вакуумная, многослойно-вакуумная (суперизоляция). Свойства и методы расчета различных видов теплоизоляции подробно описаны в специальной литературе по криогенной технике.

Для трехфазных сверхпроводящих кабелей переменного тока известны следующие принципиальные конструкции токопроводящей системы: *бифилярная, полностью коаксиальная, пофазно коаксиальная.*

Бифилярная конструкция (рис. 11.16, *а*) характерна тем, что каждая фаза расщеплена на ряд проводников. Проводники каждой

группы располагаются в углах равностороннего треугольника. Такая конструкция позволяет создать гибкую токопроводящую систему. Один из основных недостатков бифилярной конструкции заключается в том, что каждый проводник должен иметь изоляцию на линейное напряжение.

Полностью коаксиальная конструкция (рис. 11.16, *б*) предполагает соосное расположение всех фаз, которые выполняются в виде

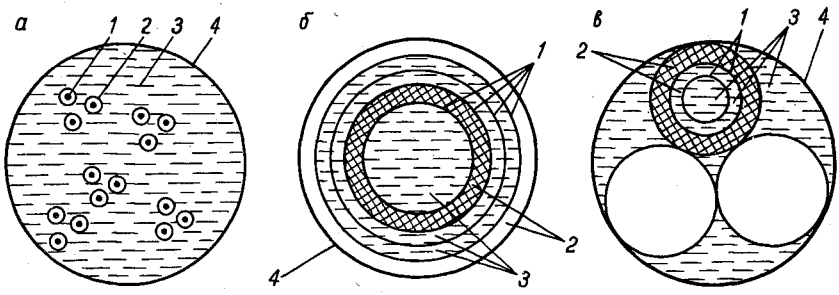


Рис. 11.16. Варианты исполнения токопроводящей системы сверхпроводящего кабеля:

1 — сверхпроводник с подложкой; *2* — электроизоляция; *3* — криоагент; *4* — криогенная оболочка.

цилиндрических труб, причем одна из фаз для обеспечения сдвига токов на 120° состоит из пары соосных труб, а каждая из двух других фаз содержит по одной трубе. Цилиндрическое исполнение фаз позволяет использовать их для прокачки криоагента. Такая конструкция отличается малыми геометрическими размерами, однако она имеет ряд существенных недостатков: неполная компенсация электромагнитного поля внутри кабеля при несимметричных нагрузках фаз, появление больших электродинамических усилий и др.

В пофазно-коаксиальной конструкции (рис. 11.16, *в*) каждая фаза выполнена в виде двух соосных труб. Такое расположение проводников фазы приводит к тому, что при противоположном направлении токов в них электромагнитное поле расположено только между проводниками коаксиала. Возможны также варианты этой конструкции с общим экраном для всех фаз.

В настоящее время при проектировании сверхпроводящих электропередач предпочтение отдают пофазно-коаксиальной конструкции. Поэтому в дальнейшем, если нельзя воспользоваться общим подходом, задачи проектирования рассматриваются применительно к пофазно-коаксиальной конструкции.

Во всех рассмотренных конструкциях криогенная оболочка с токопроводящей системой помещается в теплоизоляционную оболочку (рис. 11.17). В сверхпроводящих кабелях с рабочей температурой токопроводов *1* до 20 К, охлаждаемых основным криоагентом *2*, в теплоизоляционной оболочке экономически целесообразно применение промежуточного температурного экрана *5*, который охлаж-

дается промежуточным криоагентом (например, жидким азотом). В качестве теплоизоляции между основной криогенной оболочкой *3* и температурным экраном *5* обычно используют вакуум *4*, а теплоизоляция температурного экрана осуществляется с помощью суперизоляции *6*. Для фиксации отдельных оболочек относительно друг друга применяются опорные элементы *7*.

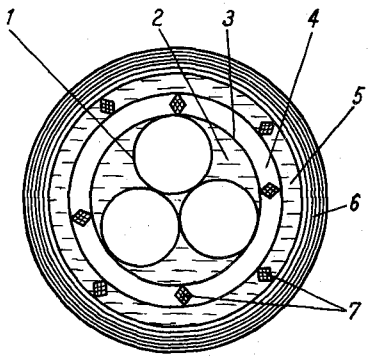


Рис. 11.17. Сверхпроводящий кабель.

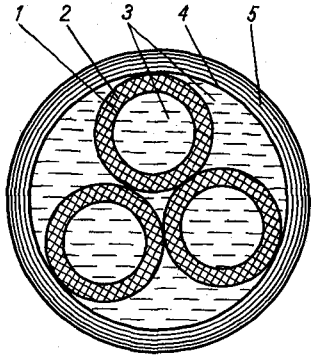


Рис. 11.18. Вариант конструкции криопроводящего кабеля:
1 — токопровод; *2* — электроизоляция; *3* — криоагент; *4* — криогенная оболочка, совмещенная с электрическим экраном; *5* — тепловая суперизоляция.

Аналогичную конструкцию имеют и однофазные сверхпроводящие кабели переменного тока. Разница заключается лишь в том, что в криогенную оболочку вместо трех фаз помещают одну.

В криопроводящих кабелях промежуточный температурный экран не выполняют, и зона рабочих температур отделяется от внешней среды только одним слоем теплоизоляции (рис. 11.18). Токопроводящая система может выполняться с пофазным экранированием либо с общим электрическим экраном.

11.6. РАСЧЕТ И ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКТИВНЫХ ПАРАМЕТРОВ КРИОГЕННЫХ ЛИНИЙ

Криогенная линия электропередачи содержит следующие основные элементы: собственно криогенный кабель, токовые вводы по концам линии и на промежуточных подстанциях, рефрижераторные станции основного криоагента, рефрижераторные станции промежуточного криоагента (если он имеется в криогенном кабеле), станции обеспечения вакуумной системы.

Если линия подключается непосредственно к криогенному трансформатору, токовые вводы выполняются на выводах другого напряжения трансформатора. Рефрижераторные станции основного и промежуточного криоагентов и станции обеспечения вакуумной системы могут быть как совмещенными, так и раздельными.

Подход к расчету и оптимизации криогенных электропередач определяется их задачами. Такими задачами могут быть либо выявление областей конкурентоспособности по сравнению с другими видами электропередач, либо конкретное проектирование.

При решении первой задачи необходимо определить оптимальные области применения различных конструкций криогенных кабелей в зависимости от передаваемой мощности и длины линии, выявить зоны экономичных номинальных напряжений, рассмотреть условия применения различных электрических схем электропередачи с учетом потребности в компенсирующих устройствах для протяженных электропередач, установить целесообразные области использования ряда сверхпроводящих материалов и видов теплоизоляции.

При конкретном проектировании на основании выявленных общих закономерностей дополнительно должны решаться следующие вопросы: оптимизация сечения и диаметра фаз, обеспечение требуемой пропускной способности, выбор рациональных способов поддержания заданной степени надежности электропередачи, определение параметров рефрижераторных станций и циркуляции криоагентов, выбор рациональных способов пуска криогенных линий. Ниже рассматриваются некоторые из перечисленных задач.

При проектировании криогенных кабельных линий приходится выбирать параметры, которые разносторонне влияют на результирующие затраты. Такими параметрами являются: диаметр фазы, сечение (толщина) сверхпроводника и подложки, толщина электроизоляции, толщина теплоизоляции зоны основного криоагента (диаметр температурного экрана с промежуточным криоагентом), толщина теплоизоляции экрана с промежуточным криоагентом.

Увеличение диаметра фазы, с одной стороны, приводит к увеличению общего диаметра кабеля и, следовательно, к увеличению его стоимости. С другой стороны, увеличение диаметра фазы при заданной ее нагрузке вызывает уменьшение потерь мощности в сверхпроводниках, затрат мощности на рефрижераторные установки, необходимой для покрытия потерь, и стоимости рефрижераторных установок.

При фиксированном диаметре холодной зоны и увеличении диаметра температурного экрана повышается стоимость всего кабеля за счет увеличения его общего диаметра. Но в то же время уменьшается теплоприток от экрана к холодной зоне, и при этом требуется меньшая мощность рефрижераторных установок основного криоагента для компенсации теплопритоков.

Увеличение толщины теплоизоляции экрана приводит к уменьшению теплопритоков к экрану из внешней среды. В этом случае можно получить эффект за счет снижения стоимости рефрижераторов промежуточного криоагента, однако стоимость теплоизоляции экрана повысится.

Таким образом, задача заключается в том, чтобы при заданных передаваемой мощности и номинальном напряжении криогенного кабеля определить такое сочетание параметров, при котором затраты на кабель в целом будут минимальными. Для решения данной

задачи в общей постановке следует применять специальные методы оптимизации. Дадим рекомендации по выбору отдельных параметров на основе имеющегося опыта проектирования.

Рассмотрим сначала принципы выбора экономического сечения и диаметра фазы криопроводящей линии. Капитальные затраты на криопроводящую кабельную линию можно представить в следующем виде:

$$K = K_0 + K_s.$$

Составляющая K_0 не влияет на выбор экономического сечения фазы и при его фиксированном значении определяется исключительно диаметром фазы. Эта составляющая включает капитальные затраты на электроизоляцию $K_{эи}$, криоагент $K_{ка}$, теплоизоляцию $K_{ти}$ и часть рефрижераторных установок $K_{реф.тп}$, которые используются для компенсации теплопритоков из внешней среды.

Составляющая K_s зависит от сечения фазы и для трехфазного кабеля может быть представлена в виде

$$K_s = K_п + K_{реф\,\Delta P} = 3\gamma_п c_п s l + 3I^2 \rho(T)\, l k_у(T)/s,$$

где $K_п$ — стоимость материала проводника; $K_{реф\,\Delta P}$ — капитальные затраты на часть рефрижераторных установок, необходимых для компенсации тепловыделений, которые связаны с потерями мощности ΔP в фазах криопроводящей линии; $k_у(T)$ — стоимость единицы установленной мощности рефрижераторов; $\gamma_п$ — плотность материала проводника; $c_п$ — удельная стоимость материала проводника; I — максимальный ток; l — длина линии.

Годовые эксплуатационные расходы, зависящие от сечения проводников, складываются из отчислений на амортизацию и текущий ремонт проводников фаз $Г_1$ и рефрижераторных установок $Г_2$, стоимости потерь энергии в кабеле $Г_3$, стоимости энергии $Г_4$ в рефрижераторных установках, идущей на компенсацию потерь энергии в кабеле:

$$Г_э = Г_1 + Г_2 + Г_3 + Г_4 = p_п K_п + p_{реф} K_{реф\,\Delta P} + \\ + 3I^2 \frac{\rho(T)}{s} l\tau\beta + 3I^2 \frac{\rho(T)}{s} l\tau\beta h(T),$$

где $p_п$, $p_{реф}$ — отчисления соответственно на амортизацию и текущий ремонт проводников фаз и рефрижераторных установок; τ — время потерь; $h(T)$ — затраты мощности в рефрижераторных установках на отвод единицы теплоты из холодной зоны.

Тогда экономическое сечение фаз, соответствующее минимуму расчетной стоимости передачи электроэнергии, определится из выражения приведенных затрат: $З = p_н K_s + Г_s \to \min$.

Из производной $\partial З/\partial s = 0$ можно найти экономическое сечение фазы:

$$s_э = I \sqrt{\frac{\rho(T)\,(k_у(T)\,(p_н + p_{реф}) + (1 + h(T))\,\tau\beta)}{\gamma_п c_п (p_н + p_п)}} = I/j_э, \quad (11.20)$$

где экономическая плотность тока

$$j_э = \sqrt{\frac{\gamma_п c_п (p_н + p_п)}{\rho(T)\,(k_у(T)\,(p_н + p_{реф}) + (1 + h(T)))\,\tau\beta}}. \qquad (11.21)$$

Из расчетов установлено, что экономическая плотность тока при рабочей температуре 77 К для алюминия, меди и бериллия примерно равна соответственно 0,8...1,5, 1,2...2,5, 3...12 А/мм^2, а при рабочей температуре 20 К — 2...4, 1...2, 2...6 А/мм^2.

В сверхпроводящих линиях, работающих при напряженности поля $H < H_{к1}$, глубина проникновения магнитного поля незначительна ($\lambda = 10^{-4}...10^{-5}$ см). Поэтому толщина сверхпроводника выбирается минимальной по условию обеспечения механической прочности. Для определения диаметра фазы используется правило Сильсби:

$$I_к = \pi d H_{к1},$$

где $I_к$ — критический ток сверхпроводника; $H_{к1}$ — амплитудное значение первого критического поля.

Необходимый диаметр внутреннего проводника коаксиальной фазы составляет

$$d_1 = \sqrt{2} I k_з / (\pi H_{к1}),$$

где I — расчетное значение тока; $k_з$ — коэффициент запаса по состоянию сверхпроводимости.

Выразив ток через мощность P и напряжение U, получим

$$d_1 = \sqrt{2} P k_з / (\sqrt{3}\pi H_{к1} U \cos\varphi).$$

Диаметр внешнего проводника коаксиальной фазы

$$d_2 = d_1 + 2n_и,$$

где $n_и$ — толщина электроизоляции между коаксиальными проводниками.

Толщина электроизоляции находится из выражения

$$n_и = d_1/2(\exp(2k_и U/(d_1 E_{пр})) - 1),$$

где $k_и$ — коэффициент запаса по электрической прочности диэлектрика; $E_{пр}$ — предельное значение напряженности электрического поля диэлектрика.

Эта формула может быть использована также для расчета толщины электроизоляции внешнего проводника коаксиала относительно криогенной оболочки и электроизоляции некоаксиальных фаз криопроводящих кабелей. В каждом конкретном случае необходимо подставлять значение напряжения, при котором будет работать данный проводник.

При выборе толщины подложки в сверхпроводящей линии руководствуются следующим. Максимальная целесообразная толщина подложки ограничивается значением глубины проникновения, вычисленным при рабочей температуре фазы. Минимальную тол-

щину подложки принимают по условиям стабилизации сверхпроводника. Выбранная по этим соображениям подложка должна проверяться на механическую прочность при действии электродинамических усилий.

Зная геометрические размеры проводников и электроизоляции, взаимное расположение фаз, можно определить диаметр криогенной оболочки.

При выборе толщины теплоизоляции без проведения оптимизационных расчетов можно руководствоваться следующими диапазонами, в пределах которых, как показали исследования, затраты на кабель имеют пологий минимум: для вакуумной теплоизоляции — 0,8...2,2 см; при суперизоляции — 0,3...0,7 см. Установлено также, что суммарные затраты незначительно зависят от температурного режима криоагента во всем диапазоне возможного изменения температуры.

В криогенных кабелях имеют место теплопритоки из внешней среды в холодную зону и тепловыделения за счет потерь мощности внутри самого кабеля. Для обеспечения температуры фаз на заданном рабочем уровне всю теплоту, возникающую в холодной зоне, следует отводить криоагентом. С этой целью поток криоагента должен постоянно циркулировать. По мере отвода теплоты температура криоагента по длине кабеля повышается, а давление снижается, и на каком-то определенном расстоянии по длине линии потребуется восстановление первоначальных свойств криоагента. Для поддержания параметров криоагента необходимы специальные рефрижераторные станции, размещаемые вдоль трассы криогенной линии.

Возможны различные схемы циркуляции криоагентов. Для криогенных кабелей предпочтительна замкнутая схема циркуляции.

На основании практических расчетов установлено, что расстояние между рефрижераторными станциями обычно составляет 10...100 км.

11.7. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КРИОГЕННЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

В связи с тем что пока отсутствуют типовые решения по криогенным линиям и опыт их эксплуатации, технико-экономические характеристики определяют не по укрупненным показателям, а путем расчета затрат на каждый элемент, входящий в криогенную линию.

Общие капитальные затраты состоят из затрат непосредственно на кабель $K_к$, рефрижераторные установки основного $K_{о.реф}$ и промежуточного $K_{п.реф}$ криоагентов и на вакуумные установки $K_в$:

$$K = K_к + K_{о.реф} + K_{п.реф} + K_в.$$

Составляющая $K_к$ капитальных затрат определяется по формуле

$$K_к = K'_к + K_{о.ка} + K_{п.ка} + K_и + K_м,$$

где $K_и = a_и K'_к$; $K_м = a_м K'_к$; $K'_к$ — затраты на сверхпроводник $K_{сп}$, подложку $K_п$, электроизоляцию $K_{эи}$, конструкционные материалы $K_{к.м}$, теплоизоляцию $K_{ти}$; $K_{о.ка}$, $K_{п.ка}$ — затраты соответственно на основной и промежуточный криоагенты; $K_и$, $K_м$ — затраты соответственно на изготовление и монтаж кабеля, принимаемые в долях $a_и$, $a_м$ от затрат $K'_к$.

Отдельные составляющие, входящие в $K'_к$, определяются по формуле

$$K_i = c_i \gamma_i v_i,$$

где c_i, γ_i, v_i — соответственно удельная стоимость, плотность и объем данного материала.

Годовые эксплуатационные расходы вычисляются по формуле

$$Г = (K'_к + K_и + K_м) p_1 + (K_{о.реф} + K_{п.реф} + K_в) p_2 + \\ + (K_{о.ка} + K_{п.ка}) p_3 + (Э_{\Delta P} + Э_{о.реф} + Э_{п.реф}) \beta,$$

где p_1, p_2, p_3 — отчисления соответственно на амортизацию и текущий ремонт элементов криогенной линии; $Э_{\Delta P}$ — потери энергии в криогенной линии; $Э_{о.реф}$, $Э_{п.реф}$ — затраты энергии на работу рефрижераторов соответственно основного и промежуточного криоагентов; β — стоимость 1 кВт·ч собственного расхода энергии в линии.

Несмотря на то что в сверхпроводящих линиях проводники пропускают ток без всякого сопротивления, а в криопроводящих линиях это сопротивление мало, на передачу энергии по таким линиям требуются соответствующие затраты мощности и энергии. Они определяются двумя факторами: наличием потерь мощности в некоторых элементах сверхпроводящего и криопроводящего кабелей и затратами на установки, используемые для создания и поддержания низких рабочих температур внутри кабеля.

В нормальном режиме работы криогенной линии собственный расход мощности может быть определен по формуле

$$P_{с.р} = \Delta P + \Delta P_т,$$

где ΔP — потери мощности в элементах криогенной линии; $\Delta P_т$ — расход мощности в криогенной линии, связанный с технологическими процессами поддержания токоведущих частей при низких температурах.

В сверхпроводящей линии потери мощности составляют

$$\Delta P = \Delta P_{сп.л} = \Delta P_{сп} + \Delta P_t + \Delta P_в + \Delta P_{эи} + \Delta P_э + \Delta P_{ст} + \Delta P_{т.в},$$

где отдельные составляющие общих потерь характеризуют соответственно потери в сверхпроводниках на переменном токе $\Delta P_{сп}$, потери в сверхпроводниках, вызываемые изменением тока нагрузки линии во времени ΔP_t, потери на вихревые токи в подложке $\Delta P_в$, потери в электроизоляции $\Delta P_{эи}$, экранирующих оболочках $\Delta P_э$, токовых вводах $\Delta P_{т.в}$, стыках токопровода $\Delta P_{ст}$.

Наибольшее значение имеют потери в сверхпроводниках $\Delta P_{сп}$, подложке $\Delta P_{в}$ и электроизоляции $\Delta P_{эи}$. Потери на гистерезис ΔP_{t}, связанные с изменением нагрузки во времени, малы, так как частота ее изменения невелика. Потерями в экранах $\Delta P_{э}$ также можно пренебречь, так как кабели стремятся выполнять либо с симметричным магнитным полем, либо коаксиальными, которые не нуждаются в специальных экранах. Потери в стыках $\Delta P_{ст}$ также не имеют решающего значения, особенно при гибком исполнении токопроводов, когда число стыков мало. Потерями в токовых вводах $\Delta P_{т.в}$ также можно пренебречь, ибо они устанавливаются лишь по концам линии.

Таким образом, для практических расчетов можно использовать формулу

$$\Delta P_{сп.л} = \Delta P_{сп} + \Delta P_{в} + \Delta P_{эи}.$$

Для трехфазного кабеля с коаксиальными цилиндрическими фазами потери в сверхпроводниках при работе в полях $H < H_{к1}$ имеют вид

$$\Delta P_{сп} = 3\pi k f l (d_1 (H_1/H_{к1})^n + d_2 (H_2/H_{к1})^n),$$

где d_1, d_2 — диаметры соответственно внутреннего и внешнего цилиндров коаксиала; H_1, H_2 — амплитудные значения напряженности поля на поверхности соответственно внутреннего и внешнего цилиндров коаксиала:

$$H_1 = I_m/(\pi d_1); \quad H_2 = I_m/(\pi d_2).$$

В данной формуле I_m — амплитудное значение рабочего тока.

Потери мощности в электроизоляции трехфазного кабеля с коаксиальными фазами равны

$$\Delta P_{эи} = 3U_к^2 \omega C_0 l \operatorname{tg} \delta,$$

где $U_к$ — напряжение между прямым и обратным проводниками коаксиала, кВ; ω — угловая частота, 1/с; C_0 — емкость фазы, мкФ/км; $\operatorname{tg} \delta$ — тангенс угла диэлектрических потерь.

Если фазы выполнены не коаксиальными, то в формулу вместо $3U_к^2$ следует подставлять квадрат линейного напряжения.

Расход мощности, связанный с поддержанием низкой температуры фаз сверхпроводящей линии, можно определить из выражения

$$P_т = \Sigma P_{о.реф} + \Sigma P_{п.реф} + \Sigma P_{в},$$

где $P_{о.реф}$, $P_{п.реф}$ — мощности, потребляемые рефрижераторными установками соответственно основного и промежуточного криоагентов; $P_{в}$ — мощность, затрачиваемая на поддержание вакуумной теплоизоляции в рабочем режиме линии.

Мощность, потребляемая рефрижераторной установкой, составляет

$$P_{реф} = hQ_{реф},$$

где $Q_{реф}$ — хладопроизводительность рефрижератора, соответствующая количеству теплоты, которое необходимо отводить из зоны глубокого охлаждения; h — коэффициент эффективности системы охлаждения (коэффициент рефрижерации), характеризующий отношение мощности, потребляемой рефрижераторами, к мощности тепловыделения.

Рефрижераторные установки нужны для того, чтобы осуществлять непрерывное охлаждение криогенного кабеля, в холодной зоне которого постоянно выделяется определенное количество теплоты. Эта теплота должна переноситься с низкого на высокий температурный уровень.

Затраты мощности в ваттах на привод установки для отвода из охлаждаемой зоны 1 Вт теплоты характеризуются данными, приведенными в табл. 11.5.

Табл. 11.5. **Характеристика систем охлаждения**

Криоагент	Рабочая температура, К	Коэффициент эффективности системы охлаждения h
Масло	293	1
Жидкий азот	77	6...10
Жидкий водород	20	40...100
Жидкий гелий	4	300...1000

Хладопроизводительность рефрижераторов

$$Q_{реф} = (\Delta P + q_{тп} + q_{в}) L,$$

где L — длина криогенного кабеля; ΔP, $q_{тп}$ — соответственно потери мощности и теплопритоки к холодной зоне кабеля, приходящиеся на единицу длины кабеля; $q_{в}$ — гидродинамические (вязкостные) потери на единицу длины кабеля, выделяющиеся в самих криоагентах при их движении.

Собственный расход энергии в криогенной линии может быть определен по формуле

$$Э = Э_{\Delta P} + Э_{о.реф} + Э_{п.реф} + Э_{в},$$

где отдельные составляющие характеризуют соответственно потери энергии, связанные с потерями мощности в кабеле $Э_{\Delta P}$, расходы энергии на рефрижераторные установки основного $Э_{о.реф}$ и промежуточного $Э_{п.реф}$ криоагентов и на установки для поддержания вакуумной теплоизоляции $Э_{в}$. Расчет этих составляющих может быть произведен по формулам:

$$Э_{\Delta P} = \Delta P_{сп}\tau_{сп} + \Delta P_{в}\tau_{в} + \Delta P_{эи}\tau_{эи};$$

$$Э_{о.реф} = h_{0}(Э_{\Delta P} + q_{о.тп}TL + q_{о.в}\tau_{о.в}L);$$

$$Э_{п.реф} = h_{п}(q_{п.тп}TL + q_{п.в}\tau_{п.в}L),$$

где $\tau_{сп}$, $\tau_{в}$, $\tau_{эи}$ — время максимальных потерь соответственно

в сверхпроводнике, подложке и электроизоляции; T — время работы кабеля; $\tau_{о.в}$, $\tau_{п.в}$ — время максимальных вязкостных потерь соответственно в основном и промежуточном криоагентах, зависящее от характера изменения параметров хладоагента во времени.

Общие экономические показатели криогенных линий зависят от конструкции криогенного кабеля, материала токопроводов и электроизоляции, параметров циркуляции криоагентов и других факторов.

Для предварительного выбора номинальных напряжений, конструкций и схем включения криогенных линий в энергосистему

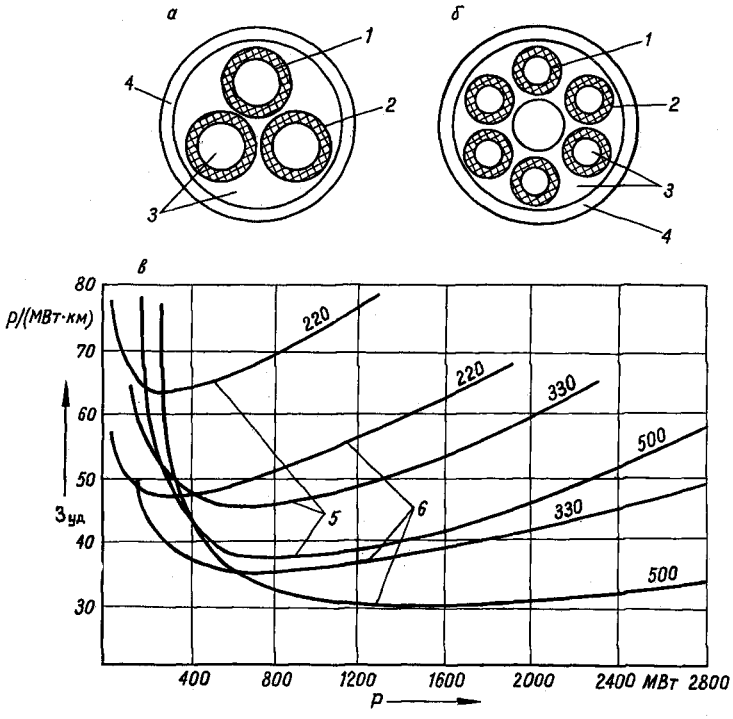


Рис. 11.19. Конструкции криопроводящего кабеля (*а, б*) и зависимости удельных приведенных затрат (*в*) от передаваемой мощности и номинального напряжения:

1 — проводник; *2* — электроизоляция; *3* — криоагент; *4* — теплоизоляция; *5* — для конструкции *а*; *6* — для конструкции *б*.

можно воспользоваться укрупненными характеристиками. Такие характеристики для некоторых конструкций криопроводящих кабелей даны на рис. 11.19. Приведенные зависимости позволяют определить области применения различных кабелей. Зависимости включают затраты на криогенный кабель и не учитывают затраты на концевые подстанции.

При конкретном проектировании и дальнейших исследованиях сверхпроводящих линий важно знать экономически целесообразные области применения различных классов напряжений. Из расчетов видно, что при мощностях 1...2 ГВт наивыгоднейшее напряжение — 110 кВ, при 2...5 ГВт — 220 кВ, при 5...10 ГВт — 330 кВ.

Для укрупненной оценки стоимости сверхпроводящих линий переменного тока при наивыгоднейших их конструктивных параметрах может быть использована следующая зависимость:

$$K_{\text{спл.пер}} = k_{\text{м}}(b_0 + b_1 \lg U + (c_0 + c_1 U + c_2 U^2) P). \qquad (11.22)$$

Для униполярной сверхпроводящей линии постоянного тока со сверхпроводником Nb_3Sn капитальные затраты

$$K_{\text{спл.пост}} = k_{\text{м}} U^{a_0}(a + bP + cP^2). \qquad (11.23)$$

Для биполярной сверхпроводящей линии со сверхпроводником Nb_3Sn капитальные затраты можно вычислить по следующим выражениям:

при напряжении 2 кВ

$$K_{\text{спл.пост}} = k_{\text{м}}(a_1 + b_1 P + c_1 P^2); \qquad (11.24)$$

при напряжении 10...20 кВ

$$K_{\text{спл.пост}} = k_{\text{м}} U^{a_0}(a_2 + b_2 P + c_2 P^2); \qquad (11.25)$$

при напряжении 50...200 кВ

$$K_{\text{спл.пост}} = k_{\text{м}}(a_3 + b_3 U + c_3 U^2)(a_4 + b_4 P + c_4 P^2). \qquad (11.26)$$

Для оценки стоимости трансформатора с одной сверхпроводящей обмоткой может быть использована формула

$$K_{\text{спт}} = k_{\text{м}}(a + bS + cS^2). \qquad (11.27)$$

Для сверхпроводящего выключателя переменного тока выражение будет иметь вид

$$K_{\text{спв}} = k_{\text{м}}(a + bS + cS^2). \qquad (11.28)$$

В формулах (11.22)...(11.28) K — удельные капитальные затраты, тыс. р/км; $k_{\text{м}}$ — коэффициент монтажа, который ориентировочно равен 2; U — номинальное напряжение (линейное), кВ; P — расчетная активная мощность, ГВт; S — полная мощность, МВ·А; a, b, c, — коэффициенты, численные значения которых приведены в приложении 6.

При выполнении технико-экономических расчетов могут оказаться полезными укрупненные показатели. Так, по расчетам стоимость изготовления холодной зоны сверхпроводящего кабеля ориентировочно составляет 1200 р/м, а при серийном производстве — 200 р/м. Стоимость прокладки кабеля может быть принята 40 р/м, как для маслонаполненных кабелей. Стоимость монтажа и наладки — 150 р/м, как для криогенного трубопровода.

11.8. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ И ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ КРИОГЕННЫХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Рассмотрим закономерности определения электрических параметров сверхпроводящих линий, у которых фаза выполнена в виде двух коаксиальных цилиндрических проводников.

Одна из особенностей таких линий заключается в том, что диаметры внутреннего и внешнего цилиндров коаксиальных фаз значительно изменяются при изменении расчетной мощности и номинального напряжения кабеля. Следствием этого являются сильные зависимости первичных параметров (индуктивности, емкости) линии от расчетной мощности и напряжения.

Подход к выбору диаметров проводников коаксиала в сверхпроводящих линиях с мягкими сверхпроводниками второго рода (ниобий) и с жесткими сверхпроводниками (станнид ниобия и др.) различен. Это различие обусловливается тем, что мягкие сверхпроводники обычно целесообразно использовать при напряженностях магнитного поля до первого критического поля $H_{к1}$. При этом диаметры проводников коаксиала экономически выгодно принимать наименьшими по условию сохранения состояния сверхпроводимости.

Жесткие сверхпроводники могут быть использованы при напряженностях магнитного поля до второго критического поля $H_{к2}$. Однако из-за больших гистерезисных потерь по условию экономичности всей конструкции кабеля диаметры проводников коаксиала целесообразно принимать бóльшими по сравнению с теми минимальными диаметрами, которые необходимы для сохранения сверхпроводящего состояния.

Для линий с мягкими сверхпроводниками и оптимизированными конструкциями кабеля при $H < H_{к1}$ параметры могут быть определены по следующим формулам:

$$x_0 = \frac{3\omega\mu_0\mu(T)\,k_U H_{к1}\cos\varphi}{k_I E_{пр}}\,\frac{U_к^2}{P};\quad b_0 = \frac{\omega\varepsilon_0\varepsilon(T)\,k_I E_{пр}}{3k_U H_{к1}\cos\varphi}\,\frac{P}{U_к^2};$$

$$Z_в = \frac{3k_U H_{к1}\cos\varphi}{k_I E_{пр}}\sqrt{\frac{\mu_0\mu(T)}{\varepsilon_0\varepsilon(T)}}\,\frac{U_к^2}{P};$$

$$P_{нат} = \frac{3k_I E_{пр}}{k_U H_{к1}\cos\varphi}\sqrt{\frac{\varepsilon_0\varepsilon(T)}{\mu_0\mu(T)}}\,P;\quad Q_b = \frac{3\omega\varepsilon_0\varepsilon(T)\,k_I E_{пр}}{k_U H_{к1}\cos\varphi}\,P,$$

где x_0, b_0 — удельные реактивные сопротивление и проводимость; $Z_в$ — волновое сопротивление; $P_{нат}$ — натуральная мощность; Q_b — зарядная мощность 1 км линии; μ_0, ε_0 — соответственно магнитная и электрическая проницаемости вакуума; $\mu(T)$, $\varepsilon(T)$ — соответственно магнитная и электрическая проницаемости электроизоляции, зависящие в общем случае от температуры; ω — угловая частота; k_I, k_U — коэффициенты запаса соответственно по току и напряжению; $H_{к1}$ — критическая напряженность первого критического поля; $E_{пр}$ — электрическая прочность электроизоляции;

P — расчетная мощность линии; $\cos\varphi$ —коэффициент мощности; $U_к$ — напряжение между проводниками коаксиала.

Приведенные выражения позволяют установить следующие соотношения:

$$x_0 = x_{0*}\left(\frac{U}{U_*}\right)^2 \frac{P_*}{P}; \quad b_0 = b_{0*}\left(\frac{U_*}{U}\right)^2 \frac{P}{P_*};$$

$$Z_в = Z_{в*}\left(\frac{U}{U_*}\right)^2 \frac{P_*}{P}; \quad P_{нат} = P_{нат*}\frac{P}{P_*},$$

где x_{0*}, b_{0*}, $Z_{в.}$, $P_{нат*}$ — значения, вычисленные при номинальном напряжении линии U_* и расчетной мощности P_*; x_0, b_0, $Z_в$, $P_{нат}$ — значения, определяемые при напряжении U и расчетной мощности P.

Для линий с жесткими сверхпроводниками при $H_{к1} < H < H_{к2}$ с оптимизированными конструкциями кабеля параметры могут быть определены по следующим формулам:

$$x_0 = \frac{\sqrt{2}\omega\mu_0\mu(T)k_U U_к}{\pi E_{пр}(a+bP)}; \quad b = \frac{\pi\omega\varepsilon_0\varepsilon(T)E_{пр}(a+bP)}{\sqrt{2}k_U U_к};$$

$$Z_в = \frac{\sqrt{2}k_U U_к}{\pi E_{пр}(a+bP)}\sqrt{\frac{\mu_0\mu(T)}{\varepsilon_0\varepsilon(T)}};$$

$$P_{нат} = \frac{3\pi E_{пр}U_к(a+bP)}{\sqrt{2}k_U\sqrt{\mu_0\mu(T)/(\varepsilon_0\varepsilon(T))}}; \quad Q_b = \frac{3\pi\varepsilon_0\varepsilon(T)E_{пр}(a+bP)U_к}{\sqrt{2}k_U},$$

где a и b — коэффициенты, определяемые на основании специальных технико-экономических расчетов.

Для линии со станнидом ниобия при $k_I = 1, 2$, $k_U = 2{,}0$, $E_{пр} = 200$ кВ/см, $\mu = 1$, $\varepsilon = 1$ эти коэффициенты имеют значения: для напряжения линии 110 кВ — $a_{110} = 1{,}3$; $b_{110} = 2{,}2$; для напряжения линии 220 кВ — $a_{220} = 1{,}65$; $b_{220} = 0{,}925$.

Пропускная способность определяется следующими факторами: 1) пределом передаваемой мощности по условию электрической устойчивости; 2) допустимой напряженностью электромагнитного поля в сверхпроводнике, равной критической напряженности поля (устойчивость по состоянию сверхпроводимости); 3) рабочей температурой проводников фаз криогенного кабеля (тепловая устойчивость). Между всеми факторами, особенно между вторым и третьим, существует тесная связь.

Дадим подробнее оценку пропускной способности электропередач, в которых используются криогенные кабели пофазно-коаксиальной конструкции.

По условию электрической устойчивости предел передаваемой мощности

$$P_{пр.л} = nU_к^2/(Z_в \sin\alpha l),$$

где $U_к$ — напряжение между проводниками коаксиала; n — число коаксиальных фаз; $Z_в$ — волновое сопротивление линии; α —коэффициент изменения фазы волны; l — длина линии.

Имея в виду, что для кабеля с коаксиальными фазами натуральная мощность

$$P_{\text{нат}}=nU_{\text{к}}^2/Z_{\text{в}},$$

получим

$$P_{\text{пр.л}}=P_{\text{нат}}/(\sin \alpha l).$$

Криогенные линии можно рассматривать как линии без потерь. Тогда

$$Z_{\text{в}}=\sqrt{L_0/C_0}\,;\quad \alpha=\omega\sqrt{L_0C_0}.$$

Индуктивность и емкость определяются по выражениям

$$L_0=\frac{\mu_0\mu(T)\ln(d_2/d_1)}{2\pi}\,;\quad C_0=\frac{2\pi\varepsilon_0\varepsilon(T)}{\ln(d_2/d_1)},$$

где μ_0, ε_0 — магнитная и электрическая проницаемости вакуума; $\mu(T)$, $\varepsilon(T)$ — магнитная и электрическая проницаемости изоляции, зависящие от температуры; d_1, d_2 — диаметры соответственно внутреннего и внешнего проводника коаксиала. Тогда

$$Z_{\text{в}}=\frac{\ln(d_2/d_1)}{2\pi}\sqrt{\frac{\mu_0\mu(T_0)}{\varepsilon_0\varepsilon(T)}}\,;$$

$$\alpha=\omega\sqrt{\mu_0\mu(T)\,\varepsilon_0\varepsilon(T)}\,.$$

Отсюда следует, что коэффициент α зависит от параметров диэлектрика и рабочей температуры фаз, а волновое сопротивление, кроме того, — также от диаметров проводников d_1 и d_2, которые выбираются по расчетной мощности кабеля и номинальному напряжению.

Предел передаваемой мощности по линии

$$P_{\text{пр.л}}=\frac{2\pi nU_{\text{к}}^2}{\sqrt{\mu_0\mu(T)/(\varepsilon_0\varepsilon(T))}\ln(d_2/d_1)\sin(\omega l\sqrt{\mu_0\mu(T)\,\varepsilon_0\varepsilon(T)})}.$$

На рис. 11.20 в качестве иллюстрации приведены зависимости удельных сопротивления x_0, проводимости b_0, волнового сопротивления $z_{\text{в}}$ и натуральной мощности $P_{\text{нат}}$ от расчетной мощности P сверхпроводящего коаксиального кабеля, в котором электроизоляцией служит тефлон. Из этих зависимостей видно, что волновое сопротивление в значительной степени меняется при изменении расчетной мощности кабеля, и, следовательно, будет изменяться предел передаваемой мощности. Расчетная мощность, по которой выбираются конструктивные размеры сверхпроводящего кабеля, почти в два раза больше натуральной.

Определим теперь предел передаваемой мощности по условию устойчивости состояния сверхпроводимости.

Критический ток сверхпроводника при работе в поле $H<H_{\text{к1}}$ равен

$$I_{\text{к}}=\pi dH_{\text{к}}/\sqrt{2},$$

где d — диаметр внутреннего проводника коаксиала.

Критическая мощность, при которой разрушается состояние сверхпроводимости, определится из выражения

$$P_{к.л} = nU_к I_к \cos\varphi = \pi n d U_к H_к / \sqrt{2}.$$

Учтем влияние тепловой устойчивости в виде

$$H_к = H_0 (1 - (T/T_к)^2),$$

где T — рабочая температура проводника.

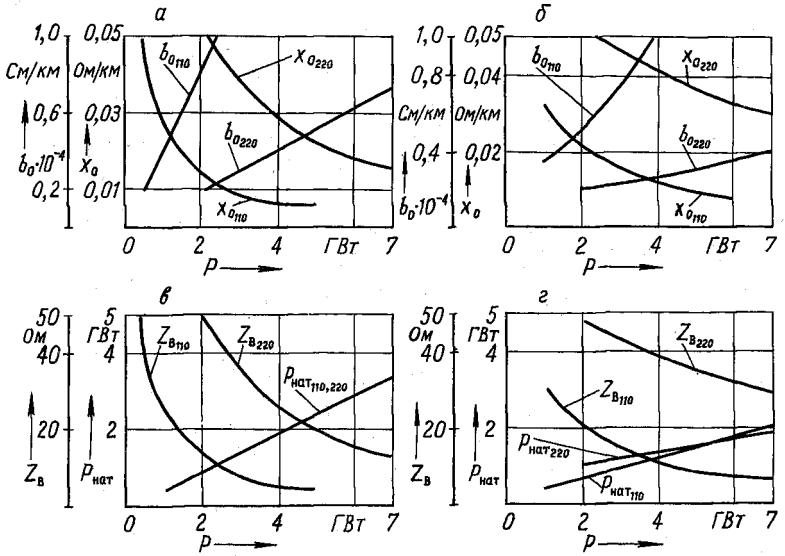


Рис. 11.20. Зависимости параметров сверхпроводящей линии от расчетной мощности:
а, в — для ниобия; *б, г* — для станнида ниобия.

Тогда критическая мощность будет равна

$$P_{к.л} = \pi n d U_к \frac{H_0}{\sqrt{2}} \left(1 - \left(\frac{T}{T_к}\right)^2\right).$$

Любая электропередача должна работать с некоторым запасом по сравнению с пределом передаваемой мощности. Если передаваемую мощность обозначить через P, то получим:

$$P = P_{пр.л}/k_э; \quad P = P_{к.л}/k_к,$$

где $k_э$ и $k_к$ — коэффициенты запаса соответственно электрической устойчивости и устойчивости состояния сверхпроводимости.

Условие наиболее полного использования материала сверхпроводника имеет вид

$$P_{пр.л} k_к = P_{к.л} k_э.$$

В связи с тем что криогенные линии обладают большой емкостью, их зарядная мощность велика. Поэтому целесообразно исследовать значение критической длины линии, т. е. такой длины, при которой зарядная мощность настолько велика, что невозможно передавать рабочую мощность.

Для сверхпроводящей линии справедливы уравнения линии без потерь:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 \cos \alpha l + j \underline{I}_2 Z_в \sin \alpha l;$$

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_2 \cos \alpha l + j \frac{\underline{U}_2}{Z_в} \sin \alpha l.$$

Для режима холостого хода при $I_2 = 0$ из уравнений следует:

$$U_2 = U_1 / \cos \alpha l; \quad I_1 = (U_2 \sin \alpha l) / Z_в$$

или

$$I_1 = (U_1 \operatorname{tg} \alpha l) / Z_в.$$

Критический ток сверхпроводника

$$I_к = \pi d H_к / \sqrt{2}.$$

Приравнивая I_1 и $I_к$, найдем критическую длину линии $l_к$, при которой зарядный ток линии будет равен критическому току сверхпроводящего кабеля и выведет его в начале линии из сверхпроводящего состояния:

$$l_к = \left(\operatorname{arctg} \frac{\pi d H_к Z_в}{\sqrt{2} U_1} \right) / \alpha.$$

На основании расчетов установлено, что критическая длина сверхпроводящих кабелей составляет сотни и тысячи километров.

11.9. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ПОВЫШЕННОЙ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ

Как уже отмечалось, повышения пропускной способности воздушных электропередач можно добиться путем сближения проводов фаз различных цепей и обеспечения между ними фазового сдвига напряжений до 180°. В кабельных сверхпроводящих электропередачах наибольший эффект достигается при коаксиальном расположении проводников. Указанные варианты электропередач характеризуются наличием в системе проводников шести фаз и фазового сдвига между напряжениями сближенных проводников. Это в свою очередь вызывает необходимость использования соответствующих схем присоединения фаз по концам электропередачи.

На рис. 11.21 представлена схема с коаксиальными фазами, в которой внутренний проводник коаксиала *1* на приемном конце линии подключается к первичной обмотке трансформатора. Нейтраль трансформатора с помощью внешнего проводника коаксиала

2 собирается на передающем конце линии. При такой схеме токи в проводниках коаксиала направлены в противоположные стороны, в результате чего магнитное поле существует только внутри коаксиала каждой фазы, и происходит уменьшение индуктивного сопротивления линии по сравнению с вариантом, когда токи направлены

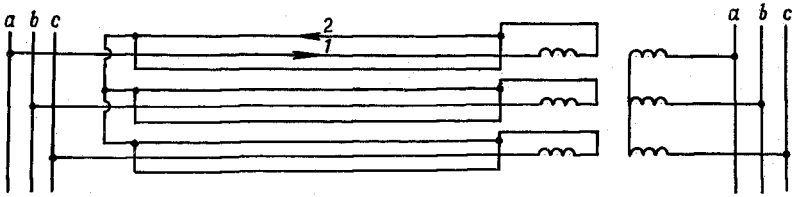


Рис. 11.21. Схема линии с противоположным направлением токов в проводниках коаксиальных фаз.

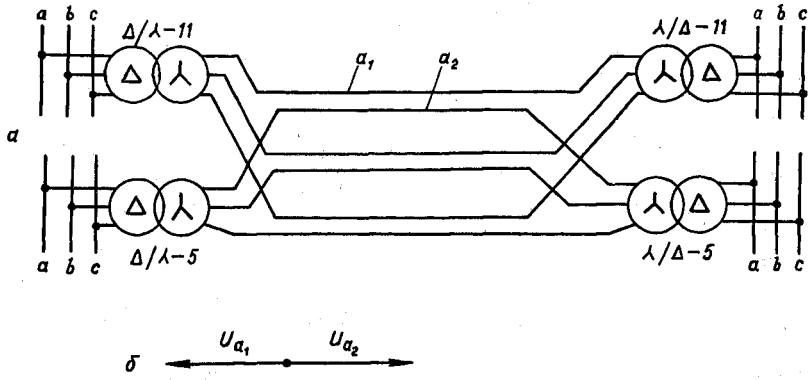


Рис. 11.22. Схема электропередачи с режимом противофазы напряжений и токов.

в одну сторону. Внешний проводник коаксиала фактически выполняет роль фазного экрана и не требует значительной изоляции относительно криогенных оболочек, так как служит нейтралью трансформатора.

Недостатки этой схемы заключаются в том, что на приемном конце электропередачи линия обязательно должна подключаться к трансформатору. Отсутствует возможность реверсивных потоков мощности по такой электропередаче. Кроме того, эта схема может применяться только для сверхпроводящих электропередач; в воздушных же электропередачах она будет приводить к существенным повышениям потерь мощности из-за прохождения одних и тех же токов по прямым и встречным проводникам.

Далее мы рассмотрим схемы, пригодные как для воздушных, так и для сверхпроводящих кабельных электропередач.

Фазовый сдвиг между проводниками сближенных фаз, равный 180°, может быть создан с помощью специального подбора групп соединений концевых трансформаторов (рис. 11.22). Недостатком схемы является то, что на концах электропередачи в каждую цепь обязательно должны быть включены трансформаторы.

Известны также схемы с шестифазными трансформаторами, в которых фазовый сдвиг создается соответствующей намоткой и соединением обмоток фаз. Одна из таких схем с соединением обмоток трансформаторов на передающем и приемном концах в звезду приведена на рис. 11.23. В таких трансформаторах напря-

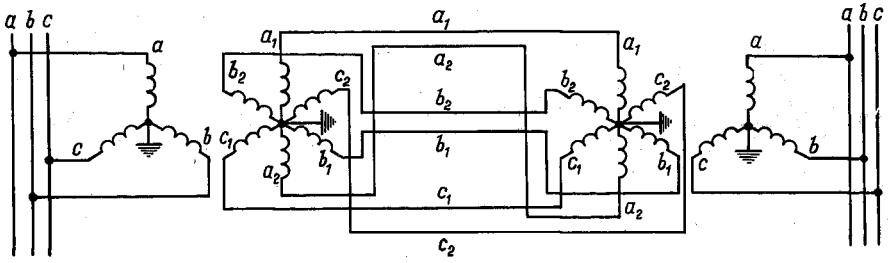


Рис. 11.23. Электропередача с шестифазными трансформаторами.

жения соседних фаз сдвинуты на угол 60°. При этом появляется возможность на линии сблизить провода фаз со сдвигом напряжений на угол 180°.

Режим противофазы в электропередачах с попарными фазами может быть обеспечен также генераторами с шестифазной обмоткой статора.

На рис. 11.24, *а, в* показан вариант двухцепной электропередачи, питающейся от одного генератора, который содержит две трехфазные системы, сдвинутые на 180°. Здесь трехфазная система *1* обмоток генератора подключена через трансформатор к одной цепи линии, а трехфазная система *2* — к другой. На передающем конце оба трансформатора имеют одинаковые группы соединений. При этом в каждой паре одноименных фаз разных цепей линии напряжения сдвинуты на угол 180°. Если обе цепи работают на общую нагрузку, то в одной из них должно быть установлено устройство для сдвига фаз на 180°, например трансформатор с группой соединений Y/Δ-5.

С помощью генераторов можно создать режим противофазы и в том случае, когда две трехфазные системы генераторов сдвинуты на угол 60°. Для этого к каждой паре фаз на линии необходимо подвести напряжения разных фаз, сдвинутые на 180°.

Естественно, что изложенный принцип обеспечения противофазы с помощью генераторов может быть реализован также в электропередачах генераторного напряжения. Один из вариантов электропередачи со сдвигом трехфазных систем *1* и *2* генератора на 60° показан на рис. 11.24, *б, г*, где к паре фаз линии приложены напряжения разных фаз, сдвинутые на 180° (например, фаз a_1 и b_2).

На приемном конце каждая фаза трансформатора включена между одноименными фазами трехфазных систем генератора, например a_1 и a_2. При этом к каждой обмотке трансформатора прикладывается фазное напряжение. Такой трансформатор одновременно

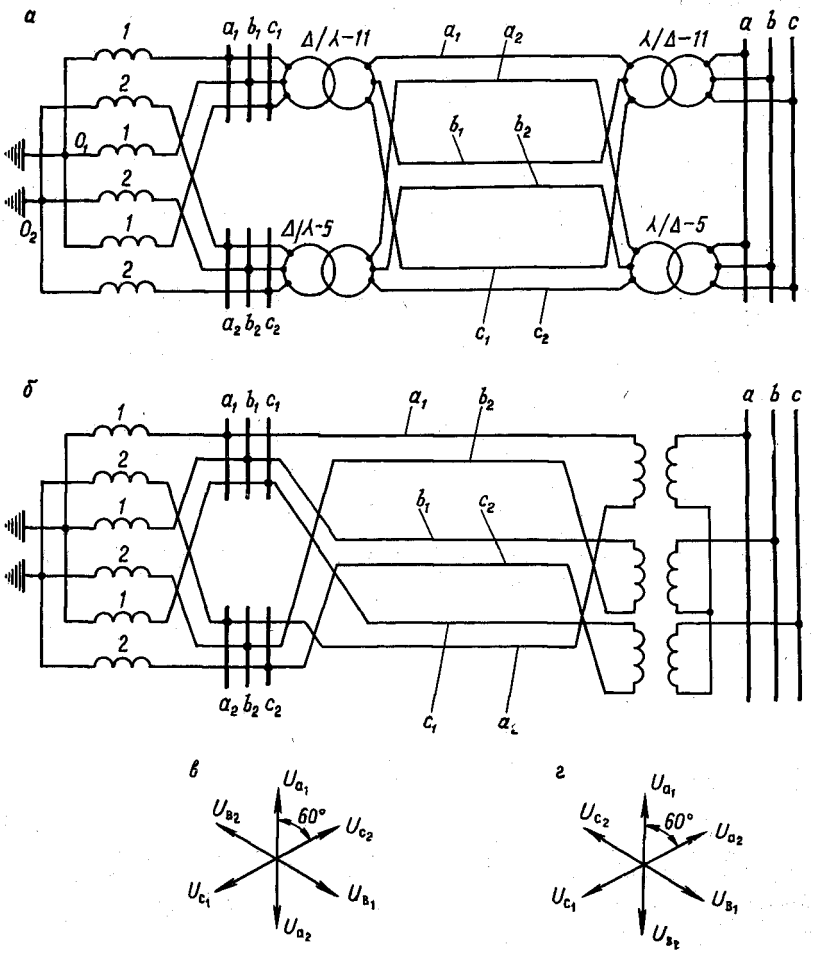


Рис. 11.24. Схемы и векторные диаграммы электропередачи со сдвигом между трехфазными системами обмоток генератора.

выполняет функции фазосдвигающего устройства, в результате чего со вторичной стороны могут быть выполнены общие шины.

В схеме с одним трансформатором на конце фазовый сдвиг в начале линии может создаваться не только генератором, но любым фазосдвигающим устройством.

На рис. 11.25 показана одна из таких электропередач, где *1* — передающая система; *2* — фазосдвигающие устройства; *3, 5, 7* —

провода первой цепи; *4, 6, 8* — провода второй цепи; *11, 12, 13* — фазы первичной обмотки трансформатора; *18* — фазы вторичной обмотки трансформатора; *19* — приемная система; *14, 15* — коммутационные аппараты для соединения первичных обмоток трансформатора в звезду, если он присоединяется только к первой цепи

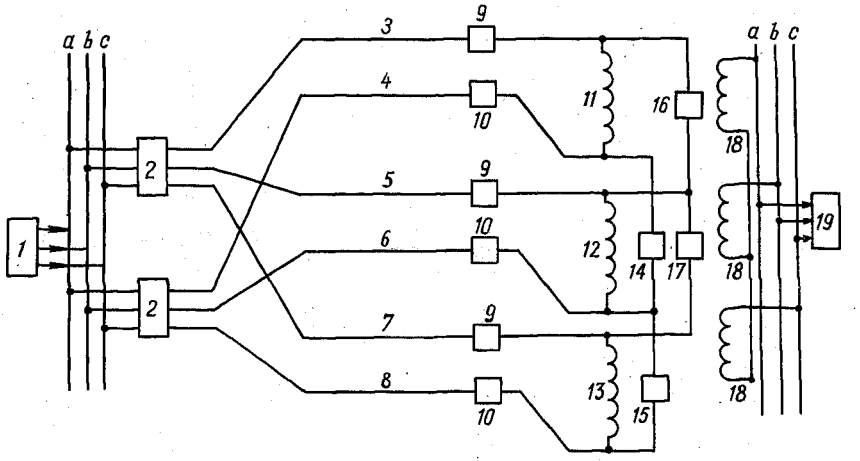


Рис. 11.25. Электропередача с трансформатором на приемном конце на двойное фазное напряжение.

линии; *16, 17* — коммутационные аппараты для соединения первичных обмоток трансформатора в звезду в случае присоединения его только ко второй цепи линии; *9, 10* — коммутационные аппараты в цепи первой и второй линии.

При работе обеих цепей коммутационные аппараты *14, 15, 16, 17* отключены и каждая фаза первичной обмотки трансформатора включена между концами сближенных фаз разноименных цепей. Например, обмотка *11* подключена между сближенными проводами *3* и *4* соответственно первой и второй цепей.

Если фазосдвигающие устройства *2* на передающем конце создают противофазу напряжений на сближенных проводах разноименных цепей, то к обмотке каждой фазы трансформатора будет приложено двойное фазное напряжение.

Такое включение фаз первичной обмотки трансформатора на приемном конце позволяет обойтись без специальных фазосдвигающих устройств, так как трансформатор одновременно выполняет роль фазосдвигающего устройства. Преимущество этой электропередачи заключается также в том, что на приемном конце нет необходимости устанавливать в каждой цепи свой трансформатор: схема позволяет установить один трансформатор на обе цепи.

Для обеспечения работы одной цепи при повреждении или выводе в ремонт другой цепи используются коммутационные аппараты *14, 15, 16, 17*. Для этого при повреждении, например, второй цепи, состоящей из проводов *4, 6, 8*, достаточно отключить линейные

аппараты *10* и включить аппараты *14, 15,* в результате чего фазы *11, 12, 13* первичной обмотки трансформатора соединяются в звезду. Аналогичным образом при повреждении первой цепи, состоящей из проводов *3, 5, 7,* звезда собирается с помощью коммутационных аппаратов *16, 17.*

Для поддержания заданного напряжения на вторичных шинах приемной подстанции трансформатор может быть снабжен устройствами регулирования напряжения.

Особенностью приведенной схемы является то, что концы первичных обмоток трансформатора подсоединены к одноименным фазам разных цепей линии. Некоторый недостаток такой электропередачи заключается в том, что обмотка трансформатора должна быть выполнена на двойное фазное напряжение линии.

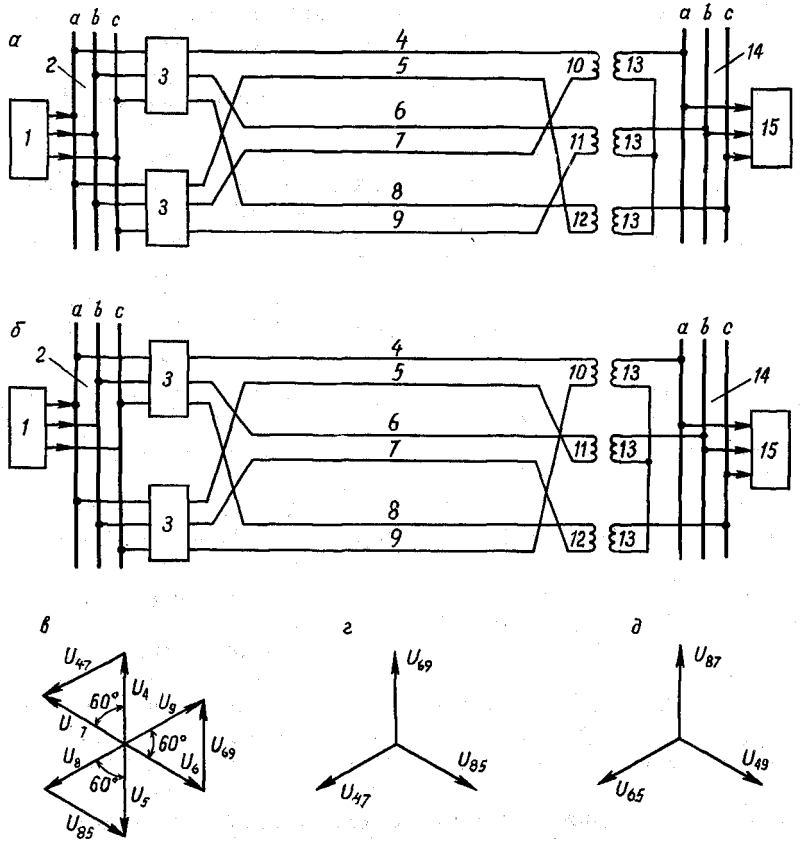


Рис. 11.26. Варианты электропередачи с трансформатором на приемном конце на фазное напряжение (*а, б*) и векторные диаграммы (*в, г, д*).

Этот недостаток устраняется в схемах, приведенных на рис. 11.26. Здесь концы первичных обмоток каждой фазы трансформатора подсоединены к разноименным фазным проводам линии электро-

передачи относительно фазных проводов, к которым подключены начала первичных обмоток трансформатора.

В варианте линии электропередачи, показанном на рис. 11.26, обозначено: *1* — передающая система; *2* — шины передающей системы; *3* — фазосдвигающие устройства на передающем конце; *4, 6, 8* — фазные провода первой цепи линии; *5, 7, 9* — фазные провода второй цепи линии; *10, 11, 12* — первичные обмотки фаз трансформатора на приемном конце; *13* — вторичные обмотки фаз трансформатора; *14* — шины приемной системы *15*.

При работе электропередачи на шинах *2* передающей системы имеется симметричная трехфазная система напряжений. С помощью фазосдвигающих устройств *3* обеспечивается сдвиг фаз напряжений, в результате чего к сближенным проводам разноименных цепей линии подводятся напряжения, находящиеся в противофазе (рис. 11.26, *в*). Например, к сближенным проводам *4* и *5* подводятся фазные напряжения U_4 и U_5. При этом к первой цепи линии приложена симметричная система напряжений U_4, U_6, U_8, а ко второй — симметричная система U_5, U_7, U_9.

Благодаря тому что первичные обмотки каждой фазы трансформатора на приемном конце подсоединены к разноименным фазам разных цепей, к ним прикладываются фазные напряжения. В электропередаче, приведенной на рис. 11.26, *а*, к обмотке *10* фазы *а* трансформатора приложено напряжение U_{47}, к обмотке *11* фазы *b* — напряжение U_{69}, к обмотке *12* фазы *c* — напряжение U_{85}. Каждое из этих напряжений равно фазному напряжению линии. Векторная диаграмма этих напряжений изображена на рис. 11.26, *г*.

Аналогичным образом и в электропередаче, которая иллюстрируется рис. 11.26, *б*, к обмотке каждой фазы трансформатора прикладываются фазные напряжения. Для этого случая векторная диаграмма изображена на рис. 11.26, *д*.

За счет того что к первичным обмоткам каждой фазы трансформатора прикладывается напряжение, равное только фазному напряжению линии, а не двойному фазному напряжению, снижаются стоимость трансформатора за счет удешевления электроизоляции и стоимость всей электропередачи.

Оценим мощность, на которую должна быть рассчитана первичная обмотка трансформатора на приемном конце электропередачи. Напряжение, приложенное к каждой фазе трансформатора, равно фазному напряжению $U_ф$, и ток в обмотке равен току $I_ф$ в фазе линии электропередачи. Следовательно, расчетная мощность трансформатора $S_т$ равна $3U_ф I_ф$. Мощность, передаваемая по обеим цепям $S_л$, составляет $6U_ф I_ф$. Следовательно, мощность, которая может быть передана через трансформатор (номинальная мощность), в два раза выше расчетной мощности трансформатора.

Если для обеспечения требуемой пропускной способности электропередачи достаточен фазовый сдвиг, равный 120°, то в этом случае могут быть применены схемы спаренных фаз (рис. 11.27).

Их принцип состоит в том, что на линии сближаются разные фазы, напряжения которых сдвинуты на 120°. При этом между сближенными фазами приложено линейное напряжение $U_л$. В схемах исклю-

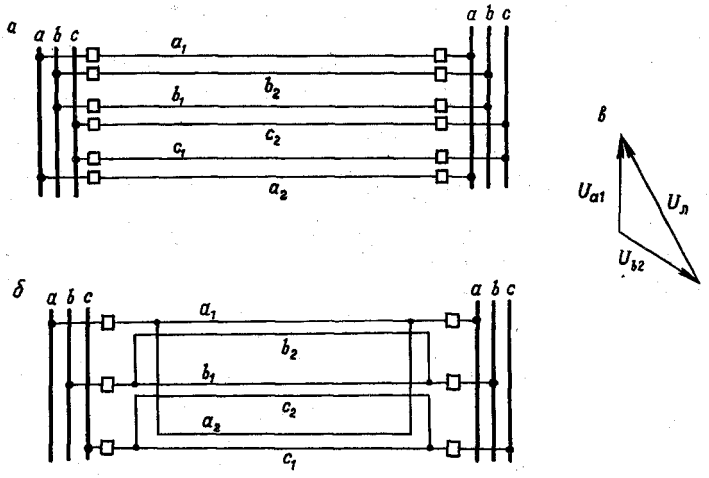


Рис. 11.27. Схемы спаренных фаз:
а — с выключателями в каждой цепи; *б* — с сокращенным числом выключателей; *в* — векторная диаграмма.

чается необходимость обязательного подключения трансформаторов в конце линии. Каждая цепь может быть подключена через самостоятельные выключатели (см. рис. 11.27, *а*) либо обе цепи подключаются по концам через общие выключатели (см. рис. 11.27, *б*).

ПРИЛОЖЕНИЯ

I. ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Табл. I.1. **Расчетные данные ВЛ 35 и 110 кВ со сталеалюминиевыми проводами (на 100 км)**

Номинальное сечение провода, мм²	r_0, Ом, при +20 °С	35 кВ	110 кВ		
		x_0, Ом	x_0, Ом	b_0, 10^{-4} См	q_0, Мвар
70/11	42,8	43,2	44,4	2,55	3,40
95/16	30,6	42,1	43,4	2,61	3,50
120/19	24,9	41,4	42,7	2,66	3,55
150/24	19,8	40,6	42,0	2,70	3,60
185/29	16,2	—	41,3	2,75	3,70
240/32	12,0	—	40,5	2,81	3,75

Табл. I.2. **Расчетные данные ВЛ 220—1150 кВ со сталеалюминиевыми проводами (на 100 км)**

Номинальное сечение провода, мм²	Число проводов в фазе	r_0, Ом, при +20°С	220 кВ			330 кВ			500 кВ			750 кВ			1150 кВ					
															$D_{ср}=15$ м			$D_{ср}=24{,}2$ м		
			x_0, Ом	b_0, 10^{-4} См	q_0, Мвар	x_0, Ом	b_0, 10^{-4} См	q_0, Мвар	x_0, Ом	b_0, 10^{-4} См	q_0, Мвар	x_0, Ом	b_0, 10^{-4} См	q_0, Мвар	x_0, Ом	b_0, 10^{-4} См	q_0, Мвар	x_0, Ом	b_0, 10^{-4} См	q_0, Мвар
240/32	1	12,1	43,5	2,60	13,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	6,0	—	—	—	33,1	3,38	40,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
240/39	11	1,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	19,3	5,95	786,9	—	—	—
240/56	5	2,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	30,8	3,76	211,5	—	—	—	—	—	—
300/39	1	9,8	42,9	2,64	14,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	4,8	—	—	—	32,8	3,41	40,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
300/48	8	1,25	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26,6	4,43	585,9
300/66	3	3,4	—	—	—	—	—	—	31,0	3,97	99,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	5	2,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	28,8	4,11	231,2	—	—	—	—	—	—
330/43	3	2,9	—	—	—	—	—	—	30,8	3,60	90,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	8	1,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	27,0	4,38	579,3
400/51	1	7,5	42,0	2,70	14,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	3,75	—	—	—	32,3	3,46	41,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	3	2,5	—	—	—	—	—	—	30,6	3,62	90,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	5	1,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	28,6	4,13	232,3	—	—	—	—	—	—
400/93	4	1,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	28,9	4,13	232,3	—	—	—	—	—	—
500/64	1	6,0	41,3	2,74	14,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	3,0	—	—	—	32,0	3,50	42,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	3	2,0	—	—	—	—	—	—	30,4	3,64	91,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	4	1,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	30,3	3,9	219,4	—	—	—	—	—	—

Табл. 1.3. **Диаметры и допустимые длительные токи сталеалюминиевых проводов воздушных линий**

Сечение, мм²	70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32	240/39
Диаметр, мм	11,4	13,5	15,2	17,1	18,8	21,6	21,6
Ток, А	265	330	390	450	510	605	610

Сечение, мм²	240/56	300/39	300/48	300/66	330/43	400/51	500/64
Диаметр, мм	22,4	24,0	24,1	24,5	25,2	27,5	30,6
Ток, А	610	710	690	680	730	825	945

Табл. 1.4. **Расчетные данные кабелей с бумажной изоляцией (на 1 км)**

Сечение жилы, мм²	r_0, Ом		6 кВ		10 кВ		20 кВ		35 кВ	
	Медь	Алюминий	x_0, Ом	q_0, квар	x_0, Ом	q_0, квар	x_0, Ом	q_0, квар	x_0, Ом	q_0, квар
10	1,84	3,1	0,11	2,3	—	—	—	—	—	—
16	1,15	1,94	0,102	2,6	0,113	5,9	—	—	—	—
25	0,74	1,24	0,091	4,1	0,099	8,6	0,135	24,8	—	—
35	0,52	0,89	0,087	4,6	0,095	10,7	0,129	27,6	—	—
50	0,37	0,62	0,083	5,2	0,09	11,7	0,119	31,8	—	—
70	0,26	0,443	0,08	6,6	0,086	13,5	0,116	35,9	0,137	86
95	0,194	0,326	0,078	8,7	0,083	15,6	0,110	40,0	0,126	95
120	0,153	0,258	0,076	9,5	0,081	16,9	0,107	42,8	0,120	99
150	0,122	0,206	0,074	10,4	0,079	18,3	0,104	47,0	0,116	112
185	0,099	0,167	0,073	11,7	0,077	20,0	0,101	51,0	0,113	115
240	0,077	0,129	0,071	13,0	0,075	21,5	0,098	52,8	0,111	119
300	0,061	0,103	—	—	—	—	0,095	57,6	0,097	127
400	0,046	0,077	—	—	—	—	0,092	64,0	—	—

Табл. 1.5. **Расчетные данные маслонаполненных кабелей и кабелей с пластмассовой изоляцией 110 и 220 кВ (на 1 км)**

Сечение жилы, мм²	Маслонаполненные					С пластмассовой изоляцией				
	r_0, Ом	110 кВ		220 кВ		r_0, Ом	110 кВ		220 кВ	
		x_0, Ом	q_0, квар	x_0, Ом	q_0, квар		x_0, Ом	q_0, квар	x_0, Ом	q_0, квар
150	0,122	0,200	1180	0,160	3600	—	—	—	—	—
185	0,099	0,195	1210	0,155	3650	—	—	—	—	—
240	0,077	0,190	1250	0,152	3780	—	—	—	—	—
270	0,068	0,185	1270	0,147	3850	0,092	0,120	450	0,120	1100
300	0,061	0,180	1300	0,145	3930	—	—	—	—	—
350	0,051	0,175	1330	0,140	4070	0,086	0,116	755	0,116	1900
400	0,046	0,170	1360	0,135	4200	—	—	—	—	—
425	0,042	0,165	1370	0,132	4260	—	—	—	—	—
500	0,037	0,160	1420	0,128	4450	0,060	0,110	830	0,110	2100
550	0,032	0,155	1450	0,124	4600	—	—	—	—	—
625	0,029	0,150	1500	0,120	4770	0,048	0,1	1040	0,1	2600
700	0,026	0,145	1550	0,116	4920	—	—	—	—	—
800	0,022	0,140	1600	0,112	5030	0,040	0,1	1250	0,1	3700

Примечания: 1. Маслонаполненные кабели изготавливаются с медными жилами, кабели с пластмассовой изоляцией — с алюминиевыми жилами. 2. Маслонаполненные кабели 330 и 500 кВ имеют сечение медных жил 550 мм^2, r_0=0,032 Ом/км: для 330 кВ x_0 равно 0,075 Ом/км, q_0 — 9000 квар/км; для 500 кВ x_0 равно 0,044 Ом/км, q_0 — 17 000 квар/км.

Табл. 1.6. **Параметры сверхпроводящих линий электропередачи со сверхпроводником ниобий**

Параметры	Коэффициент запаса по напряжению k_U	Значения параметров		
U, кВ		110	220	330
P, ГВт		1...2	2...5	5...7
$z_в$, Ом	2	30...15	60...24	48...39
	3	45...22	90...36	80...60
$P_{нат}$, ГВт	2	0,4...0,8	0,8...2,0	2,0...2,9
	3	0,26...0,53	0,5...1,3	1,3...1,8
x_0, Ом/км	2	0,03...0,016	0,06...0,025	0,05...0,04
	3	0,05...0,024	0,095...0,038	0,08...0,06
b_0, 10^{-6} См/км	2	34...69	17...43	20...30
	3	23...46	11...28	13...28
Q_b, Мвар/км	2	0,42...0,84	0,84...2,1	2,2...3,0
	3	0,28...0,56	0,56...1,4	1,4...2,0
α_0, град/км	2	0,06	0,06	0,06
	3	0,06	0,06	0,06

Табл. 1.7. **Параметры сверхпроводящих линий электропередачи со сверхпроводником станнид ниобия**

Параметры	Коэффициент запаса по напряжению	Значения параметров		
U, кВ		110	220	330
P, ГВт		1...2	2...5	5...10
$z_в$, Ом	2	35...23	60...43	58...43
	3	46...40	58...53	60...56
$P_{нат}$, ГВт	2	0,3...0,5	0,8...1,1	1,8...2,5
	3	0,26...0,3	0,8...0,9	1,8...1,9
x_0, Ом/км	2	0,04...0,025	0,06...0,045	0,06...0,045
	3	0,05...0,04	0,06...0,056	0,06...0,056
b_0, 10^{-6} См/км	2	30...40	17...24	18...24
	3	20...25	18...19	17...18
Q_b, Мвар/км	2	0,35...0,5	0,8...1,2	1,9...2,6
	3	0,27...0,3	0,8...0,9	1,9...2,0
α_0, град/км	2	0,06	0,06	0,06
	3	0,06	0,06	0,06

II. ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

Табл. II.1. **Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 35 кВ**

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Пределы регулирования	$U_{ном}$ обмоток		Каталожные данные				Расчетные данные		
			ВН	НН	$U_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_{хх}$, кВт	$I_х$, %	$R_Т$, Ом	$X_Т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар
ТМН(ТМ)-630/35	0,63	±6×1,5%	35	6,3; 11	6,5	11,6; 12,2	2,7	1,5	14,9; 14,2	79,6	15
ТМН(ТМ)-1000/35	1	±6×1,5%	35	6,3; 11	6,5	16,5; 18	3,6	1,4	7,9; 8,6	49,8	22,4
ТМН(ТМ)-1600/35	1,6	±6×1,5%	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	11,2; 12,4	49,2	17,6
ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	±6×1,5%	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	4,6; 5,1	31,9	27,5
ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	±6×1,5%	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23	40
ТМН(ТМ)-6300/35	6,3	±6×1,5%	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6	80

Табл. II.2. **Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ**

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_Т$, Ом	$X_Т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар
			ВН	НН							
ТМН-2500/110	2,5	+10×1,5% −8×1,5%	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	6,5; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
ТРДН-25000/110	25	±9×1,78%	115	6,3/6,5; 6,3/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
ТРДН-40000/110	40	±9×1,78%	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260
ТРДЦН-63000/110	63	±9×1,78%	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410
ТРДЦН-80000/110	80	±9×1,78%	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480
ТРДЦН-125000/110	125	±9×1,78%	115	10,5/10,5	10,5	400	100	0,55	0,4	11,1	687,5

Табл. II.3. **Трехфазные трехобмоточные трансформаторы 110 кВ**

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Каталожные данные					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ			$U_к$, %		
		ВН	СН	НН	В — С	В — Н	С — Н
ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН-10000/110	10	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН-16000/110	16	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН-25000/110	25	115	11; 38,5	6,6; 11	10,5	17,5	6,5
ТДТН-40000/110	40	115	11; 22; 38,5	6,6; 11	10,5 (17)	17 (10,5)	6
ТДТН-63000/110 (ТДЦТН)	63	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6,5

Окончание табл. II.3.

Тип	Каталожные данные			Расчетные данные						
	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_Т$, Ом			$X_Т$, Ом			$\Delta Q_х$, квар
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТМТН-6300/110	58	14	1,2	9,7	9,7	9,7	225,7	0	131,2	75,6
ТДТН-10000/110	76	17	1,1	5	5	5	142,2	0	82,7	110
ТДТН-16000/110	100	23	1,0	2,6	2,6	2,6	88,9	0	52	160
ТДТН-25000/110	140	31	0,7	1,5	1,5	1,5	56,9	0	35,7	175
ТДТН-40000/110	200	43	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0 (22,3)	22,3 (0)	240
ТДТН-63000/110 (ТДЦТН)	290	56	0,7	0,5	0,5	0,5	22,0	0	13,6	441

Табл. II.4. **Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ**

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_Т$, Ом	$X_Т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар
			ВН	НН							
ТРДН-40000/220	40	±8×1,5%	230	11/11; 6,6/6,6	12	170	50	0,9	5,6	158,7	360
ТРДЦН-63000/220	63	±8×1,5%	230	6,6/6,6; 11/11	12	300	82	0,8	3,9	100,7	504
ТРДЦН-100000/220	100	±8×1,5%	230	11/11; 38,5	12	360	115	0,7	1,9	63,5	700
ТРДЦН-160000/220	160	±8×1,5%	230	11/11; 38,5	12	525	167	0,6	1,08	39,7	960

Табл. II.5. **Трехфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ**

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Предель регулирования	Каталожные данные					
			$U_{ном}$ обмоток, кВ			$U_к$, %		
			ВН	СН	НН	В — С	В — Н	С — Н
ТДТН-25000/220	25	±12×1%	230	38,5	6,6; 11	12,5	20	6,5
ТДТН-40000/220	40	±12×1%	230	38,5	6,6; 11	12,5	22	9,5
АТДЦТН-63000/220/110	63	±6×2%	230	121	6,6; 11; 27,5; 38,5	11	35,7	21,9
АТДЦТН-125000/220/110	125	±6×2%	230	121	6,6; 11; 38,5	11	45	28
АТДЦТН-200000/220/110	200	±6×2%	230	121	6,6; 11; 15,75; 38,5	11	32	20
АТДЦТН-250000/220/110	250	±6×2%	230	121	10,5; 38,5	11,5	33,4	20,8

Окончание табл. II.5.

Тип	Каталожные данные					Расчетные данные						
	$\Delta P_к$, кВт			$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_Т$, Ом			$X_Т$, Ом			$\Delta Q_х$, квар
	В — С	В — Н	С — Н			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-25000/220	135	—	—	50	1,2	5,7	5,7	5,7	275	0	148	300
ТДТН-40000/220	220	—	—	55	1,1	3,6	3,6	3,6	165	0	125	440
АТДЦТН-63000/220/110	215	—	—	45	0,5	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	315
АТДЦТН-125000/220/110	305	—	—	65	0,5	0,55	0,48	3,2	59,2	0	131	625
АТДЦТН-200000/220/110	430	—	—	125	0,5	0,3	0,3	0,6	30,4	0	54,2	1000
АТДЦТН-250000/220/110	520	—	—	145	0,5	0,2	0,2	0,4	25,5	0	45,1	1250

Примечания: 1. Для автотрансформаторов мощность обмотки НН равна 50 % номинальной. 2. Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтрали ВН ($\pm 8 \times 1{,}5$ %; $\pm 12 \times 1$ %) или на стороне СН ($\pm 6 \times 2$ %).

Табл. II.6. **Трехфазные и однофазные автотрансформаторы 330 кВ**

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Каталожные данные								
		$U_{ном}$ обмоток, кВ			$U_к$, %			$\Delta P_к$, кВт		
		ВН	СН	НН	В — С	В — Н	С — Н	В — С	В — Н	С — Н
АТДЦТН-125000/330/110	125	330	115	6,3; 10,5; 15,75; 38,5	10	35	24	370	—	—
АТДЦТН-200000/330/110	200	330	115	6,6; 10,5; 38,5	10	34	22,5	600	—	—
АТДЦТН-240000/330/220	240	330	242	11; 38,5	9,6	74	60	560	260	250
АОДЦТН-133000/330/220	133	$300/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	10,5; 38,5	9	60,4	48,5	280	125	105

Продолжение табл. II.6

Тип	Каталожные данные		Расчетные данные						
	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_Т$, Ом			$X_Т$, Ом			$\Delta Q_х$, квар
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН-125000/330/110	115	0,5	1,3	1,3	2,6	91,5	0	213,4	625
АТДЦТН-200000/330/110	180	0,5	0,8	0,8	2,0	58,5	0	126,6	1000
АТДЦТН-240000/330/220	130	0,5	0,53	0,53	7,2	59,2	0	312,1	1200
АОДЦТН-133000/330/220	55	0,15	0,62	0	3,5	28,7	0	136,5	599

Примечания: 1. Для автотрансформаторов мощность обмотки НН составляет 50 % от номинальной, за исключением автотрансформаторов мощностью 200 и 250, 240 и 133 МВ·А, для которых она составляет 40 и 25 % номинальной соответственно.

2. Регулирование напряжения осуществляется на стороне СН за счет РПН $\pm 6 \times 2$ %, за исключением автотрансформатора мощностью 240 МВ·А, который регулирования не имеет.

Табл. II. 7. **Трехфазные и однофазные автотрансформаторы 500...750...1150 кВ**

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные					
			$U_{ном}$ обмоток, кВ			S обмоток, %		
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
АТДЦТН-250000/500/110	250	±8×1,4%	500	121	11; 38,5	100	100	40
АТДЦТН-500000/500/220	500	+8×1% −8×1,25%	500	—	230	100	—	100
АОДЦТН-167000/500/220	167	±6×2,1%	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	11; 13,8; 15,75; 20; 38,5	100	100	30; 40; 50
АОДЦТН-167000/500/330	167	±8×1,5%	$500/\sqrt{3}$	$330/\sqrt{3}$	10,5; 38,7	100	100	20
АОДЦТН-267000/500/220	267	±8×1,4%	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	10,5; 15,5; 20,2; 38,6	100	100	25; 30; 45
АОДЦТН-267000/750/220	267	±10% на СН	$750/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	10,5	100	100	30
АОДЦТН-333000/750/330	333	±10% на СН	$750/\sqrt{3}$	$330/\sqrt{3}$	15,75	100	100	36
АОДЦТН-417000/750/500	417	±5% на ВН	$750/\sqrt{3}$	$500/\sqrt{3}$	10,5; 15,75	100	100	12; 8
АОДЦТ-667000/1150/500	667	—	$1150/\sqrt{3}$	$500/\sqrt{3}$	20	100	100	27

Окончание табл. II.7

Тип	Каталожные данные						Расчетные данные (на три фазы)						
	$U_к$, %			$\Delta P_к$ В—С, кВт	$\Delta P_к$, кВт	$I_х$, %	$R_Т$, Ом			$X_Т$, Ом			$\Delta Q_х$, квар
	В—С	В—Н	С—Н				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН-250000/500/110	13	33	18,5	640	230	0,45	2,28	0,28	5,22	137,5	0	192,5	1125
АТДЦТН-500000/500/220	11,5	—	—	1050	230	0,3	1,05 0,65	1,05 0,32	— 2,8	57,5	—	—	1500
АОДЦТН-167000/500/220	11	35	21,5	325	125	0,4	0,58 0,66	0,39 0,31	2,9 2,7	61,1	0	113,5	2004
АОДЦТН-167000/500/330	9,5	67	61	320	70	0,3	0,48	0,48	2,4	38,8	0	296	1503
АОДЦТН-267000/500/220	11,5	37	23	490	150	0,35	0,28	0,28	1,12; 0,6	39,8	0	75,6	2803
АОДЦТН-267000/750/220	13	32	17	600	250	0,4	0,79	0,79	2,63	98,3	0	126,4	3204
АОДЦТН-333000/750/330	10	28	17	580	250	0,35	0,49	0,49	1,36	59,1	0	98,5	3497
АОДЦТН-417000/750/500	11,5	81	68	700	280	0,2	0,12	0,12	2,2; 3,24	55,1	0	309	2502
АОДЦТ-667000/1150/500	11,5	35	22	1250	350	0,35	0,83	0,42	3,7	80,9	0	150,4	7004

III. ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ И ПОКАЗАТЕЛИ СТОИМОСТИ КОМПАКТНЫХ УПРАВЛЯЕМЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Табл. III.1. **Параметры двойных трехкоаксиальных компактных линий электропередачи**

U, кВ	Марка провода	n	Радиус расщепления фазы, внутренней цепи, м	Θ, град	Внутренняя цепь				Внешняя цепь			
					x_0, Ом/км	b_0, 10^{-6} См/км	$z_в$, Ом	$P_{нат}$, МВт	x_0, Ом/км	b_0, 10^{-6} См/км	$z_в$, Ом	$P_{нат}$, МВт
110	АС-95/16	6	0,2	180	0,12	13,5	94	128	0,04	17,8	45	267
				0	0,39	1,6	491	24	0,31	5,7	232	52
110	АС-95/16	6	1,0	180	0,07	19,0	62	195	0,04	21,6	44	274
				0	0,30	3,3	303	39	0,27	5,8	216	56
220	АС-240/32	4	0,2	180	0,17	8,8	139	349	0,06	12,3	72	676
				0	0,41	1,95	456	106	0,30	5,5	236	206
220	АС-400/51	6	1,0	180	0,09	16,1	76	637	0,04	20,2	44	1108
				0	0,30	2,9	326	148	0,25	7,0	190	255
330	АС-500/64	6	0,2	180	0,17	9,9	130	833	0,04	15,8	49	2239
				0	0,39	1,6	503	216	0,26	7,4	188	578

Табл. III.2. **Параметры трехконтурных разноцепных компактных линий электропередачи**

U, кВ	Марка провода	n	θ, град	x_0, Ом/км	b_0, 10^{-6} См/км	$z_в$, Ом	$P_{нат}$, МВт
35	АС-50/8	2	0	0,47	2,42	442	2,8
			180	0,13	9,20	117	10,4
		4	0	0,37	3,10	344	3,6
			180	0,06	18,80	58	21,3
110	АС-95/16	2	0	0,42	2,79	390	31
			180	0,15	7,88	136	89
		4	0	0,32	3,86	287	42
			180	0,07	16,10	67	181
		6	0	0,27	4,70	239	51
			180	0,05	24,20	44	272
220	АС-400/51	2	0	0,38	3,26	339	142
			180	0,15	17,90	138	350
		4	0	0,28	4,67	244	199
			180	0,07	15,80	68	713
		6	0	0,24	5,80	201	241
			180	0,05	23,80	45	1073
330	АС-2×400/51	2	0	0,31	3,95	282	386
			180	0,11	9,95	107	1018
	АС-3×240/32	2	0	0,30	4,14	271	402
			180	0,10	11,10	96	1140
	АС-2×400/51	3	0	0,28	4,71	243	448
			180	0,08	15,30	70	1560
500	АС-3×500/64	2	0	0,29	4,49	253	998
			180	0,11	10,10	105	2379
	АС-4×300/39	2	0	0,28	4,64	244	1024
			180	0,10	10,80	98	2557
	АС-4×400/51	2	0	0,23	5,90	195	1282
			180	0,07	17,30	63	3949
750	АС-6×500/64	3	0	0,21	6,40	182	3087
			180	0,06	18,20	58	9712

Табл. III.3. **Характеристика удельной натуральной мощности различных типов линий электропередачи**

U, кВ	Натуральная мощность на единицу ширины трассы (числитель), МВт/м, и площади поперечного сечения линии (знаменатель), МВт/м^2											
	Традиционные ВЛ				Шестифазные ВЛ	Двойные трехкоаксиальные ВЛ при n			Трехконтурные ВЛ при n			
	Одноцепные при n			Двухцепные								
	1	2	3			2	3	4	2	3	4	6
110	2,3 / 0,17	—	—	4,4 / 0,24	6,7 / 0,39	7,8 / 0,35	11,1 / 0,49	14,1 / 0,63	8,3 / 0,50	11,8 / 0,71	14,9 / 0,85	19,9 / 1,07
220	6,2 / 0,30	—	—	17,7 / 0,53	16,6 / 0,91	17,5 / 0,77	24,5 / 1,03	30,8 / 1,29	21,7 / 1,16	29,8 / 1,51	37,1 / 1,80	44,9 / 1,88
330	—	8,1 / 0,40	—	—	—	29,7 / 1,29	41,6 / 1,8	51,9 / 2,25	58,6 / 2,40	81,9 / 3,07	101,0 / 3,71	—
500	—	—	13,6 / 0,49	—	—	42,9 / 1,26	59,3 / 1,74	74,1 / 2,18	102,2 / 3,19	138,2 / 4,10	166,4 / 4,6	—

Табл. III.4. **Значения коэффициентов линейной зависимости капитальных затрат от числа проводов n в расщепленной фазе ($K=a+bn$, тыс. р/км) для двойной трехкоаксиальной линии**

Коэффициент	Значения коэффициентов при напряжении линии (кВ) и марке проводов					
	110		220		330	500
	АС-185/29	АС-240/39	АС-240/32	АС-300/39	АС-400/51	АС-500/64
a	14,8	14,9	20,0	19,8	29,7	29,3
b	4,0	4,8	4,6	6,1	8,2	12,0

Табл. III.5. **Значения коэффициентов линейной зависимости капитальных затрат K от числа проводов в расщепленной фазе ($K=a+bn$, тыс.р/км) для трехконтурной линии**

Коэффициент	Значения коэффициентов при напряжении линии (кВ) и марке проводов					
	110	220	330		500	
	АС-95/16	АС-400/51	АС-240/32	АС-300/39	АС-300/39	АС-400/51
a	11,3	18,4	26,5	22,4	30,8	30,9
b	2,8	9,7	16,1	21,1	28,5	35,5

IV. УКРУПНЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СТОИМОСТИ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Табл. IV.1. **Стоимость сооружения воздушных линий 35 кВ, тыс. р/км**

Опоры	Район по гололеду	Провода сталеалюминиевые сечением, мм²			
		70/11	95/16	120/19	150/24
Стальные одноцепные	I	12,2	12,4	13,1	13,3
	II	14,4	14,1	14,1	14,3
	III	16,5	16,0	16,0	17,7
	IV	18,2	17,8	17,4	21,3
Стальные двухцепные	I	17,3	18,1	19,2	19,5
	II	20,1	20,1	20,4	21,4
	III	24,2	24,1	25,2	25,5
	IV	27,2	27,2	28,9	29,3
Железобетонные одноцепные	I	—	9,4	10,3	10,9
	II	—	10,6	10,8	11,2
	III	—	12,2	12,3	12,3
	IV	—	13,7	13,6	13,4
Железобетонные двухцепные	I	—	15,3	14,1	14,8
	II	—	16,7	14,5	15,3
	III	—	19,5	17,3	17,8
	IV	—	21,7	18,8	19,1

Табл. IV.2. **Стоимость сооружения воздушных линий 110 кВ, тыс. р/км**

Опоры	Район по гололеду	Провода сталеалюминиевые сечением, мм²					
		70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
Стальные одноцепные	I	14,5	14,8	15,6	16,0	17,4	18,7
	II	16,5	16,4	16,9	16,9	18,0	18,8
	III	19,4	19,1	19,0	19,0	19,7	20,0
	IV	21,5	20,6	20,6	20,6	21,0	21,7
Стальные двухцепные	I	21,6	22,1	23,7	24,6	27,8	30,6
	II	24,6	24,4	25,2	25,7	28,5	30,7
	III	29,2	28,2	28,3	28,6	30,4	32,1
	IV	32,8	30,8	31,0	31,6	31,8	34,4
Железобетонные одноцепные	I	10,5	11,1	10,8	11,5	12,6	14,0
	II	12,0	12,0	11,4	11,7	12,9	14,0
	III	14,6	14,3	13,1	13,2	13,8	15,1
	IV	16,5	15,9	14,4	14,1	15,3	16,6
Железобетонные двухцепные	I	15,8	16,9	17,0	20,0	22,0	24,0
	II	17,8	17,8	18,1	20,0	22,0	24,0
	III	21,4	21,0	20,4	22,2	23,6	25,0
	IV	24,4	23,3	22,2	23,9	25,2	27,0

Табл. IV.3. **Стоимость сооружения воздушных линий 220 и 330 кВ, тыс. р/км**

Опоры	Район по гололеду	220 кВ			330 кВ		
		Провода сталеалюминиевые сечением, мм²					
		240/32	300/39	400/51	2×240/32	2×300/39	2×400/51
Стальные одноцепные	I...II	21,0	21,6	23,8	37,3	38,5	42,5
	III	22,9	23,1	25,0	39,6	40,8	44,0
	IV	24,5	24,7	26,6	41,4	42,7	45,0
Стальные двухцепные	I...II	34,4	36,2	41,3	70,4	74,0	80,2
	III	37,8	38,7	42,8	73,8	77,5	82,4
	IV	40,6	41,1	44,5	77,2	81,0	84,0
Железобетонные одноцепные	I...II	16,4	17,3	19,4	33,1	35,0	38,0
	III	17,3	18,2	20,0	34,8	36,8	39,6
	IV	18,9	19,2	21,8	36,6	38,6	40,4
Железобетонные двухцепные	I...II	27,8	30,0	33,8	—	—	—
	III	30,6	31,2	35,0	—	—	—
	IV	33,2	33,8	39,0	—	—	—

Табл. IV.4. **Стоимость сооружения воздушных линий 500, 750 и 1150 кВ, тыс. р/км**

Опоры	Район по гололеду	500 кВ				750 кВ			1150 кВ
		Провода сталеалюминиевые сечением, мм²							
		3×300/66	3×330/43	3×400/51	3×500/64	5×240/56	5×300/66	5×400/51	8×330/39
Стальные с оттяжками	II	48,3	49,0	53,4	62,0	—	—	—	170
	III	49,3	51,0	55,3	63,6	88	95	97	—
	IV	51,5	53,0	57,4	66,0	—	—	—	—
Стальные свободностоящие	II	62,2	63,7	68,6	79,5	—	—	—	—
	III	65,8	67,2	72,0	83,2	—	—	—	—
	IV	70,5	72,0	77,0	87,0	—	—	—	—
Железобетонные	II	48,4	49,9	52,4	63,5	—	—	—	—
	III	50,3	52,0	54,3	65,3	—	—	—	—
	IV	53,0	54,4	57,0	68,5	—	—	—	—

V. УКРУПНЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СТОИМОСТИ ПОДСТАНЦИЙ

Табл. V.1. **Открытые распределительные устройства 35...330 кВ по блочным и мостиковым схемам**

Схема ОРУ	Стоимость, тыс. р., при напряжении, кВ				
	35	110	150	220	330
Блок линия — трансформатор:					
с разъединителем	2,4	11,5	14,0	18,9	21,0
с предохранителем	2,7	—	—	—	—
с отделителем	4,1	12,7	20,1	26,4	—
с выключателем	5,4	36,0	61,0	79	—
Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой	13,0	36,3	51,9	83	—
Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов	18,5	75,0	126	180	—
Мостик с выключателями в перемычке и в цепях трансформаторов	—	120	200	280	—

Табл. V.2. **Ячейки ОРУ 35...1150 кВ с выключателями (для схем с числом выключателей более трех)**

Напряжение, кВ	Расчетная стоимость ячейки с выключателем, тыс. р.			
	воздушным		масляным	
	при отключаемом токе, кА			
	до 40	более 40	до 30	более 30
35	14	29	9	20
110	42	57	35	43
150	70	—	—	—
220	85	130	90	105
330	160	300	—	—
500	260	380	—	—
750	700	850	—	—
1150	1280	—	—	—

Табл. V.3. **Трансформаторы 35 кВ**

Мощность, МВ·А	Стоимость трансформаторов двухобмоточных, тыс. р.	
	без РПН	с РПН
0,63	6,4	11,6
1,0	9,3	15,4
1,6	10,1	16,7
2,5	12,2	21,2
4,0	15,2	25,7
6,3	19	30,5

Табл. V.4. **Трансформаторы 110 кВ**

Мощность, МВ·А	Стоимость трансформаторов двухобмоточных, тыс. р.			Стоимость трансформаторов трехобмоточных с РПН, тыс. р.
	без РПН	с РПН	с расщепленной обмоткой НН и РПН	
2,5	—	35	—	—
6,3	—	49	—	57
10	—	54	—	67
16	—	63	—	79
25	—	—	84	91
40	—	—	109	117
63	—	—	136	154
80	144	—	157	166
125	171	—	244	—

Табл. V.5. **Трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ**

Мощность, МВ·А	Стоимость трансформаторов, тыс. р.			
	двухобмоточных		трехобмоточных с РПН	автотрансформаторов с РПН
	без РПН	с расщепленной обмоткой НН и РПН		
25	—	—	148	—
40	—	169	165	—
63	—	193	—	201
80	189	—	—	—
100	—	265	—	—
125	231	—	—	253
160	—	323	—	—
200	307	—	—	332
250	343	—	—	396
400	469	—	—	—
630	692	—	—	—
1000	892	—	—	—

Табл. V.6. **Автотрансформаторы 330...1150 кВ**

Мощность, МВ·А	Стоимость автотрансформаторов с РПН, тыс. р.							
	330/220	330/110	500/330	500/220	750/220	750/330	750/500	1150/500
125	—	320	—	—	—	—	—	—
200	—	370	—	—	—	—	—	—
240	297	—	—	—	—	—	—	—
3×133	966	—	—	—	—	—	—	—
3×167	—	—	913	970	—	—	—	—
3×267	—	—	—	1260	1750	—	—	—
3×333	—	—	—	—	—	2100	—	—
3×417	—	—	—	—	—	—	2150	—
3×667	—	—	—	—	—	—	—	4300

Табл. V.7. **Постоянная часть затрат по подстанциям 35...1150 кВ, тыс. р.**

Напряжение, кВ	Электрическая схема подстанции на стороне ВН	Затраты, тыс. р.
35/10	Без выключателей	60
	С выключателями (на переменном оперативном токе)	70
	С выключателями (на постоянном оперативном токе)	105
110/10	Без выключателей	130
	Мостик	210
	Сборные шины	290
110/35/10	Без выключателей	170
	Мостик	250
	Сборные шины	320
220/10 или 220/35/10	Без выключателей	240
	Мостик	360
	Четырехугольник, сборные шины	460
220/110	Без выключателей	400
	Мостик, четырехугольник	520
	Сборные шины	750
330	Четырехугольник	1160
	Трансформаторы-шины	1750
	Полуторная	2100
500	Четырехугольник	2400
	Трансформаторы-шины	2800
	Полуторная	4100
750	Полуторная	6800
1150	Трансформаторы-шины	17000

VI. ДАННЫЕ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УКРУПНЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СТОИМОСТИ СВЕРХПРОВОДЯЩИХ ЛИНИЙ

Табл. VI.1. **Значения коэффициентов для вычисления стоимости сверхпроводящих линий переменного тока (см. формулу (11.20))**

Сверхпроводник	Коэффициент запаса по напряжению	Значения коэффициентов				
		b_0	b_1	c_0	c_1	c_2
Nb	2	—5480	2189	1218	—8,8	0,019
	3	—7692	3297	1380	—10,3	0,021
Nb_3Sn	2	—3547	1621	449	—3,0	0,006
	3	—7208	3422	465	—3,2	0,006

Табл. VI.2. **Значения коэффициентов для вычисления стоимости униполярной сверхпроводящей линии постоянного тока (см. формулу (11.21))**

Напряжение, кВ	Коэффициенты			
	a_0	a_1	b	c
1—5	—0,947	1095	2723	14,5
5—10	—0,757	2145	1813	0
10—25	0,580	4077	821	0
25—50	—0,238	3208	0,5	3,9
50—100	0,122	968	6,0	0,4

Табл. VI.3. **Значения коэффициентов для вычисления стоимости биполярной сверхпроводящей линии постоянного тока**

Напряжение, кВ	Номер формулы	Коэффициенты			
2	(11.22)	$a_1=3144$;	$b_1=82$;	$c_1=5,3$	
10...20	(11.23)	$a_0=-0,765$;	$a_2=16673$;	$b_2=73$;	$c_2=6,5$
50...200	(11.24)	$a_3=2416$;	$b_3=-35,9$;	$c_3=0,3$	
		$a_4=0,953$;	$b_4=-0,004$;	$c_4=0,0004$	

Табл. VI.4. **Значения коэффициентов для вычисления стоимости сверхпроводящего трансформатора (см. формулу (11.25))**

Напряжение, кВ	Коэффициенты		
	a	b	c
110	226	0,77	$-0,47\cdot10^{-4}$
220	319	1,02	$-1,6\cdot10^{-4}$
330	326	1,26	$-2,2\cdot10^{-4}$

Табл. VI.5. **Значения коэффициентов для вычисления стоимости сверхпроводящего выключателя (см. формулу (11.26))**

Напряжение, кВ	Коэффициенты		
	a	b	
110	344,6	$1,7\cdot10^{-2}$	$6,2\cdot10^{-6}$
220	145,7	$0,4\cdot10^{-2}$	$1,6\cdot10^{-6}$
330	125,4	0	$6,5\cdot10^{-7}$

ЛИТЕРАТУРА

1. *Поспелов Г. Е., Федин В. Т.* Проектирование электрических сетей и систем.— Мн.: Выш. шк., 1978.—302 с.

2. *Тиходеев Н. Н.* Передача электрической энергии.— Л.: Энергоатомиздат, 1984.—248 с.

3. Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения / Под ред. Г. Н. Александрова и Л. Л. Петерсона.— Л.: Энергоатомиздат, 1983.—368 с.

4. Справочник по проектированию линий электропередачи / Под ред. М. А. Реута и С. С. Рокотяна.— М.: Энергия, 1980.—296 с.

5. *Зеличенко А. С., Смирнов Б. И.* Проектирование механической части воздушных линий сверхвысокого напряжения.— М.: Энергоатомиздат, 1981.—336 с.

6. Правила устройства электроустановок.— М.: Энергоатомиздат, 1985.— 640 с.

7. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро.— М.: Энергия, 1985.—350 с.

8. *Мельников Н. А., Рокотян С. С., Шеренцис А. Н.* Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330—500 кВ.— М.: Энергия, 1974.—472 с.

9. *Поспелов Г. Е.* Элементы технико-экономических расчетов систем электропередач.— Мн.: Выш. шк., 1967.—312 с.

10. *Поспелов Г. Е., Керного В. В.* АСУ и оптимизация режимов энергосистем.— Мн.: Выш. шк., 1977.—307 с.

11. *Поспелов Г. Е., Сыч Н. М.* Потери мощности и энергии в электрических сетях.— М.: Энергоиздат, 1981.—216 с.

12. *Поспелов Г. Е., Сыч Н. М., Федин В. Т.* Компенсирующие и регулирующие устройства в электрических системах.— Л.: Энергоатомиздат, 1983.—112 с.

13. *Мелентьев Л. А.* Оптимизация развития и управления больших систем энергетики.— М.: Высш. шк., 1982.—318 с.

14. Электрические системы. Режимы работы электрических систем и сетей / Под ред. В. А. Веникова.— М.: Высш. шк., 1975.—344 с.

15. Электрические системы. Т. II. Электрические сети / Под ред. В. А. Веникова.— М.: Высш. шк., 1971.—440 с.

16. Электрические системы. Т. III. Передача энергии переменным и постоянным током высокого напряжения.— М.: Высш. шк., 1972.—368 с.

17. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях / Под ред. В. А. Веникова.— М.: Энергоатомиздат, 1983.—504 с.

18. *Федин В. Т.* Электроэнергетические задачи криогенных систем электропередач.— Мн.: Наука и техника, 1983.—144 с.

19. *Керного В. В., Поспелов Г. Е., Федин В. Т.* Местные электрические сети.— Мн.: Выш. шк., 1972.—376 с.

20. *Поспелов Г. Е., Федин В. Т.* Энергетические системы.— Мн.: Выш. шк., 1974.—272 с.

21. *Зуев Э. Н.* Газоизолированные линии электропередачи.— М.: МЭИ, 1979.—43 с.

22. *Зуев Э. Н.* Пути развития техники подземной передачи электроэнергии.— М.: МЭИ, 1980.—53 с.

23. *Поспелов Г. Е., Запатрин Р. И., Поспелова Т. Г.* Технико-экономические характеристики дальних электропередач с промежуточными присоединениями.— Мн.: Наука и техника, 1983.—174 с.

24. *Короткевич М. А.* Оптимизация эксплуатационного обслуживания электрических сетей.— Мн.: Наука и техника, 1984.—199 с.

25. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В. Э. Воротницкий, Ю. С. Железко, В. Н. Казанцев и др.— М.: Энергоатомиздат, 1983.—368 с.

26. Руководящие указания и нормативы по проектированию развития энергосистем.— М.: Минэнерго СССР, 1981.—43 с.

27. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше.— М.: Минэнерго СССР, 1978.—17 с.

28. Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35—750 кВ.— М.: Минэнерго СССР, 1978.—40 с.

29. Энергетические системы. Терминология,— М.: Наука, 1970.—73 с.

30. Инструкция по проектированию городских и поселковых электрических сетей.— М.: Минэнерго СССР, 1983.—54 с.

31. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений // Экон. газ.— 1981.— № 2, 3.

32. Инструкция по определению экономической эффективности капитальных вложений в развитие энергетического хозяйства.— М.: Энергия, 1973.— 56 с.

33. Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях.— М.: Энергия, 1974.—73 с.

34. Инструкция по расчету технико-экономической эффективности и планированию мероприятий по снижению расхода электроэнергии на ее транспорт в электрических сетях энергосистем.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1980.—94 с.

35. Методика определения оптимального значения реактивной мощности, передаваемой в сеть потребителя.— М.: Минэнерго СССР, 1976.—24 с.

36. Руководящие указания по расчету проводов и тросов воздушных линий электропередачи.— М.: Энергия, 1965.—99 с.

37. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций.— М.: Минэнерго СССР, 1981.—18 с.

38. Справочник по проектированию подстанций 35—500 кВ / Под ред. С. С. Рокотяна и Я. С. Самойлова.— М.: Энергоиздат, 1982.—352 с.

39. *Поспелов Е. Г.* Алгоритм определения потерь мощности и электроэнергии от перетоков реактивной мощности в протяженных линиях электропередач переменного тока // Электричество.— № 8.—1974.— С. 62—63.

40. *Фазылов Х. Ф., Насыров Т. Х.* Линейные расчетные модели сетей электрических систем.— Ташкент: Фан, 1982.—95 с.

41. *Мукосеев Ю. Л.* Электроснабжение промышленных предприятий.— М.: Энергия, 1973.—584 с.

42. *Холмский В. Г.* Расчет и оптимизация режимов электрических сетей.— М.: Высш. шк., 1985.—280 с.

43. *Жданов П. С.* Вопросы устойчивости электрических систем.— М.: Энергия, 1979.—455 с.

44. *Веников В. А., Шнелль Р. В., Оруджев Ф. Д.* Автоматическое проектирование в электроэнергетике.— М.: МЭИ, 1985.—238 с.

45. Электротехнический справочник. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. В. Г. Герасимова.— М.: Энергоиздат, 1982.— Т. 3. Кн. 1.—656 с.

46. Управляемые линии электропередачи / Ю. Н. Астахов, В. М. Постолатий, И. Т. Комендант, Г. В. Чалый.— Кишинев: Штиинца, 1984.—297 с.

47. *Дале В. А., Кришан З. П., Паэгле О. Г.* Динамические методы анализа развития энергосистем.— Рига: Зинатне, 1979.—260 с.

48. *Блок В. М.* Электрические сети и системы.— М.: Высш. шк., 1986.—430 с.

49. *Веников В. А., Рыжов Ю. П.* Дальние электропередачи переменного и постоянного тока.— М.: Энергоатомиздат, 1985.—273 с.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

Автотрансформатор 116
—, добавка напряжения 117, 118
—, режимы работы 118
—, устройство РПН 116

Баланс мощности 33, 34
Батареи статических конденсаторов 123

Время использования максимума 64
— максимальных потерь 64

Габариты линии 219
Гололед 205
Графики нагрузок 22, 23, 24, 26, 27, 29

Длина линии волновая 176
— — критериальная 190

Затраты капитальные 101
— приведенные 70, 102

Интервалы мощностей экономические 97, 197

Кабели 258
Капиталовложения 55
Компенсатор синхронный 123, 124
Коэффициент полезного действия экономический 189
— потерь 63
— распределения 137
— уравнения узловых напряжений 133
— эффективности капиталовложений нормативный 70

Линия электропередачи, блочная схема 38, 39
— компактная 233, 235
—, параметры схемы замещения 178, 179
— самокомпенсирующаяся управляемая 234
—, связанная схема 38, 39
— с глубоким расщеплением фаз 233
—, уравнения 175

Метод контурных уравнений 139
— коэффициентов распределения 137
— обобщенных контурных уравнений 141
— преобразования сети 140
— уравнений узловых напряжений 128, 131, 136
Мощность натуральная 177
— трансформатора 48

Нагрузки механические проводов и тросов 204
— электрические 16, 20
Надежность электроснабжения 75
Напряжение сети номинальное 45

Опоры воздушных линий 46, 202
—, расстановка по профилю трассы 218

Отклонение напряжения 112
Отчисления на амортизацию 67

Падение напряжения, поперечная составляющая 110
—, продольная составляющая 110
Параметры линий и трансформаторов 106
Потери мощности 58
— энергии 63—66
Потокораспределение мощностей 136
Провода 94
—, расчет 209
Пролет критический 206, 208

Распределение мощностей естественное и экономическое в замкнутых сетях 151
Расходы годовые эксплуатационные 67
Расчет напряжения 110
— характеристик надежности сетей 84
Регулирование напряжения 113, 116, 123
Режим полуволны 184
— четверти волны 180
Резерв мощности 78
— — аварийный 33, 79
— — нагрузочный 79
— — оперативный 79
— — планируемый 79
— — ремонтный 33, 78
— — эксплуатационный 78

Сеть электрическая кольцевая 37
— — радиальная 37
Сечения проводов 94
Срок окупаемости 70
— — нормативный 71
Стрела провеса провода 211
Схема двухэлементного трансформатора 187
— замкнутой сети 152
— отбора мощности в середине полуволновой линии 187

Ток емкостный линии 193
Трансформатор 48, 111, 113
— с продольно-поперечным регулированием 157

Ущерб народнохозяйственный 88

Электропередачи протяженные 174
— —, компенсация параметров 187
— —, потери энергии 189

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3
Введение 7

1. Исходные положения проектирования электрических сетей и систем

1.1. Энергоэкономическая характеристика района 12
1.2. Краткая характеристика задачи проектирования 13
1.3. Определение потребления электроэнергии 16
1.4. Прогнозирование режимов электропотребления 21
1.5. Выбор источников энергии 28
1.6. Обеспечение баланса реактивных мощностей в электрической системе . . 34

2. Предварительный выбор вариантов электрической сети

2.1. Построение схем электрических сетей 37
2.2. Выбор номинального напряжения 45
2.3. Элементы конструктивного исполнения электрической сети 46
2.4. Выбор числа и мощности трансформаторов 48
2.5. Указания по выбору вариантов электроснабжения и их предварительному сравнению 49
2.6. Баланс реактивной мощности 51

3. Технико-экономические показатели электрических систем

3.1. Общие замечания о технико-экономическом анализе 54
3.2. Капиталовложения и их оценка 55
3.3. Определение потерь мощности и энергии. Стоимость потерь 58
3.4. Годовые эксплуатационные расходы 67
3.5. Приведенные затраты 70

4. Оценка надежности электроснабжения при проектировании электрических систем и сетей

4.1. Общие положения 75
4.2. Показатели надежности и их нормирование 75
4.3. Выбор рационального резерва мощности в электрической системе . . . 78
4.4. Расчет характеристик надежности работы электрических сетей 84
4.5. Количественная оценка последствий нарушения электроснабжения . . 88

5. Технико-экономический расчет для выбора окончательного варианта электрической сети

5.1. Выбор окончательного варианта 93
5.2. Выбор конструкции и сечения проводов электрической сети 94
5.3. Определение капитальных затрат на сооружение сети 101
5.4. Определение годовых эксплуатационных расходов электрической сети . . 102
5.5. Определение приведенных затрат электрической сети 102

5.6. Краткие сведения о составлении смет на строительство электрических сетей и линий электропередачи 103
5.7. Технико-экономические показатели рекомендуемого варианта 104

6. Электрический расчет основных режимов работы электрической сети

6.1. Схема замещения и параметры сети 106
6.2. Приведение нагрузок к высшему напряжению и составление расчетной схемы 108
6.3. Определение потоков мощности в сети 109
6.4. Расчет напряжений 110
6.5. Выбор ответвлений трансформаторов 111
6.6. Регулирование напряжения с помощью трансформаторов с РПН . . . 113
6.7. Регулирование напряжения с помощью автотрансформаторов . . . 116
6.8. Регулирование напряжения путем перераспределения потоков реактивных мощностей 123
6.9. Оформление результатов электрических расчетов 126

7. Расчет потокораспределения мощностей и напряжений в электрических замкнутых сетях энергетических систем

7.1. Предварительные сведения 127
7.2. Уравнения узловых напряжений 128
7.3. Обращенная форма уравнений узловых напряжений 131
7.4. Определение коэффициентов уравнений узловых напряжений 133
7.5. Решение уравнений узловых напряжений методом итерации. Расчет распределения потоков мощности 136
7.6. Метод коэффициентов распределения 137
7.7. Расчет методом контурных уравнений 139
7.8. Расчет методом преобразования сети 140
7.9. Метод обобщенных контурных уравнений 141
7.10. Анализ установившихся режимов сложных электрических систем . . . 143

8. Проектирование средств повышения экономичности и пропускной способности электрических сетей

8.1. Предварительные замечания 148
8.2. Основные мероприятия по увеличению пропускной способности электрических сетей 148
8.3. Естественное и экономичное распределение мощностей в замкнутых сетях 151
8.4. Выбор параметров трансформаторов с продольно-поперечным регулированием 157
8.5. Применение продольной компенсации в замкнутых сетях 160
8.6. Общий подход к компенсации реактивной мощности в электрической системе 161
8.7. Компенсация реактивных нагрузок в распределительных сетях 167
8.8. Компенсация реактивных нагрузок в питающих сложно-замкнутых электрических сетях 171

9. Учет особенностей протяженных электропередач при проектировании

9.1. Предварительные замечания 174
9.2. Основные понятия и уравнения линий электропередачи 175
9.3. Режим четверти волны 180
9.4. Режим полуволны 184
9.5. Основные виды компенсации параметров линии электропередачи . . . 187
9.6. Оптимальное соотношение капиталовложений и потерь электроэнергии в линиях передачи энергосистемы 189

9.7. Учет емкостных токов линий электропередачи при определении потерь энергии 191
9.8. Выбор основных параметров линии электропередачи 196

10. Проектирование механической части воздушных линий

10.1. Исходные положения 200
10.2. Изыскания трасс воздушных линий 201
10.3. Выбор материала и типа опор 202
10.4. Определение удельных нагрузок на провода 204
10.5. Определение критических пролетов 206
10.6. Систематический расчет проводов и тросов 209
10.7. Выбор и расчет грозозащитного троса 212
10.8. Расчет проводов и тросов в аварийных режимах 214
10.9. Расстановка опор по профилю трассы 218
10.10. Расчет переходов через инженерные сооружения 224
10.11. Расчет монтажных стрел провеса 226
10.12. Защита проводов и тросов от вибрации 228

11. Элементы расчета и проектирования электропередач повышенной пропускной способности

11.1. Возможности повышения пропускной способности воздушных и кабельных электропередач 229
11.2. Одноцепные компактные линии 235
11.3. Технические решения компактных управляемых линий электропередачи 241
11.4. Технические характеристики компактных управляемых линий электропередачи 247
11.5. Конструктивное исполнение криогенных линий 255
11.6. Расчет и оптимизация конструктивных параметров криогенных линий 260
11.7. Технико-экономические характеристики криогенных линий электропередачи 264
11.8. Электрические параметры и пропускная способность криогенных электропередач 270
11.9. Электрические схемы электропередач повышенной пропускной способности 274

Приложения 282
I. Технические данные воздушных и кабельных линий электропередачи . . 282
II. Технические данные трансформаторов и автотрансформаторов . . . 286
III. Технические данные и показатели стоимости компактных управляемых линий электропередачи 293
IV. Укрупненные показатели стоимости линий электропередачи 296
V. Укрупненные показатели стоимости подстанций 298
VI. Данные для определения укрупненных показателей стоимости сверхпроводящих линий 300

Литература 302
Предметный указатель 304

Учебное пособие

Поспелов Григорий Ефимович
Федин Виктор Тимофеевич

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ.

Проектирование

Заведующий редакцией А. Ф. Зиновьев
Редактор А. М. Апель
Младшие редакторы
С. А. Когадеева, В. А. Черникович
Художник обложки В. А. Ярошевич
Художественный редактор Ю. С. Сергачев
Технический редактор Г. М. Романчук
Корректор Н. Б. Кучмель

ИБ № 2670

Сдано в набор 26.01.88. Подписано в печать 25.10.88. АТ 12697. Формат 60×90 1/16. Бумага офсетная. Гарнитура литературная. Офсетная печать. Усл. печ. л. 19,5. Усл. кр.-отт. 19,5. Уч. изд. л. 20,13. Тираж 7000 экз. Зак. 860. Цена 1 р. 10 к.

Издательство «Вышэйшая школа» Государственного комитета БССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 220048. Минск, проспект Машерова, 11

Набрано в типографии им. Франциска Скорины издательства «Наука и техника». 220600. Минск, Ленинский пр., 68.

Отпечатано с диапозитивов в типографии «Победа». 222310. г. Молодечно, ул. Тавлая, 11. Зак. 6325.

Поспелов Г. Е., Федин В. Т.

П62 Электрические системы и сети. Проектирование: Учеб. пособие для втузов.— 2-е изд., испр. и доп.— Мн.: Выш. шк., 1988.—308 с.: ил.

ISBN 5—339—00015—X.

Сформулированы исходные положения для проектирования электрических систем и сетей, изложены методы получения исходной информации. Освещены вопросы построения рациональной конфигурации и схем электрической сети, выбора материала и сечения проводов линий электропередачи. Большое внимание уделено технико-экономическим расчетам при сопоставлении различных вариантов сети, электрическим расчетам основных режимов сети и обеспечению качества напряжения. Изложены вопросы проектирования механической части воздушных линий электропередачи.

1-е изд. («Проектирование электрических сетей и систем») вышло в 1978 г.

Предназначается для студентов электротехнических специальностей.

П $\frac{2302040000-125}{M304(03)-88}$ 16—88

ББК 31.27я73