

В. М. БЛОК

Электрические сети и системы

Допущено
Министерством высшего и среднего
специального образования СССР
в качестве учебного пособия
для студентов
электроэнергетических
специальностей вузов



МОСКВА „ВЫСШАЯ ШКОЛА“ 1986

Рецензенты:

кафедра «Автоматизированные электрические системы» Уральского политехнического института им. С. М. Кирова (заведующий кафедрой проф. Д. А. Арзамасцев); проф. В. М. Чебан (Новосибирский электротехнический институт)

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящее пособие удовлетворяет программам дисциплин «Электрические сети и системы» для электроэнергетических специальностей 0302, 0303 и 0650 и может быть использовано студентами других смежных специальностей.

Впервые в учебной литературе по рассматриваемой дисциплине материал разбит на три основных раздела:

I — Электрические сети и параметры их элементов (рис. 1);

II — Анализ режимов работы сетей и управление режимами (рис. 2);

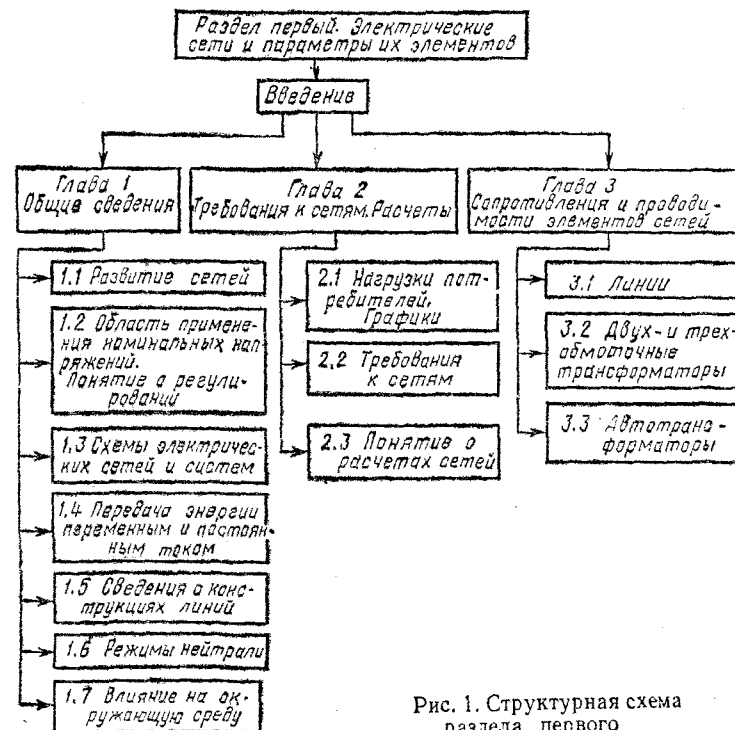
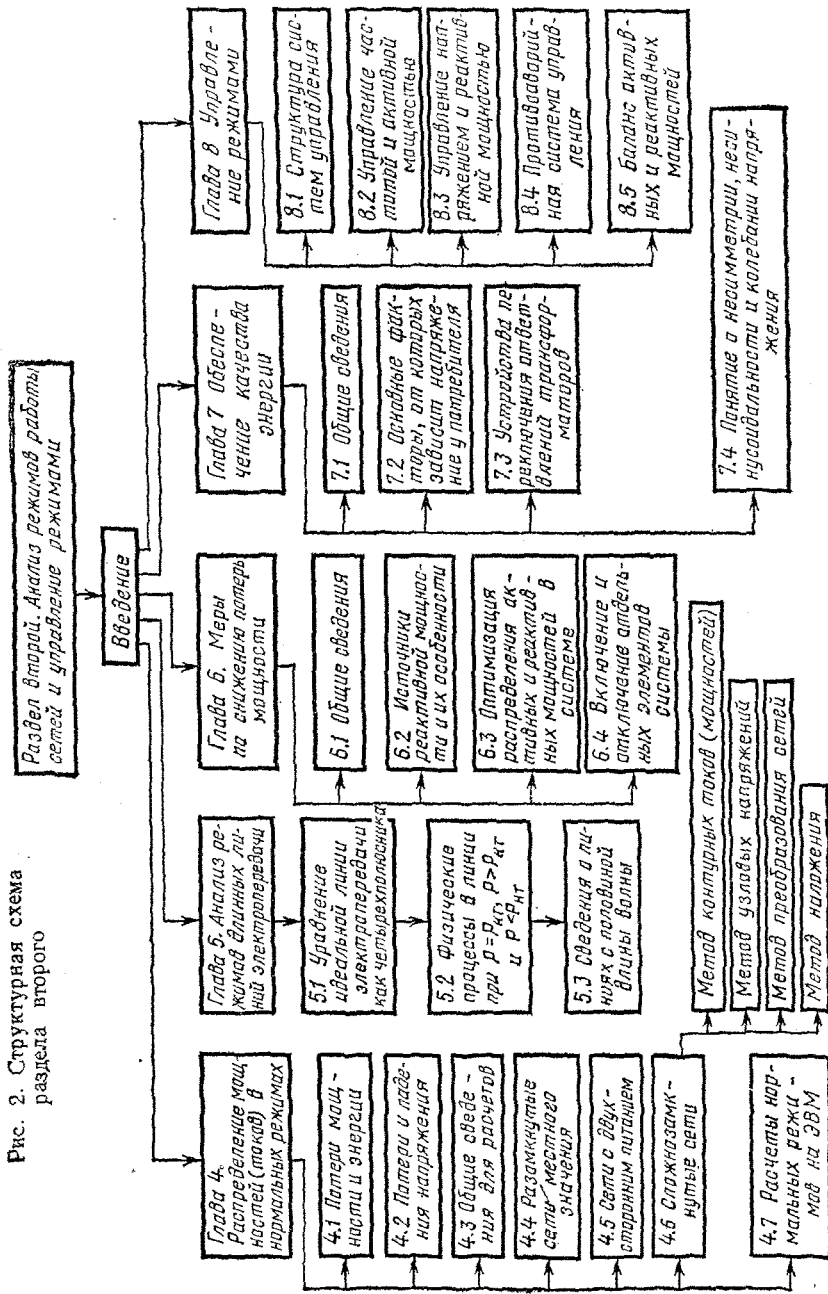


Рис. 1. Структурная схема раздела первого

Рис. 2. Структурная схема раздела второго



III — Синтез — проектирование сетей (рис. 3).
 В приложениях кратко освещены вопросы матричного метода расчетов, приведены номограммы экономических интервалов для выбора оптимальной мощности трансформаторов и сечений линий, а также обширный справочный материал.

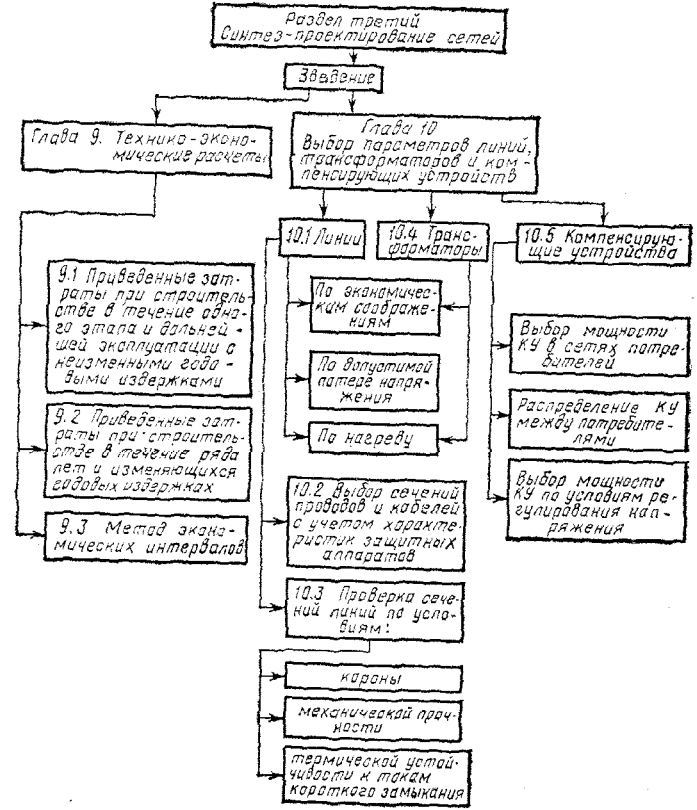


Рис. 3. Структурная схема раздела третьего

Возможны, конечно, возражения, что на практике сначала сеть проектируется, а затем анализируется. Однако в теории во всех науках принят обратный порядок: сначала анализ, затем синтез (создание целого из частей). Оптимальный синтез невозможен без понимания анализа.
 Большое внимание в пособии уделено экономическим вопросам, режимам работы сетей и значению автоматики и

релейной защиты *. Охватить все вопросы не представлялось возможным.

Все три основных раздела тесно связаны друг с другом, поэтому не всегда имеется четкая граница между ними.

Рассмотрим кратко основные особенности учебного пособия:

1. Некоторые вопросы трактуются в несколько измененном виде по сравнению с существующими в учебной литературе рекомендациями (например, предохранители, автотрансформаторы, зависимость $\tau = f(T_{\text{макс}})$, транспозиция, анализ процессов в длинных линиях и др.).

2. В гл. 9 приводится методика экономических интервалов; в приложении 3 — универсальные номограммы экономических интервалов для выбора сечений линий [7]; в приложении 4 — номограммы для выбора оптимальной мощности трансформаторов; этот материал включен впервые. При его подготовке был использован многолетний опыт работы, проведенной на кафедре «Автоматизированные электрические системы» Рижского политехнического института.

3. Для понимания некоторых вопросов петитом кратко приводятся некоторые напоминания из других дисциплин и ряд предпосылок.

4. Для лучшей усвояемости многие разделы снабжаются структурными схемами.

5. Теоретический материал иллюстрируется числовыми примерами.

6. В конце каждого параграфа приводятся вопросы для самопроверки.

7. К разделам даются краткие введения.

8. По всему материалу вначале излагается физический смысл вопросов, потом их математический анализ.

9. Согласно системе СИ некоторые общепринятые выражения пришлось изменить, например (3.1.4).

10. Материал в основном рассматривается условно на схемах в однолинейном изображении для одной фазы.

11. Так как в учебное пособие включен анализ электрических сетей, электрических станций, электрических нагрузок и т. д., слово «электрические» в тексте опускается. Упрощаются и другие термины и делается ряд сокращений. Например, вместо «энергетическая система» пишется «энерго-

система». Под словом «потокораспределение» понимается поток мощностей или токов.

12. Чтобы облегчить решение примеров и задач, в приложении 5 приводятся справочные материалы.

13. Рисунки, выражения и таблицы пронумерованы согласно разделам, главам и параграфам. Первая цифра соответствует номеру раздела, вторая — номеру главы, третья — номеру параграфа.

14. Для углубленной проработки вопросов в сносках указана литература.

Представляется, что такое краткое учебное пособие, охватывающее центральные вопросы дисциплины, будет полезным для студентов всех электроэнергетических специальностей и особенно для студентов вечернего и заочного видов обучения, которые имеют ограниченное время для изучения предмета.

Не имея возможности указать всю использованную при составлении настоящего пособия литературу, автор приносит глубокую признательность коллективам Московского энергетического института, Новосибирского электротехнического, политехнических институтов: Рижского, Киевского, Уральского, Минского, Ленинградского, Ульяновского, Таллинского, Белорусского, Челябинского, Новочеркасского, Краснодарского, Саратовского, Омского, Куйбышевского, Томского, Ленинградского инженерно-экономического, Ивановского энергетического, Томского университета, Московского института инженеров сельскохозяйственного производства, Энергосетьпроекта и ряда других организаций.

Автор выражает глубокую благодарность за тщательное рассмотрение рукописи и ценные советы рецензентам: заведующему кафедрой «Электрические системы» Новосибирского электротехнического института д-ру техн. наук, проф. В. М. Чебану, доц. этой же кафедры, канд. техн. наук С. И. Кижнеру и канд. техн. наук Е. Д. Тарасову, коллективу кафедры автоматизированных электрических систем Уральского политехнического института им. С. М. Кирова и в особенности заведующему кафедрой д-ру техн. наук, проф. Д. А. Арзамасцеву, сотрудникам кафедры «Электрические сети и системы» Ленинградского политехнического института им. М. И. Калинина, а также д-ру техн. наук, проф. Я. Д. Баркану, канд. техн. наук Н. С. Маркушевичу, доц. Киевского политехнического института им. 50-летия Великой Октябрьской социалистической революции канд. техн. наук В. Я. Синельникову, инж. Б. Н. Шварцбергу и Э. И. Эргарту. Особую признательность автор выражает

* Федосеев А. М. Релейная защита электрических систем. М.: Энергия, 1976; Автоматизация энергетических систем / Дроздов А. Д., Засыпкин А. С., Аллилуев А. А., Савин М. М. — М.: Высшая школа, 1977; Элементы автоматических устройств / Фабрикант В. Л., Глухов В. П., Паперно Л. Б., Путиньши В. Я. — М.: Высшая школа, 1981.

д-ру техн. наук, проф. В. А. Веникову за ознакомление с рукописью, ценные указания и исключительно доброжелательное отношение к тому новому, что автор попытался внести в пособие.

Автор считает также своим долгом отметить большую и творческую увлеченность и работоспособность студентов-дипломников (И. Ф. Кузнецова, К. В. Лариньша, В. Д. Вакса, Н. Н. Ефимова, А. С. Завгороднего, А. Л. Пащенко, С. И. Савицкого, А. В. Александренкова, В. А. Грудина, Ю. Ю. Кротова, В. А. Иванова, Б. А. Степанченко, Т. И. Свириденко, А. А. Бирулиса, Э. И. Гольцовой и др.) — ныне инженеров — при выполнении ими дипломных проектов; ряд вопросов из дипломных проектов вошли в настоящее пособие.

Составление такого пособия является делом сложным, поэтому автор будет признателен читателям за замечания и рекомендации, которые просит направлять по адресу: 101430, Москва, ГСП-4, Неглинная ул., 29/14, издательство «Высшая школа».

Автор

ВВЕДЕНИЕ

К двум важнейшим направлениям научно-технической революции относятся: замена физической энергии человека другими видами энергии и главное — электрической; освобождение человека от шаблонных операций с помощью автоматизации процессов. Поэтому научно-технический прогресс в наибольшей степени определяют энергетика и автоматика всех отраслей народного хозяйства. Развитие энергетики связано с непрерывным увеличением выпуска электроэнергии*. Достаточно сказать, что суммарная мощность электростанций страны с 1940 по 1982 г. возросла примерно в 25 раз (с 11,2 до 270 млн. кВт), а выработка электроэнергии — более чем в 35 раз (с 48,3 до 1300 млрд. кВт·ч). Согласно Основным направлениям экономического и социального развития СССР на 1986—1990 годы и на период до 2000 года намечается довести к 1990 г. выработку электроэнергии до 1840—1880 млрд. кВт·ч.

Интенсивное развитие производства при возрастающем потреблении энергии ведет к необходимости перестройки и энергетической базы. Великий русский ученый Д. И. Менделеев говорил, что сжигать нефть — это то же, что топить печи ассигнациями. В настоящее время на смену нефти и газу, которые являются ведущими видами топлива на тепловых электростанциях, приходит уран. Атомные электростанции вырабатывают 1/10 получаемой в мире электроэнергии. Предполагается, что к 2000 г. 1/4 электричества планеты будет «ядерного» происхождения. Первая в мире атомная электростанция АЭС была построена в 1954 г. под Москвой. Мощность ее равнялась всего 5 тыс. кВт. В настоящее время мощность каждой АЭС составляет 4—7 млн. кВт, т. е. в тысячу раз больше. В ближайшее время в СССР предполагается ввести в работу десять таких атомных электростанций. При содействии СССР атомные фабрики электричества строятся в Болгарии, Венгрии, Польше, Румынии, Чехословакии и на Кубе.

* Основные положения энергетической программы СССР на длительную перспективу.— М.: Изд-во политической литературы, 1984.

Электроэнергия является наиболее универсальным видом энергии и широкое внедрение ее во всех областях жизни человека (быту, промышленности, транспорте и т. д.) объясняется относительной простотой ее производства, распределения и превращения в другие виды энергии — световую, тепловую, механическую и др.

Мышечная мощность среднего человека составляет всего лишь 50 Вт. Если учесть, что каждый человек работает в году примерно 2000 ч, то энергия, которую он смог бы выработать мускулами, будет равна 100 кВт·ч. Между тем каждый житель из 270 млн. населения в стране расходует $1400 \cdot 10^9 / 270 \cdot 10^6 \approx 5000$ кВт·ч в год или примерно 14 кВт·ч в день. Сравните эти поразительные цифры: 5000 кВт·ч / (чел·год) — то, что вырабатывают электростанции, и 100 кВт·ч / (чел·год) — то, что смог бы выработать один человек, используя мышечные возможности. Иначе говоря, если бы люди пользовались силой только мускулов, то на каждого из нас требовалась бы работа 50 человек или двух лошадей, работающих по 9,5 ч в сутки (при мощности лошадиной силы примерно 750 Вт).

Попутно укажем, что 1 кВт·ч электроэнергии достаточно, чтобы выплавить 1,48 кг стали, добыть 30 кг угля, испечь 36 кг хлеба, вывести в инкубаторе 30 цыплят и т. д.

Подобно кровеносной системе человека эти огромные потоки энергии доставляются от электрических станций к потребителям (домам, фабрикам, заводам, селам, фермам, транспорту и т. д.) по электрическим сетям, объединенным в мощные энергетические системы (протяженность сетей Советского Союза к настоящему времени составляет более 4,5 млн. км).

Чтобы энергетические системы и сети надежно и экономично работали, надо понимать сложные процессы в линиях сверхвысоких, высоких и других напряжений. Надо уметь правильно эти сети проектировать: выбирать наиболее экономичные и надежные схемы и конфигурации, рациональные напряжения, оптимальные сечения, число и мощность трансформаторов, мощность и места расположения компенсирующих устройств и др. Надо знать методы расчетов нормальных и аварийных режимов работы: мощности (или токи) на отдельных участках сети и напряжения в узлах системы для различных режимов; потери мощности, которые иногда достигают 10—15% от всей передаваемой мощности в системе и обходятся государству в десятки миллионов рублей в год и др. Надо знать основные направления развития методов управления этими режимами,

возможности регулирования напряжения, понимать значение релейной защиты, автоматики контроля и управления, регулирования режимами, уметь решать важные вопросы выбора рационального варианта сетей, обеспечивающего надежность работы и качество энергии, и помнить, что вопросы экономики стоят на переднем крае всех рассматриваемых проблем.

Авария в каком-либо элементе энергосистемы (а таких элементов много тысяч) может привести к полному (или частичному) прекращению подачи электроэнергии многомиллионному населению, прекращению работы промышленных и сельскохозяйственных предприятий, транспорта и др. Такая, например, авария, когда 30 млн. населения осталось без электроэнергии, произошла в США в 1965 г. Чтобы подобных аварий не было, на страже всех элементов энергосистемы должны стоять релейная защита и автоматика, без которых немислима работа ни одной энергосистемы, немислимо надежное снабжение потребителей электроэнергией.

Поток информации стремительного века нарастает так быстро, что освоить его практически невозможно. Поэтому в стенах института надо не пытаться запомнить все, а учиться умению выбирать главное звено, как говорил В. И. Ленин, уцепившись за которое можно вытянуть всю цепочку. Второстепенное можно найти при надобности в книгах, умение пользоваться которыми является одной из главных задач обучения.

Автор придерживается мнения, что преподаватель должен помочь студенту в этом и главное — не перенасыщать лекцию, может быть, и интересными, но второстепенными вопросами или чрезмерными математическими выводами, в которых может утонуть физический смысл.

Представляется, что *физический смысл вопросов должен предшествовать его математическому подтверждению*. Формулы должны «улыбаться» студенту, как старые знакомые, и не обязательно, чтобы студент помнил их все наизусть. Главное, чтобы он их понимал. Знать наизусть надо только основные выражения, например выражения для определения потерь мощности и энергии, потерь напряжения и т. п. Таких формул должно быть немного, но знать их надо твердо.

Как в своих лекциях, так и в настоящей работе автор думал не только о том, что надо дать студенту, но и о том, чего можно не давать без ущерба для ос-

новых вопросов. Оставшееся время можно уделить углублению основных вопросов и решению задач.

Для развития творческих способностей студента целесообразно в непринужденной обстановке проводить обсуждение различных проблем и вопросов развития энергетики, возможных путей их разрешения*; поручать студентам чтение лекций по небольшим разделам, проверку контрольных работ своих товарищей, разумеется, под контролем преподавателя. Желательно также обучать студентов составлять задачи, а не только их решать.

Все это делает студента активным участником методического процесса, а не только пассивно усваивающим дисциплину с «голоса» преподавателя.

* *Веников В. А.* Задачи и возможности автоматизированного перспективного проектирования электроэнергетических систем.— *Электричество*, 1982, № 4, с. 1—5; *Тиходегов Н. И.* Передача электроэнергии сегодня и завтра.— Л.: Энергия, 1975; *Карцев В. П., Хазановский П. М.* Тысячелетия энергетики. (Жизнь замечательных людей.) — М.: Знание, 1984.

Раздел первый

Электрические сети и параметры их элементов

Для возможности проведения анализа, т. е. расчета режимов, и синтеза, т. е. проектирования, необходимо знать назначение различных видов сетей, их определения, сведения о нагрузках потребителей, напряжениях, схемах и конфигурациях, конструкциях, режимах нейтрали и влияниях на окружающую среду. Необходимо знание требований к сетям и энергосистемам, обусловленные их надежностью, качеством энергии, экономичностью, безопасностью и возможностью дальнейшего развития. Решение вопросов анализа и синтеза невозможно также без расчетов сопротивлений и проводимостей линий и трансформаторов. Поэтому в настоящем разделе достаточно кратко рассматриваются указанные вопросы.

ГЛАВА I

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

§ 1.1. Развитие сетей. Преимущества объединенных энергетических систем

Система проводов, соединительной арматуры, опор, изоляторов, траверс, кабелей, каналов и т. п. для передачи энергии называется *линией передачи*. При передаче высоким напряжением (выше 1 кВ) линия называется *высоковольтной* (ВЛ или ЛЭП), ниже 1 кВ — *линией низкого* напряжения (ЛНН).

Линии высокого напряжения применяются для передачи больших мощностей на расстояния в сотни километров при напряжениях 110, 220, 330, 500, 750, . . . кВ. Эти сети называются *питающими*. *Распределительные сети* высокого напряжения служат для рас-

пределения энергии между потребителями на расстоянии десятков километров при напряжениях 6, 10, 20 и 35 кВ.

Линии низкого напряжения соединяют энергетическую систему непосредственно с потребителями небольшой мощности. Они используются также и вне энергосистем для прямой связи источников тока низкого напряжения с отдельными токоприемниками или низковольтными сетями. *Электрическими сетями* называется совокупность воздушных и кабельных линий, подстанций и переключательных пунктов, работающих на определенной территории и связывающих источники энергии с ее потребителями.

Районные электрические сети предназначены для распределения электрической энергии по территории района, такие сети осуществляют связь между электрическими станциями (ЭС) и подстанциями (ПС), *распределительные сети* передают энергию к потребителям. В свою очередь, городские промышленные и сельскохозяйственные сети могут иметь питающие сети, к которым приемники энергии непосредственно не присоединяются.

Развитие сетей. Еще в 1750 г. М. В. Ломоносов говорил, что с помощью изолированной проволоки можно будет передавать «электрическую силу на великое расстояние до тысячи сотен метров и далее». В 1875 г. русским электротехником Ф. А. Пироцким была осуществлена передача на расстояние свыше 1 км мощности около 4,5 кВт. Такая мощность равна примерно мощности одного небольшого современного дома. В 1880 г. русским ученым электротехником Д. А. Лачиновым были впервые теоретически обоснованы возможность передачи электрической энергии на большие расстояния и необходимость повышения напряжения при увеличении мощности и дальности передачи. В Западной Европе первые опыты передачи электрической энергии произвел в 1882 г. французский ученый М. Депре, спроектировав и построив линию постоянного тока Мисбах — Мюнхен длиной 57 км, напряжением 1,5—2,0 кВ, мощностью около 3 кВт с кпд передачи 22% *.

Важнейшим этапом развития передач явился переход от постоянного тока к переменному благодаря изобретению в 1876 г. русским электротехником П. Н. Яблочковым трансформатора и созданию М. О. Доливо-Добровольским системы переменного трехфазного тока. Это позволило зна-

* Веников В. А., Шнейберг Я. А. От истоков электропередачи к прогнозам на будущее. — Электричество, 1983, № 11, с. 1—7.

чительно увеличить передаваемые мощности при более высоком напряжении. Однако слабое развитие электрификации дореволюционной России вызвало отставание в сооружении воздушных линий.

Только после принятия плана ГОЭЛРО в 1920 г. началось широкое развитие энергетики в стране и строительство новых линий передачи с постоянно возрастающими напряжением, передаваемой мощностью и расстоянием передачи. Достаточно сказать, что суммарная протяженность сетей районного значения к 1938 г. увеличилась по сравнению с дореволюционным временем более чем в 50 раз (с 320 до 17 000 км). Вводились и более высокие напряжения. Существующие передачи 22, 35 и 60 кВ дополнились к этому году передачами напряжений 110, 154 и 220 кВ.

Рассмотрим, почему же напряжение имеет такое большое значение при передаче энергии. Известно, что активная мощность трехфазного тока

$$P = \sqrt{3} UI \cos \varphi. \quad (1.1.1)$$

Как видно из (1.1.1), передаваемая мощность зависит от тока I в проводе, напряжения U и коэффициента мощности $\cos \varphi$. Однако при увеличении тока I возрастают потери мощности, пропорциональные квадрату тока:

$$\Delta P = 3I^2 R, \quad (1.1.2)$$

где R — активное сопротивление одной фазы линии.

Поэтому значительное увеличение тока неэкономично, так как потери мощности могут достигать огромных значений (10—15% от передаваемой мощности). Увеличение же напряжения U часто оказывается крайне эффективным.

В СССР первая линия напряжением 110 кВ Кашира — Москва была построена в 1922 г., линия напряжением 154 кВ от Днепрогэса — в 1932 г. Однако в дальнейшем по экономическим соображениям напряжение 150 кВ не получило распространения. В 1933 г. было применено напряжение 220 кВ Свирская ГЭС — Ленинград.

Первая в мире линия 400 кВ была построена в Швеции в 1952 г. В 1956 г. в СССР была построена двухцепная линия 400 кВ длиной 900 км от Волжской ГЭС имени В. И. Ленина до Москвы (Куйбышев — Москва) с передаваемой мощностью более 1 ГВт (1 млн. кВт), т. е. с такой мощностью, которую передавали все линии дореволюционной России *.

* Эта линия проектировалась на напряжение 400 кВ, а затем была переведена на 500 кВ.

В 1959 г. в СССР введена в эксплуатацию первая в мире электропередача напряжением 500 кВ от Волжской ГЭС им. XII съезда КПСС до Москвы (Волгоград — Москва), а затем ряд линий 500 кВ в центральной Сибири. Но это напряжение не явилось пределом. С 1965 г. начали получать распространение линии 750 кВ. В 1975 г. завершено строительство линии Конаково — Ленинград с пропускной способностью до 1,7 ГВт, длиной 526 км без промежуточных подстанций. Провода этой линии подвешиваются на опорах высотой около 40 м, т. е. примерно в 12-этажный дом. Впервые в мире в СССР в 1965 г. была построена линия постоянного тока Волгоград — Донбасс напряжением ± 400 кВ с передаваемой мощностью 720 МВ·А. Решениями съездов партии было предусмотрено строительство линий еще более высоких напряжений — 1150 и 1500 кВ на переменном и постоянном токе. Такие линии могут осуществлять не только передачу огромных мощностей от электростанций, но и обеспечивать надежную связь, являясь межсистемными связями, по которым производится обмен большими мощностями между энергосистемами.

Однако не надо забывать, что линии высоких напряжений очень дороги. Например, строительство 1 км линии напряжением 750 кВ обходится в 80—100 тыс. руб. Поэтому напряжение определяется экономически с учетом всех основных факторов.

К 1980 г. общая протяженность электрических сетей страны всех напряжений превысила 4 млн. км. В дальнейшем развитие энергетики в СССР сопровождалось созданием мощных энергетических систем, районных и объединенных, и строительством высоковольтных сетей с постоянным увеличением мощностей агрегатов. Так, уже выпускаются трансформаторы мощностью до 1 ГВ·А (1 млн. кВ·А). Единую энергосистему страны предполагается развивать в дальнейшем преимущественно на основе линий электропередачи напряжением 500, 750 и 1150 кВ переменного тока.

Энергетические системы — это объединение электростанций, линий передачи, подстанций для параллельной работы на общую нагрузку, а также тепловых сетей, работающих по согласованному режиму.

Районные энергосистемы, объединенные межсистемными связями, служащими для обмена мощностью, образуют объединенные энергосистемы (ОЭС). Например, районные энергосистемы Латвии, Эстонии, Белоруссии, Ленинграда, Калининграда, Карелии, Литвы и Кольская, связанные линиями 330 кВ, составляют объединенную энергосистему

Северо-Запада с общим диспетчерским управлением в Риге. Всего к 1980 г. в СССР насчитывалось электрических станций около 1000, районных энергосистем — 93, а объединенных — 11. Объединенные энергосистемы (ОЭС) Северо-Запада, Центра, Юга, Урала, Сибири, Средней Волги, Северного Кавказа, Закавказья и Северного Казахстана, соединенные линиями межсистемных связей напряжением 220—750 кВ, образуют единую энергосистему СССР (ЕЭС) с диспетчерским управлением в Москве. В дальнейшем намечается присоединение ОЭС Средней Азии и Дальнего Востока, работающих отдельно от ЕЭС СССР.

Крупным шагом по пути объединения в будущем энергосистем СССР и стран — членов СЭВ явилась постройка линии 750 кВ СССР — ВНР, соединившая энергосистемы СССР и Венгрии.

Основные преимущества объединения энергосистем.

Надежность работы. Если поврежден какой-то элемент (генератор, трансформатор или линия), то потребитель продолжает получать энергию от системы через другие неповрежденные элементы или при дефиците мощности в данной энергосистеме энергия может поступать по межсистемным связям от других энергосистем.

Использование несомещения максимума нагрузки. У каждого потребителя или энергосистемы имеется свой максимум как по величине, так и по времени. В объединенных энергосистемах использование этого несомещения особенно эффективно. Например, если на Урале наступает ночь и электрическое освещение отключается, то в Москве в это время освещение включается. Естественно, что высвободившуюся энергию в одной энергосистеме можно направить по линиям передач в другую энергосистему или туда, где в ней есть необходимость.

Меньшие резервы мощностей. В связи с возможностью передачи мощности из одной энергосистемы в другую резервы мощностей в каждой системе могут быть сокращены, что дает большой экономический эффект.

Совместная работа тепло- и гидростанций. Такая работа позволяет шире использовать станции с дешевым топливом. Источником энергии на гидростанциях является вода. Поэтому летом, когда воды много, целесообразнее использовать гидростанции, чтобы экономить топливо на тепловых станциях.

Использование более крупных агрегатов. Один агрегат большей мощности дешевле, чем несколько мелких такой же суммарной мощности. При-

менение небольших агрегатов, которые устанавливались ранее для резервирования, в условиях энергосистем и тем более объединенных энергосистем становится нецелесообразным.

Большая маневренность. Она дает возможность переключения или отключения линий, трансформаторов и изменения путей их питания.

Потребители в СССР получают энергию в централизованном порядке от энергосистем.

Условно сети можно разбить на три группы: 1) местные, обслуживающие небольшие районы с радиусом действия в

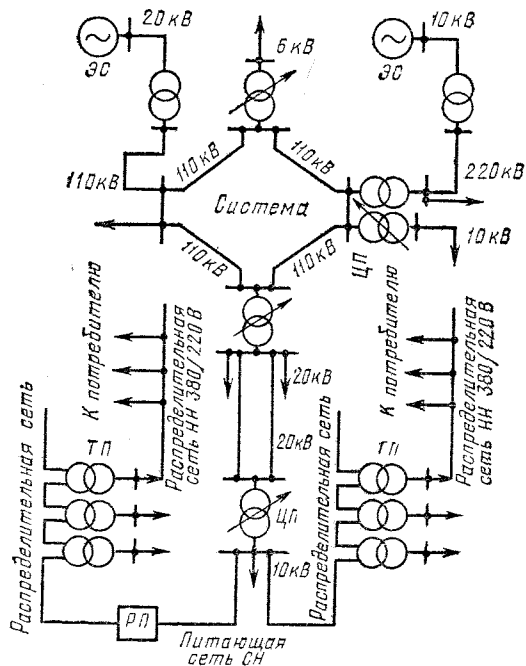


Рис. 1.1.1. Возможная схема районной сети

десятки километров и напряжением до 110 кВ. К таким сетям относятся городские, сельские, промышленные и др.; 2) районные, охватывающие большие районы, напряжением 110 кВ и выше; 3) межсистемные, связывающие между собой отдельные системы.

Если потребители снабжаются энергией только с одной стороны, то сети называются *разомкнутыми*, если с двух или большего числа сторон — *замкнутыми*.

На рис. 1.1.1 показана возможная схема всей сети электростанций до вводов к потребителям. От центрального пункта (ЦП) энергия подводится к распределительным пунктам (РП), которые не имеют трансформаторов и распределяют энергию на том же напряжении. Линии, соединяющие ЦП с РП, называются питающими линиями средних напряжений.

Иногда, в особенности в небольших городах или в ряде районов, из экономических соображений установка РП не оправдывается. Тогда трансформаторные подстанции (ТП) имеют связь непосредственно с ЦП. Эти линии, а также линии, связывающие РП с ТП, называются *распределительными*. От ТП энергия на низком напряжении поступает через распределительную сеть низкого напряжения на вводы потребителей (домов, небольших промышленных предприятий или других объектов).

При близком расположении потребителя энергия может поступать непосредственно от ТП.

Вопросы для самопроверки

1. Каковы преимущества объединенных энергетических систем перед районными?
2. Какую роль играют трансформаторы в развитии сетей?
3. Как можно увеличить передаваемую мощность P ?

§ 1.2. Область применения номинальных напряжений. Понятие о регулировании

Каждая сеть характеризуется номинальным напряжением $U_{ном}$, на которое рассчитывается ее оборудование (генераторы, трансформаторы, линии и др.). Номинальное напряжение обеспечивает нормальную работу потребителей и должно давать наибольший экономический эффект. Так как нагрузки потребителей все время меняются, то и напряжение в любой точке сети отклоняется от номинальных значений. Это отклонение V снижает качество энергии, а следовательно, влечет за собой убытки. Одновременно напряжение в начале линии U_1 в большинстве случаев выше, чем в конце U_2 , так как ток, протекая по линии, вызывает потерю напряжения $\Delta U = U_1 - U_2$ (рис. 1.2.1, а). Поэтому для приближения напряжения потребителя U_2 к номинальным напряжениям сети $U_{ном.с}$ и обеспечения качественной энергии в конце передачи номинальные напряжения генераторов $U_{ном.г}$ принимаются выше на 5% (рис. 1.2.1, б) по сравнению с $U_{ном.с}$. Номинальные напряжения вторич-

ных обмоток трансформаторов на 5—10% выше, чем $U_{ном.с}$ (около 5% теряется в трансформаторе).

В длинных линиях сверхвысоких напряжений из-за волновых процессов, протекающих в линиях, напряжение в конце может быть выше напряжения в начале (см. § 5.2).

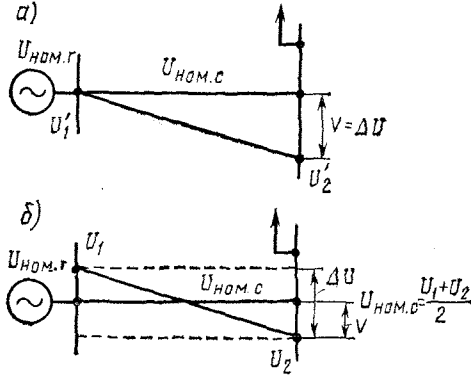


Рис. 1.2.1. Изменение напряжения вдоль линии

Для возможности регулирования напряжения трансформаторы снабжаются ответвлениями и механизмом их переключения, с помощью которого можно изменять число витков и соответственно коэффициент трансформации. Это производится с помощью устройства РПН (регулирование под нагрузкой) без отключения трансформатора или ПБВ (переключение без возбуждения) при отключенном трансформаторе. Трансформаторы с РПН значительно дороже, чем с ПБВ, и поэтому их применяют преимущественно на приемных подстанциях, от которых питаются распределительные сети высокого напряжения. Встроенные регулировочные устройства в трансформаторах напряжением 35—220 кВ размещаются в нейтрали обмоток высокого напряжения.

Для сетей низкого напряжения (до 1000 В) номинальные напряжения междуфазные (числитель) и фазные (знаменатель) принимаются для сети и приемников следующими: 220/127; 380/220; 660/380; для источников — 230/133; 440/230; 690/400.

В табл. 1.2.1 приведены номинальные и наибольшие рабочие напряжения для сетей среднего (3—35 кВ), высокого (110, 220 кВ) и сверхвысокого (330—750 кВ и выше) напряжений. Напряжения 220/127 и 230/133 кВ, а также 3 и

Таблица 1.2.1. Номинальные напряжения $U_{ном}$ элементов сетей трехфазного тока, кВ

Сети и приемники	Генераторы и синхронные компенсаторы	Трансформаторы и автотрансформаторы				Наибольшее рабочее напряжение
		без РПН		с РПН		
		первичные обмотки	вторичные обмотки	первичные обмотки	вторичные обмотки	
(3)	(3, 15)	(3 и 3, 15)	(3, 15 и 3, 3)	—	(3, 6)	(3, 6)
6	6, 3	6 и 6, 3	6, 3 и 6, 6	6 и 6, 3	7, 2	7, 2
10	10, 5	10 и 10, 5	10, 5 и 11	10 и 10, 5	12	12
20	21	20	22	20 и 21	24	24
35	—	35	38, 5	35 и 36, 75	40, 5	40, 5
110	—	—	121	110 и 115	126	126
(150)	—	—	(165)	(158)	(172)	(172)
220	—	—	242	220 и 230	252	252
330	—	330	347	330	363	363
500	—	500	525	500	525	525
750	—	750	787	750	787	787

150 кВ для вновь проектируемых сетей по экономическим соображениям не рекомендуются (см. цифры в скобках).

Зависимость расхода металла в сетях трехфазного тока от напряжения. Согласно (1.1.2) потери активной мощности в этой сети

$$\Delta P = 3I^2R.$$

При $\cos \varphi = 1$ потеря напряжения

$$\Delta U = \sqrt{3}IR. \quad (1.2.1)$$

Находим из (1.1.1) ток в проводе линии

$$I = P/(\sqrt{3}U_{\text{ном}}).$$

Подставив в (1.1.2) и (1.2.1) значения тока, а также взяв отношение потери мощности к передаваемой мощности P , а потери напряжения к напряжению $U_{\text{ном}}$, найдем, что

$$\Delta P\% = \Delta U\% = (PR/U^2) \cdot 100. \quad (1.2.2)$$

Заменяем в (1.2.2) сопротивление, Ом,

$$R = l/(\gamma F), \quad (1.2.3)$$

где l — длина проводника, м; F — сечение проводника, мм²; γ — удельная проводимость металла, См/м.

В практических расчетах проводимость можно применять для алюминия и меди соответственно $\gamma_a = 33 \cdot 10^6$ См/м; $\gamma_m = 53 \cdot 10^6$ См/м.

Отметим, что по экономическим соображениям в сетях используется алюминий и только в особых случаях — медь. Тогда потери напряжения, %,

$$\Delta U = \frac{Pl}{F\gamma_a U^2} \cdot 100, \quad (1.2.4)$$

откуда сечение

$$F = \frac{Pl}{\Delta U \gamma_a U^2} \cdot 100. \quad (1.2.5)$$

Как видно из (1.2.5), сечение проводника обратно пропорционально квадрату напряжения, т. е. увеличение напряжения в $\sqrt{3}$ раз снижает расход металла в 3 раза (см. пример 1.2.1).

Область применения номинальных напряжений. По экономическим соображениям и соображениям безопасности области применения различных номинальных напряжений указаны в табл. 1.2.2 (см. с. 24—25).

На территории СССР образовались две системы высоких и сверхвысоких напряжений: 110—330—750 кВ и 110—

220—500 кВ с дальнейшим развитием последней системы напряжением 750 и 1150 кВ.

Экономические области номинальных напряжений в зависимости от длины линии и передаваемой по ней активной мощности, разработанные Энергосетьпроект, показаны для напряжений 20—150 кВ (рис. 1.2.2, а) и напряжений 220 кВ и выше (рис. 1.2.2, б). Там же показана область экономически целесообразного перехода с переменного тока на постоянный (см. штриховую линию).

Стандартизация электротехнического оборудования. Для возможности серийного производства необходима стандартизация оборудования, т. е. его дискретное исполнение. Промышленность не в состоянии выпускать продукцию любых размеров. Стандартизуется все: напряжение (см. табл. 1.2.1), сечение проводов и кабелей (4, 6, 10, 16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300, ... мм²), мощность трансформаторов, генераторов и т. д. Поэтому при выборе любого оборудования в большинстве случаев выбирается стандартное большее, однако бывает случаи, когда надо выбирать не большее, а ближайшее значение. Так, при выборе сечений проводов по экономическим расчетам сечение выбирается не большее, а ближайшее. Например, согласно расчетам сечение кабеля получилось 19 мм². Какое же надо выбирать — 16 или 25 мм²? В данном случае надо рекомендовать 16 мм².

Пример 1.2.1. Во сколько раз изменится сечение провода в местной сети (рис. 1.2.3) с нагрузкой 30 кВт, на расстоянии 150 м от ТП, если напряжение изменить с 220 на 380 В. Допустимую потерю напряжения принять равной 4%. Провод проложить из алюминия. Привести свои соображения по результатам расчета.

Решение. 1. Согласно (1.2.5) сечение при напряжении 220 и 380 В

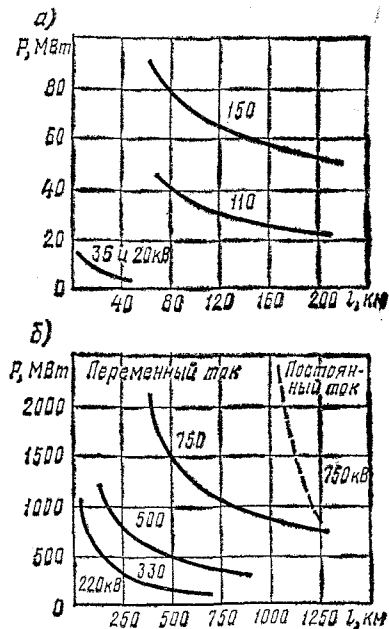


Рис. 1.2.2. Экономические области номинальных напряжений

Таблица 1.2.2. Области целесообразного применения различных

Трехфазные схемы с нулевым проводом (380/220)	$U_{ном}$			
	660	6 и 10 *	20	35
Низковольтные сети городских и сельских районов, мелкомоторная нагрузка промышленных предприятий	Заводские сети. Некоторые разработки полезных ископаемых для питания силовой нагрузки	Питающие и распределительные сети городских и сельских районов	Питающие и распределительные сети в городских и особенно в сельских районах	Питающие и распределительные сети в городских и особенно в сельских районах

* В основном рекомендуется 10 кВ. Напряжение 6 кВ применяется только нецелесообразно.

соответственно

$$F_{220} = \frac{30 \cdot 10^3 \cdot 150 \cdot 100}{4 \cdot 32 \cdot 220^2} = 72,6 \text{ мм}^2;$$

$$F_{380} = \frac{30 \cdot 10^3 \cdot 150 \cdot 100}{4 \cdot 32 \cdot 380^2} = 24,3 \text{ мм}^2.$$

2. Так как расчет проводился по допустимой потере напряжения, то стандартные сечения выбираем большими:

$$F_{220} = 95 \text{ мм}^2, \text{ а } F_{380} = 25 \text{ мм}^2.$$

3. Определяем экономию цветного металла:

$$F_{220}/F_{380} = 95/25 = 3,8 \text{ раза.}$$

Таким образом, при переводе сетей с 220 на 380 В сечение, а следовательно,

и расход цветного металла при тех же данных сети уменьшается в 3,8 раза.

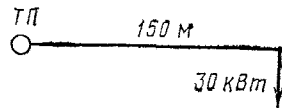


Рис. 1.2.3. Схема сети к примеру 1.2.1

номинальных напряжений

В и кВ				
110	220	330	500	750
Сети систем крупных центров потребления и распределительные Пс 110/10 кВ. Широко применяется в крупных городах и для глубоких вводов на предприятиях. Предполагается более широкое внедрение и в сельскохозяйственных районах	Применяется взамен расширения сетей 110 кВ и при значительном росте нагрузок. Может быть применено для глубоких вводов на крупных предприятиях, если в энергосистеме есть уже действующие сети 220 кВ	Системообразующие объединенных энергосистем. Применяются в энергосистеме Северо-Запада и Юга СССР	Системообразующие объединенных энергосистем. Применяются в центральной части СССР и Сибири	Системообразующие объединенных энергосистем, там, где напряжения 330 и 500 кВ уже не удовлетворяют требованиям роста нагрузки

там, где имеется много двигателей и перевод сети с 6 на 10 кВ экономически

Если же напряжение увеличить с 220 до 6000 В, то расход металла уменьшится в 750 раз. Однако в настоящее время по соображениям безопасности напряжение, подводимое к домам, увеличить до 6000 В не представляется возможным.

Понятие о регулировании напряжения. Трансформаторы и линейные регуляторы. Связь между различными частями системы осуществляется трансформаторами. Трансформатор представляет собой сердечник с двумя (двухобмоточный), тремя (трехобмоточный) или большим числом (редко) обмоток, намотанными на общий сердечник и имеющими поэтому магнитную связь. В каждой обмотке наводится эдс

$$E = w d\Phi / dt, \quad (1.2.6)$$

где w — число витков данной обмотки; Φ — магнитный поток в сердечнике.

Так как магнитный поток является общим для всех обмоток данного трансформатора, то величина $d\Phi/dt$ для всех обмоток одинакова. Поэтому значения наведенных эдс пропорциональны числам витков. Для получения различных уровней напряжения, например 110 и 10 кВ, числа витков соответствующих обмоток должны также резко отличаться.

Иногда некоторые обмотки могут быть соединены между собой не только магнитно, но и электрически. Такой трансформатор называется *автотрансформатором*.

Для трехфазной системы используются три сердечника. Каждый из них может представлять отдельную конструкцию (однофазный трансформатор) или все три сердечника могут представлять единую конструкцию (трехфазный трансформатор). Обмотки трех фаз одно- и трехфазных трансформаторов могут соединяться в звезду (Δ) или треугольник (Δ). Обычно обмотки разных напряжений включаются различно: одни — в звезду, другие — в треугольник. Подробно трансформаторы изучаются в дисциплине «Электрические машины».

Изменением чисел витков отдельных обмоток можно изменять соответствующие напряжения. Как указывалось, для этого на обмотках делаются специальные ответвления. Менять эти ответвления можно под нагрузкой в трансформаторах с РПН (регулирование под нагрузкой) или в трансформаторах с ПБВ (переключение без возбуждения), т. е. только без нагрузки. Одним из видов изменения напряжения являются также регулировочные трансформаторы РТ, создающие дополнительную эдс, суммирующуюся с основным напряжением.

В сложносамкнутых сетях из-за неоднородности этих сетей, т. е. при $X/R \neq \text{const}$, появляются большие уравнительные токи, вызывающие увеличение потерь мощности

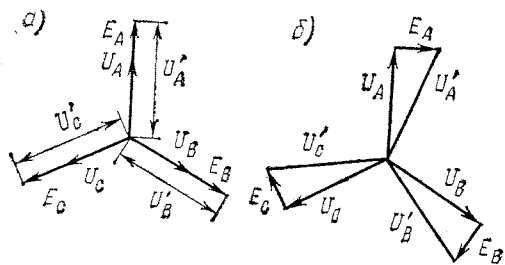


Рис. 1.2.4. Векторные диаграммы регулирования напряжения

[см. (1.1.2)]. Создаваемые РТ противо-эдс в контуре подавляют уравнительные токи. Вторичные обмотки этих трансформаторов могут включаться последовательно с обмотками основных трансформаторов или в линию. Если трансформатор включается в линию, то он называется *линейным регулятором* — ЛР.

Первичные обмотки регулировочных трансформаторов питаются напряжением одной из обмоток основного трансформатора (обычно низшего напряжения) или напряжением линии.

Дополнительная эдс вторичной обмотки РТ может совпадать по фазе с основным напряжением, изменяя только его значение — продольное регулирование (рис. 1.2.4, а) или быть сдвинутой по фазе на 90° — поперечное регулирование (рис. 1.2.4, б). Это осуществляется включением первичной обмотки РТ на напряжение тех или других фаз. Так, для получения эдс вторичной обмотки ЛР, совпадающей по фазе с напряжением фазы А и включенной последовательно в эту фазу, первичная обмотка должна быть включена на фазное напряжение фазы А.

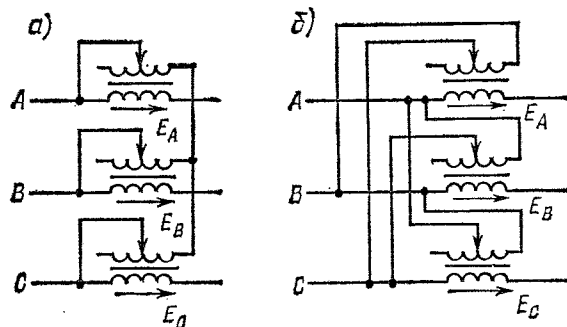


Рис. 1.2.5. Схемы включения обмоток регулировочного трансформатора для получения эдс вторичной обмотки, совпадающей по фазе с напряжением фазы А (а) и сдвинутой по фазе на 90° по отношению к напряжению фазы А (б)

Для получения эдс вторичной обмотки ЛР, сдвинутой по фазе на 90° по отношению к напряжению фазы А и включенной последовательно в эту фазу, первичная обмотка должна быть включена на линейное напряжение ВС. Аналогично включаются обмотки других фаз (рис. 1.2.5).

Значения эдс E_A , E_B и E_C регулируются изменением числа витков первичных обмоток. При необходимости эти эдс могут изменяться не только по значению, но и по знаку изменением полярности первичной обмотки.

Как показали исследования, иногда в замкнутых сетях, имеющих напряжения 330—750 кВ, оказывается целесообразной установка вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ) с продольно-поперечным регулированием в нейтрали автотрансформаторов связи.

1. Для чего напряжение приемного конца передачи U_1 делается выше номинального напряжения сети?
2. В каком соотношении находятся расход металла и напряжение?
3. Как стандартизация оборудования влияет на расход металла при выборе сечений по допустимой потере напряжения?
4. Каково назначение ответвлений у трансформаторов с РПН и ПБВ?
5. Для чего применяют регулировочные трансформаторы?

§ 1.3. Схемы электрических сетей и систем

Многообразие условий работы различных объектов обуславливает многообразие схем их электроснабжения. Схемы питания потребителей зависят от удаленности источников энергии, общей схемы электроснабжения данного района, территориального размещения потребителей и их мощности, требований, предъявляемых к надежности, и т. п.

Выбрать схему * и конфигурацию сети очень сложно, так как сеть должна удовлетворять условиям надежности, экономичности, удобства в эксплуатации, безопасности и возможности развития.

Конфигурация сети определяется взаимным расположением элементов (ЭС, Пс, РП, линий); схема сети — основной идеей ее построения, зависящей от категорий потребителей и степени их надежности. Потребители I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания по двум отдельным линиям. Перерыв в их электроснабжении допускается лишь на время автоматического включения резервного питания. Нередко двухцепная линия не обеспечивает необходимой надежности, так как при повреждении опор, гололеде, ветре и т. п. возможен полный перерыв питания. Для потребителей II категории в большинстве случаев также предусматривается питание по двум отдельным линиям либо по двухцепной линии. Так как аварийный ремонт воздушных линий непродолжителен, правила допускают электроснабжение потребителей II категории и по одной линии. Для потребителей III категории достаточно одной линии. В связи с этим применяют нерезервированные и резервированные схемы.

Нерезервированные — без резервных линий и трансформаторов. К этой группе, питающей потребителей III категории (иногда II), относятся радиальные схемы (рис. 1.3.1, а).

* Здесь и в дальнейшем схемы будут изображаться только для одной фазы.

Резервированные питают потребителей I и II категории. К ним относятся схемы кольцевые (рис. 1.3.1, б), с двусторонним питанием (рис. 1.3.1, в), двухцепная магистральная (рис. 1.3.1, г) и сложносамкнутая с узловыми точками I, II, III и IV (рис. 1.3.1, д).

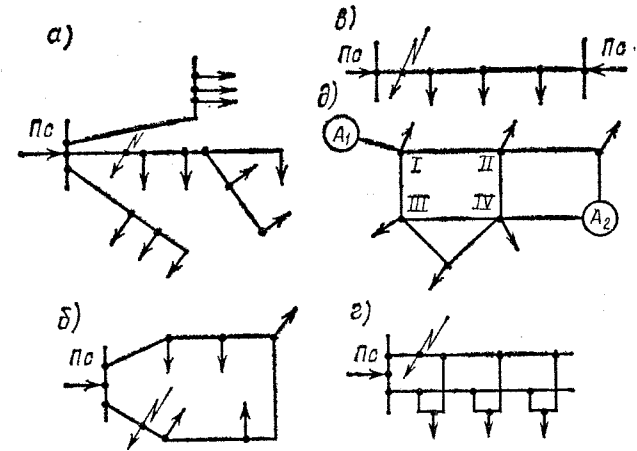


Рис. 1.3.1. Возможные схемы сетей:

Пс — подстанции; A_1 и A_2 — питающие узлы (станции или подстанции)

В ряде случаев строительство линий в резервированных схемах проводится в два этапа. Строится одна линия и только при росте нагрузки до проектной сооружается вторая.

Могут применяться и смешанные схемы — резервированные совместно с нерезервированными.

Линии электропередачи высоких и сверхвысоких (330 кВ и выше) напряжений могут выполняться по блочной или связанной схеме (рис. 1.3, 2, а, б).

В блочной схеме (рис. 1.3.2, а), например, авария в точке k вызывает выход из строя всей линии — всего блока (генераторов, трансформаторов и линии). В связанной схеме (рис. 1.3.2, б) авария в точке k вызывает только отключение участка $B_1—B_2$. Мощность продолжает передаваться по остальным участкам через линию с выключателями $B_3—B_4$. Связанная схема широко распространена в СССР, так как более надежна и обеспечивает большую устойчивость параллельной работы станций. Однако она дороже других схем из-за большого числа выключателей.

Трехфазная система вызывает меньше потери мощности (примерно на 30%) при одной и той же затрате металла, чем однофазная (см. табл. 4.1.1), поэтому она получила наибольшее распространение.

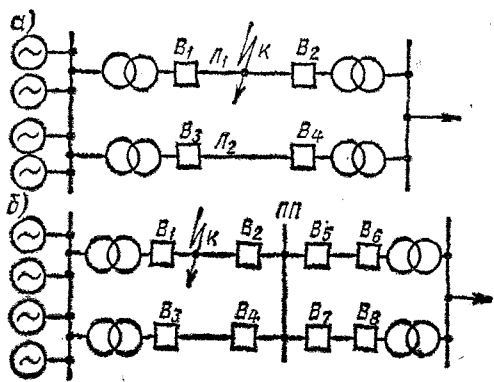


Рис. 1.3.2. Принципиальные схемы передачи высоких и сверхвысоких напряжений:
 ПП — переключательные пункты (или подстанция); В — выключатели; Л — линии передачи; к — место повреждения

Низковольтные установки в большинстве случаев выполняются четырехпроводными трехфазными системами (рис. 1.3.3, а), нейтраль (Н) наглухо заземляется.

Нулевой провод служит не только для присоединения осветительных приемников на фазное напряжение, но и для

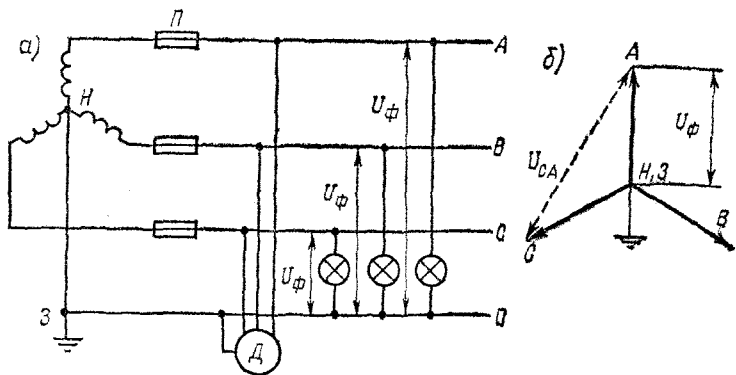


Рис. 1.3.3. Схема четырехпроводной системы трехфазного переменного тока с глухозаземленной нейтралью:
 П — предохранители, Д — двигатель

уравнивания токов несимметрии, возникающих при неодинаковой нагрузке фаз. При одинаковой нагрузке всех фаз ток по нулевому проводу не протекает.

Номинальные напряжения таких сетей обозначаются 220/127 В или 380/220 В, где числитель соответствует линейному, а знаменатель — фазному напряжению.

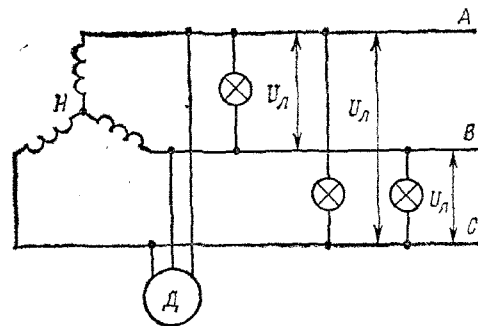


Рис. 1.3.4. Схема трехпроводной системы с изолированной нейтралью

Однако, как было показано ранее и в примере 1.2.1, чем выше напряжение, тем меньше расход металла при тех же потерях энергии. Казалось бы, что напряжение таких сетей могло бы быть и выше. Между тем фазное напряжение лимитируется значением 220 В, так как промышленность пока не может выпускать лампы накаливания * напряжением выше 220 В. Одновременно это связано также с технической безопасностью. Векторная диаграмма рассматриваемой сети показана на рис. 1.3.3, б.

Сохранились еще до настоящего времени неэкономичные трехпроводные сети до 1000 В без нулевого провода с изолированной нейтралью (рис. 1.3.4). В этих системах повысить напряжение линий выше 220 В нельзя из-за ограниченного напряжения ламп накаливания. Высоковольтные установки (выше 1000 В), к которым непосредственно лампы накаливания не присоединяются, как правило, выполняются трехпроводными (рис. 1.3.5), так как нулевой провод не требуется.

При больших расстояниях и большой передаваемой мощности, чтобы повысить напряжение передачи, целесообразно

* К люминесцентным лампам это не относится. Они могут выпускаться на более высокие напряжения. Но распространение этих ламп связано с трудностями.

но делать сети двух ступеней напряжений и более, на что указывалось ранее.

Для выбора оптимальной схемы сетей намечается ряд вариантов (4—5). Варианты сравниваются между собой и

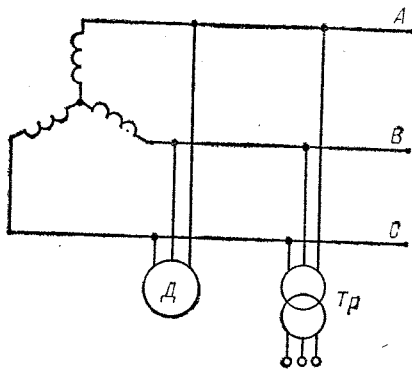


Рис. 1.3.5. Схема трехпроводной системы высокого напряжения выше 1000 В с изолированной нейтралью

выбирается наиболее выгодный, дающий минимум приведенных затрат (см. гл. 9). Не надо забывать, что намеченная схема сети в значительной степени влияет на мощность и схемы подстанций, что также должно учитываться при сравнении вариантов. Однако схемы подстанций здесь не рассматриваются*.

В СССР протяженность сетей всех напряжений равна примерно 4,5 млн. км (без учета сетей внутри зданий). Большую часть из них составляют сети до 35 кВ. Сети сельскохозяйственного назначения имеют протяженность около 3 млн. км, т. е. составляют более 70% от всех сетей.

Вопросы для самопроверки

1. Каковы преимущества связанной схемы по сравнению с блочной?
2. Почему применяемая в низковольтных сетях четырехпроводная трехфазная система выгоднее трехпроводной?
3. По какому экономическому показателю выбирается оптимальный вариант сетей?

* Электрическая часть станций и подстанций/Васильев А. А., Крючков И. П., Неяшкова Е. Ф. и др.; Под ред. А. А. Васильева. — М.: Высшая школа, 1980; Крючков И. П., Кувшинский Н. Н., Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/Под ред. Б. Н. Неклепаева — М.: Энергия, 1978.

§ 1.4. Передача энергии переменным и постоянным током на большие расстояния

Длинные линии в сотни и более километров могут осуществляться как на переменном, так и на постоянном токе при напряжениях от 220 до 1150 кВ и выше [9].

Передача энергии по линиям переменного тока. От мощных тепловых и гидравлических электростанций, удаленных от крупных центров нагрузок, энергия, трансформируясь на более высокие напряжения, передается по линиям к потребителям. Одновременно такие линии сооружаются для связей между энергосистемами (межсистемные связи).

В зависимости от передаваемой мощности и назначения электропередачи эти линии строятся одно- и двухцепными и с большим числом цепей. Возможная двухцепная схема такой передачи, выполненная по принципу связанной схемы, показана на рис. 1.4.1.

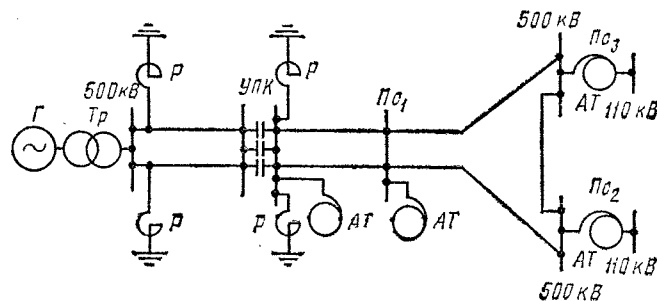


Рис. 1.4.1. Возможная двухцепная схема передачи переменного тока. Пс₁ — подстанция, к которой присоединяется промежуточная система; Пс₂ и Пс₃ — подстанции промежуточной системы; Р — реакторы; Г — генераторы передающей станции; Тр — трансформаторы; АТ — автотрансформаторы; УПК — установка продольной емкостной компенсации

Для увеличения пропускной способности таких линий сверхвысокого напряжения длиной 1000—1300 км применяются компенсирующие устройства (КУ). С их помощью можно изменять параметры линий (индуктивное сопротивление и емкостную проводимость). Включаться эти устройства могут последовательно и параллельно на передающем конце передачи, на подстанции приемной системы или на промежуточных подстанциях. На рисунке показана установка продольной емкостной компенсации (УПК) для компенсации части индуктивного сопротивления линии. Для поглощения реактивной мощности конденсаторов УПК

и емкостной проводимости участков линии устанавливаются средства поперечной компенсации в виде реакторов (P).

Передача больших мощностей на сверхдальние расстояния обеспечивается рядом мероприятий, в том числе:

1) установкой промежуточных $Пс$ на расстояниях 200—400 км, которые служат а) для отбора мощности, что особенно важно при протяженных линиях, имеющих длину в сотни километров; б) для повышения пропускной способности электропередачи при повреждениях. Действительно, предельная передаваемая мощность по условиям устойчивости параллельной работы электростанций определяется, как известно, выражением

$$P = EU / X_{пер}, \quad (1.4.1)$$

где E и U — эдс генераторов передающей станции и напряжение приемной системы; $X_{пер}$ — результирующее сопротивление всей системы передачи.

Чем меньше $X_{пер}$, тем большую мощность можно пропустить по линии. Между тем, как уже указывалось при повреждении в точке k (см. рис. 1.3.2, а), выходит из строя вся повреждаемая линия L_1 . Питание продолжается только по линии L_2 . Сопротивление $X_{пер}$ при прочих равных условиях увеличивается в 2 раза и пропускная способность при указанном повреждении уменьшается в 2 раза. В схеме с переключательными пунктами $ПП$ (рис. 1.3.2, б) при повреждении между выключателями B_1 и B_2 выходит из работы только этот участок линии. Сопротивление $X_{пер}$ при двух переключательных пунктах увеличивается уже не в 2 раза, а в 1,33 раза, т. е. пропускная способность уменьшается всего в 1,33 раза. Чем больше $ПП$, тем $X_{пер}$ при повреждении участка линии меньше и пропускная способность больше. Картина не будет полной, если не учесть, что при увеличении числа $ПП$ и уменьшении $X_{пер}$ пропускная способность увеличивается, но каждый дополнительный $ПП$ требует дорогостоящих выключателей. Наиболее рациональным решением является замена $ПП$ промежуточными подстанциями, что проводится в настоящее время повсеместно. Действительно, длинная линия проходит мимо районов с большой нагрузкой и промежуточные подстанции на этой линии снижают число подстанций в последующих ступенях сетей с более низкими напряжениями. Выбор оптимальной мощности и числа таких промежуточных подстанций требует специальных технико-экономических обоснований;

2) расщеплением проводов каждой фазы линии, приме-

няемых на всех линиях напряжением 330 кВ и выше (см. § 3.1);

3) установкой продольной емкостной компенсации индуктивного сопротивления линии, служащей для дальнейшего повышения пропускной способности передачи. При компенсации реактивного сопротивления на 25% пропускная способность увеличивается на 30—40%, а при компенсации на 50% — в 1,7—2 раза. Одновременно продольная емкостная компенсация влияет на распределение напряжения в передаче. Установки продольной емкостной компенсации располагаются на промежуточных подстанциях или на $ПП$.

Поперечная индуктивная компенсация в виде шунтовых реакторов служит для компенсации мощности, генерируемой линией Q_c . Так как напряжение вдоль линии меняется в зависимости от соотношения мощности, генерируемой линией Q_c , и мощности, протекающей по линии, напряжение в середине или в конце линии может значительно возрасти. Такое положение наблюдается в случаях небольшой мощности, передаваемой по линии, или когда линия с одного конца не имеет нагрузки (холостая). Последнее, например, может быть перед синхронизацией, т. е. перед включением элементов системы на параллельную работу. Напряжение на холостом конце может недопустимо резко возрасти, что грозит пробоем изоляции (см. § 5.2). Избыточная мощность Q_c потребляется реакторами, напряжение удерживается в допустимых пределах и авария предотвращается. Эти реакторы могут выполняться регулируемые*.

Поперечная емкостная компенсация устанавливается на приемных подстанциях. К такой компенсации относятся синхронные компенсаторы (СК), батареи конденсаторов (УБК) и др. Они служат для регулирования напряжения и снижения потерь мощности.

Перед включением элементов системы на параллельную работу в линиях переменного тока требуется синхронизация, т. е. чтобы частота, напряжение и фаза обоих элементов были примерно одинаковыми.

Передача энергии по линиям постоянного тока. Выработка энергии в таких линиях производится генераторами переменного тока и затем трансформируется на более высокие напряжения.

* Предложено М. С. Либкинд.

С помощью выпрямителей 1 переменный ток преобразуется в постоянный и передается по линии на дальние расстояния. На другом конце передачи с помощью преобразователей 2 постоянного тока в переменный (инверторов) энергия переменного тока снова трансформируется на более низкие напряжения и передается в приемную систему. Упрощенная схема такой передачи показана на рис. 1.4.2.

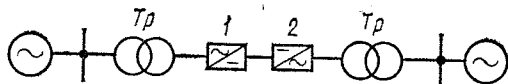


Рис. 1.4.2. Упрощенная схема передачи постоянного тока

Линии постоянного тока имеют следующие особенности:

1. Они не требуют расчета устойчивости. Связь отдельных систем линиями постоянного тока делает допустимой несинхронную совместную работу их на различных частотах.

2. Напряжение в таких линиях более равномерно, так как в установившемся режиме они не генерируют реактивной мощности Q_C .

3. Кратности внутренних перенапряжений на линиях постоянного тока ниже, чем для линий переменного. Это значит, что при одинаковых уровнях изоляции для передач постоянного тока можно применять более высокие напряжения.

4. Конструкции линий постоянного тока проще, чем переменного: меньшее число гирлянд изоляторов, меньшая затрата металла.

5. Направление потока мощности можно изменять автоматическим переключением в устройствах сеточного управления вентилей (выпрямителей и инверторов). Такие линии называются *реверсивными*.

Максимальная пропускная способность линий постоянного тока обычно ограничивается пропускной способностью преобразовательных подстанций, зависящей от мощности вентилей.

Номинальным напряжением электропередачи постоянного тока считается обычно напряжение между полюсом и землей.

Однако линии постоянного тока имеют существенные недостатки:

1) необходимость сооружения сложных конечных подстанций с большим числом преобразователей высокого на-

пряжения и вспомогательной аппаратуры, не обладающей пока достаточной надежностью и требующей больших затрат средств. Действительно, диоды и тиристоры, являющиеся элементами выпрямителей и инверторов, пока на большие мощности, напряжения и токи отсутствуют. Поэтому их приходится соединять последовательно для увеличения напряжения и параллельно для увеличения тока. Число их чрезвычайно велико и требует больших затрат и места для их размещения. Известно также, что выпрямители и инверторы сильно искажают форму кривой напряжения на стороне переменного тока. Поэтому приходится ставить мощные сглаживающие устройства. Все это значительно удорожает стоимость передачи и снижает надежность, так как обеспечение надежной работы всего этого оборудования очень сложно;

2) отбор мощности от линий постоянного тока пока затруднителен.

Как видно из рис. 1.4.3, из-за больших затрат K_0 постоянной части, включающей стоимость указанного оборудования, передачи постоянного тока становятся экономически целесообразными только при больших расстояниях. Точка m целесообразного перехода от линий переменного тока к линиям постоянного тока находится при длине линий примерно 1000—1200 км. Экономическая область перехода от переменного тока к постоянному в зависимости от длины линии и передаваемой мощности показана на рис. 1.2.2, б.

В передачах постоянного тока требуется, чтобы перед включением были примерно одинаковыми полярность и напряжения по обоим концам.

Вопросы для самопроверки

1. Как можно увеличить передаваемую мощность по длинным линиям переменного тока по условиям устойчивости?
2. Для чего в дальних электропередачах переменного тока устанавливаются промежуточные подстанции?
3. Каковы преимущества линий постоянного тока?
4. Почему применение линий постоянного тока становится экономически целесообразным только при больших длинах?

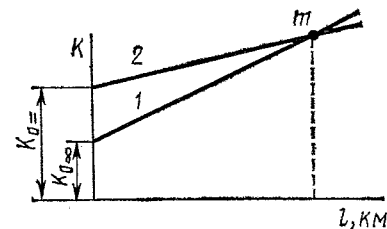


Рис. 1.4.3. Зависимость капитальных затрат K от длины линии L для переменного 1 и постоянного 2 тока

§ 1.5. Сведения о конструкциях линий

По конструктивному выполнению различают воздушные линии, кабели и внутреннюю проводку.

Воздушные линии. В целях безопасности провода воздушных линий подвешиваются на опорах высоко над землей от нескольких метров до нескольких десятков метров (30—40) в зависимости от напряжения линий.

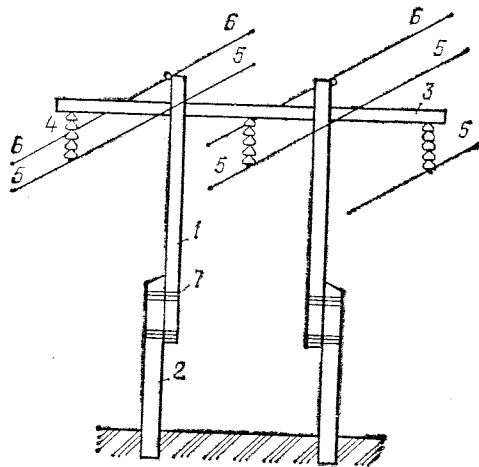


Рис. 1.5.1. Конструкция промежуточной деревянной опоры с грозозащитными тросами:
1 — опора; 2 — пасынок; 3 — траверса; 4 — арматура; 5 — провода; 6 — грозозащитные тросы; 7 — бандаж

Воздушные линии состоят из опор для подвески проводов и тросов, проводов для передачи энергии, изоляторов и арматуры для закрепления проводов к изоляторам и изоляторов к опоре (рис. 1.5.1), грозозащитных тросов для защиты проводов от атмосферных перенапряжений и др.

Опоры. Они бывают *промежуточные* (порядка 80% всех опор), *анкерные*, *угловые*, *концевые* и *специальные*. Расстояние между анкерными опорами называют *анкерным пролетом*. К специальным опорам относятся переходные и транспозиционные. Переходные опоры устанавливаются при пересечении больших рек, ущелий и т. д. Транспозиционные служат для перекрещивания проводов на опоре и уменьшения несимметрии.

По роду материала различают опоры:

деревянные — для одноцепных линий до 220 кВ. Применяются в районах, богатых строевым лесом; дешевы, легко обслуживаются, монтируются, но обладают малой прочностью и подвержены загниванию;

железобетонные — для всех напряжений до 500 кВ, долговечнее деревянных, отсутствует коррозия деталей, просты в эксплуатации и поэтому получили широкое распространение. Они имеют меньшую стоимость, но обладают

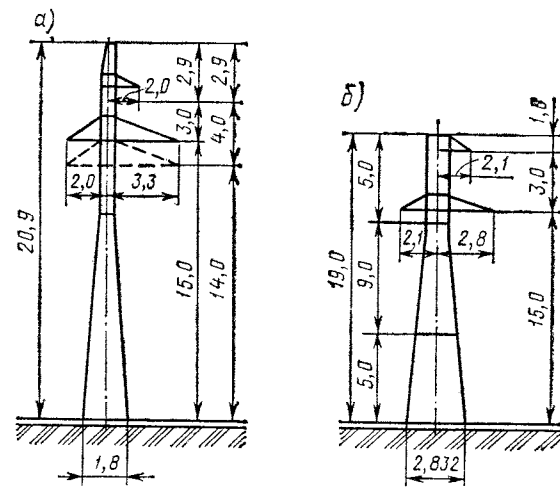


Рис. 1.5.2. Конструкция унифицированной стальной одноцепной опоры напряжением 35 кВ: промежуточной (а), анкерно-угловой (б)
Размеры приведены в метрах

большой массой и относительной хрупкостью поверхности бетона, а также малую прочность на поперечный изгиб;

металлические — для линий 35 кВ и выше, требуют большого количества металла и регулярной окраски. Однако они обладают высокой механической прочностью и большим сроком службы.

Опоры применяют *одноцепные* с проводами трех фаз одной линии и *двухцепные* при монтировании на одной опоре трех фаз двух линий, т. е. в сумме шести фаз.

Некоторые из типов опор показаны на рис. 1.5.2—1.5.4. На рис. 1.5.5 показана линия, состоящая из пяти пролетов, в нормальном режиме (а) и при обрыве провода в первом пролете (б).

В последние годы проводятся экспериментальные работы по выполнению траверс из синтетических материалов

(стеклопластика, эпоксидных и полиэфирных смол). Эти материалы обеспечивают механическую прочность, просты в изготовлении и не подвержены окислению и коррозии. Они же осуществляют изоляцию (специальных изоляторов не требуется).

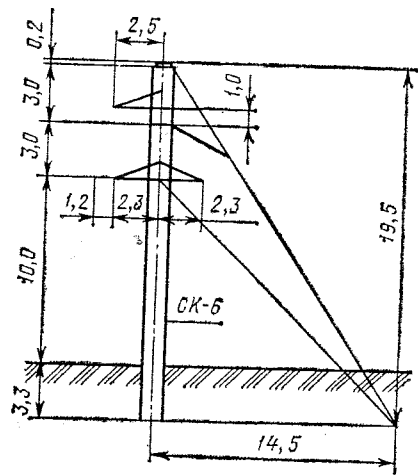


Рис. 1.5.3. Конструкция унифицированной железобетонной одноцепной анкерно-угловой опоры 110 кВ

При разных напряжениях, типах опор и различных климатических условиях применяются различные длины пролетов, т. е. расстояний между соседними опорами (см. табл. П.5.1).

Провода. Они могут быть *неизолированными* и *изолированными*, с покрытием из резины, пластмасс и др. По роду материала различают *медь (М)*, *алюминий (А)* и *сталь (С)*. Изготавливаются также провода с использованием *одно-* и *многopроволочные* и *полые* провода.

По конструктивному выполнению делают *одно-* и *многopроволочные* и *полые* провода. *Однопроволочные* провода состоят из одной круглой проволоки, дешевле *многopроволочных*, но менее гибки и имеют меньшую механическую прочность. Стальные *однопроволочные* провода (ПСО) применяют редко из-за высокого удельного электрического сопротивления стали. Обычно они используются при небольших нагрузках, преимущественно в сельскохозяйственных сетях. *Алюминиевые однопроволочные* провода вообще не выпускаются промышленностью из-за низкой механической прочности.

Многopроволочные алюминиевые провода обычно применяются в сетях до 35 кВ. При более высоких напряжениях

временно двух металлов — алюминия и стали (стальной сердечник). Сердечник служит для увеличения механической прочности провода. В этих проводах площадь сечения стальной части примерно в 5 раз меньше, но сталь берет на себя около 40% всей механической нагрузки. Медные провода в СССР из-за дороговизны и дефицитности меди в новых линиях не используются.

При разных напряжениях, типах опор и различных климатических условиях применяются различные длины пролетов, т. е. расстояний между соседними опорами (см. табл. П.5.1).

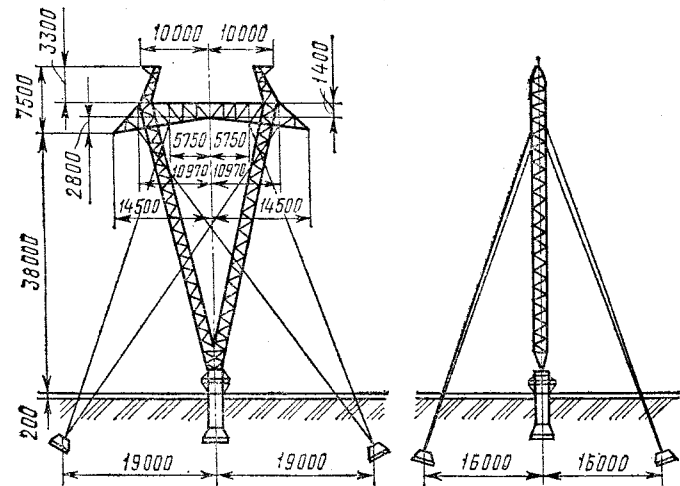


Рис. 1.5.4. Конструкция стальной промежуточной V-образной опоры 750 кВ

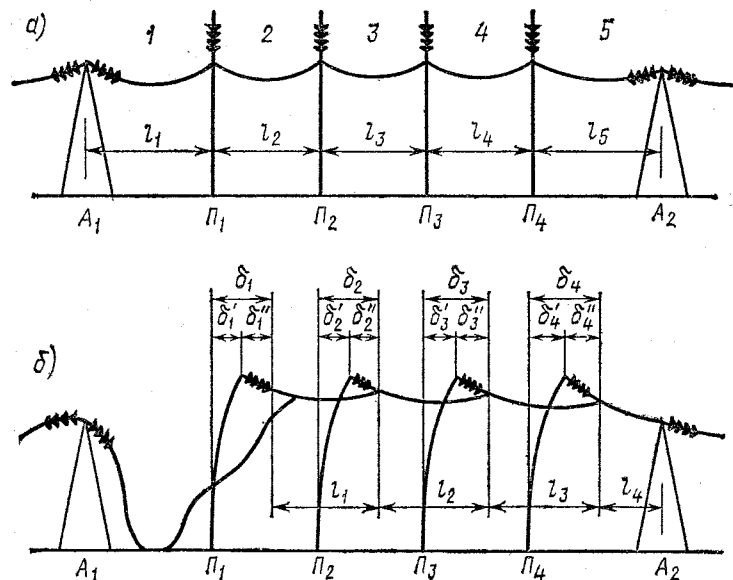


Рис. 1.5.5. Участок линии электропередачи между анкерными А и промежуточными П опорами:

$l_1 - l_5$ — длины пролетов; $\delta_1 - \delta_4$ — отклонения опор и гирлянд изоляторов

используются сталеалюминиевые провода марок АС, АСКС, АСК и других в зависимости от способа их исполнения. Например, АСК состоит из алюминиевых проволок и стального сердечника из стальных оцинкованных проволок, изолированных двумя лентами из полиэтилентерефталатной пленки, заполненных смазкой. Стальные многопроволочные провода обозначаются ПМС.

Полые провода изготавливаются из плоских проволок, соединенных пазами и имеющих внутри провода пустое пространство, аналогично венку. Это обеспечивает увеличение наружного диаметра при той же затрате металла, что снижает потери на корону (см. § 3.1). Такие провода используются главным образом для ошиновки подстанций 330 кВ и выше.

В табл. П. 5.3 приводятся усредненные данные для проводов и кабелей, которые могут быть использованы при электрических расчетах.

Провода располагаются на одноцепных линиях горизонтально или треугольником, на двухцепных опорах — обратной елкой или шестиугольником. Расположение треугольником применяют при напряжениях до 20 кВ, а также на линиях с металлическими и железобетонными опорами напряжением 35—330 кВ. Горизонтальное расположение применяют на линиях напряжением 35—220 кВ на деревянных опорах и на линиях 330 кВ и выше при других опорах.

Изоляторы и линейная арматура. Изоляторы изготавливаются из фарфора или закаленного стекла, т. е. из материалов высокой механической прочности и стойкости к атмосферным воздействиям. Изоляторы бывают двух видов: *штыревые* — для линий до 1 кВ и 6—35 кВ; на линиях 35 кВ они применяются редко — только для малых сечений; *подвесные* — для линий 35 кВ и выше. Подвесные изоляторы собираются в поддерживающие провод гирлянды на промежуточных опорах, а натяжные гирлянды — на анкерных и других опорах.

Число изоляторов в гирлянде зависит от напряжения линии, степени загрязненности атмосферы, материала опор и типа изоляторов (см. табл. П. 5.2).

В подвесных гирляндах провод только поддерживается с помощью зажимов (рис. 1.5.6), в натяжных — закрепляется наглухо. Натяжные гирлянды находятся в более тяжелых условиях, чем поддерживающие. Поэтому на линиях до 110 кВ (при относительно небольшом числе изолято-

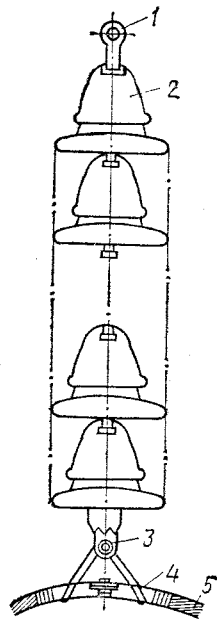
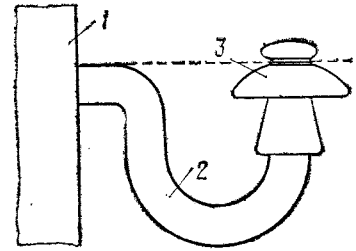


Рис. 1.5.6. Конструкция поддерживающей гирлянды изоляторов:

1 — серьга; 2 — изолятор; 3 — ушко; 4 — поддерживающий зажим; 5 — провод

Рис. 1.5.7. Конструкция штыревого изолятора на крюке для линии напряжением 10 кВ:

1 — стойка; 2 — крюк; 3 — изолятор



ров) число изоляторов в натяжных гирляндах принимают на один больше.

На линиях с деревянными опорами и повышенной грозоупорностью число изоляторов принимается на один меньше.

Штыревые изоляторы (рис. 1.5.7) навертываются на крюки 2, связывающие стойку 1 опоры с изолятором 3*.

Гололед, ветер, гроза, «пляска», вибрация, загнивание, возгорание деревянных опор и другие причины могут вызвать аварию воздушных линий и прекращение подачи энергии потребителю. Для предотвращения этих нежелательных явлений применяют специальные средства: гасители вибраций, грозозащитные заземляемые тросы и др. Тросы защищают линию от прямых ударов молнии. Если удар молнии произошел вблизи линии, то напряжение на линии может повыситься и пробить изоляцию. Одновременно трос снижает влияние линии на провода связи. Магнитное поле (особенно нулевой последовательности) линии наводит эдс в тросах и линиях связи. Эта эдс создает ток в тросах, ко-

* Подробно вопросы настоящего раздела изучаются в дисциплине «Основы механической части воздушных линий».

торый ослабляет магнитное поле, а следовательно, ослабляется влияние на линии связи. Трос является как бы экраном.

Монтаж линий может производиться с помощью вертолетов, как показано на рис. 1.5.8, где *а* — установка одно-стоечной опоры с помощью вертолета МИ-8, *б* — раскатка провода с барабана на внешней подвеске вертолета,

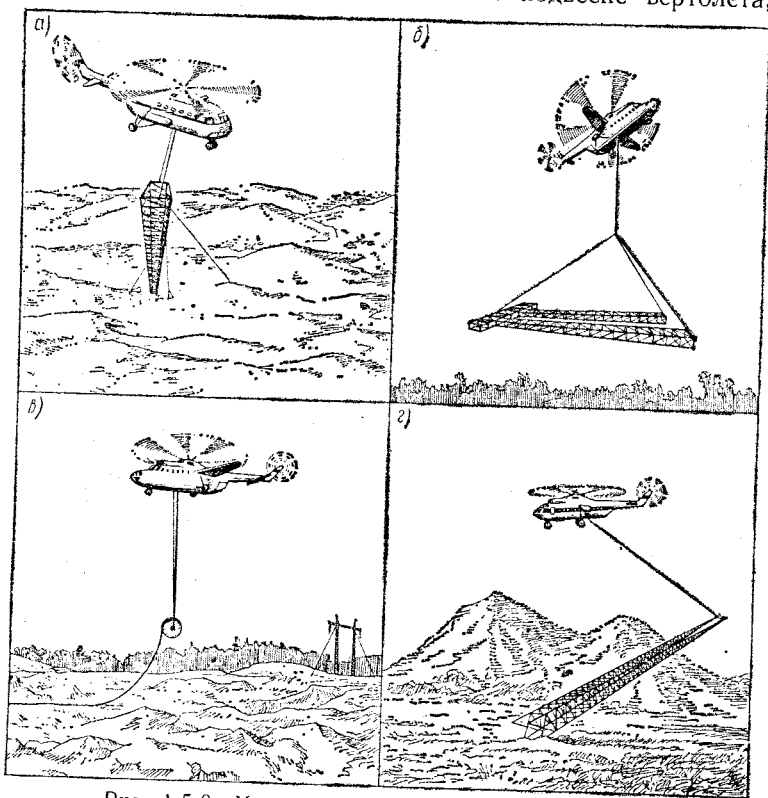


Рис. 1.5.8. Монтаж линий с помощью вертолетов

в — доставка металлической порталной опоры с помощью вертолета МИ-6, *г* — установка опоры в вертикальное положение методом поворота вокруг шарнира.

Кабели. Кабели зарываются в землю на глубину 0,7—1 м. Они обеспечивают большую безопасность и меньше загружают территорию, но значительно дороже и поэтому применяются реже. В целях экономии средств они применяются там, где это необходимо. Например, на территориях

городов, населенных пунктов и промышленных предприятий, чтобы не загромождать проходы опорами воздушных линий, при отсутствии трассы, по дну рек и т. д. Кабели имеют большие преимущества по сравнению с воздушными линиями — не загромождают улиц, не подвергаются воздействию гололеда, ветра, грозы, а также недоступны для посторонних лиц. Поэтому кабели являются более совершенным видом линий передачи (если позволяют экономические расчеты и технические возможности).

Кабели выпускаются длиной 200—600 м. При прокладке отрезки соединяются друг с другом соединительными муфтами. Для присоединения кабелей к аппаратуре распределительных устройств (РУ) служат концевые муфты или концевые заделки.

Кабели изготавливаются одно-, двух-, трех- и четырехжильными (двухжильные в сетях постоянного тока). Четвертая жила — нулевая — 0 (см. рис. 1.3.3). На рис. 1.5.9 показано устройство трехжильного кабеля напряжением 1—20 кВ. Защитные оболочки изготавливаются из свинца, алюминия или полихлорвинила. Оболочка охватывает или все жилы, герметически защищая изоляцию фаз от влаги, или каждая фаза защищается отдельной оболочкой. Такие отдельные оболочки удорожают кабель и применяются только при напряжениях 20—35 кВ.

Броня, защищенная от коррозии кабельной пряжей, служит для предохранения от механических повреждений. Она испытывает всевозможные растягивающие усилия при подводных прокладках, на наклонных трассах и др.

Кабели переменного тока напряжением 110 и 220 кВ изготавливаются маслонаполненными. Масло находится под давлением. В зависимости от этого отличают кабели среднего (для сетей 110 кВ) и высокого (для 220 кВ) давлений. Давление масла поддерживается баками давления, установленными по трассе линии. Давление масла предотвращает

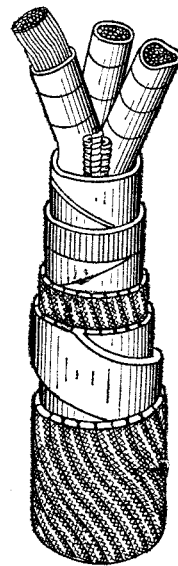


Рис. 1.5.9. Устройство трехжильного кабеля напряжением 1—20 кВ с секторными жилами

щает появление воздуха и его ионизацию, устраняя одну из основных причин пробоя. Для нахождения мест утечек масла кабели снабжаются сигнализацией давления масла.

Внутренняя проводка. В большинстве случаев она выполняется изолированными проводами, прокладываемыми на изоляторах или в трубах по стенам и потолкам зданий или внутри стен, а также специальными шинпроводами. Иногда для внутренних проводок используются кабели, прокладываемые в каналах, полах или стенах.

Вопросы для самопроверки

1. Назовите преимущества и недостатки опор из различных материалов.
2. Для чего в сталеалюминиевых проводах применяется стальной сердечник?
3. Назовите преимущества и недостатки кабельных линий по сравнению с воздушными.

§ 1.6. Режимы нейтрали

Сети как высокого, так и низкого напряжений могут осуществляться с заземленной и незаземленной нейтралью.

Сети высокого напряжения (выше 1000 В). Различают сети с заземленной (рис. 1.6.1), изолированной (рис. 1.6.2) или компенсированной (рис. 1.6.3) нейтралью.

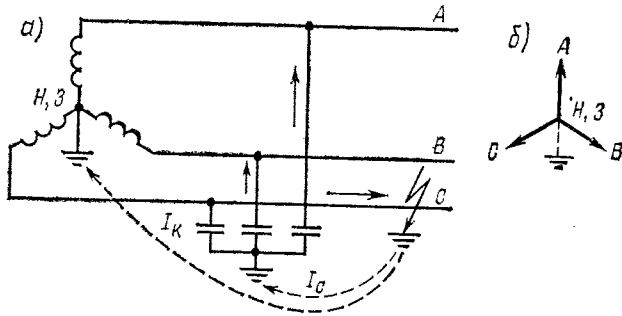


Рис. 1.6.1. Схема сети с глухозаземленной нейтралью (а) и векторная диаграмма (б)

Сеть с глухозаземленной нейтралью относится к сетям с большим током замыкания на землю ($I_s > 500$ А). Действительно, в нормальном режиме в сети кроме рабочих протекают емкостные токи I_C , замыкаясь через емкости всех трех фаз. При симметрии трехфазной

системы $\Sigma I_C = 0$ ток в нейтраль не течет. В случае замыкания на землю одной из фаз (наиболее частое повреждение), например фазы С, ток от места замыкания потечет в ней-

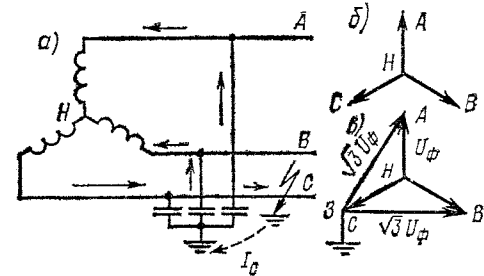


Рис. 1.6.2. Схема сети с изолированной нейтралью (а) и векторные диаграммы напряжений в нормальном режиме (б) и при замыкании на землю одной из фаз (в)

траль (см. штриховую линию). Ток I_k очень велик, так как сопротивление земли мало. Поэтому замыкание на землю в сети с глухозаземленной нейтралью является коротким замыканием и линия отключается защитой. При

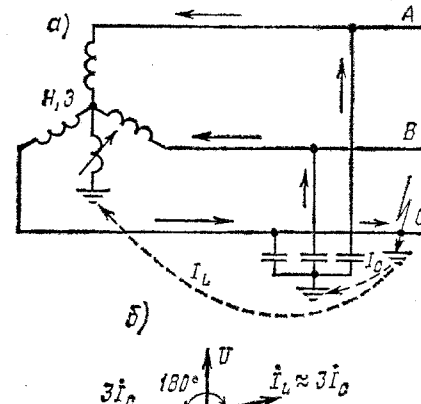


Рис. 1.6.3. Схема сети с компенсированной нейтралью (а) через дугогасящую катушку и векторная диаграмма токов (б)

одностороннем питании потребитель обесточивается на время действия АПВ (автоматического повторного включения) или до исправления повреждения. Так как сопротивление емкости очень велико $[1/(\omega C)]$, ток, текущий от места по-

вреждения в емкости I_C , очень мал по сравнению с I_k и на потребителей существенного влияния не оказывает.

Сеть с изолированной нейтралью относится к сетям с малым током замыкания на землю. При замыкании на землю одной из фаз, например фазы C , ток от места замыкания потечет в емкости неповрежденных фаз A и B , а затем по линиям через нейтраль к месту повреждения (см. стрелки на рис. 1.6.2, а). Эти токи небольшие. Замыкание на землю одной из фаз не является коротким замыканием, линия, как правило, не отключается и потребитель остается в работе. При таком замыкании на землю любой из фаз потребитель может работать в течение нескольких часов, пока он не будет переведен на резервное питание. На рис. 1.6.2, б показана векторная диаграмма напряжений такой системы в нормальном установившемся режиме. Потребитель включен на линейное напряжение; нейтраль (N) и земля (Z) в симметричной системе совпадают. Напряжение, которое должна выдерживать изоляция, — это напряжение между фазой и землей (U_ϕ).

Произошло замыкание на землю фазы C . Напряжение потребителя не изменилось, оно осталось линейным. Однако повышается напряжение на фазах. Действительно, если в нормальном режиме изоляция находилась под фазным напряжением (между фазой и землей), то при замыкании на землю фазы C земля переместилась в точку C (рис. 1.6.2, в) и напряжение, например, между фазой A и землей возросло до линейного, т. е. увеличилось в $\sqrt{3}$ раз ($\sqrt{3} U_\phi$). Таким образом, в этой системе с изолированной нейтралью при замыкании на землю одной из фаз потребитель не отключается. Однако изоляция должна быть усилена, чтобы она выдерживала в $\sqrt{3}$ раз большее напряжение.

Сеть с компенсированной нейтралью относится также к сетям с малым током замыкания на землю. В этой сети в нейтрали устанавливается дугогасящая заземленная катушка для компенсации емкостных токов (рис. 1.6.3, а). Так как потенциал нейтрали и земли в симметричной системе одинаков, ток в катушку в нормальном режиме не потечет. Он будет протекать только через емкости (иногда вследствие небаланса емкостей $\sum I_C \neq 0$ небольшой ток все же может протекать через катушку).

При замыкании на землю одной из фаз, как и в сети с изолированной нейтралью, напряжение двух неповрежденных фаз по отношению к земле увеличится в $\sqrt{3}$ раз, а напряжение между нейтралью и землей становится равным

фазному. Под действием этой разницы напряжений от места повреждения потечет ток в катушку (I_L) и одновременно в емкости неповрежденных фаз (I_C). Ток в месте замыкания на землю будет равен сумме токов I_L и I_C . Так как ток I_L имеет индуктивный характер, а ток I_C — емкостный, эти токи будут направлены почти противоположно и будут компенсировать друг друга (рис. 1.6.3, б). Возникшая в месте повреждения дуга сильно уменьшается и гаснет (катушка имеет кроме индуктивного и активное сопротивление). Поэтому, как видно из векторной диаграммы, токи I_C и I_L будут направлены не строго под углом 180° , а под немного меньшим углом. При равенстве индуктивного и емкостного токов компенсация называется *резонансной*. Предельно допустимые значения токов замыкания на землю 10—30 А в зависимости от напряжения сети. Если эти токи больше допустимых, то дуга в месте замыкания может не погаснуть и будет разрушать изоляцию. Одновременно емкостные токи ниже предельных обеспечивают безопасность прикосновения к опорам. Во избежание этих неприятностей установка дугогасящих катушек весьма желательна.

Таким образом, сети всех указанных видов имеют преимущества и недостатки (табл. 1.6.1).

Сети низкого напряжения (ниже 1000 В). Эти сети осуществляются как с заземленной (четырёхпроводные), так и с изолированной (трехпроводные) нейтралью. Трехпроводные сети заменяются на четырехпроводные, так как трехпроводные могут работать при напряжениях не выше 220 В. Нейтрали трансформаторов сетей 380/220 и 220/127 В имеют глухое заземление (см. рис. 1.3.3). Как указывалось, лампы накаливания включаются между фазным проводом и нулевым на фазное напряжение. Двигатели включаются на все три фазы A , B и C . Одновременно корпуса двигателей, а также все другие металлические части заземляются в целях безопасности или присоединяются к нулевому проводу. Таким образом, замыкание любой фазы приводит к короткому замыканию и предохранитель P поврежденной фазы перегорает, изолируя повреждение от сети. Сеть продолжает работу в неполнофазном режиме. Однако имеются и трехпроводные сети низкого напряжения 220 В без нулевого провода (см. рис. 1.3.4). Нейтраль в этих сетях изолирована и замыкание фазы на землю не вызывает короткого замыкания и отключения потребителей. Как и в сетях высокого напряжения, при замыкании на землю одной из фаз напряжение неповрежденных фаз по отношению к земле

Таблица 1.6.1. Режимы нейтралей. Преимущества и недостатки

Наименование	Область применения	Преимущества	Недостатки
Сети высокого напряжения (трехпроводные) с глухозаземленной нейтралью при большом токе замыкания на землю (см. рис. 1.6.1)	В СССР сети 110 кВ и выше (в сетях 110 кВ заземляются нейтралью только части трансформаторов. В сетях 220, 330 кВ и выше заземляются нейтралью всех трансформаторов). В СССР сети до 35 кВ	Изоляцию усиливать не надо	Потребитель отключается при замыкании на землю одной из фаз (короткое замыкание)
С изолированной нейтралью при малом токе замыкания на землю (см. рис. 1.6.2)	Кабельные сети 35 кВ и воздушные 35 кВ должны компенсироваться, если без компенсации их ток однофазного замыкания на землю превышает допустимый	При замыкании на землю одной из фаз потребитель не отключается	Требуется усиление изоляции между фазой и землей
Электрические сети до 1000 В четырехпроводные (наиболее распространенные) с глухозаземленной нейтралью (см. рис. 1.3.3)	Сети 380/220 или 220/127 В	При замыкании на землю одной из фаз потребитель не отключается. При замыкании на землю одной из фаз потребитель не отключается. Емкостные токи компенсируются токами индуктивной катушки	Требуется усиление изоляции между фазой и землей Требуется луготгасящая катушка
Трехпроводные с изолированной нейтралью (см. рис. 1.3.4)	Сети 660 В при отсутствии ламп накаливания, 220 В при наличии ламп и двигателей	Применение сетей 220 В нежелательно из-за увеличения потерь мощности. Такие сети следует переделать на более высокое напряжение Три провода. Меньше расход металла	Четыре провода. Дополнительный расход металла на нулевой провод При питании не только двигателей, но и ламп накаливания, невозможность повышения напряжения выше 220 В. Трудности безопасности обслуживания требуются систематический контроль изоляции

возрастает в $\sqrt{3}$ раз (рис. 1.6.2, в). Такое повышение напряжения создает опасность для персонала. Поэтому в сетях с изолированной нейтралью должен быть систематический контроль изоляции и быстрое устранение повреждения или автоматическое отключение поврежденной фазы.

Известно, что дефекты изоляции возникают в основном из-за проникновения влаги, механических повреждений и неприемлемых температурных условий. Разрушение изоляции протекает очень медленно, а заканчивается пробоем. Поэтому задачей персонала является своевременность выявления и устранения дефектов изоляции. Устранение дефектов изоляции можно проводить различными методами:

1) измерением напряжения на каждом изоляторе гирлянды поочередно с помощью измерительной штанги. Если сопротивление изоляции отдельных элементов (например, гирлянды изоляторов) снижается, то распределение напряжения отличается от нормального, что показывает наличие дефектов изоляции;

2) испытанием изоляции повышенным напряжением, выявляющим местные дефекты, которые можно своевременно устранить;

3) измерением тангенса угла диэлектрических потерь $\operatorname{tg} \delta$, вызванных прохождением через диэлектрик поляризационных токов, нагревающих изоляцию. Значение $\operatorname{tg} \delta$ позволяет судить об увлажнении, общем старении и разрушении изоляции, и в ряде случаев выявить местные дефекты.

Аналогично рис. 1.3.4 выполняются трехфазные сети напряжением 660 В. Лампы накаливания к сети 660 В не подключаются.

В СССР в сетях 110 кВ можно заземлять нейтралью только части трансформаторов. В сетях 220 кВ и выше требуется заземлять все трансформаторы, так как они не рассчитаны на работу с незаземленной нейтралью.

Вопросы для самопроверки

1. Назовите преимущества и недостатки сетей с глухозаземленной нейтралью и изолированной.
2. Как можно компенсировать емкостные токи при замыкании на землю одной из фаз?
3. Для чего заземляют сети низких напряжений?

§ 1.7. Влияние на окружающую среду

Нельзя рассматривать энергетику как изолированную систему и определять экономический эффект только от энергетики *, так как она входит как подсистема в гло-

* Электрические системы. Кибернетика электрических систем. Астахов Ю. Н., Веников В. А., Горский Ю. М. и др. Под ред. В. А. Венникова. — М.: Высшая школа, 1974.

бальную систему жизнедеятельности страны. Развитие и жизнь общества в настоящее время невозможны без энергетики, которая определяет прогресс всего народного хозяйства. Однако при рассмотрении экономических вопросов целесообразно учитывать также отрицательное влияние энергетики на окружающую среду.

Основными отрицательными влияниями электроэнергетики являются:

1) загрязнение воздуха, воды и почвы отходами при сжигании топлива на тепловых электростанциях в виде газов, золы, серы и др., выбрасываемых в воздух, почву и воду и от захоронения использованных радиоактивных веществ на атомных электростанциях. Для уменьшения этого следует применять лучшее топливо и специальные очистные сооружения (электрофильтры и др.). Однако следует указать, что в общем загрязнении атмосферы автомобилями составляют 60%, промышленности — 15%, электростанции ТЭЦ, ГРЭС и атомные — 22% и мусоросжигание — 3%;

2) выделение неиспользованной энергии в окружающую среду в виде теплоты отходящих газов и нагрев охлаждающей воды.

Если бы электростанции, города и промышленность развивались на основе технических решений, принятых в восьмой пятилетке, то «в этом случае к 2000 г. тепловые станции ежегодно загрязняли бы территорию величиной примерно такой же, как и обжитая часть нашей страны».* Кроме того, «тепловое загрязнение водоемов, ориентировочно оцениваемое выбросами в $4,19 \cdot 10^{10}$ ГДж, привело бы к повышению температуры водоемов до 30°C . В действительности за счет применения новой техники решения должны быть и будут более благоприятными»;

3) непосредственное влияние на здоровье человека. При передаче энергии вблизи высоковольтных линий создается электрическое поле, вредное для человека и животных, действующее на сердечно-сосудистую и нервную систему. Допустимое время пребывания человека под воздействием электрического поля уменьшается с увеличением напряженности поля. При напряженности электрического поля 10 кВ/м допустимо пребывание человека под воздействием этого поля около 3 ч, а при 20 кВ/м — не более 15 мин. В настоящее время разрабатываются мероприятия по уменьшению напряженности электрического поля путем его ком-

пенсации, например монтаж на тех же опорах линий более низкого напряжения с меньшей высотой подвеса, но с противоположным электрическим полем; сближение проводов двух линий передач с противоположными потенциалами; использование тросов для создания противоположных полей и т. д.

Электростанции и линии передач занимают немалую территорию, а гидростанции требуют затопления больших районов для создания бассейнов, регулирующих потребление воды (суточное, сезонное регулирование и т. д.).

Вопросы для самопроверки

1. Почему энергетика является частью общей системы в жизнедеятельности страны в целом?

2. Как зависит развитие народного хозяйства от электроэнергетики?

3. Какое отрицательное влияние оказывает электроэнергетика на окружающую среду и живые организмы?

* Веников В. А., Пуятин Е. В. Введение в специальность/Под ред. В. А. Веникова.— М.: Высшая школа, 1978.

ГЛАВА 2

ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К СЕТЯМ, И ИХ РАСЧЕТЫ

§ 2.1. Нагрузки потребителей. Графики

Каждая проектируемая и сооружаемая по проекту сеть должна надежно обеспечивать потребителей необходимой энергией высокого качества. Между тем расчет проектируемой сети нередко представляет большой и сложный комплекс вопросов.

Основными исходными данными для расчетов являются сведения о нагрузках потребителей, а также районы расположения станций и подстанций.

Нагрузка потребителей не является величиной постоянной. Начало работы предприятия, нагрузка сети увеличилась, окончилась работа — нагрузка снова уменьшилась и т. д. Кроме этих периодических изменений существует систематический рост нагрузок, связанный с развитием народного хозяйства и изменением благосостояния населения. Например, в 1980 г. в СССР было установлено 65 млн. телевизоров, которые потребляли мощность, превышающую мощность всех электростанций страны в 1940 г. (эта мощность, как указывалось, равнялась 11,2 ГВт).

От режимов потребления электроэнергии зависят режимы работы энергетических установок: основного оборудования электростанций, линий электропередачи и трансформаторных подстанций. Эти режимы потребления отдельных потребителей и энергосистемы в целом характеризуются графиками нагрузок, показывающими изменение мощности от времени в течение суток, месяцев, года, а также от времени года (зима, лето). Потребление электроэнергии в системе группируется по отраслям: отдельным видам промышленности, транспорту, сельскохозяйственному производству и др.

По истечении какого-то времени изменение нагрузок требует изменения сети, т. е. напряжений, сечений проводов и кабелей, числа трансформаторных подстанций и т. д.

Возникают вопросы развития и реконструкции. Часто вопросы расчетов электрических сетей бывают достаточно сложными и требуют применения ЭВМ.

Изменение нагрузок имеет для каждого объекта специфический характер. Например, на рис. 2.1.1, а, б, в показаны суточные графики нагрузок часового завода, молочного и школы соответственно. Как видно, эти графики значительно отличаются друг от друга. У молочного завода

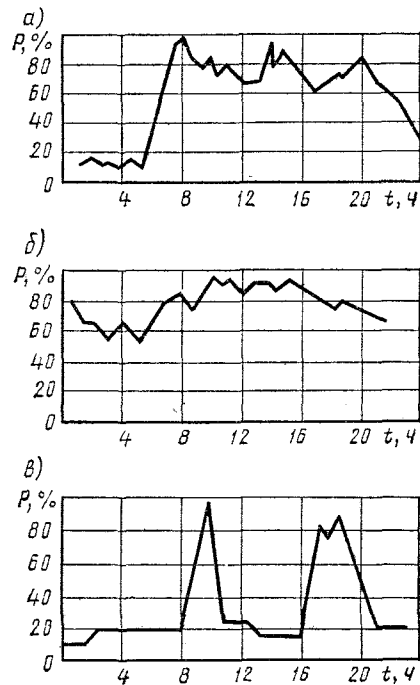


Рис. 2.1.1. Графики нагрузок разного вида потребителей

нагрузка в течение суток близка к максимальной, и у школы имеется два максимума: утренний, когда школьники приходят в школу, и вечерний, когда темнеет и снова приходится зажигать свет. По таким типовым графикам и статистическим данным составляются суммарные графики электрообеспечения отдельных районов и энергосистемы в целом.

Графики нагрузок являются исходным материалом для расчетов сетей. Значение и структура потребления энергии

и электрические нагрузки имеют вероятностный характер, поэтому расчетные (прогнозируемые) графики отличаются от фактических.

Вопросы для самопроверки

1. Назовите основные исходные данные для расчетов сетей.
2. Что такое графики нагрузок и каков характер их изменения?

§ 2.2. Требования к сетям

Имеется пять основных требований к сетям, структурная схема которых приведена на рис. 2.2.1.

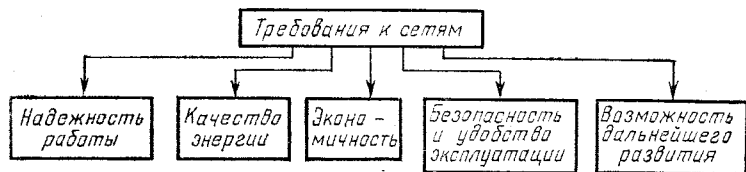


Рис. 2.2.1. Структурная схема требований к сетям

Надежность работы*. Согласно действующим Правилам устройства электроустановок (ПУЭ), все электроприемники по требуемой степени надежности условно делятся на три категории — I, II и III. Электроприемники I категории, как указывалось, должны иметь возможность получать питание не менее чем от двух независимых источников. Под независимым понимается такой источник, в котором сохраняется напряжение при исчезновении его на других источниках. При небольшой мощности в качестве второго источника можно использовать передвижные или стационарные дизельные электростанции или аккумуляторные батареи. Имеются потребители I категории, которые требуют особо повышенной надежности, если неожиданные перебои в подаче энергии могут угрожать жизни людей, привести к разрушению оборудования и даже взрывам. Для этих потребителей предусматривается обязательный третий (аварийный) источник питания. Потребители II категории, перебои в электроснабжении которых связаны с массовым недоотпуском продукции, простоем механиз-

мов, рабочих и т. п., допускают кратковременное отсутствие электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной бригадой. К потребителям III категории относятся все остальные электроприемники. Для них допустим перебои в электроснабжении на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента сети, но не более суток.

Наличие резервных источников питания и резервирование наиболее полно обеспечивается при замкнутой работе электрических сетей.

Для осуществления надежного электроснабжения кроме резервирования необходимы надежно действующие устройства релейной защиты и автоматики: АПВ — автоматического повторного включения, АВР — автоматического включения резерва, АЧР — автоматической частотной разгрузки и др.

Качество энергии. Каждый потребитель должен обеспечиваться качественной энергией. Это качество определяется: уровнем напряжения; уровнем частоты; симметрией

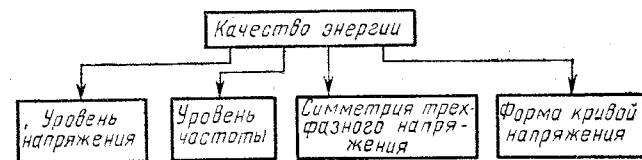


Рис. 2.2.2. Структурная схема показателей качества энергии

трехфазного напряжения и формой кривой напряжения (рис. 2.2.2).

Уровень напряжения. Как понижение напряжения, так и его повышение нежелательно. Изменения напряжения могут вызываться изменением эдс генераторов или изменением потерь напряжения в сетях, обусловленным изменением нагрузок. Для ламп накаливания и других световых источников уменьшение напряжения вызывает уменьшение освещенности, что портит зрение, понижает производительность труда и приводит к другим неприятным последствиям. Повышение напряжения вызывает уменьшение срока службы ламп. Например, повышение напряжения на 5% вызывает уменьшение срока службы в 2 раза, а на 10% — в 3 раза. Таким образом, как повышение, так и понижение напряжения вызывает экономический ущерб.

* Гук Ю. Б., Лосев Э. А., Мясников В. А. Оценка надежности электроустановок/Под ред. Б. А. Константинова.— М.: Энергия, 1974; Розанов М. Н. Надежность электроэнергетических систем.— М.: Энергоатомиздат, 1984.

Минимальный суммарный ущерб соответствует оптимальному напряжению. Оборудование должно быть сконструировано так, чтобы его номинальное напряжение равнялось оптимальному. Аналогичное положение имеет место и для других приемников, например асинхронных двигателей. Понижение напряжения приводит к торможению (увеличению скольжения), увеличению тока и увеличению потерь мощности. Значительное понижение напряжения может вызвать полную остановку двигателей, а иногда и нарушение устойчивости нагрузки. Подробно эти явления рассматриваются при изучении переходных процессов. Для синхронных двигателей даже относительно небольшое понижение напряжения может вызвать нарушение их устойчивости.

Повышение напряжения приводит к увеличенному потреблению реактивной мощности и соответственно увеличению потерь мощности. Для двигателей также имеется оптимальное напряжение, которое должно быть равным номинальному.

Для уменьшения отклонения напряжения, вызывающего нежелательные последствия, применяются специальные меры, рассмотренные в гл. 7. Например, применение трансформаторов с РПН (регулирование под нагрузкой), установка специальных компенсирующих устройств (КУ) и др.

Уровень частоты. Отклонение частоты в ту или другую сторону вызывает соответствующее изменение частоты вращения двигателей и связанных с ними механизмов, что не всегда допустимо по условиям технологического процесса. Значительное понижение частоты может привести к системной аварии. В настоящее время согласно нормам допускается отклонение частоты $\pm 0,1$ Гц.

Симметрия трехфазного напряжения. Как известно из ТОЭ, все напряжения симметричной трехфазной системы должны быть равны по абсолютному значению и сдвинуты на угол 120° , т. е. содержать только прямую последовательность. Нарушение симметрии напряжений может вызываться наличием однофазных неравномерно распределенных по фазам нагрузок и несимметрией параметров фаз сети.

При нарушении симметрии появляются составляющие обратной или нулевой последовательности, или то и другое одновременно. Напряжение обратной последовательности вызывает токи обратной последовательности, которые приводят к торможению трехфазных двигателей, увеличению

потерь мощности и дополнительному нагреву роторов генераторов токами, наведенными полем обратной последовательности.

Напряжение нулевой последовательности может вызвать токи нулевой последовательности, которые также увеличивают потери мощности и оказывают вредное влияние на соседние линии связи. Токи нулевой последовательности, протекая по земле, вызывают также коррозию подземных сооружений. Кроме того, появление в нормальном режиме токов и напряжений нулевой и обратной последовательности может привести к неселективной работе релейной защиты при несимметричных коротких замыканиях.

Вредные последствия, связанные с нарушением симметрии, вызывают необходимость применения соответствующих мер.

Форма кривой напряжения. Для многих приемников переменного тока желательна синусоидальная форма кривой напряжения. Отклонение формы кривой от синусоидальной вызывается несинусоидальностью эдс генераторов и наличием нелинейных элементов системы, например, насыщенной стали, выпрямительных устройств и т. д. Так, для двигателей отклонение от синусоидальности, т. е. появление гармоник, приводит к дополнительным потерям мощности и вибрации, не давая полезного эффекта, так как средний вращающий момент двигателя создается только первой (основной) гармоникой.

Для приемников постоянного тока во многих случаях желательно строго постоянное напряжение без наложения переменной составляющей, которая может быть вызвана недостаточным качеством выпрямления переменного тока в постоянный, влиянием соседних передач переменного тока и другими причинами. Эта переменная составляющая вызывает колебание тока (в некоторых случаях недопустимое), а также дополнительные потери мощности, не давая нередко полезного эффекта. Это справедливо, например, для электролиза, двигателей постоянного тока и т. д.

Экономичность. Чтобы сеть была экономичной, необходим выбор наиболее целесообразных конфигураций, напряжений, сечений проводов и т. д. Поэтому намечается ряд вариантов, которые сравниваются между собой по установленному в настоящее время критерию, называемому «приведенные затраты». Этот критерий учитывает потери энергии, капитальные вложения и ущерб. Тот вариант является оптимальным, у которого приведенные затраты минимальны (см. § 9.1 и 9.2).

Безопасность и удобство эксплуатации. Для обеспечения безопасности персонала и случайных лиц согласно Правилам технической эксплуатации (ПТЭ) применяют заземления, ограждения, сигнализацию, специальную одежду и другие приспособления. Провода воздушных линий подвешиваются высоко над землей с регламентированной высотой опор в зависимости от напряжения. (Подробнее эти вопросы рассматриваются в дисциплине «Охрана труда».)

Кроме обеспечения безопасности должно быть предусмотрено также удобство эксплуатации: удобство различного рода переключений, подхода к ремонтуемому оборудованию, достаточного прохода для осмотров, например, кабелей в туннелях, оснащения аварийного транспорта современным оборудованием и т. д.

Требования удобств эксплуатации могут привести к удорожанию и поэтому в каждом конкретном случае надо находить целесообразное решение.

Возможность дальнейшего развития. Электрическая сеть вследствие изменения нагрузок, а также непрерывного появления новых потребителей все время находится в состоянии развития и реконструкции. Достраиваются, заменяются, реконструируются станции, линии и трансформаторные подстанции, устанавливается новая автоматика и т. д. В настоящее время ежегодно вводится примерно 5—6% новых сетей и оборудования. Необходимо так проектировать электрические системы, чтобы они давали возможность дальнейшего расширения при максимальном использовании существующих станций, подстанций, сетей и другого оборудования.

Вопросы для самопроверки

1. Назовите основные требования, предъявляемые к сетям.
2. Каковы требования к сетям по условиям надежности работы потребителей разных категорий?
3. Какие факторы влияют на качество электроэнергии?

§ 2.3. Понятие о расчетах электрических сетей

По характеру решаемых задач расчеты делятся на две части.

Расчеты режимов сетей. Это расчеты напряжений в узловых точках, токов и мощностей в линиях и трансформаторах в определенные промежутки времени. Различают нормальный, аварийный и послеаварий-

ный (после устранения аварии) режимы. Рассматриваются установленные, т. е. нормальный и послеаварийный, режимы при почти не изменяющихся токах и напряжениях (см. раздел второй) и переходные режимы энергосистемы, т. е. аварийные, изучаемые в курсе переходных процессов.

Расчеты выбора параметров. Это расчеты выбора напряжений, параметров линий, трансформаторов, компенсирующих и других устройств с учетом разных режимов.

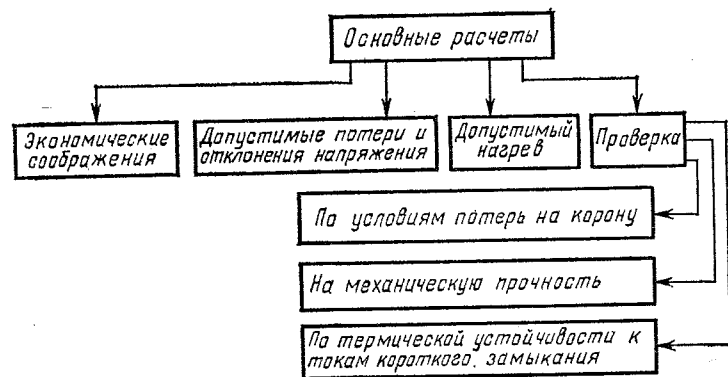


Рис. 2.3.1. Структурная схема основных расчетов сетей

Они (рис. 2.3.1) проводятся при проектировании и состоят из расчетов по 1) экономическим соображениям; 2) допустимым потерям и отклонениям напряжения; 3) допустимому нагреву. Одновременно проводится проверка по условиям потерь на корону при нормальных атмосферных условиях и отсутствии перенапряжений; обеспечения механической прочности; термической устойчивости к токам коротких замыканий и на грозоупорность. Расчет на механическую прочность и грозоупорность рассматривается в специальных дисциплинах.

При выборе параметров следует учитывать автомат и к у. Обычно, если возможно достижение определенных технических параметров средствами автоматики, это получается экономичнее, чем изменение параметров первичного оборудования (сечений проводов, мощностей трансформаторов и т. д.). Особенно это относится к расчетам по допустимым потерям и отклонению напряжения и к расчету по термической устойчивости при коротких замыканиях. В первом случае могут быть применены устройства для регули-

рования напряжения, во втором — быстродействующая защита.

Все выбираемые параметры сетей при расчетах принимаются на какой-то период времени постоянными. Однако при росте нагрузок эти параметры (напряжение, сечение проводов, число подстанций и др.) необходимо менять: переводить сеть на более высокое напряжение, увеличивать сечения, число подстанций и т. д. Нахождение оптимальных решений может быть получено с помощью динамического программирования*.

Схемы замещения. Чтобы иметь возможность рассчитать какую-то сеть, линии и трансформаторы условно заменяются эквивалентными схемами замещения. В табл. 2.3.1 показаны различные схемы замещения. Каждая из схем имеет свои преимущества и недостатки, однако принципиально безразлично, какой из схем заменить линию или трансформатор. По рекомендациям [2], линию часто заменяют П-образной схемой, а трансформатор — Г-образной. Коэффициенты А, В, С и D четырехполюсника, как известно из ТОЭ, определяются по режимам холостого хода и короткого замыкания. В гл. 3 и 5 даны методы определения сопротивлений и проводимостей для расчетов по приведенным схемам.

Практическое применение имеют:

1. *Прямой метод* расчета, когда результат находится за один шаг, например непосредственное решение системы уравнений. Этот метод используется для более простых схем сетей.

2. *Итерационный метод* (последовательного приближения), когда искомые значения находятся в результате многошагового процесса, т. е. постепенного перехода от более грубых ответов к более точным. Первое приближение — нулевая итерация — может быть получена на основании возможной приближенной информации. Последний метод применяется для сложных (сложнозамкнутых) сетей с сотнями нагрузок и может быть использован в большинстве случаев только с применением ЭВМ, специальных автоматизированных расчетных моделей, применением алгебры матриц или других специальных методов**.

* Дале В. А., Кришан З. П., Пазгле О. Г. Динамические методы анализа сетей энергосистем. — Рига: Зинатне, 1979.

** Сенди К. Современные методы анализа электрических систем. — М.: Энергия, 1971; Арзамасцев Д. А., Мызин А. Л., Липес А. В. Модели и методы оптимизации развития энергосистем. — Свердловск: Изд. УПИ, 1976; Арзамасцев Д. А. Введение в многоцелевую оптимизацию энергосистем. — Свердловск: Изд. УПИ, 1985.

Таблица 2.3.1. Схемы линий, эквивалентные схемы замещения и выражения для определения обобщенных постоянных для линий и трансформаторов

№ п/п	Схемы	Наименование	А	В	С	Д
1		Сопротивления и проводимости, равномерно распределенные вдоль всей линии	$\text{ch}\sqrt{ZY}$	$\sqrt{\frac{Z}{Y}} \text{ch}\sqrt{ZY}$	$\sqrt{\frac{Y}{Z}} \text{sh}\sqrt{ZY}$	$\text{ch}\sqrt{ZY}$
2		Идеальная линия (без потерь)	$\cos \lambda_{\Gamma}$	$jZ_c \sin \lambda_{\Gamma}$	$\frac{j}{Z_c} \sin \lambda_{\Gamma}$	$\cos \lambda_{\Gamma}$
3		Несимметричная П-образная схема замещения	$1 + ZY_2$	Z	$Y_1 + Y_2 + Y_1 Y_2 Z$	$1 + ZY_1$
4		Симметричная П-образная схема замещения	$1 + \frac{ZY}{2}$	Z	$Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right)$	$1 + \frac{ZY}{2}$

№ п/п	Схемы	Наименование	A	B	C	D
5		Несимметричная Т-образная схема замещения	$1 + Z_1 Y$	$Z_1 + Z_2 + Z_1 Z_2 Y$	Y	$1 + Z_2 Y$
6		Симметричная Т-образная схема замещения	$1 + \frac{ZY}{2}$	$Z \left(1 + \frac{ZY}{4} \right)$	Y	$1 + \frac{ZY}{2}$
7		Прямая Г-образная схема замещения	1	Z	Y	$1 + ZY$
8		Обратная Г-образная схема замещения	$1 + ZY$	Z	Y	1

В данном учебном пособии излагаются методы расчета, широко применяемые при проектировании, ограниченные только первым или вторым приближением. Практика показывает, что во многих случаях этих приближений бывает достаточно.

Вопросы для самопроверки

1. В чем отличие между расчетами режимов и расчетами параметров сетей?
2. Назовите основные виды расчетов при выборе параметров.
3. Для каких целей используют схемы замещения?

ГЛАВА 3
СОПРОТИВЛЕНИЯ И ПРОВОДИМОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

§ 3.1. Линии

Электрическая система характеризуется параметрами, зависящими от свойств входящего в нее оборудования, в основном от сопротивлений и проводимостей (имеются в виду поперечные проводимости) линий (рис. 3.1.1) и трансформаторов (рис. 3.1.2).

Заменяем одну фазу линии передачи в симметричном режиме схемой (строка 1, табл. 2.3.1) с равномерно распределенными вдоль всей линии сопротивлениями и проводимостями.

Так как полное сопротивление Z_x состоит из активного R_x и индуктивного X_x , можно записать

$$Z_x = R_x + jX_x \quad (3.1.1)$$

и соответственно полная проводимость

$$Y_x = g_x + jb_x, \quad (3.1.2)$$

где g_x и b_x — активная и реактивная проводимости соответственно.

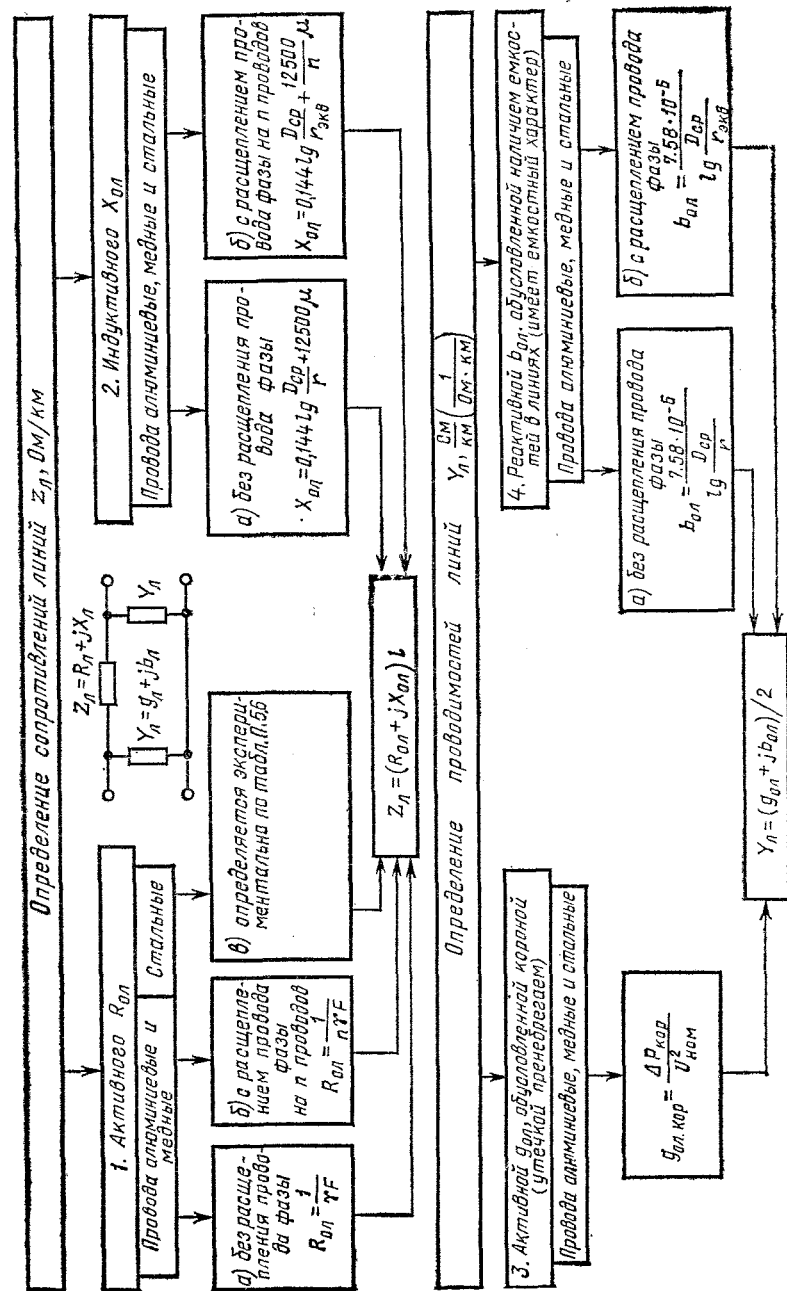
Рассмотрим составляющие R, X, g, b для проводов из цветных металлов.

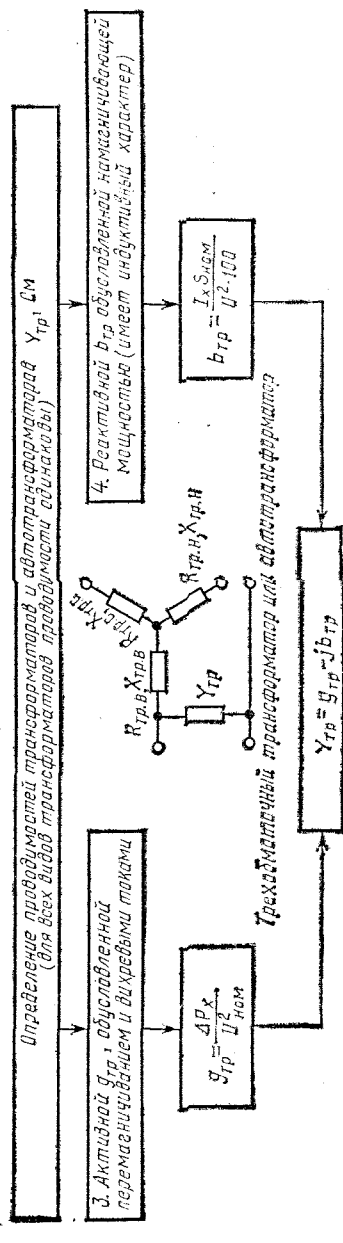
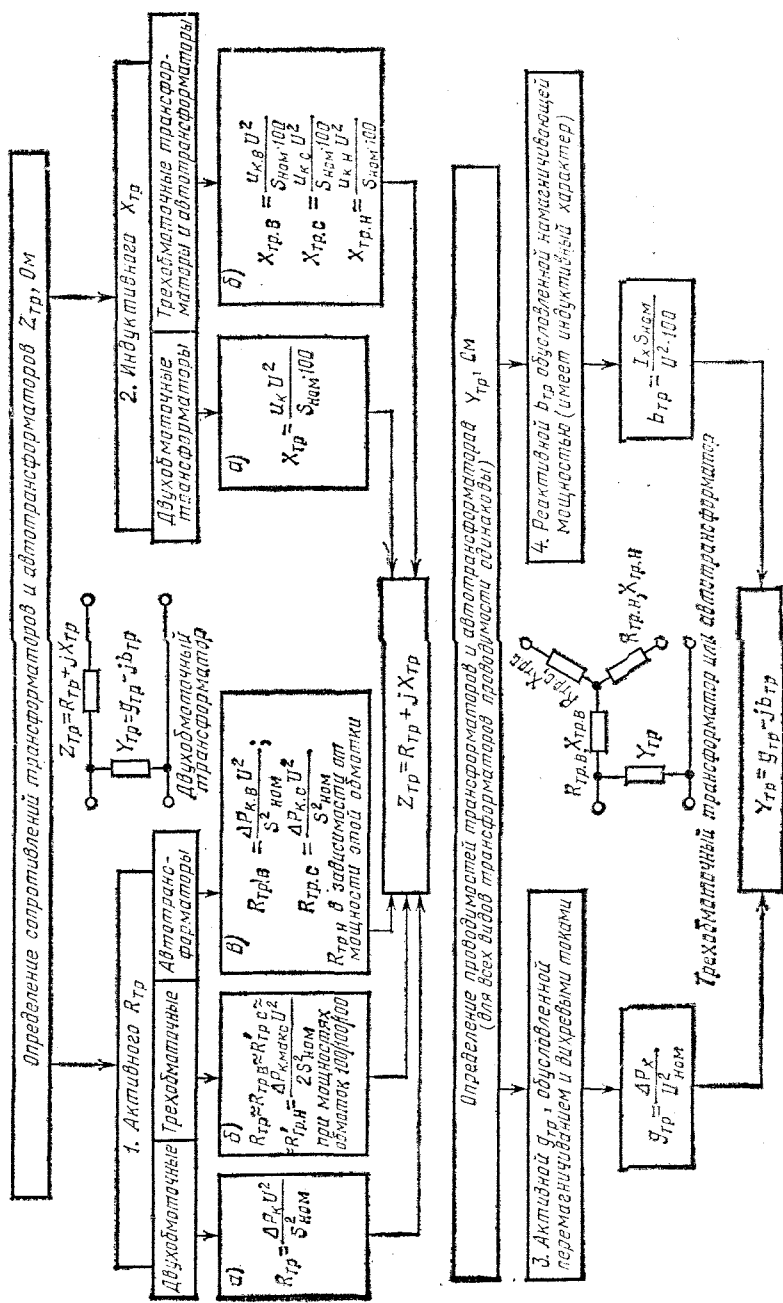
Активные сопротивления R_x . При постоянном токе распределение тока по всему сечению одинаково. Омическое сопротивление (см. табл. П. 5.3)

$$R_{ом} = l/(\gamma F), \quad (3.1.3)$$

где l — длина проводника, м; γ — удельная проводимость (продольная), См/м. Как указывалось, для алюминия можно приближенно принимать $\gamma_a = 32 \cdot 10^6$ См/м, для меди $\gamma_m = 53 \cdot 10^6$ См/м; F — сечение проводника, мм².

Рис. 3.1.1. Структурная схема для определения сопротивлений и проводимостей линий





При переменном токе распределение тока в проводе неравномерно (рис. 3.1.3). Элементарная трубка тока, например 1, находящаяся ближе к центру, охватывается большим потоком магнитной индукции, ближе к поверхности, например 2, — меньшим (рис. 3.1.3, а).

Известно, что индуктивное сопротивление пропорционально эдс самоиндукции и обратно пропорционально току: $X = E/I$, в свою очередь, эдс самоиндукции $E = -\omega d\Phi/dt$. Таким образом, эдс самоиндукции при том же токе пропорциональна потоку $E \propto \Phi$, т. е. чем больше поток, тем больше индуктивное сопротивление X . Следовательно, индуктивное сопротивление X в центре провода будет больше, ближе к поверхности — меньше. В предельном случае при $X = \infty$ ток в центре провода совсем не будет, он как бы вытеснится на поверхность, т. е. будет протекать не по всему сечению с радиусом r , а только по его поверхности (рис. 3.1.3, б). Тогда радиус как бы уменьшается до r_x . Поэтому сечение провода используется не полностью, оно как бы уменьшается. Это явление изучается в ТОЭ и называется поверхностным эффектом (скин-эффект).

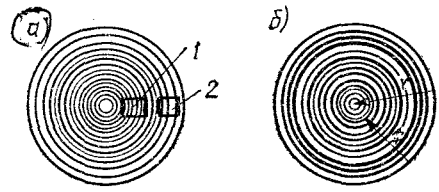


Рис. 3.1.3. Схема распределения тока в проводе при переменном токе

Таким образом, активное сопротивление переменному току больше, чем омическое (постоянному току) $R > R_{ом}$. Из (3.1.3) видно, что если сечение F уменьшается, то сопротивление R увеличивается.

Однако при частоте 50 Гц в элементах, не содержащих стали (для проводов из цветных металлов), эта разница незначительна (порядка 1%) и при расчетах можно принимать $R = R_{ом}$, т. е. для определения активного сопротивления использовать выражение (3.1.3). Зависимостью сопротивления R от температуры можно пренебречь.

Индуктивные сопротивления X_{Tr} . Известно, что индуктивное сопротивление, отнесенное к 1 км линии, Ом/км,

$$X_0 = 2\pi L f = 0,144 \lg(D_{cp}/r) + 12500\mu, \quad (3.1.4)$$

где L — индуктивность, Гн; f — частота, Гц; D_{cp} — среднегеометрическое расстояние между проводами фаз; r — радиус провода (см. табл. П.5.3); значения D_{cp} и r должны иметь одинаковую размерность; μ — магнитная проницаемость, Гн/м.

Для проводов из цветных металлов, алюминиевых и медных магнитная проницаемость постоянна, ее примерно мож-

Рис. 3.1.2. Структурная схема для определения сопротивлений и проводимостей трансформаторов и автотрансформаторов. Значения I_k, u_k, u_k, B, u_k, C и u_k, H подставляются в процентах

но приравнять магнитной проницаемости воздуха, т. е. согласно международной системе единиц (СИ)

$$\mu_{\text{в}} \approx \mu_{\text{а}} \approx \mu_{\text{м}} \approx 0,4\pi \cdot 10^{-6} = 1,25 \cdot 10^{-6} \text{ Гн/м.} \quad (3.1.5)$$

Если в (3.1.4) подставить μ из (3.1.5) для проводов из цветных металлов, получим общеизвестное выражение

$$X_0 = 0,144 \lg(D_{\text{ср}}/r) + 0,016. \quad (3.1.6)$$

Величина $D_{\text{ср}}$ зависит от расстояния между проводами фаз (D_1, D_2, \dots), которое возрастает с увеличением напряжения (см. табл. П.5.4). Например, при напряжении 750 кВ опора имеет высоту более 30 м, т. е. примерно высоту девяти- и десятиэтажного дома; на гирляндах изоляторов, прикрепленных к траверсе этой опоры, располагают провода на расстоянии примерно двух десятков метров друг от

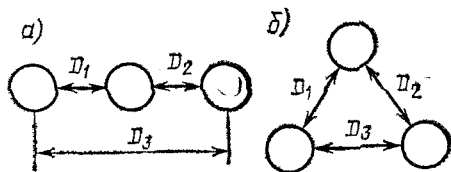


Рис. 3.1.4. Схема расположения проводов на опоре

друга. Провода линии могут располагаться горизонтально (рис. 3.1.4, а) или треугольником (рис. 3.1.4, б); иногда при двух цепях — шестиугольником.

В любом случае при трех проводах

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_1 D_2 D_3}. \quad (3.1.7)$$

Первый член (3.1.4) и (3.1.6) зависит от внешнего магнитного потока, образованного вокруг проводов, и называется *внешним сопротивлением линии* — X'_0 , а второй — от внутреннего потока, замыкающегося в проводе, и называется *внутренним сопротивлением* — X''_0 .

Как видно из (3.1.6), внешнее сопротивление X' зависит от расстояния между проводами D . Поэтому в воздушных линиях, где расстояние между проводами велико, X' значительно и приближается к 0,4 Ом/км. Для цветных металлов внутреннее сопротивление X'' в десятки раз меньше, чем X' , и им часто пренебрегают (см. пример 3.1.1). Таким образом, индуктивное сопротивление X_0 зависит от среднего геометрического расстояния $D_{\text{ср}}$ и радиуса провода r . Действительно, если увеличить расстояние между проводами фаз с D' до D'' (рис. 3.1.5, а, б), то поток между проводами и индуктивное сопротивление X увеличатся.

В кабелях расстояние между проводами D значительно меньше, чем в воздушных линиях, следовательно, меньше и индуктивное сопротивление. Поэтому нередко индуктивным сопротивлением кабелей (в особенности при небольших сечениях) пренебрегают:

$$R_{\text{каб}} \gg X_{\text{каб}}. \quad (3.1.8)$$

Как видно из (3.1.6), чтобы снизить индуктивное сопротивление X , а следовательно, и потери реактивной мощности ($\Delta Q = 3 I^2 X$), надо либо уменьшить расстояние $D_{\text{ср}}$,

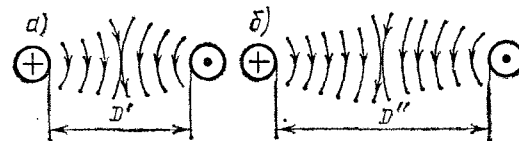


Рис. 3.1.5. Схема изменения магнитного потока при изменении расстояния между проводами

либо увеличить радиус r . Величина $D_{\text{ср}}$ зависит от напряжения передачи и ее уменьшение может создать опасность пробоя. Таким образом, чтобы снизить величину X , можно увеличить радиус r , т. е. увеличить сечение и затратить больше металла.

Действительно, чем меньше радиус провода r , тем большим потоком он охватывается, и величина X получается большей.

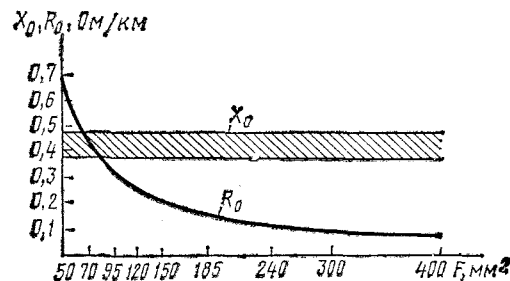


Рис. 3.1.6. Зависимость изменения активного и индуктивного сопротивлений сталеалюминиевых проводов от сечения

Величина $D_{\text{ср}}/r$ входит под знак логарифма, а величина X'' постоянна. Следовательно, для проводов из цветных металлов сопротивление X_0 в зависимости от сечения F мало меняется (рис. 3.1.6).

Линии 35 кВ и ниже часто выполняются сечениями $F = 50 \div 95 \text{ мм}^2$, линии 110 кВ — сечениями $F = 70 \div 150 \text{ мм}^2$.

Чтобы уменьшить индуктивное сопротивление, надо увеличить радиус r . Этот путь заключается в том, что провод каждой фазы расщепляют на несколько проводов, не вызывая дополнительной затраты металла. Например, до расщепления сечение провода было 150 мм^2 . После расщепления фазы на три провода в этой фазе будет уже не один провод, а три, сечением каждый по 50 мм^2 . Или сечение было 300 мм^2 , при расщеплении на два провода в фазе стало два провода по 150 мм^2 и т. д. Не всегда, конечно, сумма стандартных сечений всех проводов в расщепленной фазе будет соответствовать одному стандартному проводу до расщепления. Эти цифры могут и не совпадать.

Фаза расщепляется на два, три, четыре и большее число проводов, включенных параллельно, которые скрепляются между собой соответствующими приспособлениями. Например, линия 330 кВ в Латвии расщеплена на два провода, линия Куйбышев — Москва 500 кВ и другие линии такого же напряжения — на три провода, линия Конаково — Ленинград 750 кВ — на пять проводов в фазе. Линия 1150 кВ расщепляется на восемь проводов.

Если в каждой фазе провод заменить n проводами с действительным радиусом каждого r_d и расстояниями между этими проводами a_1, a_2, a_3 и т. д. ($a = 300 \div 600 \text{ мм}$), то получается какой-то новый эквивалентный радиус

$$r_{\text{экв}} = \sqrt[n]{a_{\text{ср}}^{n-1} r_d}, \quad (3.1.9)$$

где $a_{\text{ср}}$ — среднегеометрическое расстояние между расщепленными проводами.

Оно определяется аналогично (3.1.7), т. е. при трех проводах в фазе:

$$a_{\text{ср}} = \sqrt[3]{a_1 a_2 a_3}. \quad (3.1.10)$$

Выражение для $r_{\text{экв}}$ найдено из расчета магнитного потока при расщепленных проводах. Эквивалентный радиус примерно при той же затрате металла всегда больше, чем радиус первоначального провода $r_{\text{экв}} > r$. Например, если провод фазы сечением 600 мм^2 имеет наружный радиус $r = 16,5 \text{ мм}$, то при расщеплении фазы на два провода сечением по 300 мм^2 с действительным радиусом каждого провода $r_d = 12,2 \text{ мм}$ и расстоянием между этими расщеплен-

ными проводами $a_{\text{ср}} = a = 400 \text{ мм}$, то

$$r_{\text{экв}} = \sqrt{ar_d} = \sqrt{400 \cdot 12,2} = 69,9 \text{ мм}.$$

Сравнив это значение с радиусом нерасщепленного провода (16,5 и 69,9), видно, что эквивалентный радиус увеличится примерно в 4 раза, что соответствует увеличению сечения провода в 16 раз при той же затрате металла. Этот поразительный эффект достигается тем, что при расщеплении проводов происходит перераспределение полей. Поля между расщепленными проводами ослабевают и вытесняются наружу, как бы увеличивая сечение. Чем больше проводов в фазе, тем сильнее этот эффект. Однако каждый дополнительный провод дает все меньший и меньший дополнительный эффект. Например, при двух проводах в фазе индуктивное сопротивление уменьшается на 19%, при трех — на 28%, при четырех — на 32% и т. д.

С учетом расщепления в проводах из цветных металлов индуктивное и активное сопротивления (Ом/км и Ом)

$$X_0 = 0,144 \lg(D_{\text{ср}}/r_{\text{экв}}) + 0,016/n; \quad (3.1.11)$$

$$R_d = l/(n\gamma F_d), \quad (3.1.12)$$

где F_d — действительное сечение каждого провода при n расщепленных проводах.

Практически расщепление проводов производится с напряжения 330 кВ и выше.

Расщепление проводов с целью уменьшения сопротивления X для снижения потерь является важным, но второстепенным фактором. Основным является снижение потерь на корону при расщеплении.

Активные проводимости g_d . Кроме потерь на нагрев проводов в линиях имеются еще потери от несовершенства изоляции (утечка) и потери, вызванные ионизацией воздуха вблизи проводника (корона).

Как видно из рис. 3.1.7, плотность силовых линий электрического поля вблизи проводника 1 значительно больше, чем в отдалении 2. Поэтому напряженность электрического поля вблизи проводника значительно больше, часть воздуха ионизируется. Воздух становится как бы проводя-

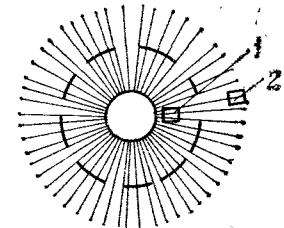


Рис. 3.1.7. Картина электрического поля вблизи проводника

щм. Этот процесс называется *коронной* * и сопровождается образованием светящегося нимба вокруг проводника и потрескиванием. Чем меньше радиус провода, тем больше напряженность электрического поля, так как плотность силовых линий больше. При появлении короны провод как бы утолщается, напряженность падает и дальнейшая ионизация воздуха прекращается (см. штриховую линию на рис. 3.1.7). Корона зависит от трех факторов: напряжения передачи, радиуса провода и атмосферных условий. Чем больше влажность атмосферы, тем, естественно, создаются более благоприятные условия для «пробоя» воздуха вблизи проводника. Корона может наступить в передачах 110 кВ и выше при напряженности порядка 20 кВ/см. Максимальное значение напряженности электрического поля на поверхности провода для крайних фаз при их горизонтальном расположении, кВ/см,

$$E_{кр. пр} = \frac{0,354 U}{r \lg(D_{ср}/r)}, \quad (3.1.13)$$

где U — линейное напряжение, кВ. Значение величины r перед логарифмом выражается в сантиметрах. Для средней фазы при горизонтальном расположении проводов напряженность принимается на 10% выше.

Потери на корону бывают очень значительными и вызывают огромный перерасход средств. В сетях 330 кВ и выше эти потери достигают нескольких сотен киловатт на 1 км, т. е. становятся соизмеримыми и даже превышают потери на нагрев проводов. Явление короны создает помехи для радио и телевизионной связи, а также повышает интенсивность коррозии проводов и арматуры воздушных линий. Достаточно сказать, что ни одна императорская корона даже самого расточительного императора не обходится государству так дорого, как потери на корону в линиях. Основными мерами по снижению этих потерь являются увеличение сечений проводов, расщепление или выполнение проводов полыми. Сечения проводов заведомо берутся большими, чем этого могут требовать другие условия расчетов. В табл. П.5.5 приводятся наименьшие значения сечений и диаметров проводов для данного класса напряжения по условиям потерь на корону. Например, для напряжений 110 кВ наименьшие сечения по условиям потерь на корону 70 мм², для 220 кВ — 240 мм² и т. д.

* Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения/Под ред. Александрова Г. Н., Петерсона Л. Л.— Л.: Энергоатомиздат, 1983.

Если утечкой в линиях пренебречь, то активная проводимость, См/км, обусловленная короной в какой-то момент времени,

$$g_{ол. кор.} = \Delta P_{кор} / U_{ном}^2, \quad (3.1.14)$$

где $\Delta P_{кор}$ — потери мощности на корону, Вт/км; $U_{ном}$ — номинальное линейное напряжение, В.

Значения мгновенных потерь на корону $\Delta P_{кор}$ и средних $\Delta P_{кор. ср}$ могут быть определены опытным путем. Действительно, если включить линию под напряжение вхолостую (без нагрузки), то приборы покажут потери на корону. Утечка очень мала, а других потерь нет. Если провести ряд таких замеров для разных атмосферных условий, а затем, используя статистические данные об изменениях атмосферных условий в течение года, построить зависимость мгновенных потерь на корону от времени $\Delta P_{кор} = f(t)$, то среднегодовые потери мощности на корону будут

$$\Delta P_{кор. ср} = \frac{1}{T} \int_0^T \Delta P_{кор} dt, \quad (3.1.15)$$

где T — число часов в году (8760).

Получить теоретические зависимости для определения потерь на корону пока не удастся из-за трудностей учета погодных условий. Общеизвестная формула Пика также дает существенные погрешности для сетей 330 кВ и выше. В табл. 3.1.1 [16] приведены потери на корону, рассчитанные Энергосетьпроектком для линий различного класса напряжений, конструкции и типа подвески проводов в различных погодных условиях для районов Москвы ($\Delta P_{кор. макс}$) и Гурьева ($\Delta P_{кор. мин}$).

Потери энергии

$$\Delta \mathcal{E}_{кор} = \Delta P_{кор. ср} \cdot 8760, \quad (3.1.16)$$

где $\Delta P_{кор. ср}$ — средневзвешенное значение потерь мощности на корону.

В кабелях высокого напряжения потери активной мощности (диэлектрические потери) $\Delta P_{каб} = U^2 g_{о. каб}$ обусловлены процессами в изоляции кабеля и зависят от его конструкции. (Для кабелей 110—220 кВ они равны нескольким киловаттам на 1 км.) Тогда активная проводимость

$$g_{о. каб} = \Delta P_{каб} / U^2.$$

Реактивные проводимости b_d . Эти проводимости обусловлены наличием емкостных связей между проводами и землей и, естественно, имеют емкостный характер.

Таблица 3.1.1. Потери мощности на корону для линий 220, 330 и 500 кВ при $a_{cp} = 400$ мм

Сечение про- вода, мм ²	Число про- водов в фазе	Напряжен- ность поля, кВ/см	$\Delta P_{кор. макс.}$ кВт/км	$\Delta P_{кор. мин.}$ кВт/км
220 кВ				
240	1	25,2	2,7	1,2
300	1	23,5	2,0	0,8
400	1	20,7	1,0	0,4
500	1	19,0	0,7	0,3
330 кВ				
240	2	25,7	6,3	2,7
300	2	23,9	4,6	1,9
400	2	21,2	2,5	1,0
500	2	19,3	1,6	0,5
500 кВ				
330	3	25,4	11,5	4,9
400	3	24,0	12,2	5,2
500	3	21,8	7,5	3,0

Они могут быть подсчитаны, См/км, по выражению

$$b_{ол} = 7,58 \cdot 10^{-6} / \lg(D_{cp}/r). \quad (3.1.17)$$

При расщеплении проводов фазы

$$b_{ол} = 7,58 \cdot 10^{-6} / \lg(D_{cp}/r_{эkv}). \quad (3.1.18)$$

Проводимость $b_{ол}$ не зависит от материала провода и может приниматься одинаковой для любого металла.

Значение емкостной проводимости $b_{ол}$ для кабелей во много раз больше, чем для воздушных линий, зависит от конструкции кабелей и определяется заводами-изготовителями.

Для воздушных линий рекомендуется учитывать реактивную проводимость при напряжениях 110 кВ и выше, так как в нормальных режимах при этих напряжениях емкостные токи ($I_C = U_{\phi} b_{ол} l$) начинают оказывать существенное влияние на расчет потокораспределения. В кабелях емкостные токи начинают влиять уже при напряжениях 20 кВ, а в очень разветвленных сетях — при 6—10 кВ.

Таким образом, в местных сетях проводимостями в большинстве случаев пренебрегают, кроме случаев разветвленных кабельных сетей.

Пример 3.1.1. Линия 330 кВ имеет расстояние между фазами 11 м с горизонтальным расположением сталеалюминиевых проводов (см.

рис. 3.1.4, а) на П-образном опоре. Каждый провод фазы расщеплен на два провода с расстоянием между расщепленными проводами $a = 0,4$ м. Номинальное сечение алюминиевой части провода 300 мм². Определить индуктивное и активное сопротивления и емкостную проводимость 1 км линии с расщеплением (2×300) и без расщепления (600). Сравнить результаты. Написать выводы.

Решение. 1. Определяем согласно (3.1.11) значение X_0 с расщеплением:

1. По (3.1.7) находим среднегеометрическое расстояние между проводами

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_1 D_2 D_3} = \sqrt[3]{11 \cdot 11 \cdot 22} = 13,86 \text{ м.}$$

2. Эквивалентный радиус проводов расщепленной фазы согласно (3.1.9)

$$r_{эkv} = \sqrt{12,2 \cdot 0,4 \cdot 10^{-3}} = 0,07 \text{ м} = 70 \text{ мм,}$$

где $r_d = 24,4/2 = 12,2$ мм согласно табл. П.5.3 усредненных данных.

3. Находим $X_0 = 0,144 \lg(13,86/0,07) + 0,016/2$.

Отсюда $X_0 = 0,144 \lg 198 + 0,008 = 0,34$ Ом/км.

Внутреннее индуктивное сопротивление $X'' = 0,008$ очень мало для проводов из цветных металлов и им можно пренебречь.

4. По табл. П.5.3 находим активное сопротивление $r_0 = 0,1$ Ом/км, соответствующее сечению 300 мм². Но так как в фазе два провода включены параллельно, то полное активное сопротивление фазы будет $0,1/2 = 0,05$ Ом/км.

5. Определяем емкостную проводимость линии $b_{ол}$ согласно (3.1.18)

$$b_{ол} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{2,3} = 3,3 \cdot 10^{-6} \text{ См/км} \left(\frac{1}{\text{Ом} \cdot \text{км}} \right).$$

II. Определяем согласно (3.1.6) значение X_0 без расщепления:

1. Так как среднегеометрическое расстояние между проводами фаз от расщепления не зависит, то $D_{cp} = 13,86$ м, как и ранее.

2. Находим радиус провода сечением 600 мм² нерасщепленной фазы. Довольно часто сумма стандартных сечений проводов расщепленной фазы не дает в итоге стандартного сечения. Например, если провод расщепленной фазы 185 мм², то независимо от того, сколько проводов будет в этой фазе (два, три, четыре), суммарное сечение не будет равно первоначальному, если провода взять стандартными. В этом случае радиус нестандартного сечения можно приблизительно находить по сечению. Так как сечение пропорционально квадрату радиуса, то при увеличении сечения вдвое (расщепление фазы на два провода), втрое (расщепление на три провода), в четыре раза (расщепление на четыре провода) и т. д., радиус естественно увеличивается соответственно в $\sqrt{2}$, $\sqrt{3}$, $\sqrt{4}$, ...

В данном случае при расщеплении на два провода радиус

$$r = 12,2 \sqrt{2} = 17,3 \text{ мм.}$$

3. Находим $X_0 = 0,144 \lg(13,86/17,3) = 0,144 \cdot 17,3 = 0,42$ Ом/км.

4. Активное сопротивление находим непосредственно по табл. П.5.3 без расчетов: $R_0 = 0,05$ Ом/км.

5. Определяем согласно (3.1.17)

$$b_{ол} = 7,58 \cdot 10^{-6} / 2,9 = 2,61 \cdot 10^{-6} \text{ См/км.}$$

Выводы. 1. При расщеплении эквивалентный радиус в 4 раза больше, чем при нерасщепленной фазе. Сравните: 70 мм и 17,3 мм при той же затрате металла на провода.

2. Индуктивное сопротивление X_0 при расщеплении снижается примерно на 20% (0,42 и 0,34). Соответственно снижаются и потери реактивной мощности $\Delta Q=3I^2X_0$ при том же токе.

3. Особенно важно снижение потерь на корону, так как напряженность электрического поля падает $E=U/r$ с увеличением радиуса провода.

4. Активное сопротивление таких линий много меньше реактивного $R \ll X$ (0,05 \ll 0,42).

5. Однако при увеличении радиуса r возрастают емкостная проводимость b_0 и соответственно емкостные токи $I_C=Ub_{0\text{ол}}I$.

Сопротивления и проводимости стальных проводов. Поверхностный эффект в стальных проводах очень велик и приравнять омическое сопротивление активному сопротивлению переменного тока, как это рекомендовалось при расчетах проводов из цветных металлов, нельзя, т. е. $R_{ст} \neq R_{ом}$, и выражением (3.1.3) пользоваться нельзя.

Магнитная проницаемость μ в стальных проводах очень велика и является величиной переменной. Внутренний магнитный поток зависит от тока I и магнитной проницаемости μ . В свою очередь, μ зависит от I и примесей в стали. При таких сложных зависимостях рассчитать и использовать значение μ в выражении (3.1.4) для определения внутреннего индуктивного сопротивления X_0'' крайне сложно.

В табл. П.5.6 приводятся экспериментально найденные значения R_0 и X_0'' в зависимости от тока, протекающего по проводу, для разных диаметров.

При стальных проводах в противоположность проводам из цветных металлов $X_0'' \gg X_0'$. Проводимости g_x и b_x стальных проводов подсчитываются так же, как и для проводов из цветных металлов, так как не зависят от поверхностного эффекта.

Пример 3.1.2. Подсчитать активное и индуктивное сопротивления, отнесенные к одному проводу однофазной линии, выполненной стальным проводом длиной 3 км. Расстояние между проводами 1 м, передаваемая мощность $P=50$ кВт. Диаметр провода 5 мм, $\cos \varphi=0,8$.

Решение. 1. Так как активное сопротивление R и внутреннее индуктивное сопротивление X'' зависят от тока, определяем ток

$$I = P / (U \cos \varphi) = 50 \cdot 10^3 / (6 \cdot 10^3 \cdot 0,8) = 10,4 \text{ А.}$$

2. По табл. П.5.6 находим

$$R_0 \approx 14,6 \text{ Ом/км и } X_0'' = 12,4 \text{ Ом/км.}$$

3. Определяем значение внешнего индуктивного сопротивления

$$X_0' = 0,144 \lg(D_{ср}/r) = 0,144 \lg(1000/2,5) = 0,144 \cdot 2,602 = 0,375 \text{ Ом/км.}$$

4. Находим полное активное сопротивление

$$R = R_0 l = 14,6 \cdot 3 = 43,8 \text{ Ом.}$$

5. Полное индуктивное сопротивление

$$X = (X_0' + X_0'') l = (0,375 + 12,4) \cdot 3 = 38,3 \text{ Ом.}$$

Выводы. 1. Внутреннее индуктивное сопротивление стальных проводов во много раз больше, чем внешнее: $12,4 \gg 0,375$ в противоположность проводам из цветных металлов ($0,34 \gg 0,008$ в примере 3.1.1).

2. Активное сопротивление линий из стальных проводов соизмеримо с индуктивным (43,8 и 38,3).

3. Удельное сопротивление ρ стальных проводов во много раз больше (проводимость γ меньше), чем проводов из цветных металлов, следовательно, больше и активное сопротивление R . Поэтому стальные провода стараются использовать реже, только при малых нагрузках и больших расстояниях (преимущественно в сельскохозяйственных сетях), несмотря на то, что сталь дешевле. Сравните для стальных проводов и проводов из цветных металлов величину R_0 (14,6 и 0,05). Наибольшей проводимостью обладает серебро, затем медь. Однако эти металлы очень дороги и дефицитны.

Вопросы для самопроверки

1. Как определяются активные и индуктивные сопротивления проводов и кабелей? Что больше?

2. Для чего применяют расщепление проводов? Как оно учитывается при определении индуктивных и активных сопротивлений?

3. От каких величин зависят активные и реактивные проводимости?

4. Каково соотношение внешнего и внутреннего индуктивного сопротивления у проводов из цветных металлов и стальных? Что больше? Почему?

5. Имеются ли отличия проводимостей проводов из цветных металлов и стальных? Если нет, то почему?

6. Какие меры применяют для уменьшения потерь на корону?

7. Сравните индуктивные сопротивления и емкостные токи в воздушных линиях и кабелях. Где они больше? Почему?

§ 3.2. Двух- и трехобмоточные трансформаторы

В трансформаторах и автотрансформаторах потери реактивной мощности велики и вызывают заметные потери напряжения в передаче, поэтому учет их ведет к недопустимым погрешностям. Сопротивления трансформаторов зависят от типа трансформатора, номинальной мощности и напряжения его обмоток.

Расчеты передачи с трансформаторами производятся после приведения сопротивлений, напряжений, токов линии и трансформаторов к какому-то одному напряжению. При этом магнитные связи условно заменяются электрическими так, чтобы мощности не менялись (мощности приведению

не подлежат). Принципиально безразлично, к какому напряжению делается приведение — к напряжению высшей U_B , средней U_C или низшей U_H обмотки. Очень часто приведение делается к высшему напряжению U_B . Например, если коэффициент трансформации $k = U_B/U_H$, то напряжение всех элементов передачи на низшей стороне, приведенное к высшей, будет $U_H = U_H k = U_H U_B / U_H = U_B$, т. е. $U_H = U_B$.

Аналогично, сопротивление и ток

$$Z_H = Z_H k^2, \quad I_H = I_H / k.$$

Здесь и в дальнейшем напряжение, к которому делается приведение (в данном случае U_B), будем обозначать через U .

Для трансформаторов и автотрансформаторов заводами даются четыре величины: потери короткого замыкания, потери холостого хода, ток холостого хода и напряжение короткого замыкания. Все эти данные приведены в табл. П.5.8—П.5.22.

Потери короткого замыкания ΔP_K (определяются из опыта короткого замыкания) называются потери активной мощности в обмотках трансформатора при номинальном токе, расходуемые на нагрев.

Потери холостого хода ΔP_X (определяются из опыта холостого хода) называются потери активной мощности, вызванные намагничиванием и вихревыми токами в стали трансформатора при номинальном напряжении, расходуемые на нагрев.

Током холостого хода I_X (%) называется ток в одной из обмоток, включенной на номинальное напряжение при остальных разомкнутых обмотках (опыт холостого хода). В таблицах дается величина

$$I_X = \frac{I_X}{I_{ном}} \cdot 100\%. \text{ Ток холостого хода создает намагничивающую мощность, необходимую для получения магнитного потока, без которого трансформатор работать не может.}$$

Напряжением короткого замыкания U_K (%) какой-либо пары обмоток называется напряжение, подведенное к одной из этих обмоток для получения номинального тока при закороченной второй (опыт короткого замыкания). Это напряжение равно падению напряжения в активном и реактивном сопротивлении трансформатора при номинальном токе.

Двухобмоточные трансформаторы. Заменяем одну фазу двухобмоточного трансформатора Г-образной схемой замещения с сопротивлениями $R_{гp}$, $X_{гp}$ и проводимостями $g_{гp}$, $b_{гp}$ (рис. 3.2.1, а). Согласно структурной схеме (см. рис. 3.1.2)

$$Z_{гp} = R_{гp} + jX_{гp}; \quad Y_{гp} = g_{гp} - jb_{гp}. \quad (3.2.1)$$

Аналогично тому, как это делалось для линий, определим все эти составляющие $R_{гp}$, $X_{гp}$, $g_{гp}$, $b_{гp}$.

Активные сопротивления $R_{гp}$. Потери активной мощности трансформатора в его обмотках, опре-

деляемые из опыта короткого замыкания,

$$\Delta P_K = 3I_{ном}^2 R_{гp}. \quad (3.2.2)$$

Полная номинальная мощность трансформатора $S_{ном} = \sqrt{3}UI_{ном}$, где U — линейное напряжение. Отсюда

$$I_{ном} = S_{ном} / (\sqrt{3}U). \quad (3.2.3)$$

Подставляя (3.2.3) в (3.2.2) и определяя $R_{гp}$ из (3.2.2), получим

$$R_{гp} = \Delta P_K U^2 / S_{ном}^2. \quad (3.2.4)$$

Индуктивные сопротивления $X_{гp}$. Падение напряжения в реактивном сопротивлении одной фазы

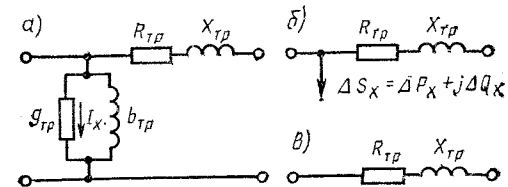


Рис. 3.2.1. Г-образная схема замещения одной фазы двухобмоточного трансформатора

трансформатора в процентах от номинального

$$U_p = (I_{ном} X_{гp} / U_{ф}) \cdot 100. \quad (3.2.5)$$

Подставляя в (3.2.5) значение $I_{ном}$ из (3.2.3) и определяя $X_{гp}$ из (3.2.5), получим

$$X_{гp} = \frac{U_p U^2}{S_{ном} \cdot 100}. \quad (3.2.6)$$

Известно, что напряжение короткого замыкания в процентах от номинального

$$u_K = \sqrt{U_p^2 + U_a^2}.$$

Но падение напряжения U_a в активном сопротивлении мощных трансформаторов, применяемых в электрических сетях, мало по сравнению с U_p , им пренебрегают и принимают $u_K \approx U_p$. Этого, однако, нельзя делать в трансформаторах небольшой мощности, где падение напряжения в активном сопротивлении U_a велико. Тогда окончательно индуктивное сопротивление двухобмоточного трансформатора

$$X_{гp} = \frac{u_K U^2}{S_{ном} \cdot 100}. \quad (3.2.7)$$

Индуктивные сопротивления всех мощных трансформаторов и автотрансформаторов в противоположность кабельным линиям и линиям средних напряжений во много раз больше активных: $X_{тр} \gg R_{тр}$.

Активные проводимости $g_{тр}$. Так как потери активной мощности при холостом ходе

$$\Delta P_x = U^2 g_{тр}, \quad (3.2.8)$$

то активная проводимость

$$g_{тр} = \Delta P_x / U^2. \quad (3.2.9)$$

Реактивные проводимости $b_{тр}$. Так как $g_{тр} \ll b_{тр}$, можно принять, что почти весь ток холостого хода I_x пойдет через проводимость $b_{тр}$ (рис. 3.2.1, а). Тогда намагничивающая мощность трансформатора (реактивная мощность первичной обмотки, когда вторичная разомкнута)

$$\Delta Q_x = \frac{I_x S_{ном}}{100}, \quad (3.2.10)$$

где I_x — ток холостого хода в процентах от номинального.

С другой стороны, намагничивающая мощность

$$\Delta Q_x = U^2 b. \quad (3.2.11)$$

Приравняв правые части выражений (3.2.10) и (3.2.11), найдем окончательно

$$b_{тр} = \frac{I_x S_{ном}}{U^2 \cdot 100}. \quad (3.2.12)$$

Эта проводимость, обусловленная намагничивающей мощностью, имеет индуктивный характер в противоположность реактивной проводимости линий b_x , имеющей емкостный характер.

Когда напряжение сети поддерживается примерно постоянным, значения ΔP_x и ΔQ_x могут быть заменены нагрузкой (рис. 3.2.1, б), равной мощности холостого хода:

$$\Delta S_x = \Delta P_x + j\Delta Q_x.$$

В местных сетях проводимостями часто пренебрегают и схема принимает вид, изображенный на рис. 3.2.1, в.

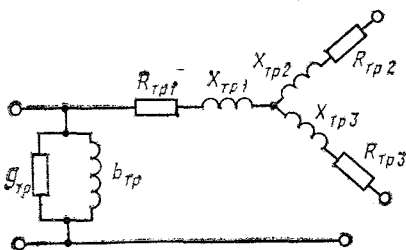


Рис. 3.2.2. Г-образная схема замещения одной фазы трехобмоточного трансформатора

Трехобмоточные трансформаторы. Эквивалентная схема трехобмоточного трансформатора показана на рис. 3.2.2 и на структурной схеме рис. 3.1.2. Как же определяются сопротивления и проводимости таких трансформаторов?

Активные сопротивления $R_{тр}$. Номинальные мощности обмоток трехобмоточных трансформаторов могут быть или одинаковыми (100/100/100), или разными (100/100/66,7 или 100/66,7/66,7). В настоящее время трансформаторы рассчитаны так, что любая из обмоток способна пропускать 100% мощности. Поэтому можно принять, что при мощностях обмоток 100/100/100 сопротивления лучшей эквивалентной схемы, приведенные к высшей стороне, примерно одинаковы:

$$R_{тр.в} \approx R_{тр.с} \approx R_{тр.н}. \quad (3.2.13)$$

Для трехобмоточных трансформаторов заводами даются потери короткого замыкания для худшего случая, т. е. для случая максимальных потерь $\Delta P_{к. макс}$. Чтобы получить распределение токов (мощностей) между обмотками при максимальных потерях, рассмотрим крайние случаи.

Случай 1. Весь ток протекает по обмоткам высшего и среднего напряжений (рис. 3.2.3, а) при разомкнутой обмотке низшего напряжения. В этом случае суммарные потери в обмотках

$$\Delta P_{к1} = I^2 R_{тр.в} + I^2 R_{тр.с} = 2I^2 R_{тр}. \quad (3.2.14)$$

Тот же результат получается при протекании всего тока по обмоткам высшего и низшего напряжений.

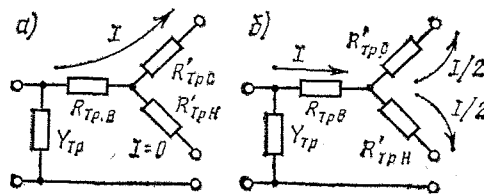


Рис. 3.2.3. Схема распределения тока между обмотками трехобмоточного трансформатора

Случай 2. Ток распределяется между обмотками среднего и низшего напряжений поровну (рис. 3.2.3, б). В этом случае суммарные потери в обмотках

$$\Delta P_{к2} = I^2 R_{тр.в} + (0,5I)^2 R_{тр.с} + (0,5I)^2 R_{тр.н} = 1,5I^2 R_{тр}. \quad (3.2.15)$$

Как видно из (3.2.14) и (3.2.15), потери $\Delta P_{к1}$ больше, чем $\Delta P_{к2}$. При любом другом распределении токов между обмотками среднего и низшего напряжений потери будут меньше, чем $2I^2R_{тр}$. Таким образом, худшим случаем является протекание полного тока по двум обмоткам при третьей разомкнутой, т. е. $\Delta P_{к1} = \Delta P_{к, макс}$ или согласно (3.2.4) и (3.2.13)

$$\begin{aligned} R_{тр. В} + R_{тр. С} &= 2R_{тр} = \Delta P_{к, макс} U^2 / S_{ном}^2; \\ R_{тр. В} + R_{тр. Н} &= 2R_{тр} = \Delta P_{к, макс} U^2 / S_{ном}^2. \end{aligned}$$

Отсюда окончательно

$$R_{тр} = \Delta P_{к, макс} U^2 / (2S_{ном}^2). \quad (3.2.16)$$

При мощностях обмоток, отличных от 100/100/100, необходимо учитывать, что активные сопротивления лучей трехобмоточных трансформаторов обратно пропорциональны мощностям их обмоток.

Индуктивные сопротивления $X_{тр}$. Для трехобмоточных трансформаторов напряжения короткого замыкания даются заводами для каждой пары обмоток в процентах от номинального. Поэтому индуктивное сопротивление каждого луча, %, приходится определять отдельно по выражениям, аналогичным (3.2.7):

$$\left. \begin{aligned} X_{тр. В} &= \frac{u_{к. В} U^2}{S_{ном} \cdot 100}; & X_{тр. С} &= \frac{u_{к. С} U^2}{S_{ном} \cdot 100}; \\ X_{тр. Н} &= \frac{u_{к. Н} U^2}{S_{ном} \cdot 100}. \end{aligned} \right\} \quad (3.2.17)$$

Для определения значений напряжения короткого замыкания между обмотками одна из обмоток закорачивается, к другой подключается вольтметр, а третья остается разомкнутой. Тогда вольтметр показывает напряжение короткого замыкания между двумя первыми обмотками $u_{к(В-С)}$ (рис. 3.2.4, а), если по ним протекает номинальный ток $I_{ном}$. Например, чтобы определить напряжение короткого замыкания между обмотками высшего и низшего напряжений (рис. 3.2.4, б), обмотка низшего напряжения закорачивается, а среднего остается разомкнутой. Вольтметр на стороне высшей обмотки покажет величину $u_{к(В-Н)}$ и т. д. Аналогично получается величина $u_{к(С-Н)}$ (рис. 3.2.4, в). Согласно эквивалентной схеме замещения лучей трансформатора (рис. 3.2.4, г) при одной из обмоток, остающейся не включенной, можно записать

$$\left. \begin{aligned} u_{к(В-Н)} &= u_{к. В} + u_{к. Н}; \\ u_{к(В-С)} &= u_{к. В} + u_{к. С}; \\ u_{к(С-Н)} &= u_{к. С} + u_{к. Н}. \end{aligned} \right\} \quad (3.2.18)$$

Решив совместно уравнения (3.2.18), можно найти напряжение короткого замыкания, %, для каждого луча:

$$\left. \begin{aligned} u_{к. В} &= 0,5 (u_{к(В-С)} + u_{к(В-Н)} - u_{к(С-Н)}); \\ u_{к. С} &= 0,5 (u_{к(В-С)} + u_{к(С-Н)} - u_{к(В-Н)}); \\ u_{к. Н} &= 0,5 (u_{к(В-Н)} + u_{к(С-Н)} - u_{к(В-С)}). \end{aligned} \right\} \quad (3.2.19)$$

Подставив эти значения в выражение (3.2.17), определим индуктивное сопротивление каждого луча трансформатора.

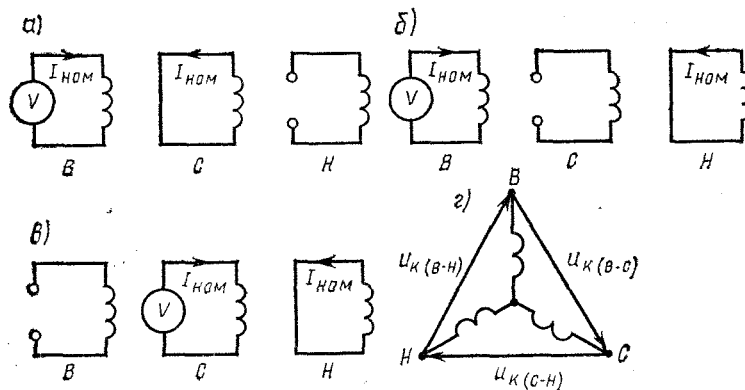


Рис. 3.2.4. Схемы определения напряжения короткого замыкания u_k

Проводимости не зависят от числа обмоток в трансформаторе и определяются так же, как и для двухобмоточного по (3.2.9) и (3.2.12).

Пример 3.2.1. Найти сопротивления и проводимости трехфазного двухобмоточного трансформатора мощностью 16 МВ·А с напряжением обмоток 38,5/10,5 кВ, приведенные к стороне высшего напряжения. Сделать выводы.

Решение. 1. Находим по табл. П.5.19 заводские данные для рассматриваемого трансформатора: напряжение короткого замыкания $u_k = 8\%$; потери короткого замыкания $\Delta P_k = 90$ кВт; потери холостого хода $\Delta P_x = 21$ кВт; ток холостого хода $I_x = 0,75\%$.

2. По (3.2.4) и (3.2.7) находим активное и индуктивное сопротивления:

$$\begin{aligned} R_{тр} &= \frac{\Delta P_k \cdot U_{Вном}^2}{16^3 \cdot 10^{12} S_{ном}^2} = 0,52 \text{ Ом}; \\ X_{тр} &= \frac{8 \cdot 38,5^2 \cdot 10^6}{16 \cdot 10^6 \cdot 100} = 7,4 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

3. По (3.2.9) и (3.2.12) находим активную и реактивную проводимости:

$$g_{\text{тр}} = \frac{21 \cdot 10^3}{38,5^2 \cdot 10^6} = 14,2 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{\text{тр}} = \frac{0,75 \cdot 16 \cdot 10^6}{38,5^2 \cdot 10^6 \cdot 100} = 81 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Выводы. 1. Индуктивное сопротивление трансформатора во много раз больше активного $X_{\text{тр}} \gg R_{\text{тр}}$ ($7,4 \gg 0,52$). Чем большей мощности трансформатор, тем это соотношение больше.

2. Реактивная проводимость значительно больше активной $b_{\text{тр}} > g_{\text{тр}}$ ($81 > 14,2$).

Пример 3.2.2. Н а й т и сопротивления и проводимости трехфазного трехобмоточного трансформатора мощностью 16 МВ·А с напряжением обмоток 115/22/11 кВ, приведенные к стороне высшего напряжения.

Решение. 1. Находим по табл. П.5.15 заводские данные для рассматриваемого трансформатора: 1) напряжение короткого замыкания для каждой пары обмоток: $u_{\text{к(В-С)}} = 17\%$; $u_{\text{к(В-Н)}} = 10,5\%$; $u_{\text{к(С-Н)}} = 6\%$;

2) потери короткого замыкания $\Delta P_{\text{к}} = 105 \text{ кВт}$; 3) потери холостого хода $\Delta P_{\text{х}} = 26 \text{ кВт}$; 4) ток холостого хода $I_{\text{х}} = 1,05\%$.

2. По (3.2.16) находим активное сопротивление. Так как заводы дают для трехобмоточного трансформатора максимальные потери, то $\Delta P_{\text{к}} = \Delta P_{\text{к. макс}}$

$$R_{\text{тр}} = \frac{105 \cdot 10^3 \cdot 115^2 \cdot 10^6}{2 \cdot 16^2 \cdot 10^{12}} = 2,7 \text{ Ом}.$$

3. По (3.2.19) находим напряжение короткого замыкания для каждой обмотки в отдельности

$$u_{\text{к. В}} = \frac{17 + 10,5 - 6}{2} = 10,75\%;$$

$$u_{\text{к. С}} = 6,25\%; u_{\text{к. Н}} = -0,25\%.$$

Знак минус или нуль вполне правомочны, так как в эквивалентной схеме у обмотки, находящейся между двумя другими, могут индуцироваться противоположные эдс.

4. По (3.2.17) находим индуктивное сопротивление для каждой обмотки в отдельности

$$X_{\text{тр. В}} = \frac{10,75 \cdot 115^2 \cdot 10^6}{16 \cdot 10^6 \cdot 100} = 88 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{тр. С}} = \frac{6,25 \cdot 115^2 \cdot 10^6}{16 \cdot 10^6 \cdot 100} = 51,5 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{тр. Н}} = -\frac{0,25 \cdot 115^2 \cdot 10^6}{16 \cdot 10^6 \cdot 100} = -2,1 \text{ Ом}.$$

5. По (3.2.9) находим активную проводимость

$$g_{\text{тр}} = \frac{26 \cdot 10^3}{115^2 \cdot 10^6} = 1,97 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

6. По (3.2.12) находим реактивную проводимость

$$b_{\text{тр}} = \frac{1,05 \cdot 16 \cdot 10^6}{115^2 \cdot 10^6 \cdot 100} = 12,7 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

1. Какое сопротивление больше — активное или индуктивное: а) для воздушных линий, б) для кабельных, в) для трансформаторов?

2. Какие потери мощности зависят от нагрузки трансформатора, а какие не зависят? С чем это связано?

3. Как зависят индуктивные и активные сопротивления трансформаторов, а также их проводимости от напряжения?

4. Отличаются ли проводимости двухобмоточного трансформатора от трехобмоточного?

5. Как зависят сопротивления и проводимости трансформаторов от их номинальной мощности?

6. В чем особенность расчета сопротивлений для трехобмоточного трансформатора по сравнению с двухобмоточным?

7. Для какого случая заводами даются потери короткого замыкания в трехобмоточных трансформаторах?

§ 3.3. Автотрансформаторы

Автотрансформатором (рис. 3.3.1) принято называть такой трансформатор, у которого обмотка среднего (С) напряжения является частью обмотки высшего (В) напряжения.

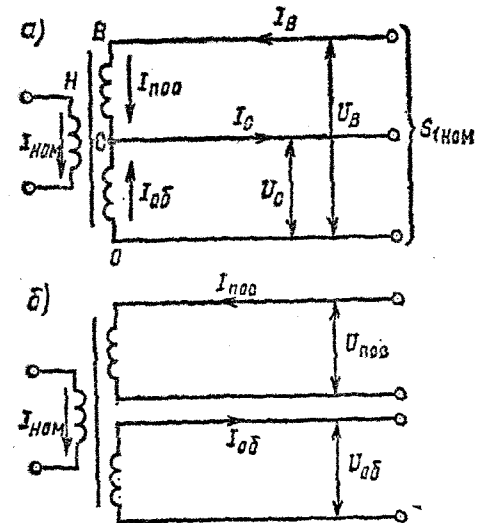


Рис. 3.3.1. Схема соединения обмоток автотрансформатора

Таким образом, обмотка высшего напряжения состоит из двух частей: последовательной обмотки (пос) между В и С, по которой протекает только ток высшего напряжения $I_{\text{В}}$,

и общей обмотки (об) между С и 0, по которой в противоположных направлениях протекают токи высшего и среднего напряжений, т. е. их разность:

$$I_{об} = I_C - I_B. \quad (3.3.1)$$

Обмотка низшего (Н) напряжения имеет магнитную связь с остальными обмотками. Мощность обмотки НН составляет только 20—50%, если принять мощность каждой из обмоток В и С равной 100%. Обмотка Н всегда соединена в треугольник (Δ) для компенсации токов третьих гармоник. Иногда к этой обмотке ничего не присоединено.

Автотрансформаторы имеют следующие преимущества: меньшие стоимость, габариты, массу и потери мощности. Недостаток — электрическая связь между стороной высшего и среднего напряжений, например, если трансформатор заземлен для стороны высшего напряжения, то он будет заземлен и для стороны среднего напряжения.

Автотрансформатор можно получить из трансформатора с отдельно работающими обмотками, последовательной и общей, соединением этих обмоток электрически. При этом все процессы в обмотках стали автотрансформатора и трансформатора (рис. 3.3.1, а, б) одинаковы. Поэтому одинаковы их габариты, потери в обмотках и стали и т. д. Однако легко доказать, что мощность, передаваемая через автотрансформатор, больше, чем через трансформатор. При этом для упрощения вывода потерями мощности в трансформаторе и автотрансформаторе пренебрегаем. Действительно, сравнивая рис. 3.3.1, а и 3.3.1, б, видим, что

$$\left. \begin{aligned} U_B &= U_{пос} + U_{об}; \quad I_B = I_{пос}; \\ U_C &= U_{об}; \quad I_C = I_{пос} + I_{об}, \end{aligned} \right\} \quad (3.3.2)$$

что подтверждает (3.3.1). Номинальная мощность автотрансформатора (проходная), т. е. мощность при электрическом соединении обмоток

$$\left. \begin{aligned} S_{1ном} = S_{2ном} = S_{ном} &= \sqrt{3} U_B I_B = \sqrt{3} (U_{пос} + U_{об}) I_{пос}; \\ \sqrt{3} U_C I_C &= \sqrt{3} U_{об} (I_{пос} + I_{об}). \end{aligned} \right\} \quad (3.3.3)$$

Мощность трансформатора (рис. 3.3.1, б), определяющая габариты, потери и т. д., называется *типовой мощностью* автотрансформатора, т. е. такой, которая была бы, если бы обмотки работали раздельно,

$$S_1 = S_2 = \sqrt{3} U_{пос} I_{пос} = \sqrt{3} U_{об} I_{об}. \quad (3.3.4)$$

Деля (3.3.4) на (3.3.3) и используя (3.3.2) и (3.3.1), получаем

$$\frac{S_{тип}}{S_{ном}} = \frac{\sqrt{3} U_{пос} I_{пос}}{\sqrt{3} (U_{пос} + U_{об}) I_{пос}} = \frac{U_{пос}}{U_{пос} + U_{об}} = \frac{U_B - U_C}{U_B},$$

т. е.

$$S_{тип}/S_{ном} = 1 - 1/k; \quad S_{ном} = S_{тип}/(1 - 1/k), \quad (3.3.5)$$

где $k = U_B/U_C$ — коэффициент трансформации.

Таким образом, типовая мощность меньше, чем номинальная мощность, которую способен передать автотрансформатор. Так, при напряжениях обмоток 220 и 110 кВ, т. е. при $k = 220/110 = 2$, согласно (3.3.5) $S_{ном} = 2S_{тип}$, т. е. по автотрансформатору при тех же потерях может передаваться мощность в 2 раза большая, чем по трансформатору. Из (3.3.5) видно, что различные значения коэффициентов трансформации k меняют это соотношение между номинальной и типовой мощностями. Чем больше значение k ($k > 1$), т. е. напряжения обмоток больше отличаются одно от другого (330/110; 500/110 и т. д.), тем меньше этот удивительный эффект, т. е. автотрансформаторы тем выгоднее, чем меньше k .

Активные сопротивления $R_{тр}$. Для автотрансформаторов потери активной мощности даются заводами не максимальные $\Delta P_{к. макс}$ для всего трансформатора, как это было при трехобмоточных трансформаторах, а для каждой пары обмоток, т. е. $\Delta P_{В-С}$, $\Delta P_{В-Н}$, $\Delta P_{С-Н}$. Чтобы определить активные сопротивления лучей звезды $R_{тр. В}$ и $R_{тр. С}$, в схеме замещения трехобмоточного автотрансформатора можно для инженерных расчетов с достаточной точностью (пренебрегая мощностью цепи намагничивания) пользоваться выражениями, аналогичными (3.2.19):

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{к. В} &= 0,5 (\Delta P_{к. В-С} + \Delta P_{к. В-Н} - \Delta P_{к. С-Н}); \\ \Delta P_{к. С} &= 0,5 (\Delta P_{к. В-С} + \Delta P_{к. С-Н} - \Delta P_{к. В-Н}). \end{aligned} \right\} \quad (3.3.6)$$

Соответственно

$$\left. \begin{aligned} R_{тр. В} &= \Delta P_{к. В} U^2 / S_{ном}^2; \\ R_{тр. С} &= \Delta P_{к. С} U^2 / S_{ном}^2. \end{aligned} \right\} \quad (3.3.7)$$

Сопротивление $R_{тр}$ находится в зависимости от мощности этой обмотки так же, как активные сопротивления в трехобмоточных трансформаторах.

Индуктивные сопротивления $X_{тр}$. Эти сопротивления определяются так же, как для трехобмоточных трансформаторов по (3.2.19) и (3.2.17).

Раздел второй

Анализ режимов работы сетей и управление режимами

Проводимости не зависят от характера соединения обмоток или их числа и определяются так же, как и для двухобмоточных трансформаторов по (3.2.9) и (3.2.12).

Пересчет к номинальной мощности. 1. Пересчет потерь короткого замыкания. Так как обмотка низшего напряжения соединена с обмотками С и В магнитно (т. е. гальванически не связана), то заводами даются значения потерь короткого замыкания $\Delta P_{к.в-н}$ и $\Delta P_{к.с-н}$ для типовой мощности $S_{тип}$. Нередко эти значения приходится пересчитывать к номинальной мощности $S_{ном}$ по квадратам отношений $S_{ном}^2/S_{тип}^2$, так как потери пропорциональны квадрату мощности:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P'_{к. в-с} &= \Delta P_{к. в-с}; \\ \Delta P'_{к. в-н} &= \Delta P_{к.в-н} (S_{ном}/S_{тип})^2; \\ \Delta P'_{к. с-н} &= \Delta P_{к. с-н} (S_{ном}/S_{тип})^2. \end{aligned} \right\} (3.3.8)$$

Здесь величины со штрихами соответствуют значениям, приведенным к номинальной мощности.

2. Пересчет напряжений короткого замыкания не требует возведения в квадрат, так как напряжение короткого замыкания измеряется при номинальном токе, пропорциональном мощности, а не квадрату мощности:

$$\left. \begin{aligned} u'_{к. в-с} &= u_{к. в-с}; \\ u'_{к. в-н} &= u_{к. в-н} (S_{ном}/S_{тип}); \\ u'_{к. с-н} &= u_{к. с-н} (S_{ном}/S_{тип}). \end{aligned} \right\} (3.3.9)$$

Вопросы для самопроверки

1. В чем состоят особенности автотрансформаторов? Их преимущества.

2. Что такое типовая и номинальная мощности автотрансформатора? Какая из них больше?

3. При каких коэффициентах трансформации (больших, меньших) автотрансформаторы оказываются наиболее выгодными?

4. Зависят ли проводимости от характера соединения или от числа обмоток и как они рассчитываются для автотрансформатора?

5. Возможен ли расчет сетей с трансформаторами, без пересчета токов, напряжений и сопротивлений, т. е. без приведения этих величин к какому-то одному напряжению (например, к входному)?

В каждой энергосистеме в той или иной степени происходит постоянное непрерывное изменение ее параметров (частоты f , напряжения U , тока I , мощностей P и Q , углов сдвига между напряжениями в разных точках линии и др.). Различное сочетание этих, влияющих друг на друга параметров в каждый момент времени называется режимом энергосистемы.

Для расчета режимов работы энергосистем учет взаимной связи огромного числа элементов (сотен и тысяч) как в сетях энергосистемы, так и у потребителей нередко требует системного подхода, который из-за сложности и громоздкости расчетов не может быть осуществлен вручную. Человеку иногда может не хватить всей его жизни, чтобы провести какой-либо расчет вручную, учитывающий системные связи. Достаточно сказать, что Прживальский составлял таблицу логарифмов 20 лет. Такие сложные и трудоемкие расчеты надо проводить на ЭВМ. Не случайно поэтому XX век называют веком вычислительных машин. Появившись в середине века, ЭВМ стали необходимой частью технического прогресса и повседневно используются в проектных, эксплуатационных и исследовательских организациях. С помощью ЭВМ обрабатывают и преобразуют информацию из одной формы в другую. При современном состоянии науки и техники обилие информации не в состоянии хранить ни человеческий мозг, ни книги и рукописи. Эту информацию хранит ЭВМ, являясь одновременно и электронным хранилищем различных, необходимых для человечества сведений. В настоящее время особенно интенсивно развиваются многомашинные системы, включающие в себя десятки, сотни и тысячи ЭВМ и позволяющие мгновенно связываться и обмениваться информацией друг с другом.

Под анализом работы режимов понимается рассмотрение процессов в заданных системах. Ниже приводится такой анализ с уже намеченной конфигурацией и параметрами. В этом случае обычно намечается ряд вариантов и выбирается оптимальный по экономическим и техническим показателям (см. гл. 9). Таким образом, при эксплуатации производится предварительная проверка (анализ) вариантов режима и окончательная их оценка. Например, надо выбрать оптимальный режим. Это значит, что он должен удовлетворять ряду технических условий: провода и кабели не должны перегреваться; потеря напряжения не превосходить допустимой как в нормальном, так и в аварийном режимах; обеспечиваться достаточная надежность работы и т. д. Одновременно режим должен быть экономически эффективным с меньшими потерями мощности и энергии и более дешевой стоимостью передачи.

Чтобы удовлетворить этим техническим и экономическим условиям, надо знать, от чего они зависят. А зависимость эта определяется анализом работы, который сводится в основном к двум видам расчетов:

1. Нахождению распределения токов (мощностей), т. е. потокораспределения в нормальных режимах. Под нормальным режимом работы трехфазной сети обычно понимается режим, характеризующийся симметрией параметров и отсутствием высших гармоник тока и напряжения. Для этих условий и рассчитывается большинство режимов. Однако встречаются и неполнофазные режимы, связанные с необходимостью питать потребителей по двум фазам при повреждении (ремонте) третьей. Для расчета этих несимметричных режимов может быть использован метод симметричных составляющих, который сводится к тому, что трехфазная несимметричная система представляется в виде суммы трех симметричных (прямой, обратной и нулевой) последовательностей [1].

Знание потокораспределения дает возможность определить потери мощности (см. § 4.1) и потери напряжения (см. § 4.2) в различных точках системы. Необходимо также знание распределения токов для проверки срока службы изоляции проводов, кабелей, трансформаторов и другого оборудования по условиям нагрева, а также средств для предотвращения этого нагрева выше допустимого. Кроме того, поведение системы в аварийных режимах зависит от потокораспределения в предшествующем режиме.

2. Определению надежности работы, т. е. установлению

устойчивости системы к авариям различных видов (коротким замыканиям, нарушению синхронной работы и др.).

Приводится также анализ схем существующих объектов, которые были предварительно синтезированы. При этом определяется поведение сетей в различных режимах.

Анализ проводится для различных режимов. Различают установившиеся режимы при почти не изменяющихся токах и напряжениях, а также переходные режимы энергосистем [14], когда напряжения и токи резко меняются (включение и отключение элементов, короткие замыкания, нарушение синхронизма).

В данной дисциплине рассматриваются установившиеся режимы, которые можно разделить на нормальные (близкие к оптимальным) и послеаварийные, когда в результате аварий или ремонтов происходят не предусмотренные изменения конфигураций системы (например, отключение генераторов, трансформаторов, линий, отделение каких-то частей системы и т. д.), вызывающих нежелательное изменение токов и напряжений. В этих режимах проверяется, удовлетворяет ли система специальным облегченным требованиям, установленным для этих режимов в связи с их кратковременностью (например, более высокое значение допустимой потери напряжения и др.).

Под *оптимизацией* * режима понимается создание наиболее выгодного распределения активной и реактивной мощности в системе, отвечающее минимуму приведенных затрат (см. гл. 9). Для возможности создания таких режимов применяются специальные автоматические устройства, с помощью которых можно изменять перетоки мощности в системе и обеспечивать меньшие потери мощности и высокое качество энергии.

* Электрические системы. Автоматизированные системы управления режимами энергосистем/Богданов В. А., Веников В. А., Лугинский Я. Н. и др.; Под ред. В. А. Веникова.— М.: Высшая школа, 1979; Оптимизация режимов энергетических систем/Под ред. В. М. Синькова.— Киев: Вища школа, 1976; Холмский В. Г. Расчет и оптимизация режима электрических сетей.— М.: Высшая школа, 1965; Баркан Я. Д., Орехов Л. А. Автоматизация энергосистем.— М.: Высшая школа, 1981.

сверхпроводимости*, в которых энергия передается по проводникам из специального сплава, охлажденным до температуры, близкой к абсолютному нулю (примерно 4К). Основная трудность создания этих линий — поддержание низких температур. Практически передача энергии по линиям сверхпроводимостей почти не вызывает потерь энергии. Методы передачи энергии требуют решения многих проблем и задач, чтобы обеспечить передачу мощных потоков энергии без потерь.

На рис. 4.1.1 и 4.1.2 даны структурные схемы для определения потерь мощности и энергии в линиях и трансформаторах. В табл. 6.1.1 показаны основные виды потерь в сетях различных условных групп.

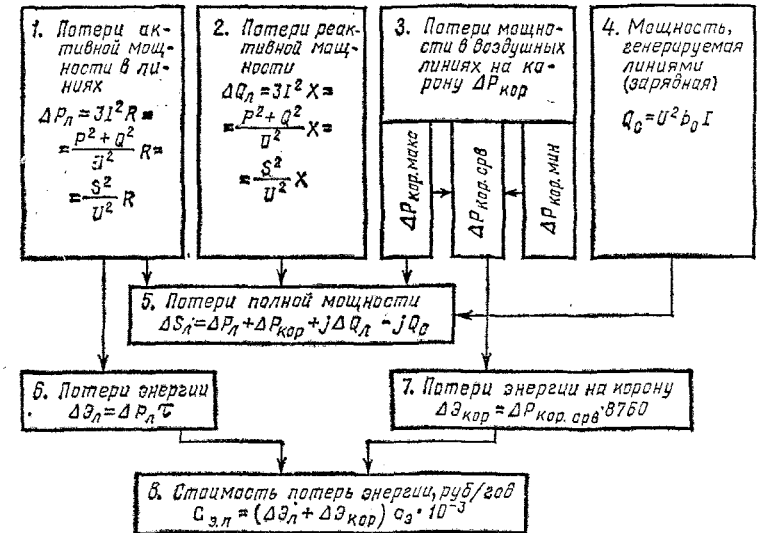


Рис. 4.1.1. Структурная схема для определения потерь мощности, энергии и стоимости потерь энергии в линиях (воздушных и кабельных)

Потери распределяются при существующих линиях ориентировочно следующим образом: в сетях 110 кВ и выше — 55%, в сетях средних напряжений (3, 6, 10, 20 и 35 кВ) — 25%, в сетях до 1000 В — 10%, прочие потери (в счетчиках, измерительных приборах, коммерческие потери и др.) — 10%.

* Бережной А. В., Федин В. Т. Крюгенные электропередачи.— Минск: БПИ, 1977; Поспелов Г. Е., Федин В. Т. Проектирование электрических сетей и систем.— Минск: Вышэйшая школа, 1978.

ГЛАВА 4 РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТЕЙ (ТОКОВ) В НОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМАХ

§ 4.1. Потери мощности и энергии в линиях и трансформаторах

Известно, что процесс передачи электрической энергии осуществляется электромагнитным полем проводника и имеет волновой характер. Часть энергии теряется в проводнике и называется *потерей энергии*. Ток, протекая по проводам и трансформаторам*, вызывает их бесполезный нагрев. Эти потери называют нагрузочными. В среднем потери достигают 10% (бывает и больше) от всей передаваемой мощности и обходятся государству в сотни миллионов рублей в год. Так, в системе мощностью 1 ГВт (1000 МВт) эти потери в денежном выражении по существующим ценам составляют 5—6 млн. руб/год. Кроме расходов по этим ежегодным потерям в такой системе необходимы одновременные вложения на установку дополнительного оборудования на станциях, компенсирующих устройств (КУ), дополнительный персонал, топливо и т. п. для покрытия этих потерь. Установленная мощность в стране в 1980 г. примерно равнялась 270 ГВт. Нетрудно подсчитать, что средства, расходуемые государством на покрытие всех потерь в линиях и трансформаторах, приближаются к миллиарду рублей в год. Поэтому проводятся систематические исследования по отысканию путей и выработке мероприятий, снижающих эти потери. В исследовательских лабораториях ставятся проблемы и производится поиск принципиально новых способов передачи энергии. К таким можно отнести линии

* Поспелов Г. Е., Сыч Н. М. Потери мощности и энергии в электрических сетях.— М.: Энергия, 1981; Инструкция по расчету технико-экономической эффективности и планированию мероприятий по снижению расхода электроэнергии на ее транспорт в электрических сетях энергосистемы.— М.: Союзтехэнерго, 1980.

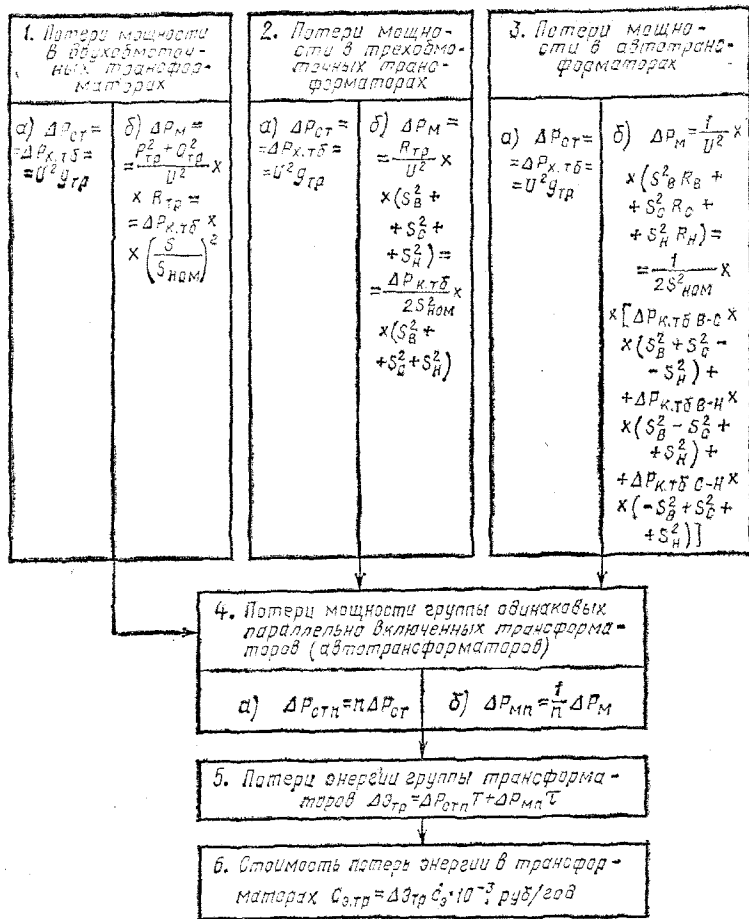


Рис. 4.1.2. Структурная схема для определения потерь мощности, энергии и стоимости потерь энергии в трансформаторах

Потери мощности и энергии в линиях

1. Как известно из ТОЭ, потери активной и реактивной мощностей в линиях трехфазного переменного тока, если пренебречь проводимостями,

$$\Delta P = 3I^2 R = 3(I_a^2 + I_p^2) R; \Delta Q = 3I^2 X = 3(I_a^2 + I_p^2) X, \quad (4.1.1)$$

где R и X — активное и индуктивное сопротивление; I_a и I_p — значения активной и реактивной составляющих полного тока I .

Треугольники токов, мощностей и сопротивлений изображены на рис. 4.1.3, а, б, в. Известно также, что активная и реактивная мощности

$$P = \sqrt{3} U I \cos \varphi; Q = \sqrt{3} U I \sin \varphi, \quad (4.1.2)$$

где U — линейное напряжение сети.

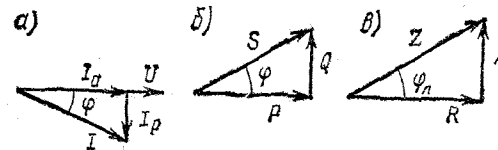


Рис. 4.1.3. Треугольники токов, мощностей и сопротивлений

Если выразить значение тока через его активную I_a и реактивную I_p составляющие (рис. 4.1.3, а) и заменить в (4.1.2) $I \cos \varphi = I_a$ и $I \sin \varphi = I_p$, а затем выразить значения I_a и I_p через мощности P и Q и подставить найденные выражения в (4.1.1), то получим одно из важнейших выражений для электрических сетей:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P &= 3I^2 R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{S^2}{U^2} R; \\ \Delta Q &= 3I^2 X = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X = \frac{S^2}{U^2} X, \end{aligned} \right\} \quad (4.1.3)$$

где S — полная мощность согласно рис. 4.1.3, б.

Рассмотрим физическую сущность этих выражений и сделаем основные выводы.

А. Потери как активной, так и реактивной мощности зависят и от P , и от Q (у некоторых студентов, а иногда и у инженеров существует неправильное мнение, что потери активной мощности зависят только от активной, а потери реактивной мощности только от реактивной).

Б. Потери обратно пропорциональны квадрату напряжения. Поэтому даже незначительное повышение напряжения дает значительное снижение потерь мощности. Однако повышение напряжения вызывает дополнительный расход средств. Например, линии 500 кВ значительно дороже линий 220 кВ. Чтобы повысить напряжение специальными

устройствами, требуются также дополнительные средства. Поэтому напряжение выбирается экономическим сравнением вариантов.

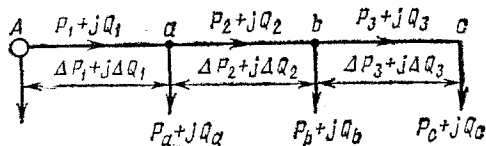


Рис. 4.1.4. Схема линии с несколькими нагрузками

2. Потери мощности при нескольких нагрузках находятся суммированием потерь на каждом участке (рис. 4.1.4), т. е.

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{\Sigma} &= \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \dots; \\ \Delta Q_{\Sigma} &= \Delta Q_1 + \Delta Q_2 + \Delta Q_3 + \dots \end{aligned} \right\} \quad (4.1.4)$$

3. Потери мощности при равномерно распределенной нагрузке в 3 раза меньше, чем при той же нагрузке, сосредоточенной в конце линии. Доказательство этого положения приведено в [2].

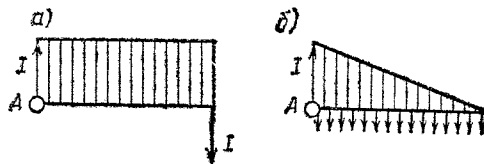


Рис. 4.1.5. Диаграмма распределения тока по линии

Рассмотрим график тока при нагрузке в конце линии (рис. 4.1.5, а) и при равномерно-распределенной нагрузке (рис. 4.1.5, б). Как видно из рисунков, ток при равномерно распределенной нагрузке снижается. Естественно, что и потери мощности в этом случае будут меньше.

4. Наиболее распространенной является *трехфазная* система. Она применяется для создания вращающегося магнитного поля, т. е. для возможности применения простых электродвигателей. Кроме того, в трехфазной системе меньшие потери мощности. Доказательство этого положения приводится в табл. 4.1.1. Как видно из таблицы (строки 5 и 6), $\Delta P_2 = 2\Delta P_1$ и $\Delta Q_2 = 2\Delta Q_1$, т. е. потери мощности в однофазной системе при тех же мощности S и напряжении

Таблица 4.1.1. Таблица сравнений трехфазной системы (трехпроводной) с однофазной (двухпроводной)

№ п/п	Величины и их преобразование	Трехфазная (трехпроводная)	Однофазная (двухпроводная)	Примечание
1	Полная мощность	$S = \sqrt{3}UI_1$ (1)	$S = UI_2$ (1)	
2	Ток	$I_1 = \frac{S}{\sqrt{3}U}$ (2)	$I_2 = \frac{S}{U}$ (2)	
3	Потери активной мощности	$\Delta P_1 = 3I_1^2 R_1$ (3)	$\Delta P_2 = 2I_2^2 R_2$ (3)	Соответственно при 6 проводах $\Delta P_6 = 6I^2 R$
4	Потери реактивной мощности	$\Delta Q_1 = 3I_1^2 X_1$ (4)	$\Delta Q_2 = 2I_2^2 X_2$ (4)	$\Delta Q_6 = 6I^2 X$
5	После подстанции (2) в (3)	$\Delta P_1 = \frac{S^2}{U^2} R_1$ (5)	$\Delta P_2 = \frac{2S^2}{U^2} R_2$ (5)	
6	После подстанции (2) в (4)	$\Delta Q_1 = \frac{S^2}{U^2} X_1$ (6)	$\Delta Q_2 = \frac{2S^2}{U^2} X_2$ (6)	

U больше в 2 раза. Однако в однофазной системе два провода, в то время как в трехфазной — три. Для того чтобы расход металла был тем же, нужно уменьшить сечение проводов трехфазной линии по сравнению с однофазной в 1,5 раза. Во столько же раз будет больше сопротивление, т. е. $R_1 = 1,5 R_2$. Подставляя это значение в выражение для ΔP_1 , получим

$$\Delta P_1 = (1,5S^2/U^2) R_2,$$

т. е. потери активной мощности в однофазной линии в $2/1,5 = 1,33$ раза больше, чем в трехфазной.

Потери мощности в трансформаторах (эквивалентные схемы трансформаторов см. рис. 3.2.1 и 3.2.2). Как известно, существует четыре вида потерь мощности в трансформаторах:

1. Активные потери короткого замыкания ΔP_k на нагрев обмоток. (Эти потери называют также потерями в меди ΔP_m .) Аналогично (4.1.3)

$$\Delta P_k = 3I_{\text{ном}}^2 R_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{тр}}^2 + Q_{\text{тр}}^2}{U^2} R_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{тр}}^2}{U^2} R_{\text{тр}}, \quad (4.1.5)$$

где величины с индексом «тр» относятся к трансформатору.

2. Реактивные потери ΔQ_k , вызванные потоками рассеяния (расходятся на создание магнитного поля рассеяния),

$$\Delta Q_k = 3I_{\text{ном}}^2 X_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{тр}}^2 + Q_{\text{тр}}^2}{U^2} X_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{тр}}^2}{U^2} X_{\text{тр}}. \quad (4.1.6)$$

3. Активные потери холостого хода ΔP_x на перемагничивание и создание вихревых токов в стали (их называют также потерями в стали $\Delta P_{\text{ст}}$)

$$\Delta P_x = U^2 g_{\text{тр}}, \quad (4.1.7)$$

где $g_{\text{тр}}$ — активная проводимость.

4. Реактивные потери, обусловленные намагничивающей мощностью (реактивной мощностью первичной обмотки, когда вторичная разомкнута),

$$\Delta Q_x = U^2 b_{\text{тр}}, \quad (4.1.8)$$

где $b_{\text{тр}}$ — реактивная проводимость трансформатора.

Таким образом,

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_k + \Delta P_x; \quad \Delta Q_{\Sigma} = \Delta Q_k + \Delta Q_x. \quad (4.1.9)$$

Или окончательно, полные потери

$$\Delta S = \Delta P_{\Sigma} + j\Delta Q_{\Sigma}. \quad (4.1.10)$$

Потери энергии в линиях. Так как мощность — это энергия в единицу времени, то потери энергии $\Delta \mathcal{E}$ — это потери мощности, умноженные на время:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P t = 3I^2 R t. \quad (4.1.11)$$

Однако потери мощности ΔP остаются постоянными только в том случае, если ток не меняется. В действительности, как указывалось, ток меняется всегда для каждого объекта.

Если изобразить годовой график нагрузок отвлеченного потребителя, как показано на рис. 4.1.6, то годовые потери энергии будут пропорциональными площади графика квад-

ратичных нагрузок и могут быть выражены как

$$\Delta \mathcal{E} = \int_0^T 3I^2(t) R dt,$$

где T — время включения потребителя.

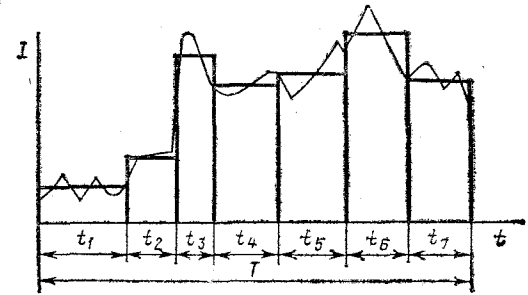


Рис. 4.1.6. Возможный годовой график тока от времени

В данном случае потребитель включен в течение всего года, т. е. $T=8760$ ч. Однако ток I от времени T математически выразить нельзя. Поэтому используют различные искусственные способы.

Каждая группа потребителей (машиностроительные потребители, текстильные фабрики и т. д.) имеет характерные графики нагрузок. Нагрузки отдельных подстанций и линий складываются из нагрузок потребителей и также имеют характерные графики.

Чтобы определить площадь какого-либо графика, надо заменить его группой прямоугольников, примерно составляющих фактический график потребителя, а затем способами, изложенными далее, определить площадь этих графиков и соответственно потери энергии.

Среднеквадратичный ток. Одним из примеров определения потерь энергии потребителя является определение среднеквадратичного тока $I_{\text{ср кв}}$ (рис. 4.1.7), т. е. такого тока, который, все время протекая по линии, даст те же потери, что и действительные токи, иначе прямоугольник, очерченный линиями, должен быть равен действительной площади данного графика. Тогда

$$I_{\text{ср кв}}^2 = \frac{i_1^2 t_1 + i_2^2 t_2 + \dots}{T}. \quad (4.1.12)$$

Найдя величину $I_{\text{ср кв}}^2$, потери энергии можно определить по выражению

$$\Delta \Theta = 3I_{\text{ср кв}}^2 RT. \quad (4.1.13)$$

Число часов использования максимума $T_{\text{макс}}$ и время максимальных потерь τ . Наиболее распространенным методом определения потерь

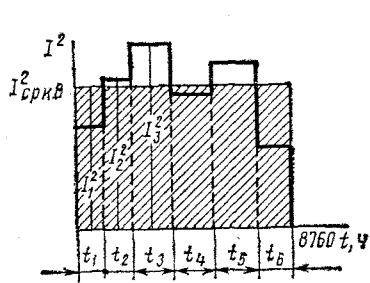


Рис. 4.1.7. График определения среднеквадратичного тока $I_{\text{ср кв}}$

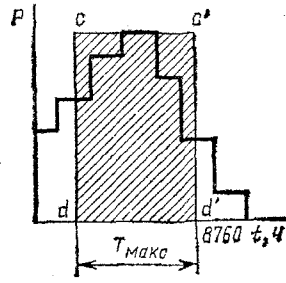


Рис. 4.1.8. Зависимость для определения числа часов использования максимума $T_{\text{макс}}$

энергии является метод с использованием времени максимальных потерь τ .

На рис. 4.1.8 показана зависимость передаваемой мощности P от времени t . Известно, что потребитель какую-то

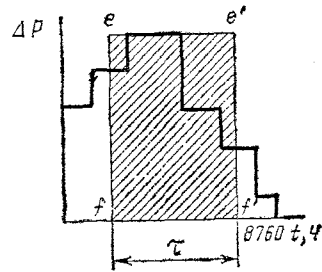


Рис. 4.1.9. Зависимость для определения времени максимальных потерь τ

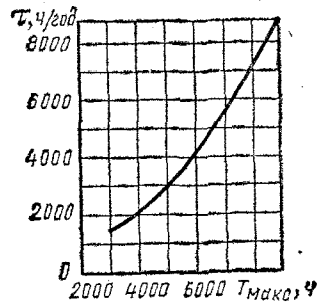


Рис. 4.1.10. Зависимость времени потерь τ от числа часов использования максимума $T_{\text{макс}}$

часть времени работает с максимальной нагрузкой $P_{\text{макс}}$. Время, в течение которого, работая с максимальной нагрузкой $P_{\text{макс}}$, он взял бы из сети энергию, равную энергии

действительно полученной потребителем за год, и называется *числом часов использования максимума* $T_{\text{макс}}$. Эта энергия определяется площадью прямоугольника $cc'd'dc$, т. е.

$$\Theta = P_{\text{макс}} T_{\text{макс}}. \quad (4.1.14)$$

Аналогично (рис. 4.1.9), время, в течение которого потребитель, работая с максимальными потерями $\Delta P_{\text{макс}}$, вызовет такие же потери энергии, которые имеют место в действительности, называется *временем максимальных потерь* τ . Эти потери определяются площадью прямоугольника $ee'f'fe$, т. е.

$$\Delta \Theta = \Delta P_{\text{макс}} \tau = 3I_{\text{макс}}^2 RT = \frac{R}{U^2 \cos^2 \varphi} P_{\text{макс}}^2 \tau. \quad (4.1.15)$$

Значения $T_{\text{макс}}$ и τ зависят только от графика нагрузок. В табл. П.5.24 усредненных данных указано значение $T_{\text{макс}}$ в зависимости от характера потребителя.

Время потерь τ также зависит от характера потребителя. Поэтому для типовых графиков нагрузок можно установить зависимость $\tau = f(T_{\text{макс}})$, которая приведена на рис. 4.1.10. Таким образом, для типовых графиков нагрузок, зная величину $T_{\text{макс}}$ (усредненную или фактическую потребителя), можно найти значение τ по рис. 4.1.10 и потери энергии по (4.1.15), а также удельную стоимость потерь энергии c_3 в зависимости от τ (рис. 4.1.11).

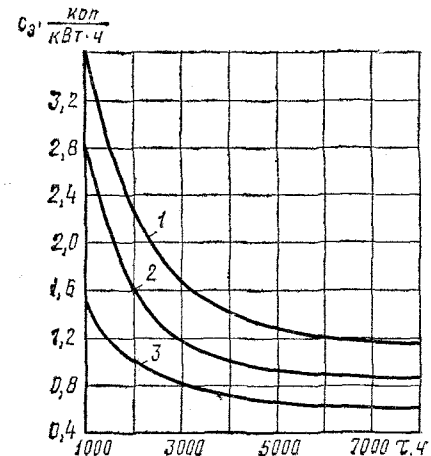


Рис. 4.1.11. Зависимость удельной стоимости потерь энергии (1 кВт·ч) от времени наибольших потерь:

1 — БЭЭС СССР; 2 — ОЭС восточных районов страны (кроме ОЭС Сибири); 3 — ОЭС Сибири

Примечание. В связи с изменением цен на топливо в 1982 г. величину c_3 согласно приближенным расчетам необходимо увеличить для района 1 на 0,4, для района 2 — на 0,3 и для района 3 — на 0,2 коп/(кВт·ч), что можно считать приемлемым при студенческом проектировании

Зависимость $\tau = f(T_{\text{макс}})$. Следует иметь в виду, что возможно отклонение графика нагрузок от типового, и тогда зависимость $\tau = f(T_{\text{макс}})$ может отклоняться от показанной на рис. 4.1.10.

Если известно $T_{\text{макс}}$, можно определить, в каких пределах меняется

τ независимо от графика нагрузки

$$(T_{\max}/T)^2 \leq \tau/T \leq T_{\max}/T. \quad (4.1.16)$$

Из соотношения (4.1.16) можно сделать вывод, что чем больше T_{\max} , тем уже пределы изменения τ . Наименьшее значение τ/T будет в том случае, когда нагрузка имеет пиковый характер (максимальная нагрузка появляется кратковременно, а в остальное время она значительно меньше, т. е. $T_{\max} \rightarrow 0$). Наибольшее значение $\tau/T=1$ будет в случае, когда нагрузка мало отклоняется от максимальной, т. е. $T_{\max} \rightarrow T$. Для упрощения вывода соотношений (4.1.16) выполняется на примере двухступенчатой нагрузки (рис. 4.1.12). Действительная передаваемая энергия при таком графике по (4.1.14)

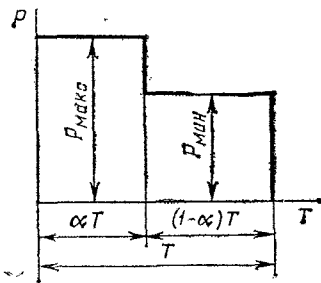


Рис. 4.1.12. Двухступенчатый график нагрузки

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E} = P_{\max} T_{\max} = P_{\max} \alpha T + \\ + P_{\min} (1 - \alpha) T, \end{aligned}$$

откуда, поделив уравнение на $P_{\max} T$, находим

$$T_{\max}/T = \alpha + (1 - \alpha) P_{\min}/P_{\max}. \quad (4.1.17)$$

Потери энергии при том же графике по (4.1.15)

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E} = \Delta P_{\max} \tau = \frac{R}{U^2 \cos^2 \varphi} P_{\max}^2 \tau = \frac{R}{U^2 \cos^2 \varphi} \times \\ \times [P_{\max}^2 \alpha T + P_{\min}^2 (1 - \alpha) T], \end{aligned}$$

откуда, поделив уравнение на $R T P_{\max}^2 / (U^2 \cos^2 \varphi)$, находим

$$\frac{\tau}{T} = \alpha + (1 - \alpha) \left(\frac{P_{\min}}{P_{\max}} \right)^2 = \left(\frac{P_{\min}}{P_{\max}} \right)^2 + \left[1 - \left(\frac{P_{\min}}{P_{\max}} \right)^2 \right] \alpha. \quad (4.1.18)$$

Так как $P_{\min}/P_{\max} < 1$, коэффициент при α положителен и τ/T возрастает с возрастанием α . Таким образом, минимальное значение τ/T имеет место при минимальном значении $\alpha=0$ (пиковый график), а максимальное — при максимальном значении $\alpha=1$ (равномерный график). Предельные значения T_{\max} и τ определяются по (4.1.17) и (4.1.18):

$$\text{при } \alpha=0 \quad T_{\max}/T = P_{\min}/P_{\max}; \quad \tau/T = (P_{\min}/P_{\max})^2 = (T_{\max}/T)^2;$$

$$\text{при } \alpha=1$$

$$T_{\max}/T = \tau/T = 1.$$

Эти предельные значения и соответствуют выражению (4.1.16).

Потери энергии при нескольких нагрузках находятся суммированием потерь на каждом участке:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_1 + \Delta \mathcal{E}_2 + \Delta \mathcal{E}_3 + \dots \quad (4.1.19)$$

При подсчете потерь энергии в линиях со стальными и проводами учитывается изменение активного сопротивления, вызванного изменением тока.

Пример 4.1.1. По СССР в 1980 г. максимально установленная мощность составила $P_{\max} = 270$ ГВт ($270 \cdot 10^6$ кВт), число часов использования максимума $T_{\max} = 4800$ ч/год. Определить энергию, потребляемую страной за год.

Решение. Энергия, вырабатываемая электростанциями страны, согласно (4.1.13)

$$\mathcal{E} = P_{\max} T_{\max} = 270 \cdot 10^6 \cdot 4800 = 1300 \cdot 10^9 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}, \text{ т. е.}$$

$$1300 \text{ млрд. кВт} \cdot \text{ч/год.}$$

Пример 4.1.2. Система мощностью 1 ГВт (10^6 кВт) имеет максимальные потери порядка 12%. Число часов использования максимума $T_{\max} = 5500$ ч/год. Определить стоимость потерь энергии. Система находится в 1-м районе (см. рис. 4.1.11).

Решение. 1. По значению T_{\max} находим $\tau = 3500$ ч/год (см. рис. 4.1.10).

2. Вычисляем потери мощности $\Delta P_{\max} = 0,12 \cdot 10^6$ кВт.

3. Согласно (4.1.14) $\Delta \mathcal{E} = \Delta P_{\max} \tau = 0,12 \cdot 10^6 \cdot 3500 = 420 \cdot 10^6$ кВт \times ч/год.

4. Находим стоимость этой потерянной энергии. Согласно рис. 4.1.11 стоимость 1 кВт \cdot ч $c_3 = 1,5$ коп/(кВт \cdot ч) (величину k_m принимаем равной единице). Тогда $C_3 = \Delta \mathcal{E} c_3 = 420 \cdot 10^6 \cdot 0,015 = 6,3 \cdot 10^6$ руб/год, т. е. для такой системы стоимость потерь энергии составляет примерно 6 млн. руб/год.

Потери энергии в трансформаторах. Потери энергии в трансформаторах состоят из двух частей: 1) не зависящей от нагрузки $\Delta P_x T$; 2) зависящей от нагрузки $\Delta P_k \tau$:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{тр}} = \Delta P_x T + \Delta P_k \tau, \quad (4.1.20)$$

где T — время работы (если трансформатор включен весь год, то $T = 8760$ ч).

Потери холостого хода ΔP_x не зависят от мощности, протекающей по трансформатору, а зависят от конструкции данного трансформатора и являются величиной постоянной при определенном напряжении $U_{\text{ном}}$.

Потери короткого замыкания ΔP_k , как правило, не равны номинальному значению этих потерь и изменяются в зависимости от мощности, протекающей по трансформатору. Так как эти потери пропорциональны квадрату мощности, то

$$\Delta P_k / \Delta P_{k, \text{ном}} = S_{\text{тр}}^2 / S_{\text{тр, ном}}^2,$$

где $S_{\text{тр}}$ — фактическая мощность, протекающая по трансформатору; $S_{\text{тр, ном}}$ — его номинальная мощность.

При этом фактические потери мощности короткого замыкания

$$\Delta P_k = \Delta P_{k, \text{ном}} S_{\text{тр}}^2 / S_{\text{тр, ном}}^2. \quad (4.1.21)$$

Значения ΔP_x и $\Delta P_{k, \text{ном}}$ даются в таблицах (см. табл. П.5.7—П.5.22) для конкретных трансформаторов.

Величина τ определяется по значению T_{\max} (см. рис. 4.1.10). Таким образом, определение потерь энергии по (4.1.20) не представляет трудностей.

При нескольких трансформаторах n потери энергии согласно (4.1.20) и (4.1.21):

$$n\Delta\mathcal{E}_{\text{тр}} = n[\Delta P_x T + \Delta P_{\text{к. ном}} (S_{\text{тр}}^2 / S_{\text{тр. ном}}^2) \tau]. \quad (4.1.22)$$

В свою очередь, мощность подстанции $S_{\text{пс}}$, состоящей из n трансформаторов,

$$S_{\text{пс}} = S_{\text{тр}} n \text{ или } S_{\text{тр}} = S_{\text{пс}} / n.$$

Подставляя в (4.1.22) значение $S_{\text{тр}}$, после преобразований получим

$$n\Delta\mathcal{E}_{\text{тр}} = n\Delta P_x T + \Delta P_{\text{к. ном}} \tau S_{\text{пс}}^2 / (n S_{\text{тр. ном}}^2). \quad (4.1.23)$$

Чтобы определить полную мощность с учетом потерь в трехобмоточном трансформаторе (рис. 4.1.13), необходимо определить сначала потери в обмотках 2 и 3, а затем, сложив их с фактической мощностью, протекающей по двум обмоткам, найти потери в обмотке 1. При трансформаторах с расщепленными обмотками потери мощности учитываются также для каждой обмотки отдельно.

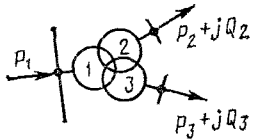


Рис. 4.1.13. Схема трехобмоточного трансформатора

Вопросы для самопроверки

1. От каких величин зависят потери мощности и потери энергии в линиях?
2. Что выгоднее — трехфазная или однофазная системы передачи? Почему?
3. От чего зависят потери холостого хода и короткого замыкания в трансформаторах? Как они определяются?
4. Какая разница между числом часов использования максимума и временем максимальных потерь? От чего они зависят?
5. Как определяются потери энергии в обмотках трехобмоточного трансформатора?
6. От каких величин зависят потери активной и реактивной мощностей (напишите выражения)?
7. Как можно записать потери активной мощности в трансформаторах, выраженные через активную и реактивную мощности, протекающие через трансформатор?

§ 4.2. Потери и падения напряжения. Расчеты режимов по данным конца (начала) передачи

Если известны исходные данные линии, например конца передачи, т. е. заданы ток \dot{I} и напряжение у потребителя \dot{U}_2 (рис. 4.2.1, а), то, чтобы определить напряжение \dot{U}_1 на питающем конце, надо к напряжению \dot{U}_2 прибавить падение напряжения $\Delta\dot{U}_Z$, вызванное током (мощностью), протекающим по линии,

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \Delta\dot{U}_Z. \quad (4.2.1)$$

Это выражение справедливо как для фазных, так и для линейных напряжений.

Определим величину ΔU_Z при одной или нескольких нагрузках. Для этого заменим рассматриваемую линию П-образной симметричной схемой замещения (рис. 4.2.1, б) с сопротивлениями R и X и проводимостями $Y = g + jb$. Тогда токи поперечных проводимостей

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{Y2} &= \dot{I}_{g2} + j\dot{I}_{c2} = \dot{U}_2 \frac{g}{2} + j\dot{U}_2 \frac{b}{2}; \\ \dot{I}_{Y1} &= \dot{I}_{g1} + j\dot{I}_{c1} = \dot{U}_1 \frac{g}{2} + j\dot{U}_1 \frac{b}{2}, \end{aligned} \right\} \quad (4.2.2)$$

а токи в линии

$$\dot{I}_2 = \dot{I} + \dot{I}_{Y2}; \quad \dot{I}_1 = \dot{I}_2 + j\dot{I}_{Y1}. \quad (4.2.3)$$

Пренебрежение поперечными проводимостями. Обычно

для местных сетей токами поперечных проводимостей I_{Y1} и I_{Y2} пренебрегают, т. е. считают, что $\dot{I}_1 = \dot{I}_2 = \dot{I}$. В тех случаях, когда поперечными проводимостями пренебречь нельзя, линию (трансформатор) заменяют четырехполусниками с постоянными ABC и D , что рассматривается далее в настоящем параграфе. Методы нахождения обобщенных постоянных изучаются в ТОЭ.

Продольная и поперечная составляющие падения напряжения. Потеря напряжения. Направим вектор \dot{u}_2 по вещест-

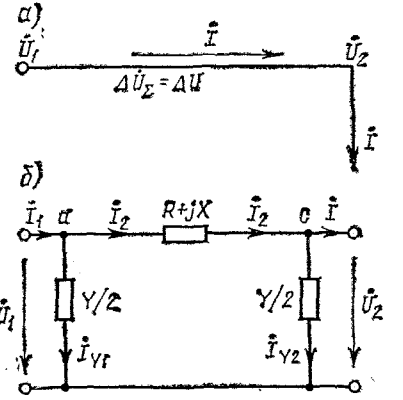


Рис. 4.2.1. Линия электропередачи и ее схема замещения

венной оси (рис. 4.2.2). Неизвестный вектор \dot{U}_1 изобразим условно, как показано на рисунке. Тогда согласно (4.2.1) отрезок mk равен

$$\Delta \dot{U}_\Sigma = \dot{U}_1 - \dot{U}_2. \quad (4.2.4)$$

Эта геометрическая разность напряжений в начале и конце линии называется *падением напряжения*.

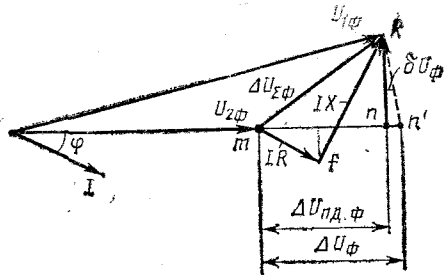


Рис. 4.2.2. Векторная диаграмма тока и напряжений линий

Если от конца вектора \dot{U}_1 (от точки k) сделать циркулем засечку на вещественной оси (см. точку n'), то получим отрезок mn' , равный

$$\Delta U = U_1 - U_2. \quad (4.2.5)$$

Эта алгебраическая разность напряжений в начале и конце линии называется *потерей напряжения*.

Вектор падения напряжения $\Delta \dot{U}_\Sigma$ может быть разложен на две составляющих. Проекция этого вектора на вещественную ось (отрезок mn) называется *продольной составляющей* падения напряжения $\Delta U_{пд}$, а проекция на мнимую ось (отрезок kn) — *поперечной составляющей* падения напряжения $\delta U_{пп}$. Таким образом,

$$\Delta \dot{U}_\Sigma = \Delta U_{пд} + j\delta U_{пп}. \quad (4.2.6)$$

Зная величины $\Delta U_{пд}$ и $\delta U_{пп}$, по заданному напряжению U_2 можно найти абсолютное значение напряжения в начале линии:

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_{пд})^2 + \delta U_{пп}^2}. \quad (4.2.7)$$

По векторной диаграмме тока и фазных напряжений линии (рис. 4.2.2) составим выражения для определения продольной и поперечной составляющих падения напряжения и найдем значение $\dot{U}_{1\phi}$ по заданным \dot{I} и $\dot{U}_{2\phi}$. Проектируем

векторы IR и IX треугольника падения напряжения mfk на вещественную ось. Получаем *продольную* составляющую падения напряжения

$$\Delta U_{пд. \phi} = IR \cos \varphi + IX \sin \varphi = I_a R + I_p X. \quad (4.2.8)$$

Аналогично проектируем эти же векторы на мнимую ось. Получаем *поперечную* составляющую падения напряжения

$$\delta U_{пп. \phi} = -IR \sin \varphi + IX \cos \varphi = I_a X - I_p R. \quad (4.2.9)$$

В (4.2.8) и (4.2.9) заменяем значения I_a и I_p через мощности

$$I_a = P/(\sqrt{3}U); \quad I_p = Q/(\sqrt{3}U), \quad (4.2.10)$$

получаем

$$\Delta U_{пд. \phi} = \frac{PR + QX}{\sqrt{3}U}; \quad \delta U_{пп. \phi} = \frac{PX - QR}{\sqrt{3}U}.$$

Заменяем фазные составляющие линейными, т. е. умножаем на $\sqrt{3}$. Тогда

$$\Delta U_{пд} = (PR + QX)/U; \quad (4.2.11)$$

$$\delta U_{пп} = (PX - QR)/U. \quad (4.2.12)$$

При точных расчетах напряжение должно соответствовать напряжению в точке, к которой приложена мощность. Однако в ряде случаев, когда напряжение у приемников неизвестно, расчет можно проводить с достаточной точностью по номинальному напряжению $U_{ном}$, а не по фактическому.

Второй член под корнем в (4.2.7) значительно меньше первого. Поэтому влиянием поперечной составляющей $\delta U_{пп}$ можно пренебречь, так как эта составляющая часто мало меняет абсолютное значение U_1 , т. е. отрезок nn' на рис. 4.2.2 в большинстве случаев можно не учитывать. Выражение (4.2.7) приобретает вид

$$U_1 \approx U_2 + \Delta U_{пд} \quad \text{или} \quad \Delta U = U_1 - U_2 \approx \Delta U_{пд}, \quad (4.2.13)$$

т. е. $\Delta U \approx \Delta U_{пд}$.

Таким образом, *потерю напряжения можно приравнять продольной составляющей падения напряжения*. Следовательно,

$$\Delta U = (PR + QX)/U. \quad (4.2.14)$$

При нескольких нагрузках потеря напряжения

$$\Delta U = (\Sigma P_n R_n + \Sigma Q_n X_n)/U_{ном}$$

или

$$\Delta U = (\Sigma P_m R_m + \Sigma Q_m X_m) / U_{\text{ном}} \quad (4.2.15)$$

Расчет по (4.2.15) может проводиться либо по *нагрузочным* мощностям (или по токам) P_n и Q_n , либо по *линейным* мощностям P_m и Q_m . Соответственно плечи для этих нагрузок будут разными. В первом случае плечами R_n и X_n являются полные сопротивления от каждой нагрузки до питающего пункта, во втором — сопротивление только того

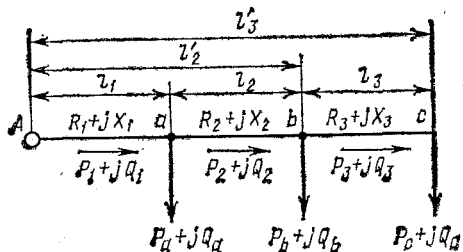


Рис. 4.2.3. Схема линии с тремя нагрузками

участка, по которому протекает данная линейная мощность (ток). На рис. 4.2.3 показана линия с тремя нагрузками.

При расчете по нагрузочным мощностям

$$\Delta U = \frac{P_c R'_3 + P_b R'_2 + P_a R'_1 + Q_c X'_3 + Q_b X'_2 + Q_a X'_1}{U_{\text{ном}}} \quad (4.2.16)$$

Как видно из рисунка,

$$R'_3 = R_1 + R_2 + R_3; \quad R'_2 = R_2 + R_1; \quad R'_1 = R_1$$

и соответственно

$$X'_3 = X_1 + X_2 + X_3; \quad X'_2 = X_2 + X_1; \quad X'_1 = X_1.$$

При расчете по линейным мощностям

$$\Delta U = \frac{P_3 R_3 + P_2 R_2 + P_1 R_1 + Q_3 X_3 + Q_2 X_2 + Q_1 X_1}{U_{\text{ном}}} \quad (4.2.16a)$$

При одинаковом сечении линий и расположении проводов по всей длине $R = R_0 l$ и $X = X_0 l$. Удельные сопротивления R_0 и X_0 могут быть вынесены за знак суммы, тогда расчет проводится по длинам, что очень удобно при практических расчетах.

При расчете по нагрузочным мощностям

$$\Delta U = \frac{R_0 (P_c l'_3 + P_b l'_2 + P_a l'_1) + X_0 (Q_c l'_3 + Q_b l'_2 + Q_a l'_1)}{U_{\text{ном}}}$$

При расчете по *линейным* мощностям

$$\Delta U = \frac{R_0 (P_3 l_3 + P_2 l_2 + P_1 l_1) + X_0 (Q_3 l_3 + Q_2 l_2 + Q_1 l_1)}{U_{\text{ном}}}$$

Очевидно, что

$$l'_3 = l_1 + l_2 + l_3; \quad l'_2 = l_2 + l_1; \quad l'_1 = l_1.$$

Расчет обоими методами дает один и тот же результат, если потерями мощности на первом этапе расчета пренебречь.

Пример 4.2.1. Определить графически напряжение в начале линии U_A с учетом продольной и поперечной составляющих падения напряжения, если напряжение в конце линии U_C задано (рис. 4.2.4, а). Токами проводимости можно пренебречь. Сопротивления линии и мощностями нагрузок известны.

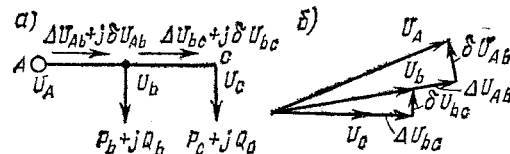


Рис. 4.2.4. Схема линии с двумя нагрузками и векторная диаграмма напряжений

Решение. 1. Направляем вектор напряжения U_C по вещественной оси (рис. 4.2.4, б).

2. Находим значения ΔU_{bc} и δU_{bc} на участке bc и откладываем их на диаграмме. Получаем напряжение U_b в точке b .

3. Зная U_b , находим значения ΔU_{Ab} и δU_{Ab} на участке Ab и откладываем их соответственно от конца вектора U_b . Причем ΔU_{Ab} должно быть продолжением вектора U_b , так как ΔU_b совпадает с ним по фазе. Получаем напряжение в точке A .

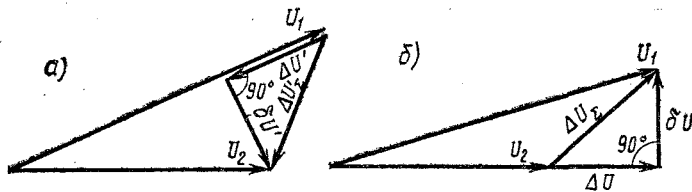


Рис. 4.2.5. Векторные диаграммы напряжений линии

При многих нагрузках все производится аналогично. Начиная от конца вектора заданного напряжения в конце линии переходят последовательно от нагрузки к нагрузке до напряжения в начале линии. Если известно, например, напряжение начала передачи U_1 и требуется определить напряжение конца передачи (рис. 4.2.5, а),

то абсолютное значение напряжения в конце передачи, аналогично (4.2.7), примет вид

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U'_{\text{нд}})^2 + \delta U_{\text{нп}}^2}. \quad (4.2.17)$$

Как видно из (4.2.17), в противоположность (4.2.7) величина ΔU вычитается из величины U_1 . Если известно напряжение конца передачи U_2 , то векторная диаграмма соответствует рис. 4.2.5, б. Надо иметь в виду также, что при определении значений напряжения конца или начала передачи $\Delta U \neq \Delta U'$ и $\delta U \neq \delta U'$.

Определение режима напряжений. В большинстве случаев заданными являются напряжения передающих концов U_1 . Поэтому расчет выполняется по (4.2.17) от передающего конца сети к ее приемному концу.

Чтобы найти напряжение U_2 по заданному U_1 , необходимо:

1) путем постепенного перемещения по каждой из ветвей схемы (от предыдущей к последующей нагрузке) определить падения по (4.2.11) и (4.2.12) или потери по (4.2.14) напряжения;

2) вычитая эти найденные потери (падение) напряжения из значений напряжения ближайшего передающего конца каждой ветви, найти напряжение концевой узла рассматриваемой ветви, который для дальнейшего расчета будет являться уже передающим концом следующей ветви и т. д.

В сетях 110 кВ и ниже влияние поперечной составляющей δU часто не учитывается, так как оно сравнительно мало влияет на результат выражений (4.2.7), (4.2.17).

Расчет линии передачи с использованием четырехполюсников (с учетом поперечных проводимостей). В сложных

сетях, где необходим учет поперечных проводимостей, все элементы сети заменяются четырехполюсниками и расчет всех токов и напряжений проводится с учетом параметров этих четырехполюсников. Например, если надо рассчитать

электропередачу (рис. 4.2.6, а) с заданным током I_c и напряжением U_c , каждый элемент этой передачи заменяется четырехполюсником. Линия L заменяется четырехполюсником с обобщенными постоянными A_1, B_1, C_1 и D_1 , а трансформатор Tr — с A_2, B_2, C_2 и D_2 (рис. 4.2.6, б). Так как нагрузка в точке b равна $I_b = I'_b - I''_b$, то уравнения четырехполюсников будут

$$\dot{U}_{b\phi} = A_2 \dot{U}_{c\phi} + B_2 \dot{I}_c; \quad \dot{I}''_b = C_2 \dot{U}_{c\phi} + D_2 \dot{I}_c; \quad (4.2.18)$$

$$\dot{U}_{A\phi} = A_1 \dot{U}_{b\phi} + B_1 \dot{I}'_b; \quad \dot{I}_A = C_1 \dot{U}_{b\phi} + D_1 \dot{I}'_b. \quad (4.2.19)$$

С помощью четырехполюсников расчет удобнее проводить для одной фазы линии, т. е. в уравнения подставляются фазные значения напряжений.

Таким образом, передвигаясь от конца передачи к началу по заданным I_c и $\dot{U}_{c\phi}$, можно найти I_b и $\dot{U}_{b\phi}$ по уравнениям (4.2.18) в точке b . Аналогично по (4.2.19), зная I_b и $\dot{U}_{b\phi}$, определяются I_A и $\dot{U}_{A\phi}$ в начале линии.

Если промежуточных нагрузок нет ($I_b = 0$), то можно найти ток и напряжение в начале передачи I_1 и $\dot{U}_{1\phi}$ по заданным значениям в конце I_3 и $\dot{U}_{3\phi}$ (рис. 4.2.7, а), сложив при этом последовательно оба четырехполюсника для линии и трансформатора (рис. 4.2.7, б). Расчет в этом случае про-

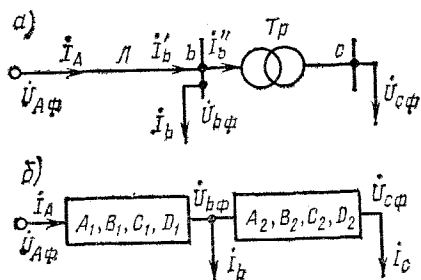


Рис. 4.2.6. Схема электропередачи с учетом поперечных проводимостей и четырехполюсники, заменяющие элементы передачи

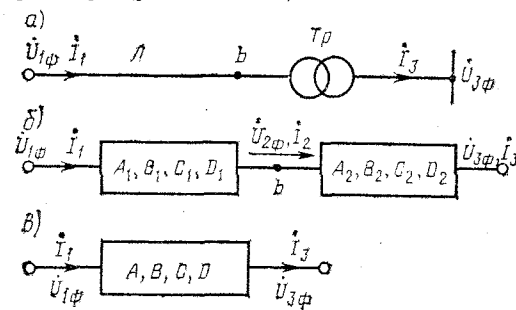


Рис. 4.2.7. Схема последовательного сложения четырехполюсников

водится по эквивалентному четырехполюснику с обобщенными постоянными A, B, C и D (рис. 4.2.7, в).

Последовательное сложение четырехполюсников. Чтобы найти эквивалентный четырехполюсник, необходимо определить обобщенные постоянные A, B, C и D . Составляем уравнения четырехполюсников ана-

логично (4.2.18) и (4.2.19) при заданных \dot{I}_3 и $\dot{U}_{3\phi}$:

$$\dot{U}_{2\phi} = A_2 \dot{U}_{3\phi} + B_2 \dot{I}_3; \quad \dot{I}_2 = C_2 \dot{U}_{3\phi} + D_2 \dot{I}_3; \quad (4.2.20)$$

$$\dot{U}_{1\phi} = A_1 \dot{U}_{2\phi} + B_1 \dot{I}_2; \quad \dot{I}_1 = C_1 \dot{U}_{2\phi} + D_1 \dot{I}_2. \quad (4.2.21)$$

В уравнениях (4.2.20) и (4.2.21) четыре неизвестных $\dot{U}_{2\phi}$, \dot{I}_2 , $\dot{U}_{1\phi}$ и \dot{I}_1 . Решая совместно эти уравнения, выразим $\dot{U}_{1\phi}$ и \dot{I}_1 через $\dot{U}_{3\phi}$ и \dot{I}_3 с новыми постоянными A , B , C и D эквивалентного четырехполюсника. Тогда окончательно

$$\dot{U}_{1\phi} = A \dot{U}_{3\phi} + B \dot{I}_3; \quad \dot{I}_1 = C \dot{U}_{3\phi} + D \dot{I}_3, \quad (4.2.22)$$

где

$$\left. \begin{aligned} A &= A_1 A_2 + B_1 C_2; & B &= A_1 B_2 + B_1 D_2; \\ C &= C_1 A_2 + D_1 C_2; & D &= C_1 B_2 + D_1 D_2. \end{aligned} \right\} \quad (4.2.23)$$

Рис. 4.2.8. Схема параллельного сложения четырехполюсников

Параллельное сложение четырехполюсников (рис. 4.2.8, а). Параллельное сложение четырехполюсников отличается от последовательного тем,

что неизвестных не четыре, а шесть, так как токи \dot{I}_1 и \dot{I}_2 на входе и выходе разветвляются. Неизвестные результирующего четырехполюсника (рис. 4.2.8, б) находятся по шести уравнениям:

$$\dot{U}_{1\phi} = A_1 \dot{U}_{2\phi} + B_1 \dot{I}_2'; \quad \dot{I}_1' = C_1 \dot{U}_{2\phi} + D_1 \dot{I}_2'; \quad (4.2.24)$$

$$\dot{U}_{1\phi} = A_2 \dot{U}_{2\phi} + B_2 \dot{I}_2''; \quad \dot{I}_1'' = C_2 \dot{U}_{2\phi} + D_2 \dot{I}_2''; \quad (4.2.25)$$

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_1' + \dot{I}_1''; \quad \dot{I}_2 = \dot{I}_2' + \dot{I}_2''. \quad (4.2.26)$$

Решив совместно эти уравнения, окончательно получим уравнения для эквивалентного четырехполюсника:

$$\dot{U}_{1\phi} = A \dot{U}_{2\phi} + B \dot{I}_2; \quad \dot{I}_1 = C \dot{U}_{2\phi} + D \dot{I}_2, \quad (4.2.27)$$

где

$$\left. \begin{aligned} A &= \frac{A_1 B_2 + B_1 A_2}{B_1 + B_2}; & B &= \frac{B_1 B_2}{B_1 + B_2}; \\ C &= C_1 + C_2 + \frac{(A_1 - A_2)(D_2 - D_1)}{B_1 - B_2}; \\ D &= \frac{B_1 D_2 + D_1 B_2}{B_1 + B_2}. \end{aligned} \right\} \quad (4.2.28)$$

Сокращение числа четырехполюсников. Каждый элемент передачи (линия, трансформатор) должен заменяться своим четырехполюсником. Однако для упрощения расчетов иногда имеется возможность сократить число четырехполюсников. Например, на рис. 4.2.9, а показана передача трансформатор — линия — трансформатор. Трансформатор Tr_1 заменяем Г-образной схемой замещения; линию — П-образной и Tr_2 — снова Г-образной схемой. Казалось бы, в этом случае надо последовательно складывать три

четыреполюсника. Однако из анализа схемы (рис. 4.2.9, б) видно, что симметричные четырехполюсники П- и Г-образные можно заменить двумя несимметричными П- и Т-образными: слева от штриховой линии и справа. Таким обра-

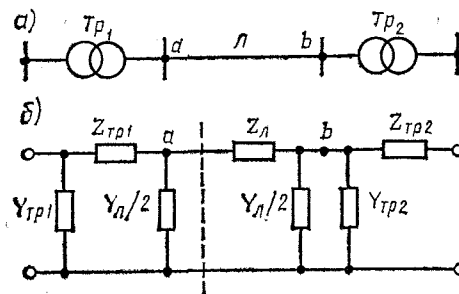


Рис. 4.2.9. Схема возможного сокращения числа четырехполюсников

зом, расчет проводится уже не для трех, а для двух четырехполюсников, при этом предварительно складываются параллельные проводимости $Y_{л/2}$ и $Y_{тр2}$.

Вопросы для самопроверки

1. В чем состоит отличие потери от падения напряжения?
2. Как выражаются математически и векторно продольная составляющая падения напряжений и поперечная (выражения написать через мощности)?
3. Когда продольную составляющую падения напряжения можно приравнять потере?
4. В чем состоит отличие расчета по линейным мощностям (токам) и мощностям нагрузки?
5. В каких случаях расчет можно проводить по длинам, а не по сопротивлением?
6. Как можно провести расчет линии передачи с учетом поперечных проводимостей?
7. Как можно осуществить последовательное и параллельное сложение схем четырехполюсников?

§ 4.3. Общие сведения для расчетов

При выполнении расчетов электрических систем должны быть учтены основные характеристики их элементов, в том числе и нагрузок.

Источники активной и реактивной мощности. Все электростанции, кроме балансирующей, считаются работающими с заданным графиком, а их мощности рассматриваются как отрицательные нагрузки. Предполагается, что балансирующая станция работает по свободному

графику и может покрывать дополнительные нагрузки и потери мощности в сетях. Источниками реактивной мощности являются генераторы, компенсаторы, конденсаторы, синхронные двигатели, а также линии высоких напряжений (см. § 6.2).

Потребители электроэнергии представляются в схемах замещения значениями полной потребляемой мощности $\hat{S} = \sqrt{3} \hat{U} \hat{I}$. При изменениях потребляемой нагрузки мощностей, соответствующих своим графикам, зависящим от характера нагрузок (вид промышленности, сельского хозяйства, осветительная нагрузка и т. д.), их совокупности, времени года, максимума нагрузок и др., изменяются потоки мощности в сетях энергосистемы. Это вызывает соответствующее изменение напряжений в сетях, что влечет за собой увеличение или уменьшение потребляемой нагрузкой мощности.

При снижении частоты снижается производительность механизмов и активная нагрузка системы падает. Это снижение происходит в тех случаях, когда присоединенная к системе активная нагрузка потребителей оказывается больше располагаемой активной мощности электростанций. При этом изменение частоты происходит одновременно и одинаково по всей энергосистеме. В результате наступает новое равновесие (баланс) между выработкой и потреблением активной мощности, но уже при сниженных частоте и нагрузке. В свою очередь, снижение частоты вызывает существенный рост реактивной нагрузки потребителей.

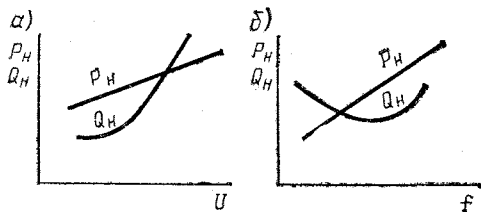


Рис. 4.3.1. Статические характеристики потребителей

из-за изменения магнитной индукции в асинхронных двигателях и трансформаторах (увеличение намагничивающего тока), что вызывает снижение напряжения в электрических сетях.

Статические характеристики потребителей. Они показывают изменение мощности, потребляемой нагрузкой,

при изменениях напряжения (рис. 4.3.1, а) и частоты (рис. 4.3.1, б).

Для различных потребителей статические характеристики различны и учет их затруднителен. Поэтому при расчетах можно использовать обобщенные типовые характеристики, определяемые свойствами отдельных потребителей и их относительной мощностью в общей совокупности нагрузок. На рис. 4.3.2 показаны статические характеристики по напряжению для комбинированной нагрузки, включающей осветительные и силовые потребители. Характеристики построены в относительных единицах. За единицу активной и реактивной мощностей приняты их значения при номинальном напряжении.

Аналогично характеристики при переходных режимах называются динамическими и являются функциями времени. Они соответствуют быстрому изменению напряжения и частоты, когда переходные процессы еще не успевают затухнуть.

Регулирующий эффект нагрузки. Степень снижения активной ΔP и реактивной ΔQ мощностей нагрузки при изменении напряжения U или частоты f называется *регулирующим эффектом нагрузки*. Этот эффект количественно характеризуется значениями частных производных $\partial P / \partial U$, $\partial P / \partial f$, $\partial Q / \partial U$, $\partial Q / \partial f$. Чем больше эти производные, тем резче изменяется мощность, потребляемая нагрузкой при изменении напряжения или частоты. При малых отклонениях от установившегося режима изменение мощности

$$\Delta P = \frac{\partial P}{\partial U} \Delta U + \frac{\partial P}{\partial f} \Delta f = a_U \Delta U + a_f \Delta f; \quad (4.3.1)$$

$$\Delta Q = \frac{\partial Q}{\partial U} \Delta U + \frac{\partial Q}{\partial f} \Delta f = b_U \Delta U + b_f \Delta f, \quad (4.3.2)$$

где a_U , a_f , b_U , b_f — коэффициенты, каждый из которых характеризует регулирующий эффект нагрузки по активной и реактивной мощностям при изменениях напряжения или частоты.

Представление нагрузок в расчетных схемах. Обобщенные статические характеристики представляют собой

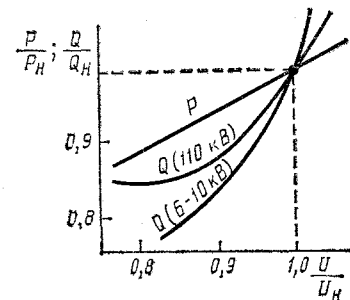


Рис. 4.3.2. Обобщенная статическая характеристика по напряжению

нелинейную зависимость между напряжением и током нагрузки. Кроме того, определение действительного напряжения в различных точках системы затруднительно. Поэтому статические характеристики при практических расчетах заменяются условными, в которых активная и реактивная мощности нагрузки приняты неизменными. На рис. 4.3.3 такая условная характеристика показана линией $1-1'$. Как видно из рисунка, при небольших отклонениях напряжения ΔU от номинального значения в малых диапазонах расхождения действительных характеристик с условными сравнительно невелики. Используя трансформаторы с РПН и другие регулирующие устройства в пределах располагаемого диапазона регулирования,

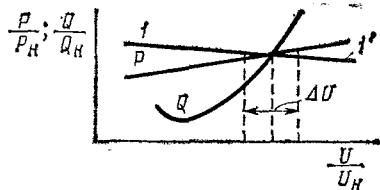


Рис. 4.3.3. Обобщенные статические характеристики фактические (P и Q) и условная при неизменной мощности

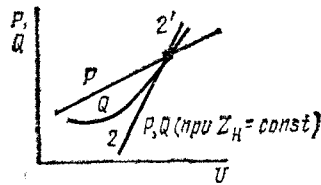


Рис. 4.3.4. Зависимость для сравнения обобщенных статических характеристик с условной при неизменных сопротивлениях

можно во многих случаях считать, что режим работы почти не зависит от подведенного к понижающим трансформаторам напряжения, т. е. принимать неизменными активные и реактивные мощности и расчеты режимов проводить по значениям $P = \text{const}$ и $Q = \text{const}$.

При значительных изменениях напряжения на нагрузках системы при расчетах режимов нагрузку удобно представить неизменными сопротивлениями при параллельном и последовательном соединениях соответственно:

$$R_H = U^2/P_H; X_H = U^2/Q_H; \quad (4.3.3)$$

$$R_H = (U^2/S_H) \cos \varphi_H; X_H = (U^2/S_H) \sin \varphi_H. \quad (4.3.4)$$

Как видно из рис. 4.3.4, представление нагрузки неизменными сопротивлениями позволяет получить близкое совпадение статической характеристики по реактивной мощности с условной линией $2-2'$ при $Z_H = \text{const}$ (см. рис. 4.3.3).

Таким образом, при расчетах установившихся режимов нагрузку можно представить постоянными активными и реактивными мощностями при небольших отклонениях напря-

жения либо постоянными сопротивлениями при значительных отклонениях напряжения.

Приведение схем к одному напряжению. Как правило, нагрузки задаются на стороне низкого напряжения подстанций и присоединяются к питающей сети через понижающие трансформаторы. Поэтому при расчетах рабочих режимов по схемам замещения предварительно значения токов I , напряжений U и сопротивлений Z приводятся к стороне высшего напряжения по известным выражениям:

$$I' = I/k; U' = Uk \text{ и } Z' = Zk^2.$$

Здесь величины со штрихами показывают приведенные значения, по которым проводятся расчеты; k — коэффициент трансформации.

Принципиально приведение может производиться к любой из сторон сети.

Вопросы для самопроверки

1. Какие функции выполняет балансирующая электростанция?
2. Как влияет изменение нагрузки на потоки мощности в системе и напряжение в различных ее узлах?
3. Что такое статические характеристики потребителей и какой характер они имеют?
4. Что определяют динамические характеристики потребителей?
5. Чем характеризуется регулирующий эффект нагрузки?
6. Что дает замена действительных статических характеристик условными?
7. Какое предварительное действие необходимо произвести перед расчетом режимов при наличии трансформаторов?

§ 4.4. Разомкнутые сети местного значения

Разомкнутыми сетями называются такие, в которых энергия подается потребителям с одной стороны. В большинстве случаев такими сетями являются сети местного значения, т. е. до 110 кВ, подающие энергию потребителям на расстояния, не превышающие 20—30 км. Возможные схемы таких сетей 10 кВ без ответвлений и с ответвлениями показаны на рис. 4.4.1, а, б. Мощности на рисунках указаны в киловаттах и киловольт-ампер реактивных, длины — в километрах (см. подчеркнутые цифры). Если на первом этапе расчета потерями мощности пренебречь, то, суммируя мощности нагрузки, можно найти линейные мощности (токи) на каждом участке. Так, на участке Aa (рис. 4.4.1, б) линейная мощность будет $1010 + j430$, на участке ab — $660 + j330$ кВт и т. д. Таким образом, распределение мощностей в разомкнутой сети является п р и н у

д и т е л ь н ы м и определяется нагрузками потребителей и условием баланса мощностей в узлах.

Полная мощность в каждой из ветвей разомкнутой сети получается суммированием значений мощностей всех нагрузок, которые питаются по данному участку (ветви) сети.

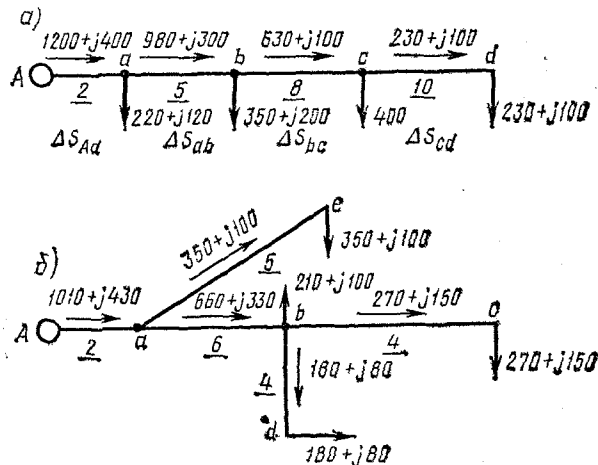


Рис. 4.4.1. Схемы разомкнутых сетей 10 кВ

Определив потокораспределение участков сети (п е р в ы й этап расчета), можно найти потери мощности каждого участка (в т о р о й этап расчета) согласно (4.1.3). Определение потерь мощности рекомендуется производить вначале для наиболее удаленного от передающего конца участка, последовательно передвигаясь к первому участку передающего конца (головного). Суммируя найденное потокораспределение с потерями мощностей участков, можно найти полную мощность передающего конца с учетом потерь мощности. Для схемы, приведенной на рис. 4.4.1, а, после расчета первого этапа было найдено потокораспределение активных и реактивных мощностей. Эти мощности в цифрах нанесены на рисунке для каждой ветви. При расчете второго этапа, т. е. полной мощности с учетом потерь:

1) определяются по (4.1.3) потеря мощности на участке

cd

$$\Delta S_{cd} = \Delta P_{cd} + j \Delta Q_{cd};$$

2) находится полная мощность участка cd . Для этого суммируются величины

$$P_{cd} = 230 + \Delta P_{cd} \text{ и } Q_{cd} = 100 + \Delta Q_{cd};$$

3) при известной мощности участка cd осуществляется переход к участку bc . Мощность этого участка $P_{bc} = 630 + \Delta P_{cd}$ и $Q_{bc} = 100 + \Delta Q_{cd}$. По значениям P_{bc} и Q_{bc} определяются потери мощности на этом участке: ΔP_{bc} и ΔQ_{bc} ;

4) на участке ab мощность будет составлять величину $P_{ab} = 980 + \Delta P_{cd} + \Delta P_{bc}$ и т. д. Таким образом, на этом участке уточненное потокораспределение определяется суммированием найденного по первому этапу расчета с потерями мощности на всех последующих участках. По этому уточненному потокораспределению находятся потери мощности на участке ab ;

5) производится переход к расчету участка Aa , и аналогично предыдущему находится уточненное потокораспределение и его потери мощности. Суммирование потокораспределения этого головного участка с потерями на нем и определит полную мощность передающего конца A .

Такой расчет разомкнутой схемы, аналогичной рис. 4.4.1, а, в, с учетом режима напряжений (см. § 4.2) в узлах может быть проведен на ЭВМ и с помощью матричной алгебры (см. П.2).

Расчет режимов работы схем выше 110 кВ имеет свою специфику из-за наличия мощности, генерируемой линиями (см. гл. 5).

Вопросы для самопроверки

1. Какие сети называются разомкнутыми?
2. От чего зависит распределение мощностей в разомкнутой сети?
3. Как находятся линейные мощности на участках разомкнутой сети?

§ 4.5. Сети с двусторонним питанием

Простейшим видом замкнутой сети является сеть с двусторонним питанием, т. е. такая сеть, в которой энергия подается потребителям с двух сторон (рис. 4.5.1, а). Частным случаем сети с двусторонним питанием является кольцо (рис. 4.5.1, б). Основными преимуществами замкнутых сетей являются:

Надежность работы. При выходе из строя одного из источников (A_1 или A_2) вся нагрузка после кратковременного перерыва, необходимого для отключения поврежденного объекта, может продолжаться получать энергию от другого источника. То же относится и к аварии на каком-либо участке линии. Например, при повреждении участка A_1a питание всех потребителей может продолжаться от источ-

ника A_2 . Аналогично и при других повреждениях, например, участка bc . После его отключения часть потребителей продолжает получать энергию от одного источника, часть — от другого.

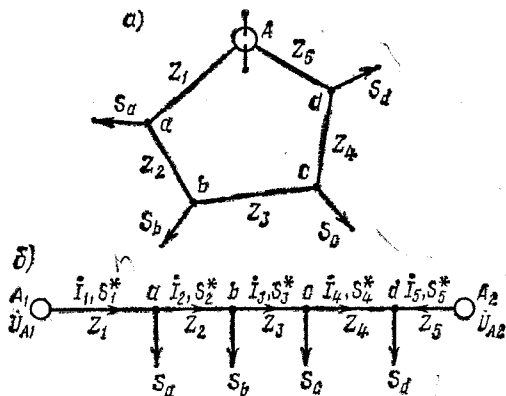


Рис. 4.5.1. Схема сети с двусторонним питанием

Гибкость. Кратковременные толчки нагрузок или длительные их изменения вызывают в замкнутой сети меньшие колебания напряжения у потребителей и меньшие потери напряжения, чем в разомкнутой.

Потери мощности. При одинаковых напряжениях питающих пунктов $U_{A1} = U_{A2}$ вследствие естественного перераспределения мощностей потери мощностей в замкнутой однородной сети получаются минимальными. Свободные изменения перетоков мощности в процессе изменения нагрузок (а нагрузки меняются непрерывно) и обеспечивают оптимальное распределение мощностей (токов) по участкам сети при их замкнутой работе. Так называемые *точки токораздела* свободно перемещаются по замкнутой сети, в то время как в разомкнутой, полученной «разрезанием» замкнутой сети, распределение токов (мощностей) принудительное.

Разные напряжения питающих пунктов $U_{A1} \neq U_{A2}$ создают так называемые *уравнительные токи*, вызванные разностью потенциалов. Эти токи дают *дополнительные потери мощности*, иногда значительные.

Возможность развития сети без коренной реконструкции. Из-за свободного перераспределения мощностей в замкнутой сети имеется большая возможность увеличения пропускной способности, т. е. нагрузки могут возрасти, а сеть

можно не реконструировать. Все это справедливо, разумеется, в определенных пределах роста нагрузок.

Из рассмотрения рис. 4.5.1 не ясно, по каким путям питаются нагрузки. С какой стороны (слева, справа, или с обеих сторон) подтекает, например, мощность к нагрузке S_c . Ответить на этот вопрос позволяет расчет. Прежде чем приступить к нему, напомним, что питающий пункт можно условно «разрезать» или несколько питающих пунктов «соединить» в один, если напряжения у всех одинаковы. Так, на рис. 4.5.1, а показано кольцо. «Разрезав» питающий пункт А (см. штриховую линию), можно получить сеть с двумя (условно) пунктами A_1 и A_2 (рис. 4.5.1, б). Такое условное «разрезание» и «соединение» может облегчить расчеты, например, при использовании метода «преобразования сети».

Рассмотрим два вида расчета сетей с двусторонним питанием.

1. При одинаковых напряжениях питающих пунктов A_1 и A_2 , т. е. при $U_{A1} = U_{A2}$, схема имеет вид, представленный на рис. 4.5.1, б. Задача состоит в том, чтобы при заданных сопротивлениях участков и мощностях (токах) нагрузок рассчитать мощности (токи) на участках и найти точки токораздела. Так как $U_{A1} = U_{A2}$, можно составить уравнение по второму закону Кирхгофа: сумма падений напряжений между пунктами A_1 и A_2 равна нулю. Задаваясь условным направлением токов, согласно рис. 4.5.1, а можно записать:

$$\dot{I}_1 Z_1 + \dot{I}_2 Z_2 + \dot{I}_3 Z_3 + \dot{I}_4 Z_4 - \dot{I}_5 Z_5 = 0. \quad (4.5.1)$$

Из ТОЭ известно, что комплексное значение фазной мощности

$$\dot{S}_\phi = I^* \dot{U}_\phi, \quad (4.5.2)$$

где I^* — сопряженное значение тока; \dot{U}_ϕ — комплексное значение фазного напряжения.

В действительности напряжения в разных точках сети различны. Однако в первом приближении можно принять его постоянным и равным номинальному. При этом потерями напряжения, а следовательно, и потерями мощности на участках на первом этапе расчета пренебрегаем.

По (4.5.2) можно записать

$$S_\phi^* = \dot{I} U_\phi^* \text{ или } \dot{I} = S_\phi^* / U_\phi^*. \quad (4.5.3)$$

Переходя к трехфазной мощности ($S = 3S_\phi$), подставим (4.5.3) в (4.5.1) и умножим выражение на $3U_\phi$. Тогда

$$S_1^* Z_1 + S_2^* Z_2 + S_3^* Z_3 + S_4^* Z_4 - S_5^* Z_5 = 0, \quad (4.5.4)$$

где S_2^* , S_1^* и т. д.— сопряженные значения полных мощностей трехфазной системы.

Выразим мощности участков через заданные мощности нагрузок S_a^* , S_b^* и т. д. и через мощность головного участка S_1^* (S_{A1}^*).

Например,

$$\begin{aligned} S_2^* &= S_1^* - S_a^* \dots S_4^* = S_1^* - S_a^* - S_b^* - S_c^*; \\ S_5^* &= S_a^* + S_b^* + S_c^* + S_d^* - S_1^* \text{ и т. д.} \end{aligned} \quad (4.5.5)$$

Подставив значения мощностей в (4.5.4), определим мощность головного участка S_1^* (S_{A1}^*), т. е. мощность, вытекающую из питающего пункта A_1 :

$$S_1^* = \frac{S_a^*(Z_2 + Z_3 + Z_4 + Z_5) + S_b^*(Z_3 + Z_4 + Z_5) + S_c^*(Z_4 + Z_5) + S_d^*Z_5}{Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4 + Z_5} \quad (4.5.6)$$

Обозначив сумму сопротивлений $Z_1 + Z_2 + Z_3 + \dots = Z_\Sigma$, можно окончательно записать, что мощность, вытекающая из питающего пункта A_1 ,

$$S_{A1}^* = \sum_1^n S_m^* Z_m / Z_\Sigma, \text{ или } \dot{S}_{A1} = \sum_1^n \dot{S}_m Z_m / Z_\Sigma. \quad (4.5.7)$$

Аналогично, ток, вытекающий из питающего пункта A_1 ,

$$i_{A1} = \sum_1^n i_m Z_m / Z_\Sigma. \quad (4.5.8)$$

Как видно из (4.5.6), мощность, вытекающая из питающего пункта A_1 , равна сумме произведений мощности каждой нагрузки, умноженной на сопротивление противоположного плеча, т. е. на суммарное сопротивление Z_m от нагрузки до противоположного питающего пункта A_2 .

Аналогично, мощность, вытекающая из питающего пункта A_2 , т. е. $S_{A2}^* = S_5^*$, будет

$$S_{A2}^* = \frac{S_d^*(Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4) + S_c^*(Z_1 + Z_2 + Z_3) + S_b^*(Z_1 + Z_2) + S_a^*Z_1}{Z_\Sigma}.$$

Зная мощность, вытекающую из любого питающего пункта, можно определить мощности каждого участка аналогично (4.5.5). Однако, чтобы избежать ошибок, при расчетах рекомендуется определять мощности, вытекающие из обоих питающих пунктов, т. е. S_{A1}^* и S_{A2}^* . Это позволит провести проверку:

$$S_{A1}^* + S_{A2}^* = \Sigma S_m^* = S_a^* + S_b^* + S_c^* + S_d^*. \quad (4.5.9)$$

Если это равенство соблюдается, то расчет проведен правильно.

В результате расчета мощности отдельных участков могут оказаться положительными или отрицательными, т. е. протекающими в направлении, указанном стрелками или в противоположном направлении. Установив это, на схеме стрелками указывается фактическое направление активных и реактивных мощностей.

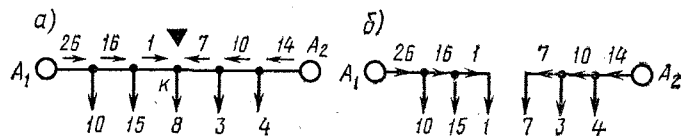


Рис. 4.5.2. Место расположения точки токораздела в сети с двусторонним питанием

Точками токораздела называются точки, в которых протекающая со всех сторон мощность полностью потребляется нагрузкой. Точек токораздела в сетях с двусторонним питанием может быть две *: по активным мощностям (зачерненный треугольник) и по реактивным (светлый треугольник). Во многих случаях эти точки могут совпадать. Исходя из рис. 4.5.2, *a*, например, найдено потокораспределение активной мощности (кВт), изображенное цифрами.

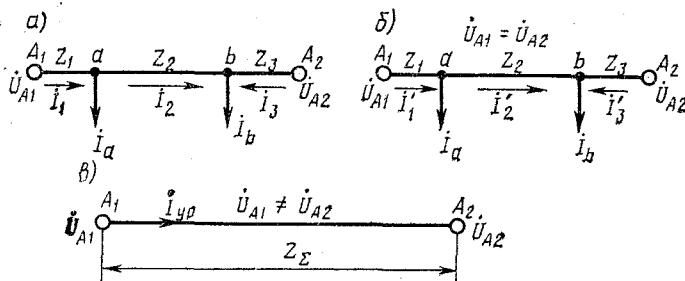


Рис. 4.5.3. Схема сети с двусторонним питанием при разных напряжениях питающих пунктов $\dot{U}_{A1} \neq \dot{U}_{A2}$

Как видно, вся протекающая в линию с двух сторон мощность потребляется нагрузкой в точке k . Таким образом, точка k и является точкой токораздела. На рис. 4.5.2, *б* показан «разрез» сети по точке токораздела.

* В сложносвязанных сетях точек токораздела может быть несколько как по активным, так и по реактивным мощностям.

2. При разных напряжениях питающих пунктов A_1 и A_2 , т. е. при $\dot{U}_{A1} \neq \dot{U}_{A2}$, заданная схема имеет вид схемы, представленной на рис. 4.5.3, а.

Разные напряжения питающих пунктов создают так называемые *уравнительные токи*, протекающие от точки с более высоким потенциалом к точке с меньшим потенциалом. Уравнительные токи крайне нежелательны, так как при этом увеличиваются токи в сети, а следовательно, и потери мощности. Поэтому по возможности необходимо стремиться к выравниванию напряжений питающих пунктов сети.

Расчет сети с разными напряжениями питающих пунктов может быть проведен либо непосредственным применением законов Кирхгофа, либо методом наложения. В первом случае сохраняется уравнение (4.5.1) с тем лишь различием, что в правой части вместо нуля подставляется разница напряжений питающих пунктов $\Delta \dot{U}_\phi = \dot{U}_{1\phi} - \dot{U}_{2\phi}$, т. е.

$$\dot{I}_1 Z_1 + \dot{I}_2 Z_2 + \dot{I}_3 Z_3 + \dot{I}_4 Z_4 - \dot{I}_5 Z_5 = \Delta \dot{U}_\phi. \quad (4.5.10)$$

Метод наложения сводится к определению и наложению двух режимов: режима I при $\dot{U}_{A1} = \dot{U}_{A2}$ с учетом нагрузок и режима II при $\dot{U}_{A1} \neq \dot{U}_{A2}$ без учета нагрузок.

Режим I. Потокораспределение при $U_{A1} = U_{A2}$ находится согласно (4.5.7) или (4.5.8); на рис. 4.5.3, б показаны токи I'_1 , I'_2 и I'_3 , найденные для этого режима.

Режим II. Этот режим потокораспределения при $\dot{U}_{A1} \neq \dot{U}_{A2}$ (рис. 4.5.3, в) сводится к нахождению уравнительного тока, вызванного разностью потенциалов, т. е.

$$\dot{I}_{\text{ур}} = (\dot{U}_{A1\phi} - \dot{U}_{A2\phi}) / Z_\Sigma, \quad (4.5.11)$$

или уравнительной мощности

$$\dot{S}_{\text{ур}} = 3 \dot{U}_\phi \dot{I}_{\text{ур}}^*. \quad (4.5.12)$$

При этом приближенно можно принять, что $\dot{U}_\phi = \dot{U}_{\phi, \text{ном}}$. Полное потокораспределение находится сложением токов (мощностей) с учетом их направлений

$$\dot{I}_1 = \dot{I}'_1 + \dot{I}_{\text{ур}}; \quad \dot{I}_2 = \dot{I}'_2 + \dot{I}_{\text{ур}}; \quad \dot{I}_3 = \dot{I}'_3 - \dot{I}_{\text{ур}}. \quad (4.5.13)$$

Потери мощности в такой сети могут быть найдены по (4.1.3) с учетом уравнительной мощности (тока).

Если $X/R = X_0/R_0$ одинаково для всех линий, то такая сеть называется *однородной*. Так как для сети одного и того же напряжения расстояние между проводами D обычно одинаково, а значение индуктивного сопротивления X для нерасщепленных проводов слабо зависит от D и r согласно (3.1.6), то удельное значение индуктивного сопротив-

ления можно считать постоянным: $X_0 \approx \text{const}$. Для однородности сети необходимо также, чтобы $R_0 = \text{const}$, т. е. сечение было одинаковым согласно (3.1.3). Следовательно, при постоянстве R_0 и X_0 значение удельного полного сопротивления $Z_0 = R_0 + jX_0$ также будет постоянным. Тогда $Z_m = Z_0 L_m$.

Чтобы облегчить расчеты и упростить выражения, рассмотрим частные случаи расчетов.

1. Сечение F одинаково по всей длине L . Заменяя в (4.5.7) или (4.5.8) сопротивление $Z_m = Z_0 L_m$ и $Z_\Sigma = Z_0 L_\Sigma$ и вынеся за знак суммы Z_0 , после сокращений получим

$$S_A^* = P_A - jQ_A = \frac{\sum_1^n S_m^* L_m}{L_\Sigma} = \frac{\sum_1^n (P_m - jQ_m) L_m}{L_\Sigma}; \quad (4.5.14)$$

разделяя (4.5.14) на два уравнения для вещественных и мнимых членов, получим

$$P_A = \sum_1^n P_m L_m / L_\Sigma; \quad Q_A = \sum_1^n Q_m L_m / L_\Sigma. \quad (4.5.15)$$

Выражение (4.5.15) значительно упрощает расчет, так как исключаются действия с комплексными величинами и расчет проводится с использованием длин, а не сопротивлений.

2. Индуктивное сопротивление X мало и им пренебрегаем. Нередко в сетях (например, в кабельных) реактивным сопротивлением X пренебрегают. Рассмотрим, как это повлияет на расчет. Выражение (4.5.7) может быть представлено в виде

$$S_A^* = \frac{\sum_1^n (P_m - jQ_m) (R_m + jX_m)}{R_\Sigma + jX_\Sigma}. \quad (4.5.16)$$

Приняв $X=0$ и раскрыв скобки, получаем

$$S_A^* = P_A + jQ_A = \sum_1^n (P_m - jQ_m) R_m / R_\Sigma$$

или, разделяя это уравнение на два, находим

$$P_A = \sum_1^n P_m R_m / R_\Sigma; \quad Q_A = \sum_1^n Q_m R_m / R_\Sigma. \quad (4.5.17)$$

Из сравнения (4.5.16) и (4.5.17) видно, что и в данном случае исключаются действия с комплексными величинами. Такого результата следовало ожидать, так как при прене-

брежении индуктивным сопротивлением сеть становится однородной.

В аварийном режиме при повреждении какого-то участка сети, например bc (рис. 4.5.4, a), этот участок отключается и нагрузки получают питание с одной стороны, т. е. сеть превращается в разомкнутую и продолжает работу как две изолированные схемы: A_1b и A_2c . При этом потери мощности и максимальная потеря напряжения увеличиваются. Худшим случаем является отключение головных участков A_1a или A_2c (рис. 4.5.4, b , $в$). Для этих аварийных режимов необходимо провести определение потерь напряжения, потерь мощности и проверку на нагрев.

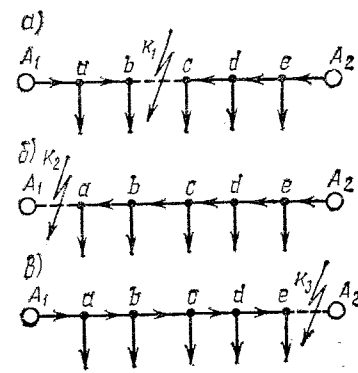


Рис. 4.5.4. Схемы аварийных случаев выхода из работы отдельных участков

Пример 4.5.1. Найти режим работы кабельной сети 10 кВ с алюминиевыми жилами с двусторонним питанием при одинаковых напряжениях питающих пунктов ($\dot{U}_{A1} = \dot{U}_{A2}$). Заданные нагрузки (кВт) и длины (км) приведены на рис. 4.5.5, a . Сечение по всей длине принять одинаковым и равным 95 мм^2 . Удельную проводимость алюминия принять равной $32 \cdot 10^6 \text{ См/м}$. Индуктивным сопротивлением X можно пренебречь.

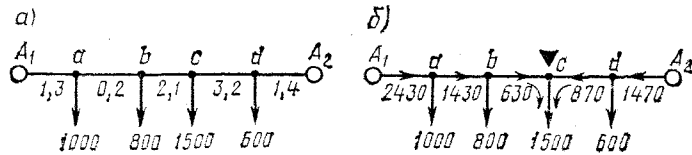


Рис. 4.5.5. Схема сети к примеру 4.5.1

Решение. 1. Согласно (4.5.15) мощность, вытекающая из питающих пунктов A_1 и A_2 ,

$$P_{A1} = \frac{1000(1,4 + 3,2 + 2,1 + 0,2) + 800(1,4 + 3,2 + 2,1)}{(1,4 + 3,2 + 2,1 + 0,2 + 1,3)} + \frac{1500(1,4 + 3,2) + 600 \cdot 1,4}{2,7} = 2430 \text{ кВт};$$

$$P_{A2} = \frac{600(1,3 + 0,2 + 2,1 + 3,2) + 1500(1,3 + 0,2 + 2,1)}{8,2} + \frac{800(1,3 + 0,2) + 1000 \cdot 1,3}{2,7} = 1470 \text{ кВт}.$$

2. Проверка правильности решения

$$2430 + 1470 = 1000 + 800 + 1500 + 600 = 3900.$$

Так как сумма левых частей равна сумме правых, расчет проведен правильно. Результаты показаны на рис. 4.5.5, b .

3. Находим точку токораздела. Так как в точке c мощность подтекает с двух сторон и вся потребляется нагрузкой ($630 + 870 = 1500$), то точка c и является точкой токораздела.

Пример 4.5.2. Все условия примера 4.5.1 сохраняются (рис. 4.5.5), но напряжения питающих пунктов принимаются разными по модулю, но совпадающими по фазе.

$$U_{A1} = 10,1 \text{ кВ}; U_{A2} = 9,9 \text{ кВ}.$$

Решение. 1. Определяем уравнительную мощность, вызванную разностью напряжений, протекающую от питающего пункта A_1 с большим напряжением к A_2 с меньшим. Согласно (4.5.12) уравнительная мощность

$$\dot{S}_{ур} = 3\dot{U}_{\phi} I_{ур}^* = 3 \frac{\dot{U}_{\phi} (U_{\phi 1}^* - U_{\phi 2}^*)}{Z_{\Sigma}^*},$$

где $Z_{\Sigma}^* = Z_{\Sigma} = R_{\Sigma} = L_{\Sigma}/(\gamma F)$, так как $X_{\Sigma} \approx 0$.

Направляем векторы $U_{\phi 1}$, $U_{\phi 2}$, U_{ϕ} по вещественной оси. Приближенно можно принять, что

$$\dot{U}_{\phi} = (\dot{U}_{\phi 1} + \dot{U}_{\phi 2})/2.$$

[При точных расчетах уравнительная мощность вдоль линии меняется из-за изменения напряжения (потерь мощности в линии). Напряжение должно приниматься для той точки линии, в которой рассчитывается мощность.] Тогда уравнительная мощность

$$P_{ур} = 3 \frac{10,1 + 9,9}{\sqrt{3} \cdot 2} \frac{10,1 - 9,9}{\sqrt{3} R_{\Sigma}} = 0,74 \text{ МВт или } 740 \text{ кВт}.$$

где $R_{\Sigma} = 8200/(32 \cdot 95) = 27 \text{ Ом}$.

Преобразуя выражение для $P_{ур}$, получаем

$$P_{ур} = \frac{10,1 + 9,9}{2} \frac{10,1 - 9,9}{2,7} = 0,74 \text{ МВт или } 740 \text{ кВт}.$$

2. Определяем суммарное потокораспределение. Накладывая режим I (рис. 4.5.5, $б$) на режим II (рис. 4.5.6, a), получаем результирующее потокораспределение (рис. 4.5.6, $б$).

3. Новая точка токораздела совпала с точкой токораздела примера 4.5.1, что бывает не всегда.

Вопросы для самопроверки

1. Назовите основные преимущества сетей с двусторонним питанием.
2. Чему равняется комплексное значение фазной мощности?
3. По каким условиям находится выражение для определения потокораспределения в сети с двусторонним питанием? Напишите это выражение в общем виде.

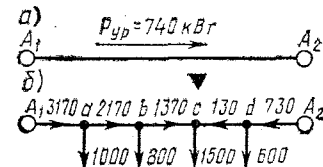


Рис. 4.5.6. Схема сети к примеру 4.5.2

4. Что такое точка токораздела?
5. Чем отличается потокораспределение в сети с двусторонним питанием при одинаковых напряжениях питающих пунктов и при разных?
6. Как определить уравнильный ток (мощность)? Полезен он или вреден?
7. В чем заключается метод наложения при расчете сети с разными напряжениями питающих пунктов?

§ 4.6. Сложнозамкнутые сети

Сложнозамкнутой сетью называется сеть, которая имеет узловые точки. Под *узловыми точками* условно будем понимать такие, в которых соединяется не менее трех ветвей, не считая нагрузки. На рис. 4.6.1 показана схема сложнозамкнутой сети, где *I*, *II* и *III* — узловые точки. Расчет

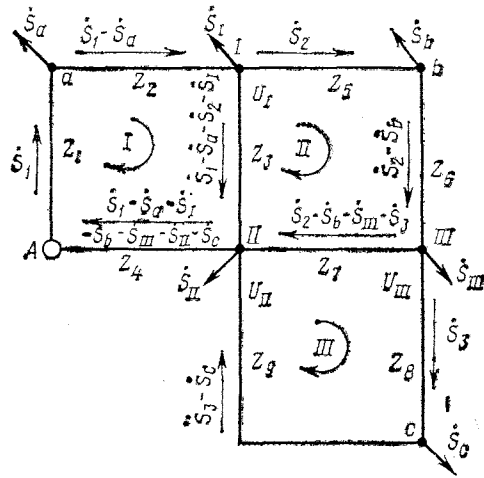


Рис. 4.6.1. Схема сложнозамкнутой сети с одним питающим пунктом А:
I, *II*, *III* — узловые точки

режимов таких сетей значительно сложнее, чем разомкнутых или сетей с двусторонним питанием. Он может быть проведен методом контурных токов (мощностей); узловых напряжений, методом преобразования сети и др. Однако последний метод — трудно программируемый, а поэтому он неудобен при использовании ЭВМ. Метод узловых напряжений является основным, используемым при расчетах режимов сетей на вычислительных машинах.

Как и для сети с двусторонним питанием, задача остается прежней: нахождение мощностей (или токов) на участках при заданных нагрузках и сопротивлениях (длинах) линий.

Расчет с одним питающим пунктом методом контурных мощностей (токов). Если на I этапе расчета проводимостями и потерями мощности на участках пренебречь, то расчет сводится к ряду последовательных этапов:

1. Определяем число независимых контуров, равное числу линий минус число узлов (независимым контуром называется такой, в котором хотя бы одна из ветвей не входит в другие контуры).

Как видно из рис. 4.6.1, число линий здесь будет равно шести: *A—I*; *I—II*; *II—A*; *I—b—III*; *III—c—II* и *II—III*, а число узлов — трем: *I*, *II* и *III*. Таким образом, число контуров равно трем (6—3). Питающий пункт условно за узел не принимается. (Как известно из ТОЭ, если питающий пункт принимать за узел, то тогда в данном определении число контуров будет равно числу линий минус число узлов и плюс единица.) За линию принимается в данном случае часть сети от питающего пункта до узла или от узла до узла независимо от того, сколько размещено на данной линии нагрузок. Например, при нагрузке в точке *b* линия остается одна — *I—b—III*.

Определение числа контуров с первого взгляда затруднительно. Определите, например, сколько контуров в схеме, приведенной на рис. 4.6.2. После определения числа контуров произвольно задаемся направлением обхода каждого контура (в данном случае принято направление по часовой стрелке).

Число независимых контуров можно определять и как разность между числом ветвей и нагрузочных узлов. *Ветвью* в этом случае называется отрезок от нагрузки до нагрузки, *нагрузочным узлом* — любая точка сети с отходящей от нее нагрузкой (см. П.2).

2. Задаемся неизвестными мощностями (токами) S_1^* , S_2^* и S_3^* согласно числу контуров. Например, контуров пять, следовательно, и неизвестных тоже будет пять: S_1^* , S_2^* , S_3^* , S_4^* и S_5^* .

3. Все мощности на каждом участке выражаем через заданные по первому закону Кирхгофа. Так, на участке *Aa* мощность принята S_1^* . Тогда на участке *aI* мощность будет $S_1^* - S_a^*$, а на участке *I—II* составит $S_1^* - S_a^* - S_2^* - S_1^*$ и т. д.

4. Составляем контурные уравнения по второму закону Кирхгофа. Число уравнений, как и число неизвестных,

должно быть равно числу контуров. Например, для схемы, показанной на рис. 4.6.1, с тремя контурами уравнений должно быть три:

$$\left. \begin{aligned} S_1^* Z_1 + (S_1^* - S_a^*) Z_2 + (S_1^* - S_a^* - S_3^* - S_1^*) Z_3 + \\ + (S_1^* - S_a^* - S_1^* - S_b^* - S_{III}^* - S_{II}^* - S_1^* - S_c^*) Z_4 = 0; \\ S_2^* Z_5 + (S_2^* - S_b^*) Z_6 + (S_2^* - S_b^* - S_{III}^* - S_3^*) Z_7 - \\ - (S_1^* - S_a^* - S_2^* - S_1^*) Z_3 = 0; \\ S_3^* Z_8 + (S_3^* - S_c^*) Z_9 - (S_2^* - S_b^* - S_{III}^* - S_3^*) Z_7 = 0. \end{aligned} \right\} \quad (4.6.1)$$

5. Из составленных трех уравнений (4.6.1) находим три неизвестных (S_1^* , S_2^* и S_3^*) любым из существующих методов — вручную или на ЭВМ.

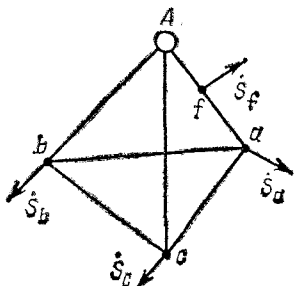


Рис. 4.6.2. Произвольная схема для определения числа контуров

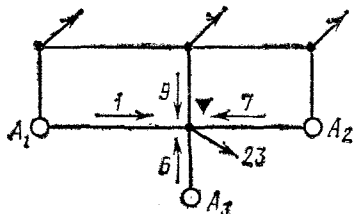


Рис. 4.6.3. Расположение точки токораздела в сложной замкнутой сети

6. Определяем мощности на каждом участке.

7. Проверяем правильность решения в цифрах по первому и второму законам Кирхгофа и находим точки токораздела. На рис. 4.6.3, например, показана точка токораздела в сложной замкнутой сети. Как видно, $1+9+7+6=23$, т. е. все подтекающие мощности потребляются нагрузкой. Точек токораздела может быть несколько.

Пример 4.6.1. Н а й т и распределение мощностей в сложной замкнутой сети (рис. 4.6.4) и указать точки токораздела. Сеть выполнена линиями одинакового сечения. Мощности нагрузок P не имеют реактивной составляющей и приведены в киловаттах, длины — в метрах. Потерями мощности на I этапе расчета пренебречь. Задачу решить методом контурных токов, обозначив мощности нагрузок через S , так как в данном примере $P=S$.

Решение. 1. Определяем число контуров, равное числу линий минус число узлов. Линий четыре: $A-I$; $I-c-II$; $I-II$ и $A-II$. Узлов два: I и II. Таким образом, контуров два ($4-2$): контур I ($A-I-II-d-A$) и контур II ($I-c-II-I$). Обход контуров намечаем по часовой стрелке.

2. Так как контура два, задаемся двумя неизвестными мощностями — S_I и S_2 .
3. Все мощности на участках выражаем через заданные (рис. 4.6.5).

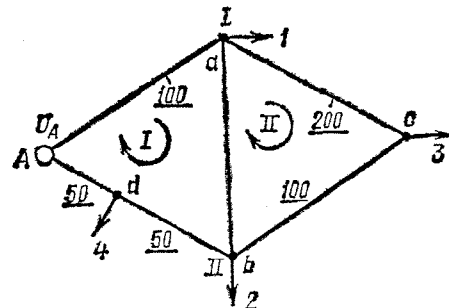


Рис. 4.6.4. Схема сложной замкнутой сети к примеру 4.6.1

4. На основании рис. 4.6.5 составляем контурные уравнения по второму закону Кирхгофа для обоих контуров:

$$\begin{aligned} S_1 100 + (S_1 - S_2 - 1) 100 + (S_1 - 6) 50 + (S_1 - 10) 50 &= 0; \\ S_2 200 + (S_2 - 3) 100 - (S_1 - S_2 - 1) 100 &= 0 \end{aligned}$$

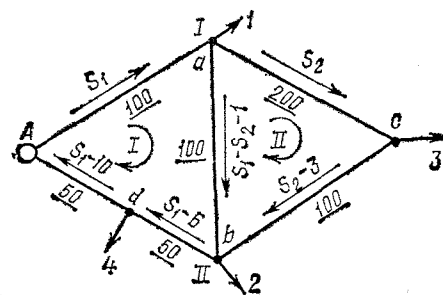


Рис. 4.6.5. Схема распределения мощностей на всех участках к примеру 4.6.1

или после преобразований

$$3S_1 - S_2 = 9 \text{ и } 4S_2 - S_1 = 2.$$

5. По двум уравнениям с двумя неизвестными находим

$$S_1 = 38/11 = 3,45 \text{ кВт}; \quad S_2 = 15/11 = 1,36 \text{ кВт}.$$

6. Определяем мощности на всех участках и в цифрах наносим на схему (рис. 4.6.6).

7. Проверяем проведенные расчеты по первому и второму законам Кирхгофа и определяем точку токораздела.

$$\text{Узел I. } 3,45 = 1 + 1,36 + 1,09;$$

$$\text{Узел II. } 1,09 + 2,55 = 2 + 1,64;$$

$$\text{Контур I. } 3,45 \cdot 100 + 1,09 \cdot 100 - 2,55 \cdot 50 - 6,55 \cdot 50 = 0;$$

Контур II. $1,36 \cdot 200 - 1,64 \cdot 100 - 1,09 \cdot 100 = 0$.

Как видно, решение проведено правильно.

Точка токораздела находится в с. Действительно, $1,36 + 1,64 = 3$,

т. е. все подтекающие к ней мощности потребляются нагрузкой.

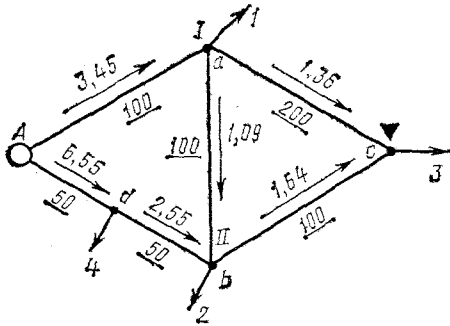


Рис. 4.6.6. Схема окончательного распределения мощностей в сети к примеру 4.6.1

Расчет с одним питающим пунктом методом узловых напряжений. Рассмотрение этого метода проведем на примере рис. 4.6.1.

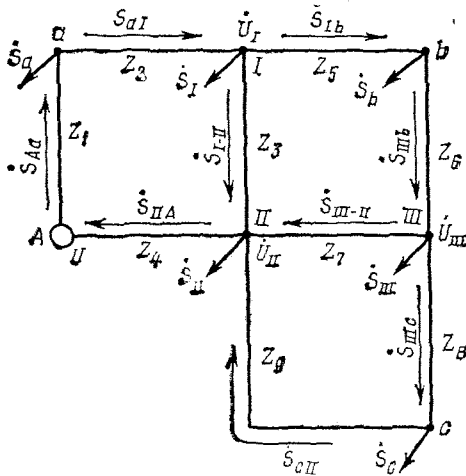


Рис. 4.6.7. Схема линейных мощностей к примеру 4.6.1

Если на I этапе расчета проводимостями и потерями мощности на участках пренебречь, то расчет сводится к ряду последовательных этапов:

1. Задаемся неизвестными напряжениями во всех узлах. Для рис. 4.6.1 — напряжениями $\dot{U}_I, \dot{U}_{II}, \dot{U}_{III}$.

2. Определяем мощности (токи) для каждой линии на участках так же, как в сети с двусторонним питанием. Для схемы, показанной на рис. 4.6.7, в качестве питающих пунктов принимаются концы каждой линии: A, I (с нагрузкой S_a); I, II; I, III (с нагрузкой S_b); II, III (без нагрузки), II, III (с нагрузкой S_c). В линиях без нагрузок (I—II; A—II и II—III) определяется только уравнивающий ток (уравнивательная мощность) согласно (4.5.11) и (4.5.12). Например, при наличии нагрузок

$$\dot{S}_{Ib\phi} = \dot{S}_{b\phi} Z_6 / (Z_5 + Z_6) + \dot{U}_{\phi} I_{ур}^*, \quad (4.6.2)$$

где

$$I_{ур} = (\dot{U}_{I\phi} - \dot{U}_{III\phi}) / (Z_5 + Z_6). \quad (4.6.3)$$

При этом уравнивающий ток $I_{ур}$ определяется при всех допущениях, указанных в § 4.5.

Как видно из (4.6.2) и (4.6.3), неизвестными величинами, входящими в эти выражения, являются только узловые напряжения U_I и U_{III} . Все остальные величины заданы.

Аналогично,

$$\dot{S}_{IIIb\phi} = \dot{S}_{b\phi} Z_5 / (Z_5 + Z_6) + \dot{U}_{\phi} I_{ур}^*.$$

При отсутствии нагрузок первый член (4.6.2) отсутствует

$$\dot{S}_{I-II} = \dot{U}_{\phi} (U_{I\phi}^* - U_{II\phi}^*) / Z_3 \quad (4.6.4)$$

и т. д.

3. Зная мощности (токи), подтекающие к узлам или оттекающие от них, составляем по первому закону Кирхгофа узловые уравнения (сумма токов или мощностей в каждом узле с учетом направлений равна нулю). Число уравнений, как и число неизвестных, должно быть равно числу узлов (как уже указывалось, питающий пункт A за узел не считается). Например, для схемы, приведенной на рис. 4.6.7, уравнения для узлов I, II и III соответственно запишутся как

$$\left. \begin{aligned} \dot{S}_{aI} - \dot{S}_{I-II} - \dot{S}_{Ib} - \dot{S}_I &= 0; \\ \dot{S}_{I-II} + \dot{S}_{III-II} + \dot{S}_{cII} - \dot{S}_{IIA} - \dot{S}_{II} &= 0; \\ \dot{S}_{bIII} - \dot{S}_{III-II} - \dot{S}_{IIIc} - \dot{S}_{III} &= 0, \end{aligned} \right\} \quad (4.6.5)$$

где линейные мощности показаны на рис. 4.6.7.

Так как линейные мощности S_{aI}, S_{III-II} и др. содержат в качестве неизвестных только узловые напряжения, то и

уравнение (4.6.5) также содержит только эти неизвестные \dot{U}_I , \dot{U}_{II} и \dot{U}_{III} .

4. Из уравнений (4.6.5) находятся неизвестные \dot{U}_I , \dot{U}_{II} и \dot{U}_{III} .

5. Определяются мощности на каждом участке аналогично (4.6.2) и (4.6.3). Последующие пункты повторяют операции метода контурных токов. Пример расчета приведен в П.1.

Особенности расчета при нескольких питающих пунктах (рис. 4.6.8). При нескольких питающих пунктах могут быть заданы напряжения или мощности. Например, в сети для пунктов A_1 и A_3 заданы напряжения \dot{U}_{A1} и \dot{U}_{A3} , а для пунктов

A_2 и A_4 — мощности \dot{S}_{A2} и \dot{S}_{A4} (рис. 4.6.8, а).

Мощности всех питающих пунктов не могут быть выбраны произвольно, так как необходимо выполнить условия баланса мощностей. Поэтому один из питающих пунктов (любой) с заданным напряжением выбирается в качестве *балансирующего узла*. Мощность этого узла определяется из условия баланса мощностей в заданной сети. Например, для схемы, показанной на рис. 4.6.8, б, мощность балансирующего узла A_1 в первом приближении

$$\begin{aligned} \dot{S}'_{A1} = & \dot{S}'_a + \dot{S}'_b + \dot{S}'_c + \dot{S}'_d + \\ & + \dot{S}'_e + \dot{S}'_f + \dot{S}'_g - \dot{S}_{A2} - \\ & - \dot{S}_{A3} - \dot{S}_{A4}. \end{aligned} \quad (4.6.6)$$

Рис. 4.6.8. Схема сложноразветвленной сети с несколькими питающими пунктами

После определения потерь мощности в сети ($\Sigma \Delta \dot{S}$) мощность балансирующего узла уточняется так, чтобы в баланс учитывались и потери мощности:

$$\dot{S}_{A1} = \dot{S}'_{A1} + \Sigma \Delta \dot{S}. \quad (4.6.7)$$

Если в сети один питающий пункт, то его удобно принять за балансирующий узел. Остаются неизвестными на-

пряжения (\dot{U}_{A2} и \dot{U}_{A4}) питающих пунктов, для которых заданы мощности и мощности питающих пунктов (\dot{S}_{A3}), кроме балансирующего узла, для которых заданы напряжения. Питающие пункты, для которых задана мощность, могут быть заменены нагрузками с отрицательной потребляемой мощностью (рис. 4.6.8, б). Далее расчет может проводиться любым из методов — контурных токов (мощностей), узловых напряжений и др. При этом для использования метода контурных токов задаются неизвестными мощностями (токами) в каждом из контуров, а для метода узловых напряжений — напряжениями в узлах.

Однако кроме указанных неизвестных в сети с несколькими питающими пунктами появляются *дополнительные* неизвестные: напряжения питающих пунктов, для которых заданы мощности, и мощности питающих пунктов (кроме балансирующего), для которых заданы напряжения. Соответственно появляются и дополнительные уравнения, кроме (4.6.1) и (4.6.5):

1. Для каждого узла с заданным напряжением это напряжение должно быть равно напряжению балансирующего узла минус суммарное падение напряжения между балансирующим и рассматриваемым узлом. Так, для схемы, приведенной на рис. 4.6.8, б, это уравнение имеет вид

$$\dot{U}_{A3} = \dot{U}_{A1} - \Delta \dot{U}_{13}, \quad (4.6.8)$$

где $\Delta \dot{U}_{13}$ — сумма падения напряжения $\Delta \dot{U}_m$ на участках по любому пути между пунктами A_1 и A_3 :

$$\Delta \dot{U}_{13} = \Sigma \Delta \dot{U}_m = \Delta \dot{U}_{1e} + \Delta \dot{U}_{ef} + \Delta \dot{U}_{f3}. \quad (4.6.9)$$

2. Уравнения по первому закону Кирхгофа для питающих пунктов с заданной мощностью

$$\dot{S}_{2b} + \dot{S}_{2c} - \dot{S}_{A2} = 0; \quad \dot{S}_{4f} + \dot{S}_{4g} - \dot{S}_{A4} = 0. \quad (4.6.10)$$

Таким образом, как общее число неизвестных, так и общее число уравнений увеличивается на число питающих пунктов без балансирующего.

Далее для метода контурных токов решаются совместно уравнения (4.6.1), (4.6.9) и (4.6.10), а для метода узловых напряжений — уравнения (4.6.5), (4.6.9) и (4.6.10). Остальные действия аналогичны изложенным.

Метод преобразования сетей. Прежде чем рассматривать этот метод, напомним ряд положений, облегчающих усвоение материала.

1. Если напряжения питающих пунктов одинаковы, то условно их можно «объединить» в один, а также «разрезать» на любое число пунктов.

2. Последовательно могут «складываться» линии, по которым протекает один и тот же ток, параллельно — те линии, у которых по концам одинаковые напряжения. Например, после перенесения нагрузки S в узлы a и b (рис. 4.6.9, a) сопротивления линии ab (Z_1 и Z_2) могут складываться последовательно, так как по ней протекает один и тот же ток I (рис. 4.6.9, b). Тогда $Z_3 = Z_1 + Z_2$ (рис. 4.6.9, $в$).

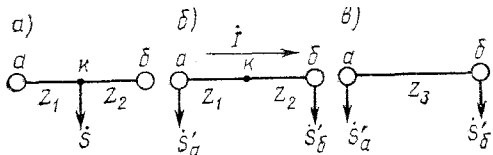


Рис. 4.6.9. Схема последовательного сложения линий

Линии ab и $αг$ могут складываться параллельно (рис. 4.6.10, a), так как напряжения по концам этих линий одинаковы: $U_a = U_b = U_1$ и $U_B = U_Г = U_2$, т. е. $Z_5 = Z_3 Z_4 / (Z_3 + Z_4)$. Если $Z_3 = Z_4$ (рис. 4.6.10, $б$),

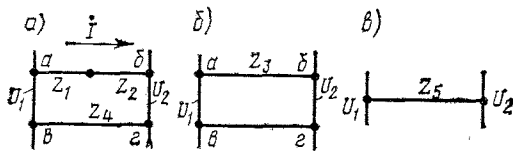


Рис. 4.6.10. Схема параллельного сложения линий

то $Z_5 = Z_3/2$. Окончательно после преобразования сеть приобретает вид, изображенный на рис. 4.6.10, $в$.

3. При преобразовании треугольника в звезду (рис. 4.6.11, a), если известны Z_1, Z_2 и Z_3 , значения Z_4, Z_5 и Z_6 находятся по

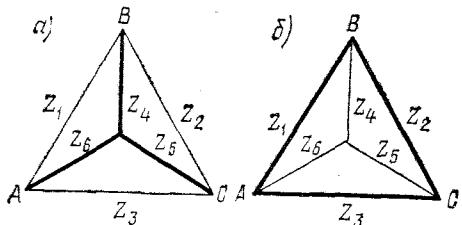


Рис. 4.6.11. Диаграмма преобразования треугольника в звезду и звезды в треугольник

выражениям:

$$Z_4 = \frac{Z_1 Z_2}{Z_1 + Z_2 + Z_3}; \quad Z_5 = \frac{Z_2 Z_3}{Z_1 + Z_2 + Z_3}; \quad Z_6 = \frac{Z_1 Z_3}{Z_1 + Z_2 + Z_3}. \quad (4.6.11)$$

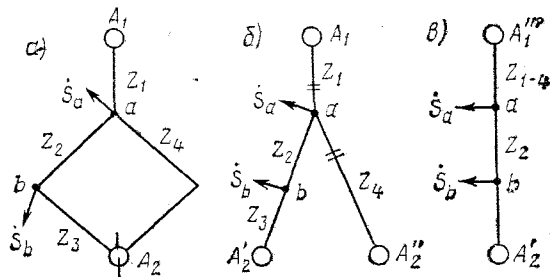


Рис. 4.6.12. Схема сети к примеру 4.6.2.

Примечание. На рис. 4.6.12—4.6.17 двумя и тремя черточками обозначаются параллельно складываемые линии

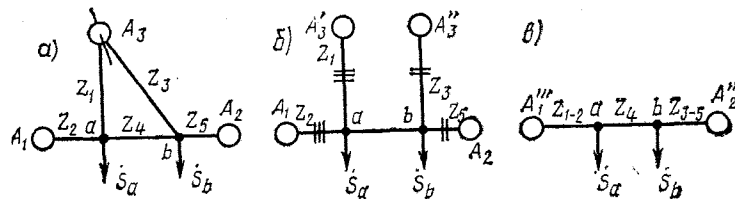


Рис. 4.6.13. Схема сети к примеру 4.6.3

то $Z_5 = Z_3/2$. Окончательно после преобразования сеть приобретает вид, изображенный на рис. 4.6.10, $в$.

3. При преобразовании треугольника в звезду (рис. 4.6.11, a), если известны Z_1, Z_2 и Z_3 , значения Z_4, Z_5 и Z_6 находятся по

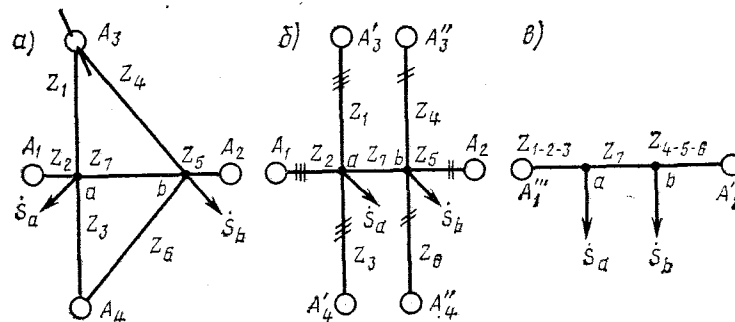


Рис. 4.6.14. Схема сети к примеру 4.6.4

При преобразовании звезды в треугольник (рис. 4.6.11, б), если известны Z_4, Z_5 и Z_6 , значения Z_1, Z_2 и Z_3 находятся по выражениям:

$$\begin{aligned} Z_1 &= \frac{Z_4 Z_5 + Z_5 Z_6 + Z_6 Z_4}{Z_6}; \quad Z_2 = \frac{Z_4 Z_5 + Z_5 Z_6 + Z_6 Z_4}{Z_6}; \\ Z_3 &= \frac{Z_4 Z_5 + Z_5 Z_6 + Z_6 Z_4}{Z_4}. \end{aligned} \quad (4.6.12)$$

Если поперечными проводимостями и потерями мощности на участках на I этапе расчета пренебречь и напряжения питающих пунктов принять одинаковыми, то расчет можно разбить на ряд последовательных этапов:

1. Нагрузки переносятся в оба ближайших узла обратно пропорционально сопротивлениям участков, так чтобы

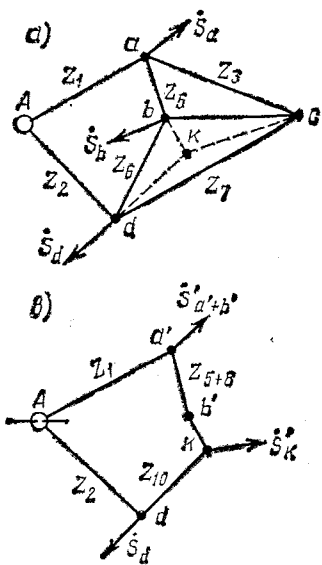


Рис. 4.6.15. Схема сети к примеру 4.6.5

мощности всех других участков между этими перенесенными нагрузками и узлами оставались неизменными, кроме мощности того участка, с которого данная нагрузка переносится. При этом мощность (ток), перенесенный в концы линии от c с e х расположенных на линии нагрузок, определяется аналогично мощности для сетей с двусторонним питанием согласно выражениям (4.5.7) и (4.5.8).

Нагрузки, перенесенные в питающие пункты участка, в расчет не принимают, так как падений напряжений в ли-

ниях не вызывают. Например, нагрузка S на рис. 4.6.9, а переносится в ближайшие узлы a и b . Согласно рис. 4.6.9, б,

$$S'_a = \frac{SZ_2}{Z_1 + Z_2}; \quad S'_b = \frac{SZ_1}{Z_1 + Z_2}. \quad (4.6.13)$$

Если сложить оба выражения (4.6.13), то очевидно, что $S'_a + S'_b = S$.

После перенесения нагрузок в узлы сопротивления могут складываться, как уже было сказано, последовательно ($Z_1 + Z_2 = Z_3$) для подготовки к очередным этапам преобразования сети (см. рис. 4.6.9, в).

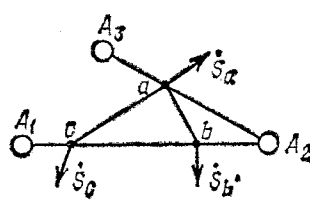


Рис. 4.6.16. Схема сети к примеру 4.6.6

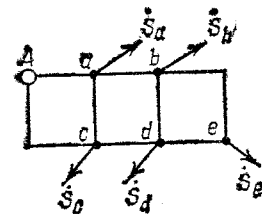


Рис. 4.6.17. Схема сети к примеру 4.6.7

2. Путем последовательного «свертывания» схема приводится к сети с двусторонним питанием (рис. 4.6.12—4.6.17). При таком свертывании напряжения питающих пунктов принимаются одинаковыми. Если в действительности эти напряжения различны $U_1 \neq U_2 \neq U_3$, то расчет проводится в предположении, что они одинаковы и равны эквивалентному напряжению:

$$U_{\text{экр}} = \frac{U_1 y_1 + U_2 y_2 + U_3 y_3 + \dots}{y_1 + y_2 + y_3 + \dots}, \quad (4.6.14)$$

где y_1, y_2, y_3, \dots — проводимости участков между соответствующими питающими пунктами и ближайшим узлом.

3. Известными методами, изложенными в § 4.5, рассчитываются потоки распределения сети с двусторонним питанием.

4. Сеть снова «развертывается» и приводится к первоначальному виду. Нагрузки переносятся на старые места. Например, после расчета найдена мощность S_{ab} , протекающая по участку ab (рис. 4.6.18, а). Естественно, что она будет уравнивающей. Тогда при переносе нагрузок S'_a и S'_b на первоначальное место расположения в точку k уравнивающая мощность S_{ab} и составляющие S'_a и S'_b мощности нагрузки S должны складываться с учетом знаков (рис.

4.6.18, б). Окончательное потокораспределение изображено на рис. 4.6.18, в.

Приведем примеры свертывания сети и приведения ее к сети с двусторонним питанием.

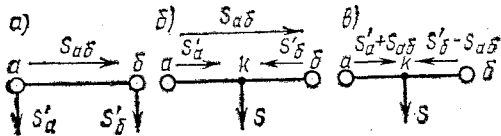


Рис. 4.6.18. Схемы возвращения перенесенных нагрузок на старые места

Пример 4.6.2. «Свернуть» сеть, изображенную на рис. 4.6.12, а, и привести ее к сети с двусторонним питанием.

Решение. 1. «Разрезаем» питающий пункт A_2 (см. пунктирную линию). Получаем как бы два питающих пункта — A'_2 и A''_2 (см. рис. 4.6.12, б).

2. Так как напряжения питающих пунктов одинаковы, то линии A_1a (Z_1) и A''_2a (Z_4) можно сложить параллельно. Получаем новую линию с сопротивлением Z_{1-4} .

Как видно из рис. 4.6.12, в, полученная сеть и является сетью с двусторонним питанием. Решение может быть и другим. Например: 1) нагрузка S_b переносится в узел a и питающий пункт A_2 ; 2) линии aA_2 (Z_4) и A_2a (Z_{2-3}) складываются параллельно.

Пример 4.6.3. Свернуть сеть, изображенную на рис. 4.6.13, а.

Решение. 1. «Разрезаем» питающий пункт A_3 . Получаем A'_3 и A''_3 (см. рис. 4.6.13, б). 2. Линии A_1a и A'_3a складываем параллельно (см. линии с тремя черточками). Получаем Z_{1-2} . 3. Линии A_2b и A''_3b складываем параллельно (см. линии с двумя черточками). Получаем Z_{3-5} . Полученная сеть и является сетью с двусторонним питанием (см. рис. 4.6.13, в).

Пример 4.6.4. Свернуть сеть, изображенную на рис. 4.6.14, а.

Решение. 1. «Разрезаем» питающие пункты A_3 и A_4 . 2. Линии Z_4 , Z_5 и Z_6 складываем параллельно. Получаем Z_{4-5-6} . Аналогично складываем параллельно линии Z_1 , Z_2 и Z_3 . Получаем Z_{1-2-3} (рис. 4.6.14, б). Как видно из рис. 4.6.14, в, полученная сеть и является сетью с двусторонним питанием.

Если бы на складываемых линиях имелись нагрузки, то перед началом преобразования их следовало бы перенести в ближайшие узлы. Нагрузки, перенесенные в узлы из линии, должны складываться с нагрузками, ранее находившимися в данных узлах.

Пример 4.6.5. Свернуть сеть, изображенную на рис. 4.6.15, а.

Решение. 1. В этом случае, чтобы привести сеть к сети с двусторонним питанием, требуется преобразование треугольника bcd (Z_4 , Z_6 и Z_7) или abc в звезду, как это показано штриховыми линиями. Тогда сеть приобретает вид, показанный на рис. 4.6.15, б. 2. Переносим нагрузку S_b в узлы a и k и складываем последовательно линии Z_5+Z_8 . 3. Как видно, линии abk и ack являются параллельными и их можно

сложить, получив линию $a'b'k'$ (рис. 4.6.15, в). 4. «Разрезаем» питающий пункт A и получаем сеть с двусторонним питанием (рис. 4.6.15, г).

Этот пример решить можно также и другими способами, например, преобразовать звезду Z_5 , Z_4 и Z_6 в треугольник и т. д.

Пример 4.6.6. Самостоятельно выполнить приведение сети, изображенной на рис. 4.6.16, к сети с двусторонним питанием.

Пример 4.6.7. Самостоятельно задаться несколькими видами сетей и привести каждую из них к сети с двусторонним питанием. Не рекомендуется делать сложные переплетения, задаваться сетью с диагоналями, имеющими узлы в местах пересечения диагоналей. Такую сеть рассчитать методом преобразования крайне затруднительно (см., например, рис. 4.6.17).

Метод наложения. Отключение линии и изменение нагрузок.

1. В послеаварийных режимах, например, при отключении какой-либо линии, вызванных аварией или плановым отключением, происходит изменение распределения мощности на участках сети. В этих случаях, чтобы не проводить расчет со многими нагрузками, можно пользоваться *методом наложения*. Этот метод состоит в том, что нормальный

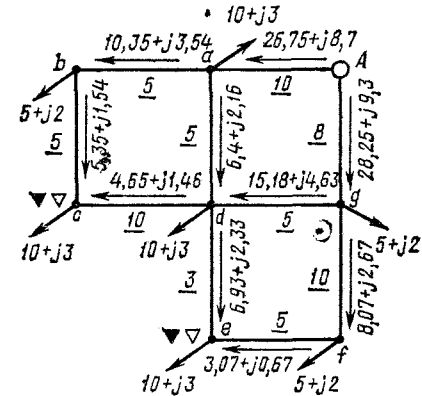


Рис. 4.6.19. Схема распределения мощностей по участкам в нормальном режиме

режим I с питающим пунктом и всеми нагрузками, распределение мощностей в котором было определено ранее, накладывается на режим II. Например, по методу контурных токов было найдено распределение мощностей на участках в нормальном режиме I согласно рис. 4.6.19. Затем определяется потокораспределение режима II, который имитирует отключение линии. Например, по линии A_g от питающего пункта A протекала мощность $S'_g = 28,25 + j9,3$ (рис. 4.6.20, а). По каким-то причинам линия A_g отключилась,

следовательно, мощность \dot{S}_g по линии уже не протекает, т. е. $\dot{S}_g=0$. Как же можно представить, что $\dot{S}_g=0$? Для этого на первоначальное значение мощности \dot{S}_g , протекающей от A к g , накладываем мощность $-\dot{S}_g$ (рис. 4.6.20, б). Тогда, естественно, сумма этих мощностей даст нуль, т. е.

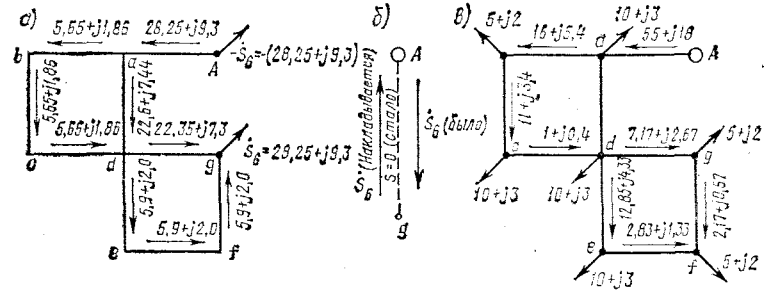


Рис. 4.6.20. Схема распределения мощностей в послеаварийном режиме

линии как бы нет, по ней мощность не протекает или она по каким-то причинам (аварийным или плановым) отключена.

Режим II (назовем его компенсирующим) заключается в том, что повторное распределение мощностей можно найти только с учетом мощности аварийного участка (в данном случае $-\dot{S}_g$), имитирующей отключение линии. Как указывалось, *мощность, подтекающая к узлу, изображается отрицательной нагрузкой (источник питания), а оттекающая от узла — положительной (потребитель)*. В этом режиме (рис. 4.6.20, в) все нагрузки, кроме $-\dot{S}_g$ и $+\dot{S}_g$, исключаются. Исключается и влияние источников питания, так как они учтены в режиме I.

Таким образом, для режима II обычными методами приходится распределение мощности на участках, вызванное только двумя нагрузками ($-\dot{S}_g$ и $+\dot{S}_g$). Окончательное потокораспределение послеаварийного режима находится наложением нормального режима I (рис. 4.6.19) на аварийный режим II (рис. 4.6.20, в) с учетом направления мощностей по участкам.

2. Аналогично предыдущему при изменении какой-то нагрузки (например, в точке d , рис. 4.6.21) расчет можно проводить также методом наложения. Потокораспределение нормального режима I накладывается на потокораспределение компенсирующего режима II, вызванного только из-

менением нагрузки $\Delta\dot{S}=\dot{S}'_1-\dot{S}_1$. Если, например, нагрузка в точке d увеличилась с $\dot{S}'_1=10+j3$ до $\dot{S}''_1=15+j5$, то $\Delta\dot{S}=(15+j5)-(10+j3)=5+j2$ (рис. 4.6.21, а). Это увеличение покрывается за счет питающего пункта A . Если, наоборот,

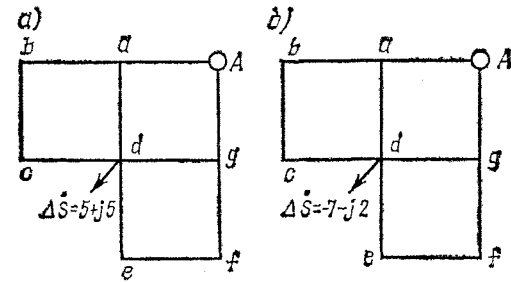


Рис. 4.6.21. Изменение нагрузки в узле d

нагрузка уменьшилась с $\dot{S}'_1=10+j3$ до $\dot{S}''_1=3+j1$, то $\Delta\dot{S}_1=(3+j1)-(10+j3)=-7-j2$ (рис. 4.6.21, б). Потокораспределение компенсирующего режима II рассчитывается только от приращения $\Delta\dot{S}$ или $\Delta\dot{S}_1$ (независимо от знака нагрузки).

Вопросы для самопроверки

1. Как проводится расчет сложноразветвленной сети с одним питающим пунктом методом контурных токов?
2. Как проводится расчет сложноразветвленной сети с одним питающим пунктом методом узловых напряжений?
3. Какие особенности расчета сложноразветвленной сети при нескольких питающих пунктах?
4. Что называется балансирующим узлом?
5. Можно ли сложить последовательно или параллельно линии, от которых питаются нагрузки?
6. Поясните последовательный путь «свертывания» схемы и приведения ее к сети с двусторонним питанием?
7. Как можно имитировать отключение линии и использовать при этом для расчета метод наложения?

§ 4.7. Расчеты нормальных режимов на ЭВМ

Все изложенные методы расчетов сложноразветвленных сетей вручную или с применением статических моделей практически могут быть использованы только для сетей с небольшим числом контуров и узлов. Кроме того, эти методы являются приближенными, так как не учитывают ряда факторов:

3) определяют потери активной и реактивной мощностей в сети;

4) уточняют распределение мощностей с учетом потерь;

5) уточняют напряжения в узлах;

6) корректируют нагрузки в узлах;

7) проводят повторный расчет по уточненным нагрузкам.

Этот расчет при новых скорректированных нагрузках является уже более точным. Уменьшение поправок с каждым новым расчетом свидетельствует о сходимости.

При трудоемких расчетах вручную обычно ограничиваются 1—2 итерациями. При расчете на ЭВМ необходимая точность (один знак после запятой) может достигаться за 15—16 итераций.

Метод узловых напряжений в той или иной модификации можно считать основным для всех промышленных программ расчета установившихся режимов, так как он обеспечивает удовлетворительную сходимость и, следовательно, экономию машинного времени. При использовании этого метода итерации сводятся к последовательному уточнению напряжений в узлах, т. е. $(i+1)$ -е приближение напряжения k -го узла определяется после того, как определены напряжения всех узлов предыдущей итерации:

$$U_k^{(i+1)} = f_k(U_1^i, U_2^i, \dots, U_n^i),$$

где f_k — нелинейная функция узловых напряжений.

Сходимость тем медленнее, чем больше нагрузки, емкостные проводимости и неоднородность сети.

Оптимизация (улучшение) режима электрической сети в процессе эксплуатации должна проводиться непрерывно и требует частых расчетов, каждый из которых состоит из множества расчетов установившихся режимов. Большое число итераций требует большого машинного времени. Нередко режим работы системы изменяется раньше, чем его можно улучшить в соответствии с полученным расчетом. Поэтому проблема улучшения схождения расчета продолжает оставаться актуальной.

Более совершенным методом расчета, обеспечивающим сходимость при меньшем числе итераций, по сравнению с методом простой итерации является метод Зейделя, который обеспечивает эффективное использование памяти машины. Этот метод основан на том, что уточнения на $(i+1)$ -й итерации напряжения k -го узла используются сразу же для вычисления всех последующих переменных. Однако и этот метод в ряде случаев не дает необходимой

скорости схождения расчета. Иногда при расчетах режимов, близких к предельным по пропускной способности сети, метод Зейделя не приводит к сходимости расчетов.

Метод Ньютона. Это наиболее распространенный метод, который обеспечивает достаточно быструю сходимость и сводится к последовательной замене нелинейной системы уравнений некоторой линейной системой. На рис. 4.7.1 показана зависимость изменения напряжений любого узла системы U_Δ в процессе последовательных приближений параметра X . Эта зависимость $U_\Delta = f(X)$ представляет собой монотонную кривую. Чтобы упростить решение нелинейного уравнения в точках 1, 2 и 3, кривая заменяется касательными в этих точках. Точка 1 является началом процесса и на 1-й итерации при независимой переменной X' дает напряжение в рассматриваемом узле U_Δ' . На 2-й итерации в точке 2 при независимой переменной X'' напряжение в узле будет уже U_Δ'' , а на 3-й — U_Δ''' . Как видно из рисунка, точка 4 является концом итераций, так как обеспечивает схождение. Напряжение U_Δ^V и дает расчетную величину.

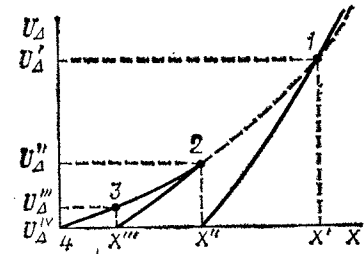


Рис. 4.7.1. График, иллюстрирующий использование метода Ньютона

При больших системах с множеством узлов и ветвей целесообразно для проведения расчетов разделение их на подсистемы (например, по 300 узлов и 400 ветвей). Каждая из подсистем характеризуется собственными нагрузками и нагрузками связей, нарушенных в результате деления связей. Напряжения при этом должны быть одинаковыми в общих узлах мест соединения подсистем.

В настоящее время имеется значительное число программ, базирующихся на тех или иных методах, необходимых для использования ЭВМ.

Вопросы для самопроверки

1. Почему в сложных электрических системах расчет должен проводиться на ЭВМ?
2. Какие факторы не учитываются при расчетах режимов небольших сложносвязанных сетей вручную?
3. Почему в процессе эксплуатации расчеты режимов должны проводиться постоянно и быстро?
4. Каковы основные принципы метода Ньютона?
5. Для чего производят деление больших систем на подсистемы?

$$\dot{U}_1 = A\dot{U}_2 + B\dot{I}_2; \quad (5.1.1)$$

$$\dot{I}_1 = C\dot{U}_2 + D\dot{I}_2, \quad (5.1.2)$$

где \dot{U}_1 и \dot{I}_1 — напряжение и ток в начале линий; \dot{U}_2 и \dot{I}_2 — напряжение и ток в конце линии; A, B, C, D — обобщенные постоянные рассматриваемой схемы замещения четырехполюсника.

Возможные схемы замещения и выражения для определения обобщенных постоянных приведены в табл. 2.3.1.

Выражения (5.1.1) и (5.1.2) записаны для одной фазы, поэтому напряжения заменены в них фазными значениями.

Для проведения более точных расчетов длинные линии разбивают на ряд участков (250—300 км) и каждый участок заменяют своей схемой замещения. Тогда расхождения между фактическими параметрами и параметрами схем замещения получаются меньше. При линиях длиной 300—1000 км согласно [1] вводятся поправочные коэффициенты.

Таким образом, зная, например, токи и напряжения в конце линии, можно найти токи и напряжения в начале, и наоборот.

Замена линии электропередачи четырехполюсником. Заменим линию электропередачи схемой симметричного пассивного четырехполюсника с равномерно-распределенными сопротивлениями и проводимостями (см. графу 1 табл. 2.3.1).

Для упрощения рассмотрим линию без потерь активной мощности (идеальную), т. е. активным сопротивлением R и активной проводимостью g пренебрегаем. Почему это можно сделать? Дело в том, что современные длинные линии сверхвысоких напряжений (≥ 330 кВ) пропускают большие мощности, и для этого приходится использовать большие сечения. Например, каждая фаза линии Конаково — Ленинград содержит пять расщепленных параллельно включенных проводов сечением каждый 240 мм^2 . Таким образом, суммарное сечение равно 1200 мм^2 . Известно, что величина активного сопротивления R обратно

ГЛАВА 5

АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ДЛИННЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

§ 5.1. Уравнение идеальной линии электропередачи как четырехполюсника

Для возможности расчета любой симметричный элемент энергосистемы (линия, трансформатор и др.) можно заменить *четырёхполюсником*. Четырёхполюсник имеет два входных конца и два выходных. Если эдс отсутствует, то четырехполюсник называется *пассивным* (рис. 5.1.1). Линия электропередачи трехфазного тока (как и другие элементы) имеет четыре конца на входе и четыре на выходе (три фазы и условный нуль — земля). В чем же здесь противоречие?

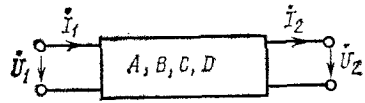


Рис. 5.1.1. Схема пассивного четырехполюсника

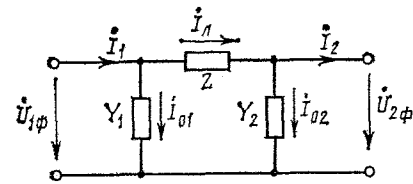


Рис. 5.1.2. Схема одной фазы линии, замененной П-образной схемой замещения

ются только в одной фазе (одна фаза и условный нуль), которую можно изобразить в виде четырехполюсника (рис. 5.1.2). При этом для начала линии ток \dot{I}_{01} — суммарный ток, протекающий от данной фазы к другим фазам и к земле (рис. 5.1.3)

$$\dot{I}_{01} = \dot{I}_{A0} + \dot{I}_{AB} + \dot{I}_{AC}$$

и аналогично для конца линии.

Как известно, уравнения линий электропередачи как

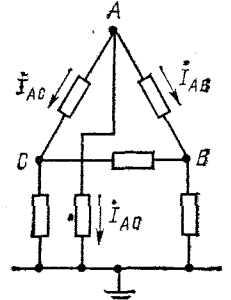


Рис. 5.1.3. Схема токов проводимостей трехфазной линии

пропорциональна сечению, т. е. при очень больших сечениях величина R становится пренебрежимо малой по сравнению с индуктивным сопротивлением X . Активной проводимостью g , обусловленной утечкой и короной, по сравнению с емкостью проводимостью b также можно пренебречь. Утечка в таких линиях должна быть незначительной, а потери на корону, как известно, уменьшают сопротивление проводов, а также увеличением сечений. Последнее нормируется в соответствии со значением напряжения (см. табл. П.5.5). Подставляя в (5.1.1) и (5.1.2) значения величин ABC и D (из рис. 2.3.2) с учетом всех допущений, получаем

$$U_{1\phi} = U_{2\phi} \operatorname{ch} \sqrt{ZY} + I_2 \sqrt{\frac{Z}{Y}} \operatorname{sh} \sqrt{ZY}; \quad (5.1.3)$$

$$I_1 = U_{2\phi} \sqrt{\frac{Y}{Z}} \operatorname{sh} \sqrt{ZY} + I_2 \operatorname{ch} \sqrt{ZY}. \quad (5.1.4)$$

Здесь $Z=R+jX$ и $Y=g+jb$. Согласно условию $R \approx 0$ и $g \approx 0$,

$$Z = j\omega L_0 l \quad \text{и} \quad Y = j\omega C_0 l, \quad (5.1.5)$$

где ω — угловая скорость; L_0 и C_0 — удельные индуктивность и емкость соответственно; l — длина линии.

Для идеальной линии (без потерь)

$$\sqrt{ZY} = j\omega l \sqrt{L_0 C_0} = j\lambda_{\pi}; \quad (5.1.6)$$

$$\sqrt{Z/Y} = \sqrt{L_0/C_0}. \quad (5.1.7)$$

Величина

$$\lambda_{\pi} = \omega l \sqrt{L_0 C_0} = \omega \sqrt{LC} \quad (5.1.8)$$

называется *волновой длиной линии*, а

$$Z_c = \sqrt{L_0/C_0} = \sqrt{L/C}, \quad (5.1.9)$$

волновым сопротивлением идеальной линии. Для реальной линии волновое сопротивление $Z_c = \sqrt{Z/Y}$. Здесь $L=L_0 l$ — продольная индуктивность; $C=C_0 l$ — поперечная емкость.

Подставляя (5.1.8) и (5.1.9) в (5.1.3) и (5.1.4) с учетом (5.1.6) и (5.1.7) и заменяя гиперболические функции мнимой переменной тригонометрическими функциями вещественной переменной $\lambda_{\pi} (\operatorname{ch} j\lambda_{\pi} = \cos \lambda_{\pi}$ и $\operatorname{sh} j\lambda_{\pi} = j \sin \lambda_{\pi})$, окончательно получаем:

$$U_{1\phi} = U_{2\phi} \cos \lambda_{\pi} + j I_2 Z_c \sin \lambda_{\pi}; \quad (5.1.10)$$

$$I_1 = j (U_{2\phi}/Z_c) \sin \lambda_{\pi} + I_2 \cos \lambda_{\pi}. \quad (5.1.11)$$

На основании выражений (5.1.10) и (5.1.11) составлена строка 2 табл. 2.3.1 для идеальных линий. Полученные выражения справедливы и для определения напряжения и тока в любой точке линии (см. пример 5.3.1).

Физическая сущность волновой длины линии λ_{π} , волнового сопротивления Z_c и длины волны λ . Чтобы определить напряжения и токи в начале линии при заданных их значениях в конце, или наоборот, необходимо знать волновую длину линии λ_{π} и волновое сопротивление Z_c . Напомним физическую сущность этих величин и одновременно сущность длины волны λ .

Электрическая энергия распространяется в воздушной среде со скоростью, близкой к скорости света $v=300$ тыс. км/с. В кабелях и линиях в среде изолирующих масс энергия распространяется примерно в 2 раза медленнее. Но современные линии сверхвысокого напряжения переменного тока из-за большой стоимости кабеля выполняют воздушными. Достаточно сказать, что 1 км кабеля 220 кВ стоит порядка полумиллиона рублей.

Из (5.1.10) и (5.1.11) видно, что при изменении λ_{π} на 360° (2π) значения напряжений и токов повторяются: $\cos(\lambda_{\pi} + 2\pi) = \cos \lambda_{\pi}$ и

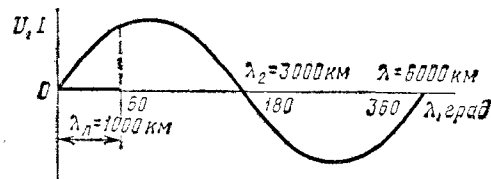


Рис. 5.1.4. Зависимость длины волны λ и волновой длины линии λ_{π}

$\sin(\lambda_{\pi} + 2\pi) = \sin \lambda_{\pi}$. Таким образом, $\lambda_{\pi} = 2\pi$ является *периодом изменения токов и напряжений*. Согласно (5.1.8) значению $\lambda_{\pi} = 2\pi$ соответствует длина

$$l = \lambda = \frac{2\pi}{\omega \sqrt{L_0 C_0}} = \frac{1}{f \sqrt{L_0 C_0}}, \quad (5.1.12)$$

где f — частота ($\omega = 2\pi f$).

Скорость распространения энергии и длина волны соответственно

$$v = 1/\sqrt{L_0 C_0}; \quad (5.1.13)$$

$$\lambda = v/f. \quad (5.1.14)$$

Таким образом, для воздушных линий при частоте $f = 50$ Гц (рис. 5.1.4)

$$\lambda = \frac{300 \cdot 10^3}{50} = 6000 \text{ км.}$$

Подставляя $\sqrt{L_0 C_0}$ из (5.1.12) в (5.1.8), получаем *волновую длину линии*

$$\lambda_{\pi} = \omega l / (f\lambda) = (2\pi/\lambda) l. \quad (5.1.15)$$

Например, для воздушной линии длиной 1000 км при частоте 50 Гц $\lambda_d = (2\pi/6000)1000 = \pi/3$ или 60° .

Известно, что установившийся режим в длинной линии (рис. 5.1.5, а) наступает после волнового процесса с рядом отражений от начала и конца линии. Каждая волна напряжения U и тока I (рис. 5.1.5, б) движется со скоростью v [см. выражение (5.1.13)]. Отношение напряжения

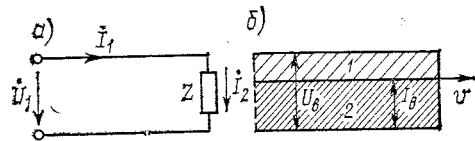


Рис. 5.1.5. Диаграмма движения волны вдоль линии со скоростью v

к току для каждой волны постоянно и называется *волновым сопротивлением*

$$Z_C = U_B / I_B = \sqrt{Z/Y} \quad (5.1.16)$$

Для воздушных линий $Z_C = 375 \div 400$ Ом, для кабельных — $Z_C = 35 \div 40$ Ом.

Напряжение (ток) установившегося процесса представляет собой сумму напряжений (токов) прямой волны и бесконечного числа отраженных волн.

Вопросы для самопроверки

1. Для чего линию передачи заменяют четырехполюсником?
2. В каких случаях при выводе уравнения линий электропередачи как четырехполюсника активным сопротивлением R и активной проводимостью g можно пренебречь?
3. В чем заключается физическая сущность длины волны и волновой длины линии?
4. В каких линиях — воздушных или кабельных — электрическая энергия распространяется быстрее? Почему?
5. Как можно выразить математически длину волны и волновую длину линии?
6. Напишите уравнения линий электропередачи как четырехполюсника.

§ 5.2. Физические процессы в линии

при $P = P_{\text{вт}}$, $P > P_{\text{вт}}$ и $P < P_{\text{вт}}$

Для понимания дальнейшего необходимо учесть следующие два положения:

1. Всякая емкость, если к ней приложено напряжение, *есть генератор реактивной мощности*

$$Q_C = U^2 b = U^2 \omega C. \quad (5.2.1)$$

Всякая индуктивность, если по ней протекает ток, *есть потребитель реактивной мощности*

$$Q_L = I^2 X = U^2 \omega L. \quad (5.2.2)$$

2. Реактивная мощность всегда вызывает снижение напряжения и увеличение тока в том направлении, в котором она течет.

Действительно, падение напряжения на элементарном участке dl

$$\Delta \dot{U} = j j X_0 dl = \frac{S^*}{U^*} j X_0 dl.$$

Направляем вектор напряжения по вещественной оси ($\dot{U} = U^* = U$). Тогда

$$\Delta U = \frac{S^*}{U^*} j X_0 dl = \frac{P - jQ}{U} j X_0 dl = \frac{Q X_0 dl}{U} + j \frac{P X_0 dl}{U} = \Delta U + j \delta U.$$

Поперечной составляющей падения напряжения δU часто можно пренебречь. Таким образом,

$$\Delta \dot{U}_\Sigma = \Delta U = Q X_0 dl / U. \quad (5.2.3)$$

Следовательно, при положительном значении Q падение напряжения положительно, т. е. напряжение снижается (рис. 5.2.1, а).

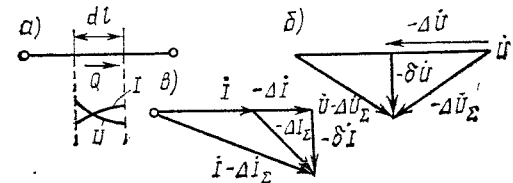


Рис. 5.2.1. Изменение напряжения и тока на элементарном участке dl идеальной линии

Ток поперечной проводимости (утечка тока) на элементарном участке dl

$$\Delta \dot{I} = \dot{U} j b_0 dl = \frac{S^*}{I^*} j b_0 dl.$$

Направляем вектор тока по вещественной оси ($\dot{I} = I^* = I$). Тогда

$$\Delta I = \frac{P + jQ}{I} j b_0 dl = -\frac{Q b_0 dl}{I} + j \frac{P b_0 dl}{I} = \Delta I + j \delta I.$$

Поперечной составляющей тока δI (утечкой) пренебрегаем. Таким образом,

$$\Delta I = -Q b_0 dl / I. \quad (5.2.4)$$

Следовательно, при положительном значении Q ток утечки отрицателен, т. е. ток возрастает (рис. 5.2.1, а).

Изменение напряжения и тока в длинных линиях. Предположим, что вся реактивная мощность, требуемая потребителю, вырабатывается непосредственно на месте установкой специальных компенсирующих устройств (компенсаторов, конденсаторов и др.). Тогда суммарная мощность,

поступающая к потребителю от линии, будет чисто активной P , т. е. сопротивление нагрузки Z_H имеет такой же характер. При этом реактивная мощность в линии остается только та, которая вырабатывается самой линией Q_C (генерируемая — зарядная) и потребляется ею же Q_L согласно выражениям (5.2.1) и (5.2.2).

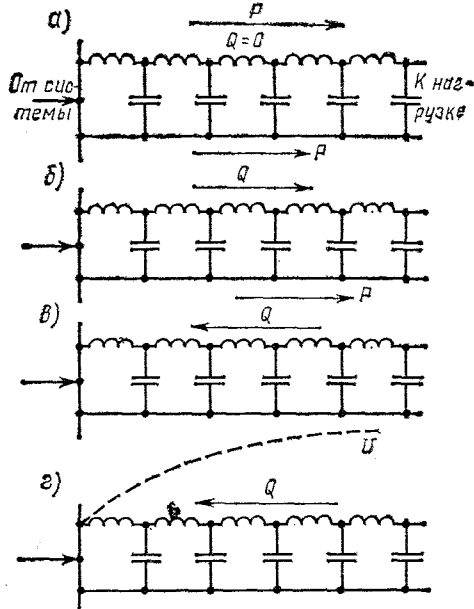


Рис. 5.2.2. Схемы процессов, происходящих в длинной линии

Если нагрузка потребляет чисто активную мощность и в конце линии нет отражения, то такая мощность называется *натуральной*

$$P_{нт} = U^2 / Z_C. \quad (5.2.5)$$

Согласно положению 1, емкость генерирует, а индуктивность потребляет реактивную мощность. Для понимания этого явления индуктивность и емкость можно рассматривать как два элемента: один — генерирующий и реактивную мощность, другой — ее только потребляющий. В зависимости от соотношения выработки и потребления этой реактивной мощности и определяются процессы в длинных линиях, т. е. изменение напряжений

и тока вдоль линии. На рис. 5.2.1, б, в показаны векторные диаграммы для напряжений и токов соответственно.

Три характерных случая (рис. 5.2.2) передачи по линии активной мощности.

Случай I (рис. 5.2.2, а) $P = P_{нт}$, $Z = Z_C$ (сопротивление нагрузки Z равно волновому Z_C). В этом случае на каждом элементарном участке генерируемая и потребляемая мощности одинаковы, т. е. вся мощность, вырабатываемая емкостью участка, полностью уходит на покрытие потерь в индуктивности этого же участка ($dQ_C = dQ_L$ и $Q_C = Q_L$). Таким образом, генерирование и потребление находятся в состоянии равновесия (все, что вырабатывается, потребляется) и *реактивная мощность по линии не протекает*.

Как следует из положения 2, а также из выражений (5.2.3) и (5.2.4), падение напряжения и утечка тока при этом на любом элементе линии равны нулю, т. е. *напряжения и ток вдоль всей линии постоянны* (рис. 5.2.3, а, б при $P = P_{нт}$).

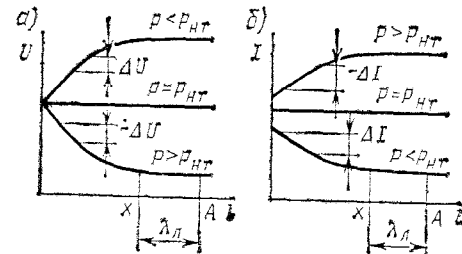


Рис. 5.2.3. График изменения напряжения (а) и тока (б) вдоль линии при $\lambda_l < \pi/2$

Случай II (рис. 5.2.2, б) $P > P_{нт}$, $Z < Z_C$ (сопротивление нагрузки Z меньше волнового Z_C). В этом случае мощность P больше, чем в случае I, и на каждом участке генерируемая реактивная мощность меньше потребляемой ($dQ_C < dQ_L$ и $Q_C < Q_L$), т. е. *мощность, вырабатываемая емкостями, не в состоянии покрыть потерь в индуктивностях. Недостающая мощность Q поступает из системы*. Следовательно, реактивная мощность Q по всей длине направлена от системы к концу линии.

Как следует из положения 2, а также из выражений (5.2.3) и (5.2.4), *напряжение падает, а ток растет* от начала к концу линии (рис. 5.2.3, а, б при $P > P_{нт}$).

Случай III (рис. 5.2.2, в) $P < P_{нт}$, $Z > Z_C$. В этом

случае на каждом участке $dQ_C > dQ_L$, $Q_C > Q_L$, т. е. емкости будут вырабатывать реактивную мощность не только необходимую для покрытия потерь в индуктивностях, но и некоторый и з л и ш е к. Так как потребитель, согласно условию, в реактивной мощности не нуждается, то эта *избыточная мощность Q будет направляться в систему и напряжение в конце линии будет выше, чем в начале, а ток будет падать* (рис. 5.2.3, а, б при $P < P_{нт}$).

Режим линии при холостом ходе (рис. 5.2.2, з) — без нагрузки. Крайним случаем последнего режима при $P < P_{нт}$ и $Z > Z_C$ является режим холостого хода. При этом из-за большой избыточной реактивной мощности Q , вырабатываемой емкостями, только незначительная ее часть расходуется на потери в индуктивностях, остаток мощности Q возвращается в систему и напряжение к концу линии значительно возрастает (на рисунке условно показано штриховой линией). Такое возрастание грозит изоляции и приходится прибегать к специальным мерам для снижения напряжения, например по концам линии устанавливать реакторы.

Рассмотрим возможный реальный случай такого возрастания напряжения на одном из концов линии. Если, например, требуется включение линии Куйбышев — Москва напряжением 500 кВ, длиной 900 км, то, естественно, что одновременное включение обоих концов со стороны Куйбышева и Москвы практически невозможно. Всегда с какого-то конца будет отставание. Один конец включится раньше, а другой несколько позднее. Тогда линия на небольшой промежуток времени будет находиться в режиме холостого хода и на конце, который не успел включиться, напряжение резко возрастет, что крайне нежелательно.

Таким образом, напряжение и ток в любой точке линии могут быть найдены по кривым (рис. 5.2.3) в зависимости от расстояния λ_x от конца линии А до рассматриваемой точки x . Из рисунка видно, что для случая II ($P > P_{нт}$) по мере удаления от конца линии *напряжение растет, а ток уменьшается*. Это значит, что генерируемая мощность растет, а потребляемая уменьшается, т. е. избыток потребляемой мощности по сравнению с генерируемой уменьшается. Наоборот, для случая III ($P < P_{нт}$) по мере удаления от конца линии *напряжение уменьшается, а ток растет*. Это значит, что генерируемая мощность уменьшается, а потребляемая растет. Избыток генерируемой мощности по сравнению с потребляемой уменьшается. Поэтому описанный характер процессов справедлив для ограниченного

значения $\lambda_x < \pi/4$, т. е. для расстояния от конца линии меньше 750 км.

Указанные соотношения и изменения напряжения и тока подтверждаются выражениями (5.1.10) и (5.1.11). При этом выявляются также дополнительные особенности этих изменений.

Как было указано, изменения напряжения и тока определяются соотношением генерируемой и потребляемой реактивных мощностей на каждом участке. Найдем значения этих мощностей для любого участка dl . Напряжение и ток на любом элементарном участке dl линии определяются по (5.1.10) и (5.1.11) в зависимости от волновой длины линии λ_x между концом линии А и рассматриваемым участком l_x до точки x (рис. 5.2.4 и 5.2.3).

В конце линии А напряжение

$$U_2 = I_2 Z, \quad (5.2.6)$$

где согласно принятым условиям о чисто активном характере нагрузки сопротивление Z — величина вещественная. Так как соотношение напряжения и тока согласно (5.2.6) определяется сопротивлением нагрузки Z в конце линии, то в дальнейшем все расстояния отсчитываются от конца линии (от точки А).

Подставляя значение тока I из (5.2.6) в (5.1.10) и значение напряжения U_Φ из (5.2.6) в (5.1.11), находим напряжение и ток в любой точке линии x :

$$\dot{U}_\Phi = \dot{U}_{2\Phi} [\cos \lambda_x + j (Z_C/Z) \sin \lambda_x]; \quad (5.2.7)$$

$$\dot{i} = \dot{i}_2 [\cos \lambda_x + j (Z/Z_C) \sin \lambda_x]. \quad (5.2.8)$$

Абсолютные значения напряжения и тока из (5.2.7) и (5.2.8)

$$\dot{U}_\Phi = \dot{U}_{2\Phi} \sqrt{\cos^2 \lambda_x + (Z_C^2/Z^2) \sin^2 \lambda_x}; \quad (5.2.9)$$

$$\dot{i} = \dot{i}_2 \sqrt{\cos^2 \lambda_x + (Z^2/Z_C^2) \sin^2 \lambda_x}. \quad (5.2.10)$$

Подставляя U_Φ из (5.2.9) в (5.2.1), находим генерируемую реактивную мощность на участке dl

$$dQ_C = U_\Phi^2 \omega C_0 dl = U_{2\Phi}^2 \omega C_0 \left(\cos^2 \lambda_x + \frac{Z_C^2}{Z^2} \sin^2 \lambda_x \right) dl. \quad (5.2.11)$$

Подставляя ток I из (5.2.10) в (5.2.2), находим потребляемую реактивную мощность на участке dl :

$$dQ_L = I^2 \omega L_0 dl = I_2^2 \omega L_0 [\cos^2 \lambda_x + (Z^2/Z_C^2) \sin^2 \lambda_x] dl. \quad (5.2.12)$$

Беря отношение dQ_C к dQ_L и учитывая, что согласно (5.2.6) и (5.1.9) $Z = U_2/I_2$; $Z_C^2 = L_0/C_0$, находим

$$\alpha = \frac{dQ_C}{dQ_L} = \frac{Z^2}{Z_C^2} \frac{\cos^2 \lambda_x + (Z_C^2/Z^2) \sin^2 \lambda_x}{\cos^2 \lambda_x + (Z^2/Z_C^2) \sin^2 \lambda_x} = \frac{Z^2 \cos^2 \lambda_x + Z_C^2 \sin^2 \lambda_x}{Z_C^2 \cos^2 \lambda_x + Z^2 \sin^2 \lambda_x}.$$

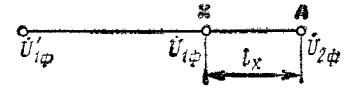


Рис. 5.2.4. Схема линии для определения напряжения U_Φ в любой точке x [см. (5.1.10)], находящейся на расстоянии Ax от конца линии

Деля числитель и знаменатель на $Z^2 \cos^2 \lambda_d$, а затем прибавляя и вычитая единицу, окончательно определяем

$$\alpha = 1 + \frac{(1 - Z_C^2/Z^2)(1 - \operatorname{tg} \lambda_d)}{Z_C^2/Z^2 + \operatorname{tg}^2 \lambda_d} \quad (5.2.13)$$

Проанализируем данное выражение для приведенных трех характерных случаев.

С л у ч а й I: $P = P_{\text{HT}}, Z = Z_C$. При этом второй член (5.2.13) обращается в нуль и

$$\alpha = 1, \quad (5.2.14)$$

т. е. на элементарном участке в любой точке x

$$dQ_C = dQ_L.$$

С л у ч а й II: $P > P_{\text{HT}}, Z < Z_C$. При этом первая скобка числителя (5.2.13) будет отрицательной. Для $\operatorname{tg} \lambda_d < 1$ или $\lambda_d < \pi/4$ вторая скобка будет положительной и вся дробь отрицательной:

$$\alpha < 1, \quad (5.2.15)$$

т. е. $dQ_C < dQ_L$, как и было указано. Недостающая реактивная мощность поступает из системы и направляется в сторону нагрузки. В конце линии реактивная мощность по условию равна нулю (нагрузка чисто актив-

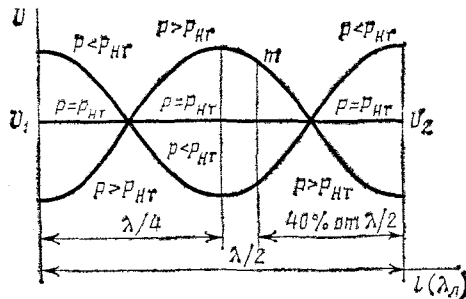


Рис. 5.2.5. График изменения напряжения вдоль линии длиной $\lambda/2$ (3000 км)

ная). По мере удаления от конца линии потребляемая реактивная мощность возрастает, так как на каждом участке потребляемая мощность больше генерируемой. Соответственно нарастает увеличение напряжения ΔU и уменьшение тока ΔI на участке, т. е. к р у т и з н а кривых напряжения и тока возрастает по мере удаления от конца линии и увеличения λ_d , как и показано на рис. 5.2.3. Такой характер изменения напряжения и тока имеет место до значения $\lambda_d \leq \pi/4$. При $\lambda_d = \pi/4$ значение $\operatorname{tg} \lambda_d = 1$, дробь обращается в нуль и $\alpha = 1$. Это значит, что на этом элементарном участке, на расстоянии 750 км от конца длинной линии генерируемая и потребляемая реактивные мощности одинаковы. При достаточно длинных линиях и расстоянии Δx от конца $\pi/4 < \lambda_d < \pi/2$ значение $\operatorname{tg} \lambda_d > 1$ и второй множитель (5.2.13) также становится отрицательным, а вся дробь положительной, т. е.

$$\alpha > 1. \quad (5.2.16)$$

Это значит, что генерируемая реактивная мощность становится больше потребляемой.

Таким образом, по мере большего удаления от конца (увеличения λ_d) поступающая из системы реактивная мощность уменьшается и кривая напряжения (а также и тока) становится более пологой, как показано на рис. 5.2.5. При $\lambda_d = \pi/2$ реактивная мощность становится равной нулю, а при $\lambda_d > \pi/2$ направление реактивной мощности меняется на обратное, мощность уже направляется в систему. Соответственно при увеличении λ_d напряжение возрастает, а ток уменьшается.

С л у ч а й III: $P < P_{\text{HT}}, Z > Z_C$. При этом первый множитель числителя (5.2.13) положителен, а знак дроби противоположен знаку дроби для случая II. Соответственно при $\lambda_d < \pi/4$ генерируемая мощность больше потребляемой, а при $\lambda_d > \pi/4$ меньше потребляемой. При $\lambda_d < \pi/2$ суммарная мощность направлена в систему и с увеличением λ_d (удалением от конца линии) напряжение уменьшается, а ток возрастает.

При дальнейшем увеличении λ_d изменения напряжения и тока аналогичны.

В табл. 5.2.1 приведены соотношения генерируемой и потребляемой реактивной мощности на участке dl в зависимости от мощности нагрузки и расстояния λ_d .

Таблица 5.2.1. Результаты исследования выражения (5.2.13) и рис. 5.2.5 при $\alpha = dQ_C/dQ_L$ и $\lambda_d < \pi/2$

Волновая длина линии	$P = P_{\text{HT}}, Z = Z_C$	$P > P_{\text{HT}}, Z < Z_C$	$P < P_{\text{HT}}, Z > Z_C$
$\lambda_d < \frac{\pi}{4}$	$\alpha = 1$ $dQ_C = dQ_L$	$\alpha < 1$ $dQ_C < dQ_L$	$\alpha > 1$ $dQ_C > dQ_L$
$\lambda_d = \frac{\pi}{4}$	$\alpha = 1$ $dQ_C = dQ_L$	$\alpha = 1$ $dQ_C = dQ_L$	$\alpha = 1$ $dQ_C = dQ_L$
$\frac{\pi}{4} < \lambda_d < \frac{\pi}{2}$	$\alpha = 1$ $dQ_C = dQ_L$	$\alpha > 1$ $dQ_C > dQ_L$	$\alpha < 1$ $dQ_C < dQ_L$

Процессы в линии при одинаковом напряжении по ее концам. Современные длинные линии сверхвысоких напряжений (> 330 кВ) в большинстве случаев имеют связь с рядом энергосистем, работающих совместно. Рассмотрим процессы в такой линии в предположении, что напряжения по ее концам поддерживаются автоматически равными и на заданном уровне $U_1 = U_2$. Как же будут меняться эти напряжения вдоль линии для рассматриваемых характерных случаев?

С л у ч а й I (рис. 5.2.6, а): $P = P_{\text{HT}}, Z = Z_C$. Вся выработываемая емкостями мощность полностью уходит на покрытие потерь в индуктивностях: $dQ_C = dQ_L, Q_C = Q_L$.

Реактивная мощность не течет, и напряжение вдоль всей линии остается неизменным (рис. 5.2.7).

Случай II (рис. 5.2.6, б): $P > P_{нт}$, $Z < Z_c$. Емкости не вырабатывают достаточной реактивной мощности, требуемой для покрытия потерь в индуктивностях ($dQ_L > dQ_C$).

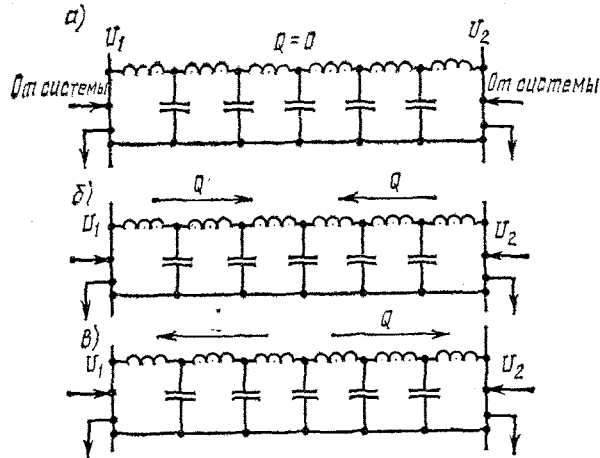


Рис. 5.2.6. Схемы процессов, происходящих в длинной линии при искусственном поддержании одинакового напряжения по концам

Для сохранения баланса мощности из обеих систем, к которым с двух сторон подключена линия, реактивная мощность направляется от концов к середине, и напряжение к середине линии будет падать (рис. 5.2.7).

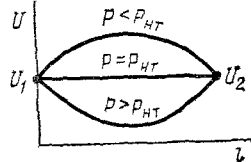


Рис. 5.2.7. Зависимость изменения напряжения вдоль длинной линии при искусственном поддержании одинакового напряжения по концам

Случай III (рис. 5.2.6, в): $P < P_{нт}$, $Z > Z_c$. При этом $dQ_L < dQ_C$. Избыток вырабатываемой реактивной мощности, не использованный в индуктивностях, направляется в обе системы от середины линии к ее концам. Напряжение в середине линии будет максимальным (рис. 5.2.7).

Для всех рассмотренных случаев направление потока активной мощности P в линии зависит от соотношения мощностей, генерируемых системами и потребляемых нагрузками.

1. Какой элемент в длинных линиях является генератором реактивной мощности, а какой потребителем?
2. Как меняется напряжение в зависимости от направления протекания реактивной мощности?
3. Что называют натуральной мощностью? Напишите выражение.
4. Какие физические процессы происходят в линии при трех характерных случаях передачи по длинной линии активной мощности: $P = P_{нт}$, $P > P_{нт}$ и $P < P_{нт}$?
5. Чем опасно включение линии при холостом режиме?
6. Как меняются коэффициент α , напряжение и ток для рассматриваемых случаев?
7. Какие процессы происходят в линиях при одинаковом напряжении по ее концам для рассматриваемых случаев?

§ 5.3. Сведения о линиях с половиной длины волны $\lambda/2$ и их особенностях

Линия длиной 3000 км, т. е. $\lambda_{\pi} = 180^\circ$, обладает удивительными свойствами. Действительно, подставим в (5.1.10) и (5.1.11) $\lambda_{\pi} = 180^\circ$. Тогда

$$\begin{aligned} \dot{U}_{1\phi} &= \dot{U}_{2\phi} \cos 180^\circ + j\dot{I}_2 Z_c \sin 180^\circ; \\ \dot{I}_1 &= j(\dot{U}_{2\phi}/Z_c) \sin 180^\circ + \dot{I}_2 \cos 180^\circ. \end{aligned}$$

Так как $\cos 180^\circ = -1$, а $\sin 180^\circ = 0$, то в линиях с половиной длины волны независимо от мощности, которая по ним протекает,

$$\dot{U}_1 = -\dot{U}_2; \quad \dot{I}_1 = -\dot{I}_2, \quad (5.3.1)$$

т. е. напряжения и токи по абсолютному значению в начале и конце линии равны. Так как напряжения и ток, согласно (5.3.1), отличаются только знаком и угол между ними не меняется $\varphi_1 = \varphi_2$ (рис. 5.3.1), то и мощности (как активная, так и реактивная) равны между собой в начале и конце линии: $P_1 = P_2$ и $Q_1 = Q_2$ и, следовательно, *потерь нет*.

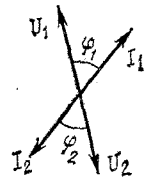


Рис. 5.3.1. Векторная диаграмма токов и напряжений для идеальной линии с половиной длины волны

Таким образом, в идеальных линиях с половиной длины волны (3000 км) станции работают как бы рядом. Напряжение, ток и мощность в начале линии равны напряжению, току и мощности в конце. Потерь нет. (Потерями активной мощности пренебрегли в начале анализа.) Система очень устойчива. Линии как бы вообще не существует. Однако необходимо подчеркнуть, что при отклонении от длины 3000 км ($\lambda_{\pi} = 180^\circ$) потери реактивной мощности снова появляются, линия как бы восстанавливается.

Несмотря на такие удивительные особенности, линии с половиной длины волны $\lambda/2$ распространения не получили из-за отсутствия возможности промежуточного отбора мощности. Города, промышленность, сельское хозяйство нуждаются в обмене энергией, что при линиях длиной $\lambda/2$ пока неосуществимо.

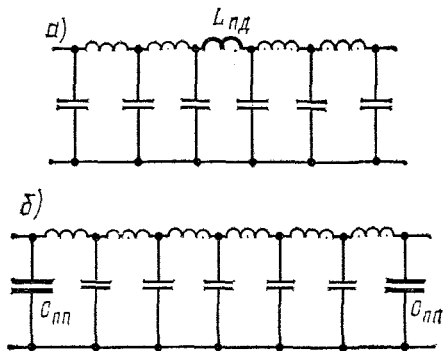


Рис. 5.3.2. Схема искусственного «удлинения» линии

Понятие о линиях, настроенных на половину длины волны $\lambda/2$. Чтобы использовать свойства линий с половиной длины волны, возникла мысль о мерах по искусственному удлинению существующих линий и «приближению» их

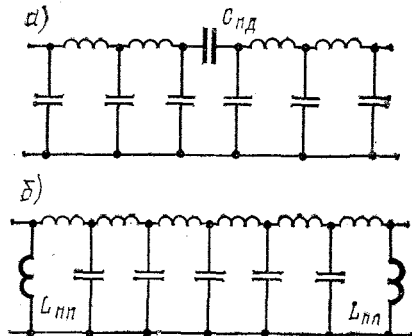


Рис. 5.3.3. Схема искусственного «укорачивания» линии

к длине $\lambda/2$. Такие линии называются *компенсированными*. Одновременно можно искусственно «уменьшать» длину существующих линий, как бы приближая их к нулю. Как же это можно сделать?

Так как в (5.1.8) L является продольной индуктивностью, а C — поперечной емкостью, можно записать

$$\lambda_d = \omega \sqrt{L_{нд} C_{пп}}. \quad (5.3.2)$$

Чтобы «удлинить» линию, т. е. увеличить λ_d , надо увеличить $L_{нд}$ или $C_{пп}$, т. е. в линию включить мощную продольную индуктивность или мощную поперечную емкость. Это называется *продольной индуктивной* или *поперечной емкостной компенсацией* соответственно (рис. 5.3.2, а, б).

Чтобы «укоротить» линию, т. е. уменьшить λ_d , надо уменьшить $L_{нд}$ или $C_{пп}$, т. е. в линию включить мощную продольную емкость или мощную поперечную индуктивность соответственно (рис. 5.3.3, а, б).

Индуктивности и емкости, устанавливаемые для настройки линии, очень дороги, так как должны быть рассчитаны на значительные мощности. Одновременно компенсированные линии связаны с большими трудностями отбора мощности и др.

Использование естественной емкости вместо продольной емкостной компенсации. Представляет интерес оригинальное предложение, заключающееся в том, что в каждой фазе проложен не один, а два провода, не имеющих между собой соединений (не путать с расщеплением!). При этом провода 1 и 2 (рис. 5.3.4) не имеют соединений в одном из концов. Провод 1 не имеет соединений с системой А, а провод 2 — с системой В. Как же будет протекать ток? Ток замыкается по естественным емкостям (см. стрелки). Одновременно эти же емкости используются как продольная емкостная компенсация, и дополнительных емкостей устанавливать не требуется. Необходимо указать, однако, что данное интересное предложение практически пока не используется из-за ряда трудностей.

Пример 5.3.1. По линии длиной $\lambda/2 = 3000$ км с напряжением в начале $U_1 = 220$ кВ передается чисто активная мощность $P = 1,2 P_{нт}$. Волновое сопротивление $Z_C = 400$ Ом, $\cos \varphi = 1$. Определить напряжение на расстоянии 40% от конца линии А (см. рис. 5.2.4).

Решение. 1. Определяем волновую длину линии от конца А до рассматриваемой точки х:

$$\lambda_d = \frac{2\pi}{\lambda} l = \frac{360}{6000} 3000 \cdot 0,4 = 72^\circ.$$

2. Определяем мощность в конце линии. Так как в линии с половиной длины волны напряжение в начале равно напряжению в конце, то $U_2 = U_1 = 220$ кВ. Мощность $P_2 = 1,2 P_{нт} = 1,2 \frac{U^2}{Z_C} = 1,2 \frac{220^2 \cdot 10^6}{400} = 145 \cdot 10^6$ В·А.

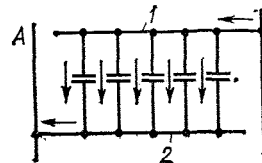


Рис. 5.3.4. Схема использования естественной емкости между двумя проводами фазы вместо искусственной емкостной компенсации

3. Ток в конце линии

$$I_2 = \frac{P_2}{\sqrt{3} U_2 \cos \varphi} = \frac{145 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 380 \text{ А.}$$

4. Согласно (5.1.10) находим напряжение на расстоянии 40% от конца линии в комплексном виде

$$\dot{U}_{2\phi} = \frac{220 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} \cos 72^\circ + j380 \cdot 400 \cdot \sin 72^\circ = 39,1 \cdot 10^3 + j145 \cdot 10^3.$$

5. Соответственно абсолютное значение фазного и линейного напряжения на расстоянии 40% от конца

$$U_\phi = \sqrt{(39,1^2 + 145^2)} \cdot 10^3 = 151 \cdot 10^3 \text{ В или } 151 \text{ кВ;} \\ U = \sqrt{3} \cdot 151 = 262 \text{ кВ.}$$

Таким образом, напряжение в заданной точке значительно выше напряжения по концам линии ($262 > 220$), что соответствует точке *m* (рис. 5.2.5).

Для приближенных расчетов усредненные значения реактивных сопротивлений X_0 , емкостных проводимостей b_0 и мощностей, генерируемых линиями Q_{0C} , приведены в табл. П.5.25. Необходимо указать, что для линий 110 кВ при характерной для них протяженности зарядная мощность Q_C составляет примерно 10% от передаваемой, для 220 кВ — 30% и для 550 кВ может быть соизмерима с передаваемой мощностью. В кабельных линиях удельная емкостная проводимость b_0 значительна, но так как обычно протяженность кабелей невелика, то зарядные мощности в большинстве случаев не рассчитываются.

Вопросы для самопроверки

1. Каковы особенности линий с половиной длины волны?
2. Как можно искусственно в целях снижения потерь мощности «удлиннить» или «укоротить» линию?
3. Назовите недостатки линий с половиной длины волны.

ГЛАВА 6

МЕРЫ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ

§ 6.1. Общие сведения

Для обеспечения нормальной работы приемников необходима как активная, так и реактивная мощности. Реактивная мощность расходуется на создание магнитных полей и не требует расхода энергоносителя (топлива). Однако передача ее по линии связана с определенными затратами активной мощности в элементах сети. В этих элементах расходуется и реактивная мощность, что требует увеличения ее генерации. Поэтому снижение потребления реактивной мощности приводит к экономии активной, снижению потерь мощности.

Задача рационального построения сети (выбор конфигураций, сечений, мощностей трансформаторов и др.) и оптимизация развития сети заключаются в поддержании наилучшего соотношения между стоимостью сети и потерями мощности, т. е. в обеспечении минимума приведенных затрат (см. гл. 9 и 10). Однако возможны мероприятия по снижению потерь мощности*, не требующие больших затрат: установка специального первичного (вольтодобавочных трансформаторов, компенсирующих устройств и др.) и вторичного (устройства автоматики и релейной защиты) оборудования.

В табл. 6.1.1 показаны основные виды потерь мощности для различных условных групп сетей. В свою очередь, потери делятся на технические, организационные и коммерческие.

Технические — предусматривают реконструкцию сети и замену или установку дополнительного оборудования. К ним относятся: 1) установка компенсирующих уст-

* Поспелов Г. Е., Сыч Н. М. Потери мощности и энергии в электрических сетях. — М.: Энергия, 1981; Инструкция по расчету технико-экономической эффективности и планированию мероприятий по снижению расхода электроэнергии на ее транспорт в электрических сетях энергосистемы. — М.: Союзтехэнерго, 1980.

Таблица 6.1.1. Виды потерь мощности и энергии

Группы сетей энергосистемы (условно)	Основные виды потерь
Сети сверхвысоких (330—750 кВ) и высоких (110—330 кВ) напряжений 110—750 кВ (дальние линии электропередач; межсистемные связи; системообразующие сети 110—500 кВ)	<p>Холостого хода: (не зависящие от нагрузки)</p> <ul style="list-style-type: none"> — на корону — в стали трансформаторов — в параллельных цепях компенсирующих устройств (КУ) <p>Нагрузочные: (зависящие от нагрузки)</p> <ul style="list-style-type: none"> — в линиях — в обмотках трансформаторов — в последовательных цепях КУ <p>Нагрузочные:</p> <ul style="list-style-type: none"> — в линиях — в обмотках трансформаторов <p>Холостого хода:</p> <ul style="list-style-type: none"> — в обмотках трансформаторов <p>Нагрузочные:</p> <ul style="list-style-type: none"> — в линиях — вызванные несимметричной нагрузкой фаз
Распределительные сети средних напряжений 6—35 кВ (городские и сельские)	
Распределительные сети низких напряжений до 1000 В	

трансформации); 2) оптимизация мест размыкания (точек токораздела) сети 6—35 кВ; 3) перевод генераторов ЭС в режим синхронных компенсаторов при недостатке реактивной мощности в системе; 4) оптимизация рабочих напряжений в центрах питания радиальных сетей; 5) отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок; 6) выравнивание нагрузок фаз в сетях; 7) сокращение продолжительности и улучшение качества ремонтов и обслуживания; 8) исследование и разработка новых методов по снижению потерь; 9) стимулирование персонала и др.

Коммерческие — предусматривают совершенствование обслуживания и выполняются Энергоназором при расчетах с потребителями. К ним относятся: 1) установка счетчиков; 2) борьба с хищениями; 3) усовершенствование систем учета и др.

Мероприятия по снижению потерь мощности осуществляются как при проектировании, так и при эксплуатации. Эксплуатационные мероприятия проводятся при оптимизации режимов постоянно.

Потери в сетях высоких напряжений (110 кВ и выше) составляют ориентировочно 50—55%, средних (6, 10, 20 и 35 кВ) — 25—30% и низких напряжений — 10%. Прочие потери (включая коммерческие) могут достигать 10%. Суммарные потери на собственные нужды подстанций, обогрев оборудования, в вентиляторах, компенсаторах, трансформаторах тока и напряжения, в электросчетчиках незначительны и равны 1—3%.

С увеличением нагрузки сети потери возрастают и соотношение между стоимостью сети и потерями отклоняется от номинального. Изменения активной и реактивной нагрузок в сетях потребителей влекут за собой изменения перетоков активной и реактивной мощностей в энергосистеме с соответствующим изменением в ней потерь. Поэтому уровень потерь необходимо постоянно контролировать, так как они характеризуют экономичность работы всей сети. Системный подход к проблеме управления уровнем потерь является сложной задачей и ее комплексное решение возможно только с помощью современных экономико-математических моделей и ЭВМ. Особую трудность при этом представляют сбор и переработка информации о режимах сети, которые непрерывно меняются с изменением нагрузок.

Для учета влияния изменения нагрузки или потерь в сетях внутреннего электроснабжения на потери в сетях энергосистемы пользуются *обобщенными коэффициентами*: при-

роductов; 2) замена проводов на провода с большим сечением; 3) замена перегруженных и недогруженных трансформаторов; 4) установка регулирующих устройств (трансформаторов с РПН и ПВВ, вольтодобавочных трансформаторов, шунтирующих реакторов и др.); 5) автоматическое регулирование коэффициентов трансформации; 6) автоматическое регулирование мощности батарей конденсаторов; 7) установка устройств регулирования потоков мощности в неоднородных замкнутых сетях высокого и сверхвысокого напряжений (например, последовательные регулировочные трансформаторы ПРТ с противо-эдс в контурах); 8) перевод сетей на более высокие номинальные напряжения; 9) создание оптимальных схем и конфигураций сетей после капитального строительства объектов; 10) внедрение более совершенных видов релейной защиты, автоматики, телемеханики и измерений и др.

Организационные — предусматривают совершенствование обслуживания, оптимизацию схем сетей и режимов их работы. К ним относятся: 1) оптимизация установленных режимов сетей по реактивной мощности (выбор оптимальных законов регулирования КУ и коэффициентов

роста потерь активной мощности в сетях энергосистемы при изменении активной мощности в сетях потребителей k_n ; прироста потерь активной мощности к изменению реактивной — k_a . Коэффициент k_a называется экономическим эквивалентом реактивной мощности. Например, коэффициент $k_n=0,1$. Это означает, что при уменьшении нагрузки в сети потребителя на 1 квар потери в сетях энергосистемы уменьшаются на 0,1 кВт. Если, например, $k_a=0,05$, то это означает, что при увеличении реактивной нагрузки в сети промышленного предприятия на 100 квар потери в сетях энергосистемы увеличиваются на 5 кВт.

Значения k_n и k_a должны определяться персоналом энергосистем с помощью ЭВМ для характерных режимов.

Вопросы для самопроверки

1. Назовите основные виды потерь.
2. Почему рациональное построение сети способствует снижению потерь мощности?
3. Что показывают обобщенные коэффициенты прироста потерь и какой коэффициент называется экономическим эквивалентом реактивной мощности?

§ 6.2. Источники реактивной мощности и их особенности

Реактивная мощность зависит от характера потребителя. Например, для освещения значение Q мало и им часто пренебрегают. Как видно из (4.1.3), передача реактивной

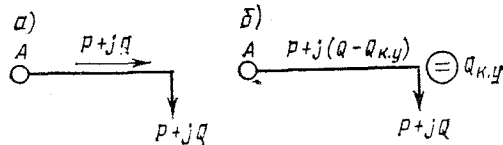


Рис. 6.2.1. Схемы изменения мощности в линии без КУ (а) и при установке КУ (б) у потребителя

мощности по линии от генератора к потребителю на большие расстояния вызывает увеличение потерь, так как растут значения R и X . С увеличением реактивной мощности Q растут потери как реактивной, так и активной мощностей. Чтобы снизить их, применяют компенсирующие устройства (КУ), которые являются источниками реактивной мощности и снабжают мощностью потребителей. Чтобы не загружать линии большой реактивной мощностью, ис-

точники устанавливаются вблизи потребителей. Тогда (рис. 6.2.1) потери в линии снижаются от значений

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R \quad \text{и} \quad \Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X$$

до значений

$$\Delta P = \frac{P^2 + (Q - Q_{к.у}^2)}{U^2} R \quad \text{и} \quad \Delta Q = \frac{P^2 + (Q - Q_{к.у}^2)}{U^2} X. \quad (6.2.1)$$

Как видно из (6.2.1), чем больше мощность компенсирующего устройства $Q_{к.у}$ (в пределах $Q_{к.у} < Q$), тем больше снижаются потери мощности. Однако снижение потерь требует дополнительных затрат на компенсирующее устройство, поэтому при выборе мощности устройства необходимо учитывать и этот фактор.

Компенсация реактивной мощности * является важным средством повышения эффективности электроснабжения. Она приводит не только к снижению потерь мощности, но и к повышению качества электроэнергии и к разгрузке электрических сетей и электростанций.

Необходимо указать, однако, что оснащенность электрических сетей средствами компенсации пока невелика. Она составляет по стране всего 0,2 квар/кВт. Между тем, как показали расчеты, экономически целесообразным было бы значение 0,5 квар/кВт.

К источникам реактивной мощности относятся генераторы, компенсаторы, синхронные двигатели, конденсаторы и другие статические регулируемые источники. Реактивную мощность вырабатывают также линии передач (см. гл. 5). Эта мощность влияет на расчеты только при напряжениях 110 кВ и выше.

Генератор с номинальной мощностью

$$S_{ном} = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (6.2.2)$$

может вырабатывать как активную $P = \sqrt{3} UI \cos \varphi$, так и реактивную $Q = \sqrt{3} UI \sin \varphi$ мощности. Эти мощности связаны между собой и определяются равенством (6.2.2). Увеличение активной мощности приводит к уменьшению реактивной и наоборот. Однако значительно загружать генераторы реактивной мощностью за счет активной неэкономично. Между тем бывают случаи, когда при избытке

* Поспелов Г. Е., Сыч Н. М., Федин В. Т. Компенсирующие и регулирующие устройства в электрических системах— Л.: Энергоатомиздат, 1983.

реактивной мощности в системе целесообразно переводить малоэкономичные генераторы в режим синхронных компенсаторов, т. е. в режим, когда они будут только потреблять реактивную мощность.

Принципиально реактивная мощность, отдаваемая или потребляемая генератором, ограничивается тремя условиями: 1) ток статора не должен превышать допустимого значения; 2) ток возбуждения (ротора) не должен превышать допустимого значения; 3) должна быть обеспечена устойчивая работа генератора. Для выполнения третьего условия потребление генератором реактивной мощности должно быть ограничено.

Обычно генератор отдает реактивную мощность, и определяющим является второе условие, т. е. ограничение тока возбуждения.

Синхронный двигатель (СД) устанавливается у потребителя. Он не только вырабатывает реактивную мощность, но и использует потребляемую активную. В последнее время СД начали получать большее распространение. Хотя СД дороги, они все же дешевле асинхронных двигателей, применяемых совместно с компенсирующими устройствами.

Синхронный компенсатор (СК) устанавливается специально для выработки только реактивной мощности, требуемой потребителем. Для своего вращения он потребляет небольшую активную мощность, получаемую непосредственно из сети.

Реактивную мощность в зависимости от необходимости СК может как выдавать (в режиме перевозбуждения), так и забирать из сети (в режиме недозавозбуждения).

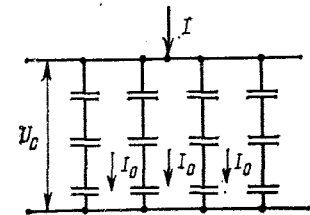


Рис. 6.2.2. Схема группы параллельно и последовательно включенных конденсаторов

U_c . С увеличением числа параллельно включенных цепочек возрастает допустимый ток I батареи. Для трехфазной сети устанавливают три батареи, включен-

ные на фазные (в звезду) или линейные напряжения (в треугольник).

Конденсаторные батареи могут включаться параллельно потребителям (поперечная компенсация) (рис. 6.2.3, а) или последовательно в линию (продольная компенсация) (рис. 6.2.3, б). Включение БК последовательно с СК показано на рис. 6.2.3, в.

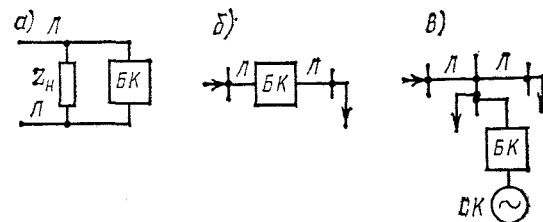


Рис. 6.2.3. Схемы включения конденсаторных батарей БК

При параллельном включении батарей в нормальном режиме напряжение на батарее остается примерно постоянным. При этом реактивную мощность, генерируемую батареей, удобно выразить через напряжение

$$Q_{к.у} = U_c^2 \omega C. \quad (6.2.3)$$

Как видно из (6.2.3), мощность пропорциональна емкости.

При последовательном включении реактивную мощность, генерируемую батареей, удобно выразить через ток

$$Q_{к.у} = I^2 / (\omega C). \quad (6.2.4)$$

Как видно из (6.2.4), в этом случае мощность обратно пропорциональна емкости.

В отличие от напряжения, которое обычно не может резко повышаться, ток I резко возрастает при коротких замыканиях. При этом увеличивается напряжение U_0 на каждом конденсаторе, которое во избежание пробоя не должно быть выше допустимого. Поэтому при последовательном включении конденсатора обычно параллельно конденсаторным батареям трех фаз включаются разрядники, которые пробиваются при повышении напряжения и шунтируют батареи. При этом устройство и его эксплуатация значительно усложняются.

Эффективность конденсаторных батарей в значительной степени зависит от загрузки сети, в которую они включают-

ся. В основном это определяется экономически эквивалентом реактивной мощности k_s (см. § 6.1).

Существуют конденсаторные батареи регулируемые (РБК) и нерегулируемые (НБК).

Линия передачи — это элемент системы, генерирующей реактивную (зарядную) мощность $Q_C = U^2 b_0 l$ (см. гл. 5).

Генераторы, линии и двигатели являются необходимыми элементами системы, компенсаторы и конденсаторы — дополнительными источниками, устанавливаемыми в основном для выработки реактивной мощности. Поэтому необходимо оценить взаимные преимущества и недостатки компенсаторов и конденсаторов:

- 1) конденсаторы дешевле компенсаторов;
- 2) потери активной мощности у конденсаторов во много раз меньше, чем у компенсаторов;
- 3) конденсаторы можно применять как для больших, так и для малых мощностей. Компенсаторы же в большинстве случаев экономически целесообразны только при больших мощностях;
- 4) так как в конденсаторах нет движущихся частей, то они надежнее и проще при обслуживании;
- 5) конденсаторы улучшают форму кривой напряжения, так как для токов высших гармоник имеют меньшее сопротивление $[X_C = 1/(\omega C)]$. Поэтому токи высших гармоник замыкаются в основном через конденсатор, а не через сеть;
- 6) в большинстве случаев конденсаторы не требуют длительного отключения для ревизии и ремонтов.

Между тем: 1) компенсаторы могут плавно регулировать реактивную мощность, конденсаторы же только скачками, включением или отключением отдельных групп батарей; 2) компенсаторы могут как выдавать (генерировать), так и брать (потреблять) из сети реактивную мощность; конденсаторы могут только выдавать. Это качество компенсаторов может способствовать регулированию напряжения. В часы малых нагрузок (например, ночью) напряжение может резко возрасти, что становится опасным для изоляции. Чтобы снизить напряжение, необходимо повысить потерю напряжения от значения

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} \text{ до } \Delta U = \frac{PR + (Q + Q_k) X}{U}. \quad (6.2.5)$$

Для этого компенсатор должен потреблять реактивную мощность из сети, т. е. работать в режиме недовозбуждения (рис. 6.2.4). Конденсаторы же для снижения

напряжения приходится отключать группами или полностью. Увеличение реактивной мощности в линии согласно (6.2.5) с целью снижения напряжения может вызывать возрастание потерь мощности согласно (4.1.3). Однако этот процесс не длителен и для сохранения изоляции считают иногда допустимым такое увеличение.

Для возможности плавного регулирования реактивной мощности конденсаторов разработаны специальные устройства с включением тиристоров последовательно с емкостью или индуктивностью*. Ранее предлагались также другие методы плавного регулирования**. Хотя эти дополнительные устройства удорожают компенсирующее устройство в целом, они устраняют недостатки конденсаторов, сохраняя их преимущества.

Вопросы для самопроверки

1. Назовите источники реактивной мощности.
2. Каковы преимущества и недостатки конденсаторов и компенсаторов?
3. Как будут меняться потери активной и потери реактивной мощности в линиях, а также потери напряжения, если увеличить мощность компенсирующего устройства, расположенного у потребителя?

§ 6.3. Оптимизация распределения активных и реактивных мощностей в системе

Обеспечение всех потребителей необходимой активной и реактивной мощностью может осуществляться при различных распределениях этой мощности по элементам системы. В зависимости от этого потери мощности могут быть больше или меньше. Например, с этой точки зрения в большинстве случаев целесообразнее снабжать энергией потребителя от ближайшей станции по ближайшему пути.

В сети с одним источником питания и более, имеющими эдс, минимальные потери активной мощности соответствуют

* Современное состояние и перспективы развития статических конденсаторов реактивной мощности /Веников В. А., Карташев И. И., Федченко В. Г. и др.— Электричество, 1981, № 8.

** Либкинд М. С. Управляемый реактор для линий передачи переменного тока.— М.: Изд-во АН СССР, 1961.

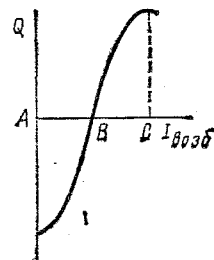


Рис. 6.2.4. Зависимость реактивной мощности компенсатора от тока возбуждения $I_{\text{возб}}$:
 АВ — недовозбуждение (компенсатор забирает реактивную мощность из сети);
 ВС — перевозбуждение (компенсатор отдает реактивную мощность в сеть)

распределению мощностей в однородной сети, т. е. при

$$\operatorname{tg} \alpha = X/R = \text{const.}$$

Это естественное распределение мощностей, соответствующее минимальным потерям, получится, если все элементы сети заменить их активными сопротивлениями R или $R + jR \operatorname{tg} \alpha$ при одинаковом $\operatorname{tg} \alpha$ для всех элементов.

Минимальные потери мощности, т. е. оптимальное распределение активных мощностей в сети, может быть получено разными способами. Например, соответствующим распределением активной мощности между отдельными генераторами системы, применением специальных линейных регуляторов (ЛР), осуществляющих поперечное регулирование (см. § 1.2), изменением конфигураций сети (отключением или включением отдельных элементов) и др.

Перечисленные мероприятия по снижению потерь мощности одновременно влияют и на другие факторы. Так, перераспределение мощностей между турбогенераторами приводит к изменению стоимости потребляемого топлива, так как одни генераторы экономичнее других, или один и тот же генератор может работать в более или менее экономичном режиме. Аналогично изменение мощности гидрогенераторов приводит к перераспределению расхода воды разных водохранилищ, что может вызвать изменение экономичности разных гидроресурсов. При использовании линейных регуляторов следует учесть капитальные затраты на эти регуляторы и т. д.

Таким образом, рациональное распределение активных мощностей в системе является сложной комплексной задачей, которая должна учитывать различные стороны рассматриваемого вопроса: потери мощности, экономичность работы генераторов и др.

Оптимальное распределение активных мощностей для планируемых режимов рассчитывается по специальным программам на ЭВМ. Рассчитываются также оптимальные режимы для наиболее вероятных отклонений от планируемого режима (внеплановое отключение нагрузки, отключение элементов системы и др.). В соответствии с рассчитанным оптимальным режимом отдельным станциям задается суточные графики отдаваемой ими активной мощности. Эти графики могут поддерживаться специальными автоматическими устройствами. Для оптимального распределения регулирование активной мощности отдельных гене-

раторов должно быть связано между собой *общей системой автоматического управления* (см. гл. 8).

Рациональное распределение реактивной мощности* по элементам системы также требует оптимизации. Передача реактивной мощности на значительные расстояния увеличивает расход топлива, снижает пропускную способность сети и сроки службы оборудования, т. е. ухудшает технико-экономические показатели работы всей системы. Одновременно это сопровождается большими отклонениями напряжения, что уменьшает пределы передаваемой мощности по условиям статической устойчивости и, следовательно, понижает надежность работы энергосистемы. Уменьшение напряжения у потребителей вызывает, в свою очередь, снижение производительности работы механизмов и преждевременный выход их из строя.

Как видно из (6.2.1), установление источников реактивной мощности вблизи потребителей уменьшает потери активной и реактивной мощности, а следовательно, улучшает общий режим энергосистемы.

Вопросы для самопроверки

1. К чему приводит рациональное распределение активных и реактивных мощностей в системе?
2. В какой сети потери активной мощности минимальны?
3. Почему источники реактивной мощности целесообразно размещать вблизи потребителей?

§ 6.4. Включение и отключение отдельных элементов системы и контроль расхода электроэнергии

Для оптимального распределения активных и реактивных мощностей в системе, кроме установления целесообразного уровня напряжения (см. гл. 7), изменения реактивной мощности компенсирующих устройств и применения других мероприятий, уменьшение потерь мощности возможно также включением и отключением отдельных элементов сети (см. табл. 6.1.1), в частности трансформаторов.

Включение и отключение трансформаторов. Потери мощности в трансформаторах имеют две составляющих: потери короткого замыкания, зависящие от нагрузки, и потери холостого хода, не зависящие от нагрузки. В периоды боль-

* Железко Ю. С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах.— Энергия, 1981; Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях.— М.: Союзтехэнерго, 1981.

шой потребляемой мощности целесообразно включение большего числа трансформаторов. При этом *уменьшение потерь в меди превышает увеличение потерь в стали*. В часы малых нагрузок, напротив, целесообразно отключение части трансформаторов.

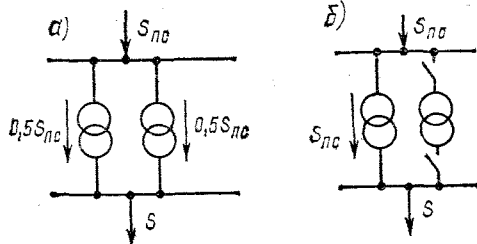


Рис. 6.4.1. Схемы включения трансформаторов

Рассмотрим простейшую подстанцию с двумя параллельно включенными одинаковыми трансформаторами при потребляемой мощности S . Потери короткого замыкания, пропорциональные квадрату передаваемой мощности,

$$\Delta P_{\text{к}} = \Delta P_{\text{к. ном}} (S_{\text{тр}}/S_{\text{ном}})^2. \quad (6.4.1)$$

Потери холостого хода

$$\Delta P_{\text{х}} = \Delta P_{\text{х. ном}} \quad (6.4.2)$$

Значения $\Delta P_{\text{к. ном}}$ и $\Delta P_{\text{х. ном}}$ приведены в табл. П.5.7 — П.5.22 или в других справочниках.

В режиме двух включенных трансформаторов (рис. 6.4.1, а) мощность, передаваемая каждым трансформатором,

$$S_{\text{тр}} = 0,5S_{\text{пс}}. \quad (6.4.3)$$

В этом случае суммарные потери мощности

$$\Delta P = 2(\Delta P_{\text{к}} + \Delta P_{\text{х}}) = 2[\Delta P_{\text{к. ном}} (0,5S/S_{\text{ном}})^2 + \Delta P_{\text{х. ном}}]. \quad (6.4.4)$$

Если один из трансформаторов отключен (рис. 6.4.1, б), то мощность, протекающая через работающий трансформатор,

$$S_{\text{тр}} = S_{\text{пс}}. \quad (6.4.5)$$

Тогда суммарные потери мощности для случая, изображенного на рис. 6.4.1, б,

$$\Delta P_{\text{б}} = \Delta P_{\text{к. ном}} \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}}\right)^2 + \Delta P_{\text{х. ном}} \quad (6.4.6)$$

Очевидно, что отключение трансформатора целесообразно, если при сравнении потерь для случаев, приведенных на рис. 6.4.1, а, б, выполняется условие

$$\Delta P_{\text{б}} < \Delta P_{\text{а}}. \quad (6.4.7)$$

Подставляя в (6.4.7) выражения (6.4.4) и (6.4.6), получим, что неравенство удовлетворяется при

$$S < S_{\text{ном}} \sqrt{2\Delta P_{\text{х. ном}}/\Delta P_{\text{к. ном}}}. \quad (6.4.8)$$

Аналогично можно показать, что при n параллельно включенных трансформаторах отключение одного из них целесообразно при выполнении условия:

$$S < S_{\text{ном}} \sqrt{n(n-1) \Delta P_{\text{х. ном}}/\Delta P_{\text{к. ном}}}. \quad (6.4.9)$$

Пример 6.4.1. На подстанции установлены два трехфазных двухобмоточных трансформатора, включенных параллельно (рис. 6.4.1), напряжением 35/10,5 кВ, мощностью 6,3 МВ·А каждый. Определить, при какой мощности подстанции $S_{\text{пс}}$ целесообразно держать включенными оба трансформатора?

Решение. 1. Согласно (6.4.8) оба трансформатора целесообразно держать включенными при

$$S_{\text{пс}} > S_{\text{ном}} \sqrt{2\Delta P_{\text{х. ном}}/\Delta P_{\text{к. ном}}}.$$

2. Для заданного трансформатора по табл. П.5.19 находим

$$\Delta P_{\text{х. ном}} = 9,4 \text{ кВт и } \Delta P_{\text{к. ном}} = 46,5 \text{ кВт.}$$

3. Подставляя эти значения в приведенное выражение, получаем

$$S_{\text{пс}} > 6,3 \sqrt{\frac{2 \cdot 9,4}{46,5}} = 4 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Если мощность подстанции $S_{\text{пс}} < 4 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, целесообразно один трансформатор отключить.

Необходимо учитывать, что включение нескольких трансформаторов на одной подстанции с целью резервирования выхода из строя одного из них является частным случаем параллельной работы трансформаторов. Если рассматривается вопрос об оптимальном числе трансформаторов на подстанции, то помимо указанных соображений необходимо учитывать вопросы изменения уровня токов коротких замыканий и степень надежности при установке дополнительных трансформаторов. При взаимном резервировании трансформаторов разных подстанций по сети низкого напряжения необходимо учитывать потери не только в трансформаторах, но и в сетях.

Однако отключение и включение трансформаторов при изменении режима подстанции встречает определенные трудности, так как требует установки выключателей на-

грузки у каждого трансформатора. Их установка целесообразна, если она оправдывается экономией потерь мощности. Поэтому следует сравнивать приведенные затраты при наличии и отсутствии выключателей нагрузки и выбирать наилучший вариант. Проводились работы * по проверке возможности отключения одного из параллельно работающих трансформаторов, установленных на одной подстанции, разъединителем без выключателей нагрузки. Во всех случаях можно отключать и включать трансформатор разъединителем, если кратковременно обесточить подстанцию, что не всегда допустимо.

Кроме того, разъединители и выключатели нагрузки с автоматическим управлением включения и отключения промышленности не выпускаются. Поэтому поддержание режима трансформаторов, соответствующего суточному, возможно практически только при наличии персонала на подстанции. Установка же выключателей мощности для экономии потерь мощности практически никогда не оправдывается.

Изменение реактивной мощности компенсирующих устройств. При изменении режима нагрузки оптимальная мощность компенсирующих устройств непрерывно изменяется. Практическое осуществление такого изменения возможно только для плавно регулируемых компенсирующих устройств с установкой специальной управляющей автоматики.

При ступенчато регулируемых компенсирующих устройствах изменение их мощности, например, отключением или включением одной из параллельных ветвей целесообразно только при определенных значениях нагрузки.

При плавно регулируемых компенсирующих устройствах обеспечивается уменьшение потерь мощности, однако эти устройства стоят дороже. Выбор тех или иных компенсирующих устройств определяется сравнением вариантов по приведенным затратам.

Контроль за расходом энергии осуществляется счетчиками с целью выявления энергии, расходуемой без учета потребительскими счетчиками, и стимулирования экономии энергии.

Выявление энергии, расходуемой без учета потребительскими счетчиками, может производиться сравне-

нием показаний счетчиков питающих подстанций и потребительских счетчиков или специальными приборами. Некоторое различие объясняется потерями в сети. Если эта разница заметно превышает расчетные потери в сети, то следует найти и устранить причины утечки.

Основным стимулом экономии энергии является плата за энергию, взимаемая у потребителя. Учитываемая, что себестоимость энергии для энергосистемы зависит от времени суток (и в часы минимума нагрузки себестоимость меньше), времени года и характера энергии (соотношения активных и реактивных мощностей), плата за энергию потребителями осуществляется в ряде случаев дифференцированно.

При дефиците энергии расход ее отдельными потребителями ограничивается энергосистемой.

Вопросы для самопроверки

1. Какие меры применяются для снижения потерь мощности?
2. В каких случаях и по каким причинам целесообразно отключение или включение части параллельно работающих трансформаторов?

* Кузьмин Я. Ф., Вансович М. Я. Опыт эксплуатации подстанций 110 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения.— Электрические станции, 1961, № 12, с. 63—66.

ГЛАВА 7 ОБЕСПЕЧЕНИЕ КАЧЕСТВА ЭНЕРГИИ

§ 7.1. Общие сведения

Потребители могут эффективно работать только при определенном качестве электрической энергии *, т. е. при нормированных значениях частоты, напряжения, несимметрии и несинусоидальности форм кривой напряжения [15].

Отклонения указанных значений от номинальных в ту или другую сторону приводят к ухудшению экономических и технических показателей. Так, отклонение напряжения приводит к изменению освещенности, удлинению технологического процесса, повышению удельного расхода энергии, увеличению себестоимости продукции, браку, торможению и даже остановке электродвигателей при так называемой лавине напряжения. Снижение частоты тока уменьшает частоты вращения электродвигателей и их производительность. Нарушается работа механизмов собственных нужд электростанций (насосов, вентиляторов и т. д.), что может привести к остановке всей электростанции. В свою очередь, остановка электростанции приводит к перегрузке оставшихся в работе механизмов и создает предпосылки к выходу из работы всей энергосистемы. Поэтому необходимо придерживаться регламентированных отклонений частоты ($\pm 0,1$ Гц или временно 0,2 Гц от номинального значения 50 Гц). В связи с этим применяются специальные меры по поддержанию частоты ** в требуемых пределах.

Режим поддержания напряжения осуществляется также специальными мерами: применением трансформаторов

* Маркушевич Н. С., Солдаткина Л. А. Качество напряжения в городских электрических сетях.— М.: Энергия, 1975; Маркушевич Н. С. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий.— Рига: Латиниит, 1982; Жежеленко И. В., Рабинович М. Л., Божко В. М. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях.— Киев: Техника, 1981; Гусейнов Ф. Г., Мамедяров О. С. Экономичность режимов электрических сетей.— М.: Энергоатомиздат, 1984.

** Баркан Я. Д., Орехов Л. А. Автоматизация энергосистем.— М.: Энергия, 1981.

торов с регулированием под нагрузкой, установкой дополнительных источников реактивной мощности (КУ), включением установок продольной компенсации в расщелку линий сети (УПК) и др.

Основная задача режима поддержания напряжений в питающих сетях энергосистемы (в узловых точках) заключается в том, чтобы обеспечить требуемые показатели качества энергии у потребителей, т. е. в распределительных сетях. В свою очередь, в распределительных сетях регулирование напряжения производится непосредственно в центрах питания (ЦП) трансформаторами, имеющими средства регулирования под нагрузкой (РПН) и местными средствами регулирования.

Элементы электрической сети, регулирующие напряжение. Напряжение в питающих электрических сетях энергосистемы поддерживается генераторами. Как указывалось, генератор может как выдавать реактивную мощность (в режиме перевозбуждения), так и потреблять (в режиме недозавождения). Те же функции выполняют синхронные компенсаторы (СК), размещаемые в нагрузочных узлах. Они присоединяются обычно либо к шинам распределительных сетей, связанных с сетью энергосистемы трансформаторами с регулированием под нагрузкой (РПН), либо к обмоткам автотрансформаторов, связывающих сети разных напряжений *. В промышленных сетях для этой цели используются синхронные двигатели (СД).

В сетях сверхвысокого напряжения (500 кВ и выше), имеющих большую зарядную мощность Q_C , в качестве устройств, потребляющих реактивную мощность, используются реакторы (Р), которые в зависимости от режима могут включаться или отключаться. Реакторы с подмагничиванием могут работать в сочетании с батареями конденсаторов (БК) и в целом составляют статический конденсатор реактивной мощности.

Батареи конденсаторов, используемые в качестве источников реактивной мощности, применяются как в питающей сети энергосистемы (большой мощности), так и в распределительных сетях (меньшей мощности). Они подключаются к различным точкам распределительных сетей и сетям низкого напряжения.

Все перечисленные элементы приводят к изменению потоков реактивной мощности в сетях и, следовательно, к из-

* Поспелов Г. Е., Сыч Н. М., Федин В. Т. Компенсирующие и регулирующие устройства в электрических системах.— Л.: Энергоатомиздат, 1983.

Таблица 7.1.1. Характеристика элементов для осуществления регулирования напряжения

Режим элемента	Используемые элементы при регулировании	
	плавном (непрерывном)	ступенчатом
Генерация реактивной мощности	Генераторы, синхронные компенсаторы, синхронные двигатели в режиме перевозбуждения, а также искусственные источники на основе преобразователей. Подмагничиваемые реакторы в сочетании с батареями конденсаторов	Батареи конденсаторов
Потребление реактивной мощности	Генераторы, синхронные компенсаторы, синхронные двигатели в режиме недо возбуждения, подмагничиваемые реакторы	Обычные реакторы
Перераспределение потоков реактивной мощности между сетями различных напряжений		Трансформаторы с РПН

менению напряжения. Основным средством регулирования напряжения являются трансформаторы с РПН. В табл. 7.1.1 приведены характеристики перечисленных элементов.

Ущерб, вызванный отклонением напряжения от номинального. Изменение нагрузки, связанное с сезоном (зима, лето), временем суток (ночь, день) и т. д., а также с другими причинами, вызывает систематическое изменение напряжения у потребителей. При увеличении нагрузки напряжение снижается, при уменьшении — повышается.

Не следует думать, что отклонение напряжения в одну сторону желательнее, чем в другую. Так, уменьшение напряжения у ламп накаливания на 10% по сравнению с номинальным вызывает снижение освещенности примерно на 40%; увеличение напряжения на 10% снижает срок службы ламп накаливания примерно в 3 раза, одновременно повышая потребляемую мощность. Уменьшение освещенности и срока службы ламп, а также увеличение потребляемой энергии приносят определенный ущерб. Минимум этого ущерба соответствует оптимальному напряжению.

Отклонения напряжений у потребителей от номинальных значений нормируются ГОСТом и приведены ниже, %:

На зажимах электродвигателей ± 5 (в отдельных случаях $+10$)
 На зажимах светильников:

— на рабочих местах промышленных предприятий $(+5) - (-2,5)$
 — в жилых зданиях (освещение аварийное и наружное) ± 5
 — в аварийных режимах -12
 На зажимах электроприемников, питающихся от сельскохозяйственной сети или сети электротяги $\pm 7,5$

Как видно из данных, в аварийных режимах эти отклонения допускаются значительно большими, так как такие режимы кратковременны.

Напряженне в сетях 35—220 кВ по условиям изоляции не должно повышаться больше чем на 15%, в сетях 330 кВ — более 10%, а при 500 кВ — не более 5% по сравнению с номинальным.

Чем совершеннее регулирование напряжения, тем меньше отклонение напряжения у потребителей и вызванный этим отклонением ущерб.

Вопросы для самопроверки

1. Чем определяется качество электрической энергии?
2. Назовите причины отклонения напряжения и основные средства для его оптимизации.
3. Как определяется ущерб, вызванный отклонением напряжения от номинального значения?

§ 7.2. Основные факторы, от которых зависит напряжение у потребителя

Упрощенная схема питания электроприемников приведена на рис. 7.2.1. Центром питания (ЦП) распределительной сети является подстанция, присоединенная к питающей сети энергосистемы (35—220 кВ). Трансформаторы ЦП, как правило, имеют регулирование напряжения под нагрузкой (РПН), осуществляемое регуляторами напряжения. От шин ЦП питаются линии распределительной сети 6—20 кВ, к которым присоединены распределительные трансформаторы (РТ). К обмоткам низкого напряжения трансформаторов подключена сеть низкого напряжения, от которой непосредственно питается большинство электроприемников (потребителей).

Две величины характеризуют изменения напряжения у потребителей:

1. Потеря напряжения (если пренебречь влиянием по-

перечной составляющей падения напряжения):

$$\Delta U = U_1 - U_2 = \frac{PR + QX}{U_{ном}}, \quad (7.2.1)$$

т. е. арифметическая разность напряжений в любых двух точках передачи с напряжениями U_1 и U_2 .

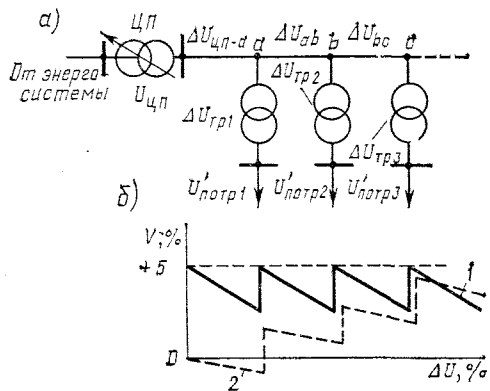


Рис. 7.2.1. Схема электроснабжения потребителей через трансформаторы с ПБВ (а) и отклонение напряжения у потребителей на нижней стороне трансформаторов в зависимости от потери напряжения в сети (б):

1 — для максимальных нагрузок; 2 — для минимальных нагрузок

2. Отклонение напряжения у потребителя $V_{потр}$ от номинального в заданной точке или в любой другой точке. Эта величина, %,

$$V_{потр} = \frac{U_{потр} - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100. \quad (7.2.2)$$

Если потребитель получает энергию через трансформаторы (рис. 7.2.1, а), то величина $U_{потр}$ должна быть приведена к высшей стороне, т. е. к значению $U'_{потр}$.

Колебание напряжения $V_{кол}$, характеризуемое кратковременным изменением напряжения в результате пуска крупных двигателей, короткого замыкания в сетях и т. д., может быть определено, %, по выражению

$$V_{кол} = \frac{U_{макс} - U_{мин}}{U_{ном}} \cdot 100, \quad (7.2.3)$$

где $U_{макс}$ и $U_{мин}$ — максимальное и минимальное напряжения соответственно в пределах одного колебания.

На рис. 7.2.1 потребители с приведенными напряжениями к входной стороне $U'_{потр1}$, $U'_{потр2}$ и $U'_{потр3}$ получают энергию через трансформаторы Tr_1 , Tr_2 и Tr_3 от ЦП с напряжением $U_{цп}$.

Напряжение у потребителя равно напряжению на высшей стороне минус суммарная потеря напряжения от ЦП до рассматриваемого потребителя:

$$\begin{aligned} U'_{потр1} &= U_{цп} - (\Delta U_{цп-a} + \Delta U_{тр1}); \\ U'_{потр2} &= U_{цп} - (\Delta U_{цп-a} + \Delta U_{ab} + \Delta U_{тр2}); \\ U'_{потр3} &= U_{цп} - (\Delta U_{цп-a} + \Delta U_{ab} + \Delta U_{bc} + \Delta U_{тр3}), \end{aligned}$$

или в общем виде приведенное к входной стороне напряжение потребителя

$$U'_{потр} = U_{в} - \Delta U_{\Sigma}, \quad (7.2.4)$$

где $U_{цп} = U_{в}$.

Фактическое напряжение потребителя

$$U_{потр} = U'_{потр} / k_{тр}, \quad (7.2.5)$$

где $k_{тр}$ — коэффициент трансформации.

Подставляя значение $U'_{потр}$ из (7.2.4) в (7.2.5), получаем окончательно фактическое напряжение потребителя

$$U_{потр} = (U_{цп} - \Delta U_{\Sigma}) / k_{тр}. \quad (7.2.6)$$

Как видно из (7.2.6), напряжение потребителя зависит от трех факторов: напряжения $U_{цп}$ на ЦП, суммарной потери напряжения от питающего пункта до рассматриваемого потребителя ΔU_{Σ} согласно (4.2.15) и коэффициента трансформации $k_{тр}$. Таким образом, задача обеспечения допустимых отклонений напряжения в сетях низкого напряжения состоит: 1) в выборе необходимых ответвлений у трансформаторов с ПБВ, т. е. изменением коэффициента трансформации $k_{тр}$; 2) регулировании напряжения в ЦП $U_{цп}$; 3) изменении потери напряжения ΔU_{Σ} с использованием компенсирующих устройств, установленных в распределительных сетях.

Вопросы для самопроверки

1. В чем отличие потери напряжения от отклонения?
2. От каких факторов зависит напряжение у потребителя?
3. В чем состоит задача обеспечения допустимых отклонений напряжения по ГОСТу в сетях низкого напряжения?

§ 7.3. Устройства переключения ответвлений трансформаторов

Коэффициент трансформации $k_{тр}$ можно изменять числом витков ω обмоток. Для этого у трансформаторов делаются специальные ответвления. Переключение ответвлений от обмотки каждой фазы (рис. 7.3.1) производится или при отключенном трансформаторе с ПБВ (переключение без возбуждения), или при включенном трансформаторе с РПН (регулирование под нагрузкой).

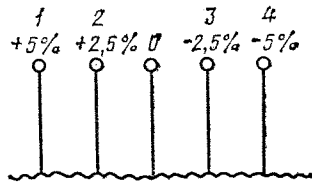


Рис. 7.3.1. Схема ответвлений у трансформаторов

Устройство РПН для переключения ответвлений без обесточивания потребителей значительно дороже устройства ПБВ. Поэтому оно применяется в основном для мощных трансформаторов более высоких напряжений — выше 20 кВ. Трансформаторы городских и сельских распределительных сетей мощностью не выше 400—630 кВ·А снабжены ПБВ, т. е. изменяют число витков при отключенном трансформаторе. Это практически может осуществляться два-три раза в год при сезонных изменениях нагрузок, чтобы не отключать потребителей, т. е. величина $k_{тр}$ длительно остается неизменной. Поэтому требуемые отклонения напряжения обеспечиваются изменением величины $U_{цп}$ и в меньшей степени величины ΔU_{Σ} . Таким образом, суточное регулирование напряжения в распределительных сетях возлагается на ЦП, имеющие трансформаторы с РПН. Необходимый коэффициент трансформации у трансформаторов с ПБВ на длительный сезонный период выбирается исходя из уровня напряжения на шинах ЦП и потери напряжения в распределительных сетях.

Устройство ПБВ у трансформаторов современной конструкции состоит из пяти ответвлений: основного вывода 0, соответствующего номинальному напряжению $U_{ном}$, и четырех выводов 1, 2, 3 и 4 (рис. 7.3.1), изменяющих напряжение на 2,5% от $U_{ном}$ ($\pm 2 \times 2,5\%$ от $U_{ном}$) в сторону уменьшения (выводы 1 и 2) и в сторону увеличения (выводы 3 и 4). Действительно, известно, что отношение напряжений высшей и низшей сторон пропорционально отношению чисел витков:

$$U_B/U_H \equiv \omega_B/\omega_H.$$

Так как ответвления расположены на высшей стороне трансформатора, то, чтобы увеличить напряжение на его низшей стороне, надо уменьшить число витков, т. е. присоединиться к ответвлениям 3 и 4, и наоборот, чтобы уменьшить напряжение, надо присоединиться к ответвлениям 1 и 2, т. е. увеличивать число витков ω_B .

Устройство РПН, устанавливаемое у более мощных трансформаторов, имеет значительно больше (до двух десятков) ответвлений, которые могут переключаться под нагрузкой автоматически или вручную с диапазоном регулирования $\pm 16\%$ от $U_{ном}$ ступенями по 1,5—1,78% и более (см. табл. П.5.43).

Ответвления у большинства трансформаторов делаются на стороне высокого напряжения, так как обмотка этой стороны обычно соединена в звезду (со стороны треугольника в трехфазных трансформаторах регулировать напряжение изменением числа витков в большинстве случаев затруднительно). Одновременно большее число витков на стороне высокого напряжения позволяет делать ответвления точнее.

Автотрансформаторы выпускаются с устройствами РПН на стороне среднего напряжения с диапазоном регулирования $\pm 12\%$ от $U_{ном}$ ступенями по 2%.

Регулировочные трансформаторы (автотрансформаторы) служат для регулирования напряжения и перераспределения перетоков мощности в линиях. Они устанавливаются либо последовательно с нерегулируемыми обмотками основного трансформатора — последовательные регулировочные трансформаторы, либо непосредственно в линиях — линейные регулировочные трансформаторы (см. § 1.2). Диапазон регулирования линейных автотрансформаторов составляет $\pm 15\%$ от $U_{ном}$.

Регулировочные трансформаторы значительно дороже встроенных устройств РПН. Поэтому их целесообразно применять в тех случаях, когда нерационально заменять существующие нерегулируемые трансформаторы с ПБВ трансформаторами с РПН, т. е. преимущественно при реконструкции.

Установка распределительных трансформаторов (РТ) непосредственно в линиях 35—110 кВ дополняет местное регулировочное напряжение централизованным для отдельных групп потребителей, присоединенных к этим линиям.

Добавка напряжения. Дополнительное напряжение, создаваемое изменением числа витков у трансформаторов, т. е. изменением его коэффициента трансформации, называется

добавкой напряжения. Эту добавку напряжения, получаемую за счет отклонений напряжения первичной и вторичной обмоток трансформатора, можно выразить как сумму отклонений напряжений обеих обмоток:

$$E_{\text{доб}} = V_{\text{1тр. ном}} + V_{\text{2тр. ном}} \quad (7.3.1)$$

Коэффициент трансформации

$$k_{\text{тр}} = U_{\text{I}}/U_{\text{II}}, \quad (7.3.2)$$

где U_{I} — номинальное напряжение регулировочного ответвления первичной обмотки; U_{II} — номинальное напряжение вторичной (не регулируемой) обмотки.

Фактическое напряжение на первичной стороне трансформатора равно U_{I} , на вторичной — U_{2} . Например, напряжение U_{I} известно. Требуется получить на вторичной стороне какое-то определенное желаемое напряжение $U_{\text{2ж}}$, т. е. выбрать коэффициент трансформации или, что то же, подобрать номинальное напряжение соответствующего регулировочного ответвления на первичной обмотке при заданной нагрузке. Так как сдвиг фаз между векторами этих напряжений мал, расчет можно проводить по модулям напряжений.

Потеря напряжения в трансформаторе, %, может быть приближенно определена по выражению

$$\Delta U_{\text{тр}} = (Q/S_{\text{ном}}) u_{\text{к}}, \quad (7.3.3)$$

где Q — реактивная мощность, протекающая через трансформатор; $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность трансформатора; $u_{\text{к}}$ — напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Вычитая приведенное к высшей стороне значение $\Delta U_{\text{тр}}$ из U_{I} , получаем напряжение на вторичной стороне трансформатора, приведенное к первичной

$$U_{\text{2}}' = U_{\text{I}} - \Delta U_{\text{тр}}. \quad (7.3.4)$$

Используя (7.3.2), определяем желаемое напряжение на вторичной стороне трансформатора

$$U_{\text{2ж}} = U_{\text{2}}'/k_{\text{тр}} = U_{\text{2}}'U_{\text{II}}/U_{\text{I}}. \quad (7.3.5)$$

Из (7.3.5) можно найти значение напряжения регулировочного ответвления

$$U_{\text{I}} = U_{\text{2}}'U_{\text{II}}/U_{\text{2ж}}. \quad (7.3.6)$$

В табл. 7.3.1 показаны отклонения напряжения в трансформаторах с ПБВ при условии, что номинальное напря-

Таблица 7.3.1. Суммарная добавка напряжения трансформаторов с ПБВ за счет изменения ответвлений первичной обмотки, %

Номера ответвлений	$V_{\text{2тр. ном}}$	$V_{\text{1тр. ном}}$	Суммарная добавка напряжения $E_{\text{доб}}$
1	+5	-5,0	0
2	+5	-2,5	+2,5
0	+5	0	+5,0
3	+5	+2,5	+7,5
4	+5	+5,0	+10,0

жение вторичных обмоток выше на 5% номинального напряжения сети (см. табл. 1.2.1).

Добавка напряжения трансформатора может быть определена для трансформаторов как с ПБВ, так и с РПН. Трансформаторы с ПБВ более ранних выпусков имели всего три ответвления: +5% от $U_{\text{ном}}$, 0 и -5% от $U_{\text{ном}}$. Большое число выводов позволяет точнее регулировать напряжение, но устройство становится дороже.

Отклонение напряжения на выводах обмоток низкого напряжения трансформаторов

$$V_{\text{H}} = V_{\text{цп}} - \Delta U_{\Sigma} + E_{\text{доб}}, \quad (7.3.7)$$

где $V_{\text{цп}}$ — отклонение напряжения на шинах ЦП; ΔU_{Σ} — потери напряжения в линиях $\Delta U_{\text{л}}$ и трансформаторах $\Delta U_{\text{тр}}$; $E_{\text{доб}}$ — сумма добавок напряжений, создаваемых трансформаторами при их различных коэффициентах трансформации.

Современные районные сети характеризуются несколькими ступенями трансформации. Для компенсации потерь в линиях и трансформаторах каждый трансформатор должен работать с таким коэффициентом трансформации, чтобы создавать необходимую добавку напряжения для обеспечения лучшего режима напряжений во всей сети.

Выбор ответвлений производится для режима максимальных нагрузок.

Регулирование напряжения в центре питания $U_{\text{цп}}$. При заданных значениях допустимых отклонений напряжений у электроприемников для каждого рабочего режима (максимальных, минимальных и других нагрузок) требуемое отклонение напряжения на шинах ЦП определяется потерями напряжения в сети ΔU_{Σ} от ЦП до рассматриваемого потребителя. Наиболее высокое напряжение на шинах ЦП должно поддерживаться в режиме, при котором

потери напряжения в сети достигают наибольшего значения, а наиболее низкое — в режиме, при котором потери напряжения в сети наименьшие.

Встречное регулирование напряжения. Как видно из табл. 1.2.1, номинальные напряжения генераторов принимаются примерно на 5%, а вторичных обмоток трансформаторов — на 5—10% выше номинального напряжения сети. Для рассматриваемого участка (рис. 7.3.2, а) распределительной местной сети при использовании этого условия

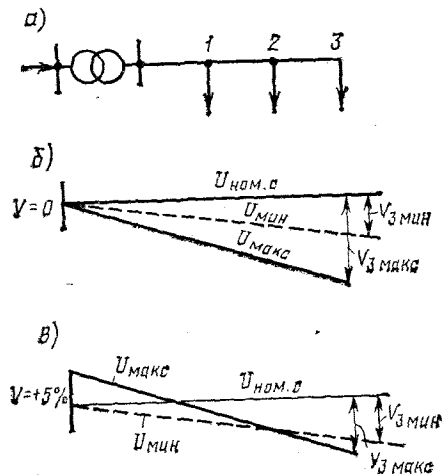


Рис. 7.3.2. Схема распределительной местной сети и отклонение напряжения у потребителя

отклонение напряжения у потребителя (рис. 7.3.2, б) в максимальном режиме может достигать недопустимых значений $V_{з.макс}$. На рис. 7.3.2, в показано изменение напряжения с учетом встречного регулирования, т. е. при увеличении напряжения на шинах трансформаторных подстанций с увеличением нагрузки. При использовании встречного регулирования величина $V_{з.макс}$ значительно уменьшается и потребитель получает более качественную энергию.

Согласно ПУЭ в режиме максимальных нагрузок это напряжение на шинах ЦП рекомендуется повышать на 5—10%, а в режиме минимальных нагрузок — поддерживать равным номинальному напряжению сети, т. е. отклонение напряжения на шинах ЦП поддерживать равным нулю ($V=0$).

На рис. 7.2.1, б приведены зависимости отклонений на-

пряжения $V_{Н2}$ на шинах НН трансформаторов в функции потери напряжения ΔU сети высокого напряжения от шин ЦП до места присоединения соответствующего РТ. Зависимость 1 (сплошные линии) соответствует максимальному режиму нагрузок, зависимость 2 (штриховая) — минимальному.

На первом от ЦП трансформаторе обычно устанавливается первое (1) ответвление, а напряжение на шинах ЦП подбирается так, чтобы на шинах сети НН получить отклонение напряжения $V_{нач} = +5\%$, что соответствует наибольшей располагаемой потере напряжения, которую должны компенсировать ответвления:

$$\Delta U_{расп} = V_{нач} - V_{-}, \quad (7.3.8)$$

где $V_{нач}$ — отклонение напряжения в начале сети; V_{-} — нижний предел отклонения напряжения для наиболее удаленных потребителей согласно данным, приведенным в § 7.1.

Если, например, $V_{нач} = +5\%$, то для поддержания требуемого напряжения у потребителя располагаемая потеря напряжения может быть равной 10%, т. е.

$$\Delta U_{расп} = V_{+} - V_{-} = +5 - (-5) = 10\%,$$

где V_{+} — верхний предел отклонения напряжения.

Отклонение напряжения на шинах ЦП в режиме максимальных нагрузок согласно (7.3.7)

$$V_{цп1} = V_{Н1} + \Delta U_{\Sigma} - E_{доб} \quad (7.3.9)$$

(единицы в индексе соответствуют максимальному режиму). Например, $V_{Н1} = +5\%$ и потеря напряжения в загруженном трансформаторе, расположенном вблизи ЦП, $\Delta U_{тр} = 2,5\%$. Так как установленное ответвление у этого трансформатора первое, то согласно табл. 7.3.1 значение $E_{доб} = 0$. Одновременно из-за близости расположения этого трансформатора к ЦП величину $\Delta U_{л}$ также можно принять равной нулю. Тогда по (7.3.9)

$$V_{цп1} = +5 + 2,5 = 7,5\%.$$

Таким образом, в режиме максимальных нагрузок на шинах ЦП надо поддерживать отклонение напряжения $V_{цп1} = 7,5\%$.

В режиме минимальных нагрузок потеря напряжения в сети ВН существенно снижается. Если в максимальном режиме потери $\Delta U_{В1}$ уравниваются использованием числа ступеней, то в минимальном режиме исполь-

зование ступеней регулирования вызывает существенное превышение потери напряжения. При $\Delta U_{\text{тр}2} = 0$ и $E_{\text{доб}} = 0$ (присоединение к ответвлению 0) отклонение напряжения на шинах ЦП в минимальном режиме должно снижаться до номинального, т. е.

$$V_{\text{цп}2} = V_{\text{н}2} + \Delta U_{\text{тр}2} - E_{\text{доб}} = 0 + 0 - 0 = 0\%$$

Регулирование напряжения в различных режимах от максимального (7,5%) до минимального (0) требует активного вмешательства, иначе в режиме минимальных нагрузок напряжение может недопустимо повыситься, а в режиме максимальных — недопустимо снизиться. Поэтому только автоматическое регулирование может обеспечить поддержание требуемого напряжения у потребителя [10].

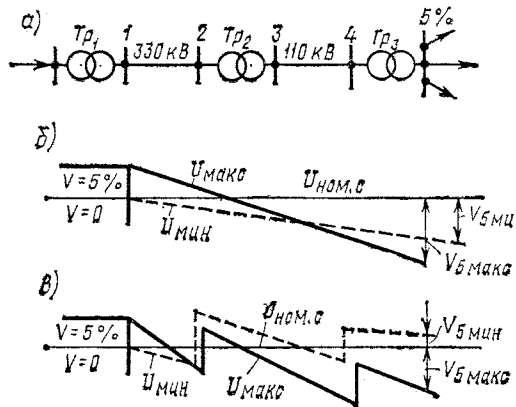


Рис. 7.3.3. Схема регулирования напряжения и отклонения напряжения

Современные районные сети характеризуются большой протяженностью и имеют несколько ступеней трансформации. Для компенсации потерь в линиях и трансформаторах каждый трансформатор должен работать с таким коэффициентом трансформации, чтобы создавать необходимую добавку напряжения для обеспечения лучшего режима напряжений. Как видно из рис. 7.3.3, такое регулирование создает более благоприятный режим и лучшее качество напряжения в распределительной сети, т. е. уменьшает отклонение $V_{5\text{ макс}}$. На рис. 7.3.3, а представлена схема передачи районной сети, на рис. 7.3.3, б указано отклонение напряжения с учетом встречного регулирования и на рис. 7.3.3, в приведен одновременный учет изменения напряже-

ния с учетом встречного регулирования и в трансформаторах.

Изменение потери напряжения в сети ΔU_{Σ} . Если напряжение необходимо увеличить, то величину ΔU_{Σ} надо уменьшить; если напряжение надо уменьшить, то значение ΔU_{Σ} стараются увеличить. Последнее желательно в часы малых нагрузок, когда напряжение у потребителя резко возрастает и становится опасным для изоляции.

Можно изменять потерю напряжения, меняя одну из величин, входящих в (7.2.1): 1) напряжение $U_{\text{ном}}$; 2) сопротивление R или X ; 3) мощность P или Q .

Номинальное напряжение сети $U_{\text{ном}}$ определяется из технико-экономических соображений (см. гл. 9) и менять его для изменения значения ΔU_{Σ} обычно неэкономично. Кроме того, изменение $U_{\text{ном}}$ в допустимых пределах незначительно влияет на потерю напряжения.

Значения сопротивлений R , X выбираются заранее при проектировании и не зависят от условий режима напряжений (см. гл. 3). Число работающих линий и трансформаторов определяется их пропускной способностью, надежностью работы и т. д.

При отключении трансформаторов или линий увеличиваются сопротивления и потери напряжения в сети, а напряжение снижается.

На изменение ΔU_{Σ} влияет как мощность P , так и мощность Q . Однако каждой станции задается оптимальный график ее работы, поэтому регулирование напряжения путем изменения активной мощности системы не эффективно и не производится. Таким образом, основным для изменения величины ΔU_{Σ} является изменение реактивной мощности Q . Эта мощность может вырабатываться не только генераторами электростанции, но и источниками реактивной мощности. Компенсирующими устройствами, устанавливаемыми у потребителей, легко изменить реактивную мощность Q в передаче, а следовательно, потери ΔU_{Σ} и соответственно режим напряжений. Обычно компенсирующее устройство выбирается по условию уменьшения потерь мощности, а не регулирования напряжения, при этом регулирование напряжения производится указанными способами в основном в ЦП, где обычно имеются трансформаторы с РПН. Изменение коэффициента трансформации трансформатора с ПБВ может производиться относительно редко. Для большинства потребителей регулирование на питающей подстанции оказывается достаточным. Однако для некоторых потребителей, график нагрузки которых резко отли-

чается от остальных, регулирование только на питающей подстанции может приводить к недопустимым уровням напряжения в отдельные периоды времени, например в ночное время для трехфазных предприятий. Для них необходимо производить индивидуальное регулирование напряжения изменением режима компенсирующего устройства.

Выбор законов регулирования напряжения и рабочих ответвлений трансформаторов на ПС 500—110/35 кВ и 500—220/110 кВ может быть проведен с помощью специальных программ оптимизации режимов сети по реактивным мощностям.

Вопросы для самопроверки

1. Как влияет на напряжение изменение числа витков у трансформаторов? Устройства РПН и ПБВ.
2. Что такое встречное регулирование напряжения?
3. Как можно менять потерю напряжения в сетях?
4. Как можно поддерживать оптимальный режим напряжения в сети?
5. Если компенсирующее устройство, установленное у потребителя, перевести в режим потребления реактивной мощности, как изменится напряжение? Почему?

§ 7.4. Понятие о несимметрии, несинусоидальности и колебании напряжения

Нарушение симметрии и отклонение от синусоидальной формы кривой приносит определенный вред.

Поддержание симметрии напряжения. Несимметрия может появляться вследствие несимметрии элементов системы или нагрузок. Основными несимметричными элементами

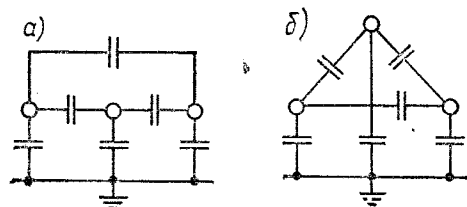


Рис. 7.4.1. Схема, показывающая емкости между проводами и между проводом и землей

являются линии. При обычном горизонтальном расположении проводов (рис. 7.4.1, а) взаимная индукция, а также емкость между крайними проводами меньше, чем между

средним и каждым из крайних. При расположении проводов правильным треугольником (рис. 7.4.1, б) взаимные индуктивности и емкости между проводами одинаковы, но емкости между проводом и землей различны для различных фаз. Чтобы устранить эту несимметрию, применяется так называемая *транспозиция* — взаимная замена положений

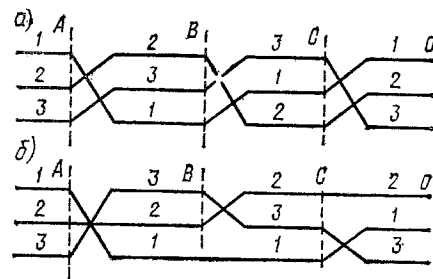


Рис. 7.4.2. Схема полного цикла транспозиции

отдельных фаз (перекрещивание). Перекрещивание производится на специальных транспозиционных опорах. Полный цикл транспозиции состоит из трех участков — *AB*, *BC* и *CD*. До настоящего времени при переходе с одного участка на другой менялось положение всех трех фаз (рис. 7.4.2, а). Однако достаточно изменения положения только двух фаз (рис. 7.4.2, б), что упрощает и облегчает транспозиционную опору*. Известно, что цикл транспозиции (три участка) симметричен при условии, что взаимные индуктивности одинаково расположенных проводов, а также емкости между соответствующими проводами и землей не меняются. В действительности они меняются. В частности, меняется емкость между проводом и землей, например, при изменении рельефа местности. Кроме того, симметрия нарушается при коротком замыкании на линии. Цикл транспозиции желательно было бы делать короче. Однако это увеличивает число транспозиционных опор, которые из-за сложности конструкции являются менее надежным элементом (очаг аварий). Имеются предложения в целях повышения надежности отказаться от транспозиции на более коротких линиях. Однако это нарушает симметрию и требует индивидуального рассмотрения каждого случая.

Несимметрия на нагрузках вызывается в основном наличием однофазных нагрузок, например, тяговых

* Костенко В. М., Перельман Л. С. Простейшая схема транспозиции трехфазной ВЛ.— Электричество, 1980, № 8, с. 59—61.

линий переменного тока. Для уменьшения ее следует распределять однофазные нагрузки по возможности равномерно между фазами.

В нормальном режиме в симметричной системе отсутствуют напряжения и токи обратной и нулевой последовательностей.

Мощные однофазные потребители, например дуговые электропечи, подключенные к сети ВН, приводят к несимметрии линейных напряжений, которая в связи с наличием токов обратной последовательности вызывает дополнительный нагрев электродвигателей. Подобная несимметрия ограничивается сравнительно небольшим значением в 2%. В какой-то мере эта несимметрия может быть снижена применением симметрирующих установок.

Однофазные электроприемники, подключенные к сети НН, приводят к смещению нейтрали и, следовательно, к дополнительным отклонениям напряжения у электроприемников. Такой вид несимметрии ограничен допустимыми отклонениями напряжения и может быть снижен более равномерным распределением электроприемников по фазам, а также применением трансформаторов с соединением обмоток, обеспечивающим меньшее сопротивление нулевой последовательности, например, звезда—зигзаг.

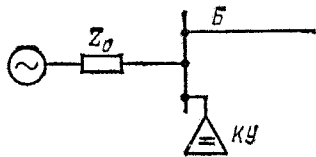


Рис. 7.4.3. Схема подключения КУ к системе в качестве элемента фильтра

Поддержание синусоидальной формы кривой напряжения.

Отклонения от синусоидальной формы кривой вызываются наличием в системе элементов, генерирующих высшие гармоники. Такими являются нелинейные элементы: насыщенная сталь трансформаторов, выпрямительные и преобразовательные установки. Схемы замещения элементов электрической сети для высших гармоник отличаются от схем замещения при промышленной частоте. Если активные сопротивления элементов для высших гармоник практически не изменяются (поверхностным эффектом для этих частот можно пренебречь), то индуктивные сопротивления $X_L = \omega L$ увеличиваются с ростом номера гармоник, а емкостные сопротивления уменьшаются $X_C = 1/(\omega C)$. Этим объясняется то, что при наличии высших гармоник существенно затрудняется эксплуатация конденсаторных батарей, которые из-за перегрузки током перегреваются и выходят из строя. Высшие гармоники причиняют и другой ущерб.

Для уменьшения этих гармоник к системе подключаются нагрузки (рис. 7.4.3), имеющие малые сопротивления для высших гармоник. Напряжения высших гармоник вызывают в этих устройствах большие токи высших гармоник вследствие их малого сопротивления. Токи, протекая по сопротивлению системы Z_c , вызывают большие падения напряжения высших гармоник, уменьшая их напряжения. В качестве нагрузок применяют БК, сопротивления которых X_c обратно пропорциональны частоте.

Одновременно средствами борьбы с высшими гармониками являются увеличение числа фаз выпрямительных и преобразовательных установок, применение настроенных на определенные частоты фильтров (эти фильтры очень дороги), снижающих распространение высших гармоник в сети и др.

Регулирование изменяет значение напряжения только в системе прямой последовательности. Напряжения обратной и нулевой последовательностей остаются нескомпенсированными и изменяют значения отклонений напряжения на отдельных фазах. Пути снижения этого влияния вызывают необходимость проведения специальных мероприятий и, в первую очередь, по симметрированию режима нагрузок.

Колебания напряжения согласно (7.2.3) представляют собой быстрые изменения напряжения. Такие колебания приводят к миганиям ламп, оказывающих отрицательное действие на зрение, а также нарушению работы автоматики. Поэтому колебания напряжения ограничиваются ГОСТом. Чем чаще колебания, тем меньшей должна быть их глубина.

Колебания напряжения на зажимах осветительных приборов можно уменьшить выбором схем питания толчковых нагрузок, заменой короткозамкнутых асинхронных двигателей двигателями с более легкими условиями пуска и применением специальных устройств (компенсирующих устройств с быстродействующим плавным управлением, подмагничиваемых реакторов и т. д.).

Вопросы для самопроверки

1. Перечислите причины появления несимметрии напряжения.
2. В чем суть транспозиции и ее значение?
3. Чем вызывается несинусоидальность кривой напряжения и меры по ее устранению?

ГЛАВА 8 УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ

§ 8.1. Структура систем управления

Работа энергосистем требует непрерывного управления*. Управление связано с большими трудностями из-за разнообразия режимных задач и больших территорий. Поэтому управление большими системами возможно только с применением ряда универсальных принципов.

Принцип декомпозиции. Он заключается в том, что большая задача разделяется на составные части так, чтобы решение частей ее в совокупности приводило к решению целого. Декомпозицию разделяют на два вида: по типам задач и территориальную. Декомпозиция по типам задач сводится к раздельному управлению различными составляющими режима, например к созданию отдельных систем управления в нормальных режимах: частотой f и активной мощностью P ; напряжением U и реактивной мощностью Q . Кроме того, используется противоаварийная система управления (ПАС). Взаимодействие между собой, эти три системы управления осуществляют общее управление всеми составляющими режима. Как видно из рис. 8.1.1, информация от энергосистемы поступает в три системы управления. На основании этой информации и производится управление (см. большие стрелки).

Декомпозиция территориальная сводится к разделению территории энергосистемы на регионы, т. е. ограниченные части. Например, управление частотой и ак-

* Баркан Я. Д. Автоматическое управление напряжением и реактивной мощностью энергосистем.— М.: Энергоатомиздат, 1984; Автоматизация управления энергообъединениями/Под ред. С. А. Савалова.— М.: Энергия, 1979; Баркан Я. Д., Орехов Л. А. Автоматизация энергосистем.— М.: Энергия, 1981; Чебан В. М. Специальные виды управления режимами энергетических систем.— Новосибирск: НЭТИ, 1980; Барзам А. Б. Системная автоматика. М.: Энергия, 1973; Арзамасцев Д. А., Бартоломей П. И., Холян А. М. АСУ и оптимизация режимов энергосистем/Под ред. Д. А. Арзамасцева.— М.: Высшая школа, 1983.

тивной мощностью производится на территории, имеющей примерно десять крупных электростанций, что соответствует энергетическому объединению нескольких энергосистем. Управление напряжением и реактивной мощностью производится отдельными энергосистемами.

Иерархическая структура. Кроме принципа декомпозиции при создании систем управления используется иерархический принцип структуры автоматических устройств и их взаимодействия. С помощью этой структуры устройств производится согласование работы территориальных систем управления на основе параметров режимов, определяемых на их границах. На рис. 8.1.2 показаны уровни иерархии I—IV, т. е. расположение частей или элементов в порядке от высшего к низшему. Так, каждый автомат II иерархического уровня координирует работу нескольких автоматов I уровня, каждый автомат III уровня— работу автоматов II уровня и каждый автомат IV уровня — работу автоматов III уровня.

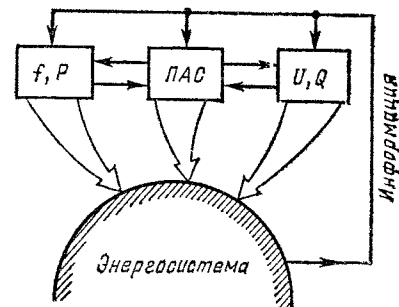


Рис. 8.1.1. Системы управления режимами

На I низшем иерархическом уровне используются устройства автоматического управления, являющиеся органической составляющей элементов энергетического оборудования (турбин, генераторов, трансформаторов). Координация работы этих устройств в рамках энергетических объектов (например, электростанций) производится с помощью

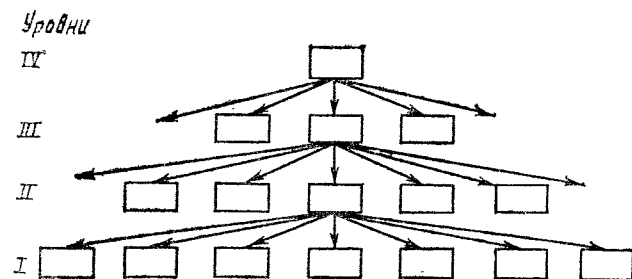


Рис. 8.1.2. Иерархическая структура управления

устройств II иерархического уровня, а в рамках энергосистем или энергообъединений — с помощью устройств III уровня и т. д. Наибольшее число автоматических устройств (первичных) находится на I уровне, на II их число меньше, а на III еще меньше.

Иерархическое построение автоматического управления образует надежные системы. Надежность устройств I иерархического уровня обычно не менее надежности управляемых установок. При выходе из строя элементов более высоких иерархических уровней режим временно отклоняется от оптимального, но сохраняется в технически допустимых пределах благодаря действиям оставшихся в работе устройств.

Вопросы для самопроверки

1. Для чего необходимо постоянное управление режимами энергосистем?
2. В чем заключается управление режимом системы по принципу декомпозиции?
3. Что такое иерархическая структура систем управления?

§ 8.2. Управление частотой и активной мощностью

Первичным устройством управления частотой является регулятор частоты вращения турбин. Измерительный орган регулятора контролирует частоту вращения и при изменении ее исполнительный орган действует на регулирующие клапаны паровых турбин и направляющие аппараты гидротурбин, воздействуя на изменение энергоносителя, поступающего на рабочие колеса.

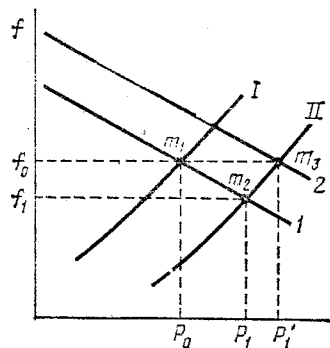


Рис. 8.2.1. Статические характеристики нагрузки и регуляторов частоты вращения турбин

На рис. 8.2.1 изображены статические характеристики нагрузки I и II и статические характеристики регуляторов частоты вращения турбин 1 и 2. Как видно из прямой I, при увеличении активной мощности агрегата от первоначального значения P_0 до P_1 происходит снижение частоты

от f_0 до f_1 . Статизм регулирования, характеризующий наклон характеристики, достигает 4%, т. е. при изменении актив-

ной мощности от нуля до номинального значения частота при неизменной уставке регулятора снижается также на 4%. Под *уставкой* понимают параметры срабатывания, задаваемые персоналом, в зависимости от условий эксплуатации.

К надежности работы турбины предъявляются высокие требования, которые могут выполняться только при нормальной работе регулятора. Если регулятор неисправен, то эксплуатация турбины запрещена. Кроме регулятора необходим еще автомат безопасности, который прекращает поступление пара в турбину при превышении ее частоты вращения на 10%.

Режим энергосистемы по частоте устанавливается в точке пересечения характеристики регулирования турбин и статической характеристики нагрузки (сочетаний нагрузок), что соответствует на рисунке точке m_1 при мощности P_0 и частоте f_0 . Включение дополнительных приемников и рост нагрузки до значения P_1 вызывает уменьшение частоты до f_1 (точка m_2). Следовательно, при изменении нагрузки отклонение частоты зависит от мощности турбины и равно

$$\Delta f = f_0 - f_1 = -s \Delta P.$$

Таким образом, действие регулятора частоты вращения сводится к выполнению условия

$$\Delta f + s \Delta P = 0,$$

где Δf и ΔP — изменения частоты и мощности; s — коэффициент статизма регулятора, равный примерно 4%.

Если установившаяся частота отличается от номинальной, то уставку регуляторов частоты вращения турбин приходится менять. Характеристика смещается (кривая 2) и новый режим устанавливается в точке m_3 при мощности турбины, соответствующей мощности, потребляемой нагрузкой P_1' . При этом, как видно из рисунка, частота не отличается от номинальной f_0 .

Таким образом, при постоянстве частоты баланс активной мощности сводится к равенству генерации и потребления:

$$P_{\Gamma} = P_{\text{потр}} \text{ при } \Delta f \approx 0. \quad (8.2.1)$$

Воздействие на уставку регулятора и смещение характеристик регулирования позволяет перераспределять активную мощность между работающими турбинами при неизменной частоте, к чему приходится прибегать в процессе

управления режимом энергосистемы. Такое воздействие производится либо вручную персоналом, либо с помощью *вторичного* автоматического регулятора активной мощности электростанций. На первый вход регулятора поступает сигнал, характеризующий задаваемую активную мощность, на второй — сигнал, пропорциональный суммарно фактической мощности. При равенстве заданной $P_{зд}$ и фактической $P_{факт}$ мощностей регулятор бездействует. Если же равенство нарушается, то регулятор мощности, воздействуя на уставку регулятора частоты вращения, изменяет мощность турбины до ее совпадения с заданной. Таким образом, действие регулятора сводится к выполнению условия:

$$P_{факт} - P_{зд} = \Delta P_T = 0.$$

Регулятор активной мощности может управлять работой регуляторов частоты вращения всех турбин электростанции с помощью *устройства распределения*, задающее долевое участие каждой из турбин. Одновременно этот регулятор контролирует параметры частоты и давление пара, чтобы в случае их значительного отклонения от нормальных значений распознать аварийный режим, требующий изменения заданной мощности в функции указанных параметров. Сигнал задаваемой мощности на регуляторы электростанций поступает от III иерархического уровня централизованной системы управления частотой и активной мощностью энергообъединения.

Обменная мощность объединения $P_{обм}$ — это алгебраическая сумма потоков мощности по всем электрическим линиям, связывающим объединение с соседними энергосистемами. Одновременно суммарный обменный поток является разностью между генерируемой электростанциями мощностью P_G и потребляемой мощностью $P_{потр}$ рассматриваемого объединения:

$$P_{обм} = P_G - P_{потр}. \quad (8.2.2)$$

На измерительный орган системы в качестве контролируемого параметра поступает обменная мощность по всем внешним связям, которая сравнивается с заданной. Если $P_{обм} = P_{зд}$, то система управления бездействует.

Действие системы управления сводится к выполнению условия

$$\Delta P_{обм i} + \rho_i \Delta f = 0, \quad (8.2.3)$$

где ρ — постоянный коэффициент для энергообъединения.

При отклонении обменного потока от заданного значения система управления приходит в действие и изменяет задаваемую электростанциям объединения мощность так, чтобы устранить это отклонение. При неизменной частоте $\Delta f = 0$ из (8.2.3) следует, что

$$P_{обм} - P_{зд} = \Delta P_{обм} = 0.$$

Заданный обменный поток должен предусматривать не только сохранение баланса мощности генерируемой (с помощью регулирования) и потребляемой нагрузкой данного объединения, но и мощность, которую необходимо передавать с **е ж н ы м** энергосистемам.

Определение обменного потока $P_{обм}$ производится с помощью телеизмерения, а его регулирование — с помощью передачи по телеканалам управляющих сигналов, действующих на изменение мощности, задаваемой электростанциям объединения. Долевое участие электростанций в регулировании обменного потока задается **ц е н т р а л и з о в а н н ы м** **р а с п р е д е л и т е л е м**, учитывающим экономичность электростанций и их маневренные свойства (быстрота изменения мощности). В качестве централизованного устройства обычно используется управляющая ЭВМ.

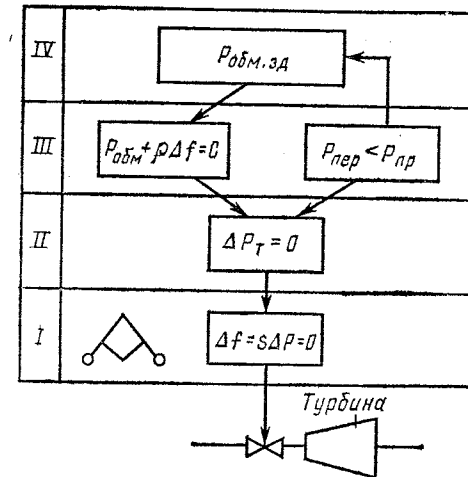


Рис. 8.2.2. Иерархическая структура управления частотой и активной мощностью

При распределении нагрузок между электростанциями требуется учитывать факторы (экономичность, маневренность и др.), которые должны входить в алгоритм действия

ЭВМ в виде математических моделей. Такое управление называют *управлением с моделью*.

Задаваемое значение обменного потока $P_{\text{обм. эл}}$ может поступать с IV высшего иерархического уровня управления (рис. 8.2.2).

Опасные связи. Регулирование обменного потока, представляющего сумму перетоков по всем внешним линиям, иногда вызывает перегрузку отдельных линий питающей сети, что может приводить к нарушениям статической устойчивости. Для предотвращения этого III иерархический уровень дополняется *системой ограничения перетоков*, которая контролирует перетоки опасных связей. Если мощность, передаваемая по связям $P_{\text{пер}}$, меньше предельного значения $P_{\text{пр}}$, то система управления бездействует и не препятствует регулированию обменного потока. Если же неравенство $P_{\text{пер}} < P_{\text{пр}}$ нарушается, то для ограничения перетока производится воздействие на мощность электростанций, примыкающих к опасным связям и в наибольшей степени влияющих на переток, достигший предельного значения.

На рис. 8.2.2 показано взаимодействие иерархических уровней управления частотой и активной мощностью.

Быстродействие автоматических регуляторов уменьшается с ростом иерархического уровня. Например, регуляторы частоты вращения работают в течение секунд, а централизованная система управления — в течение десятков секунд.

Вопросы для самопроверки

1. Можно ли изменять частоту в системе и как практически это осуществляется?
2. Как задается мощность турбин?
3. Что такое обменная мощность, как можно воздействовать на ее изменение и с какого иерархического уровня?
4. Если передаваемая мощность приближается к предельной, то как должна действовать система управления?

§ 8.3. Управление напряжением и реактивной мощностью

В отличие от частоты напряжение в различных точках системы различно и зависит от передаваемой мощности P и Q и сопротивлений R и X [см. (4.2.11)]. Для рассматриваемых сетей значение $X \gg R$ (примерно на порядок). Член QX в (4.2.11) может быть значительным при передаче реактивной мощности Q на большие расстояния. В этом случае потеря напряжения возрастает и напряжение снижается

иногда в недопустимых пределах. Большие отклонения напряжения нельзя допускать по условиям статической устойчивости. Они приводят к завышенным потерям мощности и неэффективному использованию электроэнергии. Поэтому жесткие требования к поддержанию напряжения в определенных пределах вызывают необходимость его автоматического регулирования. Напряжения в ограниченных районах электрической сети поддерживаются регулированием в определенных узлах питающей сети, называемых *контрольными точками*.

Автоматическое регулирование напряжения. Первичным устройством управления напряжением является быстродействующий автоматический регулятор возбуждения (АРВ) синхронных машин. Измерительный орган этого регулятора контролирует отклонение напряжения на выводе машин от заданной величины, а в переходных процессах реагирует, в ряде случаев еще и на другие параметры режима, скорости и ускорении их изменения. Отклонение напряжения компенсируется изменением тока возбуждения, влияющим на эдс и, следовательно, на генерируемую реактивную мощность.

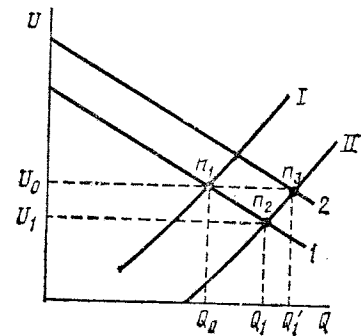


Рис. 8.3.1. Статические характеристики нагрузки и регулятора АРВ

На рис. 8.3.1 изображены статические характеристики нагрузки I и II и необходимые статические характеристики регулирования АРВ I и 2 со статизмом около 4%.

Как видно из кривой 1, при увеличении потребляемой реактивной мощности происходит снижение напряжения. Режим по напряжению устанавливается в точке n_1 пересечения характеристик при равенстве генерируемой и потребляемой реактивной мощности, соответствующей напряжению U_0 . Рост реактивной мощности до значения Q_1 вызывает уменьшение напряжения до значения U_1 (точка n_2). На главных шинах электростанции напряжение может снизиться настолько, что приходится менять уставку АРВ так, чтобы сместить его характеристику до зависимости, изображенной линией 2. Тогда пересечение характеристик перемещается в точку n_3 , соответствующую мощности Q_1' и при-

емлемого напряжения в допустимой области U_0 . Изменением уставки можно перераспределять также реактивную мощность между параллельно работающими синхронными машинами при сохранении напряжения в допустимых пределах.

Таким образом, баланс реактивной мощности сводится к удовлетворению равенства генерируемой и потребляемой мощностей:

$$Q_{г} = Q_{потр} \quad (8.3.1)$$

при поддержании требуемого напряжения в контрольных точках сети, т. е. при $\Delta U_{к} = 0$.

Система вторичного управления режимом напряжения и реактивной мощности. На установочные устройства (уставки) АРН может воздействовать либо персонал, либо медлендействующий вторичный регулятор напряжения АРН, который координирует работу АРН всех генераторов электростанции. С помощью вторичного регулятора устраняется отклонение напряжения на главных шинах станции от заданного значения. Однако при автоматических изменениях возбуждения генераторы могут перегреваться как при перегрузках, так и при чрезмерном снижении возбуждения. Во втором случае возможно и выпадение из синхронизма. Поэтому персонал, опасаясь переходов генераторов в недопустимые режимы, поддерживает их на значительных дистанциях от предельных значений, что приводит к недоиспользованию реактивной мощности генераторов более чем на 25%. Чтобы избежать таких явлений, применяются автоматические ограничители возбуждения.

Таким образом, система вторичного управления представляет собой комплекс устройств: вторичный регулятор напряжения, ограничители верхнего и нижнего пределов возбуждения и устройство, управляющее распределением реактивной мощности между генераторами. Этот комплекс может выполняться как с помощью устройств аналогового типа, выпускаемых промышленностью, так и с помощью микропроцессоров.

Централизованное управление может проводиться координацией работ вторичных регуляторов напряжения электростанций в каждой энергосистеме отдельно по методу декомпозиции. Такое управление может устранять нежелательные отклонения напряжения в контрольных точках с целью минимизации потерь мощности в сети.

Для минимизации потерь мощности во внутрисистемной

сети определяется доля участия генерирующих источников реактивной мощности в регулировании напряжения. При решении этих задач используются математические модели электрической сети, с помощью которых производятся операции оптимизации режима. Результаты реализуются затем в электрической системе. Для управления могут использоваться также и мини-ЭВМ. Сигналы от мини-ЭВМ изменяют уставки (заданное напряжение) вторичных регуляторов электростанций (рис. 8.3.2). При выходе из строя телеканала вторичный регулятор напряжения АРН поддерживает напряжение на главных шинах электростанции на уровне заданного значения $U_{к.зд}$.

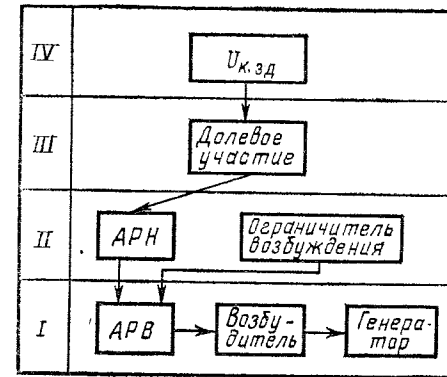


Рис. 8.3.2. Иерархическая структура управления напряжением и реактивной мощностью

В распределительных сетях поддержание напряжения на шинах центров питания производится местным регулированием. Это регулирование напряжения производится воздействием на коэффициент трансформации трансформаторов с РПН (см. гл. 7).

На измерительном органе местного регулятора сравнивается напряжение U_y (уставки) с разностью напряжений шин $U_{ш}$ и составляющей, пропорциональной нагрузке трансформатора или подстанции I , т. е.

$$\dot{U}_{ш} - kI = \dot{U}_y,$$

где k — постоянный коэффициент, выражающийся в единицах сопротивления.

Как видно из выражения, возрастание тока нагрузки вызывает уменьшение значения $U_{ш} - kI$. Чтобы сохранить неизменным это значение, регулятор должен воздействовать

на увеличение другой составляющей этой разности, т. е. на $U_{ш}$. Увеличение напряжения $U_{ш}$ на шинах центра питания с ростом нагрузок называется *встречным регулированием*.

С помощью *местных* регуляторов производится также управление режимом конденсаторных батарей, работающих в распределительной сети, изменением числа секций, в зависимости от протекающей реактивной мощности по питающему участку сети (см. рис. 6.2.1).

Вопросы для самопроверки

1. Каковы функции автоматического регулятора синхронных машин АРВ?
2. Как практически достигается переход от точки пересечения характеристик (рис. 8.3.1) n_1 к точке n_2 ?
3. Что такое местное регулирование напряжения в распределительной сети?
4. Что такое встречное регулирование напряжения?

§ 8.4. Противоаварийная система управления

Электрические процессы при нарушении нормального режима протекают обычно так быстро, что обслуживающий персонал часто не в состоянии своевременно обнаружить нарушения и предотвратить их развитие. Поэтому управление режимами является необычайно важной и сложной задачей, решение которой без применения релейной защиты и специальных автоматических устройств оказывается невозможным.

Аварии делятся на два класса: локальные и лавинные.

К *локальным авариям* относятся единичные события, не вызывающие последующего развития (отключения единичных линий, трансформаторов и т. п.). Ликвидация таких аварий производится с помощью простейших устройств автоматического повторного включения (АПВ) и автоматического включения резерва (АВР).

При коротких замыканиях происходит увеличение тока и уменьшение напряжения. Под действием этих изменений работает релейная защита и отключает линию. Через некоторое время линия снова включается АПВ. На линиях с двусторонним питанием включение производится при отсутствии напряжения. Если напряжения с двух сторон линии несинхронны, то включение должно сопровождаться синхронизацией, выполняемой или персоналом, или с помощью АПВ с улавливанием синхронизма.

При отключении трансформатора действует АВР по признаку исчезновения напряжения. С небольшой выдерж-

кой времени оно включает выключатель и напряжение обесточенным потребителям подается от другого сохранившегося в работе источника энергии. С помощью АВР могут быть включены секционные выключатели, резервные трансформаторы и т. п.

К *лавинным авариям* относятся события, при которых одна возникшая авария как при цепной реакции влечет за собой другую, и т. д. Это может привести к разстройству работы всей энергосистемы. Лавинным авариям противопоставляются *противолавинные системы управления*.

Существует четыре вида аварий, которые могут приводить к лавинному развитию:

1. Отключение или прекращение подачи мощности по сильно нагруженным линиям, в результате чего недопустимо перегружаются и отключаются оставшиеся в работе. С каждой следующей отключившейся линией перегрузка других питающих линий возрастает, что увеличивает вероятность отключения оставшихся в работе. Первоначально прекращение подачи мощности по сильно загруженным линиям возможно и при нарушениях статической и динамической устойчивости, после чего начинается асинхронный режим.

2. Асинхронный режим, возникший на одном из опасных участков линий (сети), сопровождается изменениями параметров режима: мощности, тока и напряжения в зависимости от изменения угла между эдс различных частей энергосистемы. В одной из точек сети при угле, равном 180° , напряжение становится равным нулю, а в зоне вокруг него достигает низких значений. Эта точка называется *электрическим центром качаний*. Вследствие глубокого снижения напряжения пропускная способность частей энергосистемы в обширной зоне, примыкающей к центру качания, снижается настолько, что могут возникнуть вторичные очаги асинхронных режимов, сопровождающиеся новыми зонами глубоких снижений напряжения, и т. д. Поэтому в ряде случаев асинхронные режимы недопустимы и должны быть быстро ликвидированы.

Одновременно асинхронный режим сопровождается почти полным прекращением передачи мощности (среднего значения) по линиям. Часть энергосистемы, от которой мощность передавалась, оказывается «избыточной», а часть, в которую передавалась, — «дефицитной». В дефицитной части происходит глубокое снижение частоты.

3. Глубокое снижение частоты сопровождается соот-

ветствующим снижением числа оборотов двигателей и, следовательно, снижением производительности механизмов. Наиболее ответственными механизмами являются механизмы технологического оборудования электростанций (питательные насосы котлов), производительность которых может уменьшиться до нуля при понижении частоты на 10%. Это сопровождается потерей части мощности в системе и, следовательно, дальнейшим понижением частоты, что, в свою очередь, приводит к нарушению технологии на других электростанциях и т. д. до полного прекращения функционирования части энергосистемы в зоне аварийного дефицита активной мощности.

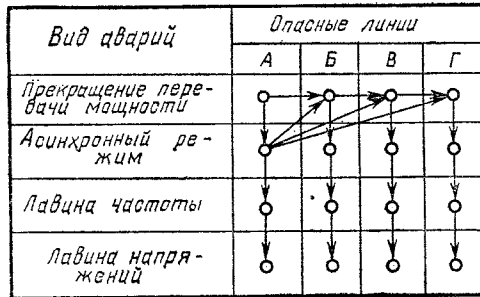


Рис. 8.4.1. Последовательность развития лавинных аварий

4. Лавина понижения напряжения возникает в двух случаях: а) в качестве сопутствующей лавине частоты. Понижение напряжения приводит в ряде случаев также к отказам в работе автоматики, созданной для учета такой опасности; б) в нагрузочных узлах при аварийном отключении части питающих линий и перегрузке оставшихся в работе.

Лавина повышения напряжения может возникнуть после ликвидации лавины частоты отключением большей части электроприемников. Зарядная мощность Q_c может оказаться избыточной и напряжение повышается. Тогда АРВ воздействует на уменьшение возбуждения генераторов, иногда вплоть до полной потери возбуждения. На рис. 8.4.1 показана динамика лавинных аварий для опасных линий А, Б, В и Г. Например, прекращение подачи мощности в линии А создает асинхронный режим в этой линии, который вызывает прекращение передачи мощности в линиях Б, В и Г (см. направление стрелок).

Разнообразные элементы системы противоаварийного управления формируют единый комплекс струк-

турно взаимосвязанных составляющих предупредительных, локализирующих и восстанавливающих средств управления. Так, средства предотвращения нарушения статической и динамической устойчивости являются *предупредительными*. Средства прекращения асинхронных режимов разделением систем на части, разгрузок по признакам лавин частоты и напряжения являются *локализирующими*. Восединение разделенных частей энергосистемы и восстановление энергоснабжения потребителей является *восстанавливающими* средствами управления.

При наличии такой комплексной автоматической системы управления аварийные режимы теряют лавинный характер и длятся 2—3 мин до полной их ликвидации, без участия в этом процессе человека.

Вопросы для самопроверки

1. Какая разница между локальными и лавинными авариями? Приведите пример.
2. Какие лавинные аварии вы знаете?
3. Что должно включаться в комплекс противоаварийной системы управления?

§ 8.5. Баланс активных и реактивных мощностей

Как следует из § 8.2 и 8.3, балансу активной мощности сопутствует параметр частоты, а балансу реактивной — параметр напряжения. Удовлетворение равенств $P_r = P_{\text{потр}}$ при $\Delta f = 0$ [см. (8.2.1)] и $Q_r = Q_{\text{потр}}$ при $\Delta U_k = 0$ [см. (8.3.1)] соответствует балансу мощностей.

Баланс по активной мощности и связь его с частотой. Генераторы станций в каждый момент времени установившегося режима должны отдавать в систему столько электроэнергии, сколько в этот момент требуют все потребители с учетом потерь в передаче, т. е. баланс по активным мощностям при неизменной частоте $\Delta f = 0$ записывается как

$$\Sigma P_r = \Sigma P_n + \Sigma P_{c.n} + \Sigma \Delta P = \Sigma P_{\text{потр}}, \quad (8.5.1)$$

где ΣP_r — суммарная генерируемая активная мощность электростанций; ΣP_n — активная мощность нагрузок; $\Sigma P_{c.n}$ — суммарная активная мощность собственных нужд электростанций; $\Sigma \Delta P$ — потери активной мощности в сетях (линиях и трансформаторах); $\Sigma P_{\text{потр}}$ — суммарное потребление мощности.

Потери активной мощности в сети зависят от числа трансформаций и протяженности сети и могут достигать 5—15% от суммарной нагрузки электростанций. Расход на собственные нужды станций (ТЭС) может колебаться в зависимости от технического оборудования от 5—10%, на ТЭС этот расход значительно меньше и равен примерно 1%.

Частота переменного тока в установленном режиме в любой точке системы должна иметь *одно значение*, т. е. она является *общесистемным* параметром качества энергии. Регулирование ее за счет изменения генерируемой активной мощности при нарушении исходного баланса, т. е. при отклонении частоты согласно ГОСТу более чем на $\pm 0,1$ Гц от 50 Гц, может производиться в *любом* районе системы. Такое регулирование проводится на ряде станций, позволяющее быстро изменять выдаваемую мощность, т. е. наиболее маневренных. В идеальном случае такими ведущими станциями могут быть все станции энергосистемы.

Частота тока в системе и напряжения в ее узлах меняются непрерывно с изменением генерируемых или потребляемых мощностей в системе, что приводит к изменению качества энергии. Статические характеристики таких изменений показаны на рис. 4.3.1—4.3.4 и 8.2.1. Это постоянное изменение объясняется изменением мощности потребителей, вводом в работу дополнительных генераторов, аварийными и плановыми отключениями линий, трансформаторов или их включениями, а также другими «возмущениями» установленного режима. Поддержание качества энергии f и U требует различных мероприятий при осуществлении управлении режимами энергосистем (см. гл. 8) для обеспечения их нормальной работы.

Изменением активной мощности практически можно менять и напряжение в узлах системы согласно выражению (4.2.14). Однако *изменение генерируемой активной мощности определяется, в первую очередь, регулированием частоты*, так как ее снижение оказывает влияние на работу всех электроприемников. Особенно сильно это снижение частоты сказывается на работе собственных нужд электростанций и может привести к ее аварийному выходу. Поэтому изменение напряжения в узлах системы путем изменения активной мощности не производится.

Распределение нагрузки между станциями отдельных энергосистем, входящих в объединенные системы, должно происходить так, чтобы избегать перегрузки линий связи. Если мощность, передаваемая по линии связи, превосходит допустимую по условию устойчивости и произойдет отклю-

чение этой линии, то нарушается связь между отдельными энергосистемами, что может вызвать аварию системы, в которой нет достаточного резерва мощности.

Резерв мощности. Номинальное значение частоты тока обеспечивается с помощью резерва активной мощности и автоматического регулирования. Нормальная эксплуатация электрической системы невозможна без соответствующего резерва мощности. Необходимый суммарный резерв состоит из *нагрузочного, ремонтного, аварийного* и так называемого *народнохозяйственного*. Нагрузочный резерв служит для покрытия случайных колебаний и непрерывного повышения нагрузки сверх учтенного в балансе. Он составляет 1—3% от максимума нагрузки системы. Ремонтный резерв должен обеспечивать возможность проведения текущих и капитальных ремонтов оборудования электростанций. Аварийный предназначен для замены агрегатов, вышедших из строя в результате аварий. Народнохозяйственный резерв обеспечивает возможное повышение потребления электроэнергии по сравнению с запланированным. Он составляет 1—2% от максимума нагрузки. Резерв должен быть достаточным для поддержания в любой момент времени баланса активной мощности в системе и частоты тока в допустимых пределах.

Баланс по реактивной мощности и связь его с напряжением. Балансу реактивной мощности в системе должно соответствовать равенство:

$$\Sigma Q_r = \Sigma Q_n + \Sigma Q_{c.н} + \Sigma \Delta Q - \Sigma Q_c - \Sigma Q_{к.у} = \Sigma Q_{потр}, \quad (8.5.2)$$

где ΣQ_r — реактивная мощность, вырабатываемая генераторами станций; ΣQ_n — реактивная мощность нагрузок; $\Sigma Q_{c.н}$ — реактивная мощность собственных нужд станций; $\Sigma \Delta Q$ — потери реактивной мощности в сетях (в линиях и трансформаторах); ΣQ_c — мощность, генерируемая линиями (зарядная); $\Sigma Q_{к.у}$ — реактивная мощность дополнительных источников (КУ); $\Sigma Q_{потр}$ — суммарное потребление мощности.

Колебание энергии в магнитных и электрических полях различных устройств переменного тока обуславливает потребление ими реактивной мощности. Основными потребителями реактивной мощности являются трансформаторы, асинхронные двигатели, индукционные электропечи и др. Потери реактивной мощности в сети очень велики и могут достигать 50% от реактивной мощности, поступающей в сеть. Так как по пути от электростанций до нагрузки происходит

Раздел третий

Синтез — проектирование сетей

три и большее число трансформаций, потери реактивной мощности в трансформаторах достигают больших величин.

Реактивные нагрузки потребителей зависят от электрооборудования и в ряде случаев достигают большого относительного значения. Реактивная мощность теряется и в последовательных сопротивлениях линий (см. гл. 5), хотя одновременно вырабатывается в параллельных емкостных проводимостях (зарядная мощность Q_c). Таким образом, учитывая, что второй член (4.2.14) велик, так как велико индуктивное сопротивление X в энергосистеме, *регулирование напряжения производится регулированием реактивной мощности*, поскольку изменение активной мощности источников энергии определяется, как указывалось, регулированием частоты.

В противоположность частоте напряжение в определенных точках системы может регулироваться *н е з а в и с и м о* в каждой компактной подсистеме. В такой подсистеме, разделенной с другими подсистемами значительными индуктивными сопротивлениями, существуют *к о н т р о л ь н ы е т о ч к и*, в которых поддерживается напряжение основной питающей сети. Управление напряжением в контрольной точке следует производить таким образом, чтобы обеспечить минимум потерь в сетях. Таким образом, в каждой подсистеме имеется система управления напряжением.

Вопросы для самопроверки

1. Из каких составляющих складывается баланс по активным и реактивным мощностям?
2. Для чего нужен резерв мощности в системе?
3. Почему частота является общесистемным параметром качества энергии в системе?

Современные энергетические системы состоят из сотен связанных между собой элементов, влияющих друг на друга. Однако проектирование всей системы от электростанций до потребителей с учетом особенностей элементов и одновременным решением множества вопросов (выбора ступеней напряжений, схем станций и подстанций, релейной защиты и автоматики, регулирования режимов работы системы, перенапряжений и т. д.) нереально. Поэтому общую глобальную задачу необходимо разбить на задачи локальные, которые сводятся к проектированию отдельных элементов системы: станций и подстанций; частей электрических сетей в зависимости от их назначения (районных, промышленных, городских и сельских); релейной защиты и системой автоматики и т. д. Однако проектирование должно проводиться с учетом основных условий *с о в м е с т н о й р а б о т ы* элементов, влияющих на данную проектируемую часть системы.

Намеченные проектантом варианты должны удовлетворять, как уже говорилось, следующим требованиям: надежности; экономичности; удобства эксплуатации; качества энергии и возможности дальнейшего развития. Таких вариантов в каждом конкретном случае можно наметить множество. Какому же из них отдать предпочтение?

Нельзя рассчитывать сеть исходя только из условия минимума расхода металла, нельзя рассчитывать ее исходя только из условия потерь энергии. Определяющим при выборе наилучшего варианта должен быть *о б щ и й к р и т е р и й*, учитывающий оба условия одновременно, а также ущерб от недоотпуска электроэнергии, отклонения напряжения и других факторов. Этим общим критерием являются так называемые *п р и в е д е н н ы е з а т р а т ы* в денежном выражении. Таким образом, руб/год должен явиться опре-

деляющим при выборе наивыгоднейшего варианта. Если существует несоответствие, например, между стоимостью металла и стоимостью потерь электроэнергии, то планирующие организации должны стремиться в зависимости от состояния народного хозяйства и его ресурсов к ликвидации этого несоответствия.

Следовательно, отдать предпочтение надо тому варианту, у которого суммарные приведенные затраты меньше.

ГЛАВА 9

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

§ 9.1. Приведенные затраты Z при строительстве в течение одного этапа (года) и дальнейшей эксплуатации с неизменными годовыми издержками

При строительстве в один этап средства на строительство отпускаются однократно. Предполагается также, что дальнейшая эксплуатация происходит с неизменными годовыми издержками, т. е. передаваемая мощность, а следовательно, и потери энергии, затраты на ремонт и обслуживание и другие величины не меняются из года в год в течение рассматриваемого срока эксплуатации.

Годовые издержки I (годовые эксплуатационные расходы) состоят из трех составляющих: ежегодных отчислений от капитальных затрат $p_{\Sigma}K$ на амортизацию*; стоимости потерь энергии C_0 ; ущерб U^{**} .

Рассмотрим эти составляющие подробнее.

1. Каждое сооружение (шины, трансформаторы и др.) может просуществовать какое-то число лет n (линия на металлических опорах — несколько десятков лет, на деревянных — менее 10 лет) в зависимости от долговечности опор и качества изоляции и т. д. Например, линия на деревянных опорах, пропитанных от гниения специальным составом, может проработать 10 лет. Через 10 лет должна быть произведена замена этой линии. Чтобы иметь для этого средства, ежегодно от капитальных затрат на реновацию (полную замену) отчисляются основные фонды, так чтобы через 10 лет сумма отчислений равнялась этим затратам.

Амортизационные отчисления. Постепенное перенесение

* Прузнер С. П., Златопольский А. Н., Некрасов А. М. Экономика энергетики СССР.— М.: Высшая школа, 1978; Новожилов В. В. Вопросы развития соцэкономики.— М.: Наука, 1972.

** Гук Ю. Б., Лосев Э. А., Мясников В. А. Оценка надежности электроустановок/Под ред. Б. А. Константинова.— М.: Энергия, 1974; Розанов М. Н. Надежность электроэнергетических систем.— М.: Энергоатомиздат, 1984.

$$E_n = 1/T_{ок}. \quad (9.1.2)$$

стоимости основных фондов на производимый продукт в целях образования фонда денежных средств для последующего частичного и полного воспроизводства основных фондов называется *амортизацией*. Амортизационные отчисления производятся по специальным нормам, устанавливаемым в процентах по отношению к балансовой (первоначальной или восстановительной) стоимости основных фондов. Эти отчисления включаются в себестоимость продукции и по мере ее реализации образуют особый фонд средств, который делится на две части: одна из них предназначается для полного восстановления выбывающих в плановом порядке основных фондов, другая часть образует особый целевой фонд предприятия, расходующийся в соответствии с планом на капитальный ремонт и модернизацию действующих основных фондов. Общий коэффициент ежегодных отчислений p_{Σ} приведен в табл. П.5.27.

При проектировании необходимо иметь в виду, что капитальные затраты на резервирование отдельных элементов (генераторов, линий, трансформаторов и т. д.) в ряде случаев могут быть значительно уменьшены применением вместо резервных основных элементов релейной защиты и автоматики, стоимость которых несоизмеримо меньше, чем основных.

2. Ток, протекающий по линиям и трансформаторам, вызывает потери энергии $\Delta \mathcal{E}$, стоимость которых $C_{\mathcal{E}} = \Delta \mathcal{E} c_{\mathcal{E}}$, где $c_{\mathcal{E}}$ — стоимость 1 кВт·ч потерянной энергии, согласно рис. 4.1.11.

3. Народнохозяйственный ущерб U вызывается перерывами в электроснабжении, отклонением напряжения от нормального, потерей устойчивости параллельной работы станций (или потребителей) и др. Однако, как указывалось, рекомендуется учитывать только ущерб от недоотпуска энергии, так как другие виды ущербов определяются довольно сложно.

Таким образом, годовые издержки

$$И = p_{\Sigma} K + C_{\mathcal{E}} + U, \quad (9.1.1)$$

где $C_{\mathcal{E}} = \Delta P_{\max} \tau c_{\mathcal{E}} = 3I^2 R \tau c_{\mathcal{E}} \cdot 10^{-3}$ руб/год [см. (4.1.15)] и пример 4.1.11.

Приведенные затраты Z . Эффективность капиталовложений в строительство сетей, станций и т. д. оценивается *сроком окупаемости* $T_{ок}$. Для учета срока окупаемости сооружения применяется так называемый *нормативный коэффициент эффективности* E_n , представляющий собой величину, обратную сроку окупаемости:

Этот коэффициент зависит от состояния народного хозяйства на данном этапе развития и при строительстве объектов энергетики принимается равным 0,12 (в относительных единицах); при оценке эффективности новой техники — равным 0,15*. Срок окупаемости $T_{ок}$ представляет собой время, за которое первоначально вложенные средства возвращаются за счет экономии на себестоимости.

Таким образом, приведенные затраты, руб/год,

$$Z = (E_n + p_{\Sigma}) K + 3I^2 R \tau c_{\mathcal{E}} \cdot 10^{-3} + U \quad (9.1.3)$$

или

$$Z = (E_n + p_{\Sigma}) K + C_{\mathcal{E}} + U.$$

Для ряда элементов системы

$$Z = \Sigma [(E_n + p_{\Sigma}) K + C_{\mathcal{E}} + U]. \quad (9.1.4)$$

Суммирование производится по элементам (линиям, трансформаторам и т. д.).

Оптимальным считается вариант, у которого приведенные затраты минимальны. Если какая-либо составляющая этих затрат входит во все сравниваемые варианты (величина постоянная), она может не учитываться, так как на выбор варианта не влияет.

Если в (9.1.3) раскрыть скобки и заменить годовые издержки согласно (9.1.1) через $И$, то получим

$$Z = E_n K + И. \quad (9.1.5)$$

Это выражение наиболее часто встречается в литературе и не противоречит выражению (9.1.3).

При сравнении вариантов важным показателем является удельная расчетная стоимость передачи энергии**, руб/(кВт·ч),

$$C_n = Z/\mathcal{E} = Z/(P_{\max} T_{\max}), \quad (9.1.6)$$

где P_{\max} — максимальная активная мощность, передаваемая потребителю; величина T_{\max} зависит от потребителя.

Важным показателем является также себестоимость передачи энергии***, руб/(кВт·ч),

$$C_c = И/\mathcal{E} = И/(P_{\max} T_{\max}). \quad (9.1.7)$$

* Методика определения экономической эффективности использования в народном хозяйстве новой техники, изобретений и рационализаторских предложений. — М.: ГНТК, Госплан СССР, АН СССР, 1977.

** Желательно, чтобы эта величина не превышала 0,6—0,8 коп/(кВт·ч) в зависимости от района страны.

*** Эта величина может быть равной 0,2 коп/(кВт·ч) и меньше.

Рассмотрим пример определения приведенных затрат при сравнении линий разных сечений.

Пример 9.1.1. По линии на металлических одноцепных опорах, длиной 50 км напряжением 110 кВ передается мощность $S=20$ МВ·А, число часов использования максимума $T_{\text{макс}}=5000$ ч/год. Линия проложена во II районе по гололеду (Рига). Нормативный коэффициент эффективности $E_n=0,15$. Найти и приведенные затраты при сечениях АС-120 и АС-150 и выбрать наивыгоднейший вариант.

Решение. Так как ущерб $У$ для обоих вариантов можно считать одинаковым, то согласно (9.1.2) приведенные затраты

$$З = (E_n + p_{\Sigma}) K_n + 3I^2 R_{\Sigma} \cdot 10^{-3}, \text{ руб/год.}$$

1. Находим значение τ по заданному значению $T_{\text{макс}}$. Согласно рис. 4.1.10 значение $\tau=3000$ ч/год.

2. Так как сечение мало зависит от ремонта и обслуживания, отчислением на ремонт и обслуживание пренебрегаем. Тогда согласно табл. П.5.27 отчисления на амортизацию $p_a=0,036$.

3. Стоимость 1 км линий II района по гололеду, установленных на металлических одноцепных опорах, для сечений АС-120 и АС-150 составляет соответственно 12 тыс. руб/км и 12,3 тыс. руб/км (см. табл. П.5.46).

4. Определяем по рис. 4.1.11 стоимость $c_3=1,7$ коп/(кВт·ч). Коэффициент $k_{\text{макс}}$ можно принять равным единице.

5. По табл. П.5.3 определяем удельное активное сопротивление линии R_0 АС-120=0,27 Ом/км, R_0 АС-150=0,21 Ом/км.

6. Находим ток в линии:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} U} = \frac{20 \cdot 10^3}{3 \cdot 110} = 105 \text{ А.}$$

7. Рассчитываем приведенные затраты для двух вариантов:

$$\begin{aligned} Z_{\text{АС-120}} &= (0,15 + 0,036) 12000 \cdot 50 + 3 \cdot 105^2 \cdot 0,27 \cdot 50 \cdot 3000 \cdot 1,7 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{-3} = \\ &= 108\,000 + 23\,000 = 131\,000 \text{ руб/год;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{\text{АС-150}} &= (0,15 + 0,036) 12300 \cdot 50 + 3 \cdot 105^2 \cdot 0,21 \cdot 50 \cdot 3000 \cdot 1,7 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{-3} = \\ &= 111\,000 + 17\,700 = 128\,700 \text{ руб/год.} \end{aligned}$$

Как видно из расчетов, меньше приведенные затраты соответствуют проводам большего сечения (АС-150), поэтому выбираем II вариант.

Вопросы для самопроверки

1. Что такое годовые издержки?
2. Чем отличаются приведенные затраты от годовых издержек? Их физический смысл.
3. Обязательно ли линия с проводами большего сечения даст большие приведенные затраты? Если нет, то почему?

§ 9.2. Приведенные затраты Z при строительстве в течение ряда лет и изменяющихся годовых издержках

Если строительство длится ряд лет, то государство не должно в начале строительства (в 1-й год) выделять все средства. Средства выделяются поэтапно: в 1-й год — те

средства, которые необходимы для первого этапа; во 2-й год — средства, необходимые для второго этапа, и т. д. Не надо, однако, забывать, что затягивание сроков строительства приводит к перерасходу государственных средств. Этот фактор времени определяется *коэффициентом приведения разновременных затрат $E_{\text{нп}}$* , который принимается равным 8—10% (0,08—0,1) в год. То же относится и к другим составляющим приведенных затрат — к издержкам и ущербу. Суммарные затраты, приведенные к 1-му году,

$$Z_{\Sigma}^{(1)} = \sum_1^T \frac{E_n K_t + \delta I_t}{(1 + E_{\text{нп}})^{t-1}}. \quad (9.2.1)$$

Это выражение может быть представлено также в виде

$$Z_{\Sigma}^{(1)} = \sum_1^T \left[\frac{E_n K_t}{(1 + E_{\text{нп}})^{t-1}} + \frac{E_{\text{нп}} I_t}{(1 + E_{\text{нп}})^t} \right] + \frac{I_T}{(1 + E_{\text{нп}})^T}. \quad (9.2.2)$$

В выражениях (9.2.1) и (9.2.2) $\delta I_t = I_t - I_{t-1}$ — приращение годовых издержек в рассматриваемом году по сравнению с предыдущим. Для 1-го года $\delta I_1 = I_1 - I_0 = I_1$, так как издержек нет, т. е. $I_0 = 0$; K_t — капитальные вложения в t -й год, руб.; I_t — издержки в t -й год, руб.; T — последний рассматриваемый год эксплуатации, после которого годовые издержки сохраняются постоянными.

Отчисления от капиталовложений и издержки, приведенные к 1-му году, тем меньше, чем больше номер года t . В выражении (9.2.1) это учитывается возрастанием показателя t или $t-1$ в знаменателе и соответствующим уменьшением дроби.

Выражение (9.1.5) является частным случаем (9.2.1). Действительно, все затраты при строительстве в один год производятся в первый год, поэтому $K_2 = K_3 = \dots = K_T = 0$. Так как издержки приняты постоянными, $\delta I_2 = \delta I_3 = \dots = \delta I_T$, а, как было указано, $\delta I_1 = I_1$. После подстановки этих значений выражение (9.2.1) превращается в (9.1.5) или (9.1.3). Для сравнения вариантов безразлично, к какому году приводятся расчетные затраты. Можно приводить их к любому году, а не только к первому.

Пример 9.2.1. Сравнить варианты I и II по экономическим показателям и выбрать наилучший.

Рассматриваемый срок $T=10$ лет, из которых строительство сети продолжается 3 года, а эксплуатация начинается со 2-го года рассматриваемого периода T . Отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание составляют 7% от суммарных капиталовложений за предыдущие годы.

Капитальные вложения, годовые потери энергии и годовой ущерб по годам рассматриваемого периода заданы и приведены в табл. 9.2.1 (графы 1, 2 и 3).

Таблица 9.2.1. Данные к примеру 9.2.1

№ п/п	Наименование	Вариант	Годы										
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	Капиталовложения K_t , тыс. руб/год	I	300	400	300	—	—	—	—	—	—	—	—
		II	300	300	300	—	—	—	—	—	—	—	—
2	Стоимость потерь энергии C_p , тыс. руб/год	I	—	20	40	60	65	68	72	76	80	85	
		II	—	50	75	100	110	115	120	125	130	135	
3	Ущерб U (математическое ожидание), тыс. руб/год	I	—	4	5	5	6	6	6	7	7	7	
		II	—	5	6	6	6	7	7	8	8	9	
4	Отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание $p_{\Sigma}K_t$, тыс. руб/год	I	—	21	49	70	70	70	70	70	70	70	
		II	—	21	35	56	56	56	56	56	56	56	
5	Суммарные годовые издержки I_{Σ} , тыс. руб/год	I	—	45	94	135	141	144	148	153	157	162	
		II	—	76	116	162	172	178	183	189	194	200	
6	Приращение годовых издержек δI_t , тыс. руб/год	I	—	45	49	41	6	3	4	5	4	5	
		II	—	76	40	46	6	6	5	6	5	6	

Решение. 1. Отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание, суммарные годовые издержки и их приращения подсчитываются и заносятся в таблицу (графы 4, 5 и 6).

2. Вычисляются приведенные затраты по (9.2.1).
Для варианта I

$$\begin{aligned}
 Z_{\Sigma}^{(I)} = & \frac{0,15 \cdot 300 + 0}{(1+0,1)^{1-1}} + \frac{0,15 \cdot 400 + 45}{(1+0,1)^{2-1}} + \frac{0,15 \cdot 300 + 49}{(1+0,1)^{3-1}} + \\
 & + \frac{0,15 \cdot 0 + 41}{(1+0,1)^{4-1}} + \frac{0,15 \cdot 0 + 6}{(1+0,1)^{5-1}} + \frac{0,15 \cdot 0 + 3}{(1+0,1)^{6-1}} + \\
 & + \frac{0,15 \cdot 0 + 4}{(1+0,1)^{7-1}} + \frac{0,15 \cdot 0 + 5}{(1+0,1)^{8-1}} + \frac{0,15 \cdot 0 + 4}{(1+0,1)^{9-1}} + \\
 & + \frac{0,15 \cdot 0 + 5}{(1+0,1)^{10-1}} = \frac{45}{1} + \frac{105}{1,1} + \frac{9,4}{1,21} + \frac{41}{1,33} + \frac{6}{1,46} + \\
 & + \frac{3}{1,61} + \frac{4}{1,77} + \frac{5}{1,95} + \frac{4}{2,15} + \frac{5}{2,36} = 263,7 \text{ тыс. руб/год.}
 \end{aligned}$$

Для варианта II

$$\begin{aligned}
 Z_{\Sigma}^{(II)} = & \frac{0,15 \cdot 300 + 0}{1} + \frac{0,15 \cdot 300 + 76}{1,1} + \frac{0,15 \cdot 300 + 40}{1,21} + \\
 & + \frac{46}{1,33} + \frac{6}{1,46} + \frac{6}{1,61} + \frac{5}{1,77} + \frac{6}{1,95} + \frac{5}{2,15} + \frac{6}{2,36} = \\
 & = 278,4 \text{ тыс. руб/год.}
 \end{aligned}$$

Как видно из расчетов, меньшие приведенные затраты получаются для варианта I, который и выбираем как оптимальный. Те же результаты можно получить без использования приращения δI по выражению (9.2.2).

Вопросы для самопроверки

1. Что такое коэффициент приведения разновременных затрат? Что он учитывает?
2. Выгодно ли государству отпускать сразу в первый год все средства на строительство, продолжающееся в течение ряда лет?
3. В чем отличие между величинами T , T_{\max} и t^* ?

§ 9.3. Метод экономических интервалов. Универсальные номограммы

Экономический выбор сечения проводов и кабелей до настоящего времени проводился по таблице экономической плотности тока $j_{\text{вк}}$, которая имеется в справочниках по электрическим сетям. Эта таблица была предложена в начале 50-х годов и в то время явилась большим шагом вперед, так как в ней учитывались не только капитальные затраты, но и потери электроэнергии. До введения этой таблицы основное внимание уделялось капитальным затратам, а потери энергии в ряде случаев не учитывались или учитывались исходя из общих инженерных соображений, причем эти соображения были в достаточной мере неопределенными и зависели от проектировщика. Вводились коэффициенты дефицитности на цветной металл, повышающие установленную стоимость до пятикратной.

Однако и в то время топливо было не менее важно, чем металл, и недоучет потерь энергии давал большой перерасход государственных средств. Поэтому введение таблицы экономической плотности тока явилось большим достижением в деле упорядочения соотношений между капиталовложениями в электрические сети и потерями электрической энергии.

Однако выбор проводов и кабелей по таблице экономической плотности тока не позволяет получить минимум приведенных затрат, так как экономическая плотность тока была определена с допущениями.

Сечения, которые в действительности изменяются дискретно, получаются по формуле $F = I/j_a$ непрерывными. Напротив, экономическая плотность тока j_a приведена для сравнительно больших диапазонов числа часов использования T_{\max} , т. е. дискретной, тогда как в действительности является непрерывной функцией T_{\max} . Коэффициенты отчислений от капитальных вложений принимались одинаковыми для различных исполнений сетей. Между тем эти коэффициенты не однозначны. Стоимость потерь электроэнергии изменилась со времени составления указанной таблицы, кроме того, она различна для разных районов страны; коэффициенты и стоимость сетей также претерпели изменение.

Метод экономических интервалов. В 1945 г. была предложена методика * определения экономических сечений, учитывающая указанные факторы. Согласно этой методике для воздушных линий и кабелей разных напряжений и исполнений определялись приведенные затраты, руб/(км·год) (годовые издержки), в зависимости от тока для различных сечений на единицу длины без учета ущерба согласно (9.1.2):

$$Z_{\Sigma} = (E_n + p_a) K_{л} + 3I_{\max}^2 R \tau c_3 \cdot 10^{-3},$$

где E_n — нормативный коэффициент эффективности, о. е./год; ($E_n = 0,12 \div 0,15$); p_a — коэффициенты отчислений на амортизацию, о. е./год; $K_{л}$ — стоимость линии, руб/км; I_{\max} — максимальный ток линии, А; R — удельное активное сопротивление линии, Ом/км; τ — время максимальных потерь, ч/год; c_3 — стоимость потерянной энергии по замыкающим затратам, руб/(кВт·ч).

Указанные зависимости представляют собой серию пересекающихся параболических кривых (рис. 9.3.1). Точки пересечения их (например, точка k) определяют значение тока, при котором экономически целесообразен переход от одного сечения к другому (*экономические интервалы*). Нижняя жирная ломаная кривая является кривой минимальных затрат, т. е. соответствует наивыгоднейшим сечениям. Из кривых видно, что отдельные сечения являются наивыгоднейшими для определенных диапазонов токов. Например, для тока от I_e до $I_{ж}$ оптимальным сечением является 95 мм², от $I_{ж}$ до I_k — 120 мм² и т. д. Парабола для сечения 25 мм² лежит выше жирной ломаной кривой, определяющей мини-

мум приведенных затрат, поэтому это сечение при данном исполнении сети не позволяет получить минимум приведенных затрат и применять его нецелесообразно.

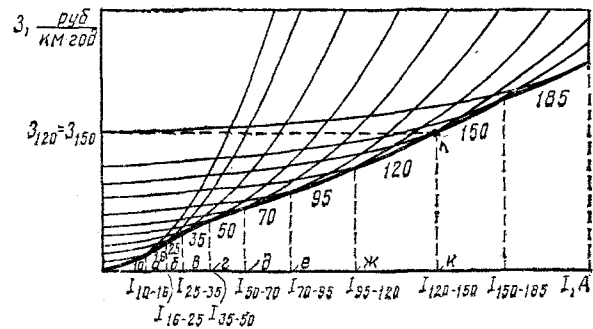


Рис. 9.3.1. Зависимости приведенных затрат Z от тока I для линий разных сечений:
 $I_n \div I_m$ — экономические интервалы

Применение экономических интервалов было теоретически обосновано и предложено для других видов дискретного оборудования *. Значение экономического тока $I_{\text{эк}}$ в месте пересечения кривых (например, как это показано на рис. 9.3.1 в точке k для сечений 120 и 150 мм²) может быть определено из выражения

$$Z_{л1} = Z_{л2}, \quad (9.3.1)$$

где $Z_{л1}$ и $Z_{л2}$ — приведенные затраты для сравниваемых смежных сечений, зависящие от тока.

Значения

$$\left. \begin{aligned} Z_{л1} &= (E_n + p_a) K_{л1} + 3I^2 R_1 \tau c_3 \cdot 10^{-3}; \\ Z_{л2} &= (E_n + p_a) K_{л2} + 3I^2 R_2 \tau c_3 \cdot 10^{-3}. \end{aligned} \right\}$$

Подставив полученные значения в (9.3.1), найдем экономический ток

$$I_{\text{эк}} = \sqrt{\frac{E_n + p_a}{\tau c_3}} \sqrt{\frac{(K_{л2} - K_{л1}) \cdot 10^{-3}}{3(R_1 - R_2)}}, \quad (9.3.2)$$

где $K_{л1}$ и $K_{л2}$ — стоимости линий для сравниваемых сечений, руб/км; R_1 и R_2 — сопротивления линий тех же сечений, Ом/км.

* Блок В. М. Выбор оптимальных сечений кабеля с учетом экономических показателей. — Электрические станции, 1945, № 9—10, с. 8—12.

* Веников В. А., Астахов Ю. Н. Экономические интервалы для выбора оптимальных вариантов энергетических объектов и их применение при технико-экономических расчетах электропередач. — Известия АН СССР. Энергетика и автоматика, 1962, № 3, с. 13—19.

Как видно из (9.3.2), экономический ток пропорционален величине $\sqrt{(E_n + p)/(tc_s)}$. Обозначив

$$(E_n + p)/(tc_s) = \sigma, \quad (9.3.3)$$

получим

$$I_{\text{эк}} = \sqrt{\sigma} \sqrt{\frac{(K_{д2} - K_{д1}) \cdot 10^3}{3(R_1 - R_2)}}. \quad (9.3.4)$$

Если значение выражения под вторым корнем в (9.3.4) или (9.3.2) окажется отрицательным, то это будет означать, что кривые $Z_{д1} = f_1(I)$ и $Z_{д2} = f_2(I)$ не пересекаются, т. е. одно сечение всегда является более выгодным, чем другое, при всех значениях максимального тока нагрузки.

Номограммы экономических интервалов для линий. По данной методике построены номограммы экономических интервалов $I = f(\sigma)$, позволяющие точно выбрать экономическое сечение для линий разных напряжений и исполнений сетей (см. рис. П.3.1—П.3.46). Как видно из рис. П.3.5 для воздушных линий 220 кВ, сечение АС-300 для данного исполнения экономически невыгодно и его применять не следует; для кабелей 20 кВ, проложенных в траншее, экономически невыгодным оказалось сечение А0АБ-95 (см. рис. П.3.31). Аналогично оказались невыгодными и другие сечения для различных исполнений сетей и напряжений.

При выборе сечения провода по номограммам экономических интервалов необходимо определить максимальный ток линии I и значение $\sqrt{\sigma}$. Зона, в которую попадает точка с координатами $\sqrt{\sigma}$, I , определяет экономическое сечение (см. пример 9.3.1). Экономия в приведенных затратах при выборе сечений по методу экономических интервалов оказалась огромной. Так, для сетей 110 кВ Латвийской энергосистемы она составляет более 200 тыс. руб/год, а для сетей 330 кВ Северо-Запада — более 1 млн. руб/год.

Учет роста нагрузок. При учете изменения нагрузок по годам берется усредненное значение расчетного тока:

$$I'_{\text{расч}} = \sqrt{\sum_{i=1}^{T-1} \frac{E_{\text{нп}} I_i^2}{(1 + E_{\text{нп}})^i} + \frac{I_T^2}{(1 + E_{\text{нп}})^T}}, \quad (9.3.5)$$

где $E_{\text{нп}}$ — коэффициент приведения разновременных затрат (принимается равным 0,08—0,1); I_i — максимальный ток в i -м году; I_T — максимальный ток в T -м году (последний расчетный год эксплуатации).

Аналогично примеру 9.3.1, по тем же номограммам эко-

номических интервалов с координатами $\sqrt{\sigma}$ и $I'_{\text{расч}}$ выбирается экономическое сечение (см. пример 9.3.2).

Если ежегодный прирост нагрузок одинаков (α , %), то расчетный ток подсчитывается по выражению

$$I'_{\text{расч}} = \beta I_1, \quad (9.3.6)$$

где I_1 — максимальный ток линии в 1-й год эксплуатации.

Зависимость относительного прироста расчетной нагрузки β от расчетного года T приведена на рис. 9.3.2.

Учет множественности нагрузок*. При нескольких нагрузках, питаемых по линии (рис. 9.3.3, а), в качестве расчетного принимается ток $I'_{\text{расч}}$, который вызвал бы те же потери в линии, что и действительные токи нагрузок:

$$I'_{\text{расч}} L = I_1^2 l_1 + I_2^2 l_2 + \dots = \sum_{m=1}^{m=n} I_m^2 l_m, \quad (9.3.7)$$

где m — номер участка; n — число участков.

При этом

$$I'_{\text{расч}} = \sqrt{\sum_{m=1}^{m=n} I_m^2 l_m / L}. \quad (9.3.8)$$

Далее задача решается аналогично приведенной в примере 9.3.3 согласно рис. 9.3.3, б.

Таким образом, метод экономических интервалов:

1. Учитывает фактическую, т. е. нелинейную, зависимость капитальных затрат K_n от сечения F , в то время как экономическая плотность тока выведена при линейной зависимости.

2. Учитывает фактические значения, т. е. непрерывность изменения, числа часов использования максимума $T_{\text{макс}}$ (или τ), в то время как экономическая плотность тока выведена для дискретного изменения $T_{\text{макс}}$, причем для широких диапазонов $T_{\text{макс}}$ (от 1000—3000; от 3000—5000 и от 5000—8760).

* Блок В. М. Выбор оптимальных сечений проводов и кабелей по кривым экономических интервалов. — Электричество, 1975, № 1, с. 78—80.

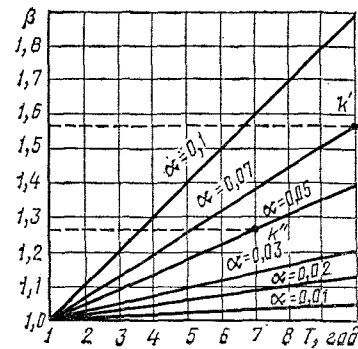


Рис. 9.3.2. Зависимости относительного прироста нагрузки β от расчетного года T для разных значений α

3. Учитывает ступенчатость сечений.
4. Учитывает с помощью номограмм фактические значения $E_{нн}$, τ и c_9 с учетом их изменений.
5. Учитывает ограничение по нагреву в нормальном режиме, что отражено горизонтальной частью номограммы

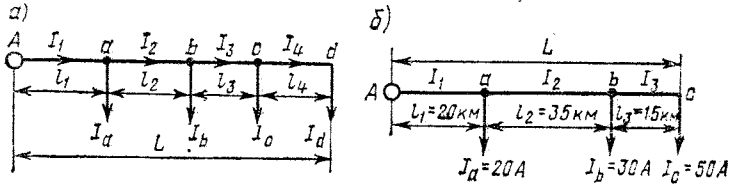


Рис. 9.3.3. Схема для учета множественности нагрузок

(см., например, рис. П.3.43), а также ограничения, связанные с короной, для чего недопустимые сечения в номограммах не приводятся. Таким образом, при выборе сечений по номограммам $I=f(\sigma)$ выбор по условиям нагрева в нормальном режиме и по короне не требуется.

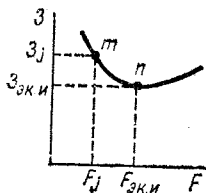


Рис. 9.3.4. Приближенная зависимость приведенных затрат Z от сечения F

6. Позволяет учесть как множественность нагрузок, так и динамику их роста.

7. Показывает сечения, не дающие минимума приведенных затрат. Парабола для таких сечений (например, 25 мм² на рис. 9.3.1) проходит выше ломаной жирной кривой пересекающихся парабол. Таким образом, это сечение не является оптимальным, не имеет интервала

и при данном исполнении сети применять его не следует.

8. Показывает, что применение крупных сечений кабелей вместо спаренных, но более мелких всегда экономичнее. Одновременно это целесообразно с точки зрения термической устойчивости. Применение спаренных сечений может быть рекомендовано только при больших нагрузках, когда одинарные сечения недостаточны из условий надежности.

9. Показывает, что выбор сечений по существующей экономической плотности тока занижает оптимальное сечение примерно в 1,5—2 раза, это приводит к увеличению потерь электрической энергии и соответственно топлива, завышая приведенные затраты. Например, как видно из рис. 9.3.4, сечение F_j , выбранное по экономической плотности тока, соответствует точке m , а по экономическим интервалам $F_{эки}$ — точке n . В этом случае затраты $Z_{эки}$ при сече-

ниях, выбранных по экономическим интервалам, значительно меньше затрат Z_j при сечениях, выбранных по экономической плотности тока:

$$Z_{эки} < Z_j$$

Пример 9.3.1 (без учета роста нагрузок). Найти экономическое сечение воздушной линии напряжением 110 кВ на металлических одноцепных опорах при протекании по ней максимального тока $I_{макс} = 100$ А (линия находится в Северном Казахстане); число часов использования максимума $T_{макс} = 5000$ ч/год; $E_{норм} = 0,12$.

Решение. 1. Находим по табл. П.5.27 отчисление на амортизацию в относительных единицах $p_a = 0,025$.

2. По заданному $T_{макс}$ по рис. 4.1.10 определяем значение времени потерь $\tau = 3000$ ч/год.

3. По рис. 4.1.11 (кривая 2) находим удельную стоимость потерь энергии по замыкающим затратам $c_9 = 1,1 \cdot 10^{-2}$ руб/(кВт·ч) при $k_{макс} = 1$.

4. Определяем значение

$$\sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{E_{норм} + p_a}{\tau c_9}} = \sqrt{\frac{0,12 + 0,025}{3000 \cdot 1,1 \cdot 10^{-2}}} \approx 6,6 \cdot 10^{-2} \left(\frac{\text{кВт}}{\text{руб}} \right)^{1/2}$$

5. На рис. П.3.9 по значениям $I_{макс} = 100$ А и $\sqrt{\sigma} = 6,6 \cdot 10^{-2}$ (кВт/руб)^{1/2} находим точку N_1 , попадающую в область экономического сечения $F_{эки} = 150$ мм².

Пример 9.3.2 (с учетом роста нагрузок). Найти экономическое сечение на 7-й год эксплуатации для условий, указанных в примере 9.3.1, если ежегодный прирост нагрузок $\alpha = 5\%$.

Решение. 1. Находим по рис. 9.3.2 относительный прирост нагрузок $\beta = 1,26$ на 7-й год эксплуатации (см. точку k'').

2. Определяем расчетный ток с учетом роста нагрузок

$$I'_{расч} = \beta I_{макс} = 1,26 \cdot 100 = 126 \text{ А}$$

3. На рис. П.3.9 по значениям $I'_{расч} = 126$ А и $\sqrt{\sigma} = 6,6 \cdot 10^{-2}$ (кВт/руб)^{1/2} находим точку N_2 , попадающую в область экономического сечения $F_{эки} = 150$ мм².

Таким образом, с учетом роста нагрузок при заданных условиях на 7-й год эксплуатации экономическое сечение $F_{эки} = 150$ мм², т. е. не изменится по сравнению с экономическим сечением в примере 9.3.1.

Пример 9.3.3 (при множественности нагрузок). Найти экономическое сечение по данным примера 9.3.1 для исполнения сети, при токах $I_1 = 100$ А, $I_2 = 80$ А и $I_3 = 50$ А (рис. 9.3.3, б).

Решение. 1. Находим расчетный ток

$$I''_{расч} = \sqrt{\frac{\sum_{m=1}^{m=n} I_m^2 l_m}{L}} = \sqrt{\frac{100^2 \cdot 20 + 80^2 \cdot 35 + 50^2 \cdot 15}{70}} = 65 \text{ А}$$

2. На рис. П.3.9 по значениям $I''_{расч} = 65$ А и $\sqrt{\sigma} = 6,6 \cdot 10^{-2}$ (кВт/руб)^{1/2} находим экономическое сечение $F_{эки} = 95$ мм² (точка N_3).

На рис. П.3.1 — П.3.46 приведены универсальные номограммы экономических интервалов для выбора сечений воздушных линий и кабелей напряжением 0,4—500 кВ для различных видов исполнения сетей (см. [7]).

Номограммы экономических интервалов для трансформаторов *. Все остальные положения метода экономических интервалов справедливы и для выбора оптимальной мощности трансформаторов. Аналогично рис. 9.3.1 зависимость приведенных затрат Z от мощности трансформатора $S_{тр}$ показана на рис. 9.3.5.

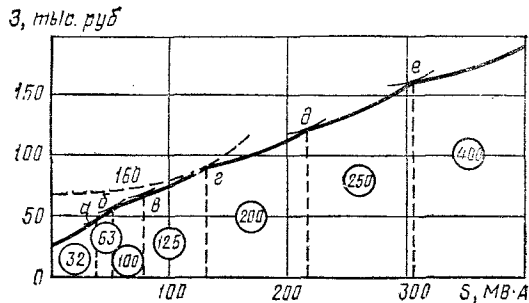


Рис. 9.3.5. Зависимости приведенных затрат Z от мощности S для разных номинальных мощностей трансформаторов

В кружках показаны номинальные мощности согласно стандарту

Построение номограмм, удобных для практического использования, сложнее, чем для линий из-за наличия потерь двух видов: холостого хода ΔP_x и короткого замыкания ΔP_k , зависящих от разных факторов.

Одновременно выбор оптимальной мощности трансформаторов, кроме экономических соображений, должен производиться с учетом его перегрузочной способности, которая зависит от графика нагрузки и температуры окружающей среды [18].

На рис. П.4.1 — П.4.81 приведены номограммы экономических интервалов для выбора оптимальной мощности двух- и трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов при ненагруженной третьей обмотке, построенные с учетом приемлемых допущений. Там же горизонтальными

* Блок В. М. Выбор оптимальной мощности трансформаторов по универсальным номограммам экономических интервалов. — Электричество, 1980, № 6, с. 51—53.

линиями указаны зоны перегрузочной способности * (см. заштрихованные площадки).

В отличие от линий, провода которых быстро достигают при перегрузке установившейся температуры, температура трансформаторов возрастает значительно медленнее из-за их больших размеров. Поэтому допустимая перегрузка трансформаторов зависит от времени перегрузки. В соответствии с этим на номограммах показана не одна горизонтальная прямая, а область между двумя прямыми. При длительной перегрузке следует использовать нижнюю прямую, а при кратковременной — верхнюю. На рисунках верхняя прямая соответствует перегрузке, равной $1,5 S_{ном}$. Практически это значение может быть и больше.

Для трехобмоточных трансформаторов построение номограмм усложняется из-за возможности различного распределения мощности между его вторичными обмотками. Рассматриваются два крайних случая: а) когда одна из вторичных обмоток не нагружена, т. е. для случая максимальных потерь ΔP_k ; б) когда вторичные обмотки загружены поровну, т. е. трансформатор работает в режиме двухобмоточного (см. рис. 3.2.3).

Номограммы для выбора оптимальной мощности трансформаторов представляют собой зависимости фактической максимальной мощности трансформатора $S_{тр}$ от коэффициента ψ , $\sqrt{\text{кВт} \cdot \text{год} / \text{руб}}$, где

$$\psi = \sqrt{I / (\tau c_k)}. \quad (9.3.9)$$

Здесь c_k — стоимость потерь короткого замыкания, руб/(кВт·ч). Стоимость потерь холостого хода c_x принята постоянной при $T=8760$ ч, т. е. без учета отключения трансформатора. Значения c_k и c_x определяются по рис. 4.1.11.

В примере 9.3.4 определяется оптимальная мощность трансформатора. Учет роста нагрузки выполняется аналогично учету в примере 9.3.2 и на рис. 9.3.2. Однако относительный прирост расчетной нагрузки определяется как

$$S_{тр. \text{ расч}} = \beta S_{тр1}, \quad (9.3.10)$$

где $S_{тр1}$ — фактическая мощность трансформатора в 1-й год эксплуатации.

* Блок В. М., Ефимов Н. Н., Загородний А. С. Универсальные номограммы экономических интервалов для выбора мощности двух-обмоточных трансформаторов и автотрансформаторов. Рига, РПИ, 1979; Блок В. М., Степанченко Б. А., Свириденко Т. И. Универсальные номограммы экономических интервалов для выбора мощности трансформаторов. Рига, РПИ, 1985.

Использование номограмм экономических интервалов для одного трансформатора при двух трансформаторных подстанциях. Как показал анализ, один трансформатор, установленный на Пс, имеет меньшие приведенные затраты, чем два трансформатора той же суммарной мощности. Кривая минимума приведенных затрат, аналогичная кривой *абв* (рис. 9.3.5), при двух трансформаторах проходит несколько выше, чем при одном. Поэтому если удовлетворяются условия надежности, то один трансформатор по экономическим соображениям выгоднее двух той же суммарной мощности. Однако выбор мощности трансформаторов на двухтрансформаторной Пс только по экономическим соображениям, без учета аварийной перегрузки, по условиям надежности возможен только при малоответственных потребителях, которые в аварийном режиме частично могут быть отключены или получают питание по сети от ближайших Пс. При ответственных потребителях I и II категорий мощность трансформаторов должна выбираться с учетом допустимой перегрузки каждого из них (см. [18] и ГОСТ 14209—85, а также П.6).

Следует указать, что для полного использования перегрузочной способности трансформаторов в Рижском политехническом институте при содействии Латвглавэнерго разработаны температурно-токовые устройства защиты и контроля*, предназначенные для защиты трансформаторов от аварийных перегрузок и управления системой охлаждения. При росте нагрузки устройства фиксируют целесообразное время замены трансформатора на большую мощность. При недогрузке выявляют мощность, которую можно подключить дополнительно, и возможность замены трансформатора на меньшую мощность.

Поэтому выбор мощности трансформаторов на двухтрансформаторных Пс по номограммам экономических интервалов может быть только ориентировочным, однако часто достаточным для практических расчетов.

Пример 9.3.4. Найти оптимальную мощность трансформатора: А. При одном трансформаторе на Пс. Б. При двух одинаковых трансформаторах на Пс при их возможной перегрузке, равной 40%. Напряжение трансформаторов 110/10 кВ. Они расположены в I энергетическом районе страны. Время максимальных потерь составляет $\tau = 3000$ ч/год. Максимальная передаваемая мощность в первом году $S_{тр1} = 7$ МВ·А при ежегодном росте нагрузки $\alpha = 0,05$ (5%). Расчетный срок эксплуатации $T = 8$ лет.

Решение по п.А. 1. Используя зависимость рис. 4.1.11 согласно рис. 9.3.6 или выражению (9.3.9) и значению $\tau = 3000$ ч/год, определяем величину $\psi = 0,14 \sqrt{\text{кВт} \cdot \text{год} / \text{руб}}$.

2. По кривым рис. 9.3.2 при $\alpha = 0,05$ и $T = 8$ лет находим значение $\beta = 1,3$.

* Розенкром Я. К., Биманис В. В. Температурно-токовые защиты трансформаторов от аварийных и систематических перегрузок.— Электротехника, 1985, № 8, с. 36—38.

3. Находим расчетное значение нагрузки $S_{расч} = \beta S_{тр1} = 1,3 \cdot 7 = 9,1$ МВ·А.

4. По значению $\psi = 0,14 \sqrt{\text{кВт} \cdot \text{год} / \text{руб}}$ и величине $S_{расч} = 9,1$ МВ·А на номограмме рис. П.4.31 находим оптимальную мощность трансформатора.

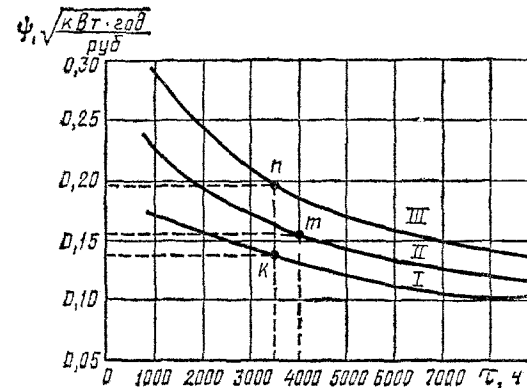


Рис. 9.3.6. Зависимость коэффициента ψ от времени максимальных потерь τ для разных районов страны: I — ЕЭС СССР; II — ОЭС восточных районов (кроме ОЭС Сибири); III — ОЭС Сибири

Как видно из рисунка, целесообразная мощность трансформатора расположена в области номинальной мощности $S_{ном} = 10$ МВ·А. Поэтому трансформатор этой мощности и следует применять при заданных условиях.

Решение по п.Б. 1. Определяем расчетную мощность с учетом роста нагрузки $S_{расч} = \frac{S_{пс} \cdot 1,4}{2} = 0,7 \cdot 9,1 = 6,37$ МВ·А.

2. По значению $\psi = 0,14$ и величине $S_{расч}$ по номограмме рис. П.4.31 находим оптимальную мощность одного трансформатора на двухтрансформаторной Пс. Таким образом, на Пс устанавливаются два трансформатора мощностью 6,3 МВ·А каждый (см. точку *м'*).

Вопросы для самопроверки

1. Каковы основные преимущества метода экономических интервалов по сравнению с другими методами?
2. Почему некоторые сечения проводов и номинальные мощности трансформаторов применять не следует?
3. Что показывают коэффициенты σ и ψ и как можно найти стоимость потерь короткого замыкания s_k и холостого хода s_x ?

При этом (10.1.1) приобретает вид

$$\Delta U = \Sigma P_n R_n / U_{\text{ном}}$$

Заменяв активное сопротивление его значением $R = l_n / (\gamma F)$ (см. гл. 3), получим, что потеря напряжения при нескольких нагрузках

$$\Delta U = \Sigma P_n l_n / (\gamma F U_{\text{ном}}), \quad (10.1.2)$$

где

$$\Sigma \frac{P_n l_n}{\gamma F U_{\text{ном}}} = \Sigma \Delta U_n = \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 + \dots \quad (10.1.3)$$

Значение $\Sigma \Delta U_n$ в разомкнутых сетях берется по всем участкам от точки питания до крайнего потребителя (рис. 10.1.1) либо до точки токораздела в замкнутых сетях.

Если потеря напряжения у дальних потребителей оказывается выше допустимой, то качество энергии, получаемой этими потребителями, нельзя считать удовлетворительным.

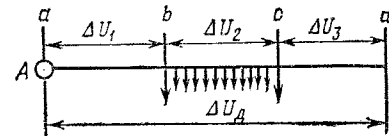


Рис. 10.1.1. Схема распределения допустимой потери напряжения по линии

В предварительных расчетах при наличии средств регулирования можно считать допустимыми потери напряжения в местных сетях в нормальных режимах 15%, а в аварийных — 20%. При отсутствии средств регулирования потеря напряжения в нормальном режиме не должна превосходить 7—8%, а в аварийном 10—12%.

Из (10.1.2) можно получить наименьшее значение сечения по заданной допустимой потере напряжения ΔU_d , В:

$$F = \frac{\Sigma P_n l_n}{\gamma \Delta U_d U_{\text{ном}}}. \quad (10.1.4)$$

При использовании ΔU_d , %,

$$F = \frac{\Sigma P_n l_n}{\gamma \Delta U_d U_{\text{ном}}^2} \cdot 100.$$

Расчет разомкнутой сети с ответвлениями по допустимой потере напряжения. Распределение потери напряжения в сети с ответвлениями показано на рис. 10.1.2. Ответвлениями являются be , cf и cd и отдаленные потребители от питающего пункта A , расположенные в точках e , f и d . У любого из отдаленных потребителей потеря напряжения не должна

ГЛАВА 10

ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ ЛИНИЙ, ТРАНСФОРМАТОРОВ И КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

§ 10.1. Линии

Как указывалось, сечения линий выбираются по трем основным показателям: 1) экономическим соображениям; 2) допустимой потере напряжения в нормальном и послеаварийном режимах; 3) по условиям нагрева в нормальном и послеаварийном режимах.

Проверка линий 35 кВ и выше по п. 2 в большинстве случаев не является необходимой, так как применение трансформаторов с РПН или средств компенсации реактивной мощности оказывается экономически целесообразнее, чем увеличение сечений. Из всех полученных по п. 1, 2 и 3 значений окончательно выбирается наибольшее сечение.

Проводится также проверка по условиям короны, механической прочности и термической устойчивости к токам коротких замыканий. Вопросы грозоупорности рассматриваются в дисциплине «Техника высоких напряжений».

Выбор сечений линий по экономическим соображениям производится на основе метода экономических интервалов согласно методике, приведенной в § 9.3. Там же даны примеры определения сечения линии по номограммам экономических интервалов без учета роста нагрузки (см. пример 9.3.1) и с учетом роста нагрузки (см. пример 9.3.2).

Выбор сечений линий по допустимой потере напряжения в нормальном режиме. Как указывалось в § 4.2, потеря напряжения определяется по (4.2.15) или формуле

$$\Delta U = \Sigma P_n R_n / U + \Sigma Q_n X_n / U. \quad (10.1.1)$$

В местных разомкнутых сетях, главным образом кабельных, величиной X (или Q) часто можно пренебречь*.

* В сетях более высоких напряжений, где значениями X или Q пренебречь нельзя, потеря напряжения часто не является определяющей при выборе сечений.

превосходить допустимую, т. е.

$$\Delta U_{Ae} \leq \Delta U_d; \Delta U_{Af} \leq \Delta U_d; \Delta U_{Ad} \leq \Delta U_d$$

или

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_d &= \Delta U_1 + \Delta U_4; \\ \Delta U_d &= \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_5; \\ \Delta U_d &= \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3. \end{aligned} \right\} (10.1.5)$$

Участок Ab с потерей ΔU_1 называется *головным*. Он является составляющей любого направления Ae , Af или Ad .

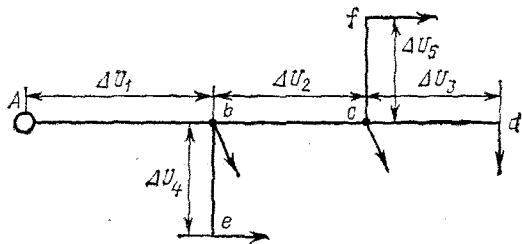


Рис. 10.1.2. Схема распределения допустимой потери напряжения в сети с ответвлениями

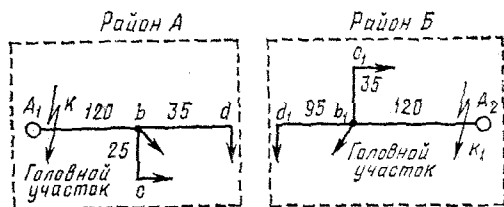


Рис. 10.1.3. Аварийная связь dd_1 двух районов сетей A и B
Цифрами на участках показаны сечения, мм²

Сечения отдельных участков могут быть выбраны различными. Однако нагрузки непрерывно растут и сеть развивается. Кроме того, необходимо предусмотреть аварийную связь сетей различных районов dd_1 (рис. 10.1.3). При аварии сети, например, района B переключки dd_1 соединятся и после ряда переключений потребители этого района смогут получать энергию от района A. Между тем небольшие сечения участков центральных магистралей становятся препятствием для аварийного перетока мощности. Так, сечение участка bd равно, например, 35 мм². В нормальном режиме оно обеспечивает питание

нагрузки, расположенной в точке d . Однако при аварии на головном участке района B (точка k_1) участок bd не сможет пропустить необходимую мощность для питания потребителей этого района даже с учетом того, что в аварийных режимах допустимые нормированные значения как по потерям напряжения, так и по условиям нагрева выше. Поэтому сечения разных участков районов с близкими значениями нагрузок *рекомендуется принимать одинаковыми*. Это желательно также для перевода сети от разомкнутого к замкнутому режиму работы разных районов, т. е. к замкнутым сетям. Однако в целях экономии металла можно придерживаться промежуточного решения, т. е. одинаковое сечение принимать только на линиях с наибольшим электрическим моментом, например, по наиболее загруженным улицам. Эти линии называются *магистралью*. Таким образом, для решения задачи надо вначале определить магистраль, затем по заданной потере напряжения найти сечение магистрали [см. (10.1.4)]. Зная сечение магистрали F_m , можно определить потерю напряжения на головном участке $\Delta U_{г.у}$ [см. (10.1.2)]. Так как суммарная потеря напряжения должна быть равна допустимой, можно определить потерю напряжения на ответвлениях:

$$\Delta U_{отв} = \Delta U_d - \Delta U_{г.у} \quad (10.1.6)$$

Зная $\Delta U_{отв}$, можно найти сечение ответвления [см. (10.1.4)]. Но в данном случае вместо ΔU_d подставляется значение $\Delta U_{отв}$, т. е. остаток потери напряжения. Во всех выражениях сумма $\Sigma P_n l_n$ принимается в соответствии с целью рассматриваемого вопроса. Например, если требуется определить сечение ответвления, то мощности и длины принимаются только для данного ответвления. Ниже приводится пример такого расчета.

Пример 10.1.1. На рис. 10.1.4 показана разомкнутая сеть 220 В с ответвлением. Нагрузки сети не имеют реактивной составляющей и приведены в киловаттах, расстояния — в метрах. На участке Aa нагрузка распределена равномерно. Удельная плотность ее равна 20 Вт/м. Определить сечения алюминиевых проводов всех участков, принять одинаковым сечение магистрали (от питающего пункта A до электрически наиболее удаленной точки сети). Ответвление должно иметь сечение не больше сечения магистрали. Допустимую потерю напряжения принять равной 4,5%.

Решение. 1. Определяем электрически наиболее удаленные точки сети. Такими точками могут быть d или c , т. е. магистралью может быть линия Abd или Abc . Сравниваем сумму моментов нагрузок относительно точки b , участков bd и bc (головной участок из рассмотрения исключается, так как моменты этого участка являются постоянными для линий

Abd и Abc). Таким образом, для участков bd и bc

$$M_{bd} = 2 \cdot 400 = 800; M_{bc} = 3 \cdot 200 + 1 \cdot 100 = 700.$$

Так как $M_{bd} > M_{bc}$, т. е. $800 > 700$, магистралью является линия Abd .

2. Заменяем равномерно распределенную нагрузку одной, сосредоточенной в середине участка и равной $0,02 \cdot 100 = 2$ кВт (см. рисунок).

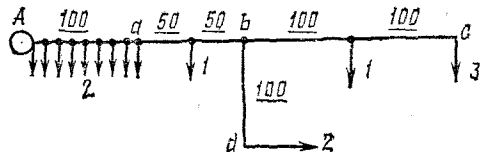


Рис. 10.1.4. Схема сети к примеру 10.1.1

3. Определяем сечение магистрали Abd согласно (10.1.4) по мощностям нагрузок:

$$F_M = \frac{(2 \cdot 600 + 1 \cdot 150 + 2 \cdot 50 + 4 \cdot 200) \cdot 10^3}{9,9 \cdot 32 \cdot 220} = \frac{2250 \cdot 10^3}{9,9 \cdot 32 \cdot 220} = 32,3 \text{ мм}^2,$$

где момент $4 \cdot 200$ появляется от нагрузок, равных 1 и 3 кВт участка bc . Эти нагрузки питаются от точки b и условно их можно в данном случае перенести в эту точку. Допустимая потеря напряжения ΔU_d подставляется в выражение в вольтах, т. е. равна 9,9 В. Таким образом, сечение магистрали, равное $32,3 \text{ мм}^2$, принимаем 35 мм^2 (ближайшее большее стандартное).

4. Определяем потерю напряжения до точки b , т. е. на головном участке по (10.1.2):

$$\Delta U_{г.у} = \frac{(1 \cdot 150 + 2 \cdot 50 + 6 \cdot 200) \cdot 10^3}{35 \cdot 32 \cdot 200} = \frac{1450 \cdot 10^3}{35 \cdot 32 \cdot 200} = 5,9 \text{ В.}$$

Здесь уже момент $6 \cdot 200$ появляется от всех нагрузок, отходящих от точки b к участкам bc и bd , т. е. $2 + 1 + 3 = 6$ кВт.

5. Находим потерю напряжения, приходящуюся на участок bc , т. е. на ответвление

$$\Delta U_{bc} = \Delta U_d - \Delta U_{Ab} = 9,9 - 5,9 = 4 \text{ В.}$$

Таким образом, сечение ответвления надо выбирать по потере напряжения, равной 4 В.

6. Определяем сечение ответвления bc по (10.1.2):

$$F_{bc} = \frac{(3 \cdot 200 + 1 \cdot 100) \cdot 10^3}{4 \cdot 32 \cdot 220} = 24,9 \text{ мм}^2.$$

Выбираем по стандарту ближайшее большее сечение ответвления. Оно будет равно 25 мм^2 .

Расчет замкнутой сети. Проверка потери напряжения производится так:

1. Определяются точки токораздела по активным и реактивным мощностям.

2. Подсчитывается потеря напряжения по (4.2.15) на каждом участке от питающего пункта до точек токораздела по любому пути, связывающему питающий пункт с этими точками.

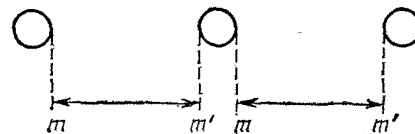


Рис. 10.1.5. Расстояние «в свету» между кабелями mm'

3. Фактические потери напряжения на участках суммируются: а) до точки токораздела по активным мощностям (зачерненный треугольник); б) до точки токораздела по реактивным мощностям (светлый треугольник). Из двух полученных по п.а) и б) значений фактически большее сравнивается с допустимой потерей напряжения. Если $\Delta U_d > \Delta U_{\text{факт}}$, то сеть удовлетворяет заданным условиям. Если $\Delta U_d < \Delta U_{\text{факт}}$, то приходится применять соответствующие меры по регулированию напряжения или увеличивать сечения.

Выбор сечений линий по нагреву. При прохождении тока по проводнику происходит его нагрев и нагрев изоляции. Чтобы обеспечить длительную работу проводов, их температура не должна превосходить предельно допустимую. Этим температурам соответствуют вполне определенные значения длительно допустимых нагрузок (длительно допустимые токи) при определенном условии охлаждения, т. е. температур окружающей среды.

Учет поправочных коэффициентов. Чем хуже условия охлаждения, тем меньший ток можно пропустить по проводам. Это ухудшение условий охлаждения учитывается специальными поправочными коэффициентами.

В табл. П.5.28—П.5.41 приведены значения длительно допустимых токов для различных сечений, напряжений, марок проводов и кабелей, материала изоляции и условий прокладки, а также ряд поправочных коэффициентов. Таблицы составлены для определенных средних значений температур окружающей среды воздуха или почвы и длительных допускаемых температур проводников.

При отступлениях от этих значений вносятся указанные

поправочные коэффициенты (поправки): на температуру окружающей среды — $k_{п1}$; на число работающих кабелей, проложенных в одной траншее, — $k_{п2}$ в зависимости от расстояния в свету между этими кабелями (рис. 10.1.5) и т. д. По ПУЭ можно найти и другие поправки, например для кабелей в воде, блоках и т. п. При прокладке кабелей в тоннелях поправка на число кабелей не вносится, а вносится только на температуру окружающего воздуха. Кабели, проложенные в воде, также требуют поправочных коэффициентов согласно ПУЭ. Таким образом, зная марку проводника, его напряжение, тип изоляции и условия прокладки, можно найти по таблицам длительно допустимый ток при заданном сечении. Внося соответствующие поправочные коэффициенты $k_{п1}$, $k_{п2}$ и др., можно найти ток, который выдерживает проводник при длительной его работе в нормальном режиме:

$$I_{дл. д} = I_{табл} k_{п1} k_{п2} k_{пн}, \quad (10.1.7)$$

где $I_{табл}$ — табличное значение длительно допустимого тока; $k_{пн}$ — поправочный коэффициент, учитывающий условия, не отраженные коэффициентами $k_{п1}$ и $k_{п2}$.

Способы определения длительно допустимого тока при заданном сечении приведены далее в примерах 10.1.2 и 10.1.3.

Зная ток $I_{дл. д}$, который можно длительно пропускать по проводнику, легко найти сечение. Действительно, значение табличного тока

$$I_{табл} \geq \frac{I_{дл. д}}{k_{п1} k_{п2} k_{пн}}. \quad (10.1.8)$$

По этому току отыскиваем по таблицам ближайшее большее стандартное сечение (см. пример 10.1.4).

Пример 10.1.2. Определить длительно допустимый ток алюминиевого провода А-70, проложенного вне помещения при температуре окружающей среды $+40^\circ\text{C}$.

Решение. 1. Находим по табл. П.5.28 значение $I_{табл}=265$ А.

2. Так как нормированная допустимая температура на голые провода согласно табл. 10.1.1 равна 70°C , то значение поправочного коэффициента $k_{п1}=0,81$ для температуры окружающей среды $+40^\circ\text{C}$ (см. табл. П.5.38 графу 3).

3. Согласно (10.1.7)

$$I_{дл. д} = 265 \cdot 0,81 = 215 \text{ А},$$

следовательно, по данному проводу длительно может протекать такой ток.

Пример 10.1.3. Определить длительно допустимый ток трехжильных алюминиевых кабелей со свинцовой оболочкой сечением 16 мм^2 , напряжением 10 кВ при температуре почвы $+20^\circ\text{C}$. В одной траншее проложено два кабеля с расстоянием в свету 200 мм.

Таблица 10.1.1. Предельные значения длительно допустимых температур проводников и окружающей среды

Наименование проводника	Предельные значения температур проводников, $^\circ\text{C}$	Средние значения температур окружающей среды, $^\circ\text{C}$
Шины и голые провода	70	$+25$
Кабели до 3 кВ	80	$+15$
6 »	65	
10 »	60	
20 »	55	
35 »	50	
Кабели и провода с резиновой изоляцией		
обычной	55	
теплостойкой	65	

Решение. 1. Находим $I_{табл}=75$ А (см. табл. П.5.30).

2. Так как согласно табл. 10.1.1 нормированная температура на кабели 10 кВ, проложенные в земле, равна $+60^\circ\text{C}$, то значение поправочного коэффициента $k_{п1}=0,94$ для температуры земли $+20^\circ\text{C}$ (см. табл. П.5.38, графу 6).

3. Находим значение поправочного коэффициента, учитывающего число кабелей в одной траншее: $k_{п2}=0,92$ (см. табл. П.5.37).

4. Согласно (10.1.7)

$$I_{дл. д} = 75 \cdot 0,94 \cdot 0,92 = 64,8 \text{ А}.$$

Следовательно, по данным двум кабелям длительно может протекать ток, равный 64,8 А, а по одному — 32,4 А.

Пример 10.1.4. По двум трехжильным медным кабелям со свинцовой оболочкой напряжением 6 кВ, проложенным в земле с расстоянием в свету 200 мм и температурой земли $+20^\circ\text{C}$, надо пропустить ток 25 А. Определить сечение жил кабелей по условиям нагрева.

Решение. 1. Так как в данном случае требуется найти сечение, а не допустимый ток, то согласно (10.1.8) можно записать

$$I_{табл} > \frac{I_{дл. д}}{2k_{п1}k_{п2}}.$$

Цифра «2» в знаменателе означает, что ток 250 А надо пропустить по двум кабелям.

2. Находим значения $k_{п1}$ и $k_{п2}$ аналогично примерам 10.1.2 и 10.1.3: $k_{п1}=0,89$ при нормированной температуре $+65^\circ\text{C}$; $k_{п2}=0,92$.

3. Находим значение табличного тока, используемое далее для определения сечения:

$$I_{табл} > \frac{250}{2 \cdot 0,89 \cdot 0,92} = 153 \text{ А}.$$

4. Как видно из табл. П.5.30, ближайшее большее значение к току 153 А будет $I_{табл}=160$ А. Этому току соответствует сечение 35 мм^2

(см. графу 7). Следовательно, сечение жил каждого кабеля должно быть 35 мм^2 .

Нагрев и охлаждение проводов и кабелей происходят по экспоненциальному закону (рис. 10.1.6, а, кривые 1 и 2 соответственно). Если нагрузки кратковременные, то нагрев и охлаждение чередуются согласно кривой 3. Кривая 4 расположена ниже кривой 1, т. е. вследствие чередующихся нагрева и охлаждения при кратковременной

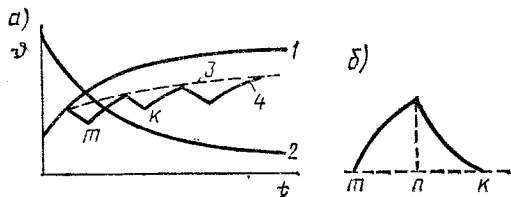


Рис. 10.1.6. График изменения температуры провода при кратковременных нагрузках

нагрузке можно допустить больший ток $I_{кр. д.}$, чем при постоянной нагрузке:

$$I_{кр. д.} = I_{табл} k_{пз}, \quad (10.1.9)$$

где $k_{пз}$ — коэффициент, учитывающий кратковременность пуска.

Этот коэффициент зависит от продолжительности включения ПВ:

$$k_{пз} = 0,875 \sqrt{ПВ}. \quad (10.1.10)$$

Характер изменения температуры полного цикла mk показан на рис. 10.1.6, б. Он состоит из двух периодов: когда проводник находится под током, т. е. нагревается (mn), и когда он охлаждается после отключения тока (nk). Таким образом,

$$ПВ = mn/mk. \quad (10.1.11)$$

§ 10.2. Выбор сечений проводов и кабелей с учетом характеристик защитных аппаратов

Для защиты линий, трансформаторов, двигателей, а иногда и небольших генераторов от перегрузки и токов коротких замыканий ставятся А. Предохранители на напряжения до 35 кВ (редко на 110 кВ) Б. Автоматические выключатели и тепловые реле.

Предохранители. Предохранители бывают разных типов: с наполнителем и без наполнителей, инерционные, мало-

инерционные и безынерционные. Предохранитель состоит из патрона 1 (трубки) и плавкой вставки 2 (рис. 10.2.1). В один и тот же патрон могут быть помещены плавкие вставки на разные токи. Например, в закрытый разборный патрон с наполнителем и вставкой из медной ленты типа ПН-2 может быть помещена любая из вставок, рассчитанная на токи 30, 40, 50, 60, 80, 100, 120, 150, 200, 250, 300, 400, 500, 600, 750, 800 и 1000 А при напряжении до 1000 В.

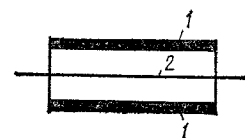


Рис. 10.2.1. Конструкция предохранителя

После перегорания вставки предохранитель можно снова «зарядить», т. е. заменить в патроне любую из возможных вставок в соответствии с необходимостью. Гасить дугу после перегорания вставки помогают наполнители (например, кварцевый песок).

Как известно, *релейная защита является защитным комплексом*, т. е. определяет, когда надо отключать объект, а *выключатель — коммутационным аппаратом*, т. е. отключает объект. *Предохранитель является одновременно как защитным, так и коммутационным аппаратом*, т. е. определяет время отключения и, перегорая, отключает объект.

Данные заводов на предохранители. Заводами даются шесть показателей: тип предохранителя, три показателя на патрон и два — на плавкую вставку. На рис. 10.2.2 показана структурная схема данных заводов на предохранители.

Данные на патрон: 1) $U_{п. ном}$ — номинальное напряжение предохранителя; 2) $I_{п. ном}$ — номинальный ток предохранителя (патрона), равный наибольшему номинальному току плавкой вставки (на этот ток рассчитываются все детали). Например, для указанного типа ПН-2 наибольшим током является 1000 А; 3) $I_{п. макс}$ — максимальный ток патрона, такой, чтобы при коротком замыкании патрон не разорвало (по аналогии с разрывной мощностью выключателя).

Данные на плавкую вставку: 1) $I_{в. ном}$ — номинальный ток плавкой вставки, т. е. ток, который вставка должна длительно выдержать не перегорая; 2) защитная характеристика вставки $t=f(I)$, т. е. зависимость времени перегорания t от протекающего по вставке тока I . Под временем перегорания предохранителя понимается сумма времени перегорания плавкой вставки и времени гашения дуги. Как видно из защитной характеристики, чем больше

ток, тем меньше времени требуется для перегорания вставки.

«Разброс» предохранителей. Аппараты одного и того же типа нельзя сделать абсолютно одинаковыми без предварительных испытаний. Предохранители

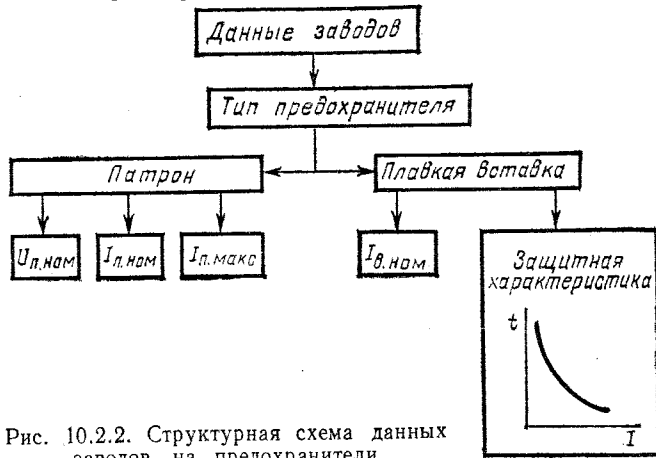


Рис. 10.2.2. Структурная схема данных заводов на предохранители

одного и того же типа также не могут быть абсолютно одинаковыми. Это объясняется тем, что сечения, контакты, срок изготовления вставки, окисление и т. д. одного предохранителя несколько отличаются от другого для одного и того же типа. Реле после изготовления проходят испытания, лабораторную проверку и «подгонку». Предохранитель такого испытания выдержать не может. Чтобы предохранитель испытать, его надо сжечь. Поэтому при выборе предохранителей следует учитывать их разброс по времени $\pm 25\%$ (редко $\pm 50\%$ при особо ответственных потребителях). Как видно из рис. 10.2.3, защитной характеристикой является уже не кривая 1, а область 2—3 с учетом разброса по времени.

Выбор предохранителей. Предохранитель должен выбираться так, чтобы он не перегорал в нормальном режиме, а сечение провода должно выбираться так, чтобы провод не успевал повредиться до сгора-

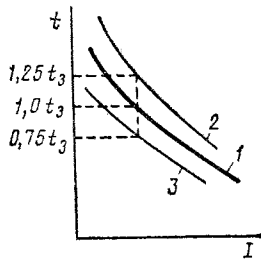


Рис. 10.2.3. Защитная характеристика предохранителя с учетом разброса по времени:
1 — данные заводов; 2—3 — трубочка с учетом разброса $\pm 25\%$

ния предохранителя. Таким образом, выборы предохранителей и сечения провода тесно связаны между собой и поэтому во многих случаях для удовлетворения указанных условий сечения провода приходится выбирать на одну, а иногда и на две ступени выше, чем без предохранителей.

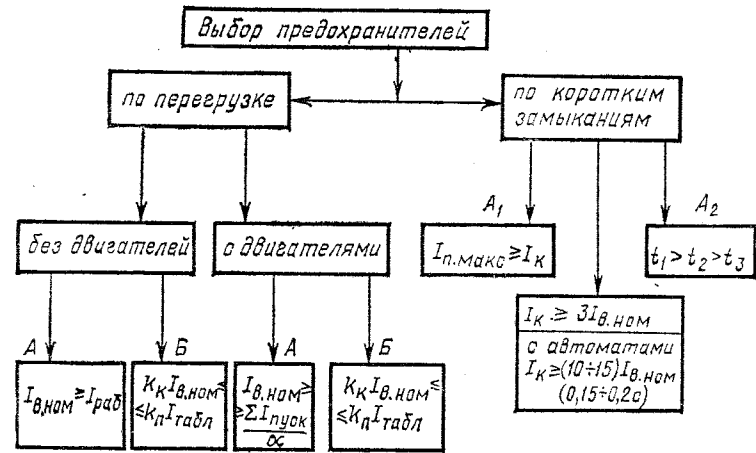


Рис. 10.2.4. Структурная схема выбора предохранителей:
А — условия селективности; Б — условия чувствительности

Как указывалось, выбор предохранителей должен производиться по перегрузке и токам коротких замыканий; на рис. 10.2.4 приведена структурная схема такого выбора.

Выбор по перегрузке производится:

1) без наличия двигателей — по условию селективности (А) выбор производится так, чтобы предохранитель не перегорал, когда этого не требуется

$$I_{в.ном} \geq I_{раб}. \quad (10.2.1)$$

По условию чувствительности (Б) выбор делается так, чтобы предохранитель перегорал, когда это требуется:

$$k_{зп} I_{в.ном} \leq k_n I_{табл}. \quad (10.2.2)$$

В (10.2.1) и (10.2.2) $I_{раб}$ — рабочий ток объекта; $k_{зп}$ (k_k) — коэффициент запаса, зависящий от изоляции и помещения; $I_{табл}$ — нормированный (табличный) допустимый ток объекта по условиям нагрева (см. табл. П.5.28—П.5.36). При легко загорающейся изоляции (например, резиновой) и взрывоопасных помещениях $k_{зп}=1,25$. В остальных случаях $k_{зп}=1$; k_n — коэффициент, учитывающий тем-

пературу окружающей среды $k_{п1}$ (см. табл. П.5.38), число кабелей $k_{п2}$ (см. табл. П.5.37) и кратковременность пуска согласно (10.1.10):

$$k_n = k_{п1} k_{п2} k_{п3}; \quad (10.2.3)$$

2) с двигателями. По условию селективности (А)

$$I_{в. ном} \geq \Sigma I_{пуск} / \alpha, \quad (10.2.4)$$

где $I_{пуск}$ — пусковой ток двигателя (в 4—6 раз больше рабочего тока); α — коэффициент, учитывающий условия пуска (легкий, тяжелый). Согласно выражению (10.2.2), условие чувствительности (Б) сохраняется, как и в случае без двигателей.

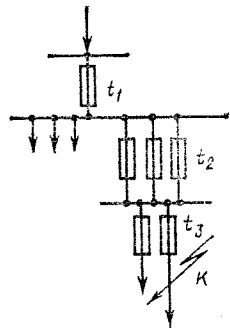


Рис. 10.2.5. Схема включения предохранителей с $t_1 > t_2 > t_3 \dots$ для обеспечения условий селективности

Выбор по токам коротких замыканий производится:

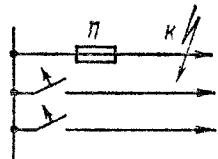


Рис. 10.2.6. Схема с автоматами, реагирующими на снижение напряжения

по условию селективности (А₁) так, чтобы при коротких замыканиях патрон оставался целым

$$I_{п. макс} \geq I_k. \quad (10.2.5)$$

Одновременно по условию селективности (А₂) время перегорания предохранителей, близких к источнику, должно быть при одном и том же токе большим (рис. 10.2.5):

$$t_1 > t_2 > t_3 \dots \quad (10.2.6)$$

Например, при коротком замыкании в точке k должен перегорать предохранитель, имеющий время перегорания t_3 , и отключать только своего потребителя. Остальные предохранители с временем перегорания t_2 и t_1 должны оставаться в работе.

По условию чувствительности (Б), чтобы вставка сгорала достаточно быстро, необходимо выполнение условия

$$I_k \geq 3I_{в. ном}. \quad (10.2.7)$$

Иногда к шинам подключены потребители с автоматами, реагирующими на снижение напряжения (рис. 10.2.6). В этом случае, например, при коротком замыкании в точке k предохранитель P должен перегорать очень быстро (за 0,15—0,2 с), чтобы напряжение на шинах не снизилось и автоматы не успели отключиться. Тогда условие чувствительности

$$I_k \geq (10 \div 15) I_{в. ном}. \quad (10.2.8)$$

Если расчет показывает, что вставка при коротком замыкании не перегорает, необходимо принимать соответствующие меры. Расчетным будет минимальный ток короткого замыкания (обычно однофазное короткое замыкание в сети с заземленной нейтралью в конце кабеля). Одной из мер является увеличение токов короткого замыкания, что можно достигнуть при большем сечении кабеля. Однако это связано с большим перерасходом средств, поэтому следует рассмотреть альтернативный вариант, т. е. отказ от предохранителя и установку автомата или управляемого предохранителя*, который можно отключить при коротком замыкании соответствующей защитой, например токовой защитой нулевой последовательности. Следует отдать предпочтение тому варианту, который окажется экономичнее, т. е. с предохранителем или с автоматом.

При выборе сечений по номограммам экономических интервалов (см. § 9.3) проверка перегорания вставки в большинстве случаев при однофазном коротком замыкании не требуется**.

Выполнение условия селективности без учета и с учетом разброса. Для выполнения условия селективности без учета разброса необходимо, чтобы защитная характеристика предохранителя 1 с временем t_1 (см. рис. 10.2.5), находящегося ближе к источнику питания, была выше характеристики предохранителя 2 с временем t_2 , находящегося дальше.

Если при каком-то значении тока характеристики пересекутся, то это будет означать, что при этом токе и более высоких селективность соблюдаться не будет, т. е. предохранители будут перегорать не в той последовательности,

* Фабрикант В. Л. и др. О целесообразности применения управляемых предохранителей. — Электричество, 1968, № 8, с. 66—69.

** Метод выбора сечений кабелей по универсальным номограммам/ Блок В. М., Астахов Ю. Н., Лариньш К. В. и др. — Электричество, 1976, № 6, с. 24—27.

которая требуется (сначала должен перегореть предохранитель 3, затем 2 и 1).

При учете разброса необходимо, чтобы ни в одной из частей не пересекались не только заводские характеристики, но и трубочки, построенные при учете разброса

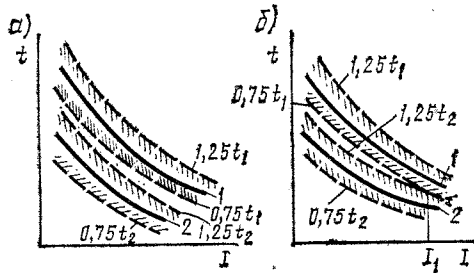


Рис. 10.2.7. Зависимость, получаемая при проверке предохранителей на селективность с временами перегорания t_1 и t_2 :

а — характеристики не пересекаются (селективность соблюдается); б — характеристики пересекаются при токе I_1 ; 1 и 2 — заводские характеристики

$\pm 25\%$ (рис. 10.2.7, а). Пересечение трубочек показано на рис. 10.2.7, б. Для предохранителей свыше 1000 В разброс нормируется по току, а не по времени и принимается равным $\pm 20\%$ (рис. 10.2.8).

Пример 10.2.1. Ток нагрузки $I_{\text{наб}} = 105$ А. Провод, по которому передается энергия, — алюминиевый с резиновой изоляцией до 1000 В, проложен на открытом воздухе. Все условия нормальные, т. е. $k_{\text{п}} = 1$. Определить сечение защищаемого провода: 1) без предохранителей; 2) с предохранителем ПН-2 (см. табл. П.5.42).

Решение. 1. Если бы предохранитель не требовался, то из условий нагрева сечение провода по допустимому току должно быть $F = 25 \text{ мм}^2$ (см. табл. П.5.29, графу 6, столбец 1).

2. Если ставить предохранитель, то должны выполняться условия (10.2.1):

а) $I_{\text{в. ном}} > 105$ А. Выбираем по таблице ближайшую большую вставку с $I_{\text{в. ном}} = 120$ А (см. табл. П.5.42, графу 4). Следовательно, провод должен выдерживать не 105, а 120 А;

б) так как изоляция резиновая, то коэф-

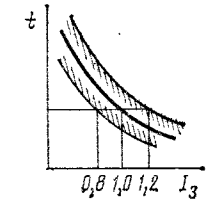


Рис. 10.2.8. Зависимость при разбросе предохранителя по току

фициент $k_{\text{зп}} = 1,25$. Тогда

$$I_{\text{табл}} \geq 1,25 \cdot 120 = 150 \text{ А};$$

в) по табл. П.5.29 находим ближайший больший ток по условиям задачи. Он равен 165 А, что соответствует ближайшему большему сечению 50 мм^2 .

Как видно из примера, чтобы достаточно надежно защитить объект, установив предохранитель, сечение провода

необходимо предусмотреть на две ступени выше (вместо $25\text{—}50 \text{ мм}^2$). В практике сечение провода с предохранителем часто должно быть на одну ступень выше, чем сечение без предохранителя.

Пример 10.2.2. Проверить селективность плавких вставок при токах $I_{\text{в. ном}2} = 30$ А, $I_{\text{в. ном}1} = 40$ А предохранителя ПН-2 со значением $I_{\text{п. ном}} = 100$ А с учетом разброса $\pm 25\%$. Заводские характеристики для обеих плавких вставок при токах 100, 200, 500 и 1000 А даны в табл. 10.2.1 в графах 1 и 3.

Таблица 10.2.1. К примеру 10.2.2

№ п/п	Номинальный ток плавких вставок $I_{\text{в. ном}}$, А	Время отключения, с	Токи, А			
			100	200	500	1000
1	30	t_{32}	8	0,15	0,020	0,012
2		$1,25 t_{32}$	10	0,187	0,025	0,015
3		t_{31}	50	0,80	0,035	0,013
4	40	$0,75 t_{31}$	37,5	0,60	0,026	0,009

Решение. 1. Чтобы работа вставок была селективной, характеристика предохранителя с $I_{\text{в. ном}} = 40$ А при любых токах должна быть выше характеристики с $I_{\text{в. ном}} = 30$ А, как это изображено на рис. 10.2.7, а, т. е. необходимо соблюдение условия

$$0,75 t_{31} > 1,25 t_{32}.$$

Значения $1,25 t_{32}$ и $0,75 t_{31}$ не рассматриваются, так как пересекаются не могут.

Подсчитываем величины $0,75 t_{31}$ и $1,25 t_{32}$ и заносим их в табл. 10.2.1 в графы 2 и 4.

2. Для соблюдения селективности значения графы 4 всегда должны быть больше значений графы 2. Между тем при токе 1000 А такое условие не соблюдается ($0,009 < 0,015$). Это объясняется тем, что при токе 1000 А вставка не работает селективно. Следовательно, чтобы характеристики не пересекались, необходимо заменить плавкую вставку с током $I_{\text{в. ном}} = 40$ А на вставку с током $I_{\text{в. ном}} = 50$ А и провести расчет на основе новой защитной характеристики для вставки с током 50 А.

В послеаварийном режиме по проводам протекает ток значительно выше, чем в нормальном, например, в линиях с двусторонним питанием при прекращении питания от одного из питающих пунктов. В этом случае сечение должно удовлетворять условиям допустимого нагрева в послеаварийных режимах. Так, при выходе из работы участка A_1b (см. рис. 10.1.3) питающий пункт A_2 должен снабдить энергией все нагрузки в точках d , c и b , следовательно, участки A_2b_1 , b_1d_1 , d_1d и db должны быть проверены по условиям на-

грева в этом режиме. Или при выходе из работы участка A_2b_1 питающий пункт A_1 должен взять на себя питание нагрузок всей сети и участки A_1b , bd , dd_1 и d_1b_1 должны снова проверяться по условиям нагрева. Проверка проводится для обоих случаев и сечение с учетом допустимой перегрузки в послеаварийных режимах выбирается наибольшее.

Хотя предохранитель — аппарат простой и дешевый, он не всегда обеспечивает селективность работы и плохо защищает короткозамкнутые электродвигатели от перегрузок. При несимметричных коротких замыканиях возможно появление опасного для электродвигателей неполнофазного режима (перегорание предохранителя только в одной фазе), что может привести к перегреву электродвигателей и их выходу из строя.

Одновременно предохранитель работает только один раз (однократность действия) и требует замены.

Автоматические выключатели и тепловые реле. Как указывалось, для защиты линий и электродвигателей от коротких замыканий и перегрузок в сетях до 1000 В широко применяются: 1) автоматические выключатели; 2) тепловые реле, действующие на магнитные пускатели или контакторы.

Тепловой элемент таких автоматов при нагреве током деформируется, освобождает удерживающий его рычаг и приводит в действие пускатель или контактор. Выключатель под действием пружины отключается.

Тепловое реле при применении магнитных пускателей или контакторов размыкает своим контактом цепь катушки, удерживающей главные контакты пускателя или контактора, и они отключаются.

Нередко тепловые аппараты, обладающие большой инерцией при коротких замыканиях, не успевают быстро отключать цепь. Поэтому в дополнение к магнитным пускателям, контакторам и автоматам применяют еще и предохранители, защищающие от токов коротких замыканий. Используют также комбинированные автоматы, снабженные как тепловыми, так и электромагнитными расцепителями, которые при прохождении через их катушки токов выше заданного значения отключают автоматические выключатели мгновенно.

Данные для расчетов предохранителей и автоматических выключателей приведены в табл. П.5.42, а также в [5] и [7].

§ 10.3. Проверка сечений линий по условиям короны, механической прочности и термической устойчивости к токам короткого замыкания

Проверка по условиям короны. Потери на корону зависят от напряженности электрического поля. Увеличение диаметра провода влечет за собой почти прямо пропорциональное снижение рабочей напряженности, и поэтому для снижения потерь мощности на корону сечения проводов необходимо увеличивать. В табл. П.5.5 приводятся значения минимальных диаметров и марки проводов по условиям потерь на корону. При выборе сечений по этим рекомендациям потери на корону для линий ниже 330 кВ при технико-экономических расчетах могут не учитываться. Однако при напряженности электрического поля на поверхности провода выше 28 кВ/см на линиях 330—750 кВ потери на корону могут быть значительными и их приходится учитывать. Наиболее эффективной мерой снижения напряженности является расщепление проводов в фазе, что уменьшает среднегодовые потери мощности на корону в несколько раз.

Для нахождения потерь энергии на корону определяется вначале рабочая напряженность электрического поля. Для крайних проводов при расщеплении напряженность, кВ/см,

$$E_{кр} = \frac{0,354U}{nr \lg(D_{ср}/r_{экр})} (1 + 0,25 \lg n), \quad (10.3.1)$$

где U — линейное напряжение; n — число проводов в фазе; r — радиус каждого провода; $r_{экр}$, $D_{ср}$ — определения даны в § 3.1.

Для среднего провода значение напряженности принимается большим на 10%, так как этот провод находится под воздействием двух крайних. На рис. 10.3.1 приведена приближенная усредненная кривая удельных годовых потерь энергии $\Delta \mathcal{E}_{кор.о}$ на 1 км одной фазы линии с проводом радиусом $r=1$ см в зависимости от напряженности E . Таким образом, определив напряженность по (10.3.1) для крайних (кр) и среднего (ср) проводов по рис. 10.3.1, можно найти суммарные удельные потери энергии на корону всех фаз:

$$\Delta \mathcal{E}_{кор.о} = 2\Delta \mathcal{E}_{кр} + \Delta \mathcal{E}_{ср}.$$

Значения потерь на корону приведены также в [16].

Проверка по условиям механической прочности*. Выбранные ранее сечения не должны быть меньше допустимых по условиям механической прочности. Наименьшие допустимые сечения многопроволочных проводов и грозозащитных тросов воздушных линий в зависимости от напряжения, характеристики местности, объектов пересечения, прочности опор, а также указания по проектированию механической части воздушных линий приведены в [6].

Проверка кабелей по термической устойчивости к токам коротких замыканий. Ток короткого замыкания, протекая по проводнику, может привести к порче изоляции и выгоранию части кабеля. Последнее зависит от теплоты, которая выделяется в проводнике в течение короткого замыкания.

Количество энергии, выделяемое в единице объема при коротком замыкании,

$$\mathcal{E} = \frac{R}{lF} \int_0^T i_k^2 dt. \quad (10.3.2)$$

Заменяя активное сопротивление $R = U/(\gamma F)$, согласно (3.1.3), получаем

$$\mathcal{E} = \frac{1}{\gamma F^2} \int_0^T i_k^2 dt, \quad (10.3.3)$$

где i_k — мгновенный ток короткого замыкания; T — продолжительность короткого замыкания.

Так как величина i_k меняется в течение короткого замыкания, то в литературе [2] предлагаются упрощенные выражения для определения интеграла в (10.3.2). При этом либо используется действительное время T и *фиктивный ток* (такой неизменный ток, при котором выделится то же количество энергии, что и при действительных токах), либо ток короткого замыкания в определенный момент времени (например, $I_{уст}$ как в [2]) и *фиктивное время* t_{ϕ} (время, при котором установившийся ток $I_{уст}$ выделяет то же количество энергии, что и за фактическое время).

* Бошнякович А. Д. Механический расчет проводов и тросов линий электропередач. — Л.: Энергия, 1971.

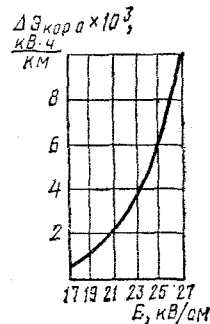


Рис. 10.3.1. Приближенная усредненная зависимость удельных годовых потерь энергии $\Delta \mathcal{E}_{кор.о}$ на 1 км одной фазы линии с проводом радиусом r в зависимости от напряженности электрического поля E

Для того чтобы кабель не горел, значение \mathcal{E} , подсчитанное по (10.3.2), не должно превосходить допустимого. Поэтому для уменьшения величины \mathcal{E} применяют следующие возможные мероприятия: увеличивают сечение кабеля F ;

Таблица 10.3.1. Допустимые температуры проводников при коротких замыканиях

Вид и материал проводника	Максимально допустимое превышение нагрева жилы при токе короткого замыкания $t_{ж.м}, ^\circ\text{C}$	
Шины и голые провода:		
медные	250	
алюминиевые	150	
стальные, непосредственно не соединенные с аппаратами	350	
то же, непосредственно соединенные с аппаратами	250	
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией для напряжения, кВ	С медными жилами	С алюминиевыми жилами
до 3	200	150
6	200	150
10	200	150
20	125	—
35	125	—
Кабели и провода с резиновой изоляцией:		
обычной	150	150
теплостойкой	150	150
Провода с поливинилхлоридной изоляцией	150	150

применяют быстродействующую защиту для уменьшения времени T ; уменьшают ток короткого замыкания i_k , устанавливая токоограничивающие устройства (реакторы и др.).

Как правило, наиболее дешевым способом является применение быстродействующих защит. В этом случае для обеспечения термической устойчивости при коротком замыкании увеличивать сечение кабеля выше оптимального (экономического) не требуется.

Согласно ПУЭ, *провода и кабели, защищаемые предохранителями на термическую устойчивость к токам коротких замыканий, не проверяются*, так как предохранители перегорают раньше, чем кабель достигает предельно допустимой температуры (табл. 10.3.1).

1. Как производится выбор сечений линий по экономическим соображениям, допустимой потере напряжения и нагреву?
2. Каковы особенности расчета разомкнутых сетей с ответвлениями по допустимой потере напряжения?
3. Какие коэффициенты приходится учитывать при расчете кабелей по нагреву?
4. Что должно учитываться в расчетах на нагрев при кратковременных нагрузках?
5. В чем физическая сущность выбора сечений проводов и кабелей с учетом защитных аппаратов?
6. Что такое предохранители и в чем состоят особенности их выбора?
7. Зачем требуется проверка сечений по условиям короны?

§ 10.4. Трансформаторы

Выбор оптимальной мощности трансформаторов должен производиться по двум условиям: 1) по минимуму приведенных затрат (экономическим соображениям); 2) по допустимому нагреву, т. е. способности к перегрузке по току при допустимой температуре.

Выбор по экономическим соображениям. Производится на основе метода экономических интервалов (см. § 9.3). В примере 9.3.4 дано определение оптимальной мощности трансформаторов с учетом прироста расчетной нагрузки. Универсальные номограммы экономических интервалов для выбора мощности трансформаторов приводятся на рис. П.4.1—П.4.81.

Выбор по нагрузочной способности. Нормальный срок службы трансформатора определяется механическим износом изоляции, зависящим главным образом от температуры, при которой работает изоляция, и графиков нагрузок. В условиях эксплуатации, когда нагрузки меняются и максимальная мощность не превосходит номинальной, износ изоляции происходит значительно медленнее, и срок службы трансформатора удлиняется в 1,5—1,9 раза по сравнению с номинальным. В этих условиях трансформатор может работать 30—50 лет и более, что нерационально с точки зрения морального его износа. Поэтому, если принять за расчетный срок службы 20—25 лет, можно и даже желательно для более эффективного использования систематически или периодически перегружать трансформаторы. Поэтому при выборе мощности трансформаторов надо обязательно учитывать его нагрузочную способность. Под *нагрузочной способностью* понимается предельно допустимая для данных конкретных условий охлаждения нагрузка, ко-

торую трансформатор может нести без ущерба для его нормального срока службы.

В зависимости от графиков нагрузок и температуры окружающей среды в нормальном режиме трансформатор можно перегружать до 150%.

Соответственно номограммы экономических интервалов учитывают как экономические соображения, так и допустимую перегрузку (см. горизонтальные прямые) в нормальном режиме. Точки перехода от наклонных прямых к горизонтальным показывают, что при данных значениях ψ , соответствующих этим переходам, определяющей становится нагрузочная способность, а не экономические соображения, и мощность трансформаторов надо выбирать по допустимой перегрузке. Между тем такой выбор не является оптимально экономическим, и желательна разработка трансформаторов с большей допустимой перегрузкой так, чтобы определяющими являлись экономические соображения.

В послеаварийных режимах желательно обеспечить энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции, особенно I и II категорий. Поскольку аварийный режим является кратковременным, допустимая перегрузка может одновременно доходить до 200% в зависимости от системы охлаждения. Для более точного учета аварийной перегрузки предлагаются вспомогательные таблицы МЭК [18].

Однако для идентичности выбора, согласно ГОСТ 14209—69, для всех возможных случаев аварийную перегрузку трансформаторов рекомендуется принимать равной 140% в течение 5 сут. Если мощность потребителей превосходит 140%, снабжение их электроэнергией должно быть обеспечено другими параллельно включенными трансформаторами. Эти трансформаторы могут быть включены постоянно или автоматически включаться в послеаварийном режиме АВР. Возможно их расположение на той же подстанции или резервная связь (также постоянная или автоматически включаемая) по сети. Может быть использован и передвижной резерв трансформаторов. Недостаток использования подвижного резерва заключается в том, что подключение трансформаторов требует значительного времени, в течение которого часть потребителей должна быть обесточена.

Для потребителей I и II категорий, а также для районных подстанций энергосистемы устанавливаются по два трансформатора и более. При этом возможна их раздельная

или параллельная работа. При трансформаторах одинаковой мощности параллельная работа экономичнее раздельной. Если трансформаторы имеют разные мощности, то целесообразнее оказывается раздельная работа при АВР (автоматическое включение резерва) на секционном выключателе.

При проектировании надо рассмотреть все возможные варианты и отдать предпочтение тому, который дает наибольший экономический эффект с учетом ущерба от отключения потребителей.

Вопросы для самопроверки

1. По каким условиям должна выбираться мощность трансформаторов?
2. Как учитываются послеаварийные условия при выборе трансформаторов?
3. Как выбирается оптимальная мощность трансформаторов по номограммам экономических интервалов с учетом роста нагрузки?

§ 10.5. Компенсирующие устройства

Влияние реактивной мощности на потери мощности и напряжение. Как видно из (4.1.3) и (4.2.14), передача по линиям больших значений реактивной мощности Q приводит к возрастанию потерь мощности в энергосистемах и снижению напряжения на приемной стороне линий электропередачи. Качество электрической энергии при этом может стать неприемлемым для использования.

Чтобы снизить потоки реактивной мощности по линиям (см. рис. 6.2.1), вблизи узлов потребления и в ряде узлов энергосистемы устанавливаются источники реактивной мощности. Как показали исследования, для ряда энергосистем 20—30% суммарной мощности батареи конденсаторов (БК) целесообразно устанавливать в узлах энергосистемы, а 70—80% — в распределительных сетях низкого напряжения потребителей.

Источниками реактивной мощности могут быть синхронные компенсаторы, синхронные двигатели, тиристорные источники в сочетании с реактивными элементами (реакторами или конденсаторными батареями) и силовые конденсаторные установки. Выбор типов устройств и их мощность производится по техническим и экономическим соображениям. Например, синхронные двигатели выбираются по условиям технологических процессов на основе сравнений их с асинхронными в сочетании с конденсаторными уста-

новками. Синхронные компенсаторы выбираются по условиям работы энергосистем. Наибольшее распространение получили БК, как наиболее дешевые компенсирующие устройства (КУ)*, удобные в эксплуатации (см. § 6.2).

Требование экономичности при выборе КУ должно обеспечиваться минимумом приведенных затрат [см. (9.1.3)] с одновременным учетом потерь мощности в сетях, затрат на установку КУ и потерь мощности в нем, а также регулирующих устройств. Баланс реактивной мощности должен обеспечивать равенство генерируемой и потребляемой реактивной мощности при допустимых отклонениях напряжений в узлах. Причем максимальная реактивная мощность, потребляемая электроприемниками, составляет примерно 50% от общего баланса. Вторая половина расходуется на покрытие потерь реактивной мощности в электрических сетях (линиях и трансформаторах). Частично эта вторая половина покрывается генераторами и синхронными компенсаторами энергосистемы, а частично — компенсирующими устройствами, устанавливаемыми в узлах энергосистемы.

В режимах малых нагрузок (например, ночных) часто создается избыток реактивной мощности, что приводит к недопустимому повышению напряжения в узлах сети. Для снижения напряжения генераторы электростанций в ночные часы могут переводиться в режим потребления реактивной мощности. При недостатке реактивной мощности в сетях баланс будет сопровождаться понижением напряжения в узлах.

Так как нагрузки все время меняются (режим меняется), то отклонение напряжения ограничивается в каких-то пределах как источниками реактивной мощности КУ, так и трансформаторами с РПН путем изменений числа их витков. Если бы регулирование напряжения проводилось только КУ, то потребовалась бы большая их мощность, что не отвечало бы условиям экономичности. Поэтому мощность КУ в основном выбирается по условиям снижения потерь мощности в сетях.

Системный расчет компенсирующих устройств — это такой расчет, при котором учитывается взаимосвязь всех узлов при учете эффекта от компенсации реактивной мощности в сетях потребителя и энергосистемы одновременно. При этом большой объем вычислений для

* Железко Ю. С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических сетях. — М.: Энергия, 1981.

современных энергосистем возможен только на ЭВМ по специальным программам. Однако опыт проектирующих и эксплуатационных организаций позволяет иногда наметить целесообразное решение и при проведении единичных расчетов.

При проектировании приходится решать две основные задачи: 1) определение оптимальной компенсации реактивной мощности (КРМ) с помощью системного расчета при наивыгоднейшем сочетании реактивной мощности, передаваемой в распределительные сети потребителей; 2) выбор КУ в сетях потребителей так, чтобы обеспечить заданное значение потребляемой из сети энергосистемы реактивной мощности в нормальных режимах работы электроприемников.

При решении первой задачи на ЭВМ определяется реактивная мощность узла, которую необходимо выдать из энергосистемы в распределительную сеть потребителя в режиме максимальных нагрузок.

Решение обеих задач производится путем сведения всех критериев в один обобщающий при наличии ограничений на его составляющие.

В обобщенном виде целевая функция будет состоять из трех составляющих: затрат на электростанции системы $Z_{ст}$ и на электросети Z_c , обусловленных производством и передачей реактивной мощности потребителям, и затрат на компенсирующие устройства $Z_{к.у}$:

$$Z_{\Sigma} = Z_{ст} + Z_c + Z_{к.у}. \quad (10.5.1)$$

В связи с тем что число узлов питающих сетей современных энергосистем превышает тысячу и к каждому из них присоединяется распределительная сеть 6—20 кВ, содержащая до 200 узлов и более, решение задачи оптимальной компенсации реактивной мощности в большинстве случаев производится для ограниченного объема сети.

Замена распределительной сети эквивалентными сопротивлениями производится для упрощения при системном расчете. Сети 6—20 кВ представляются сопротивлениями (рис. 10.5.1), определяемыми по выражению:

$$R_{\text{эkv}} = \frac{\Delta P_{\%} U^2}{100P (1 + \text{tg}^2 \varphi)}, \quad (10.5.2)$$

где $\Delta P_{\%}$ — нагрузочные потери электроэнергии в сети 6—20 кВ, питающей от одного центра питания, %, включая трансформаторы 6—20/0,4—0,69 кВ; U — номинальное напряжение сети, кВ; P — мощность, потребляемая сетью

6—20 кВ, МВт; $\text{tg} \varphi$ — коэффициент реактивной мощности нагрузки сети 6—20 кВ.

Значения ΔP , %, P и $\text{tg} \varphi$ могут относиться к режимам как наибольшей нагрузки системы, так и наибольшей нагрузки потребителя. Значения $R_{\text{эkv}}$ при этом практически не изменяются.



Рис. 10.5.1. Схема замены распределительной сети эквивалентными сопротивлениями $R_{\text{эkv}}$

При отсутствии расчета согласно инструктивным материалам можно принимать, что

$$\Delta P_{\%} = 5k_{\text{макс}}, \quad (10.5.3)$$

где $k_{\text{макс}}$ — отношение нагрузки потребителя в максимум активной нагрузки энергосистемы к его максимальной нагрузке.

При питании от шин 6—20 кВ нескольких потребителей эквивалентное сопротивление

$$R_{\text{эkv}} = \frac{\sum_{i=1}^k R_{\text{эvi}} P_i^2}{P^2},$$

где $R_{\text{эvi}}$ — эквивалентное сопротивление сети i -го потребителя, определяемое по (10.5.2); P_i — нагрузка i -го потребителя в режиме наибольшей нагрузки энергосистемы; P — суммарная нагрузка всех потребителей.

Выбор мощности компенсирующих устройств в сетях потребителей. Он производится исходя из экономических обоснованных значений реактивной мощности, потребляемой каждым потребителем в режимах максимальной и минимальной активных нагрузок энергосистемы. Энергоснабжающая организация на основании соответствующего оптимизационного расчета, проводимого службами режимов энергосистем по специальным программам на ЭВМ согласно методике, изложенной в [23], определяет значения реактивной мощности, которую передает энергосистема в распределительную сеть потребителю из рассматриваемого узла. Эта задаваемая энергосистемой реактивная мощность $Q_{\text{э1}}$, соответствующая режиму максимальных активных нагрузок энергосистемы (мощность $Q_{\text{э2}}$ соответствует

режиму минимальных нагрузок энергосистемы), и является основным показателем для выбора оптимальной мощности КУ.

Суммарная мощность КУ может быть найдена из выражения

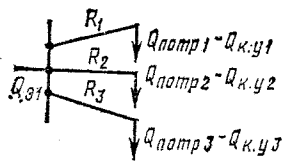


Рис. 10.5.2. Схема радиальной сети с тремя потребителями

$$Q_{\Sigma \text{ к. у}} = Q_{\Sigma \text{ потр}} - Q_{\Sigma \text{ а}}, \quad (10.5.4)$$

где $Q_{\Sigma \text{ потр}}$ — суммарная реактивная мощность потребителей распределительной сети при максимальной нагрузке.

Распределение компенсирующих устройств в распределительных сетях между потребителями. Рассмотрим случай радиальной сети трех потребителей с реактивной мощностью Q_1 , Q_2 и Q_3 (рис. 10.5.2). Таким образом, суммарная реактивная мощность, в которой нуждаются все потребители,

$$Q_{\Sigma \text{ потр}} = Q_1 + Q_2 + Q_3. \quad (10.5.5)$$

Суммарная мощность всех компенсирующих устройств рассматриваемой сети

$$Q_{\Sigma \text{ к. у}} = Q_{\text{к. у}1} + Q_{\text{к. у}2} + Q_{\text{к. у}3}. \quad (10.5.6)$$

Необходимо определить значения $Q_{\text{к. у}1}$, $Q_{\text{к. у}2}$ и $Q_{\text{к. у}3}$, т. е. установить, какую долю составляет каждая из этих величин от суммарной мощности $Q_{\Sigma \text{ к. у}}$, определяемой из выражения (10.5.4).

Известно, что приведенные затраты состоят из трех составляющих: отчислений от капиталовложений на компенсирующее устройство; потерь мощности в компенсирующем устройстве; потерь мощности в линиях. Для упрощения расчетов принимаем, что первая и вторая составляющие мало меняются в зависимости от доли участия каждого компенсирующего устройства в общей суммарной мощности $Q_{\Sigma \text{ к. у}}$. Например, $Q_{\Sigma \text{ к. у}} = 10$ Мвар. Предполагаем, что капзатраты на сами компенсирующие устройства будут мало меняться в зависимости от того, на какие доли разбивается величина $Q_{\Sigma \text{ к. у}}$: 3+3+4, 4+4+2 или на какие-то другие части при сохранении суммарной величины. То же можно принять и для второй составляющей приведенных затрат, т. е. для потерь мощности в самих компенсирующих устройствах. Таким образом, основным показателем приведенных затрат при выборе оптимальной мощности КУ

каждого потребителя остается третья составляющая, т. е. *потери мощности в линиях*, которые для всей сети должны быть оптимальными.

Согласно (4.1.3), потери мощности состоят из двух частей

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\text{а}} + \Delta P_{\text{р}}, \quad (10.5.7)$$

где $\Delta P_{\text{а}}$ — потери активной мощности, вызванные передачей *активной* мощности по линиям, т. е. $\Delta P_{\text{а}} = (P^2/U^2)R$; $\Delta P_{\text{р}}$ — потери активной мощности, вызванные передачей *реактивной* мощности по линиям, т. е. $\Delta P_{\text{р}} = (Q^2/U^2)R$. Выбор мощности компенсирующих устройств и их размещение не зависят от активной мощности. Поэтому величина $\Delta P_{\text{а}}$ не учитывается. Учитываются только потери, вызванные протеканием по линии реактивной мощности. Таким образом, для рассматриваемой сети

$$\Delta P_{\text{р}} = \frac{1}{U^2} [(Q_1 - Q_{\text{к. у}1})^2 R_1 + (Q_2 - Q_{\text{к. у}2})^2 R_2 + (Q_3 - Q_{\text{к. у}3})^2 R_3]. \quad (10.5.8)$$

Для определения значений $Q_{\text{к. у}1}$, $Q_{\text{к. у}2}$ и $Q_{\text{к. у}3}$, соответствующих их оптимальному распределению между потребителями, дифференцируем (10.5.8) по $Q_{\text{к. у}1}$, $Q_{\text{к. у}2}$ и т. д. и приравняем эти частные производные нулю:

$$\partial \Delta P / \partial Q_{\text{к. у}1} = 0; \quad \partial \Delta P / \partial Q_{\text{к. у}2} = 0 \text{ и т. д.}$$

После дифференцирования и преобразований получим

$$R_1 (Q_1 - Q_{\text{к. у}1}) = R_2 (Q_2 - Q_{\text{к. у}2}) = R_3 (Q_3 - Q_{\text{к. у}3}). \quad (10.5.9)$$

Таким образом, из уравнений (10.5.6) и двух уравнений (10.5.9) находим три неизвестных: $Q_{\text{к. у}1}$, $Q_{\text{к. у}2}$ и $Q_{\text{к. у}3}$. Если одна из этих неизвестных окажется близкой к нулю или отрицательной, то это будет означать, что установка у данного потребителя КУ экономически не оправдана. Тогда этот потребитель из рассмотрения исключается и расчет производится заново с меньшим числом линий.

При увеличении числа линий, а также при усложнении конфигурации сети задача распределения КУ между потребителями усложняется, но решается аналогично. Число уравнений возрастает в соответствии с числом КУ и может оказаться целесообразным решение этой системы уравнений на ЭВМ.

На основании проведенных расчетов энергосистема определяет потребителям целесообразное значение реактивной мощности КУ.

Стимулирование установки БК у потребителей осуществляется введением скидок и надбавок к оплате за электроэнергию в зависимости от правильного использования потребителем БК. Скидка предусматривается при условии, что потребители мощностью 750 кВт·А и выше во время

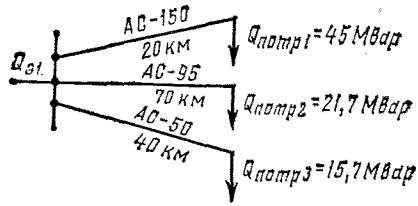


Рис. 10.5.3. Схема сети к примеру 10.5.1

максимальных активных нагрузок энергосистемы поддерживают экономически целесообразный переток реактивной мощности со стороны энергосистемы, а во время минимальных активных нагрузок энергосистемы не выдают реактивную мощность в сеть. Часть скидки используется для премирования эксплуатационного персонала предприятий-потребителей. Потребители же меньшей мощности стимулируются за правильный режим использования БК.

Пример 10.5.1. На рис. 10.5.3 приведена схема трех потребителей с реактивной мощностью Q_1 , Q_2 и Q_3 , питающихся от энергосистемы, которая в максимальном режиме выдает реактивную мощность этим потребителям $Q_{ст} = 49$ Мвар. Определить оптимальное распределение компенсирующих устройств между потребителями, т. е. найти значения $Q_{к.у1}$, $Q_{к.у2}$ и $Q_{к.у3}$.

Решение. 1. Определяем суммарную мощность КУ по выражениям (10.5.4) и (10.5.5)

$$Q_{\Sigma к.у} = Q_1 + Q_2 + Q_3 - Q_{ст} = 45 + 21,7 + 15,7 - 49 = 33 \text{ Мвар.}$$

2. Определяем удельные сопротивления линий. По табл. П.5.3 находим $R_{01} = 0,21$ Ом/км, $R_{02} = 0,33$ Ом/км и $R_{03} = 0,65$ Ом/км. Тогда полные сопротивления $R_1 = 0,21 \cdot 80 = 16,8$ Ом, $R_2 = 0,33 \cdot 70 = 23,1$ Ом и $R_3 = 0,65 \cdot 40 = 26$ Ом.

3. Составляем уравнения по (10.5.6) и (10.5.9). Приравниваем попарно любые два члена в (10.5.9):

$$16,8(45 - Q_{к.у1}) = 23,1(21,7 - Q_{к.у2}) = 26(15,3 - Q_{к.у3}).$$

Получаем три уравнения:

$$Q_{к.у1} + Q_{к.у2} + Q_{к.у3} = 33; \quad 16,8Q_{к.у1} - 23,1Q_{к.у2} = 255;$$

$$16,8Q_{к.у1} - 26Q_{к.у3} = 357.$$

Из последних уравнений находим $Q_{к.у1} = 24$ Мвар, $Q_{к.у2} = 7$ Мвар и $Q_{к.у3} = 2$ Мвар.

Место установки компенсирующих устройств. В большинстве случаев на подстанции используются два напряже-

ния. При этом потребители реактивной мощности (обычно двигатели) могут быть подключены к шинам высокого или низкого напряжения. Необходимо учитывать, что удельная стоимость, руб/квар, конденсаторов уменьшается с увеличением напряжения. Поэтому для компенсации реактивной мощности нагрузки, включенной со стороны высшего напряжения, рекомендуется включать конденсаторы также со стороны высшего напряжения. Для потребителя же, включенного со стороны низшего напряжения, положение менее ясно. С одной стороны, включение КУ со стороны высшего напряжения дешевле. С другой стороны, от этого устройства энергия будет поступать к потребителю через трансформаторы, что может потребовать увеличения их мощности и соответственно стоимости. Кроме того, растут потери реактивной мощности, вызванные потерями в трансформаторах. Поэтому оптимальное решение может быть найдено сравнением вариантов.

Выбор мощности компенсирующих устройств по условиям регулирования напряжения. Как указывалось, мощность КУ выбирается по условиям снижения потерь мощности в сетях. Однако КУ могут использоваться также и для корректировки напряжения в основном у приемников, график которых существенно отличается от других потребителей. Одновременно при проектировании сети рассматривается как нормальный, так и наиболее вероятный аварийный режим. Если при этом напряжение в узлах ниже допустимого, в качестве одного из вариантов рассматривается установка БК с целью обеспечения желаемого напряжения.

Рассмотрим передачу (рис. 10.5.4, а) с постоянным напряжением U_B на ЦП в начале передачи и напряжением потребителя $U_{потр}$ в конце. Передаваемая по линии мощность равна $P + jQ$, т. е. равна мощности потребителя, если потерями мощности в линии на первом этапе расчета можно пренебречь. Продольная и поперечная составляющие падения напряжения в передаче составляют $\Delta U + j\delta U$. Предположим, что напряжение у потребителя надо поднять от значения $U_{потр}$ до какого-то желаемого $U_{потр.ж}$. Для этого необходимо установить у потребителя КУ мощностью $Q_{к.у}$, которое изменяет напряжение на величину

$$\Delta U_{к.у} = U_{потр.ж} - U_{потр}. \quad (10.5.10)$$

При этом мощность, передаваемая по линии, изменится и составит $P + j(Q - Q_{к.у})$. Изменится соответственно и падение напряжения и будет равно $\Delta U_1 + j\delta U_1$ (рис. 10.5.4, б).

Векторная диаграмма такого режима изображена на рис. 10.5.4, в.

Определим мощность компенсирующего устройства $Q_{к.у}$, которую следует выбирать, чтобы получить у потребителя напряжение $U_{потр.ж}$. Если пренебречь влиянием КУ на

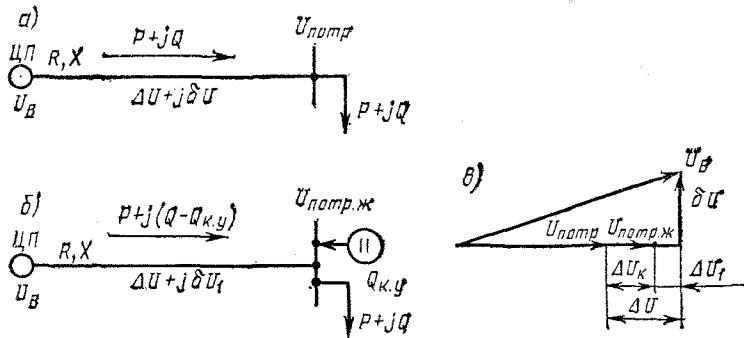


Рис. 10.5.4. Схемы передачи с постоянным напряжением U_B в начале линии и векторная диаграмма

поперечную составляющую падения напряжения, то $\delta U = \delta U_1$. Таким образом, без компенсирующего устройства

$$\Delta U = (PR + QX)/U_{потр}; \quad (10.5.11)$$

с компенсирующим устройством

$$\Delta U_1 = \frac{PR + (Q - Q_{к.у})X}{U_{потр.ж}}. \quad (10.5.12)$$

Из диаграммы следует, что

$$U_{потр} + \Delta U = U_{потр.ж} + \Delta U_1. \quad (10.5.13)$$

Подставляя в (10.5.13) вместо ΔU и ΔU_1 их значения из (10.5.11) и (10.5.12), получим

$$U_{потр} + \frac{PR}{U_{потр}} + \frac{QX}{U_{потр}} = U_{потр.ж} + \frac{PR}{U_{потр.ж}} + \frac{QX}{U_{потр.ж}} - \frac{Q_{к.у}X}{U_{потр.ж}}. \quad (10.5.14)$$

После преобразования с достаточной степенью точности (если пренебречь влиянием различия знаменателей $U_{потр}$ и $U_{потр.ж}$), можно получить

$$U_{потр.ж} - U_{потр} = Q_{к.у}X/U_{потр.ж}.$$

Используя (10.5.10), окончательно получим мощность КУ по условиям регулирования напряжения

$$Q_{к.у} = \Delta U_{к.у} U_{потр.ж} / X_{\Sigma пер}, \quad (10.5.15)$$

где $X_{\Sigma пер}$ — индуктивное сопротивление передачи.

Аналогично может быть выведено выражение с учетом влияния компенсации на поперечную составляющую падения напряжения.

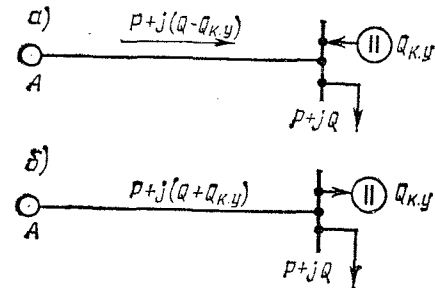


Рис. 10.5.5. Схемы передачи с компенсирующим устройством у потребителя

Необходимо иметь в виду, что при изменении напряжения меняется также реактивная мощность нагрузки в соответствии с ее статической характеристикой.

Однако все эти факторы слабо влияют на мощность КУ, и основным выражением является (10.5.15).

Режимы напряжений можно менять, используя синхронные компенсаторы (СК) или синхронные двигатели (СД). Для повышения напряжения СК или СД должны работать в режиме перевозбуждения (рис. 10.5.5, а), т. е. посылать реактивную мощность компенсирующего устройства $Q_{к.у}$ в сеть, снижая потерю напряжения в передаче:

$$\Delta U = \frac{PR + (Q - Q_{к.у})X}{U_{ном}}. \quad (10.5.16)$$

Для понижения напряжения СК или СД переводятся в режим недозавозбуждения (рис. 10.5.5, б), т. е. они должны потреблять реактивную мощность $Q_{к.у}$ из сети, повышая потерю напряжения в передаче:

$$\Delta U = \frac{PR + (Q + Q_{к.у})X}{U_{ном}}. \quad (10.5.17)$$

В режимах малых нагрузок, когда требуется снижение напряжения, рост ΔU вызывает увеличение потери мощ-

ности в передаче

$$\Delta P = \frac{P^2 + (Q + Q_{к.у})^2}{U_{ном}^2} R; \Delta Q = \frac{P^2 + (Q + Q_{к.у})^2}{U_{ном}^2} X.$$

Однако, если такой режим кратковремен, повышение потерь мощности, вызванное недопустимым повышением напряжения, в большинстве случаев оправдано.

Пример 10.5.2. Определить необходимую мощность компенсирующего устройства $Q_{к.у}$ для регулирования напряжения в точке c (рис. 10.5.6, а), если напряжение в этой точке даже при отключении

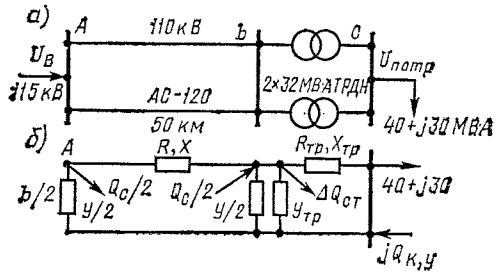


Рис. 10.5.6. Схемы передачи к примеру 10.5.2

одной из линий должно поддерживаться на уровне 10 кВ ($U_{потр} = 10$ кВ). Напряжение на питающем конце $U_B = 115$ кВ и поддерживается постоянным. Активной проводимостью линий g , поперечной составляющей падения напряжения δU и потерями активной мощности в стали трансформаторов $\Delta P_{ст}$ (на перематгничивание и вихревые токи) можно пренебречь. Расстояние между проводами $D_{ср} = 4$ м. Диаметр провода сечением 120 мм^2 равен $15,2$ мм. Коэффициент трансформации трансформаторов $k_{тр} = 115/10,5$.

Решение. 1. Заменяем линию П-образной симметричной схемой замещения с сопротивлениями R и X и проводимостями $Y/2$, а трансформатор — Г-образной схемой с сопротивлениями $R_{тр}$ и $X_{тр}$ и проводимостью $Y_{тр}$ (рис. 10.5.6, б).

2. Определяем параметры линии (в режиме отключенной второй линии) $R_{л\Sigma}$ и $X_{л\Sigma}$:

а) находим сопротивление 1 км линии согласно табл. П.5.3 и (3.1.6)

$$R_{ОАС-120} = 0,27 \text{ Ом/км}; X_{ОАС-120} = 0,408 \text{ Ом/км}.$$

Полные сопротивления на 50 км составят

$$R_{л\Sigma} = 0,27 \cdot 50 = 13,5 \text{ Ом}; X_{л\Sigma} = 0,408 \cdot 50 = 20,4 \text{ Ом};$$

б) определяем проводимость линии Y . Так как проводимость $Y = g + jb$ и согласно условию величиной g пренебрегаем, то $Y = b_{л\Sigma}$. По (3.1.17), аналогично примеру 3.1.1, находим проводимость на 1 км линии

$$b_0 = 2,79 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}; \\ b_{л\Sigma} = 2,79 \cdot 10^{-6} \cdot 50 = 140 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

в) находим мощность, генерируемую каждой половиной линии

$$\frac{Q_c}{2} = \frac{U^2 b_{л\Sigma}}{2} = \frac{(110 \cdot 10^3)^2 \cdot 140 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,85 \cdot 10^6 \text{ вар или } 0,85 \text{ Мвар}$$

(имеет емкостный характер и направлена в линию).

3. Определяем параметры трансформатора:

а) согласно табл. П.5.17, строка 7, для заданного трансформатора $R_{тр} = 1,87 \text{ Ом}; X_{тр} = 43,5 \text{ Ом}$ или для двух параллельных трансформаторов

$$R_{тр\Sigma} = 1,87/2 = 0,93 \text{ Ом}; X_{тр\Sigma} = 43,5/2 = 21,7 \text{ Ом};$$

б) определяем мощность, потребляемую трансформатором в режиме холостого хода $\Delta S_{ст} = \Delta P_{ст} + j\Delta Q_{ст}$. Так как мощностью $\Delta P_{ст}$ согласно условию пренебрегаем, то мощность холостого хода равна намагничивающей:

$$\Delta S_{ст} = \Delta Q_{ст} = \frac{I_{х\%} S_{н}}{100} = \frac{0,75 \cdot 32 \cdot 10^6}{100} = 0,24 \cdot 10^6 \text{ вар или } 0,24 \text{ Мвар}$$

(имеет индуктивный характер и направлена от линии);

в) определяем суммарную мощность, генерируемую в точке b . Так как в точке b приложены две реактивные мощности: генерируемая линией и потребляемая трансформатором, то суммарная мощность в этой точке находится как алгебраическая сумма обеих мощностей:

$$\Delta Q_{с/2} - \Delta Q_{ст} \cdot 2 = 0,85 - 0,48 = 0,37 \text{ Мвар}.$$

4. Находим потерю напряжения при отсутствии конденсатора (δU по условию пренебрегаем)

$$\Delta U_{\Sigma} = \frac{\Sigma PR + \Sigma QX - \Delta Q_{с\Sigma} X}{U_{ном}} = \frac{40 \cdot 10^6 (13,5 + 0,93)}{110 \cdot 10^3} + \frac{30 \cdot 10^6 (20,4 + 21,7) - 0,37 \cdot 10^6 \cdot 20,4}{110 \cdot 10^3} = 16,7 \cdot 10^3 \text{ В или } 16,7 \text{ кВ}.$$

Реактивная мощность линии 110 кВ невелика и ею можно пренебречь.

5. Определяем приведенное к высшей стороне напряжение потребителя в точке c , без компенсирующего устройства

$$U'_c = U_B - \Delta U_{\Sigma} = 115 - 16,7 = 98,3 \text{ кВ}.$$

6. По (10.5.10) определяем добавочное напряжение $\Delta U_{к.у}$, которое должно дать компенсирующее устройство. Для этого находим приведенное к высшей стороне значение

$$U'_{потр.ж} = U_{потр.ж} k = 10 \cdot 115/10,5 = 109,5 \text{ кВ};$$

или

$$\Delta U_{к.у} = U'_{потр.ж} - U'_c = 109,5 - 98,3 = 11,2 \text{ кВ}.$$

7. По (10.5.15) находим мощность компенсирующего устройства

$$Q_{к.у} = \frac{\Delta U_{к.у} U'_{потр.ж}}{X_{\Sigma}} = \frac{11,2 \cdot 10^3 \cdot 109,5 \cdot 10^3}{20,4 + 21,7} = 29,1 \cdot 10^6 \text{ вар или } 29,1 \text{ Мвар}.$$

Выбираем по таблицам батарею конденсаторов с ближайшей большей мощностью 38,4 Мвар типа КАС-0,66-20. Лишние две ветви можно отключить. При этом мощность будет равна 28,8 Мвар.

1. Что такое системный расчет и как выбирается мощность КУ в распределительных сетях у потребителей на основании этого расчета?
2. По какому основному экономическому показателю определяется наиболее выгодный вариант размещения КУ между потребителями?
3. При расчете размещения КУ между потребителями мощность одного из компенсирующих устройств получилась близкой к нулю (или отрицательной). Как надо проводить расчет дальше?
4. Зависит ли мощность БК от активной мощности потребителей?
5. В режимах малых нагрузок, чтобы снизить напряжение с помощью КУ, увеличивают потерю напряжения. К каким неприятным последствиям это приводит?
6. От каких факторов зависит мощность БК, выбранная по условию регулирования напряжения?

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Решение задач глубокой, коренной реконструкции народного хозяйства на базе новейших достижений науки и техники, поставленных XXVII съездом КПСС, невозможно без ускорения научно-технического прогресса, который должен осуществлять и инженер. А стать хорошим инженером невозможно без мобилизации творческих сил каждого.

Активное участие студента в методическом процессе, а не только пассивное усвоение знаний с «голоса» преподавателя способствует мобилизации скрытых сил и возможностей. В свою очередь, это вызовет рост общественного престижа высококачественного труда и профессионального мастерства.

В книге автор стремился дать студентам представление по составлению элементарных алгоритмов, связанных с физикой явлений и возможностью сознательного использования их при расчетах на ЭВМ в практике проектирования и эксплуатации электрических сетей и систем.

Одна из самых важных задач данного учебного пособия — привить студентам навыки по определению главного в рассматриваемых разделах, самостоятельного нахождения новых вопросов и их решения.

Электроэнергетика относится к отрасли, определяющей научно-технический прогресс. Она должна развиваться опережающими темпами. Такое развитие невозможно без экономических расчетов, анализа и сопоставлений. Поэтому в книге экономическим вопросам, а также новым экономическим методам придается особое значение.

ПРИЛОЖЕНИЯ

П.1. Пример расчета распределения мощностей в сложной замкнутой сети методом узловых напряжений

Пример П.1.1. Найти распределение мощностей по условиям примера 4.6.1 (см. рис. 4.6.4) методом узловых напряжений. Сравнить с результатами при использовании метода контурных токов.

Решение. 1. Задаемся неизвестными напряжениями в узлах \dot{U}_I и \dot{U}_{II} (рис. П.1.1). Напряжение питающего пункта \dot{U}_A известно. Обозначим $\dot{U}_A - \dot{U}_I = \Delta \dot{U}_{AI}$; $\dot{U}_A - \dot{U}_{II} = \Delta \dot{U}_{AII}$. Тогда $\dot{U}_I - \dot{U}_{II} = \Delta \dot{U}_{AII} - \Delta \dot{U}_{AI}$.
2. Определяем мощности на каждой линии.

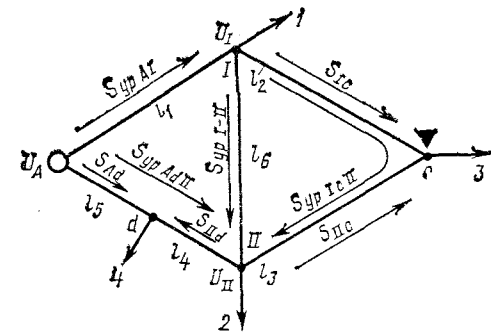


Рис. П.1.1. Схема распределения линейных мощностей к примеру П.1.1

А. На линии AI нагрузка отсутствует и остается только уравнительная мощность. По (4.5.11) и (4.5.12)

$$S_I^* = S_{урAI}^* = \frac{3U_\phi(U_A - U_I)}{Z_0 l_1} = \frac{3U_\phi \Delta U_{AI}}{Z_0 \cdot 100}$$

Обозначая $3U_\phi \Delta U_{AI} / Z_0 = x$, находим

$$S_I^* = S_{AI}^* = (1/100) x.$$

Б. На линии $IcII$ имеется нагрузка в точке c . Аналогично расчету линий с двусторонним питанием определяем мощности:

а) при равных напряжениях на концах I и II по (4.5.7)

$$S_{Ic}^* = \frac{S_{Ic}^* l_3}{l_1 + l_3} = \frac{3 \cdot 100}{300} = 1 \text{ кВт};$$

$$S_{Ic}^* = \frac{S_c l_2}{l_2 + l_3} = \frac{3 \cdot 200}{300} = 2 \text{ кВт};$$

б) уравнительную мощность на этой же линии по (4.5.12)

$$S_{ypIcII}^* = \frac{3U_{\Phi}^*(\dot{U}_I - \dot{U}_{II})}{Z_0(l_2 + l_3)} = \frac{3U_{\Phi}^*(\Delta\dot{U}_{AII} - \Delta\dot{U}_{AI})}{Z_0 \cdot 300}.$$

Обозначая $3U_{\Phi}^*\Delta\dot{U}_{AII}/Z_0 = y$ и используя введенное ранее обозначение x , находим

$$S_{ypIcII}^* = (y - x)/300;$$

в) полная мощность получается наложением результатов расчета по п. а и б

$$S_2^* = S_{Ic}^* = S_{Ic}^* + S_{ypIcII}^* = 1 + (y - x)/300;$$

$$S_{IIc}^* = S_{Ic}^* - S_{ypIcII}^* = 2 - (y - x)/300.$$

В. На линии I-II нагрузка отсутствует и остается только уравнительная мощность

$$S_{ypII}^* = \frac{3U_{\Phi}^*(\dot{U}_I - \dot{U}_{II})}{Z_0 l_4} = \frac{3U_{\Phi}^*(\Delta\dot{U}_{AII} - \Delta\dot{U}_{AI})}{Z_0 \cdot 100} = \frac{1}{100}(y - x).$$

Уравнительная мощность S_{ypIcII}^* протекает по пути IcII. Поэтому на участке Ic она противоположна мощности нагрузки S_{Ic}^* .

На линии AII имеется нагрузка в точке d. Определяем мощности:

а) при равных напряжениях по концам A и II по (4.5.7). Так как $l_4 = l_5$, то мощности, перенесенные в узлы из точки d, одинаковы:

$$S_{Ad}^* = S_{II d}^* = \frac{S_d l_4}{l_4 + l_5} = \frac{4 \cdot 50}{100} = 2 \text{ кВт}$$

(в точке d мощности подтекают к нагрузке);

б) уравнительная мощность

$$S_{ypAII}^* = \frac{3U_{\Phi}^*(\dot{U}_A - \dot{U}_{II})}{Z_0(l_4 + l_5)} = \frac{3U_{\Phi}^*\Delta\dot{U}_{AII}}{Z_0 \cdot 100} = \frac{1}{100}y;$$

в) полная мощность получается наложением результатов расчета по п. а и б:

$$S_{Ad\Sigma}^* = S_{Ad}^* + S_{ypAII}^* = 2 + \frac{3U_{\Phi}^*\Delta\dot{U}_{AII}}{Z_0 \cdot 100} = 2 + \frac{1}{100}y;$$

$$S_{dII\Sigma}^* = -S_{dII}^* + S_{ypAII}^* = -2 + \frac{3U_{\Phi}^*\Delta\dot{U}_{AII}}{Z_0 \cdot 100} = -2 + \frac{1}{100}y.$$

3. Составляем узловые уравнения по первому закону Кирхгофа. Узел I:

$$S_{AI}^* - S_{Ic}^* - S_{II}^* - S_I^* = 0.$$

Группируя члены, содержащие множители x и y , а также свободные члены, получаем

$$\left(\frac{1}{100} + \frac{1}{300} + \frac{1}{100}\right)x + \left(-\frac{1}{300} - \frac{1}{100}\right)y - 2 = 0.$$

После умножения обеих частей уравнения на 300 уравнение запишется как

$$7x - 4y - 600 = 0. \quad (\text{П.1.1})$$

Узел II:

$$-S_{Ic}^* - S_{II}^* + S_{dII}^* - S_{II}^* = 0.$$

После аналогичных операций, проведенных для узла I, получим

$$-4x + 7y - 1800 = 0. \quad (\text{П.1.2})$$

4. Из уравнений (П.1.1) и (П.1.2) находим

$$x = 11400/33 = 345 \text{ и } y = 1500/33 = 455$$

(по величинам x и y могут быть найдены значения $\Delta\dot{U}_{AI}$ и $\Delta\dot{U}_{AII}$. Зная U_A , можно определить напряжения узлов \dot{U}_I и \dot{U}_{II}).

5. Подставив значения x и y в выражения для мощностей на участках, получим

$$S_{AI}^* = x/100 = 3,45 \text{ кВт};$$

$$S_{Ic}^* = 1 + (y - x)/300 = 1,36 \text{ кВт};$$

$$S_{IIc}^* = 2 - (y - x)/300 = 1,64 \text{ кВт};$$

$$S_{II}^* = (y - x)/100 = 1,09 \text{ кВт};$$

$$S_{Ad}^* = 2 + y/100 = 6,55 \text{ кВт};$$

$$S_{II d}^* = -2 + y/100 = 2,55 \text{ кВт}.$$

Сравнивая примеры 4.6.1 и П.1.1, видим, что оба метода дают практически одинаковые результаты (см. рис. 4.6.6). Целесообразен метод с меньшим числом уравнений. Если контуров меньше, чем узлов, рациональнее считать методом контурных токов; если же узлов меньше, чем контуров, — то методом узловых напряжений.

П.2. Матричные методы расчетов

Понятие о матрицах и основных законах матричной алгебры. Алгебра вообще — это система правил, по которым производятся алгебраические действия. Алгебр много: Булева (алгебра логики); матричная*; алгебра классическая (действия с вещественными величинами — изучается в школе); алгебра комплексных чисел; векторная (действия с векторами) и др.

Каждая алгебра должна давать свой эффект при решении каких-то конкретных задач — либо более легкое решение, либо решение каких-то задач, которые не решаются с помощью других алгебр. Например, в алгебре логики всего две величины: нуль и единица (0 и 1). Вначале незамеченная, теперь эта алгебра применяется все шире и шире для решения логических задач и задач с контактными схемами.

Основные действия алгебр — сложение и умножение. Остальные действия — производные этих двух.

Француз Галуа** (1811—1832) дал общие законы алгебр вообще. До этого существовало мнение, что алгебра только одна.

* Мельников Н. А. Матричный метод анализа электрических цепей. — М.: Энергия, 1972; Расчеты и анализ режимов работы сетей/Под ред. В. А. Веникова. — М.: Энергия, 1974.

** Погиб на дуэли в возрасте 21 года. Участник революционного движения, дважды сидел в тюрьме.

Преимущество матриц — краткость записи и удобство запоминания. Действительно, вектор в алгебре комплексных величин на плоскости в двухмерном пространстве записывается несложно: $\mathbf{A} = a + jb$ или в показательной форме: $\mathbf{A} = Ae^{j\alpha}$ (рис. П.2.1). В матричной форме он записывается как столбцовая матрица (один столбец):

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} a \\ b \end{bmatrix}.$$

Векторы и матрицы записываются полужирными буквами, иногда в клетках, иногда в двойных прямых скобках, например:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 2 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & -3 \\ 0 & 5 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad \text{или} \quad \mathbf{A} = \left\| \begin{array}{cccc} 1 & 0 & 2 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & -3 \\ 0 & 5 & 1 & 0 \end{array} \right\| \text{ и т. д.}$$

Нередко нули не ставят, оставляют пустое место. Если же, например, имеются два вектора: \mathbf{A} — в пятимерном пространстве и \mathbf{B} — в трехмерном пространстве, и они линейно зависят один от другого, т. е. связаны уравнениями 1-й степени, то по законам классической алгебры они записываются пятью уравнениями:

$$\left. \begin{aligned} A_a &= k_{aa}B_a + k_{ab}B_b + k_{ac}B_c; \\ A_b &= k_{ba}B_a + k_{bb}B_b + k_{bc}B_c; \\ A_c &= k_{ca}B_a + k_{cb}B_b + k_{cc}B_c; \\ A_d &= k_{da}B_a + k_{db}B_b + k_{dc}B_c; \\ A_e &= k_{ea}B_a + k_{eb}B_b + k_{ec}B_c. \end{aligned} \right\} \quad (\text{П.2.1})$$

где A_a, A_b, A_c, A_d и A_e — проекции вектора \mathbf{A} на пять осей пространственных координат пятимерного пространства; B_a, B_b и B_c — проекции вектора \mathbf{B} на три оси пространственных координат; k_{mn} — известные постоянные коэффициенты.

Векторами \mathbf{A} и \mathbf{B} могут быть, например, напряжения между узлами и токи в ветвях.

Линейная зависимость \mathbf{A} от \mathbf{B} в матричной форме записывается как

$$\mathbf{A} = \mathbf{KB}, \quad (\text{П.2.2})$$

где \mathbf{A} и \mathbf{B} — векторы (столбцовые матрицы); \mathbf{K} — матрица коэффициентов.

Рис. П.2.1. Изображение вектора в двухмерном пространстве

Из сравнений выражений (П.2.1) и (П.2.2) видно, что уравнение (П.2.2) отличается простотой и наглядностью, при этом

$$\mathbf{K} = \begin{matrix} & \begin{matrix} B_a & B_b & B_c \end{matrix} \\ \begin{matrix} A_a \\ A_b \\ A_c \\ A_d \\ A_e \end{matrix} & \begin{bmatrix} k_{aa} & k_{ab} & k_{ac} \\ k_{ba} & k_{bb} & k_{bc} \\ k_{ca} & k_{cb} & k_{cc} \\ k_{da} & k_{db} & k_{dc} \\ k_{ea} & k_{eb} & k_{ec} \end{bmatrix} \end{matrix}. \quad (\text{П.2.3})$$

Правила матричной алгебры. Умножение \mathbf{K} на \mathbf{B} , например в выражении (П.2.2), может производиться только по правилам матричной алгебры. Чтобы понять дальнейшее, вспомним три основных закона классической алгебры: коммутативность, ассоциативность и дистрибутивность.

1. Коммутативность (переместительность)

$$\mathbf{A} + \mathbf{B} = \mathbf{B} + \mathbf{A}; \quad \mathbf{AB} = \mathbf{BA}. \quad (\text{П.2.4})$$

Для матриц этот закон соблюдается только при сложении. В общем случае не соблюдается при умножении

$$\mathbf{AB} \neq \mathbf{BA}. \quad (\text{П.2.5})$$

Может соблюдаться только в частных случаях.

2. Ассоциативность (сочетательность)

$$\left. \begin{aligned} \mathbf{A} + \mathbf{B} + \mathbf{C} &= (\mathbf{A} + \mathbf{B}) + \mathbf{C} = \mathbf{A} + (\mathbf{B} + \mathbf{C}); \\ \mathbf{ABC} &= (\mathbf{AB})\mathbf{C} = \mathbf{A}(\mathbf{BC}). \end{aligned} \right\} \quad (\text{П.2.6})$$

Для матриц этот закон соблюдается.

3. Дистрибутивность (распределительность)

$$\mathbf{A}(\mathbf{B} + \mathbf{C}) = \mathbf{AB} + \mathbf{AC}. \quad (\text{П.2.7})$$

Для матриц этот закон соблюдается. Однако $\mathbf{A}(\mathbf{B} + \mathbf{C}) \neq \mathbf{BA} + \mathbf{CA}$, т. е. переставлять множители нельзя.

Матрицы могут складываться, умножаться, вычитаться, возводиться в степень, из них могут извлекаться корни и т. д.

Сложение матриц. Матрицы могут складываться, когда число строк и столбцов одной матрицы равно соответственно числу строк и столбцов другой. При этом величина, записанная в m -й строке и n -м столбце одной матрицы, прибавляется к величине, записанной в m -й строке и n -м столбце другой, и сумма записывается в m -й строке и n -м столбце результирующей матрицы. Например:

$$\begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 3 & 0 \\ -6 & 2 & -1 \\ 0 & 0 & 1 \\ 5 & 2 & 3 \end{bmatrix} \end{matrix} + \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ 4 & -1 & 6 \\ 3 & 0 & 2 \\ 11 & -2 & 0 \end{bmatrix} \end{matrix} = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 12 & 3 & 1 \\ -2 & 1 & 5 \\ 3 & 0 & 3 \\ 16 & 0 & 3 \end{bmatrix} \end{matrix}.$$

Легко видеть, что $A+B=B+A$, т. е. сложение матриц коммутативно.

Умножение матриц. Матрицы могут умножаться, если число столбцов первой матрицы равно числу строк второй. В результате получается матрица с числом строк первой и числом столбцов второй. При этом каждая m -я строка первой матрицы умножается на каждый n -й столбец второй матрицы. Полученный результат записывается в m -й строке и n -м столбце результирующей матрицы. Умножение строки на столбец производится так. Величина, записанная в 1-м столбце m -й строки первой матрицы, умножается на величину, записанную в 1-й строке n -го столбца второй матрицы; величина, записанная во 2-м столбце m -й строки первой матрицы, умножается на величину, записанную во 2-й строке n -го столбца второй матрицы, и т. д. Полученные произведения складываются. Например:

$$\begin{array}{|c|c|} \hline 1 & 2 \\ \hline 1 & 0 \\ \hline 2 & -2 \\ \hline 3 & 5 \\ \hline \end{array} \times \begin{array}{|c|c|c|c|} \hline 1 & 2 & 3 & 4 \\ \hline 1 & 3 & -5 & 0 \\ \hline 2 & -5 & -1 & 2 \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|c|} \hline 1 & 2 & 3 & 4 \\ \hline 1 & 1 \cdot 1 + 0 \cdot 3 = 1 & 1 \cdot 3 + 0 \cdot (-5) = 3 & 1 \cdot (-5) + 0 \cdot (-1) = -5 & 1 \cdot 0 + 0 \cdot 2 = 0 \\ \hline 2 & 3 \cdot 1 + (-2) \cdot 3 = -3 & 3 \cdot 3 + (-2) \cdot (-5) = 19 & 3 \cdot (-5) + (-2) \cdot (-1) = -13 & 3 \cdot 0 + (-2) \cdot 2 = -4 \\ \hline 3 & 2 \cdot 1 + 5 \cdot 3 = 17 & 2 \cdot 3 + 5 \cdot (-5) = -19 & 2 \cdot (-5) + 5 \cdot (-1) = -15 & 2 \cdot 0 + 5 \cdot 2 = 10 \\ \hline \end{array}$$

$$\begin{array}{|c|c|c|c|} \hline 1 & 2 & 3 & 4 \\ \hline 1 & 1 & 3 & -5 & 0 \\ \hline 2 & -3 & 19 & -13 & -4 \\ \hline 3 & 17 & -19 & -15 & 10 \\ \hline \end{array}$$

Частный случай. При умножении матрицы на вектор (матрица с одним столбцом) в результате получается вектор

$$\begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 2 & 3 \\ \hline 1 & 0 & 1 & 2 \\ \hline 2 & 1 & 2 & -1 \\ \hline \end{array} \times \begin{array}{|c|} \hline 1 \\ \hline -1 \\ \hline 2 \\ \hline -3 \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|} \hline 1 & 0 \cdot (-1) + 1 \cdot 2 + 2 \cdot (-3) \\ \hline 2 & 1 \cdot (-1) + 2 \cdot 2 + (-1) \cdot (-3) \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|} \hline -4 \\ \hline 6 \\ \hline \end{array}$$

Пример П.2.1. Произвести умножение матрицы U на матрицу напряжений I

$$I = \begin{array}{|c|c|} \hline I_{11} & I_{12} \\ \hline I_{21} & I_{22} \\ \hline I_{31} & I_{32} \\ \hline \end{array}; U = \begin{array}{|c|c|c|c|} \hline U_{11} & U_{12} & U_{13} & U_{14} \\ \hline U_{21} & U_{22} & U_{23} & U_{24} \\ \hline \end{array}$$

Решение. Согласно законам умножения матриц

$$IU = \begin{array}{|c|c|} \hline 1 & 2 \\ \hline 1 & I_{11} & I_{12} \\ \hline 2 & I_{21} & I_{22} \\ \hline 3 & I_{31} & I_{32} \\ \hline \end{array} \times \begin{array}{|c|c|c|c|} \hline 1 & 2 & 3 & 4 \\ \hline 1 & U_{11} & U_{12} & U_{13} & U_{14} \\ \hline 2 & U_{21} & U_{22} & U_{23} & U_{24} \\ \hline \end{array} =$$

$$\begin{array}{|c|c|c|c|} \hline 1 & 2 & 3 & 4 \\ \hline 1 & I_{11}U_{11} + I_{12}U_{21} & I_{11}U_{12} + I_{12}U_{22} & I_{11}U_{13} + I_{12}U_{23} & I_{11}U_{14} + I_{12}U_{24} \\ \hline 2 & I_{21}U_{11} + I_{22}U_{21} & I_{21}U_{12} + I_{22}U_{22} & I_{21}U_{13} + I_{22}U_{23} & I_{21}U_{14} + I_{22}U_{24} \\ \hline 3 & I_{31}U_{11} + I_{32}U_{21} & I_{31}U_{12} + I_{32}U_{22} & I_{31}U_{13} + I_{32}U_{23} & I_{31}U_{14} + I_{32}U_{24} \\ \hline \end{array}$$

Неособенная и особенная матрицы. Неособенной называется матрица, если ее определитель $D \neq 0$; особенной, если определитель $D = 0$. Квадратные матрицы, в которых число строк равно числу столбцов, могут быть неособенными или особенными. Условно можно неквадратные матрицы дополнить до квадратных нулями. Все неквадратные матрицы особенные. При умножении матриц их определители также умножаются.

Так как определители — это числа, то они коммутативны:

$$D_A D_B = D_B D_A = D_{AB} = D_{BA}$$

Обратные матрицы. Матрицы, при перемножении которых получается единица, называются обратными: $AB = I$, где I — единичная матрица

$$I = \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & 2 & 3 \\ \hline 1 & 1 & 0 & 0 \\ \hline 2 & 0 & 1 & 0 \\ \hline 3 & 0 & 0 & 1 \\ \hline \end{array}$$

Иногда эта матрица обозначается $E (E = I)$. Единичная матрица всегда квадратная, т. е. число строк всегда равно числу столбцов и может быть любым. Для обратных матриц A и B можно записать:

$$A = B^{-1} \text{ или } B = A^{-1}$$

Таким образом,

$$AA^{-1} = A^{-1}A = BB^{-1} = B^{-1}B = 1.$$

Определение обратных матриц очень сложно. Для этой цели используют ЭВМ. Однако существуют и упрощенные методы определения обратных матриц, которые здесь не рассматриваются.

Квадратная неособенная матрица имеет только одну обратную. Особенная матрица обратной не имеет.

Деление матриц — это есть умножение на обратную.

$$\frac{A}{B} = AB^{-1}.$$

Транспонированная матрица. Матрица, у которой строки и столбцы меняются местами. Например, матрица A имеет вид

$$A = \begin{pmatrix} m_{11} & m_{12} & m_{13} \\ m_{21} & m_{22} & m_{23} \end{pmatrix},$$

а транспонированная ей

$$A_t = \begin{pmatrix} m_{11} & m_{21} \\ m_{12} & m_{22} \\ m_{13} & m_{23} \end{pmatrix}.$$

Если транспонировать вектор

$$A = \begin{pmatrix} a_1 \\ a_2 \\ a_3 \end{pmatrix}, \text{ то } A_t = \begin{pmatrix} a_1 & a_2 & a_3 \end{pmatrix}.$$

Если транспонировать произведение, то меняется порядок множителей. Например,

$$(AB)_t = B_t A_t.$$

Виды матриц. Из множества видов матриц (ортогональная, симметричная, кососимметричная, эрмитова, косоэрмитова и др.) напомним только о некоторых:

— *квадратная* — матрица, число строк которой равно числу столбцов;

— *диагональная* — квадратная матрица, у которой величины (кро-

ме нулей) стоят только по диагонали (слева сверху, направо вниз)

$$A = \begin{pmatrix} a_1 & & & \\ & a_2 & & \\ & & a_3 & \\ & & & a_4 \end{pmatrix};$$

— *нулевая* — матрица, у которой все члены — нули (нули для кратности записи могут не ставиться):

$$0 = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} & & \\ & & \\ & & \end{pmatrix};$$

— *единичная* — матрица, у которой по диагонали стоят единицы 1 . Все матрицы при умножении на единичную коммутативны:

$$A1 = 1A \text{ или } EA = AE;$$

— *ортогональная* — это такая матрица, которая при перемножении на транспонированную дает единичную матрицу:

$$MM_t = E.$$

Например,

$$A = \begin{pmatrix} 1/2 & 1/\sqrt{2} & 0 & 1/2 \\ -1/2 & 0 & 1/\sqrt{2} & 1/2 \end{pmatrix};$$

$$A_t = \begin{pmatrix} 1/2 & -1/2 \\ 1/\sqrt{2} & 0 \\ 0 & 1/\sqrt{2} \\ 1/2 & 1/2 \end{pmatrix}.$$

Легко проверить, что $AA_t = 1$.

Матрицы инциденций. Две матрицы \mathbf{M} и \mathbf{N} , которыми изображается электрическая схема, называются *матрицами инциденций*. Изображение электрических схем математическими символами является достижением современной науки и подтверждает важность применения матриц для записи и выводов теории электрических цепей. Каждая матрица строго соответствует определенной схеме, а каждая схема — определенной матрице, т. е. по любой схеме могут быть составлены матрицы \mathbf{M} и \mathbf{N} и по каждой из этих матриц составлена схема. Первая матрица инциденций \mathbf{M} называется *узловой матрицей*, вторая матрица \mathbf{N} — *контурной*.

Составление матриц инциденций рассматривается на конкретном примере. На рис. П.2.2 показана электрическая схема сети с тремя контурами — I , II и III , тремя узлами — I , II и III , 6-ю ветвями (1, 2, 3, 4, 5 и 6) и задающими токами j_A , j_I , j_{II} и j_{III} . Все токи, подтекающие к узлам извне, называются *задающими*. Для задающего тока за положительное направление «+» принято такое, при котором токи подтекают к узлу (токи нагрузок, оттекающие от узлов — это задающие токи со знаком «-»).

Любой произвольный узел, в котором задающий ток не задан, может быть принят за балансирующий (базисный). Балансирующий узел — это такой, по отношению к которому

берутся все напряжения. Потенциал балансирующего узла U_6 условно можно принять любым, удобнее всего — равным нулю (0). При этом и для остальных узлов вместо действительных напряжений U_m берутся (при $U_6=0$) их напряжения по отношению к балансирующему узлу, т. е. разность $U_m - U_6$. Такой метод пригоден для нахождения токораспределения и потерь напряжения. Абсолютное значение напряжений в узлах определяется в дальнейшем с учетом фактического напряжения балансирующего узла. Обычно задающие токи j во всех узлах, кроме балансирующего, известны. Задающий ток балансирующего узла на-

зывается *балансирующим током*. Если в схеме (рис. П.2.2) за балансирующий узел принять питающий пункт A , то балансирующим током, подтекающим к нему, будет j_A . Это такой ток, который дополняет сумму задающих токов до нуля:

$$j_I + j_{II} + j_{III} + j_A = 0. \quad (\text{П.2.8})$$

Так как балансирующий узел для краткости записи можно из матрицы исключить, то *узловая матрица сокращается на одну строку*.

Для всех ветвей произвольно принимаются положительные направления. Например, за положительное направление ветви 3 принято направление от узла III к узлу II .

Узловая матрица инциденций \mathbf{M} для схемы (рис. П.2.2)

		1	2	3	4	5	6	
I	-1	1				-1		(П.2.9)
II		-1	-1				-1	
III			1	-1	1			

Узлам соответствуют строки, ветвям — столбцы. В строке, соответствующей данному узлу, для каждой ветви записывается $+1$, если ветвь отходит от узла, -1 , если ветвь подходит к узлу, и 0 , если данный узел не является концом ветви (знак «+» для краткости не записывается). Например, от узла III отходят ветви 3 и 5. Поэтому в строке III в столбцах 3 и 5 записаны 1 . Ветвь 4 подходит к узлу III и в столбце 4 записана -1 . Ветви 1, 2 и 6 не проходят через узел III и в этих столбцах записываются нули или остаются пустые места.

Как видно из матрицы, в каждом столбце не более *двух* цифр. Если цифра одна — это означает, что одним из концов этой ветви является балансирующий узел (0).

Контурная матрица инциденций \mathbf{N} для схемы (рис. П.2.2)

		1	2	3	4	5	6	
I	1	1					-1	(П.2.10)
II			-1	-1			1	
III		1	-1			1		

Контурам соответствуют строки, ветвям — столбцы. Задаются положительными направлениями контуров (произвольно).

В строке, соответствующей данному контуру для каж-

дой ветви, записывается $+1$ (1), если направление ветви совпадает с направлением контура, -1 , если направление ветви противоположно направлению контура, и 0 (пустое место), если ветвь не входит в контур. Например, для контура II (0 II III 0) направление ветви 6 совпадает с направлением контура. Поэтому в строке II в столбце 6 записана 1. Направление ветвей 3 и 4 противоположно направлению контура и в столбцах 3 и 4 записана -1 . Ветви 1, 2 и 5 не входят в контур и в этих столбцах оставлены пустые места.

В матрицу вводятся только независимые контуры. Поэтому перед составлением контурной матрицы необходимо определить число независимых контуров в схеме.

Число ветвей в рассматриваемой схеме — 6, а число узлов — 3, т. е. число независимых контуров равно трем ($6-3=3$).

Законы Кирхгофа в матричной форме:

Первый закон — сумма токов подтекающих равна сумме оттекающих. Независимо от числа узлов (оно может быть любым) первый закон Кирхгофа в матричной форме записывается очень кратко:

$$\mathbf{M}\mathbf{I}_B = \mathbf{j}, \quad (\text{П.2.11})$$

где \mathbf{M} — узловая матрица, составленная аналогично (П.2.9); \mathbf{I}_B — вектор токов ветвей

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ \dots \\ \dots \end{bmatrix}; \mathbf{j} — \text{вектор задающих токов}$$

токов

$$\begin{bmatrix} j_1 \\ j_{II} \\ j_{III} \\ \dots \end{bmatrix}$$

Если задающих токов нет, т. е. $j=0$, то

$$\mathbf{M}\mathbf{I}_B = 0. \quad (\text{П.2.12})$$

Рассмотрим, соблюдается ли закон по выражению (П.2.

11), например, для схемы, показанной на рис. П.2.2. Для этого проверим, получится ли вектор задающих токов \mathbf{j} при умножении матрицы \mathbf{M} по (П.2.9) на вектор токов ветвей \mathbf{I}_B . Действительно,

$$\begin{bmatrix} -1 & 1 & & & -1 & \\ & -1 & -1 & & & -1 \\ & & 1 & -1 & 1 & \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix} =$$

$$= \begin{bmatrix} -I_1 + I_2 - I_5 \\ -I_2 - I_3 - I_6 \\ I_3 - I_4 + I_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} j_I \\ j_{II} \\ j_{III} \end{bmatrix} = \mathbf{j},$$

где $j_I = -I_1 + I_2 - I_5$; $j_{II} = -I_2 - I_3 - I_6$; $j_{III} = I_3 - I_4 + I_5$, что соответствует первому закону Кирхгофа для узлов I, II и III. Следовательно, закон соблюдается. Нетрудно проверить, что соблюдается он и для других схем.

Второй закон — сумма напряжений по замкнутому контуру равна нулю (сумма эдс равна сумме падений напряжений). Независимо от числа контуров второй закон Кирхгофа в матричной форме

$$\mathbf{N}\mathbf{U}_B = 0, \quad (\text{П.2.13})$$

где \mathbf{N} — контурная матрица, составленная аналогично (П.2.10); \mathbf{U}_B — вектор напряжения ветвей

$$\begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ U_4 \\ U_5 \\ U_6 \end{bmatrix}$$

Рассмотрим, соблюдается ли закон по выражению (П.2.13), например, для схемы, показанной на рис. П.2.2. Для этого проверим, получится ли нуль при умножении матрицы \mathbf{N} по (П.2.10) на вектор напряжения ветвей \mathbf{U}_B . При наличии в контуре эдс под напряжением ветви понимается падение напряжения ΔU минус эдс E , т. е. $U_B = \Delta U - E$, где, в свою очередь, $\Delta U = \mathbf{1}_B \mathbf{Z}_B$, а E — эдс в данной ветви. Напряжение ветви — это разность потенциалов концов ветвей. Например, для рассматриваемой схемы напряжение ветви 1 будет $U_1 = U_A - U_I$, но так как $U_A = 0$, то $U_1 = -U_I$; напряжение ветви 2 составит $U_2 = U_I - U_{II}$; ветви 3 равно $U_3 = U_{III} - U_{II}$; $U_4 = U_A - U_{III} = -U_{III}$ и т. д. (напряжения узлов берутся по отношению к балансирующему).

$$\begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline 1 & 1 & & & -1 \\ \hline & & -1 & -1 & & 1 \\ \hline & 1 & -1 & & 1 & \\ \hline \end{array} \times \begin{array}{c} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ U_4 \\ U_5 \\ U_6 \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline U_1 + U_2 - U_6 \\ \hline -U_3 - U_4 + U_6 \\ \hline U_2 - U_3 + U_5 \\ \hline \end{array} = \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ 0 \end{array} = 0,$$

где $U_1 + U_2 - U_6 = 0$; $-U_3 - U_4 + U_6 = 0$; $U_2 - U_3 + U_5 = 0$ соответствует второму закону Кирхгофа для контуров I, II и III. Следовательно, закон соблюдается. Нетрудно проверить, что соблюдается он и для всех других схем.

Пример П.2.2. Определить задающий ток балансирующего узла j_A в схеме (рис. П.2.3), если задающие токи $j_I = -50$ А (нагрузка), $j_{II} = 30$ А (питание) и $j_{III} = -40$ А (нагрузка).

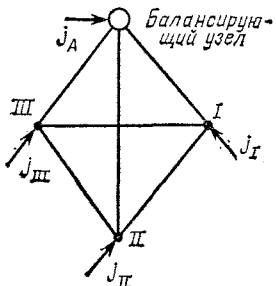


Рис. П.2.3. Схема к примеру П.2.2.

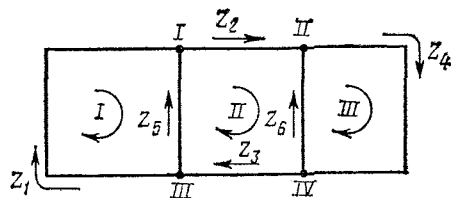


Рис. П.2.4. Схема для составления матрицы \mathbf{M} к примеру П.2.3

Решение. Так как согласно (П.2.8) сумма всех задающих токов должна быть равна нулю, т. е. $j_I + j_{II} + j_{III} + j_A = 0$, то задающий $j_A = -50 - 30 + 40 = 60$ А.

Пример П.2.3. По схеме, приведенной на рис. П.2.4, составить: 1) узловую матрицу \mathbf{M} ; 2) по матрице \mathbf{M} составить схему. Элементами ветвей могут быть любые линии, трансформаторы и т. д.

Решение. 1. Узел IV принимаем за балансирующий, и, следовательно, он из матрицы может исключаться. Тогда узловая матрица примет вид

$$\mathbf{M} = \begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline -1 & 1 & & & -1 \\ \hline & & -1 & -1 & & 1 \\ \hline 1 & & & -1 & & 1 \\ \hline & & & 1 & -1 & & 1 \\ \hline \end{array}$$

2. По матрице \mathbf{M} составляем схему (рис. П.2.5), которая должна соответствовать рис. П.2.4. Однако ветви Z_4 и Z_6 в схеме рис. П.2.5 не соответствуют ветвям рис. П.2.4. Это объясняется тем, что ветви 4 и 6 параллельные и могут быть переставлены местами. Аналогично могут поменяться местами и параллельные ветви 1 и 5. Когда по матрице составляется схема, то ее вид может меняться, но схема остается той же.

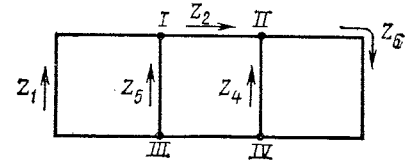


Рис. П.2.5. Схема, составленная по матрице \mathbf{M} к примеру П.2.3

Пример П.2.4. По схеме, приведенной на рис. П.2.4, составить: 1) контурную матрицу \mathbf{N} ; 2) по матрице \mathbf{N} составить схему.

Решение. 1. Контурная матрица будет иметь вид

$$\mathbf{N} = \begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline 1 & & & & -1 \\ \hline & 1 & 1 & & 1 & -1 \\ \hline & & & 1 & & 1 \\ \hline \end{array}$$

2. По этой матрице \mathbf{N} составляем схему, изображенную на рис. П.2.6. Эта схема соответствует схеме, приведенной на рис. П.2.4. Однако вид ее изменился, но схема осталась той же.

Соотношение между напряжениями узлов \mathbf{U}_A и напряжениями ветвей \mathbf{U}_B выражается так:

$$\mathbf{M}_t \mathbf{U}_A = \mathbf{U}_B, \quad (\text{П.2.14})$$

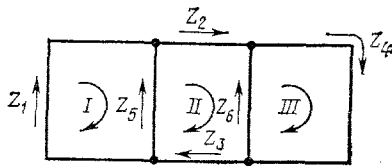


Рис. П.2.6. Схема, составленная по матрице \mathbf{N} к примеру П.2.4

где \mathbf{M}_t — транспонированная узловая матрица; \mathbf{U}_Δ — вектор узловых напряжений; \mathbf{U}_B — вектор напряжения ветвей:

$$\mathbf{U}_\Delta = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_{II} \\ U_{III} \\ \dots \end{bmatrix}; \quad \mathbf{U}_B = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ \dots \end{bmatrix}.$$

Соотношение между контурными токами \mathbf{I}_k и токами ветвей \mathbf{I}_B выражается так:

$$\mathbf{N}_t \mathbf{I}_k = \mathbf{I}_B, \quad (\text{П.2.15})$$

где \mathbf{N}_t — транспонированная контурная матрица; \mathbf{I}_k — вектор контурных токов (токи контуров I_I, I_{II}, I_{III} и т. д. протекают по всему контуру); \mathbf{I}_B — вектор токов ветвей:

$$\mathbf{I}_k = \begin{bmatrix} I_I \\ I_{II} \\ I_{III} \\ \dots \end{bmatrix}; \quad \mathbf{I}_B = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ \dots \end{bmatrix}.$$

Рассмотрим, соблюдаются ли соотношения по выражениям (П.2.14) и (П.2.15), например, для схемы, показанной на рис. П.2.2. Согласно (П.2.9), транспонированная матрица \mathbf{M}_t , умноженная на вектор узловых напряжений \mathbf{U}_Δ ,

$$\mathbf{M}_t \mathbf{U}_\Delta = \begin{bmatrix} -1 & & & & & \\ & 1 & -1 & & & \\ & & -1 & 1 & & \\ & & & & -1 & \\ -1 & & & & & 1 \\ & -1 & & & & \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} U_1 \\ U_{II} \\ U_{III} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -U_I \\ U_I - U_{II} \\ -U_{II} + U_{III} \\ -U_{III} \\ -U_I + U_{III} \\ -U_{II} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ U_4 \\ U_5 \\ U_6 \end{bmatrix}$$

будет равна вектору напряжения ветвей \mathbf{U}_B . Следовательно, уравнение (П.2.14) справедливо.

Согласно (П.2.10),

$$\mathbf{N}_t \mathbf{I}_k = \begin{bmatrix} 1 & & & & & \\ & 1 & & & & 1 \\ & & -1 & -1 & & \\ & & -1 & & & \\ & & & & 1 & \\ -1 & 1 & & & & \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_I \\ I_{II} \\ I_{III} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_I \\ I_I + I_{III} \\ -I_{II} - I_{III} \\ -I_{II} \\ I_{III} \\ -I_I + I_{II} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix} = \mathbf{I}_B,$$

где $I_1 = I_I$; $I_2 = I_I + I_{III}$; $I_3 = -I_{II} - I_{III}$; $I_4 = -I_{II}$; $I_5 = I_{III}$; $I_6 = -I_I + I_{II}$ (рис. П.2.7). Токи контуров протекают по всему контуру. В «чистом виде» они протекают только по ветвям, не связанным с другими контурами, например $I_1 = I_I$ или $I_4 = -I_{II}$.

Таким образом, уравнение (П.2.15) также справедливо.

Первый закон Кирхгофа, выраженный через матрицу узловых проводимостей \mathbf{Y} . Любая ветвь может быть представлена схемой, показанной на рис. П.2.8. Тогда напряжение ветви $U_B = U_I - U_{II} = Z I_B - E$. Или в общем виде $U_{Bm} = Z_m I_{Bm} - E_m$. Паде-

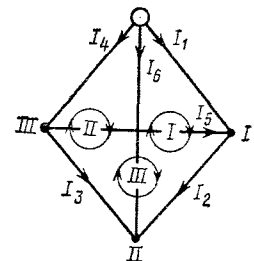


Рис. П.2.7. Схема с изображением токов ветвей

ние напряжения $Z_m I_{Bm}$ обозначим через U_{Zm} , т. е.

$$Z_m I_{Bm} = U_{Zm}.$$

В матричной форме можно записать

$$U_B = U_Z - E; \quad (\text{П.2.16})$$

$$U_Z = Z I_B, \quad (\text{П.2.17})$$

где U_Z — вектор падения напряжения в ветвях; Z — матрица сопротивления; I_B — вектор тока ветвей; E — вектор эдс ветвей

E_1
E_2
E_3
...

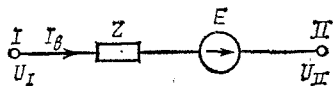


Рис. П.2.8. Схема одной ветви

Согласно (П.2.17), вектор падения напряжения в ветвях

$$U_Z = Z I_B = \begin{pmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} & Z_{14} & Z_{15} & Z_{16} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} & Z_{24} & Z_{25} & Z_{26} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} & Z_{34} & Z_{35} & Z_{36} \\ Z_{41} & Z_{42} & Z_{43} & Z_{44} & Z_{45} & Z_{46} \\ Z_{51} & Z_{52} & Z_{53} & Z_{54} & Z_{55} & Z_{56} \\ Z_{61} & Z_{62} & Z_{63} & Z_{64} & Z_{65} & Z_{66} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{pmatrix} =$$

$$= \begin{pmatrix} Z_{11}I_1 + Z_{12}I_2 + Z_{13}I_3 + Z_{14}I_4 + Z_{15}I_5 + Z_{16}I_6 \\ Z_{21}I_1 + Z_{22}I_2 + Z_{23}I_3 + Z_{24}I_4 + Z_{25}I_5 + Z_{26}I_6 \\ Z_{31}I_1 + Z_{32}I_2 + Z_{33}I_3 + Z_{34}I_4 + Z_{35}I_5 + Z_{36}I_6 \\ Z_{41}I_1 + Z_{42}I_2 + Z_{43}I_3 + Z_{44}I_4 + Z_{45}I_5 + Z_{46}I_6 \\ Z_{51}I_1 + Z_{52}I_2 + Z_{53}I_3 + Z_{54}I_4 + Z_{55}I_5 + Z_{56}I_6 \\ Z_{61}I_1 + Z_{62}I_2 + Z_{63}I_3 + Z_{64}I_4 + Z_{65}I_5 + Z_{66}I_6 \end{pmatrix}$$

Как видно, в матрице сопротивлений по диагоналям размещаются собственные сопротивления Z_1, Z_2, \dots, Z_6 , в остальных клетках — взаимные. Если взаимные сопротивления отсутствуют, то матрица сопротивлений

$$Z = \begin{pmatrix} Z_1 & & & & & \\ & Z_2 & & & & \\ & & Z_3 & & & \\ & & & Z_4 & & \\ & & & & Z_5 & \\ & & & & & Z_6 \end{pmatrix}.$$

При отсутствии эдс в ветвях согласно (П.2.16) можно записать:

$$U_B = U_Z$$

или

$$U_B = Z I_B. \quad (\text{П.2.18})$$

Умножив это равенство на Z^{-1} с л е в а, где Z^{-1} — проводимости ветвей, получим $Z^{-1}U_B = Z^{-1}Z I_B = I_B$, так как $Z^{-1}Z = 1$.

Таким образом,

$$I_B = Z^{-1}U_B. \quad (\text{П.2.19})$$

Заменив в выражении (П.2.11) для первого закона Кирхгофа значение I_B из (П.2.19) и U_B из (П.2.14), найдем

$$j = MZ^{-1}M_t U_\Delta.$$

Обозначим

$$MZ^{-1}M_t = Y_\Delta. \quad (\text{П.2.20})$$

Величина Y_Δ называется *матрицей узловых проводимостей*. Тогда первый закон Кирхгофа в матричной форме, выраженный через матрицу узловых проводимостей Y_Δ , будет

$$j = Y_\Delta U_\Delta. \quad (\text{П.2.21})$$

Составим по выражению (П.2.20) матрицу узловых проводимостей, если взаимные сопротивления отсутствуют.

Так как $Y=Z^{-1}$, то можно записать

$$Y = \begin{bmatrix} Y_1 & & & & & \\ & Y_2 & & & & \\ & & Y_3 & & & \\ & & & Y_4 & & \\ & & & & Y_5 & \\ & & & & & Y_6 \end{bmatrix}$$

Тогда для схемы, приведенной на рис. П.2.2 [выражение для матрицы M см. (П.2.9)],

$$MZ^{-1} = \begin{bmatrix} -Y_1 & Y_2 & & & -Y_5 \\ & -Y_2 & -Y_3 & & -Y_6 \\ & & Y_3 & -Y_4 & Y_5 \end{bmatrix}$$

$$MZ^{-1}M_t = \begin{bmatrix} -Y_1 & Y_2 & & & -Y_5 \\ & -Y_2 & -Y_3 & & -Y_6 \\ & & Y_3 & -Y_4 & Y_5 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} -1 & & & & \\ 1 & -1 & & & \\ & -1 & 1 & & \\ & & & -1 & \\ -1 & & & & 1 \\ & -1 & & & \end{bmatrix}$$

Следовательно, матрица узловых проводимостей

$$Y_{\Delta} = MZ^{-1}M_t = \begin{bmatrix} Y_1 + Y_2 + Y_5 & -Y_2 & -Y_5 \\ -Y_2 & Y_2 + Y_3 + Y_6 & -Y_3 \\ -Y_5 & -Y_3 & Y_3 + Y_4 + Y_5 \end{bmatrix}$$

Как видно, по диагоналям записывается сумма всех проводимостей ветвей, независимо от их направлений, сходящихся к данному узлу. Во всех остальных клетках записываются проводимости соответствующих ветвей. Например, узлы I и II соединены ветвью с сопротивлением Z_2 . Поэтому во втором столбце первой строки и в первом столбце второй строки записано сопротивление $-Z_2$. Сопротивления записываются с обратным знаком независимо от направления ветви.

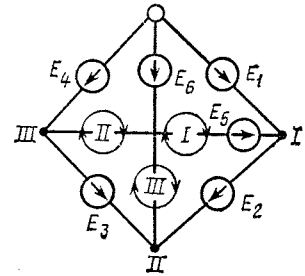


Рис. П.2.9. Схема с изображением эдс ветвей

Таким образом, зная узловые напряжения U_{Δ} и матрицу узловых проводимостей Y_{Δ} , по выражению (П.2.21) можно найти задающие токи j .

Матрица узловых сопротивлений $Y_{\Delta}^{-1} = Z_{\Delta}$. Умножив выражение (П.2.21) с л е в а на Y_{Δ}^{-1} , получим

$$U_{\Delta} = Y_{\Delta}^{-1}j, \quad (\text{П.2.22})$$

т. е., зная задающие токи j (часто — это токи нагрузок с обратным знаком), с помощью матрицы узловых сопротивлений Y_{Δ}^{-1} можно найти узловые напряжения U_{Δ} . Эту матрицу узловых сопротивлений можно получить о б р а щ е н и е м матрицы узловых проводимостей Y_{Δ} .

Второй закон Кирхгофа, выраженный через матрицу контурных сопротивлений Z_k . Умножим (П.2.16) на матрицу N с л е в а. Тогда

$$NU_B = NU_Z - NE.$$

Так как согласно (П.2.13) $NU_B = 0$, то

$$NU_Z = NE. \quad (\text{П.2.23})$$

Величина NE — вектор контурных эдс; E_k — сумма эдс в контуре

$$\begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ \dots \end{bmatrix}$$

Тогда

$$NE = E_k. \quad (\text{П.2.24})$$

Рассмотрим, соблюдается ли соотношение по выражению (П.2.24), например, для схемы, показанной на рис. П.2.9.

Согласно (П.2.10), контурная матрица N , умноженная на вектор эдс ветвей E ,

$$NE = \begin{bmatrix} 1 & 1 & & & & -1 \\ & & -1 & -1 & & 1 \\ & 1 & -1 & & 1 & \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ E_3 \\ E_4 \\ E_5 \\ E_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_1 + E_2 - E_6 \\ E_6 - E_3 - E_4 \\ E_2 - E_3 + E_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_{II} \\ E_{III} \end{bmatrix} = E_k.$$

Следовательно, уравнение (П.2.24) справедливо.

Соотношение между контурными эдс E_k и контурными токами I_k согласно (П.2.23)

$$NU_Z = E_k. \quad (\text{П.2.25})$$

Подставив в (П.2.25) значение U_Z из (П.2.17), получим

$$NZI_B = E_k. \quad (\text{П.2.26})$$

В (П.2.26) подставим значение I_B из (П.2.15). Тогда

$$NZN_t I_k = E_k.$$

Обозначим

$$NZN_t = Z_k. \quad (\text{П.2.27})$$

Величина Z_k называется *матрицей контурных сопротивлений*. При этом второй закон Кирхгофа в матричной форме, выраженный через матрицу контурных сопротивлений Z_k , будет

$$E_k = Z_k I_k. \quad (\text{П.2.28})$$

Составим по (П.2.27) матрицу контурных сопротивлений Z_k , например, для рассматриваемой схемы (рис. П.2.2). Производим умножение двух матриц NZ , а затем на мат-

рицу N_t :

$$NZ = \begin{bmatrix} 1 & 1 & & & & -1 \\ & & -1 & -1 & & 1 \\ & 1 & -1 & & 1 & \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} Z_1 & & & & & \\ & Z_2 & & & & \\ & & Z_3 & & & \\ & & & Z_4 & & \\ & & & & Z_5 & \\ & & & & & Z_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_1 & Z_2 & & & & -Z_6 \\ & & -Z_3 & -Z_4 & & Z_6 \\ & Z_2 & -Z_3 & & Z_5 & \end{bmatrix};$$

$$NZN_t = \begin{bmatrix} Z_1 & Z_2 & & & & -Z_6 \\ & & -Z_3 & -Z_4 & & Z_6 \\ & Z_2 & -Z_3 & & Z_5 & \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 1 & & \\ 1 & & 1 \\ & -1 & -1 \\ & -1 & \\ & & 1 \\ -1 & 1 & \end{bmatrix}.$$

Следовательно, матрица контурных сопротивлений

$$Z_k = NZN_t = \begin{bmatrix} Z_1 + Z_2 + Z_6 & -Z_6 & Z_2 \\ -Z_6 & Z_3 + Z_4 + Z_6 & Z_3 \\ Z_2 & Z_3 & Z_2 + Z_3 + Z_5 \end{bmatrix}.$$

Как видно, по диагоналям откладывается сумма всех сопротивлений ветвей, находящихся в данном контуре. В остальных клетках ставятся сопротивления ветви, входящие в оба рассматриваемых контура. Например, в контуры

I и II входит одновременно ветвь b . Следовательно, в клетках $I-II$ или $II-I$ ставится Z_b . Если направления контуров совпадают, то ставится сопротивление с положительным знаком, если не совпадают, например, для контуров I и II , то ставится сопротивление с минусом ($-Z_b$).

Если между контурами имеется две или несколько ветвей, входящих в оба контура, то в соответствующей клетке ставится алгебраическая сумма сопротивлений этих ветвей с учетом знака для каждого члена.

Таким образом, зная контурные токи I_k и матрицу контурных сопротивлений Z_k , по выражению (П.2.28) можно найти эдс контуров E_k .

Матрица контурных проводимостей $Z_k^{-1}=Y_k$. Умножая выражение (П.2.28) слева на Z_k^{-1} , получим

$$I_k = Z_k^{-1} E_k, \quad (\text{П.2.29})$$

т. е., зная контурные эдс с помощью матрицы контурных проводимостей Z_k^{-1} , можно найти контурные токи I_k . Матрицу контурных проводимостей можно получить обратным к матрице контурных сопротивлений Z_k .

Коэффициенты распределения. Каждый задающий ток j наводит в ветви с вою часть тока. Одновременно каждая эдс контура (если эдс в контуре имеются) также наводит в ветви с вою составляющую тока. Если имеются задающие токи, а эдс $E=0$, то коэффициентом распределения a_{mn} называется отношение части тока ветви I_{vm} к задающему току узла n , j_n , их вызвавшему. Например, задающий ток равен 100 А. Этот ток создает в какой-то ветви ток 10 А. Тогда коэффициент распределения для этой ветви будет $a=10/100=0,1$. Аналогично, коэффициент распределения y_{mn} при $E \neq 0$ — отношение части тока ветви m , которую вызывает эдс E_n контура n к этой эдс.

В классической алгебре зависимость I_b от j выразилась бы для рассматриваемой схемы шестью уравнениями

$$I_1 = a_{11}j_1 + a_{111}j_{11} + a_{1111}j_{111} + y_{11}E_1 + y_{111}E_{11} + y_{1111}E_{111};$$

$$I_2 = a_{21}j_1 + a_{211}j_{11} + a_{2111}j_{111} + y_{21}E_1 + y_{211}E_{11} + y_{2111}E_{111};$$

$$I_6 = a_{61}j_1 + a_{611}j_{11} + a_{6111}j_{111} + y_{61}E_1 + y_{611}E_{11} + y_{6111}E_{111};$$

где E_1 , E_{11} и E_{111} — контурные эдс.

Если эдс в контурах отсутствуют ($E=0$), то используются только первые три члена выражений.

В матричной форме при $E=0$ ток ветви

$$I_b = a_{bn}j, \quad (\text{П.2.30})$$

где

$$I_b = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix}; \quad j = \begin{bmatrix} j_1 \\ j_{11} \\ j_{111} \end{bmatrix};$$

a_{mn} — матрица коэффициентов распределения.

Пример П.2.5. Задана схема сложноразветвленной сети 110 кВ (рис. П.2.10). Сечение всех участков сети одинаково. Длины даны в километрах, мощности — в мегавольтамперах. Потокораспределение

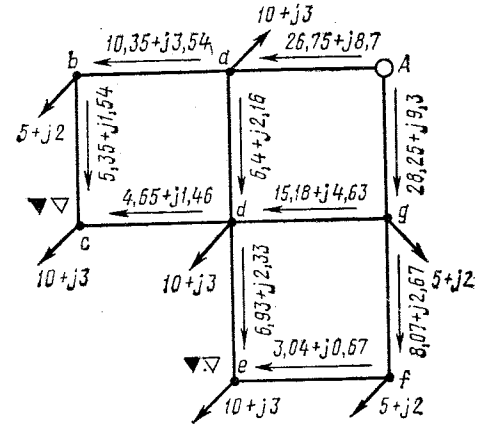


Рис. П.2.10. Заданная схема в нормальном режиме к примеру П.2.5

на участках сети определено методом контурных токов в нормальном режиме. Для определения потокораспределения в послеаварийном режиме при отключении линии Ag использовался метод наложения (рис. П.2.11). Н а й т и потокораспределение в нормальном и послеаварийном режиме матричным методом на ЭВМ и сравнить результаты. Структурная схема, по которой проводился расчет, приведена на рис. П.2.12.

Решение. 1. а) Согласно п. 1 структурной схемы перенумеровываем ветви (b_1, b_2, \dots), задавая им (произвольно) положительные направления; б) перенумеровываем все узлы (y_1, y_2, \dots), кроме балансирующего. За балансирующий узел удобно принять питающий пункт А;

в) перенумеровываем контуры (k_1, k_2, \dots), давая им (произвольно) положительное направление. Такое направление удобно принимать по направлению часовой стрелки. Для схемы, показанной на рис. П.2.10, указанные действия приведены на рис. П.2.13.

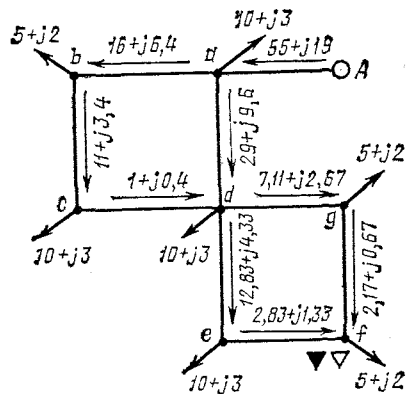


Рис. П.2.11. Заданная схема в послеаварийном режиме к примеру П.2.5

2. Согласно изложенной в настоящем приложении методике составляем для заданной схемы матрицы инцидентий M (узловую) и N (контурную) [см. (П.2.31) и (П.2.32)]:

	b_1	b_2	b_3	b_4	b_5	b_6	b_7	b_8	b_9	b_{10}
y_1	-1	1	0	1	0	0	0	0	0	0
y_2	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0
y_3	0	0	-1	0	0	0	0	1	0	0
y_4	0	0	0	-1	1	0	0	-1	1	0
y_5	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	1
y_6	0	0	0	0	0	-1	1	0	-1	0
y_i	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	-1

; (П. 2.31)

	b_1	b_2	b_3	b_4	b_5	b_6	b_7	b_8	b_9	b_{10}
k_1	-1	0	0	-1	0	1	0	0	-1	0
k_2	0	-1	-1	1	0	0	0	-1	0	0
k_3	0	0	0	0	-1	0	1	0	1	-1

(П. 2.32)

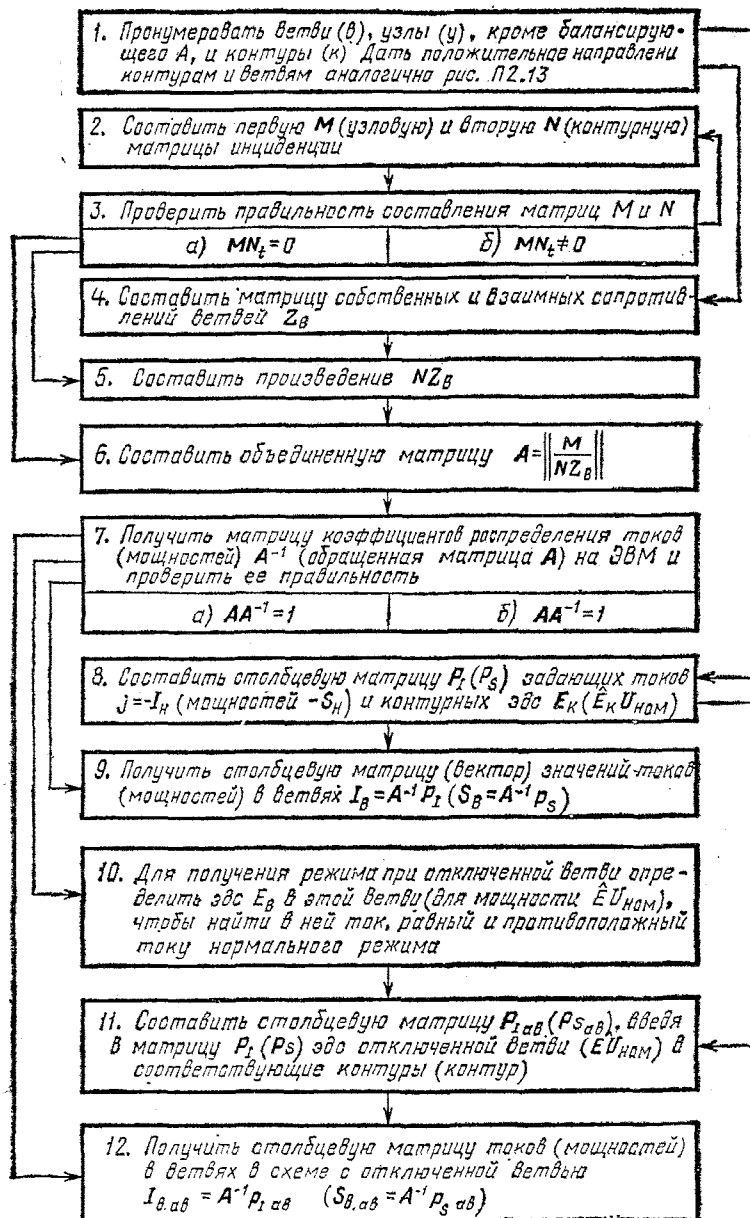


Рис. П.2.12. Структурная схема расчета потокораспределения в сложном замкнутой сети матричным методом на ЭВМ к примеру П.2.5

3. Проводим проверку составления матриц M и N . Произведение MN_t (или NM_t) должно быть равно нулю [см. (П.2.33)]. Умножение этих матриц производится по правилам матричной алгебры. Если условие $MN_t=0$ выполняется, переходим к следующему пункту структурной

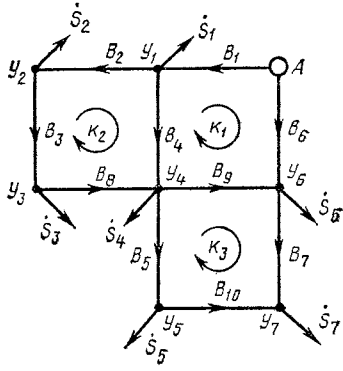


Рис. П.2.13. Принятые обозначения и направления ветвей и контуров

схемы. Если не выполняется, т. е. $MN_t \neq 0$, то это свидетельствует об ошибке, допущенной при составлении матриц инцидентий, и необходимо их заново составить [см. (П.2.33)].

4. Составляем матрицу собственных и взаимных сопротивлений ветвей Z_B . Эта матрица является квадратной. Если взаимные сопротивления, записываемые в недиагональных клетках ($Z_{12}, Z_{13}, \dots, Z_{21}, Z_{23}, \dots$), имеются, то для статических элементов (линий, трансформаторов, реакторов и т. д.) от перемены чередования индексов взаимные сопротивления не меняются: $Z_{mn} = Z_{nm}$. В схеме, приведенной на рис. П.2.10, взаимные сопротивления отсутствуют (равны нулю) и матрица Z_B становится диагональной, состоящей только из собственных

	b_1	b_2	b_3	b_4	b_5	b_6	b_7	b_8	b_9	b_{10}
y_1	-1	1	0	1	0	0	0	0	0	0
y_2	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0
y_3	0	0	-1	0	0	0	0	1	0	0
y_4	0	0	0	-1	1	0	0	-1	1	0
y_5	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	1
y_6	0	0	0	0	0	-1	1	0	-1	0
y_7	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	-1

 \times

	k_1	k_2	k_3
b_1	-1	0	0
b_2	0	-1	0
b_3	0	-1	0
b_4	-1	1	0
b_5	0	0	-1
b_6	1	0	0
b_7	0	0	1
b_8	0	-1	0
b_9	-1	0	1
b_{10}	0	0	-1

 $=$

	k_1	k_2	k_3
y_1	0	0	0
y_2	0	0	0
y_3	0	0	0
y_4	0	0	0
y_5	0	0	0
y_6	0	0	0
y_7	0	0	0

 $= 0.$ (П. 2.33)

сопротивлений. Кроме того, согласно заданию примера, сечение, а следовательно, и удельное сопротивление одинаковы, т. е. $Z_m = Z_{уд} l_m$, где l_m — длина ветви, км. При этом матрица сопротивлений ветвей Z_B приобретает вид, показанный в (П.2.34). Как видно, в клетках по диагонали записываются только длины ветвей, а величина $Z_{уд}$ вынесена в виде общего множителя:

$Z_B = Z_{уд} \times$

	b_1	b_2	b_3	b_4	b_5	b_6	b_7	b_8	b_9	b_{10}
b_1	10									
b_2		5								
b_3			5							
b_4				5						
b_5					3					
b_6						8				
b_7							10			
b_8								10		
b_9									5	
b_{10}										5

(П. 2.34)

5. Определяем произведение матриц NZ_B . При диагональной матрице Z_B , т. е. при отсутствии взаимных сопротивлений, перемножение сводится к тому, что вместо $+1$ и -1 в матрице N записывается сопротивление соответствующей ветви. Знак ставится тот, который имеет единица в матрице N . Для рассматриваемой схемы это произведение

$$NZ_B = Z_{уд} \times k_2 \quad (\text{П. 2.35})$$

	b_1	b_2	b_3	b_4	b_5	b_6	b_7	b_8	b_9	b_{10}
k_1	-10	0	0	-5	0	8	0	0	-5	0
k_2	0	-5	-5	5	0	0	0	-10	0	0
k_3	0	0	0	0	-3	0	10	0	5	-5

6. Составляем объединенную матрицу A , состоящую из матрицы M и матрицы NZ_B (см. с. 301).

При некотором опыте и отсутствии взаимных сопротивлений можно составить матрицу A сразу после п. 1, опустив п. 2—5. Эта матрица квадратная, так как сумма числа узлов и числа контуров равна числу ветвей.

7. Получить матрицу коэффициентов распределения токов (мощностей) — это значит найти обратную матрицу A , т. е. матрицу A^{-1} (см. с. 302).

Это обращение матриц проводится на ЭВМ. Если сопротивления заменены длинами, то можно обращаться на ЭВМ матрицу без величин $Z_{уд}$, т. е. какую-то матрицу A_1 . Получаем матрицу A_1^{-1} . Для получения же матрицы A^{-1} в столбцах матрицы A^{-1} , соответствующих строкам матрицы A , содержащим величину $Z_{уд}$, следует приписать величину $Z_{уд}^{-1}$, как показано на рисунке, так как $Z_{уд} Z_{уд}^{-1} = 1$. Проверяем правильность получения матрицы A^{-1} . Должно выполняться условие $AA^{-1} \approx 1$. Если условие удовлетворяется, значит матрица A^{-1} найдена верно. Если не удовлетворяется $AA^{-1} \neq 1$, значит была допущена ошибка при определении обратной матрицы A^{-1} . Необходимо проверить программу, заданную машине и исправность машины.

Полученная матрица коэффициентов распределения A^{-1} не зависит от значений задающих токов или мощностей, т. е. не зависит от нагрузок и эдс в ветвях. Поэтому при изменении нагрузок или контурных эдс первые семь пунктов структурной схемы пересчитывать нет необходимости. Этот вывод является очень важным преимуществом матричного метода с расчетом на ЭВМ по сравнению со всеми другими методами расчетов (например, методом контурных токов), где при изменении нагрузок весь расчет необходимо проводить заново.

8. Составляем столбцовую матрицу p_I , в нее входит столбец задающих токов j , расположенных в порядке номеров узлов, к которым они приложены. Если известны токи нагрузок I_n , то задающие токи могут быть выражены через токи нагрузок: $j = -I_n$. Под этим столбцом, аналогично п. 6, располагается столбец контурных эдс E_k в порядке номеров контуров. Каждая контурная эдс равна алгебраической сумме эдс ветвей, входящих в контур. Если положительное направление эдс данной ветви совпадает с положительным направлением контура, то эдс учитывается со знаком «+», если положительное направление эдс противоположно положительному направлению контура, то эдс учитывается со знаком «-». При отсутствии контурной эдс в соответствующей клетке записывается ноль.

Если заданы мощности нагрузок $S_n = I_n U_{ном}$, то матрица p_I заме-

(П. 2.36)

	b_1	b_2	b_3	b_4	b_5	b_6	b_7	b_8	b_9	b_{10}
y_1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
y_2	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0
y_3	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
y_4	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0
y_5	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0
y_6	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0
y_7	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0
k_1	-10Z _{уд}	0	0	-5Z _{уд}	0	8Z _{уд}	0	0	-5Z _{уд}	0
k_2	0	-5Z _{уд}	0	5Z _{уд}	0	0	0	-10Z _{уд}	0	0
k_3	0	0	0	0	-3Z _{уд}	0	10Z _{уд}	0	5Z _{уд}	-5Z _{уд}

$A =$

	y_1	y_2	y_3	y_4	y_5	y_6	y_7	k_1	k_2	k_3
b_1	0,614	-0,575	-0,537	-0,460	-0,435	-0,309	-0,393	-0,039Z $_{yd}^{-1}$	-0,008Z $_{yd}^{-1}$	-0,008Z $_{yd}^{-1}$
b_2	0,077	-0,715	-0,507	-0,092	-0,087	-0,062	-0,079	-0,008Z $_{yd}^{-1}$	-0,042Z $_{yd}^{-1}$	-0,002Z $_{yd}^{-1}$
b_3	0,077	0,285	-0,507	-0,092	-0,087	-0,062	-0,079	-0,008Z $_{yd}^{-1}$	-0,042Z $_{yd}^{-1}$	-0,002Z $_{yd}^{-1}$
b_4	0,309	0,140	-0,030	-0,368	-0,348	-0,247	-0,314	-0,031Z $_{yd}^{-1}$	-0,034Z $_{yd}^{-1}$	-0,006Z $_{yd}^{-1}$
b_5	0,084	0,092	0,101	0,117	-0,747	-0,067	-0,520	-0,008Z $_{yd}^{-1}$	-0,002Z $_{yd}^{-1}$	-0,045Z $_{yd}^{-1}$
b_6	-0,386	-0,424	-0,463	-0,540	-0,565	-0,691	-0,607	0,039Z $_{yd}^{-1}$	0,008Z $_{yd}^{-1}$	0,008Z $_{yd}^{-1}$
b_7	-0,084	-0,092	-0,101	-0,117	-0,253	0,067	-0,480	0,008Z $_{yd}^{-1}$	0,002Z $_{yd}^{-1}$	0,045Z $_{yd}^{-1}$
b_8	0,077	0,285	0,493	-0,092	-0,087	-0,062	-0,078	-0,008Z $_{yd}^{-1}$	-0,042Z $_{yd}^{-1}$	-0,002Z $_{yd}^{-1}$
b_9	0,302	0,332	0,362	0,423	0,312	-0,242	0,127	-0,031Z $_{yd}^{-1}$	-0,006Z $_{yd}^{-1}$	0,037Z $_{yd}^{-1}$
b_{10}	0,084	0,092	0,101	0,117	0,253	-0,067	-0,520	-0,008Z $_{yd}^{-1}$	-0,002Z $_{yd}^{-1}$	-0,045Z $_{yd}^{-1}$

няется матрицей p_S , в которой вместо задающих токов записываются мощности с обратным знаком $-S_n$. Соответственно должны быть заменены и остальные члены матрицы, т. е. вместо контурных эдс E_k следует записывать величины $E_k U_{ном}$.

Так как напряжение $U_{ном}$ согласно условию принимается для всех нагрузок одинаковым, целесообразно направить вектор $U_{ном}$ по вещественной оси. Для схемы, показанной на рис. П.2.10, где нагрузки заданы мощностями $S_I=10+j3$ и $S_{II}=5+j2$, а эдс в ветвях отсутствуют, матрица p_S приобретает следующий вид:

$$p_S = \begin{matrix} y_1 & -10 & -j3 \\ y_2 & -5 & -j2 \\ y_3 & -10 & -j3 \\ y_4 & -10 & -j3 \\ y_5 & -10 & -j3 \\ y_6 & -5 & -j2 \\ y_7 & -5 & -j2 \\ k_1 & 0 & \\ k_2 & 0 & \\ k_3 & 0 & \end{matrix} \quad (П.2.38)$$

9. Чтобы получить столбцовую матрицу значений токов в ветвях схемы, умножаем матрицу коэффициентов распределения A^{-1} на столбцовую матрицу p_I по правилам матричной алгебры: $I_B = A^{-1} p_I$. Эта столбцовая матрица и дает фактическое значение токов в ветвях.

Если используется матрица p_S , отличающаяся от матрицы p_I тем, что все величины взяты сопряженными и умноженными на $U_{ном}$, то и произведение $A^{-1} p_S$ будет отличаться от произведения $A^{-1} p_I$ тем, что токи в ветвях получатся сопряженными и умноженными на $U_{ном}$, т. е. получатся мощности в ветвях. Таким образом, получается столбцовая матрица мощностей в ветвях [см. (П.2.39)].

В полученной столбцовой матрице указаны мощности в ветвях заданной схемы, что и было целью расчета (см. последний столбец).

Как видно, потокораспределение, полученное матричным методом на ЭВМ, практически совпадает с потокораспределением рис. П.2.10, полученным по методу контурных токов. Однако небольшие расхождения, вызванные неточностью расчета, возможны и вполне приемлемы. Необходимо также отметить, что умножение матриц по п. 7 и 9 структурной схемы также может быть произведено на ЭВМ.

10. На рис. П.2.11 приведены схема и результаты расчета потокораспределения в послеаварийном режиме при отключенной линии A_g , проведенные методом наложения. Аналогичный расчет матричным методом удобнее всего провести, введя эдс E в отключенную ветвь. Значение этой эдс должно быть выбрано таким, чтобы она создавала ток

	y_1	y_2	y_3	y_4	y_5	y_6	y_7	k_1	k_2	k_3
b_1	-0,614	-0,575	-0,537	-0,460	-0,435	-0,309	-0,393	-0,039Z $_{yA}^{-1}$	-0,008Z $_{yA}^{-1}$	-0,008Z $_{yA}^{-1}$
b_2	0,077	-0,715	-0,507	-0,092	-0,087	-0,062	-0,079	-0,008Z $_{yA}^{-1}$	-0,042Z $_{yA}^{-1}$	-0,002Z $_{yA}^{-1}$
b_3	0,077	0,285	-0,507	-0,092	-0,087	-0,062	-0,079	-0,008Z $_{yA}^{-1}$	-0,042Z $_{yA}^{-1}$	-0,002Z $_{yA}^{-1}$
b_4	0,309	0,140	-0,030	-0,368	-0,348	-0,247	0,314	-0,031Z $_{yA}^{-1}$	0,034Z $_{yA}^{-1}$	-0,007Z $_{yA}^{-1}$
b_5	0,084	0,092	0,101	0,117	-0,747	-0,067	-0,520	-0,008Z $_{yA}^{-1}$	-0,002Z $_{yA}^{-1}$	-0,045Z $_{yA}^{-1}$
b_6	-0,386	-0,424	-0,463	-0,540	-0,565	-0,691	-0,607	0,039Z $_{yA}^{-1}$	0,008Z $_{yA}^{-1}$	0,008Z $_{yA}^{-1}$
b_7	-0,084	-0,092	-0,101	-0,117	-0,253	0,067	-0,480	0,008Z $_{yA}^{-1}$	0,002Z $_{yA}^{-1}$	0,045Z $_{yA}^{-1}$
b_8	0,077	0,285	0,493	-0,092	-0,087	-0,062	-0,078	-0,008Z $_{yA}^{-1}$	-0,042Z $_{yA}^{-1}$	-0,002Z $_{yA}^{-1}$
b_9	0,302	0,332	0,362	0,423	0,312	-0,242	0,127	-0,030Z $_{yA}^{-1}$	-0,006Z $_{yA}^{-1}$	0,037Z $_{yA}^{-1}$
b_{10}	0,084	0,092	0,101	0,117	0,253	-0,067	-0,520	-0,008Z $_{yA}^{-1}$	-0,002Z $_{yA}^{-1}$	-0,045Z $_{yA}^{-1}$

$$S_B = A^{-1}P_S = b_5 \times$$

y_1	-10-j3
y_2	-5-j2
y_3	-10-j3
y_4	-10-j3
y_5	-10-j3
y_6	-5-j2
y_7	-5-j2
k_1	0
k_2	0
k_3	0

$$\times$$

b_1	26,85+j8,69
b_2	10,37+j3,54
b_3	5,37+j1,54
b_4	6,48+j2,15
b_5	6,93+j2,33
b_6	28,15+j9,31
b_7	8,08+j2,68
b_8	-4,64-j1,46
b_9	-15,08-j4,63
b_{10}	-3,08-j0,68

$$(II.2.39)$$

$$S_{b, ab} = A^{-1} P_{SAB} = b_5 \times$$

	y_1	y_2	y_3	y_4	y_5	y_6	y_7	k_1	k_2	k_3
b_1	-0,614	0,575	-0,537	-0,460	-0,435	-0,309	-0,393	-0,039Z $_{yA}^{-1}$	-0,008Z $_{yA}^{-1}$	-0,008Z $_{yA}^{-1}$
b_2	0,077	0,715	-0,507	0,092	0,087	-0,062	-0,079	-0,008Z $_{yA}^{-1}$	-0,042Z $_{yA}^{-1}$	-0,002Z $_{yA}^{-1}$
b_3	0,077	0,285	-0,507	-0,092	-0,087	-0,062	-0,079	-0,008Z $_{yA}^{-1}$	-0,042Z $_{yA}^{-1}$	-0,002Z $_{yA}^{-1}$
b_4	0,309	0,140	-0,030	-0,368	-0,348	-0,247	-0,314	-0,031Z $_{yA}^{-1}$	-0,034Z $_{yA}^{-1}$	-0,007Z $_{yA}^{-1}$
b_5	0,084	0,092	0,101	0,117	-0,747	-0,067	-0,520	-0,008Z $_{yA}^{-1}$	-0,002Z $_{yA}^{-1}$	-0,045Z $_{yA}^{-1}$
b_6	-0,386	-0,424	-0,463	-0,540	-0,565	-0,691	-0,607	0,039Z $_{yA}^{-1}$	0,008Z $_{yA}^{-1}$	0,008Z $_{yA}^{-1}$
b_7	-0,084	-0,092	-0,101	-0,117	-0,253	0,067	-0,480	0,008Z $_{yA}^{-1}$	0,002Z $_{yA}^{-1}$	0,045Z $_{yA}^{-1}$
b_8	0,077	0,285	0,493	-0,092	-0,087	-0,062	-0,078	-0,008Z $_{yA}^{-1}$	-0,042Z $_{yA}^{-1}$	-0,002Z $_{yA}^{-1}$
b_9	0,302	0,332	0,362	0,423	0,12	-0,242	0,127	-0,030Z $_{yA}^{-1}$	-0,006Z $_{yA}^{-1}$	0,03Z $_{yA}^{-1}$
b_{10}	0,084	0,092	0,101	0,117	0,253	-0,067	-0,520	-0,008Z $_{yA}^{-1}$	-0,002Z $_{yA}^{-1}$	-0,045Z $_{yA}^{-1}$

y_1	-10-j3	b_1	55,00+j18,00
y_2	-5-j2	b_2	16,16+j5,45
y_3	-10-j3	b_3	11,16+j3,45
y_4	-10-j3	b_4	28,88+j9,58
y_5	-10-j3	b_5	12,68+j4,24
y_6	-5-j2	b_6	0
y_7	-5-j2	b_7	2,29+j0,73
k_1	-(723+j239) Z $_{yA}$	b_8	1,15+j0,45
k_2	0	b_9	7,32+j2,80
k_3	0	b_{10}	2,71+j1,23

×

(II.2.40)

$$S_{B, \text{дон}} = A^{-1} P S_{\text{дон}} =$$

b_1	b_2	b_3	b_4	b_5	b_6	b_7	b_8	b_9	b_{10}	y_1	y_2	y_3	y_4	y_5	y_6	y_7	k_1	k_2	k_3
-0,614	-0,575	-0,537	-0,460	-0,435	-0,309	-0,393	-0,039Z _{yd} ⁻¹	-0,008Z _{yd} ⁻¹	-0,008Z _{yd} ⁻¹	-0,614	-0,575	-0,537	-0,460	-0,435	-0,309	-0,393	-0,039Z _{yd} ⁻¹	-0,008Z _{yd} ⁻¹	-0,008Z _{yd} ⁻¹
0,077	-0,715	-0,507	-0,092	-0,087	-0,062	-0,079	-0,008Z _{yd} ⁻¹	-0,042Z _{yd} ⁻¹	-0,002Z _{yd} ⁻¹	0,077	-0,715	-0,507	-0,092	-0,087	-0,062	-0,079	-0,008Z _{yd} ⁻¹	-0,042Z _{yd} ⁻¹	-0,002Z _{yd} ⁻¹
0,077	0,285	-0,507	-0,092	-0,087	-0,062	-0,079	-0,008Z _{yd} ⁻¹	-0,042Z _{yd} ⁻¹	-0,002Z _{yd} ⁻¹	0,077	0,285	-0,507	-0,092	-0,087	-0,062	-0,079	-0,008Z _{yd} ⁻¹	-0,042Z _{yd} ⁻¹	-0,002Z _{yd} ⁻¹
0,309	0,140	-0,030	-0,368	-0,348	-0,247	-0,314	-0,031Z _{yd} ⁻¹	0,034Z _{yd} ⁻¹	-0,007Z _{yd} ⁻¹	0,309	0,140	-0,030	-0,368	-0,348	-0,247	-0,314	-0,031Z _{yd} ⁻¹	0,034Z _{yd} ⁻¹	-0,007Z _{yd} ⁻¹
0,084	0,092	0,101	0,117	-0,747	-0,067	-0,520	-0,008Z _{yd} ⁻¹	-0,002Z _{yd} ⁻¹	-0,045Z _{yd} ⁻¹	0,084	0,092	0,101	0,117	-0,747	-0,067	-0,520	-0,008Z _{yd} ⁻¹	-0,002Z _{yd} ⁻¹	-0,045Z _{yd} ⁻¹
-0,386	-0,424	-0,463	-0,540	-0,565	-0,691	-0,607	0,009Z _{yd} ⁻¹	0,008Z _{yd} ⁻¹	-0,008Z _{yd} ⁻¹	-0,386	-0,424	-0,463	-0,540	-0,565	-0,691	-0,607	0,009Z _{yd} ⁻¹	0,008Z _{yd} ⁻¹	-0,008Z _{yd} ⁻¹
-0,084	-0,092	-0,101	-0,117	-0,25	0,067	-0,480	0,008Z _{yd} ⁻¹	0,002Z _{yd} ⁻¹	0,045Z _{yd} ⁻¹	-0,084	-0,092	-0,101	-0,117	-0,25	0,067	-0,480	0,008Z _{yd} ⁻¹	0,002Z _{yd} ⁻¹	0,045Z _{yd} ⁻¹
0,077	0,285	0,493	-0,092	-0,087	-0,062	-0,078	-0,008Z _{yd} ⁻¹	-0,042Z _{yd} ⁻¹	-0,002Z _{yd} ⁻¹	0,077	0,285	0,493	-0,092	-0,087	-0,062	-0,078	-0,008Z _{yd} ⁻¹	-0,042Z _{yd} ⁻¹	-0,002Z _{yd} ⁻¹
0,302	0,332	0,362	0,428	0,312	-0,242	0,127	-0,030Z _{yd} ⁻¹	-0,006Z _{yd} ⁻¹	-0,037Z _{yd} ⁻¹	0,302	0,332	0,362	0,428	0,312	-0,242	0,127	-0,030Z _{yd} ⁻¹	-0,006Z _{yd} ⁻¹	-0,037Z _{yd} ⁻¹
0,084	0,092	0,101	0,117	0,253	-0,067	-0,520	-0,008Z _{yd} ⁻¹	-0,002Z _{yd} ⁻¹	-0,045Z _{yd} ⁻¹	0,084	0,092	0,101	0,117	0,253	-0,067	-0,520	-0,008Z _{yd} ⁻¹	-0,002Z _{yd} ⁻¹	-0,045Z _{yd} ⁻¹

$$S_{B, \text{дон}} = A^{-1} P S_{\text{дон}} =$$

y_1	0
y_2	0
y_3	0
y_4	0
y_5	0
y_6	0
y_7	0
k_1	-(723 + j239) Z _{yd}
k_2	0
k_3	0

b_1	2,15 + j9,31
b_2	5,79 + j1,91
b_3	5,79 + j1,91
b_4	22,40 + j7,43
b_5	5,79 + j1,91
b_6	-28,15 - j9,31
b_7	-5,79 - j1,91
b_8	5,79 + j1,91
b_9	22,40 + j7,43
b_{10}	5,79 + j1,91

(П.2.41)

(мощность), равный и противоположный току (мощности) основного режима. Эта эдс должна быть введена в столбцовую матрицу $P_1(p_S)$ для тех контуров, в которые входит отключенная ветвь.

В рассматриваемом примере отключается ветвь b_6 , которая входит только в контур k_1 . Положительное направление эдс может быть принято произвольно. Принимая это направление совпадающим с положительным направлением контура, вводим в клетку k_1 столбцовой матрицы p_S [см. (П.2.38)] значение $EU_{ном}$. При получении столбцовой матрицы S_B мощностей ветвей [см. (П.2.39)] для определения мощности ветви b_6 величина $EU_{ном}$, расположенная в клетке k_1 столбцовой матрицы p_S , умножается на величину, расположенную в строке b_6 и столбце k_1 ($0,039 Z_{уд}^{-1}$) матрицы A^{-1} . В результате этого умножения должна получиться мощность, равная и противоположная мощности ветви b_6 в основном режиме, т. е.

$$-S_6 = -28,15 - j9,31.$$

Таким образом, необходимо выполнение равенства

$$0,039 Z_{уд}^{-1} EU_{ном} = -28,15 - j9,31,$$

откуда

$$EU_{ном} = \frac{-28,15 - j9,31}{0,039} Z_{уд} = -(723 + j239) Z_{уд}.$$

11. Столбцовую матрицу p_S с добавочным членом $EU_{ном}$ в клетке k_1 назовем p_{Sab} .

12. Соответственно новое распределение токов (мощностей) может быть получено в результате умножения [см. (П.2.40)]

Как видно из сравнения этого выражения с выражениями, полученными другими методами, результаты расчетов практически совпадают.

Умножение может быть произведено на ЭВМ.

В целях экономии времени при произведении умножения вручную рекомендуется рассчитывать не полный режим с отключенной линией, т. е. не матрицу $S_{B,ав}$ [аналогично (П.2.40)], а дополнительную матрицу $S_{B,доп}$. Для этого надо умножить матрицу A^{-1} на столбцовую матрицу $p_{Sд}$, в клетках контуров которой, содержащих отключенную ветвь, записывается величина $EU_{ном}$ с соответствующим знаком, а в остальных клетках — нули.

Для данного примера матрицу $S_{B,доп}$ см. на с. 308.

После получения дополнительного потокораспределения $S_{B,доп}$ суммарное распределение для сети с отключенной линией получается наложением

$$S_{B,ав} = S_B + S_{B,доп},$$

т. е. наложением результатов расчетов по (П.2.39) и (П.2.41).

Вопросы для самопроверки

1. В чем состоит основное преимущество матричной алгебры?
2. Что такое матрицы инцидентий M и N и для чего они применяются?
3. Как выражаются законы Кирхгофа в матричной форме?
4. Для чего применяются матрицы контурных сопротивлений Z_k и узловых проводимостей Y_{Δ} ?
5. Как записываются законы составления матриц узловых проводимостей и контурных сопротивлений?
6. Для чего используется матрица коэффициентов распределения?

П.3. Номограммы экономических интервалов для выбора оптимальных сечений линий в нормальном режиме

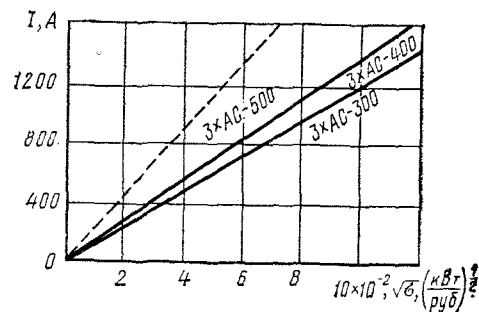


Рис. П.3.1. Номограммы для выбора сечений линий 500 кВ на металлических одноцепных опорах (расщепление фазы на 3 провода)

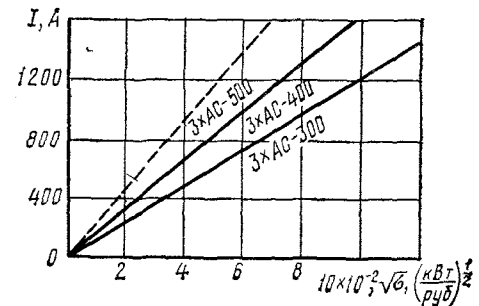


Рис. П.3.2. Номограммы для линий 500 кВ на металлических одноцепных опорах на оттяжках и железобетонных одноцепных порталных опорах (расщепление фазы на три провода)

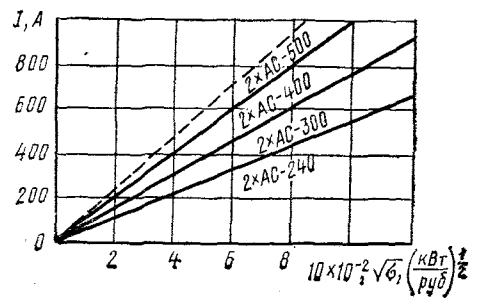


Рис. П.3.3. Номограммы для линий 330 кВ на металлических и железобетонных одноцепных опорах (расщепление фазы на два провода)

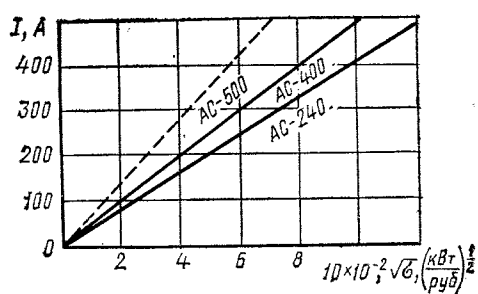


Рис. П.3.4. Номограммы для линий 220 кВ на металлических одноцепных и деревянных двухстоечных опорах
Сечение АС-300 экономически невыгодно

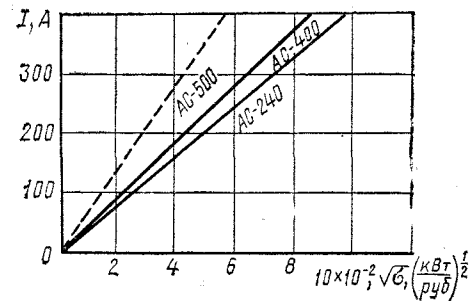


Рис. П.3.5. Номограммы для линий 220 кВ на железобетонных одноцепных опорах
Сечение АС-300 экономически невыгодно

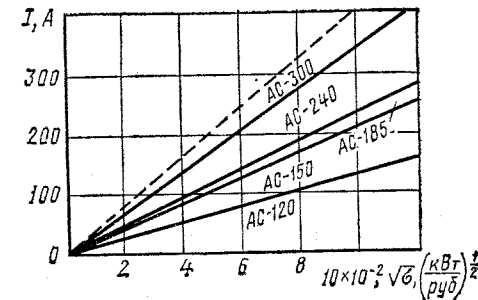


Рис. П.3.6. Номограммы для линий 150 кВ на металлических одноцепных опорах

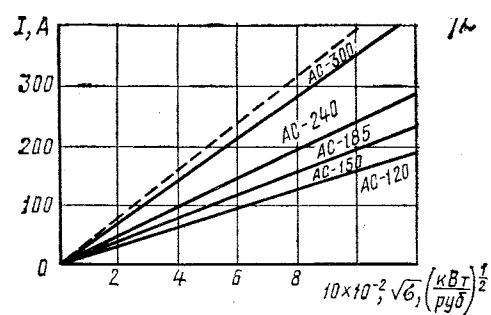


Рис. П.3.7. Номограммы для линий 150 кВ на железобетонных одноцепных опорах

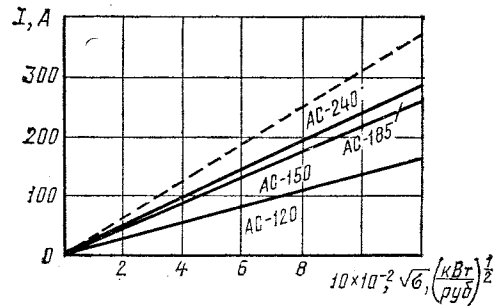


Рис. П.3.8. Номограммы для линий 150 кВ на деревянных двухстоечных опорах

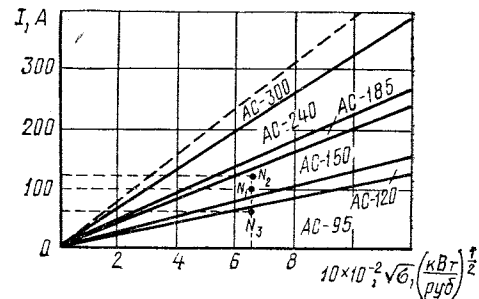


Рис. П.3.9. Номограммы для линий 110 кВ на металлических одноцепных опорах

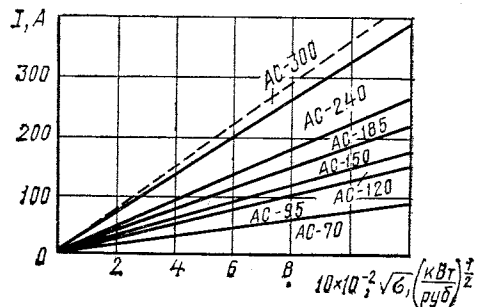


Рис. П.3.10. Номограммы для линий 110 кВ на железобетонных одноцепных порталных опорах

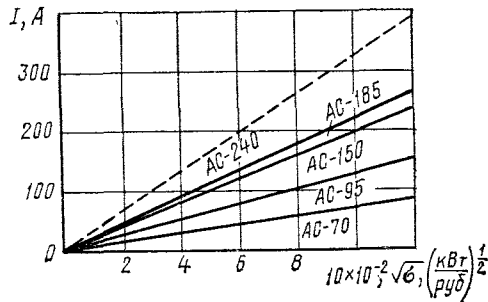


Рис. П.3.11. Номограммы для линий 110 кВ на деревянных двухстоечных опорах. Сечение AC-120 экономически невыгодно

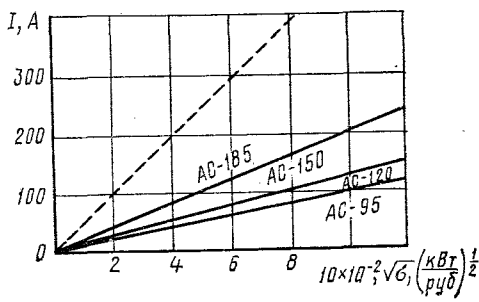


Рис. П.3.12. Номограммы для линий 35 кВ на металлических одноцепных опорах

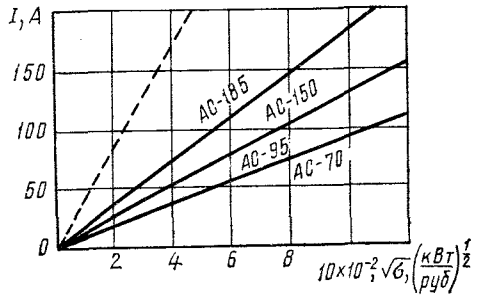


Рис. П.3.13. Номограммы для линий 35 кВ на железобетонных одноцепных опорах. Сечение AC-120 экономически невыгодно

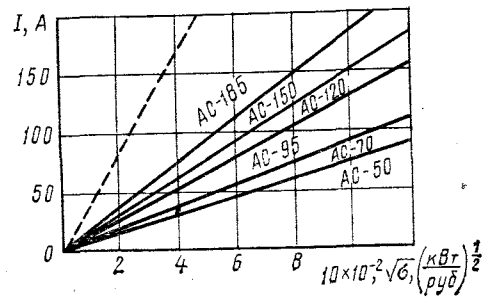


Рис. П.3.14. Номограммы для линий 35 кВ на деревянных двухстоечных опорах

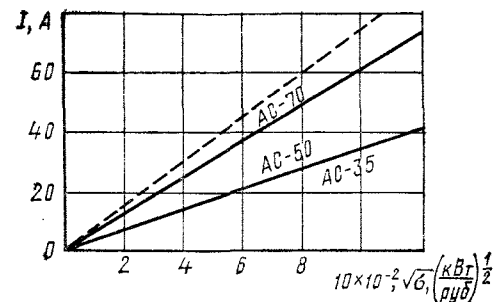


Рис. П.3.15. Номограммы для линий 35 и 20 кВ на деревянных одностоечных опорах с железобетонными и деревянными приставками

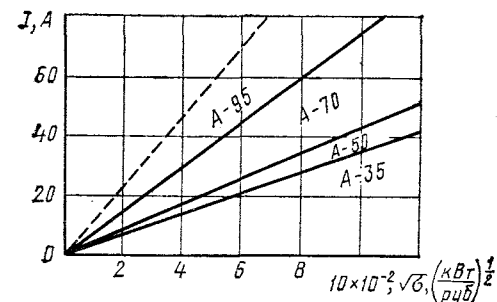


Рис. П.3.16. Номограммы для линий 35 и 20 кВ на деревянных одностоечных опорах с железобетонными приставками

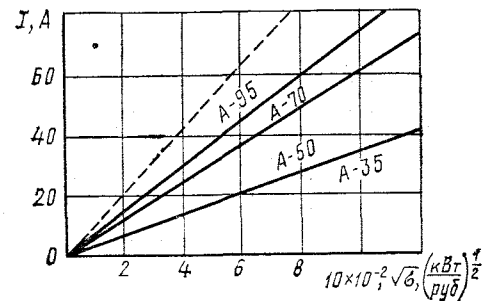


Рис. П.3.17. Номограммы для линий 35 и 20 кВ на деревянных одностоечных опорах с деревянными приставками

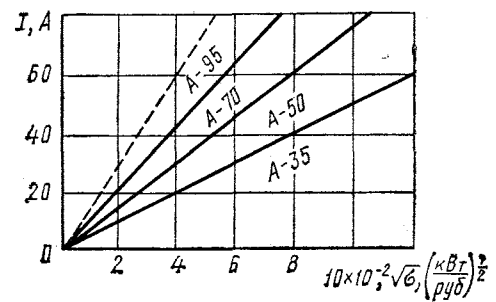


Рис. П.3.18. Номограммы для линий 10 кВ на железобетонных опорах

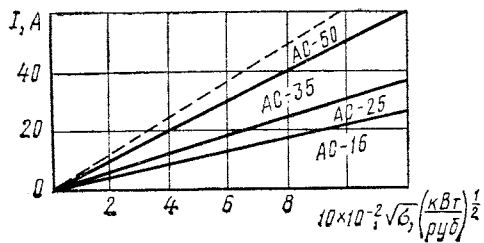


Рис. П.3.19. Номограммы для линий 10 кВ на железобетонных опорах

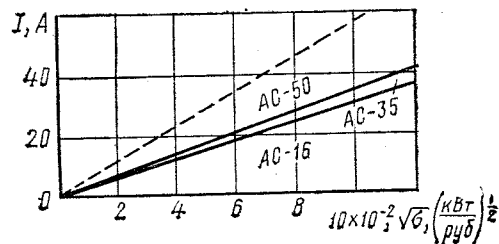


Рис. П.3.20. Номограммы для линий 10 кВ на деревянных опорах с железобетонными и деревянными приставками
Сечение AC-25 экономически невыгодно

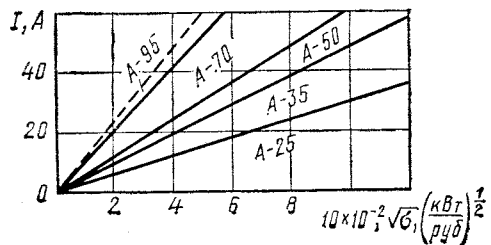


Рис. П.3.21. Номограммы для линий 10 кВ на деревянных опорах с железобетонными приставками

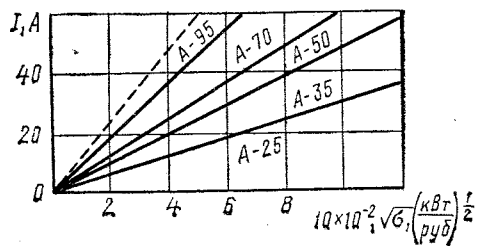


Рис. П.3.22. Номограммы для линий 10 кВ на деревянных опорах с деревянными приставками

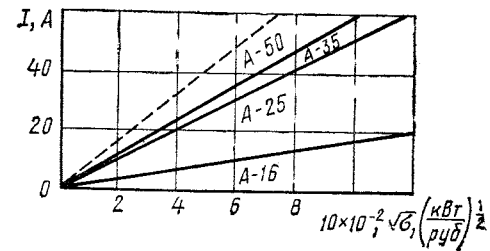


Рис. П.3.23. Номограммы для линий до 1 кВ (четырёхпроводные) на железобетонных опорах

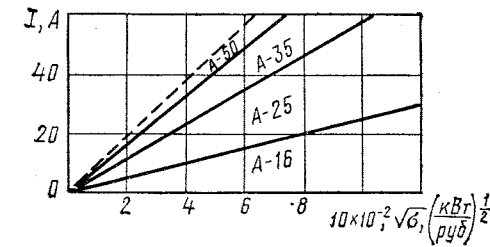


Рис. П.3.24. Номограммы для линий до 1 кВ (пятипроводные) на железобетонных опорах

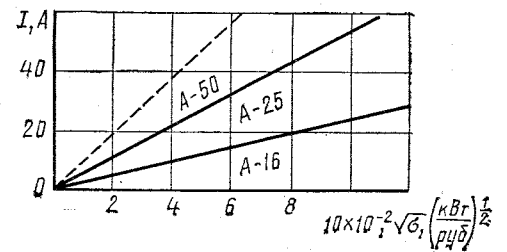


Рис. П.3.25. Номограммы для линий до 1 кВ (четырёхпроводные) на деревянных опорах с железобетонными приставками
Сечение A-35 экономически невыгодно

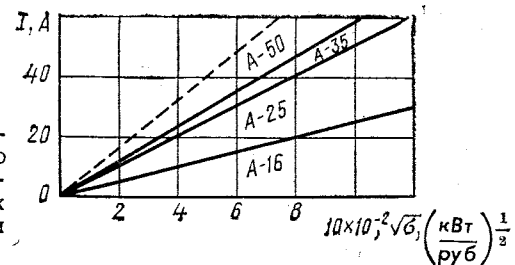


Рис. П.3.26. Номограммы для линий до 1 кВ (четырёхпроводные) на деревянных опорах с цельными стойками

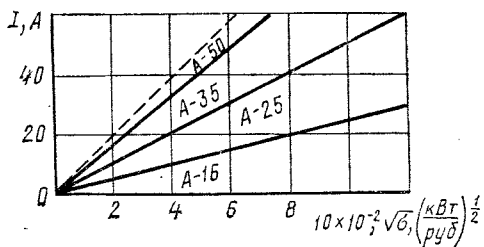


Рис. П.3.27. Номограммы для линий до 1 кВ (пятипроводные) на деревянных опорах с железобетонными (деревянными) приставками и с цельными стойками

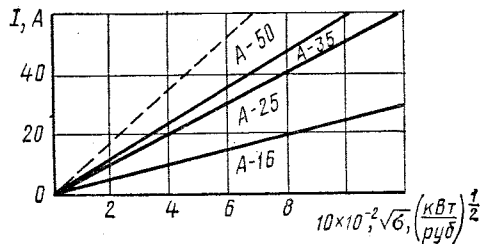


Рис. П.3.28. Номограммы для линий до 1 кВ (четырёхпроводные) на деревянных опорах с деревянными приставками

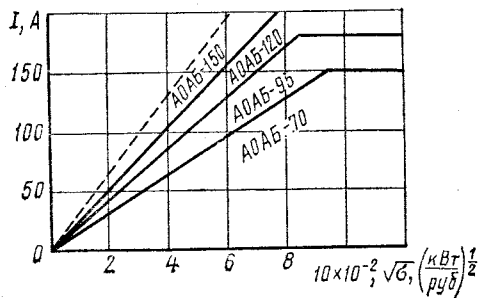


Рис. П.3.29. Номограммы для кабелей 35 кВ, проложенных в траншее, марки АОАБ

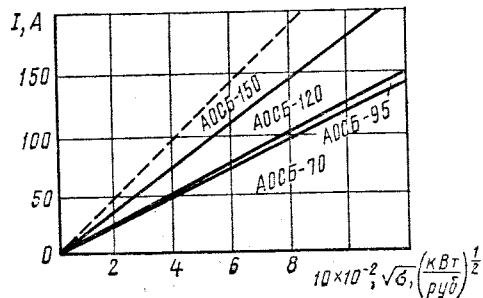


Рис. П.3.30. Номограммы для кабелей 35 кВ, проложенных в траншее, марки АОСБ

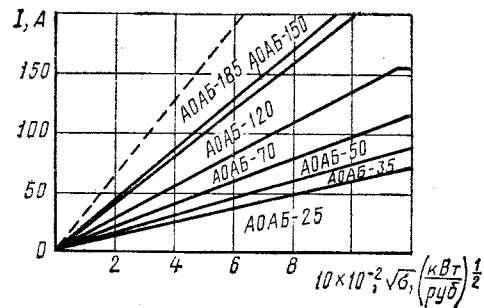


Рис. П.3.31. Номограммы для кабелей 20 кВ, проложенных в траншее, марки АОАБ Сечение АОАБ-95 экономически невыгодно

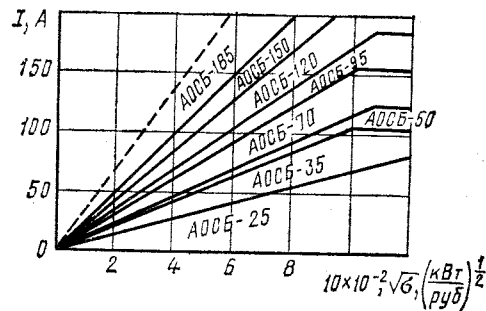


Рис. П.3.32. Номограммы для кабелей 20 кВ, проложенных в траншее, марки АОСБ

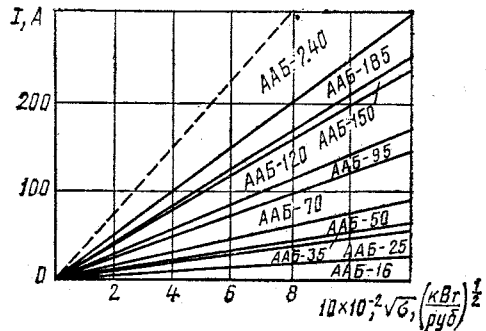


Рис. П.3.33. Номограммы для кабелей 10 кВ, проложенных в траншее, марки ААБ

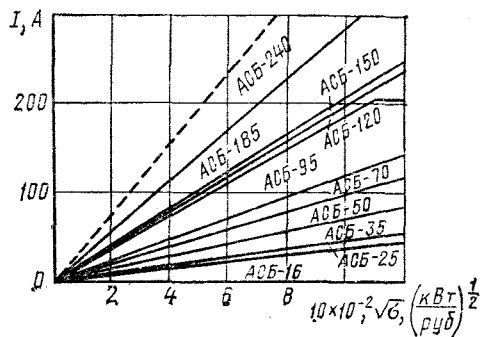


Рис. П.3.34. Но-
граммы для кабелей
10 кВ, проложенных
в траншее, марки АСБ

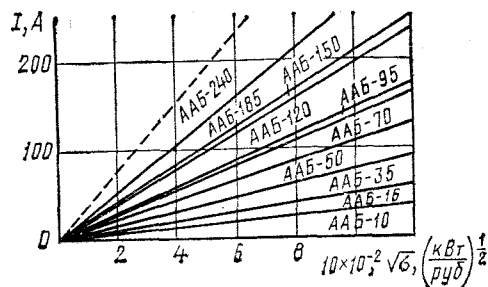


Рис. П.3.35. Но-
граммы для кабелей 6
кВ, проложенных в
траншее, марки ААБ
Сечение ААБ-25 эконо-
мически невыгодно

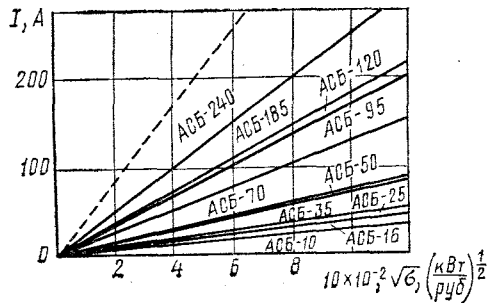


Рис. П.3.36. Но-
граммы для кабелей 6
кВ, проложенных в
траншее, марки АСБ
Сечение АСБ-150 эконо-
мически невыгодно

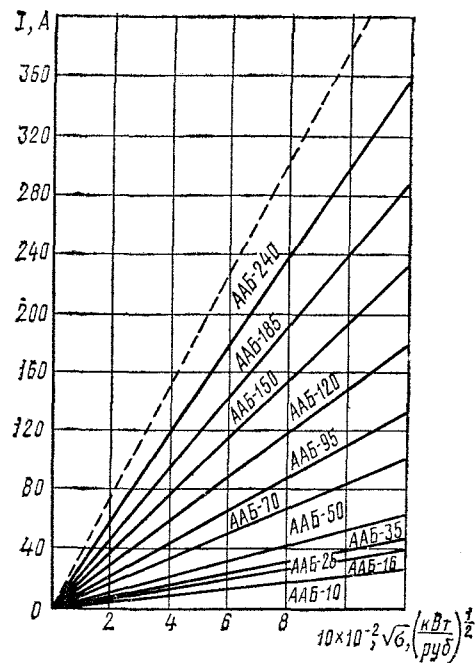


Рис. П.3.37. Но-
граммы для кабелей до
1 кВ (трехжильные),
проложенных в тран-
шее, марки ААБ

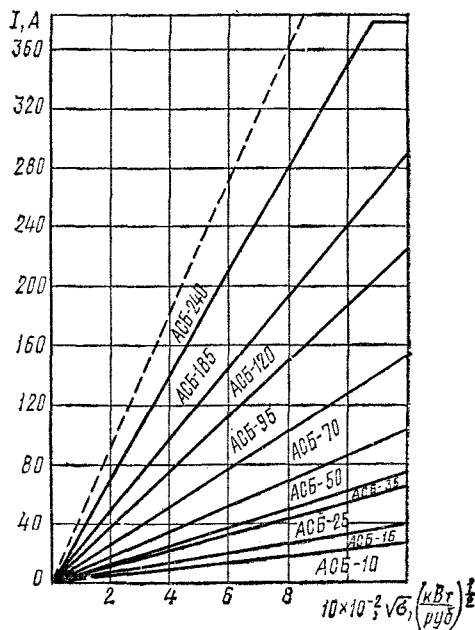


Рис. П.3.38. Но-
граммы для кабелей до
1 кВ (трехжильные),
проложенных в тран-
шее, марки АСБ
Сечение АСБ-150 эконо-
мически невыгодно

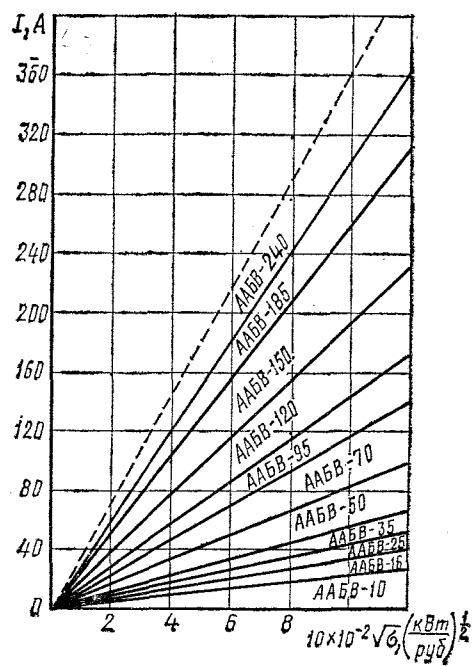


Рис. П.3.39. Номограммы для кабелей до 1 кВ (трехжильные), проложенных в траншее, марки ААБВ

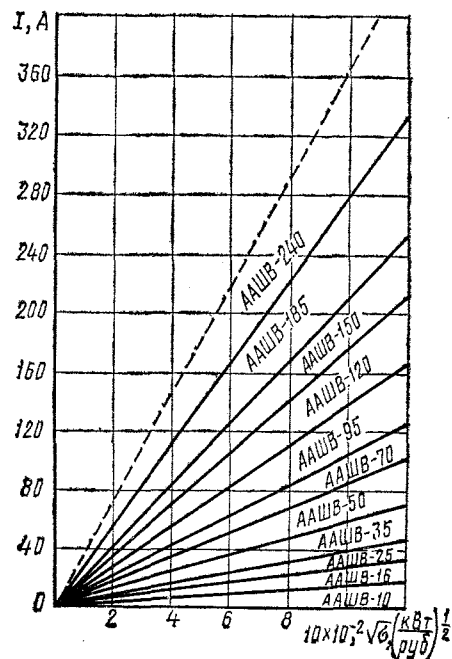


Рис. П.3.40. Номограммы для кабелей до 1 кВ (трехжильные), проложенных в траншее, марки ААШВ

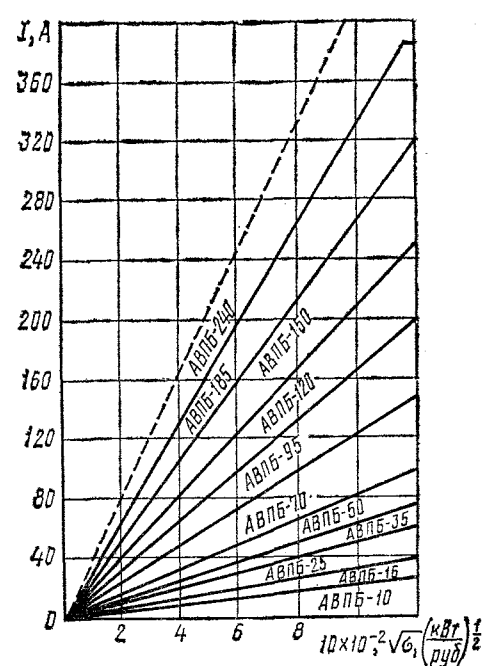


Рис. П.3.41. Номограммы для кабелей до 1 кВ (трехжильные), проложенных в траншее, марки АВПБ

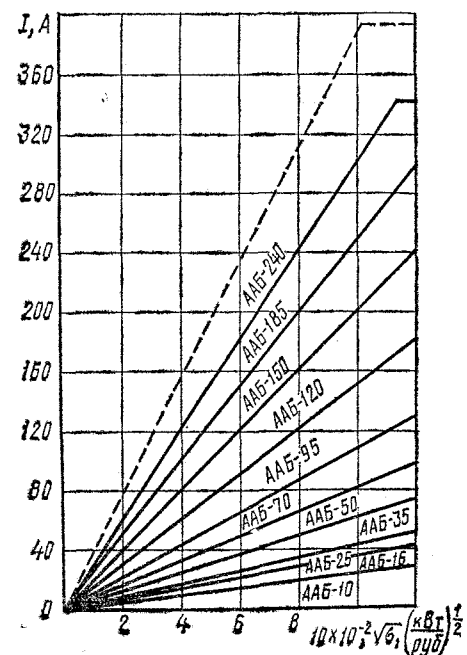


Рис. П.3.42. Номограммы для кабелей до 1 кВ (четырежильные), проложенных в траншее, марки ААБ

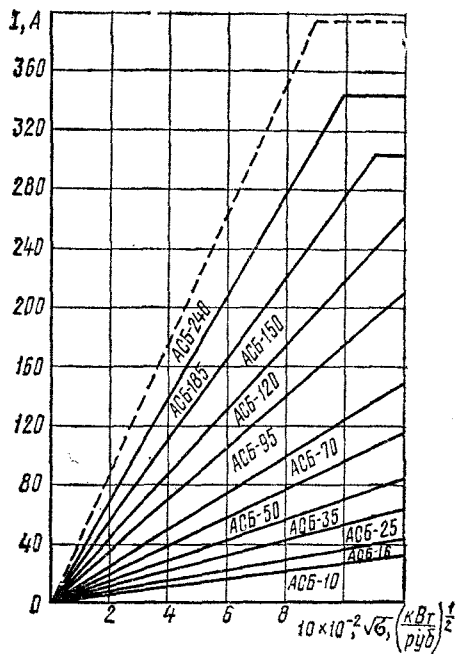


Рис. П.3.43. Но-
граммы для кабелей
до 1 кВ (четырёхжиль-
ные), проложенных в
траншее, марки АСБ

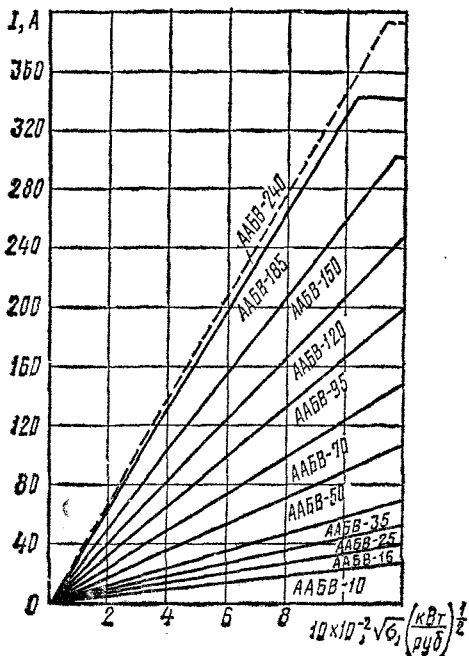


Рис. П.3.44. Но-
граммы для кабелей
до 1 кВ (четырёхжиль-
ные), проложенных в
траншее, марки ААВВ

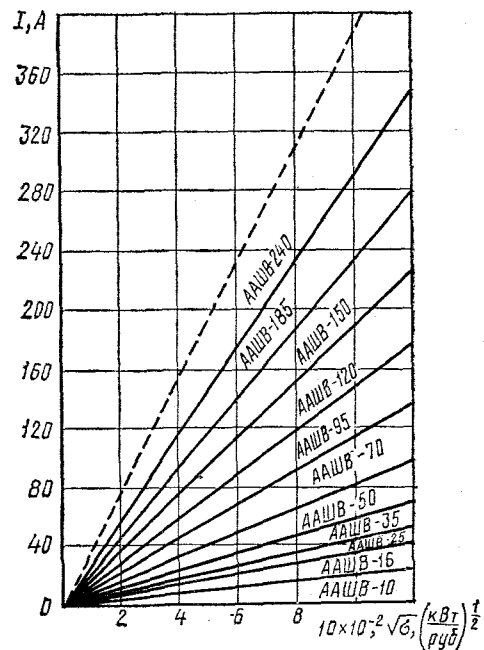


Рис. П.3.45. Но-
граммы для кабелей
до 1 кВ (четырёхжиль-
ные), проложенных в
траншее, марки ААШВ

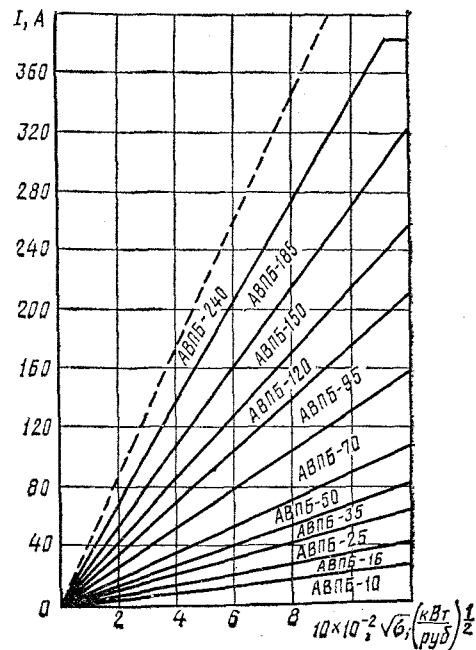


Рис. П.3.46. Но-
граммы для кабелей
до 1 кВ (четырёхжиль-
ные), проложенных в
траншее, марки АВПБ

П.4. Номограммы экономических интервалов для выбора оптимальной мощности трансформаторов и автотрансформаторов в нормальном режиме

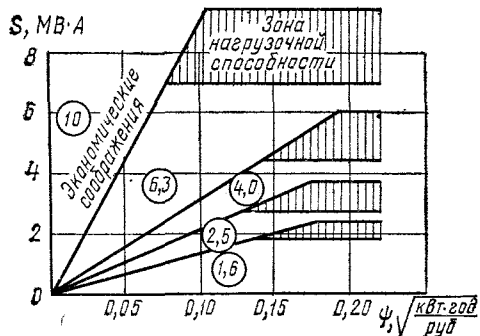


Рис. П.4.1. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 6—10 кВ с РПН (I район)
Трансформаторы 16 МВ·А экономически невыгодны

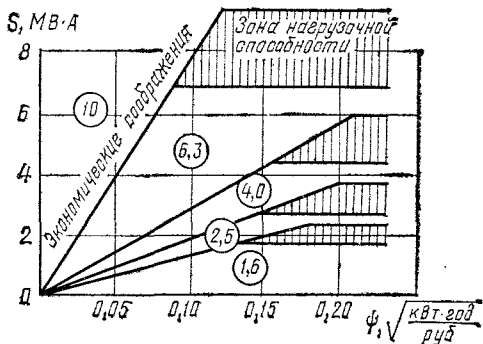


Рис. П.4.2. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 6—10 кВ с РПН (II район)
Трансформаторы 16 МВ·А экономически невыгодны

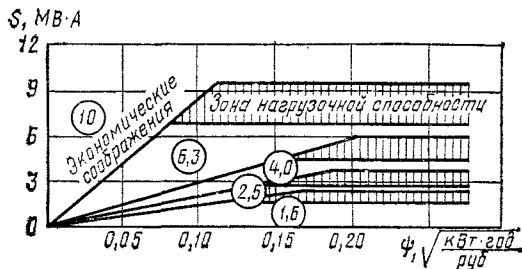


Рис. П.4.3. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 6—10 кВ с РПН (III район)
Трансформаторы 16 МВ·А экономически невыгодны

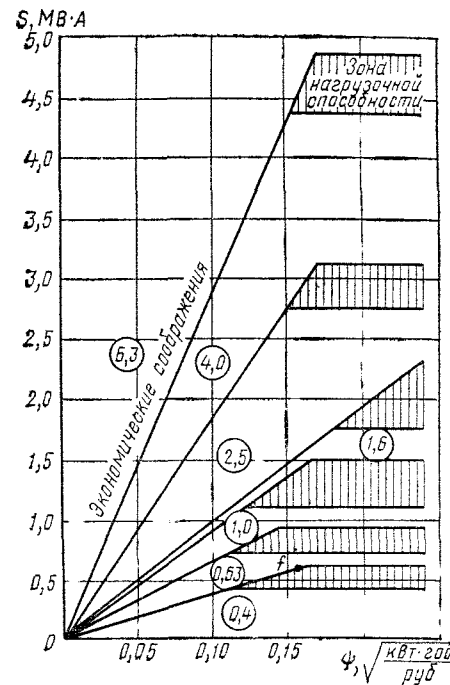


Рис. П.4.4. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 6—10 кВ без РПН (I район)

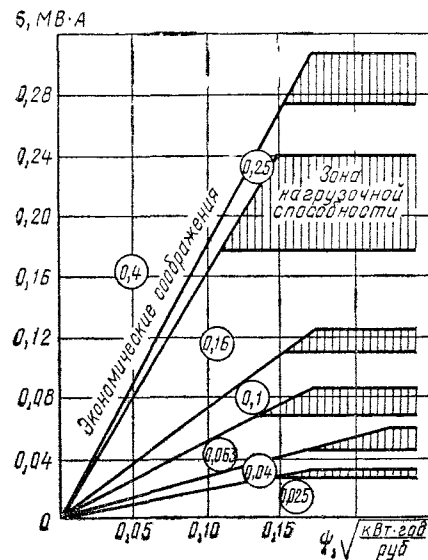


Рис. П.4.5. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 6—10 кВ без РПН (I район)—в укрупненном масштабе

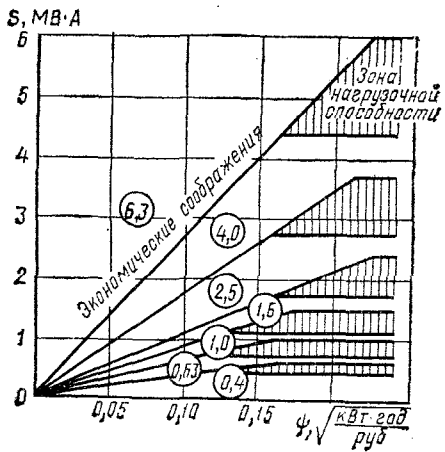


Рис. П.4.6. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 6—10 кВ без РПН (II район)

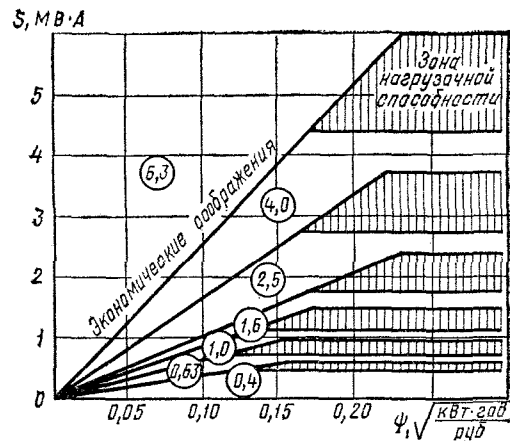


Рис. П.4.8. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 6—10 кВ без РПН (III район)

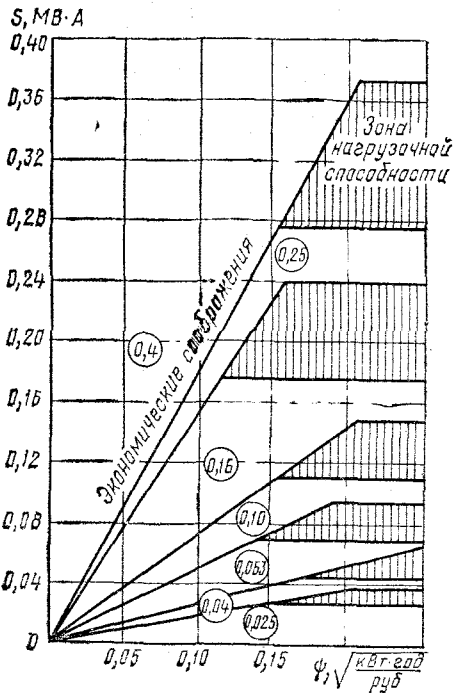


Рис. П.4.7. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 6—10 кВ без РПН (II район) — в укрупненном масштабе

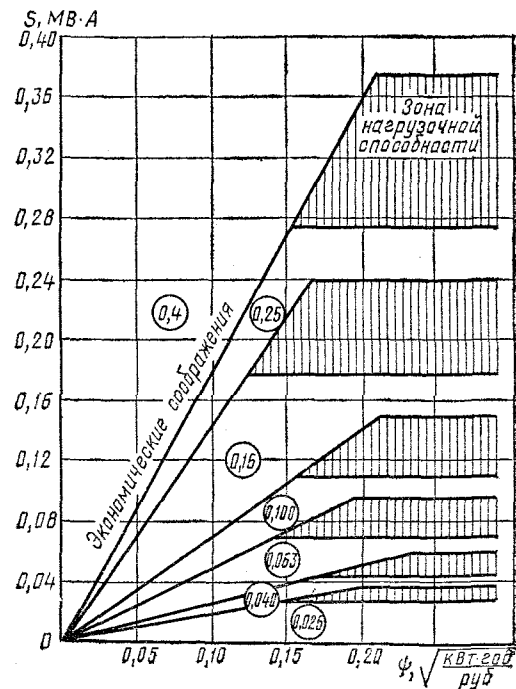


Рис. П.4.9. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 6—10 кВ без РПН (III район) — в укрупненном масштабе

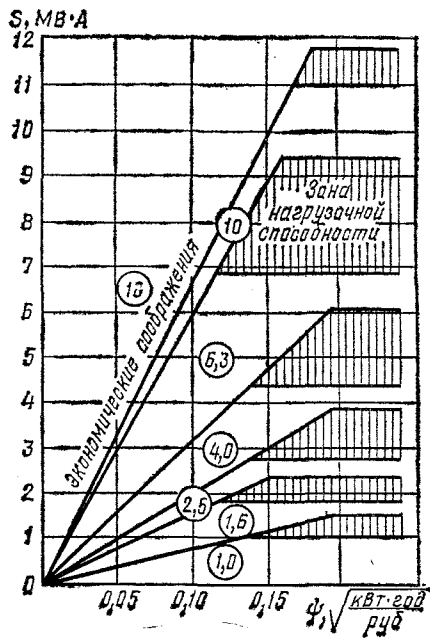


Рис. П.4.10. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 20 кВ с РПН (III район)

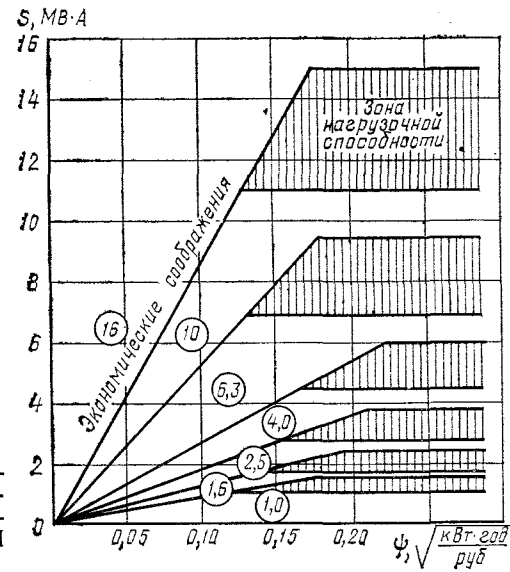


Рис. П.4.12. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 20 кВ с РПН (III район)

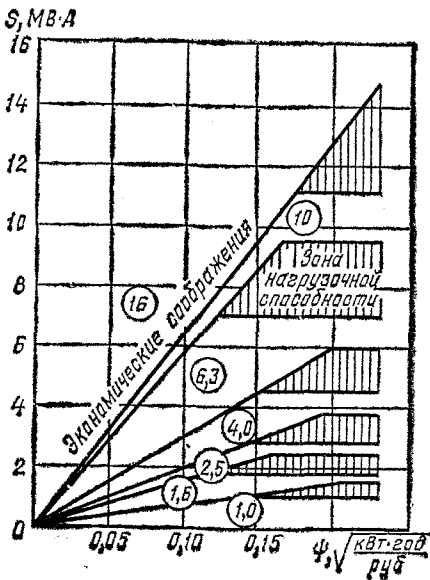


Рис. П.4.11. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 20 кВ с РПН (II район)

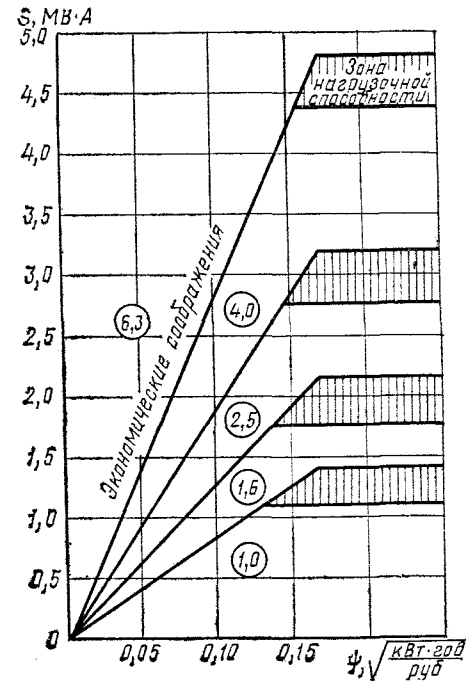


Рис. П.4.13. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 20 кВ без РПН (I район)

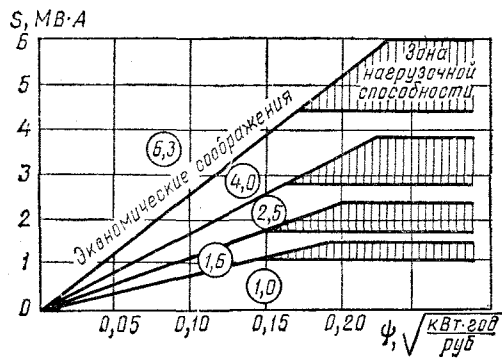


Рис. П.4.14. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 20 кВ без РПН (II район)

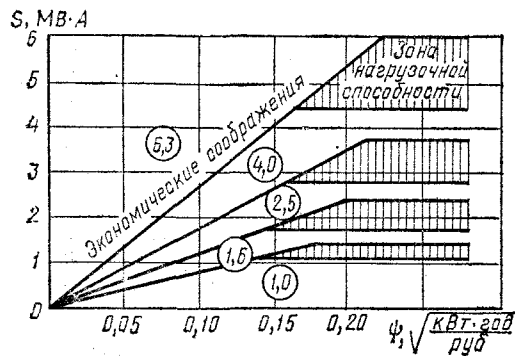


Рис. П.4.15. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 20 кВ без РПН (III район)

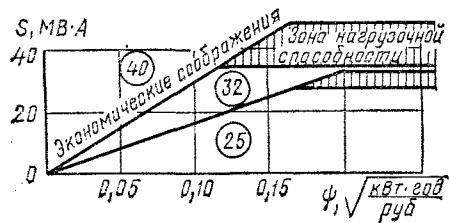


Рис. П.4.16. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 20 кВ с расщепленной обмоткой НН (I район)

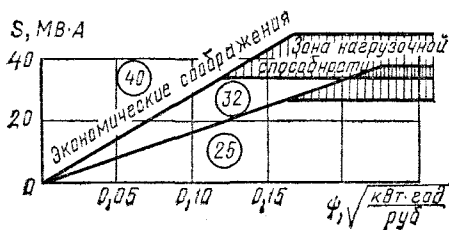


Рис. П.4.17. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 20 кВ с расщепленной обмоткой НН (II район)

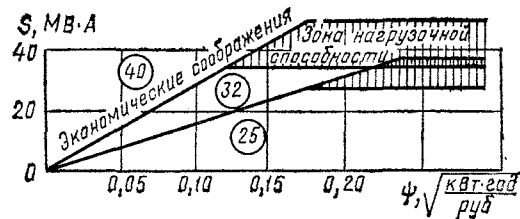


Рис. П.4.18. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 20 кВ с расщепленной обмоткой НН (III район)

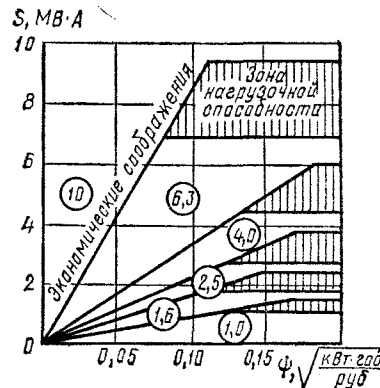


Рис. П.4.19. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 35 кВ с РПН (I район) Трансформаторы 16 МВ·А экономически невыгодны

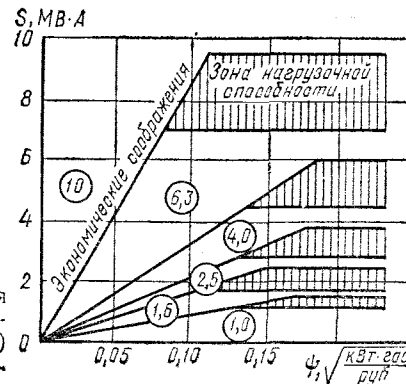


Рис. П.4.20. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 35 кВ с РПН (II район) Трансформаторы 16 МВ·А экономически невыгодны

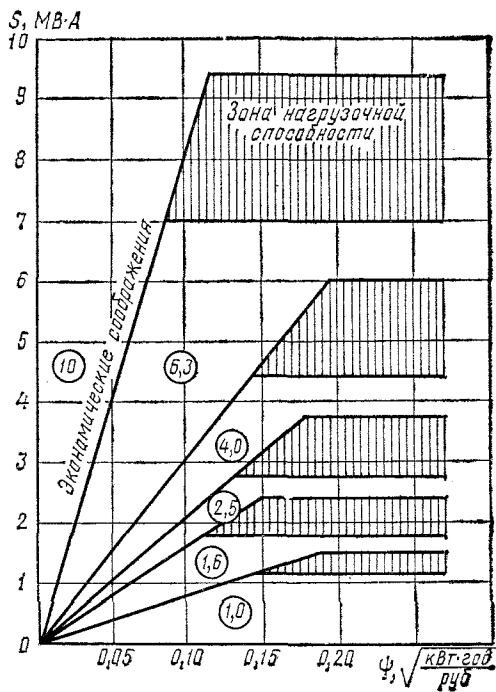


Рис. П.4.21. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 35 кВ с РПН (III район)
Трансформаторы 16 МВ·А экономически невыгодны

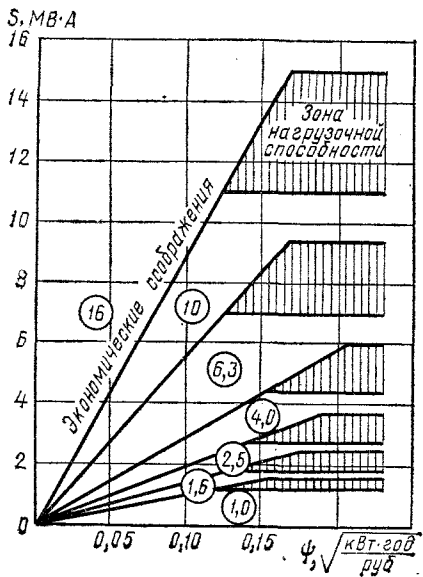


Рис. П.4.22. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 35 кВ без РПН (I район)

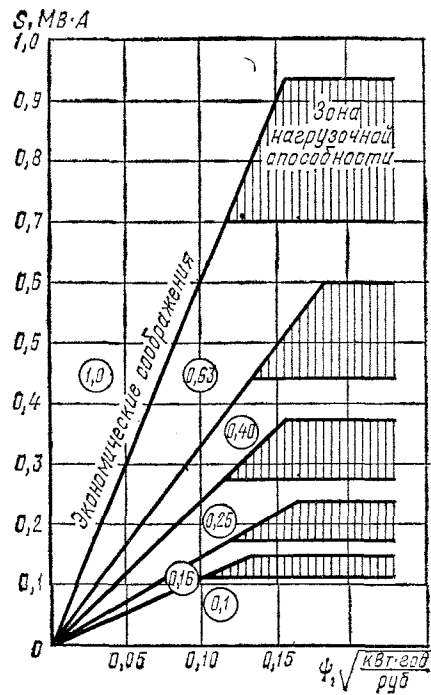


Рис. П.4.23. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 35 кВ без РПН (I район)—в укрупненном масштабе

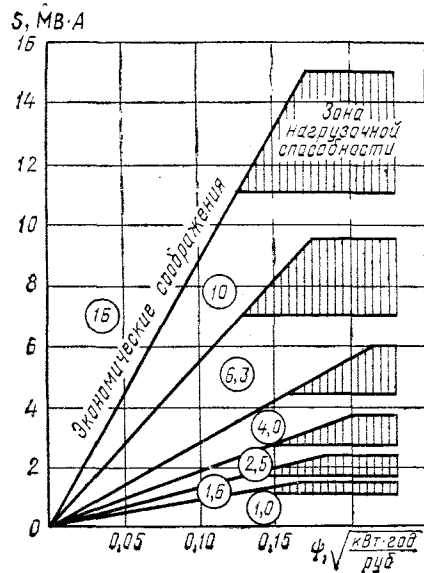


Рис. П.4.24. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 35 кВ без РПН (II район)

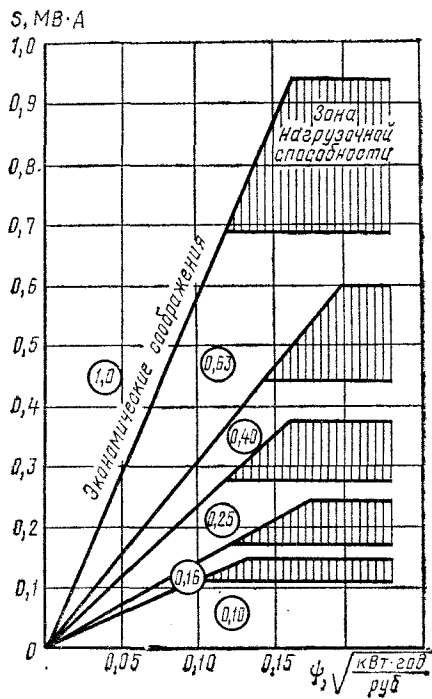


Рис. П.4.25. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 35 кВ без РПН (II район) — в укрупненном масштабе

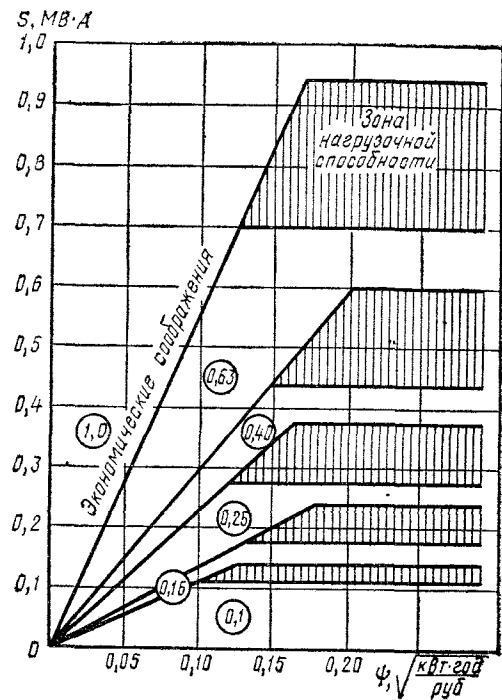


Рис. П.4.27. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 35 кВ без РПН (III район) — в укрупненном масштабе

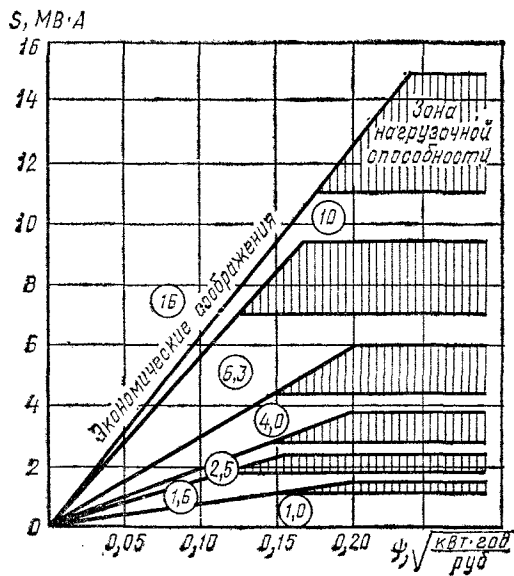


Рис. П.4.26. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 35 кВ без РПН (III район)

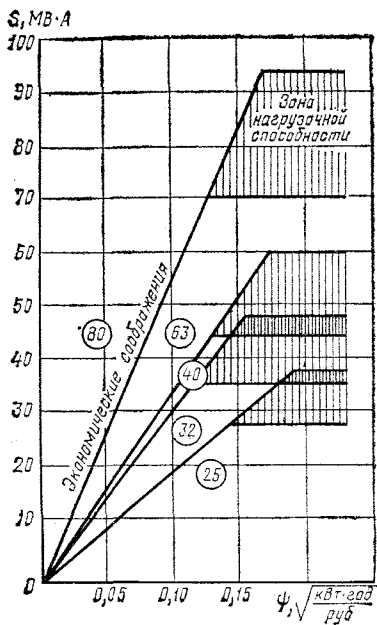


Рис. П.4.28. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 35 кВ с расщепленной обмоткой НН (I район)

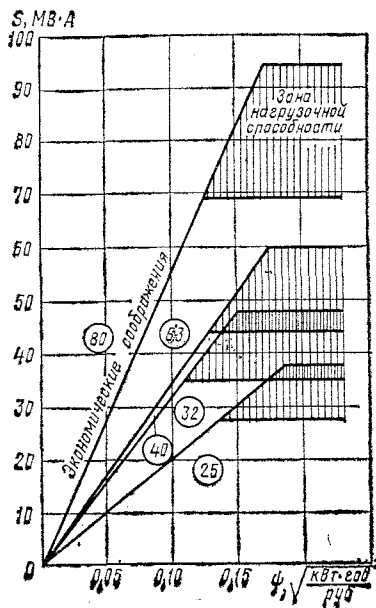


Рис. П.4.29. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 35 кВ с расщепленной обмоткой НН (II район)

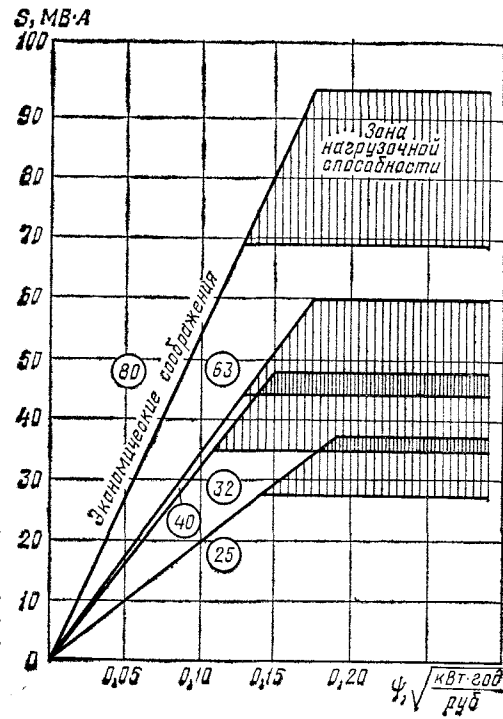


Рис. П.4.30. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 35 кВ с расщепленной обмоткой НН (III район)

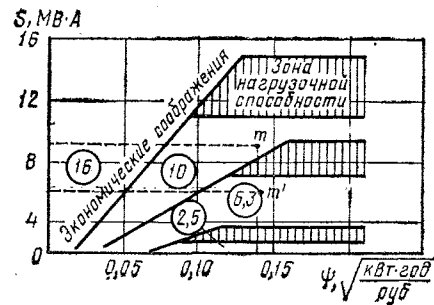


Рис. П.4.31. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 110 кВ с РПН (I район)

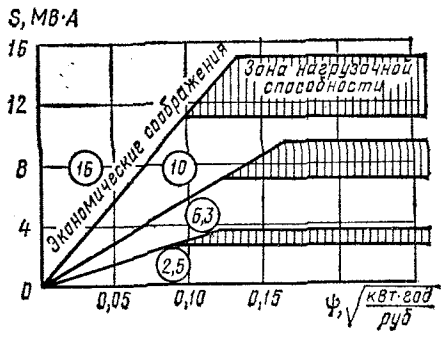


Рис. П.4.32. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 110 кВ с РПН (II район)

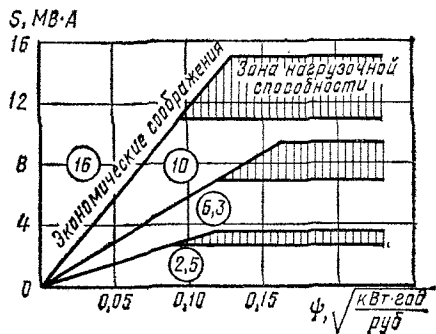


Рис. П.4.33. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 110 кВ с РПН (III район)

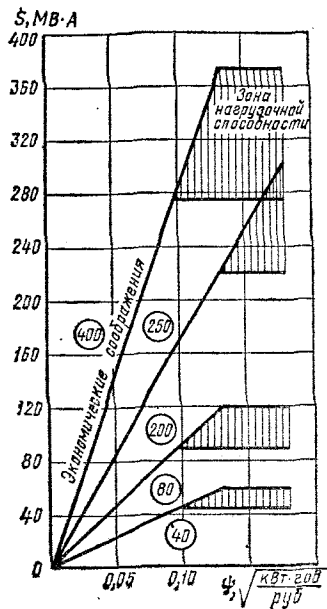


Рис. П.4.34. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 110 кВ без РПН (I район)
Трансформаторы 63 МВ·А и 125 МВ·А экономически невыгодны

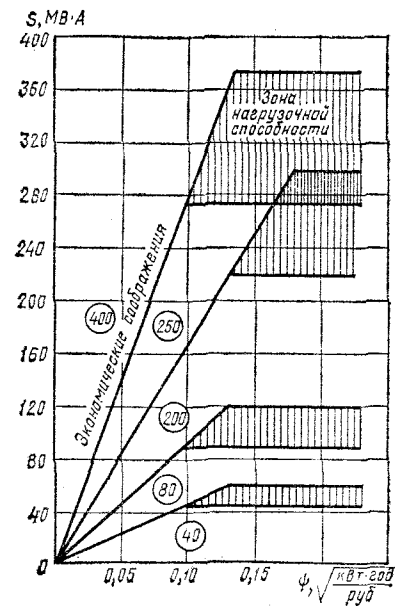


Рис. П.4.35. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 110 кВ без РПН (II район)

Трансформаторы 63 МВ·А и 125 МВ·А экономически невыгодны

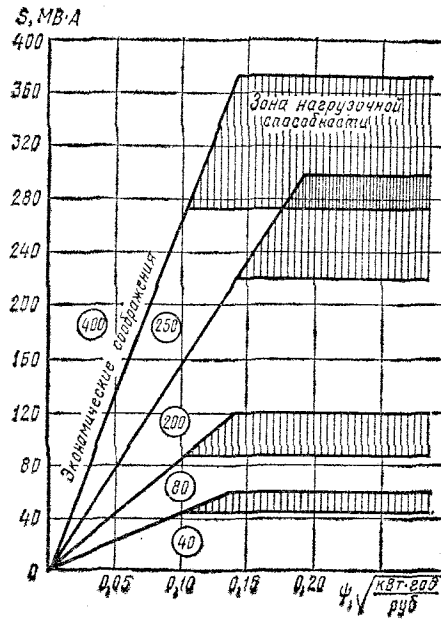


Рис. П.4.36. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 110 кВ без РПН (III район)

Трансформаторы 63 МВ·А и 125 МВ·А экономически невыгодны

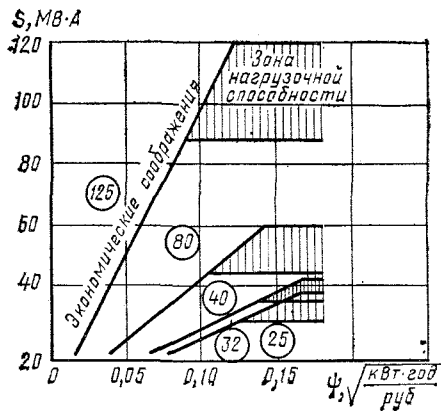


Рис. П.4.37. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 110 кВ с расщепленной обмоткой НН (I район)
Трансформаторы 63 МВ·А экономически невыгодны

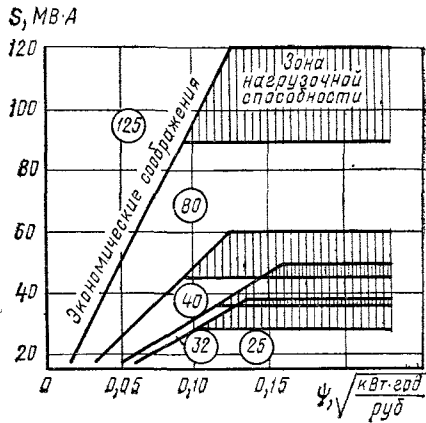


Рис. П.4.38. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 110 кВ с расщепленной обмоткой НН (II район)
Трансформаторы 63 МВ·А экономически невыгодны

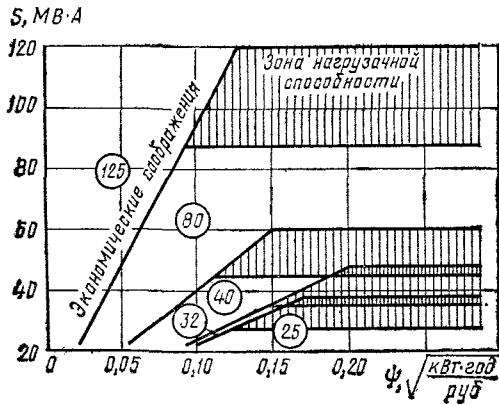


Рис. П.4.39. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 110 кВ с расщепленной обмоткой НН (III район)
Трансформаторы 63 МВ·А экономически невыгодны

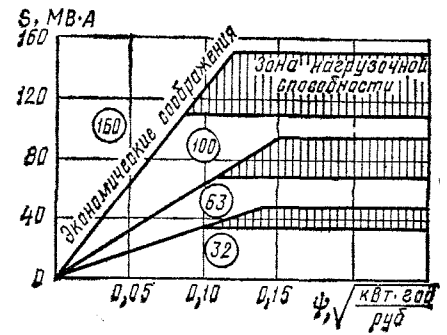


Рис. П.4.40. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 220 кВ с расщепленной обмоткой НН и с РПН (I район)

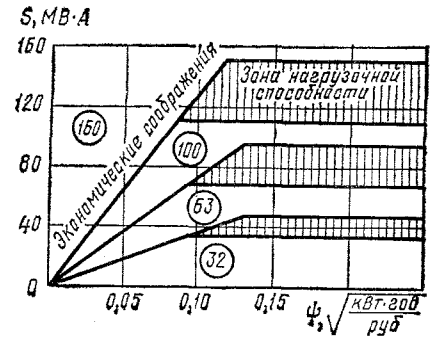


Рис. П.4.41. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 220 кВ с расщепленной обмоткой НН и с РПН (II район)

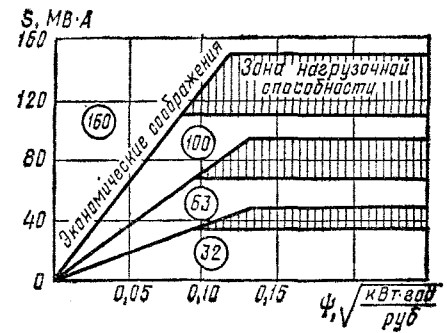


Рис. П.4.42. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 220 кВ с расщепленной обмоткой НН и с РПН (III район)

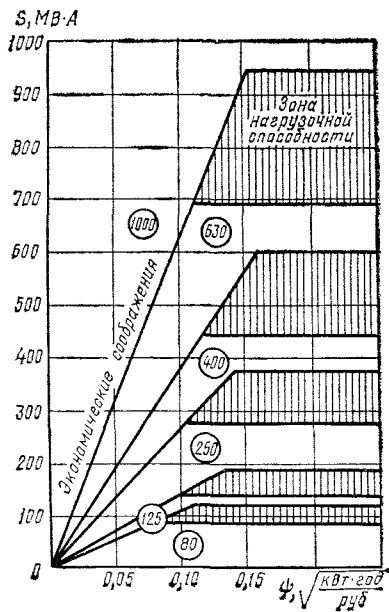


Рис. П.4.43. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 220 кВ без РПН (I район)

Трансформаторы 200 МВ·А экономически невыгодны

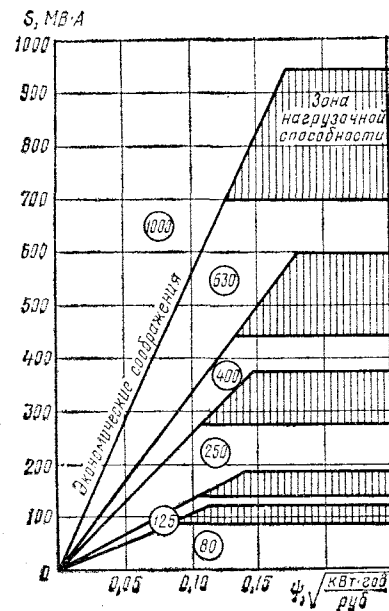


Рис. П.4.44. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 220 кВ без РПН (II район)

Трансформаторы 200 МВ·А экономически невыгодны

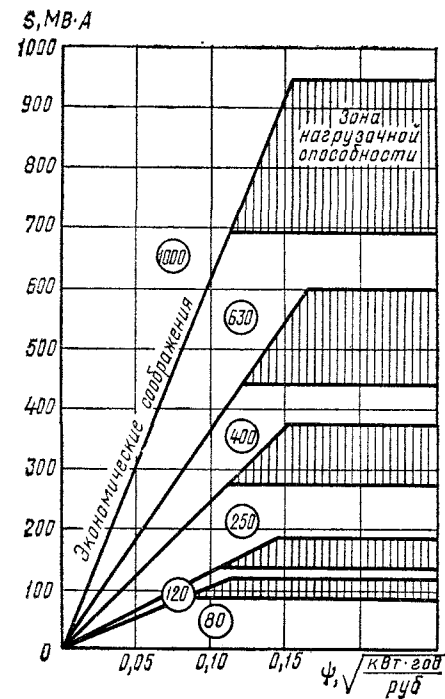


Рис. П.4.45. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 220 кВ без РПН (III район)

Трансформаторы 200 МВ·А экономически невыгодны

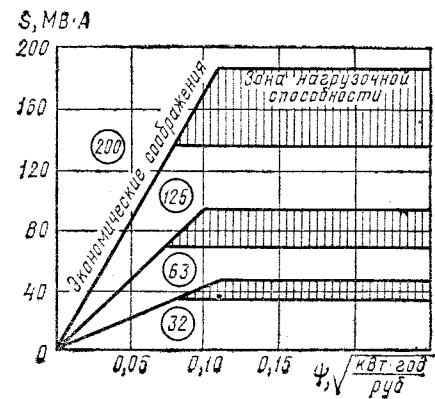


Рис. П.4.46. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 330 кВ с расщепленной обмоткой НН и с РПН (I район)

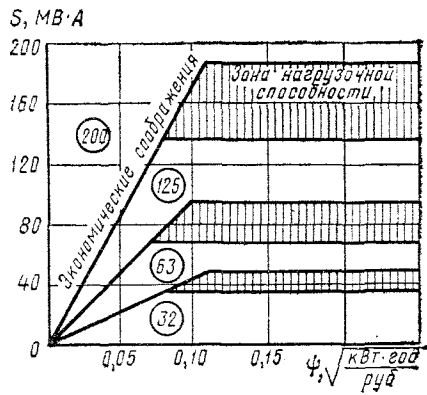


Рис. П.4.47. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 330 кВ с расщепленной обмоткой НН и с РПН (II район)

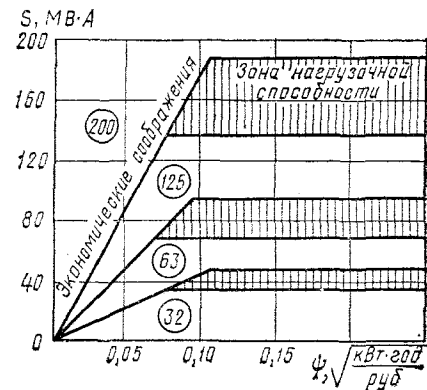


Рис. П.4.48. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 330 кВ с расщепленной обмоткой НН и с РПН (III район)

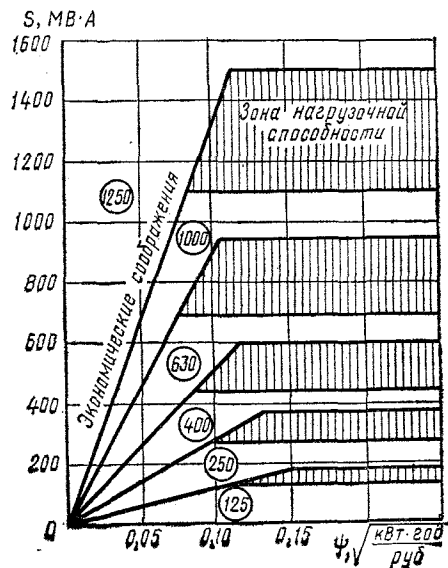


Рис. П.4.49. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 330 кВ без РПН (I район) Трансформаторы 200 МВ.А экономически невыгодны

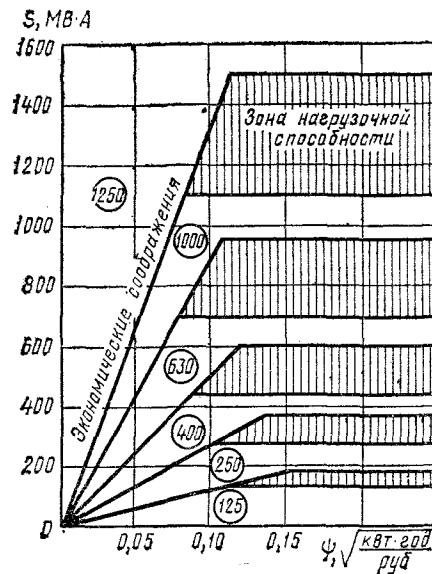


Рис. П.4.50. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 330 кВ без РПН (II район) Трансформаторы 200 МВ.А экономически невыгодны

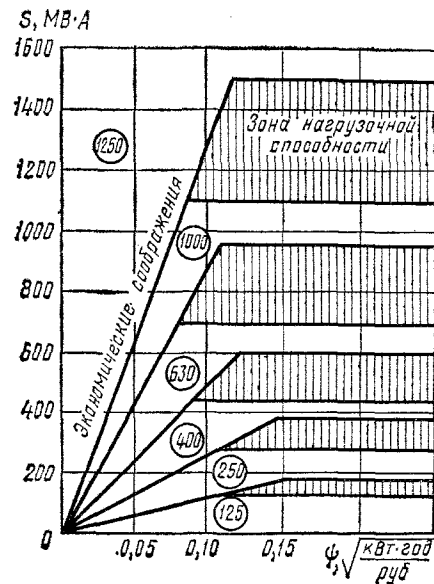


Рис. П.4.51. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 330 кВ без РПН (III район) Трансформаторы 200 МВ.А экономически невыгодны

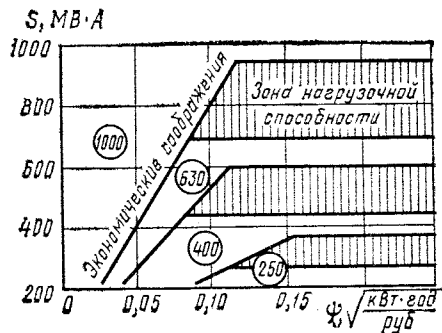


Рис. П.4.52. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 500 кВ без РПН (I район)

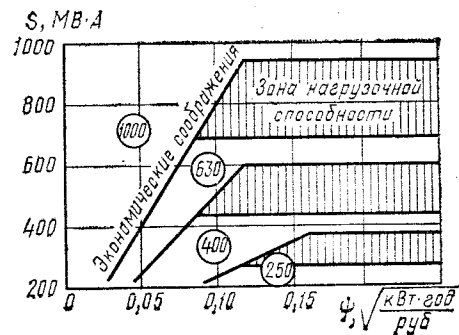


Рис. П.4.53. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 500 кВ без РПН (II район)

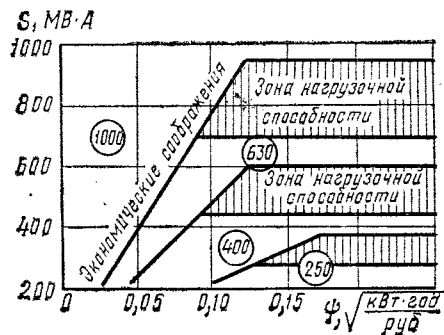


Рис. П.4.54. Номограммы для двухобмоточных трансформаторов 500 кВ без РПН (III район)

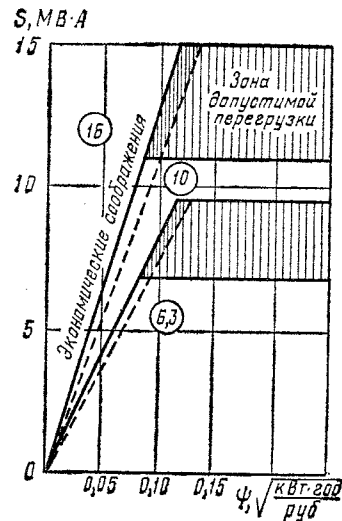


Рис. П.4.55. Номограммы для трехобмоточных трансформаторов 35 кВ с РПН (I район):
Примечание. На рис. П.4.55— П.4.60 приняты обозначения: — в режиме двухобмоточного трансформатора; — при равномерной нагрузке вторичных обмоток

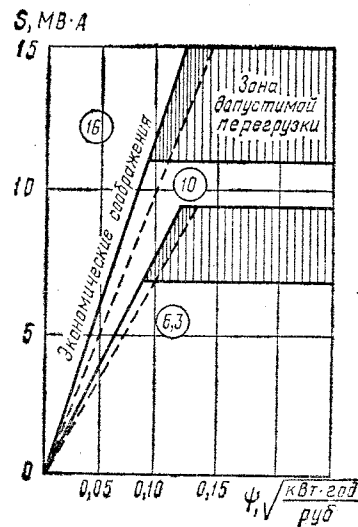


Рис. П.4.56. Номограммы для трехобмоточных трансформаторов 35 кВ с РПН (II район)

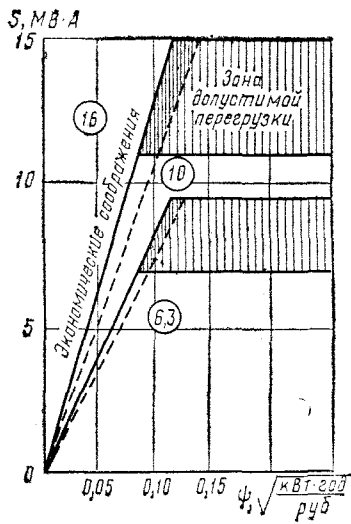


Рис. П.4.57. Номограммы для трехобмоточных трансформаторов 35 кВ с РПН (III район)

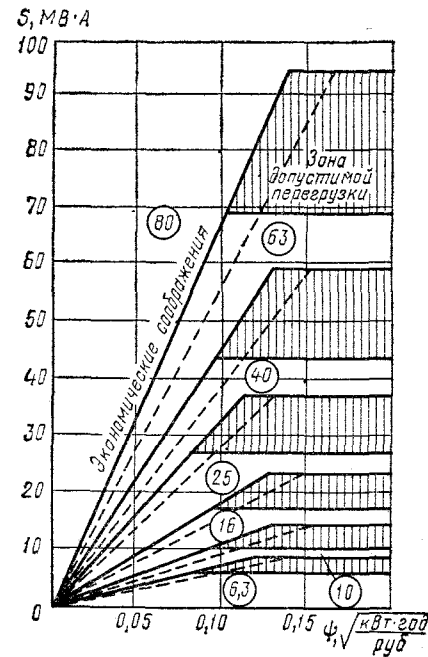


Рис. П.4.59. Номограммы для трехобмоточных трансформаторов 110 кВ с РПН (II район)

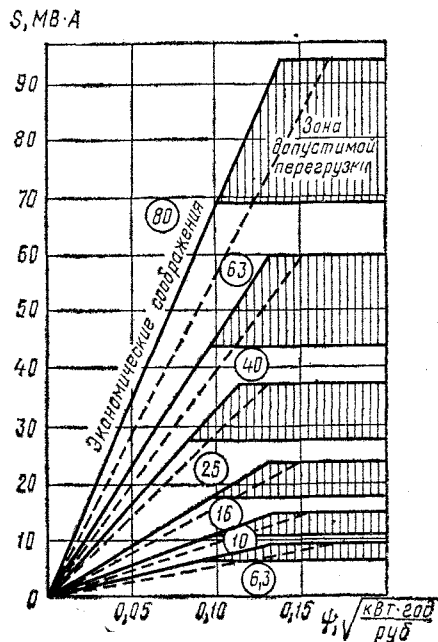


Рис. П.4.58. Номограммы для трехобмоточных трансформаторов 110 кВ с РПН (I район)

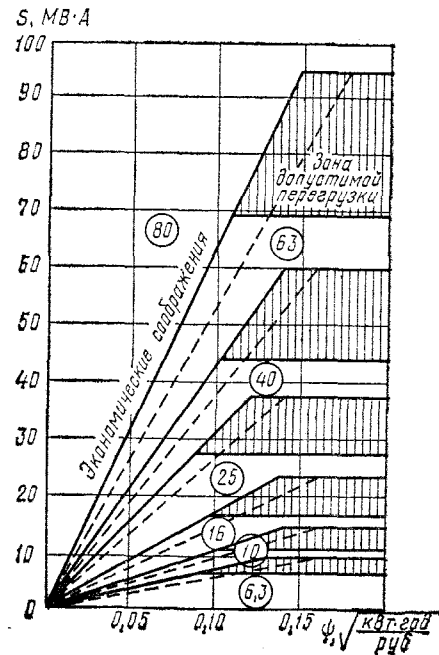


Рис. П.4.60. Номограммы для трехобмоточных трансформаторов 110 кВ с РПН (III район)

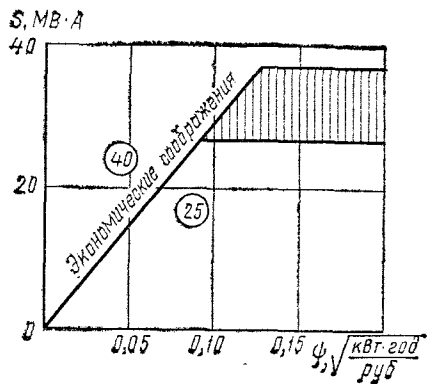


Рис. П.4.61. Номограммы для трехобмоточных трансформаторов 220 кВ с РПН в режиме двухобмоточных (I район)

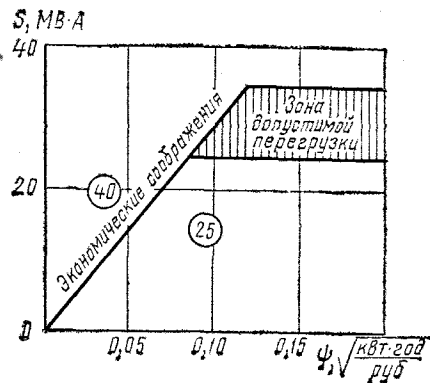


Рис. П.4.62. Номограммы для трехобмоточных трансформаторов 220 кВ с РПН в режиме двухобмоточных (II район)

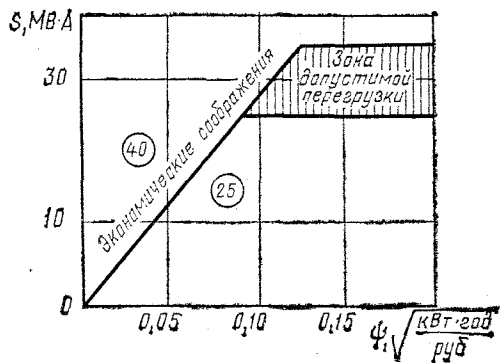


Рис. П.4.63. Номограммы для трехобмоточных трансформаторов 220 кВ с РПН в режиме двухобмоточных (III район)

Рис. П.4.64. Номограммы для автотрансформаторов 330/110 кВ (I район)

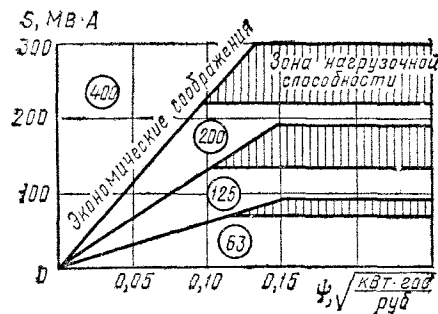


Рис. П.4.65. Номограммы для автотрансформаторов 330/110 кВ (II район)

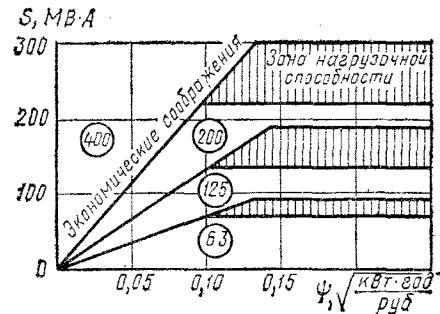


Рис. П.4.66. Номограммы для автотрансформаторов 330/110 кВ (III район)

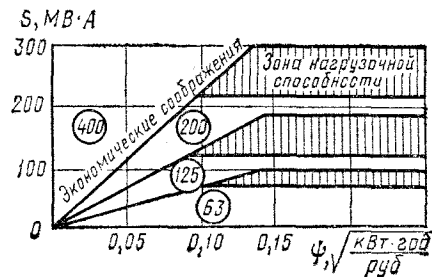
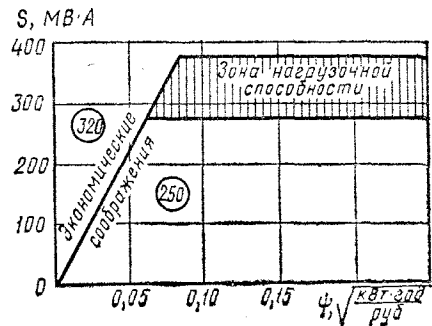


Рис. П.4.67. Номограммы для автотрансформаторов 500 кВ с РПН (I район)



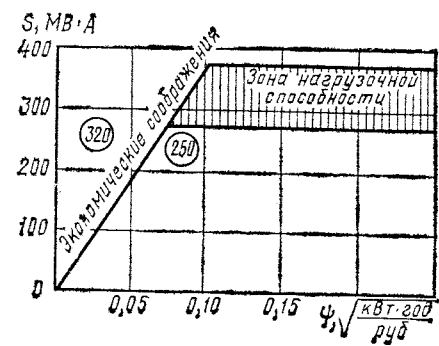


Рис. П.4.68. Номограммы для автотрансформаторов 500 кВ с РПН (II район)

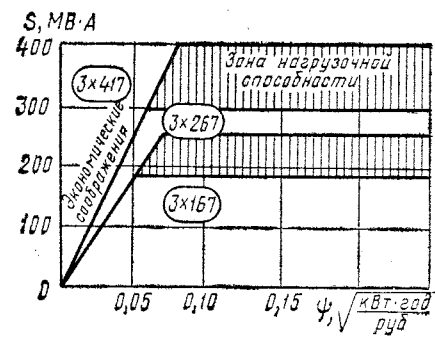


Рис. П.4.71. Номограммы для группы однофазных автотрансформаторов 500 кВ (II район)

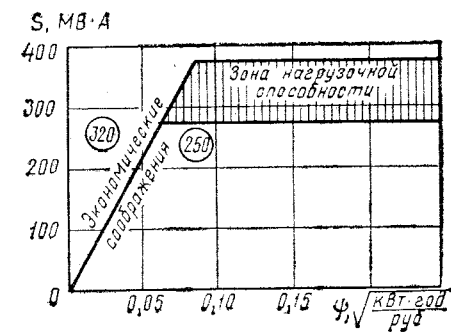


Рис. П.4.69. Номограммы для автотрансформаторов 500 кВ с РПН (III район)

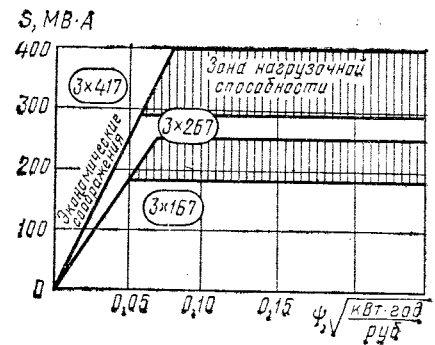


Рис. П.4.72. Номограммы для группы однофазных автотрансформаторов 500 кВ (III район)

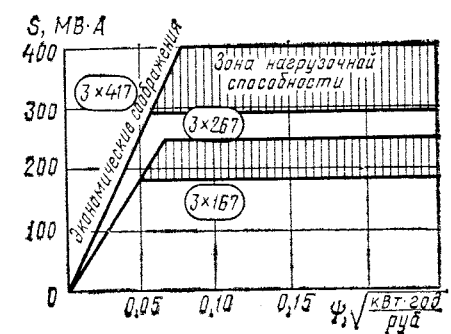


Рис. П.4.70. Номограммы для группы однофазных автотрансформаторов 500 кВ (I район)

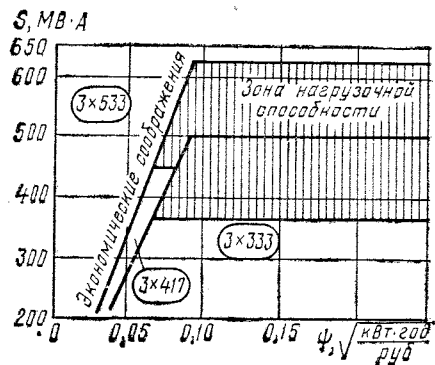


Рис. П.4.73. Номограммы для группы однофазных двухобмоточных трансформаторов 500 кВ без РПН (I район)

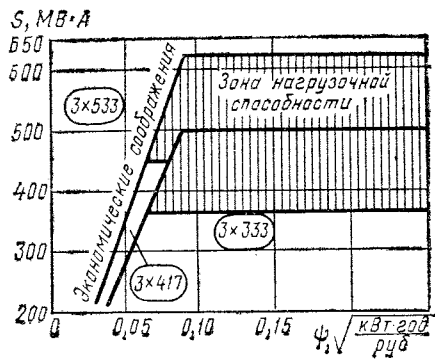


Рис. П.4.74. Номограммы для группы однофазных двухобмоточных трансформаторов 500 кВ без РПН (II район)

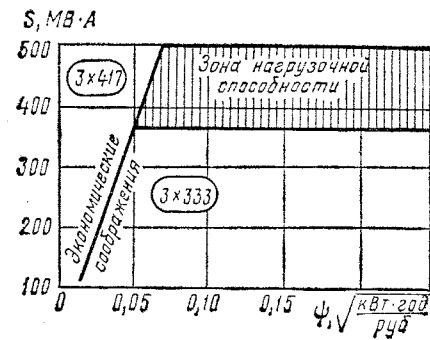


Рис. П.4.77. Номограммы для группы однофазных двухобмоточных трансформаторов 750 кВ без РПН (II район)

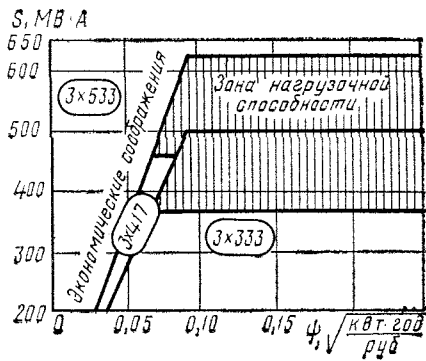


Рис. П.4.75. Номограммы для группы однофазных двухобмоточных трансформаторов 500 кВ без РПН (III район)

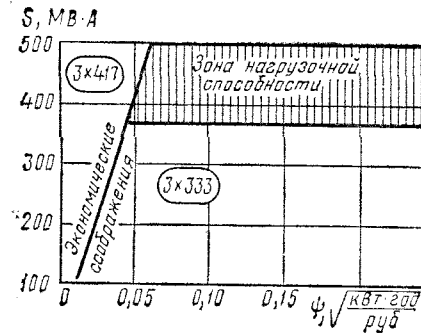


Рис. П.4.78. Номограммы для группы однофазных двухобмоточных трансформаторов 750 кВ без РПН (III район)

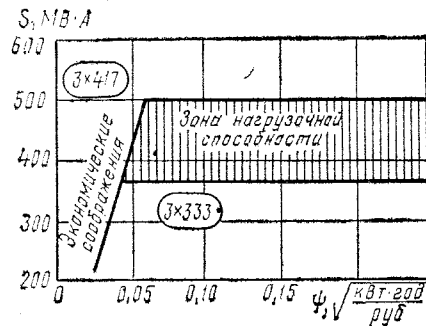


Рис. П.4.76. Номограммы для группы однофазных двухобмоточных трансформаторов 750 кВ без РПН (I район)

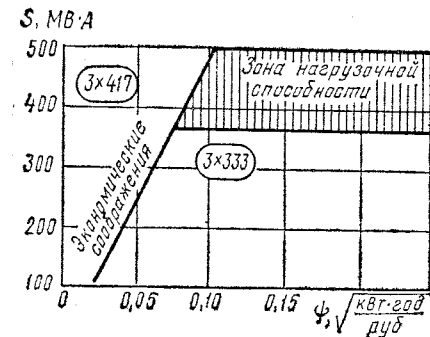


Рис. П.4.79. Номограммы для группы однофазных автотрансформаторов 750 кВ (I район)

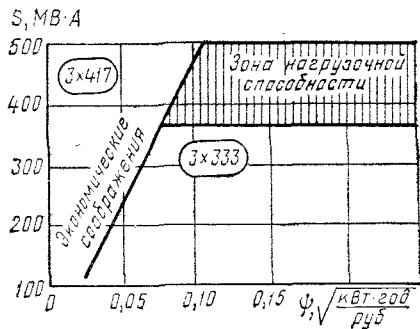


Рис. П.4.80. Номограммы для группы однофазных автотрансформаторов 750 кВ (II район)

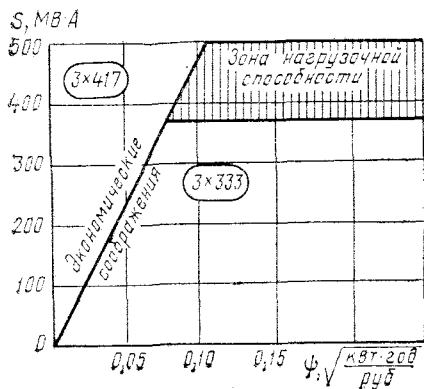


Рис. П.4.81. Номограммы для группы однофазных автотрансформаторов 750 кВ (III район)

П.5. Справочные материалы

1. Линии.

Таблица П.5.1. Длины пролетов в зависимости от напряжений линий

Напряже-ние, кВ	6—10	20—35	110	220	330	500
Длина проле-та, м	50—100	100—200	170—250	250—350	300—400	350—450

Таблица П.5.2. Число изоляторов в поддерживающих гирляндах на металлических и железобетонных опорах

Тип изолятора	При напряжении U, кВ					
	35	110	220	330	500	750
ПФК-Б	3	7	14	20	—	—
ПФ16-А	—	6	11	17	23	—
ПФ20-А	—	—	10	14	20	—
ПС6-А	3	8	14	21	—	—
ПС12-А	—	7	12	17	25	3×(38—41)
ПС22-А	—	—	10	15	21	29—34

Примечание. Ф — фарфоровые изоляторы, С — стеклянные; П — подвесные.

Таблица П.5.3. Усредненные данные активных сопротивлений и диаметров проводов и кабелей

Сечение провода, мм ²	Диаметр, мм	Удельное активное сопротивление, Ом/км		
		медные провода и кабели	алюминиевые провода и кабели	сталеалюминиевые провода
6	2,7	3,06	—	—
10	3,5	1,84	—	—
16	5,1	1,20	1,96	—
25	6,3	0,74	1,27	—
35	7,5	0,54	0,91	0,77
50	9,0	0,39	0,63	0,59
70	10,6	0,28	0,45	0,42
95	12,4	0,20	0,33	0,31
120	14,0	0,258	0,27	0,25
150	15,8	0,123	0,21	0,20
185	17,5	0,103	0,17	0,16
240	20,0	0,078	0,131	0,12
300	24,4	0,062	0,105	0,10
400	27,8	0,047	0,078	0,07
500	30,2	—	0,065	0,06
600	33,1	—	0,055	0,05

Примечание. Для монометаллических и комбинированных проводов при одном и том же сечении токоведущей части диаметры различны. Однако для ориентировочных расчетов можно использовать приведенные данные.

Таблица П.5.4. Расстояния между соседними проводами D в зависимости от напряжений линий $U_{ном}$

$U_{ном}$, кВ	D , м									
	До 1	6—10	20	35	110	150	220	330	500	750
D , м	0,5	1	1,5	3,5	5	6,5	7	11	14	19,5

Примечание. В линиях 750 кВ (Донбасс—Днепр—Винница—Львов) фаза расщеплена на четыре провода сечением АС-400 каждый. Расстояние между расщепленными проводами одной фазы 400 мм.

Таблица П.5.5. Минимальные сечения и диаметры провода по условиям потерь на корону

Номинальное напряжение, кВ	Диаметр провода, мм	Сечение сталеалюминиевого провода, мм ²
110	11,3	70
150	15,2	120
220	21,6	240
330	23,5	300
500	25,2	330
750	29	400

Примечания: 1. Воздушные линии 330—500 кВ могут выполняться с различным числом проводов в фазе (расщепленные провода). При этом напряженность электрического поля на проводе должна быть не более 28 кВ/см. 2. Расстояние между проводами в расщепленной фазе 300—600 мм.

Таблица П.5.6. Удельные активные R_0 и внутренние индуктивные X_0'' сопротивления стальных однопроволочных проводов, Ом/км

Ток по проводу, А	Диаметры проводов, мм					
	3,5		4,0		5,0	
	R_0	X_0''	R_0	X_0''	R_0	X_0''
2	16,1	6,45	12,5	4,38	8,35	3,58
4	18,5	11,9	14,3	9,7	10,8	8,1
6	21,4	16,3	16,5	12,5	13,8	11,2
8	21,7	16,7	18,0	14,2	15,4	13,3
10	21,9	17,1	18,1	14,3	14,6	12,4
15	20,2	18,3	17,3	13,3	13,6	11,4
20	—	—	—	—	12,7	10,5

2. Трансформаторы и автотрансформаторы.

Таблица П.5.7. Трех- и однофазные автотрансформаторы 500—750 кВ

Тип автотрансформатора	S _{ном} , МВ·А	Пределы регулируе- вия, %	Каталожные данные					
			U _{ном} , кВ, обмоток			S, %, обмоток		
			В	С	Н	В	С	Н
АТДЦТН-125000/500/110	125	±8×1,50	500	121	6,3; 10,5; 38,5	100	100	50
АТЦТН-250000/500/110	250	±8×1,50	500	121	10,5; 38,5	100	100	40
АТДЦТН-320000/500/220	320	+8×1,38 -8×1,47	500	230	10,5; 15,8; 38,5	100	100	37,5
АОДЦТН-167000/500/220	167	±6×2,0	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	230	10,5; 38,5; 13,8; 18; 20	100	100	30; 40; 50
АОДЦТН-167000/500/330	167	±6×2,0	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	330	10,5; 38,5	100	100	15
АОДЦТН-267000/500/220	267	±8×1,50	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	230	10,5; 38,5; 13,8; 18; 15,5; 20	100	100	25; 31; 45
АОЦТН-267000/500/330	267	±8×1,50	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	330	10,5; 38,5	100	100	15
АОЦТН-417000/500/220	417	±8×1,50	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	230	10,5; 15,8; 38,5	100	100	29
АОЦТН-533000/500/220	533	±8×1,40	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	230	10,5; 13,8; 38,5; 15,5; 18,1	100	100	25; 31
АОДЦТН-333000/750/330	333	±10	$\frac{750}{\sqrt{3}}$	330	16; 20; 15,75	100	100	45; 25
АОДЦТН-417000/750/500	417	±5	$\frac{750}{\sqrt{3}}$	500	10,6	100	100	25

Продолжение табл. П.5.7

Тип автотрансформатора	Каталожные данные						Расчетные данные на три фазы						
	u _к , %, обмоток			ΔP _{к.в.-с} , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _{гр} Ом, обмоток			X _{гр} Ом, обмоток			ΔQ _х , квар
	В-С	В-Н	С-Н				В	С	Н	В	С	Н	
АТДЦТН-125000/500/110	10,5	24	13	330	150	0,50	2,90	2,90	5,80	231	0	280	625
АТЦТН-250000/500/110	10,5	24	13	550	230	0,45	1,21	1,21	3,03	118	0	146	1125
АТДЦТН-320000/500/220	10,5	27,5	17	550	230	0,45	0,74	0,74	1,98	90,4	0	146	1440
АОДЦТН-167000/500/220	9,5	29	17,5	325	125	0,40	0,53	0,53	1,77; 1,32; 1,06	58	0	101,5	2010
АОДЦТН-167000/500/330	9,8	67	61	320	70	0,30	0,53	0,53	3,54	44	0	325	1500
АОДЦТН-267000/500/220	8,5	24	12,5	435	160	0,35	0,29	0,29	1,16; 0,94; 0,64	34	0	48	2805
АОЦТН-267000/500/330	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
АОЦТН-417000/500/220	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
АОЦТН-533000/500/220	8,5	24	12,5	760	250	0,25	0,12	0,12	0,48; 0,39	17,2	0	24	3990
АОДЦТН-333000/750/330	10,5	28,2	17,1	780	240	0,34	0,73	0,73	2,90	65	0	110	3390
АОДЦТН-417000/750/500	9,6	63	51	920	330	0,50	0,55	0,55	2,20	53,5	0	257	6255

Примечание. Регулирование напряжения осуществляется на стороне СН в АТ напряжением 500 кВ, на стороне ВН в АТ — напряжением 750—1150 кВ.

Таблица П.5.8. Трех- и однофазные двухобмоточные трансформаторы 500—750 кВ (без регулировки напряжения)

Тип трансформатора	S _{ном} , МВ·А	Каталожные данные						Расчетные данные на три фазы		
		U _{ном} , кВ, обмоток		u _к , %	ΔP _к , кВт	I _х , %	R _{тр} , Ом	X _{тр} , Ом	ΔQ _х , квар	
		В	Н							
ТЦ-200000/500;	200	525	15,75; 20	12,5	700	175	0,35	4,50	167	700
ТДЦ-200000/500;	400	525	15,75; 20	12,5	940	370	0,35	1,60	86	1400
ТЦ-400000/500	630	525	15,75; 20	13,5	1350	550	0,30	0,93	59	1890
ТЦ-630000/500	133	525/√3	13,80	13,4	513	430	3,00	2,60	92,5	12000
ОДЦ-133000/500;	210	525/√3	15,75; 20	13,2	630	372	2,00	1,30	57,8	12600
ОДЦГ-210000/500	333	525/√3	15,75; 20	12,5	950	200	0,45	0,80	34,6	4485
ОДЦ-333000/500	417	525/√3	15,75; 20	13	1180	255	0,40	0,62	28,7	5004
ОЦ-417000/500 *	533	525/√3	24	13,5	1400	300	0,35	0,45	23,2	5565
ОЦ-533000/550 *	417	787/√3	20	13	900	300	0,50	1,10	64	6255

* Обмотка НН выполняется расщепленной на две обмотки мощностью 50% каждая.

Таблица П.5.9. Трехфазные автотрансформаторы 330 кВ

Тип трансформатора	S _{ном} , МВ·А	Каталожные данные											
		U _{ном} , кВ, обмоток				u _к , % обмоток				ΔP _к , кВт, обмоток			
		В	С	Н		В-С	В-Н	С-Н		В-С	В-Н	С-Н	
АТДЦН-63000/330/110	63	330	115	10,5; 38,5	10	32	21	220	—	—	—	—	—
АТДЦН-125000/330/110	125	330	115	6,3; 10,5; 38,5	10	35	21	370	—	—	—	—	—
АТДЦН-125000/330/150	125	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
АТДЦН-200000/330/110	200	330	115	10,5; 38,5	10	24	22,5	600	—	—	—	—	—
АТДЦН-240000/330/220	240	347	242	11; 38,5	7,6	81	71,5	475	—	—	—	—	—
АТДЦН-250000/330/150	250	330	158	10,5; 38,5	10	33	23	—	—	—	—	—	—

Таблица П.5.10. Трехфазные автотрансформаторы 330 кВ

Тип трансформатора	Каталожные данные													
	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _{тр} , Ом, обмоток						X _{тр} , Ом, обмоток					
			В	С	Н		В-С	В-Н	С-Н		В-С	В-Н	С-Н	
АТДЦН-63000/330/110	70	0,6	3,30	3,30	6,60	195	0	414	378	—	—	—	—	
АТДЦН-125000/330/110	115	0,5	1,42	1,42	2,84	110	0	221	625	—	—	—	—	
АТДЦН-125000/330/150	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
АТДЦН-200000/330/110	180	0,5	0,90	0,90	2,26	64,5	0	140	1000	—	—	—	—	
АТДЦН-240000/330/220	225	1,5	0,89	0,99	2,40	42,8	0	362	3600	—	—	—	—	
АТДЦН-250000/330/150	170	0,7	0,70	0,70	1,40	48	0	110	1750	—	—	—	—	

Примечания: 1. Для автотрансформаторов мощность обмотки НН составляет 50% от номинальной, за исключением автотрансформаторов мощностью 200 и 240 МВ·А, для которых она составляет 40 и 25% от номинальной соответственно. 2. Регулирование напряжения осуществляется на стороне СН с помощью РПН±6×2%, за исключением автотрансформатора мощностью 240 МВ·А, который регулирование не имеет.

Таблица П.5.11. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 330 кВ

Тип трансформатора	S _{ном} , МВ·А	Пределы регулиру- рования, %	Каталожные данные				Расчетные данные				
			U _{ном} , кВ, обмоток		η, %	ΔP _{кв} , кВт	ΔP _{хв} , кВт	I _{хв} , %	R _{тр} , Ом	X _{тр} , Ом	ΔQ _{хв} , квар
			В	Н							
ТРДН-32000/330	32	±8×1,5	330	6,3/6,3; 6,3/10,5	11	170	82	2,0	19,90	412	640
ТРДЦН-63000/330	63	±1,5	330	10,5/10,5; 22; 38,5	11	295	120	0,80	8,0	210	504
ТРДЦН-125000/330	125	±8×1,5	330	10,5/10,5	11	420	180	0,50	3,22	105	625
ТДЦ-125000/330	125	—	347	10,5; 13,8	11	360	145	0,55	2,78	105	688
ТДЦ-200000/330	200	—	347	13,8; 15,7; 18	11	560	245	0,50	1,68	66	1000
ТДЦ-250000/330	250	—	347	13,8; 15,7	11	650	285	0,45	1,25	52,9	1125
ТДЦ-400000/330	400	—	347	15,7; 20	11	900	340	0,40	0,67	33	1000
ТЦ-630000/330	630	—	347	20	11	1320	500	0,35	0,40	0,29	2200
ТЦ-1000000/330	1000	—	347	24	11,5	2150	450	0,30	0,26	13,8	3000
ТЦ-1200000/330	1200	—	347	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечание. Регулирование осуществляется с помощью РПН.

Таблица П.5.12. Трехфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ

Тип трансформатора и автотрансформатора	S _{ном} , МВ·А	Пределы регулиру- вания, %	Каталожные данные							
			U _{ном} , кВ, обмоток			η, %, обмоток				
			В	С	Н	В-С	В-Н	С-Н		
ТДЦН-10000/220	10	±8×1,5	230	22; 38,5	6,6; 11	—	12,5	—	—	6,5
ТДЦН-25000/220	25	±8×1,5	230	22; 27,5; 38,5	6,6; 11	—	11	—	—	20
АТДЦН-32000/220/110	32	±2×6,0	230	121	6,6; 11; 38,5	—	—	—	—	34
ТДЦН-40000/220	40	±8×1,5	230	22; 27,5; 38,5	6,6; 11	—	22,0(12,5)	—	—	(12,5) 22
ТДЦН-63000/220	63	±8×1,5	230	22; 38,5	6,6; 11	—	24(12,5)	—	—	(12,5) 24
АТДЦН-63000/220/110	125	±6×2,0	230	121	6,6; 11; 27,5; 38,5	—	—	—	—	10,5
АТДЦН-125000/220/110	125	±6×2,0	230	121	6,6; 11; 13,8; 38,5	—	—	—	—	19
АТДЦН-200000/220/110	200	±6×2,0	230	121	6,6; 11; 13,8; 38,5	—	—	—	—	31
					6,6; 11; 13,8; 38,5	—	—	—	—	32

Продолжение табл. П.5.12

Тип трансформатора и автотрансформатора	Каталожные данные						Расчетные данные					
	ΔP _{кв} , кВт, обмоток			I _{хв} , %	R _{тр} , Ом, обмоток			X _{тр} , Ом, обмоток			ΔQ _{хв} , квар	
	В-С	В-Н	С-Н		В	С	Н	В	С	Н		
ТДЦН-10000/220	—	—	—	1,2	5,72	5,72	—	—	—	—	—	—
ТДЦН-25000/220	—	135	—	0,6	3,74	3,74	—	—	—	—	—	300
АТДЦН-32000/220/110	—	145	—	1,1	3,97	3,97	—	—	—	—	—	192
ТДЦН-40000/220	—	240	—	1,0	2,13	2,13	—	—	—	—	—	440
ТДЦН-63000/220	—	320	—	0,5	1,43	1,43	—	—	—	—	—	630
АТДЦН-63000/220/110	—	215	—	0,5	0,50	0,50	—	—	—	—	—	315
АТДЦН-125000/220/110	—	290	—	0,5	0,39	0,39	—	—	—	—	—	625
АТДЦН-200000/220/110	430	360	320	0,5	0,20	0,20	—	—	—	—	—	1000

Примечания: 1. Для автотрансформаторов мощность обмотки НН равна 50% от номинальной. 2. Регулирование напряжения осуществляется с помощью РПН на стороне ВН (±8×1,5%) или на стороне СН (±6×2%).

Таблица П.5.13. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ

Тип трансформатора	S _{ном} , МВ·А	Пределы регулиру- вания, %	Каталожные данные				Расчетные данные				
			U _{ном} кВ, обмоток		ц _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _{тр} , Ом	X _{тр} , Ом	ΔO _х , квар
			В	Н							
ТРДН-32000/220	32	±8×1,5	230	6,6; 6,6	12	167	53	0,90	8,66	198,5	288
ТРДЦН-63000/220	63	±8×1,5	230	6,6/11; 11/11	12	300	82	0,80	4,00	100	504
ТДЦ-80000/220	80	±2×2,5	242	6,3; 10,5; 13,8	11	320	105	0,60	2,64	72,8	480
ТРДЦН-100000/220	100	±8×1,5	230	11/11	12	360	115	0,70	1,90	63	700
ТДЦ-125000/220	125	±2×2,5	242	6,3; 10,5; 13,8; 20	11	380	135	0,50	1,27	46,5	625
ТРДЦН-160000/220	160	±8×1,5	230	11/11	12	526	167	0,60	1,08	39,7	960
ТДЦ-200000/220	200	—	242	13,8; 15,75; 18	11	580	200	0,45	0,77	29	900
ТДЦ-250000/220	250	—	242	13,8; 15,75	11	650	240	0,45	0,55	23,2	1125
ТДЦ-400000/220	400	—	242	13,8; 15,75; 20	11	880	330	0,40	0,29	14,5	1600
ТЦ-630000/220	630	—	242	15,75; 20	11	1300	380	0,35	0,17	9,2	2200

Примечание. Регулирование напряжения осуществляется на стороне ВН.

Таблица П.5.14. Трехфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 150 кВ

Тип трансформатора	S _{ном} , МВ·А	Пределы регулиру- вания, %	Каталожные данные					
			U _{ном} кВ, обмоток			ц _к , %, обмоток		
			В	С	Н	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН-16000/150	16	±8×1,5	158	22; 38,5	6,6; 11	10,5	18	6
ТДТН-25000/150	25	±8×1,5	158	22; 27,5; 38,5	6,6; 11	10,5	18	6
ТДТН-40000/150	40	±8×1,5	158	22; 38,5	6,6; 11	10,5	18	6
ТДТН-63000/150	63	±8×1,5	158	22; 38,5	6,6; 11	10,5	18	6
АТДТН-100000/150	100	±4×2,5	158	115	6,6	5,3	15	15

Продолжение табл. П.5.14

Тип трансформатора	Каталожные данные						Расчетные данные					
	ΔP _к кВт, обмоток			I _х , %	R _{тр} Ом, обмоток			X _{тр} Ом, обмоток			ΔO _х , квар	
	В-С	В-Н	С-Н		В	С	Н	В	С	Н		
ТДТН-16000/150	—	96	—	1,0	4,70	4,70	176	0	103,5	160		
ТДТН-25000/150	—	145	—	0,9	2,90	2,90	112,5	0	67,5	225		
ТДТН-40000/150	—	185	—	0,8	1,45	1,45	70	0	42,2	320		
ТДТН-63000/150	—	285	—	0,7	0,90	0,90	44,7	0	26,8	431		
АТДТН-100000/150	310	235	230	1,5	0,54	0,20	6,6	6,6	30,9	1500		

Примечания: 1. Для автотрансформатора мощность обмотки НН равна 20% от номинальной. 2. Регулирование напряжения осуществляется с помощью РПН на стороне ВН, для автотрансформатора 100 МВ·А — на стороне СН.

Таблица П.5.15. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 150 кВ

Тип трансформатора	S _{ном} , МВ·А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные				Расчетные данные				
			U _{ном} кВ, обмоток		u _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _{тр} , Ом	X _{тр} , Ом	ΔQ _х , квар
			В	Н							
ТМН-4000/150	4	±9×1,3	158	6,6; 11	10,5	35	10	1,20	54,00	656	48
ТДН-16000/150	16	±8×1,5	158	6,6; 11	11	85	21	0,80	8,30	172	128
ТРДН-32000/150	32	±8×1,5	158	6,3/6,3 10,5/10,5; 11/11	10,5	145	35	0,70	3,54	82	224
ТРДН-63000/150	63	±8×1,5	158	6,3/10,5 11/11	17	235	59	0,65	1,48	67,5	410
ТДЦ-125000/150	125	±2×2,5	165	10,5	11	380	110	0,50	0,61	22	625
ТДЦ-400000/150	400	—	165	20	11	930	270	0,50	0,15	6,9	2000

Примечание. Регулирование напряжения осуществляется с помощью РПН на стороне НН (трансформаторы 4 МВ·А), на стороне ВН (трансформаторы 16—63 МВ·А) или с ПВВ (трансформаторы 125—400 МВ·А).

Таблица П.5.16. Трехфазные трехобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип трансформатора	S _{ном} , МВ·А	Каталожные данные								
		U _{ном} , кВ, обмоток			u _к , %, обмоток			R _{тр} , Ом, обмоток		
		В	С	Н	В-С	В-Н	С-Н	В	С	Н
ТМТН-6300/110	6,3	115	22; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6	6	6	
ТДТН-10000/110	10	115	22; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6	6	6	
ТДТН-16000/110*	16	115	27,5; 22; 38,5	6,6; 11	17 (10,5)	10,5 (17)	6	6	6	
ТДТН-25000/110	25	115	11; 22; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6	6	6	
ТДТНЭ-25000/110	25	115	38,5; 27,5	6,6; 11; 27,5	17	10,5	6	6	6	
ТФТП-31500/110	31,5	110	38,5	27,5	18,2	10,6	6	6	6	
ТДТН-40000/110*	40	115	11; 22; 27,5; 38,5	6,6; 11	10,5 (17)	17 (10,5)	6	6	6	
ТДТН-63000/110*	63	115	38,5	6,6; 11	10,5 (17)	17 (10,5)	6	6	6	
ТДЦТН-80000/110*	80	115	38,5	6,6; 11	10,5 (17)	17 (10,5)	6	6	6	

Продолжение табл. П.5.16

Тип трансформатора	Каталожные данные									Расчетные данные								
	ΔP _к , кВт			I _х , %			R _{тр} , Ом, обмоток			X _{тр} , Ом, обмоток			ΔQ _х , квар					
	В	С	Н	В	С	Н	В	С	Н	В	С	Н	В	С	Н			
ТМТН-6300/110	60	14	1,20	10	10	10	225	0	131	75,5								
ТДТН-10000/110	80	19	1,10	5,30	5,30	10	142	0	82	110								
ТДТН-16000/110*	105	26	1,05	2,70	2,70	2,70	88	(0); 52	(52); 0	168								
ТДТН-25000/110	145	36	1,00	1,50	1,50	1,50	54	0	33	250								
ТДТНЭ-25000/110	145	45	1,00	1,50	1,50	1,50	57	33	0	250								
ТФТП-31500/110	200	55	1,00	1,30	1,30	1,30	46,5	29,8	0	472								
ТДТН-40000/110*	230	50	0,90	0,95	0,95	0,95	35,4	0; (20,6)	20,6; (0)	360								
ТДТН-63000/110*	310	70	0,85	0,52	0,52	0,52	22,6	0; (13,1)	13,1; (0)	536								
ТДЦТН-80000/110*	390	82	0,80	0,40	0,40	0,40	17,7	0; (10,3)	10,3; (0)	640								

Примечания: 1. Все трансформаторы имеют РПН ±9×1,78% на стороне ВН, за исключением трансформатора ТФТП с ПВВ ±2×2,5% и ТДТНЭ с РПН ±4×2,5% на ВН. 2. Трансформатор ТФТП предназначается в качестве передвигного резерва для питания члчовых подстанций.

* При X_{тр} обмотки С.Н. равной нулю, обмотки НН изготавливаются с U_{ном} = 6,3 или U_{ном} = 10,5 кВ.

Таблица П.5.17. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип трансформатора	S _{ном} , МВ·А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные		Расчетные данные						
			U _{ном} , кВ, обмоток		I _х , %	R _{тр} , Ом	X _{тр} , Ом	ΔQ _х , квар			
			В	Н					ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _к , %
ТМН-2500/110	2,5	±10×1,50 8×1,50	110	6,6; 11; 22	10,5	22	5,0	1,50	46,60	555	37,5
ТМН-4000/110	4,0	±9×1,78	115	—	—	—	—	—	—	—	—
ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78	115	6,6; 11; 22; 38,5	10,5	50	10	1,00	16,60	220	63
ТДН-10000/110	10	±9×1,78	115	6,6; 11; 22; 38,5	10,5	60	14	0,90	7,95	139	90
ТДН-16000/110	16	±9×1,78	115	—	—	85	21	0,85	4,38	86,7	136
ТДН-25000/110	25	±9×1,78	115	6,3; 6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	120	29	0,80	2,54	55,9	200
ТДН-32000/110	32	±9×1,78	115	—	—	145	35	0,75	1,87	43,5	240
ТДНС-32000/110	32	±9×1,78	115	10,5/10,5	10,5	145	35	0,75	1,87	66	240
ТДН-40000/110	40	±9×1,78	115	—	—	175	42	0,70	1,44	34,8	280
ТДНС-40000/110	40	±9×1,78	115	3,15; 6,3; 10,5	10,5	175	42	0,70	1,44	34,8	280
ТД-40000/110	40	±2×2,50	115	6,3; 6,3; 6,3/10,5	10,5	260	59	0,65	0,87	22	410
ТДЦН-63000/110	63	±9×1,78	121	10,5/10,5	10,5	315	70	0,60	0,65	17,3	480
ТДЦН-80000/110	63	±9×1,78	121	6,3; 10,5; 13,8; 3,15	10,5	315	70	0,60	0,65	17,3	480
ТД-80000/110	80	±2×2,50	121	10,5; 13,8	10,5	520	120	0,55	0,33	11,1	678
ТДЦ-125000/110	125	±2×2,50	121	13,8; 15,75; 18; 20	10,5	700	170	0,50	0,23	6,9	1000
ТДЦ-200000/110	200	±2×2,50	121	15,75; 20	10,5	790	200	0,50	0,17	5,5	1250
ТДЦ-250000/110	250	±2×2,50	121	—	—	1350	230	0,80	0,12	3,5	3200
ТДЦ-400000/110	400	±2×2,50	121	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечания: 1. Регулирование напряжения осуществляется с помощью РПН на стороне ВН, за исключением трансформаторов типа ТМН-2500/110 с РПН на стороне НН и ТД с ПБВ на стороне ВН. 2. Трансформаторы типа ТДН могут изготавливаться с несращенной обмоткой НН 38,5 кВ, трансформатор 25 МВ·А — с 27,5 кВ (для электрификации железных дорог).

Таблица П.5.18. Трехфазные трехобмоточные трансформаторы 35 кВ

Тип трансформатора	S _{ном} , МВ·А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные						
			U _{ном} , кВ, обмоток			I _к , % обмоток			
			В	С	Н	В-С	В-Н	С-Н	
ТМТН-6300/35	6,3	±8×1,5	35	10,5(11); 13,8	6,3(6,6)	7,5	7,5	7,5	16,5
ТМТН-10000/35	10	±8×1,5	36,75	10,5(11), 13,8	6,3(6,6)	16,5	8,0	16,5	7,2
ТМТН-16000/35	16,0	±8×1,5	36,73	13,8(15,85), 10,5(11), 13,8(15,75)	6,3(6,6)	17	8	16,5	7,5
						17	17	17	7,5

Продолжение табл. П.5.18

Тип трансформатора	Каталожные данные						Расчетные данные					
	ΔP _к , кВт			I _х , %			R _{тр} , Ом, обмоток			ΔQ _х , квар		
	В	С	Н	В	С	Н	В	С	Н	В	С	Н
ТМТН-6300/35	55	—	—	0,85	—	—	12	—	—	0,94	—	—
ТМТН-10000/35	75	—	—	0,85	—	—	18	—	—	0,51	—	—
ТМТН-16000/35	115	—	—	0,65	—	—	23	—	—	0,30	—	—

Продолжение табл. П.5.18

Тип трансформатора	Каталожные данные						Расчетные данные					
	ΔP _к , кВт			I _х , %			R _{тр} , Ом, обмоток			ΔQ _х , квар		
	В	С	Н	В	С	Н	В	С	Н	В	С	Н
ТМТН-6300/35	0	—	—	17,8	—	—	0	—	—	17,8	—	—
ТМТН-10000/35	11,7	—	—	10,6	—	—	0	—	—	0	—	—
ТМТН-16000/35	11,7	—	—	7,0	—	—	0	—	—	10,6	—	—
	7,5	—	—	7,0	—	—	0	—	—	7,0	—	—

Примечания: 1. Регулирование напряжения осуществляется с помощью РПН на стороне ВН. 2. Размещение обмоток принято по ГОСТ 11920—66. 3. В скобках указаны напряжения, допустимые по требованию заказчика.

Таблица П.5.19. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 35 кВ

Тип трансформатора	S _{ном.} МВ·А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные				Расчетные данные				
			U _{ном.} кВ, обмоток		u _{к.} %	ΔP _{к.} кВт	ΔP _{х.} кВт	I _{х.} %	R _{тр.} Ом	X _{тр.} Ом	ΔQ _{х.} квар
			В	Н							
ТМ-630/35	0,63	±2×2,5	35	6,3; 10,5	6,5	7,60	2,00	2,00	26	140	12,6
ТМН (ТМ)-1000/35	1,0	±6×1,5	35	6,3; 11 (10,5)	6,5	11,90	2,75	1,50	16,00	87,50	15,0
ТМН (ТМ)-1600/35	1,6	±6×1,5	35	6,3; 11 (10,5)	6,5	17,25	3,65	1,40	9,10	54,90	22,4
ТМН (ТМ)-2500/35	2,5	±6×1,5	35	6,3; 11 (10,5)	6,5	24,25	5,10	1,10	5,20	35,00	27,5
ТМН (ТМ)-4000/35	4,0	±6×1,5	35	6,3; 11 (10,5)	7,5	33,50	6,70	1,00	2,80	25,20	40
ТМН (ТМ)-6300/35	6,3	±6×1,5	35	6,3; 11 (10,5)	7,5	46,50	9,40	0,90	1,60	16,10	56,7
ТД-10000/35	10	±2×2,5	38,50	6,3; 10,5	7,5	65	65	0,80	0,87	10,10	80
ТДН-10000/35	10	±8×1,5	36,75	6,3; 10,5	8,0	65	14,50	0,80	0,87	10,80	80
ТД-16000/35	16	±8×1,5	36,75	6,3	14,0	85	14,50	0,80	1,14	18,90	80
ТДН-16000/35	16	±2×2,5	38,50	6,3; 10,5	8,0	90	21	0,75	0,48	6,75	120
ТДНС-16000/35	16	±8×1,5	36,75	6,3; 10,5	8,0	90	21	0,75	0,48	6,75	120
ТДНС-16000/35	16	±8×1,5	36,75	6,3	10,0	105	21	0,75	0,55	8,40	120
ТДНС-25000/35	25	±8×1,5	36,75	6,3	10,0	135	29	0,70	0,29	5,40	175
ТДН-25000/35	25	±8×1,5	36,75	6,3; 10,5	8,0	125	29	0,70	0,27	4,30	175

Продолжение

Тип трансформатора	S _{ном.} МВ·А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные				Расчетные данные				
			U _{ном.} кВ, обмоток		u _{к.} %	ΔP _{к.} кВт	ΔP _{х.} кВт	I _{х.} %	R _{тр.} Ом	X _{тр.} Ом	ΔQ _{х.} квар
			В	Н							
ТРДН-25000/35	25	±8×1,5	36,75	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	9,5	145	29	0,70	0,31	5,10	175
ТРДН-32000/35	32	±8×1,5	36,75	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	11,5	180	33	0,70	0,23	4,85	224
ТД-40000/35	40	±2×2,5	38,50	6,3; 10,5	8,5	180	39	0,65	0,15	2,87	260
ТРДН-40000/35	40	±8×1,5	36,75	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	8,5	225	39	0,65	0,20	2,90	260
ТРДН-63000/35	63	±8×1,5	36,75	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	11,5	280	55	0,60	0,10	2,50	378
ТДЦ-80000/35	80	±2×2,5	38,50	6,3; 10,5	9,0	330	65	0,60	0,07	1,53	480

Примечания: 1. Регулирование напряжения осуществляется на стороне ВН с помощью РПН или ПВВ.
2. Данные трансформаторов типа ТМ и ТД, указанные в скобках, имеют ПВВ ±2×2,5% на стороне ВН.

Таблица П.5.20. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 10 и 20 кВ

Тип трансформатора	S _{ном} ' МВ·А	U _{ном} ' кВ, обмоток		Каталожные данные				Расчетные данные				
		В	Н	u _к ' %	ΔP _к ' кВт	I _х ' %	R _{тр} ' Ом	X _{тр} ' Ом	ΔQ _х ' квар	R _{тр} ' Ом	X _{тр} ' Ом	ΔQ _х ' квар
ТМН (ТМ)-4000/35	4,0	10,5	6,3 (3,15)	6,5	33,5	0,90	0,24	1,80	36			
ТМН (ТМ)-6300/35	6,3	10,5	6,3 (3,15)	6,5	46,5	0,80	0,13	1,14	50,4			
ТД-10000/35	10	10,5	6,3 (3,15)	7,5	92	3,00	0,10	0,82	300			
ТДН-10000/35	10	10,5	6,3 (3,15)	14,4	96	4,00	0,10	1,60	400			
ТДНС-10000/35	10	10,5	6,3 (3,15)	—	—	—	—	—	—			
ТДНС-16000/35	16	10,5	6,3 (3,15)	—	—	—	—	—	—			
ТМ-630/20	0,63	20	0,4; 6,3; 10,5	6,5	6,3	1,97	7,00	—	—	45,50	12,4	
ТМН-630/20	0,63	20	6,3; 10,5	6,5	7,6	2,45	8,50	—	—	45,50	12,6	
ТМН (ТМ)-1000/20	1,0	20	0,4; 6,3; 10,5	6,5	11,9	2,75	5,24	—	—	29,20	15	
ТМН (ТМ)-1600/20	1,6	20	6,3; 10,5	6,5	17,2	3,65	2,96	—	—	17,80	22,4	
ТМН (ТМ)-2500/20	2,5	20	6,3; 11	6,5	24,2	5,10	1,70	—	—	11,40	27,5	
ТМН (ТМ)-4000/20	4,0	20	6,3; 10,5	7,5	33,5	6,70	0,91	—	—	8,30	40	
ТМН (ТМ)-6300/20	6,3	20	6,3; 10,5	7,5	46,5	9,40	0,52	—	—	5,20	56,7	
ТРДН-25000/20	25	20	6,3/10,5	9,5	145	29	0,10	—	—	1,60	175	
ТРДН-32000/20	32	20	6,3/10,5	11,5	180	33	0,08	—	—	1,60	224	
ТРДН-40000/20	40	20	6,3/10,5	14	225	39	0,06	—	—	1,55	260	
ТРДН-63000/20	63	20	6,3/6,3	11,5	280	55	0,03	—	—	0,88	378	
ТМ-63/20	0,063	20	10,5/10,5	5,30	1,47	0,29	164,0	—	—	370	1,76	
ТМ (ТМН)-100/20	0,1	20	0,23; 0,4	6,65	2,12	4,16	94,5	—	—	293	4,16	
ТМ (ТМН)-160/20	0,16	20	0,23; 0,4	6,65	2,80	2,40	49,5	—	—	182	3,84	
ТМ (ТМН)-250/20	0,25	20	0,23; 0,4	6,65	3,95	0,96	27,6	—	—	116	5,75	
ТМ (ТМН)-400/20	0,4	20	0,23; 0,4	6,50	5,50	1,35	15,2	—	—	73	8,40	

Примечания: 1. Трансформаторы типов ТМ и ТД регулировки не имеют. Трансформаторы ТМН, ТДН и ТРДН имеют РПН от +10х1,5% до -8х1,5% на стороне ВН. 2. Для трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения (типа ТРДН) X_{ВН}=0; X_{НН}=X_{Н2}=2X_{тр}.

Таблица П.5.21. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 6 и 10 кВ

Тип трансформатора	Мощность S _{ном} ' кВ·А	Каталожные данные			
		U _{ном} ' кВ, обмоток		u _к ' %	ΔP _к ' кВт
		В	Н		
ТМ-25/6	25	6,3	0,4; 0,23	4,5—4,7	0,6—0,69
ТМ-25/10	25	10	0,4; 0,23	4,5—4,7	0,6—0,69
ТМ-40/6	40	6,3	0,23	4,5	0,88
ТМ-40/10	40	10	0,4	4,5—4,7	0,88—1,00
ТМ-63/6	63	6,3	0,4; 0,23	4,7	1,28—1,47
ТМ-63/10	63	10	0,4; 0,23	4,5—4,7	1,28—1,47
ТМ-100/6	100	6,3	0,4; 0,23	4,5—4,7	1,97—2,27
ТМ-100/10	100	10	0,4; 0,23	4,5—4,7	1,97—2,27
ТМ-160/6-10	160	6,3; 10	0,4; 0,23; 0,69	4,5—4,7	2,65—3,10
ТМ-250/10	250	10	0,4; 0,23	4,5—4,7	3,7—4,2
ТМ-400/10	400	10	0,23; 0,69	4,5	5,5—5,9
ТМ-630/10	630	10	0,4 3,15; 0,23;	5,5	7,6—8,5
ТМ-1000/6	1000	6,3	0,4; 0,69; 3,15; 0,525	8,0	12,2
ТМ-1000/10	1000	10	0,4; 0,69; 0,525; 3,15;	5,5	12,2—11,6
ТМ-1600/10	1600	10	6,3 0,4; 0,69; 3,15	5,5	18,0
ТМ-2500/10	2500	10	0,69—10,5	5,5	25,0—23,5

Продолжение табл. П.5.21

Тип трансформатора	Каталожные данные		Расчетные данные		
	ΔP _х ' кВт	I _х ' %	R _{тр} ' Ом	X _{тр} ' Ом	ΔQ _х ' квар
ТМ-25/6	0,105—0,125	3,2	39,60	54	0,8
ТМ-25/10	0,105—0,125	3,2	110	150	0,8
ТМ-40/6	0,24	4,5	19,80	35,4	1,8
ТМ-40/10	0,15—0,18	3,0	62,50	99	1,2
ТМ-63/6	0,36	4,5	13,30	23,2	1,76
ТМ-63/10	0,22	2,8	37	70,5	1,76
ТМ-100/6	0,31—0,365	2,6	8,18	14,7	2,6
ТМ-100/10	0,31—0,365	2,6	22,70	40,8	2,6
ТМ-160/6-10	0,46—0,54	2,4	4,35	10,2	3,8
ТМ-250/10	1,05	2,3—3,7	6,70	15,6	9,2
ТМ-400/10	0,92—1,08	2,1—3,0	3,70	10,6	12,0
ТМ-630/10	1,42—1,68	2,0—3,0	2,12	8,5	18,9
ТМ-1000/6	2,3—2,75	1,5	0,44	2,84	15
ТМ/1000/10	2,1—2,45	1,4—2,8	1,22	5,35	26
ТМ-1600/10	2,8—3,3	1,3—2,6	0,70	3,27	41,6
ТМ-2500/10	3,9—4,6	1,0	0,40	2,16	25

Т а б л и ц а П.5.22. Линейные регулировочные трансформаторы

Тип трансформатора	S _{ном.} , МВ·А	U _{ном.} , кВ	Каталожные данные			Расчетные данные						
			ΔP _{к.} , кВт	ΔP _{х.} , кВт	I _{х.} , %	X, Ом	ΔP _{х.} , кВт	ΔQ _{х.} , квар				
									для положений переключателя			
									1	1; 23	11—13	1
ЛТМН-16000/10	16	11	35	10	3,5	0,87	0,35	0,10	10	3,5	140	56
ЛЛДН-40000/10	40	11	70	20	7	0,62	0,44	0,04	20	7	247	176
ЛЛДН-63000/35	63	35	110	60	28	0,55	0,37	0,33	28	12	344	233
ЛЛДН-100000/35	100	35	140	75	43	0,62	0,21	0,20	43	16	610	211

Примечание. Каталожные и расчетные данные приведены к U_{ном} и проходной мощности. Положения 1 и 23 соответствуют максимальному и минимальному напряжениям ±10×1,5% U_{ном}; 11—13 — нулевым положениям переключателя.

Т а б л и ц а П.5.23. Последовательные регулировочные трансформаторы

Тип трансформатора	S _{ном.} , МВ·А	Тип силового автотрансформатора	Каталожные данные						Расчетные данные		
			U _{ном.} , кВ, обмоток			η _{к.} , %	ΔP _{к.} , кВт	ΔP _{х.} , кВт	%	ΔP _{х.} , кВт	ΔQ _{х.} , квар
			В	С	Н						
ВРТДНУ-120000/35/35	120	АТДЦПГ-120000/330/121 АТДЦПГ-120000/220/121	330	121	38,5	11,3	142	33	3,3	33	3960
			220	121	38,5	11,3	—	—	—	—	—
			230	121	11	12,6—0—12,8	147	38	4,4	38	7920
			242	121	6,3	11,6—0—11,7	123	36	4,4	36	—
			230	121	38,5	14,0—0—14,2	163	38	4,4	38	—
ВРТДНУ-180000/35/35	180	АТДЦПГ-180000/220/121 АТДЦПГ-180000/220/121	230	121	11	10,9—0—10,9	154	40	3,8	40	9120
			330	165	11	11,8—0—11,8	183	40	3,8	40	—
			330	242	11	10—0—10,1	85	30	4,0	30	9600
			330	165	40,4	13,5—0—13,2	210	40	3,8	40	9120
			347	242	11	12,8—0—13	132	29	3,8	29	—
ВРТДНУ-240000/35/35	240	АТДЦПГ-240000/220/121 АТДЦПГ-240000/330/220	230	121	38,5	11,1—0—11,3	178	47	3,8	47	—
			347	242	38,5	13—0—13,5	132	29	3,8	29	—
ВРТДНУ-270000/35/35	270	3×АОДЦПГ-90000 / $\sqrt{3}$	500	110	11	11,7—0—11,7	165	40	3,8	40	10260
ВРТДНУ-360000/35/35	360	2×ГДЦПГА-180000/220	242	121	18	15,56—0—14,85	275	40	3,8	40	13680
			242	121	10,5	—	—	—	—	—	—
ВРТДНУ-405000/35/35	405	3×АОДЦПГ-135000 / $\sqrt{3}$	500	242	38,5	—	180	50	4,25	50	17212
			500	242	11	—	180	—	—	—	—

Тип трансформатора	S _{ном.} МВ·А	Тип силового автотрансформатора	Каталожные данные				Расчетные данные						
			U _{ном.} кВ, обмоток		η _к , %	ΔP _к , кВт	I _к , %	ΔP _х , кВт					
			В	С					Н	Н			
ВРТДНУ-480000/35/35	480	3×ОДЦТГА-135000/ 500/ √3	500	242	13,8	—	200	—	—	—	—	—	
			500	242	38,5	—	180	—	—	—	—	—	—
			400	231	34	11,5—0—11,3	200	—	—	—	—	—	—
ВРТДНУ-480000/35/35	480	3×ОДЦТГА-135000/ 500/ √3	525	242	18	10,5—0—10,5	180	—	—	—	—	—	
			500	242	38,50	12,3—0—12,6	230	—	—	—	—	—	—
			242	121	15,75	14,3—0—13,8	242	57	4,50	57	21 600		
ВРТДНУ-750000/35/35	750	3×АОДЦТГ-250000/ 500/ √3	330	242	11	13,85—0—13,85	202	40	4	40	19 200		
			347	242	38,50	12,2—0—12,4	198	55	4,50	55	21 600		
			330	165	11	17,4—0—16,6	295	50	3,5	50	16 800		
			500	242	11	17,3—0—17,9	295	50	50	—	—	—	
			500	242	38,5	10,55	215	93	93	35 250	—	—	
			500	242	38,5	10,06	—	—	—	—	—	—	

3. Число часов использования максимума T_{макс} в зависимости от характера потребителей.

Таблица П.5.24. Средние значения числа часов использования максимума нагрузок

Потребители	Число часов T _{макс} , ч/год
Промышленные по сменности	
односменные	2000—3000
двухсменные	3000—4500
трехсменные	4500—8000
Промышленные по отраслям	
Топливная:	
угледобыча	4500—6500
нефедобыча	7000—7500
нефтепереработка	6000—8000
торфоразработка	2000—2500
металлургия	6500
горнорудная	5000
Химическая (заводы)	7000—8000
Машиностроительная и металлообрабатывающая (заводы):	
тяжелого машиностроения	3800—4000
станкостроительный	3800—4000
электротехнического оборудования	4300—4500
инструментальный	4000—4200
шарикоподшипниковый	5000—5300
сельхозмашин	
авторемонтный, паровозовагонремонтный	3500—4000
приборостроительный	3000—3200
металлообработывающий	4300—4400
Целлюлозно-бумажная	5500—6000
Деревообрабатывающая и лесная	2500—3000
Легкая:	
обувная	3000
текстильная	4500
Пищевая:	
холодильник	4000
маслоконсервный завод	7000
молокозавод	4800
мясокомбинат	3500—3800
хлебозавод	5000
кондитерская фабрика	4500
Коммунально-бытовые	4000
Водопровод и канализация	5000
Сети уличного освещения	3000

4. Некоторые усредненные сведения по линиям.

Продолжение табл. П. 5.26

Таблица П.5.25. Средние удельные значения реактивных сопротивлений X_0 , емкостных проводимостей b_0 и мощностей $Q_{ос}$, генерируемых линиями (для приближенных расчетов)

Линии	X_0 , Ом/км	b_0 , См/км · 10 ⁻⁶	$Q_{ос}$, квар/км
Кабельные до 1000 В	0,06	—	—
» 6—10 кВ	0,08	—	—
» 20 кВ	0,11	—	—
» 35 кВ	0,125	—	—
Изолированные провода внутренней проводки	0,22	—	—
Воздушные до 1000 В	0,31	—	—
» 6—10 кВ	0,38	—	—
» 20—35 кВ	0,4	2,8	—
» 110 кВ	0,4	2,8	36
» 150 кВ	0,41	2,7	68
» 220 кВ			
один провод в фазе	0,42	2,7	140
два провода в фазе	0,3	3,7	190
» 330 кВ			
один провод в фазе	0,42	2,7	320
два провода в фазе	0,32	3,5	430
» 500 кВ			
два провода в фазе	0,32	3,5	850
три провода в фазе	0,29	3,8	950
» 750 кВ			
четыре провода в фазе	0,27	4,0	2250

5. Ущерб.

Таблица П. 5.26. Показатели безотказности и ремонтпригодности элементов систем электроснабжения

Элементы системы на напряжение, кВ	Аварийное отключение		Преднамеренные отключения	
	параметр потока отказов $\omega_{ав}$, лет ⁻¹	среднее время восстановления $t_{ав}$, ч	параметр потока отключений $\omega_{пл}$, лет ⁻¹	средняя продолжительность отключений $t_{пл}$, ч
Линии электропередачи (на 100 км)				
500	1,1	10,2	2,0	11,0
330	1,25	8,1	4,2	7,6

Элементы системы на напряжение, кВ	Аварийное отключение		Преднамеренные отключения	
	параметр потока отказов $\omega_{ав}$, лет ⁻¹	среднее время восстановления $t_{ав}$, ч	параметр потока отключений $\omega_{пл}$, лет ⁻¹	средняя продолжительность отключений $t_{пл}$, ч
220	1,4	6,5	3,4	6,0
110	5,1	4,2	—	—
35	2,2	5,6	4,0	5,2
20	1,3	4,5	3,0	6,5
10	4,0	4,2	6,5	4,5
0,4	9,5	2,5	6,0	3,5
Кабельные линии до 10 кВ	2,5	12,0	0,5	8,0
1	5,0	12,0	0,5	6,0
Трансформаторы (на 100 шт.)				
500	5,0	300	1,0	80
330	3,0	200	1,0	60
220	2,0	150	1,0	50
110	2,0	100	1,0	40
35	1,8	90	1,0	30
20	1,4	8	0,5	8
6—10	2,3	16	1,0	8
Воздушные выключатели (на 100 шт.)				
500	8,0	60	0,5	400
330	5,0	60	0,5	300
220	6,0	40	0,5	150
110	4,0	30	0,5	100
35	2,0	24	1,0	24
6—20	2,0	20	0,5	24
Масляные выключатели (на 100 шт.)				
220	2,0	24	0,5	60
110	0,5	20	0,5	60
35	0,5	10	1,0	12
6—20	0,5	10	0,5	8
Отделители и короткозамыкатели (на 100 шт.)				
220	3,0	15	0,5	8

Элементы системы на напряжение, кВ	Аварийное отключение		Преднамеренные отключения	
	параметр потока отказов $\omega_{ав}$, лет ⁻¹	среднее время восстановления $t_{ав}$, ч	параметр потока отключений $\omega_{пл}$, лет ⁻¹	средняя продолжительность отключений $t_{пл}$, ч
110	2,0	15	0,5	8
35	1,0	10	0,5	4
Разъединители (на 100 шт.)				
110	3,0	15	0,5	8
35	2,0	10	0,5	4
20	1,7	8	0,5	4
6—10	1,2	8	0,5	4
Сборные шины (на 100 ед.)				
500	1,0	6,0	0,5	12
330	3,0	5,0	0,5	10
220	4,0	3,5	0,5	10
110	5,0	3,0	0,5	8
35	0,2	4,0	0,5	8
20	0,2	2,5	0,5	4
6—10	1,0	4,0	0,5	4

6. Нормы ежегодных отчислений от капитальных затрат.

Таблица П. 5.27. Нормы ежегодных отчислений на амортизацию и обслуживание, отн. ед.

Наименование элемента сети	Амортизация p_a	Ремонт и обслуживание $p_p + p_o$	Всего p_{Σ}
Кабельные линии до 10 кВ: со свинцовой оболочкой (в земле)	0,023	0,015	0,038
с алюминиевой оболочкой (в земле)	0,043	0,015	0,058
с пластмассовой оболочкой (в земле)	0,053	0,015	0,068
Кабельные линии 35 кВ со свинцовой оболочкой (в земле)	0,034	0,020	0,054
Кабельные линии 110—220 кВ, маслонаполненные (в земле и помещениях)	0,024	0,020	0,044
Воздушные линии до 20 кВ на металлических или железобетонных опорах	0,036	0,003	0,039

Наименование элемента сети	Амортизация p_a	Ремонт и обслуживание p_p	Всего p_{Σ}
Воздушные линии до 20 кВ на деревянных опорах из пропитанной древесины и на деревянных опорах с железобетонными приставками	0,057	0,005	0,062
Воздушные линии 35—220 кВ на металлических или железобетонных опорах	0,025	0,003	0,028
Воздушные линии 35—220 кВ на деревянных опорах из пропитанной древесины или непропитанной лиственницы	0,049	0,003	0,052
Силовое электротехническое оборудование:			
до 20 кВ	0,064	0,04	0,104
35—150 кВ		0,03	0,094
220 кВ и выше		0,02	0,084

7. Выбор сечений по нагреву.

Таблица П. 5.28. Длительно допустимые нагрузки и активные сопротивления голых проводов

Марка провода	Масса 1 кг провода, кг	Наружный диаметр провода, мм	Длительно допустимый ток нагрузки, А		Удельное активное сопротивление при температуре +20°C, Ом/км
			вне помещений	внутри помещений	

Алюминиевые провода

A-16	44	5,1	105	75	1,96
A-25	68	6,3	135	105	1,27
A-35	95	7,5	170	130	0,91
A-50	137	9,0	215	165	0,63
A-70	190	10,6	265	210	0,45
A-95	266	12,4	320	255	0,33
A-120	323	14,0	375	300	0,27
A-150	419	15,8	440	355	0,21
A-185	516	17,4	500	410	0,17

Марка провода	Масса 1 кг провода, кг	Наружный диаметр провода, мм	Длительно допустимый ток нагрузки, А		Удельное активное сопротивление при температуре +20°C, Ом/км
			вне помещений	внутри помещений	
A-240	672	20,1	590	490	0,131
A-300	817	22,2	680	570	0,105
A-400	1087	25,6	815	690	0,078
A-500	1376	29,1	980	820	0,063
A-600	1658	32,0	1070	930	0,052

Сталеалюминиевые провода

AC-16	62	5,4	105	75	1,96
AC-25	92	6,6	130	100	1,27
AC-35	128	8,3	175	135	0,91
AC-50	193	9,9	210	165	0,63
AC-70	269	11,7	265	210	0,45
AC-95	431	13,9	330	260	0,33
AC-120	504	15,3	380	305	0,27
AC-150	623	17,0	445	365	0,21
AC-185	781	19,1	510	425	0,17
AC-240	995	21,5	610	505	0,13
AC-300	1258	24,4	690	585	0,105
AC-400	1637	27,8	835	715	0,078
AC-500	1836	30,2	975	815	0,065
AC-600	2206	33,1	1020	855	0,055

Медные провода

M-6	53	2,7	70	35	3,06
M-10	88	3,5	95	60	1,84
M-16	145	5,1	130	100	1,20
M-25	222	6,3	180	135	0,74
M-35	314	7,5	220	170	0,54
M-50	452	9,0	270	215	0,39
M-70	626	10,6	340	270	0,28
M-95	850	12,4	415	335	0,20
M-120	1080	14,0	485	395	0,158
M-150	1345	15,8	570	465	0,123
M-185	1680	17,5	640	530	0,103
M-240	2120	20,0	760	685	0,078
M-300	2640	22,2	880	740	0,062
M-400	3520	25,6	1050	895	0,047

Таблица П.5.29. Длительно допустимые нагрузки проводов, шнуров и кабелей до 1 кВ с алюминиевыми жилами

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Длительно допустимый ток, А				
	проводов и шнуров с резиновой или полихлорвиниловой изоляцией, проложенных			кабелей с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, проложенных	
	открыто	в одной трубе		на воздухе	в земле
		два одно- жильных	три одно- жильных		
2,5	24	20	19	—	—
4	32	28	28	27	38
6	39	36	32	35	46
10	55	50	47	45	65
16	80	60	60	60	90
25	105	85	80	75	115
35	130	100	95	95	135
50	165	140	130	110	165
70	210	175	165	140	200
95	255	215	200	165	240
120	295	245	220	200	270

Таблица П.5.30. Длительно допустимые нагрузки кабелей 1—10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией, в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в земле при температуре почвы +15°C

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Длительно допустимый ток, А							
	трехжильных кабелей с поясной изоляцией						четырёхжильных кабелей до 1 кВ	
	3 кВ		6 кВ		10 кВ		Медь алюминий	
	медь	алю- миний	медь	алю- миний	медь	алю- миний		
2,5	40	31	—	—	—	—	—	—
4	55	42	—	—	—	—	50	38
6	70	55	—	—	—	—	60	46
10	95	75	80	60	—	—	85	65
16	120	90	105	80	95	75	115	90
25	160	125	135	105	120	90	150	115
35	190	145	160	125	150	115	175	135
50	235	180	200	155	180	140	215	165
70	285	220	245	190	215	165	265	200
95	340	260	295	225	265	205	310	240
120	390	300	340	260	310	240	350	270

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Длительно допустимый ток, А							
	трехжильных кабелей с поясной изоляцией						четырёхжильных кабелей до 1 кВ	
	3 кВ		6 кВ		10 кВ			
	медь	алюминий	медь	алюминий	медь	алюминий	медь	алюминий
150	435	335	390	300	355	275	395	305
185	490	380	440	340	400	310	450	345
240	570	440	510	390	460	355	—	—

Примечание. Допустимые длительные токовые нагрузки, приведенные в таблице, соответствуют следующим допустимым температурам нагрева жил: для кабелей до 3 кВ — +80°C, для кабелей до 6 кВ — +65°C и 10 кВ — +60°C.

Таблица П.5.31. Длительно допустимые нагрузки кабелей 1—10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией, в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых на открытом воздухе при температуре +25°C

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Длительно допустимый ток, А							
	трехжильных кабелей с поясной изоляцией						четырёхжильных кабелей 1 кВ	
	до 3 кВ		6 кВ		10 кВ			
	медь	алюминий	медь	алюминий	медь	алюминий	медь	алюминий
2,5	28	22	—	—	—	—	—	—
4	37	29	—	—	—	—	35	27
6	45	35	—	—	—	—	45	35
10	60	46	55	42	—	—	60	45
16	80	60	65	50	60	46	80	60
25	105	80	90	70	85	65	100	75
35	125	95	110	85	105	80	120	95
50	155	120	145	110	135	105	145	110
70	200	155	175	135	165	130	185	140
95	245	190	215	165	200	155	215	165
120	285	220	250	190	240	185	260	200
150	330	255	290	225	270	210	300	230
185	375	290	325	250	305	235	340	260
240	430	330	375	290	350	270	—	—

Примечание. См. примечание к табл. П.5.30.

Таблица П.5.32. Длительно допустимые нагрузки кабелей с отдельно освинцованными (или с отдельно опрессованными) жилами, с бумажной пропитанной изоляцией

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Длительно допустимый ток, А, при прокладке кабеля							
	20 кВ				35 кВ			
	в земле		в воздухе		в земле		в воздухе	
	медь	алюминий	медь	алюминий	медь	алюминий	медь	алюминий
25	110	85	85	65	—	—	—	—
35	135	105	100	75	—	—	—	—
50	165	125	120	90	—	—	—	—
70	200	155	150	115	195	150	145	110
95	240	185	180	140	235	180	180	140
120	275	210	205	160	270	210	205	160
150	315	240	230	175	31	240	230	175
185	355	275	265	205	—	—	—	—

Примечания: 1. Допустимые длительные токовые нагрузки, приведенные в таблице, соответствуют допустимой температуре нагрева жил +50°C. 2. Температура почвы +15°C; температура воздуха +25°C.

Таблица П.5.33. Длительно допустимые нагрузки кабелей 110 кВ, проложенных в стальном трубопроводе с маслом под давлением (медные жилы)

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Внешний диаметр трубопровода с антикоррозионным покрытием	Длительно допустимый ток, А, при прокладке кабеля		
		в воздухе	в земле	
			одноцепная линия	двухцепная линия
150	144	420	330	300
270	159	590	450	395
400	185	735	540	475
550	186	860	615	540
800	211	980	670	585

Таблица П.5.34. Длительно допустимые нагрузки кабелей 220 кВ, проложенных в стальном трубопроводе с маслом под давлением (медные жилы)

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Внешний диаметр трубопровода с антикоррозионным покрытием	Длительно допустимый ток, А, при прокладке кабеля		
		в воздухе	в земле	
			одноцепная линия	двухцепная линия
270	211	520	425	380
400	239	630	495	450
550	239	730	555	500
800	239	830	615	540

Таблица П.5.35. Длительно допустимые нагрузки проводов с медными жилами и резиновой изоляцией в металлических защитных оболочках и кабелей с медными и алюминиевыми жилами, с резиновой изоляцией, в свинцовой, полихлорвиниловой и негорючей резиновой оболочках, бронированных и небронированных

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Длительно допустимый ток, А, проводов и кабелей при прокладке				
	одножильных	двухжильных		трехжильных	
	в воздухе	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
1,5	23	19	33	19	27
2,5	30/23	27/21	44/34	25/19	38/29
4	41/31	38/29	55/42	35/27	49/38
6	50/38	50/38	70/55	42/32	60/46
10	80/60	70/56	105/80	55/42	90/70
16	100/75	90/70	135/105	75/60	115/90
25	140/105	115/90	175/135	90/75	150/115
35	170/130	140/105	210/160	120/90	180/140
50	215/165	175/135	265/205	145/110	225/175
70	270/210	215/165	320/245	180/140	275/210
95	325/250	260/200	385/295	220/170	330/255
120	385/295	300/230	445/340	260/200	385/295
150	440/340	350/270	505/390	305/235	435/335
185	510/395	405/310	570/440	350/270	500/385
240	605/465	—	—	—	—

Примечания: 1. Перед косой чертой — нагрузки для медных жил, за чертой — для алюминиевых жил. 2. Токковые нагрузки относятся к кабелям с заземляющей жилой и без нее. 3. Провода — только для прокладки в воздухе. 4. Температура почвы +15°C; температура воздуха +25°C.

Таблица П.5.36. Длительно допустимые нагрузки проводов и шнуров с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией, с медными и алюминиевыми жилами

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Длительно допустимый ток, А, проводов, проложенных в одной трубе					
	открыто	два одножильных	три одножильных	четыре одножильных	один двухжильный	один трехжильный
0,5	11	—	—	—	—	—
0,75	15	—	—	—	—	—
1,0	17	16	15	14	15	14
1,5	23	19	17	16	18	15
2,5	30/24	27/20	25/19	25/19	25	21
4	42/32	38/28	35/28	30/23	32	27
6	50/39	46/36	62/32	40/30	40	34
10	80/55	70/50	80/47	50/39	55	50
16	100/80	85/60	90/60	75/55	80	70
25	140/105	115/85	100/80	90/70	100	85
35	170/130	135/100	125/95	115/85	125	100
50	215/165	185/140	170/130	150/120	165	135
70	270/210	225/175	210/165	185/140	195	175
95	339/255	275/215	255/200	225/175	245	215
120	385/295	315/245	290/220	260/200	295	250
150	440/340	360/275	330/255	—	—	—
185	510/390	—	—	—	—	—
240	605/465	—	—	—	—	—
300	695/535	—	—	—	—	—
400	830/645	—	—	—	—	—

Примечания: 1. При определении числа проводов, проложенных в одной трубе, нулевой рабочий провод в расчет не принимается. 2. Перед косой чертой — нагрузки для медных жил, за чертой — для алюминиевых жил.

Таблица П.5.37. Поправочные коэффициенты на число работающих кабелей, лежащих рядом в земле, трубах и без труб

Расстояние в свету, мм	Поправочные коэффициенты при числе кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Примечание. При определении допустимых расчетных нагрузок в число рядом лежащих кабелей не включается число резервных кабелей.

Таблица П.5.38. Поправочные коэффициенты на температуру земли (э) и воздуха (в) для определения допустимых токов на силовые кабели, голые и изолированные провода

Нормирующая температура среды, °С	Поправочные коэффициенты при фактической температуре среды, °С											
	-5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
15э	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25в	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
25в	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15э	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25в	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15э	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25в	1,35	1,31	1,25	1,20	1,12	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15э	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25в	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15э	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	—
25в	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	—

Таблица П.5.39. Допустимые перегрузки на период максимума в течение 5 суток на кабели до 10 кВ с пропитанной бумажной изоляцией

Нагрузка, % от номинальной	Условия прокладки	Допустимая перегрузка линии по отношению к номинальной нагрузке при длительности максимума, ч		
		1	2	3
60	В земле	1,5	1,35	1,25
	В воздухе	1,3	1,25	1,15
80	В земле	1,35	1,25	1,20
	В воздухе	1,25	1,20	1,15

Таблица П.5.40. Допустимые длительности перегрузок маслонаполненных кабелей 110—220 кВ сечением 270—700 мм², проложенных в земле

Перегрузка, % от номинальной	Предварительная нагрузка, предшествующая перегрузке, % от номинальной			Допустимая длительность перегрузки, ч		
	0	50	80	60	55	40
125	0	50	80	6,5	6	3,5
140	0	50	80	6,5	6	3,5

Таблица П.5.41. Предельные токи короткого замыкания по условию термической устойчивости кабелей

Время t _ф , с	Токи короткого замыкания, кА, при сечениях, мм ²								
	25	35	50	70	95	120	150	185	240
0,50	3,45	4,80	6,90	9,65	13,00	16,50	20,00	25,45	34,25
0,75	2,80	3,95	5,60	7,90	10,65	13,50	16,90	20,50	27,20
1,00	2,44	3,40	4,85	6,80	9,25	11,80	14,60	18,00	23,50
1,50	2,00	2,80	4,00	5,55	7,55	9,55	11,90	14,75	19,30
4,00	1,72	2,40	3,45	4,80	6,55	8,25	10,30	12,75	16,65

8. Предохранители.

Таблица П.5.42. Предохранители с наполнителем, с закрытым неразборным патроном, серии НПН и разборные серии ПН-2 до 500 В

Тип	Номинальный ток, А		Действующее значение расчетного предельного отключения, кА	Масса, кг	Цена предохранителя (патрона и контактной стойки), руб. коп.
	предохранителя	плавкой вставки			
НПН-15	15	6; 10; 15	10	0,39	0—90
НПН-60	60	15; 20; 25; 35; 45; 60	6	0,48	1—35
ПН-2-100	100	30; 40; 50; 60; 80; 100	50	0,50	0—60
ПН-2-250	250	80; 100; 120; 150; 200; 250	40	1,00	1—05
ПН-2-400	400	200; 250; 300; 350; 400	25	1,55	1—80
ПН-2-600	600	300; 400; 500; 600	25	2,90	3—80
ПН-2-1000	1000	—	—	4,80	5—10

9. Ответвления у трансформаторов.

Таблица П.5.43. Номинальные напряжения и ответвления трансформаторов и автотрансформаторов, кВ [55]

Исполнение регулировочных ответвлений	Назначение трансформаторов		
	Понижающие		Повышающие
	с РПН	с ПБВ	с ПБВ
Обмотка ВН	10 ± 8 × 1,25% *	10 ± 2 × 2,5%	38,5 ± 2 × 2,5%
	10 ± 8 × 1,5%	20 ± 2 × 2,5%	121 ± 2 × 2,5%
	20 ± 6 × 1,5% *	35 ± 2 × 2,5%	165 ± 2 × 2,5%
	20 ± 8 × 1,5%	110 ± 2 × 2,5%	242 ± 2 × 2,5%
	35 ± 6 × 1,5%	150 ± 2 × 2,5%	
	36,75 ± 8 × 1,5%		
	110 ± 4 × 2,5%		
	115 ± 9 × 1,78%		
	158 ± 8 × 1,5%		
	230 ± 10 × 1,2%		
	330 ± 12% **		
Обмотка СН	500 ± 11,5% **	38,5 ± 2 × 2,5%	38,5 ± 2 × 2,5%
	115 ± 6 × 2%		
	121 ± 6 × 2%		
	(110 ± 10 × 1,2%)		
	165 ± 12% **		
	230 ± 12% **		
Обмотка НН	11 ± 10 × 1,5%	—	—
	8 × 1,5%	—	—

* Трансформаторы менее 10 МВ·А.

** 6—8 ступеней регулирования.

Примечание. Ответвления у трансформаторов размещаются на стороне ВН, у автотрансформаторов — на стороне СН. ПБВ — регулирование без нагрузки. РПН — регулирование под нагрузкой.

10. Укрупненные показатели стоимостей сетей и оборудования. В связи с изменением цен в 1982 г. цифры стоимостей в таблицах предлагается увеличить на 30%.

Таблица П.5.44. Стоимость воздушных линий 500, 750 и 1150 кВ, тыс. руб/км

Тип одиночных опор	Районы по гололеду	Стоимость линий из проводов марки			
		500 кВ	750 кВ	1150 кВ	8ХАС-400
Металлические	II III	3 × АС-300	47 48	74	120
		3 × АС-400	51 52	80	—
Металлические на оттяжках	II III	3 × АС-500	47 47	—	—
		4 × АС-400	48 49	—	—
Железобетонные порталного типа	II II	4 × АС-400	52	—	—
		4 × АС-500	53	—	—

Таблица П.5.45. Стоимость воздушных линий 220 и 330 кВ, тыс. руб./км

Тип опор	Районы по голо- леду	Стоимость линий из проводов марки							
		220 кВ			330 кВ				
		АС-240	АС-300	АС-400	АС-500	2×АС-240	2×АС-300	2×АС-400	2×АС-500
Металлические одноцеп- ные	I	16,1	17,4	18,6	19,7	24,1	25,1	27,6	29,7
	II	17,3	18,6	19,8	20,9	25,6	26,6	29,1	31,2
	III	17,9	19,2	20,4	21,5	27,7	28,7	31,2	33,3
	IV	20,3	21,6	22,8	23,9	31,2	32,2	34,7	36,8
Металлические двухцеп- ные с одновременной под- веской двух цепей	I	26,7	29,3	31,8	34,0	39,5	41,7	—	—
	II	28,0	30,6	33,1	35,3	44,1	46,3	—	—
	III	29,0	31,6	34,1	36,2	45,8	49,0	—	—
	IV	32,9	35,5	38,0	40,1	53,3	55,5	—	—
Металлические двухцеп- ные с подвеской одной цепи	I	22,6	24,8	25,9	26,7	31,2	32,9	—	—
	II	23,8	26,1	27,2	28,1	35,8	37,5	—	—
	III	24,8	27,1	28,2	29,0	—	—	—	—
	IV	28,7	31,0	32,1	32,9	—	—	—	—
Железобетонные одноцеп- ные	I	12,4	13,7	15,0	16,0	22,2	23,2	25,7	27,8
	II	13,2	14,5	15,7	16,8	23,6	24,6	27,1	28,8
	III	13,3	14,7	15,9	17,0	35,6	26,6	29,1	31,2
	IV	15,5	16,9	18,0	19,2	28,7	29,7	32,2	34,3
Деревянные двухстоеч- ные	I	10,7	12,0	13,2	14,3	—	—	—	—
	II	10,7	12,0	13,2	14,3	—	—	—	—
	III	11,1	12,4	13,6	14,7	—	—	—	—
	IV	12,8	14,1	15,3	16,4	—	—	—	—

Таблица П.5.46. Стоимость воздушных линий 110 кВ, тыс. руб./км

Тип опор	Районы по голо- леду	Стоимость линий из проводов марки							
		110 кВ				150 кВ			
		АС-70	АС-95	АС-120	АС-150	АС-185	АС-240	АС-300	АС-300
Металлические одноцепные	I	—	10,9	11,1	11,4	11,9	12,5	13,2	13,2
	II	—	11,8	12,0	12,3	12,8	13,4	14,1	14,1
	III	—	12,6	12,8	13,1	13,6	14,2	14,9	14,9
	IV	—	14,7	14,9	15,2	15,7	16,3	17,0	17,0
Металлические двухцепные с одновремен- ной подвеской двух цепей	I	—	17,0	17,4	18,0	18,9	20,2	21,3	21,3
	II	—	18,4	18,8	19,4	20,3	21,6	22,7	22,7
	III	—	20,0	20,4	21,0	21,9	23,2	24,3	24,3
	IV	—	22,8	23,2	23,8	24,7	26,0	27,1	27,1
Металлические двухцепные с подвеской одной цепи	I	—	14,9	15,3	15,7	15,9	16,1	16,7	16,7
	II	—	16,3	16,7	17,1	17,3	17,5	18,1	18,1
	III	—	17,9	18,3	18,7	18,9	19,1	19,7	19,7
	IV	—	20,7	21,1	21,5	21,7	21,9	22,5	22,5
Железобетонные одноцепные	I	7,7	7,9	8,2	8,6	9,0	9,6	10,3	10,3
	II	8,1	8,3	8,6	9,0	9,4	10,0	10,7	10,7
	III	9,4	9,6	9,9	10,3	10,7	11,3	12,0	12,0
	IV	10,4	10,6	10,9	11,3	11,7	12,3	13,0	13,0
Железобетонные двухцепные с одновре- менной подвеской двух цепей	I	13,5	13,9	14,5	15,1	16,0	16,4	17,3	17,3
	II	13,9	14,3	14,9	15,5	16,4	16,8	18,4	18,4
	III	16,0	16,3	16,7	17,3	18,2	18,6	—	—
	IV	17,6	17,9	18,5	19,1	20,0	20,4	—	—
Железобетонные двухцепные с подвеской одной цепи	I	11,6	11,9	12,3	12,5	12,9	13,3	13,6	13,6
	II	13,0	13,3	13,7	13,9	14,3	14,5	15,1	15,1
	III	13,9	14,1	14,5	14,7	15,1	15,9	—	—
	IV	15,7	15,9	16,3	16,5	16,9	17,0	—	—
Деревянные двухстоечные	I	6,2	6,4	6,7	7,0	7,5	8,1	8,3	8,3
	II	6,4	6,6	6,9	7,2	7,7	8,3	8,7	8,7
	III	6,8	7,0	7,3	7,6	8,1	8,7	9,6	9,6
	IV	7,7	7,9	8,2	8,5	9,0	9,6	—	—

Примечание. Стоимости БЛ 150 кВ определяются путем увеличения стоимости ВЛ 110 кВ при той же марке провода на 15% для деревянных и железобетонных опор и на 12% — для металлических опор.

Таблица П.5.47. Стоимость воздушных линий 35 кВ, тыс. руб/км

Тип опор	Районы по гололеду	Стоимость линий из проводов марок					
		АС-50	АС-70	АС-95	АС-120	АС-150	АС-185
Металлические одноцепные	I	—	—	8,7	8,9	9,2	9,7
	II	—	—	9,4	9,6	9,9	10,4
	III	—	—	10,2	10,3	10,6	11,4
	IV	—	—	11,8	11,9	12,2	12,7
Металлические двухцепные с одновременной подвеской двух цепей	I	—	—	13,0	13,6	14,2	15,1
	II	—	—	14,1	14,7	15,3	16,2
	III	—	—	15,4	16,0	16,6	17,5
	IV	—	—	17,2	18,4	19,0	19,9
Металлические двухцепные с подвеской одной цепи	I	—	—	11,3	11,6	12,0	12,3
	II	—	—	12,4	12,7	13,1	13,4
	III	—	—	13,7	14,0	14,4	14,7
	IV	—	—	16,1	16,4	16,8	17,1
Железобетонные одноцепные	I	—	6,1	6,4	6,7	7,0	7,4
	II	—	6,7	7,0	7,3	7,6	8,0
	III	—	7,1	7,4	7,7	8,0	8,4
	IV	—	8,3	8,6	8,9	9,2	9,6
Железобетонные двухцепные с одновременной подвеской двух цепей	I	—	10,6	11,2	11,9	12,6	13,4
	II	—	11,1	11,7	12,4	13,1	13,9
	III	—	12,6	13,2	13,9	14,6	15,4
	IV	—	14,6	15,2	15,9	16,6	17,4
Железобетонные двухцепные с подвеской одной цепи	I	—	9,2	9,5	9,8	10,1	10,5
	II	—	9,7	10,0	10,3	10,6	11,0
	III	—	11,2	11,5	11,8	12,1	12,5
	IV	—	13,2	13,5	13,8	14,1	14,5
Деревянные двухстоечные	I	4,3	4,6	4,6	5,2	5,6	6,0
	II	4,5	4,8	5,1	5,4	5,8	6,2
	III	5,5	5,9	6,2	6,5	6,8	7,2
	IV	5,6	6,0	6,3	6,6	6,9	7,3

Примечание. При использовании сечения выше 185 мм² принимать стоимость ВЛ 110 кВ на соответствующем типе опор.

Таблица П.5.48. Стоимость воздушных линий 35 кВ на одностоечных деревянных опорах, тыс. руб/км

Район по гололеду	Стоимость линий из проводов марок							
	АС-35	АС-50	АС-70	А-35	А-50	А-70	А-95	ПС-95
Опоры с железобетонными приставками								
I	3,2	3,3	3,5	3,2	3,3	3,4	3,6	2,4
II	3,2	3,3	3,5	3,2	3,3	3,4	3,6	2,4
III	3,8	3,9	4,0	3,8	3,9	4,0	4,2	3,2
IV	4,5	4,6	4,8	4,6	4,7	4,9	5,0	3,9

Район по гололеду	Стоимость линий из проводов марок							
	АС-35	АС-50	АС-70	А-35	А-50	А-70	А-95	ПС-95

Опоры с деревянными приставками

I	2,9	3,0	3,2	2,9	3,0	3,2	3,4	1,9
II	2,9	3,0	3,2	2,9	3,0	3,2	3,4	1,9
III	3,3	3,4	3,6	3,4	3,6	3,7	3,9	2,6
IV	3,8	3,9	4,1	3,9	4,0	4,1	4,4	3,1

Примечание. Применение одностоечных опор ВЛ 35 кВ с сечением проводов 50 и 70 мм² допускается при специальных обоснованиях.

Таблица П.5.49. Стоимость воздушных линий 20 кВ на одностоечных деревянных опорах, тыс. руб/км

Районы по гололеду	Стоимость линий из проводов марок							
	АС-35	АС-50	АС-70	А-35	А-50	А-70	А-95	ПС-25

Опоры с железобетонными приставками

I	2,7	2,8	3,0	2,8	2,9	3,0	3,2	1,9
II	2,7	2,8	3,0	2,8	2,9	3,0	3,2	1,9
III	3,1	3,2	3,4	3,2	3,3	3,5	3,7	2,5
IV	3,8	3,9	4,1	3,9	4,0	4,2	4,4	3,1

Опоры с деревянными приставками

I	2,4	2,5	2,7	2,4	2,5	2,7	2,9	1,5
II	2,4	2,5	2,7	2,4	2,5	2,7	2,9	1,5
III	2,7	2,8	3,0	2,9	3,0	3,2	3,4	2,1
IV	3,1	3,2	3,4	3,4	3,5	3,7	3,9	2,5

Таблица П.5.50. Стоимость воздушных линий 10 кВ, тыс. руб/км

Тип опор	Районы по гололеду	Стоимость линий из проводов марок										
		АС-16	АС-25	АС-35	АС-50	А-25	А-35	А-50	А-70	А-95	ПС-25	ПСО-5
Железобетонные опоры	I—II	2,1	2,2	2,3	2,5	2,4	2,4	2,4	2,7	3,1	1,9	1,9
	III	2,8	2,7	2,8	3,0	3,0	3,0	3,0	3,2	3,5	2,4	2,4
	IV	—	3,0	3,2	3,3	—	—	3,3	3,5	3,7	2,8	2,8
	I—II	1,8	1,9	2,1	2,2	1,9	2,0	2,2	2,4	2,8	1,7	1,7
Деревянные опоры с железобетонными приставками	III	2,2	2,2	2,4	2,5	2,2	2,3	2,4	2,7	3,0	2,0	1,9
	IV	—	2,6	2,8	3,0	—	3,1	3,1	3,1	3,6	2,4	—
	I—II	1,5	1,6	1,8	1,9	1,6	1,7	1,9	2,1	2,4	1,4	1,3
	III	1,9	1,9	1,9	2,2	1,9	2,0	2,1	2,3	2,7	1,6	1,5
Деревянные опоры с деревянными приставками	IV	2,2	2,1	2,3	2,3	—	2,2	2,3	2,6	2,9	1,8	1,7

Таблица П.5.51. Стоимость воздушных линий до 1 кВ, тыс. руб/км

Марка провода	Число проводов	Стоимость линий и тип опор			
		железобетонные	деревянные с железобетонными приставками	деревянные с деревянными приставками	деревянные с цельными стойками
А-16	2	3,75	2,91	2,40	2,77
	3	3,88	3,05	2,63	2,94
	4	4,02	3,18	2,77	3,04
	5	4,15	3,31	2,91	3,18
А-25	3	—	3,14	2,72	2,89
	4	4,15	3,31	2,90	3,10
	5	4,28	3,44	3,04	3,31
А-35	4	4,43	3,64	3,18	3,38
	5	4,56	3,72	3,32	3,59
А-50	4	4,72	3,88	3,47	3,67
	5	5,12	4,28	3,88	4,15
А-70	4	5,15	4,35	—	—

Напряжение, кВ	Стоимость цепи из провода марки										
	2×АС-240	10,0	2×АС-300	АС-70	АС-95	АС-120	АС-150	АС-185	АС-240	АС-300	АС-400

Металлические опоры

330	10,0	10,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
220	—	—	—	—	—	—	—	—	4,9	5,5	7,1	8,7
110	—	—	2,2	2,6	2,8	3,6	—	—	—	—	—	—
35	—	—	2,0	2,4	2,6	3,4	4,7	5,4	—	—	—	—

Железобетонные опоры

110	—	—	1,9	2,3	2,7	3,1	—	—	—	—	—	—
35	—	—	1,7	2,1	2,5	2,9	3,7	4,9	5,8	—	—	—

Таблица П.5.53. Стоимость сталеалюминиевого провода, тыс. руб/км

Наименование	Сечение провода, мм ²						
	10	16	25	35	50	70	95
Расчетная масса провода на 1 км линии, т	0,11	0,19	0,29	0,47	0,61	0,86	1,21
Стоимость 1 т провода, тыс. руб.	0,862	0,805	0,810	0,800	0,785	0,771	0,765
Стоимость провода на 1 км линии, тыс. руб/км	0,095	0,153	0,235	0,376	0,475	0,663	0,925

Продолжение табл. П.5.53

Наименование	Сечение провода, мм ²					
	120	150	185	240	300	400
Расчетная масса проводов на 1 км линии, т	1,54	1,91	2,38	3,08	3,88	5,13
Стоимость 1 т провода, тыс. руб.	0,759	0,757	0,759	0,743	0,738	0,741
Стоимость провода на 1 км линии, тыс. руб/км	1,170	1,444	1,800	2,290	2,860	3,800

Таблица П.5.54. Стоимость кабельных линий электропередачи 110—220 кВ, проложенных в траншее (с учетом строительной части пересечений подземных коммуникаций и дорог), тыс. руб/км

Количество линий	Марка кабеля	Стоимость линий	Количество линий	Марка кабеля	Стоимость линий
1	110 кВ МССК-300	180	1	220 кВ МССК-500	350
2	МССК-300	300	2	МССК-500	590
			3	МВДТ-500	540

Примечание. При прокладке в канале (до 15 силовых кабелей) стоимость строительных работ составляет 35 тыс. руб/км.

Таблица П.5.55. Стоимость кабельных линий электропередачи 20—35 кВ, тыс. руб/км

Сечение, мм ²	Стоимость линий для прокладки							
	в траншее				в каналах, блоках, туннелях			
	алюминиевые жилы		медные жилы		алюминиевые жилы		медные жилы	
	АОАБ	АОСБ	ОСБ	АОБ	АОАБГ	АОСБГ	ОСБГ	ОАБГ
20 кВ								
25	5,8	7,8	8,3	6,3	4,8	7,1	7,7	5,4
35	6,2	8,3	9,2	6,9	5,3	7,7	8,6	6,0
50	6,8	9,2	10,3	7,8	5,8	8,6	9,7	6,9
70	7,3	9,9	11,5	8,9	6,3	9,3	10,8	7,8
95	8,0	10,7	12,9	10,1	7,0	10,1	12,1	9,1
120	8,3	11,3	13,3	11,0	7,3	10,6	12,6	9,9
150	8,9	12,0	14,9	12,1	7,8	11,3	14,2	11,0
185	9,4	12,7	16,8	13,3	8,3	12,0	15,9	12,2
35 кВ								
70	10,0	15,9	15,8	11,5	9,1	15,2	13,8	10,6
95	10,9	16,4	17,2	13,0	9,9	15,6	14,2	12,0
120	11,8	16,7	17,7	14,3	10,7	16,0	14,5	13,3
150	12,8	17,2	18,2	16,0	11,7	16,5	14,9	14,0

Примечания: 1. При прокладке одного кабеля в траншее стоимость строительных работ составляет 1,4 тыс. руб/км. Прокладка каждого последующего кабеля увеличивает стоимость строительных работ на 20%. При прокладке кабеля в траншее в условиях городской застройки, имеющей подземные коммуникации и асфальтовое покрытие, необходимо учитывать дополнительно 0,4 тыс. руб/км. 2. При прокладке двух кабелей в блоке стоимость строительных работ составляет 16,0 тыс. руб/км. Прокладка каждой последующей пары кабелей увеличивает стоимость строительных работ на 2,7 тыс. руб/км. 3. При прокладке кабелей в туннеле (до 40 силовых кабелей) стоимость строительных работ составляет 115,0 тыс. руб/км. 4. В таблице учтена стоимость 1 км кабеля без строительных работ.

Таблица П.5.56. Стоимость кабельных линий электропередачи 6—10 кВ, тыс. руб/км

Сечение, мм ²	Стоимость линий для прокладки							
	в траншее				в каналах, блоках, туннелях			
	алюминиевые жилы		медные жилы		алюминиевые жилы		медные жилы	
	ААБ	АСБ	АБ	СБ	ААБГ	АСБГ	АБГ	СБГ
6 кВ								
10	1,4	2,0	1,6	2,6	1,0	1,6	1,2	2,1
16	1,5	2,3	1,9	2,9	1,1	1,8	1,4	2,4
25	1,7	2,6	2,2	3,4	1,2	2,0	1,7	2,9

Сечение, мм ²	Стоимость линий для прокладки							
	в траншее				в каналах, блоках, туннелях			
	алюминиевые жилы		медные жилы		алюминиевые жилы		медные жилы	
	ААБ	АСБ	АБ	СБ	ААБГ	АСБГ	АБГ	СБГ
20 кВ								
35	1,8	2,8	2,6	3,9	1,3	2,2	2,1	3,4
50	2,0	3,2	3,1	4,6	1,6	2,6	2,6	4,0
70	2,3	3,5	3,8	5,4	1,8	3,0	3,3	4,9
95	2,7	4,1	4,7	5,7	2,2	3,5	4,2	6,0
120	3,1	4,7	5,7	7,8	2,7	4,1	5,2	7,2
150	3,7	5,3	6,8	9,1	3,1	4,3	6,2	8,4
185	4,2	5,6	8,1	9,7	3,6	5,4	7,4	9,1
240	5,0	6,3	10,0	11,8	4,3	5,7	9,3	11,1
10 кВ								
16	1,9	2,7	2,2	3,3	1,4	2,3	1,7	2,8
25	2,0	3,0	2,6	3,7	1,5	2,6	2,0	3,2
35	2,2	3,2	2,9	4,2	1,6	2,8	2,4	3,7
50	2,4	3,6	3,4	4,9	1,8	3,2	2,9	4,3
70	2,7	4,1	4,2	5,9	2,2	3,7	3,7	5,2
95	3,2	4,6	5,1	6,9	2,6	4,2	4,6	6,3
120	3,6	5,3	6,1	8,1	3,0	4,6	5,5	7,5
150	4,2	5,9	7,1	9,5	3,5	5,5	6,7	8,8
185	4,7	6,4	8,3	10,2	4,0	6,6	7,9	9,4
240	5,4	7,3	10,3	12,2	4,8	6,7	9,8	11,5

Примечание. См. примечание к табл. П.5.55.

Таблица П.5.57. Стоимость кабельных линий до 1 кВ (трехжильные), тыс. руб/км

Сечение одной жилы, мм ²	Стоимость линий для марки кабеля						
	ААБ	АБ	АСБ	СБ	ААБВ	АВПБ	ААШВ
10	1,71	1,96	2,16	2,39	1,73	2,09	1,52
16	1,88	2,28	2,35	2,78	1,90	2,24	1,62
25	2,11	2,75	2,59	3,21	2,13	2,45	1,79
35	2,27	3,20	2,92	3,79	2,32	2,71	1,95
50	2,50	3,83	3,23	4,54	2,55	3,03	2,24
70	2,88	4,74	3,62	5,53	2,92	3,39	2,62
95	3,31	5,83	4,20	6,70	3,40	3,90	3,02
120	3,76	6,90	4,91	8,20	3,82	4,46	3,42
150	4,34	8,41	5,95	9,70	—	5,14	3,91
185	5,01	10,60	6,50	11,60	—	—	4,53
240	6,00	12,50	7,90	14,40	—	—	5,42

Таблица П.5.58. Стоимость кабельных линий до 1 кВ (четырёхжильные), тыс. руб/км

Сечение, мм ²	Стоимость линий для марки кабеля						
	ААБ	АВ	АСВ	СВ	ААБВ	АВПБ	ААШВ
3×10+1×6	1,78	2,11	2,02	2,32	1,91	2,34	1,59
3×16+1×10	1,98	2,50	2,27	2,79	2,12	2,52	1,72
3×25+1×10	2,25	3,06	2,59	3,34	2,38	2,77	1,94
3×35+1×16	2,45	3,57	2,84	3,99	2,60	3,07	2,14
3×50+1×16	2,76	4,34	3,25	4,89	2,88	3,45	2,41
3×70+1×25	3,11	5,27	3,74	5,91	3,32	3,88	2,75
3×95+1×35	3,53	6,40	4,25	7,20	3,73	4,50	3,19
3×120+1×35	4,00	—	5,05	—	4,05	5,21	3,63
3×150+1×50	4,62	—	6,15	—	—	6,06	4,18
3×185+1×50	5,33	—	6,75	—	—	—	4,81
3×240+1×70	6,38	—	8,20	—	—	—	5,77

Таблица П.5.59. Стоимость ячеек ОРУ 35 кВ и выше с выключателями, тыс. руб.

Напряжение, кВ	Число выключателей	Стоимость ячеек с выключателями			
		воздушными		масляными	
		при отключаемом токе, кА			
		до 40	более 40	до 30	более 30
35	До 3	19	—	12	—
	Более 3	16	22	10	12
110	1	60	—	50	—
	2—4	40	—	30	40
150	Более 4	36	—	26	36
	1	80	—	—	—
220	2—4	60	—	—	—
	Более 4	50	—	—	—
330 *	До 4	90	—	80	—
	Более 4	70	110	65	100
500 *	—	190	240	—	—
750 *	—	250	300	—	—
1150 *	—	900	—	—	—
	—	2400	—	—	—

* Независимо от числа.

Таблица П.5.60. Стоимость закрытых распределительных устройств 6—110 кВ, тыс. руб.

Тип устройства	Стоимость устройства
Ячейка КРУ 6(10) кВ с выключателем	3,2
Ячейка КРУН 6(10) кВ с выключателем	2,5
Ячейка городского РП 6(10) кВ с выключателем	1,8
Ячейка 35 кВ с выключателем	10,0
Ячейка 35 кВ с отделителем	5,0
ЗРУ 35 кВ по схеме мостик: с отделителями	15,0
с выключателем в перемычке	20,0
ЗРУ 110 кВ по схеме: два блока линия—трансформатор	25,0
мостик с отделителями	32,0
мостик с выключателем типа ВМК-100 в перемычке	80,0

Таблица П.5.61. Расчетная стоимость групп из трех однофазных трансформаторов или автотрансформаторов 750—1150 кВ, тыс. руб.

Мощность, МВ·А	Стоимость				
	автотрансформаторов			трансформаторов	
	750/330	750/500	1150/500	750/20	1150/20
3×417 3×333	— 2500 *	2500 —	5000 —	2300 —	4500 —

* С учетом стоимости продольно-поперечного регулирования.

Таблица П.5.62. Расчетная стоимость трансформаторов и автотрансформаторов 500 кВ, тыс. руб.

Мощность, МВ·А	Стоимость			
	двухобмоточного трансформатора без РПН	автотрансформатора с РПН		
		500/110/ПН	500/220/ПН	500/220/НН
	Трехфазные			
125	—	305	—	—
200	385	—	—	—
250	—	420	—	—
320	—	—	480	—
400	560	—	—	—
630	800	—	—	—

Мощность, МВ·А	Стоимость			
	двухобмоточного трансформатора без РПН	автотрансформатора с РПН		
		500/110/НН	500/220/НН	500/220/НН
Группа однофазных				
3×167	—	—	840	910
3×210	715	—	—	—
3×267	—	—	1020	1060
3×333	976	—	—	—
3×417	1180	—	1390	—
3×533	1500	—	1900	—

Таблица П.5.64. Расчетная стоимость трансформаторов и автотрансформаторов 220 кВ, тыс. руб.

Мощность, МВ·А	Стоимость			
	двухобмоточного трансформатора		трехобмоточ- ного с РПН	автотранс- форматора с РПН
	без РПН	с расщепленной обмоткой и РПН		
10	—	—	130	—
25	—	2	150	—
32	—	155	—	154
40	—	—	170	—
63	—	190	200	177
80	180	—	—	195
100	—	230	—	225
125	200	—	—	250
160	—	288	—	290
200	250	—	—	356
250	280	—	—	360
400	360	—	—	—
630	580	—	—	—

Таблица П.5.63. Расчетная стоимость трехфазных трансформаторов и автотрансформаторов 330 кВ, тыс. руб.

Мощность, МВ·А	Стоимость				
	двухобмоточного трансформатора		автотрансформатора с РПН		
	без РПН	с расщеп- ленной обмоткой с РПН	330/110/НН	330/150/НН	330/220/НН
32	—	160	—	—	—
63	—	225	200	—	—
125	205	305	280	270	—
160	—	—	—	300	—
200	250	—	355	—	—
250	300	—	—	430	390
320	—	—	420	—	—
400	420	—	—	500	450
630	580	—	—	—	—
1000	900	—	—	—	—

Таблица П.5.65. Расчетная стоимость трехфазных трансформаторов и автотрансформаторов 150 кВ, тыс. руб.

Трансформатор	Мощность, МВ·А	Стоимость трансформа- тора
Двухобмоточный с РПН	4	50
	16	88
Трехобмоточный с РПН	16	108
	25	127
С расщепленной обмоткой НН и РПН	32	100
Трехобмоточный с РПН	40	148
С расщепленной обмоткой НН и РПН	63	154
Трехобмоточный с РПН	63	186
Автотрансформатор с РПН	100	150
Двухобмоточный без РПН	125	170
	400	350

Таблица П.5.66. Расчетная стоимость трехфазных трансформаторов 35—110 кВ, тыс. руб.

Мощность, МВ·А	Стоимость трансформатора				трехобмоточного с РПН
	двухобмоточного				
	без РПН	с РПН	с расщепленными обмотками и РПН		
35 кВ					
0,63	6,6	—	—	—	—
1,0	10,8	16,2	—	—	—
1,6	12,3	17,8	—	—	—
2,5	14,3	19,9	—	—	—
4,0	18,2	24,0	—	—	—
6,3	21,0	27,5	—	—	35
10	27,4	39,0	—	—	42
16	35,0	50,0	—	—	55
25	—	55,0	—	—	56
32	—	—	—	—	77
40	61,5	—	—	—	90
63	—	—	—	—	100
80	90,0	—	—	—	—
110 кВ					
2,5	—	47	—	—	—
4,0	—	52	—	—	—
6,3	—	64	—	—	70
10,0	—	70	—	—	76
16	—	88	—	—	98
25	—	—	—	—	100
32	—	—	—	—	108
40	95	—	—	—	124
63	—	—	—	—	144
80	112	—	—	—	158
125	160	—	—	—	—
200	220	—	—	—	—
250	250	—	—	—	—
400	300	—	—	—	—

Таблица П.5.67. Стоимость замены трансформаторов 35 кВ на большую мощность, тыс. руб.

Мощность старого и нового трансформатора, МВ·А	1,0—1,6	1,6—2,5	2,5—4	4—6,3
Стоимость нового трансформатора	8,3	9,6	11,3	13,4

	(—5,5)	(—6,2)	(—7,2)	(—8,5)
Возвратные суммы от старого трансформатора (0,75 от стоимости нового)				
Демонтаж старого трансформатора (0,4 от стоимости монтажа)	2,8	3	3,3	4,2
Монтаж нового трансформатора (0,8 от полной стоимости с учетом фундамента)	0,8·7,5—6	6,6	8,3	9,5
Стоимость замены	13,1	13	15,7	18,6

Таблица П.5.68. Стоимость трансформаторов 10/0,4 кВ, руб.

Мощность, кВ·А	25 *	40 *	63 *	100 *	160 *	250	400	630	1000 *	1600	2500
Стоимость, руб.	230	270	310	405	550	790	1100	1670	2600	3750	4900

* Стоимости относятся также к трансформаторам 6/0,4 кВ.

Таблица П.5.69. Стоимость линейных регулировочных автотрансформаторов, тыс. руб.

Мощность, МВ·А	Тип трансформатора	Стоимость	
		трансформатора	расчетная
0,4	ЛТМ-400/10	0,9	2,5
0,63	ЛТМ-630/35	1,3	3,5
1,6	ЛТМ-1600/10	8,0	18,0
4,0	ЛТМ-4000/10	9,5	20,0
6,3	ЛТМ-6300/10	11,0	22,0
16	ЛТМН-16000/10	26,0	38,0
25	ЛТМН-25000/10	27,0	43,0
40	ЛТДН-40000/10	28,2	48,0
63	ЛТДН-63000/35	33,0	56,0
100	ЛТДН-100000/35	58,7	90,0

Таблица П.5.70. Расчетная стоимость последовательных регулировочных трансформаторов

Тип	ВРДНУ-120/35/35	ВРДНУ-125/35	ВРДНУ-180/35/35	ВРДНУ-240/35/35	ВРДНУ-406/35/35	ВРДНУ-480/35/35
Стоимость, тыс. руб.	38	38	55	56	60	67

Таблица П.5.71. Расчетная стоимость синхронных компенсаторов

Тип	КС-10000-6	КС-16000-6	КС-25000-11	КС-32000	КС-50000-11	КС-100000-11	КС-160000-15
Номинальная мощность, Мвар	10	16	25	32	50	100	160
Стоимость, тыс. руб.	120	150	240	275	420	815	1250

Таблица П.5.72. Удельная стоимость установок продольной компенсации

Напряжение, кВ	110 (220)	330	500	750	1150
Стоимость, тыс. руб./Мвар	7,5	8,0	10,0	12,0	14,0

Таблица П.5.73. Расчетная стоимость шунтирующих конденсаторных батарей

Номинальное напряжение, кВ	Конденсатор КСА-0,66-20		Конденсатор КСА-0,66-40	
	установленная мощность, Мвар	стоимость, тыс. руб.	установленная мощность, Мвар	стоимость, тыс. руб.
6	3,4	44	6,7	61
	2×3,4	62	2×6,7	100
10	5,3	57	10,6	79
	2×5,3	96	2×10,6	157
35	17,8	134	35,5	235
	2×17,8	267	2×35,5	454
110	55,7	440	—	—
	2×55,7	845	—	—

Таблица П.5.74. Стоимость свинцовых аккумуляторов для стационарных установок

Тип аккумулятора	Номинальная емкость при 10-часовом режиме разряда, кВт·ч	Масса, кг	Оптовая цена 1 шт., руб. коп.
В стеклянном сосуде			
C-1, СК-1	36	8,6	6—60
C-2, СК-2	72	14,1	11—00
C-3, СК-3	108	18,5	14—20
C-4, СК-4	144	23,0	20—00
C-5, СК-5	180	28,0	24—00
C-6, СК-6	216	31,7	27—00
C-8, СК-8	288	41,6	33—50
C-10, СК-10	360	51,3	42—00
C-12, СК-12	432	59,5	48—50
C-14, СК-14	504	67,2	59—00
В деревянном баке, выложенном внутри свинцом			
C-16, СК-16	576	100,1	95—00
C-18, СК-18	648	110,8	100—00
C-20, СК-20	720	121,0	114—00
C-24, СК-24	864	136,1	133—00
C-28, СК-28	1008	156,0	150—00
C-32, СК-32	1152	174,9	167—00
C-36, СК-36	1296	194,4	185—00
C-40, СК-40	1440	212,2	202—00
C-44, СК-44	1584	230,9	219—00
C-48, СК-48	1728	251,0	237—00
C-52, СК-52	1872	268,8	264—00
C-56, СК-56	2016	288,2	271—00
C-60, СК-60	2160	307,6	289—00
C-64, СК-64	2304	325,5	306—00
C-68, СК-68	2448	343,2	323—00
C-72, СК-72	2592	364,2	341—00
C-76, СК-76	2736	383,6	367—00
C-80, СК-80	2880	401,4	374—00
C-84, СК-84	3024	422,4	393—00
C-88, СК-88	3168	443,5	410—00
C-92, СК-92	3312	463,0	428—00
C-96, СК-96	3456	482,3	445—00
C-100, СК-100	3600	501,8	462—00
C-104, СК-104	3744	521,2	481—00
C-108, СК-108	3888	540,6	498—00
C-112, СК-112	4032	558,4	515—00
C-116, СК-116	4176	577,8	531—00
C-120, СК-120	4320	597,2	548—00
C-124, СК-124	4464	615,0	566—00
C-128, СК-128	4608	639,3	584—00
C-132, СК-132	4752	655,4	600—00
C-136, СК-136	4896	674,8	617—00
C-140, СК-140	5040	696,0	635—00
C-144, СК-144	5184	712,1	652—00
C-148, СК-148	5328	744,6	671—00

Примечание. У всех аккумуляторов $U_{ном} = 2$ В.

Таблица П.5.75. Стоимость токоограничивающих реакторов 35—220 кВ

Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Мощность, Мвар	Стоимость, тыс. руб.	
			реактора	расчетная
35	200	12,1	4,7	25
35	500	30,3	9,0	45
35	1000	60,6	15,8	70
110	650	3×41	45,0	190
110	1350	3×86	67,8	280
220	325	3×41	78,0	325

Таблица П.5.76. Расчетная стоимость токоограничивающих реакторов 10 кВ

Номинальный ток, А	Мощность, Мвар	Стоимость реакторов при установке, тыс. руб.		Номинальный ток, А	Мощность, Мвар	Стоимость реактора при установке, тыс. руб.	
		внутренней	наружной			внутренней	наружной
Одинарные				Сдвоенные			
400	6,9	11	—	2×600	20,8	15	—
600	10,4	12	—	2×1000	34,6	16	15,5
1000	17,3	13	12,5	2×1500	52,0	18	16,5
1500	26,0	14	13,5	2×2000	69,2	20	—
2000	34,6	15	—	2×2500	86,6	22	18
2500	43,3	16,2	14,5	2×3000	104,0	24	—
3000	51,9	17,4	—				
4000	69,2	28	—				

Таблица П.5.77. Расчетная стоимость шунтирующих реакторов

Тип	Напряжение, кВ	Мощность, МВ·А	Стоимость, тыс. руб.
Трехфазные			
РТД-10000/10	10	10	15
РТБД-20000/35	38,5	20	40

Продолжение табл. П. 5.77

Тип	Напряжение, кВ	Мощность, МВ·А	Стоимость, тыс. руб.
Однофазные			
3×РОД-30000/35	38,5	3×30	125
3×РОДГ-33333/110	121	3×33,3	130
3×РОДГ-55000/500	500	3×55	365
3×РОДГА-55000/500	500	3×55	370
3×РОДЦ-60000/500	525	3×60	375
3×РОДЦА-60000/500	525	3×60	390
3×РОДГ-100000/750	750	3×100	1200*
3×РОДГ-200000/1150	1150	3×200	3000*

* С учетом стоимости коммутационной аппаратуры.

Таблица П.5.78. Стоимость заземляющих дугогасящих реакторов

Номинальное напряжение, кВ	Мощность, кВ·А	Стоимость, тыс. руб.		Номинальное напряжение, кВ	Мощность, кВ·А	Стоимость, тыс. руб.	
		реактора	расчетная			реактора	расчетная
6	173	0,73	1,5	10	1200	1,48	2,7
6	350	0,75	1,5	35	275	0,90	1,7
6	700	0,80	1,6	35	350	0,80	1,6
6	1400	1,00	1,9	35	550	1,28	2,3
10	300	0,75	1,5	35	1100	1,60	3,0
10	600	1,00	1,9				

Таблица П.5.79. Постоянная часть затрат по подстанциям 35—1150 кВ

Напряжение, кВ	*Вид присоединения подстанций к сетям на стороне высшего напряжения	Затраты, тыс. руб.
35/10	Без выключателей	40
	С выключателями (на переменном оперативном токе)	45
	С выключателями (на постоянном оперативном токе)	100
110—150/10	Без выключателей	130
	С одним выключателем	200
	Более одного выключателя	250

Напряжение, кВ	Вид присоединения подстанций к сетям на стороне высшего напряжения	Затраты, тыс. руб.
110—150/35/10	Без выключателей	140
	С одним выключателем	230
	Более одного выключателя	280
220/110/10	Без выключателей	300
	До трех выключателей	400
	Более трех выключателей	600
220/35/10	Без выключателей	150
	До трех выключателей	250
	Более трех выключателей	450
330/220/10	До восьми выключателей	750
	Более восьми выключателей	1100
	С одним выключателем	350
330/110/10	Два—восемь выключателей	550
	Более восьми выключателей	800
	До десяти выключателей	1800
500/220/10	Более десяти выключателей	2200
	—	1500
	—	5000
1150	—	9000

Таблица П.5.80. Усредненные стоимости комплектов трансформаторных подстанций 35—110 кВ

Мощность трансформатора, МВ·А	Расчетная стоимость подстанций, тыс. руб.		Мощность трансформатора, МВ·А	Расчетная стоимость подстанций, тыс. руб.	
	с одним трансформатором	с двумя трансформаторами		с одним трансформатором	с двумя трансформаторами
35/6—10 кВ					
1,0	44	72	6,3	82	160
1,6	48	82	10,0	92	180
2,5	52	90	16,0	110	215
4,0	54	100	110/35/6—10 кВ		
6,3	58	110	6,3	110	210
10,0	70	130	10,0	117	232
16,0	80	140	16,0	130	256

Таблица П.5.81. Стоимость трансформаторных подстанций 20/0,4 кВ

Наименование подстанций	Мощность трансформатора, кВ·А	Стоимость, тыс. руб.
Закрытые с одним трансформатором	250	7,80
	400	8,50
	2×250	12,90
с двумя трансформаторами	2×400	14,30
	63	2,00
Комплектные с трансформатором	100	2,20
	160	2,40
	250	3,30
Открытые (с установкой трансформатора на земле) с трансформатором	400	3,90
Открытые мачтовые с трансформатором	63	2,65
	100	2,20
	160	2,40

Таблица П.5.82. Стоимость комплектов трансформаторных подстанций и мачтовых подстанций 6—10/0,4 кВ

Число и мощность трансформаторов, шт.×кВ·А	Стоимость, тыс. руб.		Число и мощность трансформаторов, шт.×кВ·А	Стоимость, тыс. руб.	
	всего	в том числе строительной части		всего	в том числе строительной части

КТП Армянского электромашиностроительного завода

1×250	5,42	2,90
1×400	5,67	2,90
1×630	7,64	2,90
2×400	11,40	4,35
2×630	15,23	4,80

КТП Чирчикского трансформаторного завода

1×630	12,89	5,37
1×1000	14,43	5,51
1×1600	31,07	5,51
2×630	26,66	8,56
2×1000	28,75	8,85
2×1600	65,60	8,85

КТП Хмельницкого завода трансформаторных подстанций

1×400	5,34	2,76
1×630	14,27	4,79
1×1000	16,21	5,80
2×400	10,99	5,22
2×630	27,95	8,12
2×1000	31,98	9,00

КТП наружной установки

1×160	2,0	—
1×250	2,18	—
1×400	3,66	—

Мачтовые подстанции

1×100	1,55	0,36
1×160	1,68	0,36
1×250	2,05	0,44

Таблица П.5.83. Стоимость трансформаторных подстанций
6—35/0,4 кВ в сельской местности

Тип трансформаторной подстанции	Напряже-ние, кВ	Стоимость, тыс. руб., при мощности трансформатора, кВ·А						
		25	40	63	100	160	250	400
ТП на деревянной опоре	6—10/0,4	1,3	1,3	1,4	1,5	2,1	2,4	—
ТП на железобетонной опоре	6—10/0,4	1,2	1,3	1,3	1,4	—	—	—
КТП на деревянной опоре с железобетонными приставками	6—10/0,4	1,2	1,2	1,3	1,4	1,6	—	—
КТП туликового типа	6—10/0,4	1,2	1,3	1,3	1,6	1,8	2,2	—
КТП проходного типа	6—10/0,4	—	—	—	5,3	5,5	5,8	—
КТП	20/0,4	—	—	—	—	—	7,8	8,5
ТП на деревянной опоре с железобетонными приставками	20/0,4	—	—	2,4	2,5	2,6	—	—
ТП на опоре из сборного железобетона	20/0,4	—	—	2,7	2,8	2,9	—	—
ТП на АП-образной деревянной опоре	35/0,4	—	—	2,8	3,0	3,2	—	—
ТП на АП-образной железобетонной опоре	35/0,4	—	—	—	3,2	3,4	3,7	—

Примечание. Трансформаторы 160—250 кВ·А на напряжение 6—10/0,4 кВ устанавливаются на деревянных опорах с железобетонными приставками.

П. 6. Соображения по нагрузочной способности трансформаторов

Приведенные затраты на трансформацию электроэнергии учитывают капитальные затраты на строительство и монтаж трансформаторных подстанций, включая стоимость трансформаторов, и текущие затраты, связанные с эксплуатацией, в том числе и стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах. Доля затрат на производство трансформаторов неуклонно увеличивается. Это вызвано не только повышением напряжения энергосистем и усложнением межсистемных связей, но и низкой эксплуатационной загрузкой трансформаторов.

Изменения во времени передаваемой трансформатором электрической мощности выражаются графиком изменения тока нагрузки, который при анализе и оценке загрузки трансформаторов удобно представлять в долях от номинального тока за определенный рассматриваемый период времени (сутки, месяц, сезон, год или даже весь срок службы трансформатора). Основными параметрами графиков нагрузки являются среднеквадратичная нагрузка $k_{сркв}$, максимумы нагрузки $k_{макс 1}$, $k_{макс 2}$, их количество и продолжительность Δt_1 , Δt_2 , ..., Δt_n .

Так как площадь на графике, ограниченная осями координат и кривой изменения нагрузки, характеризует и изменение потерь в трансформаторе, а следовательно, и количество выделяющейся при этом теплоты, то среднеквадратичная нагрузка точнее отражает теплофизический смысл графика нагрузки, чем среднеарифметическое ее значение *.

* Если по графиком нагрузки определяется их допустимость по нормам нагрузочной способности трансформаторов, то к основным параметрам графика относятся и промежутки времени между существенными максимумами.

В периодической печати приводились данные о низкой эксплуатационной нагрузке трансформаторов, но наиболее полный ее анализ получен при обследовании, проведенном в 1975—1981 гг. предприятиями Минэнерго СССР и Минэлектротехпрома. Выявленные при этом диапазоны эксплуатационной среднегодовой и максимальной нагрузок трансформаторов различного назначения приведены в табл. П. 6.1.

Значения эксплуатационной нагрузки $k_{ср}$ (близкой к среднеквадратичной) понижающих и сетевых трансформаторов в большинстве случаев редко превышают значение, равное 0,5 от номинальной мощности, при максимумах нагрузки ниже номинальной мощности (лишь в трансформаторах однострановых подстанций небольшой и средней мощности максимумы нагрузки приближаются к номинальной мощности или несколько превышают ее). Низкая нагрузка трансформаторов вызывает необходимость расширения их производства и увеличения капитальных затрат на трансформацию электроэнергии.

Известно, что к.п.д. трансформатора не является линейной функцией нагрузки, а выражается несимметричной кривой параболической формы, определяемой практически независимыми от нагрузки потерями в стали магнитопровода и изменяющимися в квадратичной зависимости от нагрузки потерями в обмотках, называемыми *нагрузочными потерями*. Минимальные полные потери в трансформаторе, отнесенные к единице передаваемой трансформатором электрической мощности, достигаются при нагрузке

$$k_p = \sqrt{\Delta P_x / \Delta P_k},$$

где ΔP_x и ΔP_k — потери соответственно в стали и обмотках.

Значения k_p трансформаторов в номинальном режиме нагрузок, определяемые нормируемыми максимальными потерями, приведены в таблице. Интервалы эксплуатационной средней нагрузки $k_{ср}$ достаточно близки к значениям интервалов нагрузки по минимуму потерь k_p , что подтверждает обоснованное стремление потребителей использовать именно такую нагрузку трансформаторов. Увеличение при этом капитальных затрат не снижает заинтересованности потребителей, скорее, наоборот: при низкой нагрузке создается резерв трансформаторной мощности, снижается вероятность повреждений, уменьшаются затраты на эксплуатацию и др.

Руководства Минэнерго СССР по выбору трансформа-

торов в процессе проектирования сетей и подстанций основаны на принципе загрузки трансформаторов по минимуму потерь. Номинальная мощность трансформаторов для однострановых подстанций выбирается не меньшей предполагаемого расчетного максимума нагрузки на пятый год со времени ввода трансформатора в эксплуатацию и не меньше 70% от такого максимума каждого из двух параллельно работающих трансформаторов двухтрансформаторных подстанций.

При конструировании трансформаторов среднегодового значения температуры охлаждающей среды принимается равным 20°C, что значительно выше среднегодовой температуры большинства географических районов страны. Учитывая, что на каждый градус снижения этой температуры возможно повышение нагрузки трансформаторов на 1% номинальной мощности и более, становится понятным завышение устанавливаемой трансформаторной мощности и по этой причине.

Большая неравномерность графиков нагрузки, характерная для трансформаторов городских и сельских электросетей, приводит при выборе трансформаторов по действующим руководствам к такому завышению мощности, при котором во многих случаях их средняя эксплуатационная нагрузка оказывается ниже нагрузки по минимуму потерь.

Анализ Энергосетьпроекта и зарубежная практика загрузки трансформаторов показывают, что экономичная нагрузка $k_{э.ск}$ трансформаторов существенно выше нагрузки по минимуму потерь k_p . Экономичные загрузки трансформаторов, рассчитанные для Единой объединенной энергосистемы страны на пятый год эксплуатации с учетом цены трансформаторов по преискуранту и годовой продолжительности максимумов нагрузки от 2000 до 6000 ч, приведены в табл. П.6.1. При меньшей продолжительности максимумов за год или меньшей стоимости электроэнергии экономичные загрузки будут выше приведенных.

Для графиков нагрузки с высокой неравномерностью необходимо повышать допустимые перегрузки трансформаторов путем применения витковой изоляции повышенной нагревостойкости, форсированного охлаждения, изменения отношения $\Delta P_x / \Delta P_k$ и другими способами.

Дальнейшей мерой в направлении снижения приведенных затрат на трансформацию электроэнергии должно быть совершенствование конструкций трансформаторов в соответствии с их назначением и необходимой нагрузочной способностью.

Таблица П.6.1. Диапазон среднегодовой и максимальной загрузки трансформаторов

Трансформаторы	Эксплуатационная нагрузка в долях от номинальной мощности (за год)		Загрузка по минимуму потери k_p	Экономичная нагрузка по минимуму затрат в долях от номинальной мощности (за год)	
	средняя $k_{ср}$	максимальная $k_{макс}$		среднеквадратичная $k_{э, ск}$	максимальная $k_{э, макс}$
Сетей высокого напряжения 2,5—125 МВ·А, 110 кВ 10—630 МВ·А, 220 кВ 32—250 МВ·А, 330 кВ 107 МВ·А и выше, 500—750 кВ	0,41—0,48	0,60—0,62	0,45—0,58	0,71—1,12	0,97—1,81
	0,41—0,45	0,56—0,64	0,46—0,60	0,70—0,89	1,13—1,45
	0,40—0,46	0,60—0,65	0,50—0,62	0,62—1,03	1,10—1,70
	0,43—0,50	0,58—0,66	0,52—0,64	0,58—1,05	0,89—1,61
Сетей промышленных предприятий 1,0—125 МВ·А	0,41—0,53	0,53—0,62	0,36—0,59	0,79—0,95	0,91—1,61
Городских сетей: 250 кВ·А, 10 кВ 630 кВ·А, 10 кВ	0,36—0,38	0,90—0,92	0,41—0,51	0,53—0,61	0,88—1,46
	0,28—0,48	0,60—0,96	0,41—0,51	0,56—0,76	0,92—1,66
Сельских сетей: 25—630 кВ·А, 6—10 кВ 1000—6300 кВ·А, 35 кВ	0,18—0,51	0,55—1,07	0,41—0,51	0,46—0,66	1,12—1,78
	0,40—0,81	0,79—1,01	0,36—0,54	0,61—1,00	1,21—1,87

Повышение среднеквадратичной загрузки вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов на 20—25% равнозначно почти такому же снижению потребности в трансформаторной мощности (в том числе на замену трансформаторов, находящихся в эксплуатации), а следовательно, и снижению ее производства. В масштабах страны это составит экономию в десятки миллионов киловольтампер.

Указанные соображения были высказаны Б. С. Тимченко * (Всесоюзный институт трансформаторостроения). Однако, как показали проверочные расчеты, для многих случаев оптимальная мощность трансформаторов, выбранная согласно ГОСТ 14209—85, совпадает с экономической мощностью, выбранной по номограммам экономических интервалов (рис. П.4.1—П.4.81).

* Тимченко Б. С. К вопросу снижения затрат на трансформацию электроэнергии. — Промышленная энергетика, 1986, № 2.

Список литературы

1. Электрические системы. Электрические сети/Веников В. А., Глазунов А. А., Жуков Л. А., Солдаткина Л. А.; Под ред. В. А. Веникова. Т. II.— М.: Высшая школа, 1971.
2. Глазунов А. А., Глазунов А. А. Электрические сети и системы.— М.— Л.: Госэнергоиздат, 1960.
3. Солдаткина Л. А. Электрические сети и системы.— М.: Энергия, 1978.
4. Электрические системы. Математические задачи электроэнергетики/Веников В. А., Зуев Э. Н., Литкенс И. В. и др.; Под ред. В. А. Веникова.— М.: Высшая школа, 1981.
5. Боровиков В. А., Косарев В. К., Ходот Г. А. Электрические сети энергетических систем. Л.: Энергия, 1977.
6. Поспелов Г. Е., Федин В. Т. Проектирование электрических сетей и систем.— Минск: Высшая школа, 1978.
7. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей/Блок В. М., Обушев Г. К., Паперно Л. Б. и др.; Под ред. В. М. Блок.— М.: Высшая школа, 1981.
8. Холмский В. Т. Расчет и оптимизация режимов электрических систем.— М.: Высшая школа, 1975.
9. Электрические системы. Передача энергии переменным и постоянным током высокого напряжения/Веников В. А., Худяков В. В., Анисимова Н. Д.; Под ред. В. А. Веникова.— М.: Высшая школа, 1972.
10. Петренко Л. И. Электрические сети и системы.— Киев: Вища школа, 1980.
11. Ермилов А. А. Основы электроснабжения промпредприятий.— М.: Энергия, 1976.
12. Будэко И. А., Гессен В. Ю., Левин М. С. Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов.— М.: Колос, 1975.
13. Козлов В. А. Городские распределительные электрические сети.— М.: Энергия, 1971.
14. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах.— М.: Высшая школа, 1978.
15. Мельников Н. А., Солдаткина Л. А. Регулирование напряжения в электрических сетях.— М.: Энергия, 1968.
16. Справочник по проектированию электрических систем/Под ред. С. С. Рокотяна, И. М. Шапиро.— М.: Энергия, 1977.
17. Электротехнический справочник/Под ред. П. Г. Грудинского, М. Г. Чиликина и др.— М.: Энергия, 1975, т. 2.
18. Электрическая часть станций и подстанций/Под ред. А. А. Васильева.— М.: Энергия, 1980.
19. Пелльсье Р. Энергетические системы: Пер. с франц./Под ред. В. А. Веникова.— М.: Высшая школа, 1982.

20. Электрические системы. Электрические расчеты, программирование и оптимизация режимов/Веников В. А., Горушкин В. И., Маркович И. М. и др.; Под ред. В. А. Веникова.— М.: Высшая школа, 1973.

21. Tadeusz Kahl, Sieci elektroenergetyczne, wydawnictwa naukowo-techniczne.— Warszawa, 1981.

22. Электрические системы в примерах и иллюстрациях/Под ред. В. А. Веникова.— М.: Энергоатомиздат, 1983.

23. Железко Ю. С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах.— М.: Энергоиздат, 1981.

— многопроволочный, однопро-
волочный, полый 40
— неизолированный 40
—, проводимость активная 73
—, расположение 70
—, расщепление проводов фазы 72
—, реактивная 75
—, сопротивление активное 66
— — индуктивное 69
—, эквивалентный радиус 72

Расчет параметров 61
— —, выбор сечений с учетом
защитных аппаратов 243
— — по допустимой потере на-
пряжения 236
— — по нагреву 241
— — при кратковременных на-
грузках 244
— — по экономическим сообра-
жениям 236, 256
— — по интервалам 34
— — по условиям короны 253
— на ЭВМ для нормальных ре-
жимов 145
Регулирование напряжения 25,
188, 265
— — автоматическое 207
— — встречное 192
— — местное 209
— —, отклонения, допустимые
в распределительных сетях 185
— — под нагрузкой РПН 26, 189
— — регулировочными ответв-
лениями без возбуждений ПБВ
26, 188
— — регулировочными транс-
форматорами 189
— —, центр питания 191
Регулятор линейный 26
— активной мощности 204
— —, ограничители возбуждения
автоматические 208
— —, регулятор напряжения
АРН вторичный 208
— — реактивной мощности 208
— синхронных машин 207
Режим нейтралей 46
Резерв аварийный, нагрузочный,
народнохозяйственный, ре-
монтный 215

Связь межсистемная 16
— — опасная 206

Система энергетическая 16
—, разделение 213
— трехфазная 98
Сеть электрическая 16
— замкнутая, сложная 16
— низковольтная 14, 49
— питающая 13, 16
— разомкнутая местная 16, 119
— распределительная 14, 19
— с двусторонним питанием 121
— —, схема замещения 62
— —, требования 56
Стандартизация оборудования 23
Схема сетей 28

Температура предельная 255, 385
Точка токораздела 125
— контрольная 207, 216
Транспозиция 196
Трансформатор 25, 87, 256
— вольтодобавочный 27
— двухобмоточный 80
—, проводимости 82
— регулировочный 26
—, сопротивления 80, 83, 89
— трехобмоточный 83
—, условия выбора по нагрузоч-
ной способности 233, 256
— —, по экономическим сообра-
жениям 256

Управление режимом 77, 200
— — вторичного управления 208
— —, декомпозиция 200
— иерархическое 201
— напряжением и реактивной
мощностью 206
— противоаварийное 210
— централизованное 205
— частотой и активной мощ-
ностью 202
Устройство компенсирующее 33,
170, 258, 265
Ущерб народнохозяйственный
— — при отклонении напряже-
ния 184

Характеристика нагрузки стати-
ческая 116

Частота в энергосистемах 20
Четырехполюсник 112
—, сложение параллельное 114
— — последовательное 113

Эффект нагрузки 117

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Введение	9
Раздел первый. Электрические сети и параметры их элементов	13
Глава 1. Общие сведения	13
§ 1.1. Развитие сетей. Преимущества объединенных энергетических систем	13
§ 1.2. Область применения номинальных напряжений. Понятие о регулировании	19
§ 1.3. Схемы электрических сетей и систем	28
§ 1.4. Передача энергии переменным и постоянным током на большие расстояния	33
§ 1.5. Сведения о конструкциях линий	38
§ 1.6. Режимы нейтрали	46
§ 1.7. Влияние на окружающую среду	51
Глава 2. Требования, предъявляемые к сетям, и их расчеты	54
§ 2.1. Нагрузки потребителей. Графики	54
§ 2.2. Требования к сетям	56
§ 2.3. Понятие о расчетах электрических сетей	60
Глава 3. Сопротивления и проводимости элементов электрических сетей	66
§ 3.1. Линии	66
§ 3.2. Двух- и трехобмоточные трансформаторы	79
§ 3.3. Автотрансформаторы	87
Раздел второй. Анализ режимов работы сетей и управление режимами	91
Глава 4. Распределение мощностей (токов) в нормальных режимах	94
§ 4.1. Потери мощности и энергии в линиях и трансформаторах	94
§ 4.2. Потери и падения напряжения. Расчеты режимов по данным конца (начала) передачи	107
§ 4.3. Общие сведения для расчетов	115
§ 4.4. Разомкнутые сети местного значения	119
§ 4.5. Сети с двусторонним питанием	121
§ 4.6. Сложнозамкнутые сети	130
§ 4.7. Расчеты нормальных режимов на ЭВМ	145
Глава 5. Анализ режимов длинных линий электропередачи	150
§ 5.1. Уравнение идеальной линии электропередачи как четырехполюсника	150
§ 5.2. Физические процессы в линии при $P = P_{нт}$, $P > P_{нт}$ и $P < P_{нт}$	154
§ 5.3. Сведения о линиях с половиной длины волны $\lambda/2$ и их особенностях	163
Глава 6. Меры по снижению потерь мощности	167

§ 6.1.	Общие сведения	167
§ 6.2.	Источники реактивной мощности и их особенности	170
§ 6.3.	Оптимизация распределения активных и реактивных мощностей в системе	175
§ 6.4.	Включение и отключение отдельных элементов системы и контроль расхода электроэнергии	177
Г л а в а 7.	Обеспечение качества энергии	182
§ 7.1.	Общие сведения	182
§ 7.2.	Основные факторы, от которых зависит напряжение у потребителя	185
§ 7.3.	Устройства переключения ответвлений трансформаторов	188
§ 7.4.	Понятие о несимметрии, несинусоидальности и колебании напряжения	196
Г л а в а 8.	Управление режимами	200
§ 8.1.	Структура систем управления	200
§ 8.2.	Управление частотой и активной мощностью	202
§ 8.3.	Управление напряжением и реактивной мощностью	206
§ 8.4.	Противоаварийная система управления	210
§ 8.5.	Баланс активных и реактивных мощностей	213
Р а з д е л т р е т и й.	Синтез — проектирование сетей	217
Г л а в а 9.	Технико-экономические расчеты	219
§ 9.1.	Приведенные затраты Z при строительстве в течение одного этапа (года) и дальнейшей эксплуатации с неизменными годовыми издержками	219
§ 9.2.	Приведенные затраты Z при строительстве в течение ряда лет и изменяющихся годовых издержках	222
§ 9.3.	Метод экономических интервалов. Универсальные номограммы	225
Г л а в а 10.	Выбор параметров линий, трансформаторов и компенсирующих устройств	236
§ 10.1.	Линии	236
§ 10.2.	Выбор сечений проводов и кабелей с учетом характеристик защитных аппаратов	244
§ 10.3.	Проверка сечений линий по условиям короны, механической прочности и термической устойчивости к токам короткого замыкания	253
§ 10.4.	Трансформаторы	256
§ 10.5.	Компенсирующие устройства	258
З а к л ю ч е н и е		270
П р и л о ж е н и я		271
П.1.	Пример расчета распределения мощностей в сложной замкнутой сети методом узловых напряжений	271
П.2.	Матричные методы расчетов	273
П.3.	Номограммы экономических интервалов для выбора оптимальных сечений линий в нормальном режиме	311
П.4.	Номограммы экономических интервалов для выбора оптимальной мощности трансформаторов и автотрансформаторов в нормальном режиме	326
П.5.	Справочные материалы	359
П.6.	Соображения по нагрузочной способности трансформаторов	419
С п и с о к л и т е р а т у р ы		424
П р е д м е т н ы й у к а з а т е л ь		426

Учебное издание

Вера Михайловна Блок

Электрические сети и системы

Заведующая редакцией *Н. И. Хрусталева*. Редактор *С. М. Оводова*.
Художник *Н. Ю. Бабикова*. Художественный редактор *В. И. Мешалкин*.
Технический редактор *Т. Д. Гарина*. Корректор *В. В. Кожуткина*

ИБ № 4338

Изд. № Стд-401. Сдано в набор 26.11.85. Подп. в печать 12.06.86.
Т-13945. Формат 84×108^{1/32}. Бум. книжно-журн. № 2. Гарнитура литературная. Печать высокая. Объем 22,68 усл. печ. л. 22,68 усл. кр.-отт.
21,51 уч.-изд. л. Тираж 20 000 экз. Заказ № 2003. Цена 1 руб.

Издательство «Высшая школа». 101430, Москва, ГСП-4, Неглинная ул., д. 29/14

Ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени МПО «Первая Образцовая типография» имени А. А. Жданова Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательства, полиграфии и книжной торговли. 113054, Москва, Валовая, 28

Блок В. М.

Б70 Электрические сети и системы: Учеб. пособие для
электроэнергет. спец. вузов. — М.: Высш. шк., 1986. —
430 с.: ил.

В книге рассмотрены основные вопросы электрических систем и сетей, их физический смысл и математический анализ. Большое внимание уделено экономическим вопросам: рассмотрены основы метода экономических интервалов и универсальные номограммы для выбора оптимальной мощности трансформаторов и сечений линий.

Б $\frac{2302040000-350}{001(01)-86}$ 116—86

БКК 31.27
6П2.11