

В. Г. ХОЛМСКИЙ

РАСЧЕТ И ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

(СПЕЦИАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ)

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



ИЗДАТЕЛЬСТВО «ВЫСШАЯ ШКОЛА», МОСКВА, 1975

6П2.11
X 71
УДК 621.311(075)

Рецензенты:

кафедра электрических систем МЭИ
проф., докт. техн. наук Д. А. Арзамасцев

Холмский В. Г.

X71 Расчет и оптимизация режимов электрических сетей
(специальные вопросы). Учеб. пособие для вузов. М.,
«Выш. школа», 1975.
280 с. с ил.

В книге рассмотрены вопросы расчета и оптимизации режимов электрических сетей всех классов напряжений. Наибольшее внимание уделено регулированию напряжения, распределению реактивных мощностей и особенно путям оптимизации работы сетей с высокой степенью электрической неоднородности, включая сложнзамкнутые сети с трансформаторными связями. Приведено большое количество примеров, иллюстрирующих методы расчета, сходимость итерационных процессов и эффективность использования различных средств оптимизации режимов сетей.

Предназначается в качестве учебного пособия для студентов электро-энергетических специальностей, имеющих подготовку в объеме общего курса «Электрические сети и системы». Может быть также полезна инженерам, работающим в данной области.

X $\frac{30311-032}{001(01)-75}$ 159—75

6П2.11

© Издательство «Высшая школа», 1975.

Предисловие

Настоящая книга в основном сформировалась в процессе разработки курса «Специальные вопросы электрических сетей и систем», который автор более четверти века читает в Киевском политехническом институте для студентов старших курсов, специализирующихся в данной области.

В книге изложен ряд вопросов, связанных с расчетом и оптимизацией режимов электрических сетей всех классов напряжений. Наибольшее внимание уделено вопросам регулирования напряжения, распределения реактивных мощностей и особенно путям оптимизации работы сетей с высокой степенью электрической неоднородности. К последним относятся прежде всего сети с трансформаторными связями, приобретающие все большее значение в результате наложения связей повышенного напряжения на районные сети напряжением до 220 кв.

В книге рассматриваются преимущественно итерационные методы расчетов, все более входящие в инженерную практику. В зависимости от объема решаемой задачи реализация этих методов возможна как при ручном счете, так и на электронных вычислительных машинах (ЭВМ). Особенности реализации расчетных методов с помощью ЭВМ заслуживают отдельного рассмотрения. На кафедре электрических сетей и систем КПИ разработаны алгоритмы и программы, реализующие основные методы, рассмотренные в настоящей книге. Автор надеется совместно с сотрудниками по кафедре подготовить учебное пособие по решению задач расчета и оптимизации режимов электрических сетей с помощью ЭВМ.

Книга может служить пособием для читателей, имеющих подготовку в объеме общего курса «Электрические сети и системы» и желающих более глубоко изучить специальные вопросы. Пособие содержит большое количество примеров, иллюстрирующих методы расчетов, сходимость итерационных процессов, эффективность использования различных средств оптимизации режимов сетей. Во многих случаях примеры являются «сквозными» и в разных главах отражают различные аспекты решаемых задач.

Приведенная в конце настоящего пособия литература не является ни библиографическим справочником, ни списком использованных автором книг. Здесь приведены лишь основные источники, которые могут быть полезны читателям при проработке отдельных вопросов, и необходимые справочные сведения.

Глава II, § 7.1, 7.4÷7.6 написаны Д. В. Холмским, который принимал также участие в написании § 1.4 и был первым читателем рукописи.

Автор считает приятным долгом принести искреннюю признательность сотрудникам по кафедре, в особенности С. Е. Ходорову, Ю. В. Щербине, Б. В. Колесниченко, В. В. Зорину и Н. В. Бусловой, творческий контакт с которыми способствовал разработке ряда положений, изложенных в книге.

Автор глубоко благодарен сотрудникам кафедры «Электрические системы» МЭИ, руководимой проф. В. А. Вениковым, и проф. Д. А. Арзамасцеву, взявшим на себя нелегкий труд по рецензированию рукописи и давшим ряд полезных рекомендаций.

Все возникающие у читателей замечания по содержанию книги автор просит присылать по адресу: Москва К-51, Неглинная ул., 29/14. Изд-во «Высшая школа».

РАСЧЕТЫ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

§ 1.1. Общие положения

Для решения ряда проектных и эксплуатационных задач требуется проведение расчетов установившихся режимов электрических сетей. Целью таких расчетов является преобразование исходной информации о параметрах и нагрузках электрической сети в конечную — о параметрах ее режима.

К исходной информации относят:

- 1) сведения о постоянных отдельных участках и схемах соединений сети,
- 2) значения активных и реактивных нагрузок всех пунктов сети, кроме одного, который в дальнейшем условимся называть расчетным балансирующим пунктом (БП);
- 3) значение напряжения одного из пунктов сети, принятое за исходное.

Элементами конечной информации могут быть:

- 1) напряжения всех или части пунктов сети;
- 2) потери мощности для сети в целом или для отдельных ее участков, если необходимо выявить перегруженные элементы сети;
- 3) токи на отдельных участках. Информация о токах участков требуется далеко не во всех случаях. Она необходима только при расчетах, связанных с определением уставок релейной защиты, и для проверки по допустимому току отдельных участков — преимущественно в кабельных сетях.

Для районных сетей обычно находят режим напряжений и потери мощности. Расчеты местных сетей зачастую ограничиваются определением режимов напряжений.

Режим работы электрической сети, как известно, определяется законами Ома и Кирхгофа. Зависимости, вытекающие из этих законов, лежат в основе всех методов расчета режимов. Каждый метод представляет собой определенную совокупность расчетных приемов, позволяющую преобразовать исходную информацию в конечную. Некоторые методы известны в нескольких модификациях. Между собой отдельные методы и модификации могут различаться по ряду признаков. Рассмотрим некоторые из них.

По построению процесса расчетов методы могут быть:

- а) прямыми, если искомые величины определяются в один шаг, например путем непосредственного решения системы уравнений;

б) итерационными, при которых искомые величины определяются в результате многошагового процесса постепенного уточнения.

Прямые методы применимы только для сетей, выполненных по простейшим схемам. Растущая сложность схем обусловила преимущественное распространение итерационных методов расчета.

Исходная информация о нагрузках сети может быть представлена по-разному. При расчетах действительные совокупности нагрузок отдельных узлов заменяются некоторыми эквивалентными приемниками электрической энергии, которым приписываются те или иные свойства. В начале расчета неизвестны модули и аргументы напряжений всех пунктов сети, кроме исходного по напряжению. Это накладывает определенный отпечаток на принимаемые предпосылки о свойствах эквивалентных приемников.

Электрические нагрузки в отдельных случаях представляются:

а) токами, которые принимаются неизменными по величине и фазе. Последняя определяется относительно исходного напряжения. Такая предпосылка лежит в основе, например, известных выражений для расчета потерь напряжения в местных сетях. В районных сетях благодаря существенным расхождениям напряжений по величине и фазе принимать данную предпосылку следует с большой осторожностью, так как она может привести к значительным погрешностям. Фиксирование некоторых значений токов нагрузок допустимо на отдельных этапах итерационных расчетов с тем, что эти значения в дальнейшем будут уточнены;

б) мощностями, которые считаются независимыми от соответствующих напряжений. Такая предпосылка, часто принимаемая при расчетах районных сетей, справедлива для сетей, полностью обеспеченных устройствами регулирования напряжения. При невыполнении этого условия и умеренной загрузке сети ошибки в определении режима будут сравнительно небольшими. В тяжело загруженных сетях, работающих со значительными отклонениями напряжения от номинального, приняв такие характеристики нагрузок, можно допустить грубые ошибки, особенно по режиму реактивной мощности;

в) мощностями, зависящими от режима напряжений. Зависимость представляется статическими характеристиками нагрузок, как это будет показано в § 1.8. Такой учет нагрузок дает результат, наиболее близкий к действительному, но несколько усложняет расчеты, которые должны выполняться исключительно итерационными методами;

г) постоянными проводимостями или сопротивлениями, включаемыми в точках приложения нагрузок. Такой подход соответствует статическим характеристикам нагрузок в виде квадратичных парабол. Это не обеспечивает высокой точности результатов, поскольку в действительности сопротивления и проводимости нагрузок сами являются функциями приложенных напряжений. Учет зарядных и намагничивающих мощностей в виде постоянных проводимостей дает более точные результаты, чем довольно распространенный учет тех же величин в виде мощностей, не зависящих от действительных уровней напряжений.

Независимо от того, чем заданы нагрузки — токами или мощностями, расчеты режимов могут выполняться либо «в токах», либо «в мощностях». В конце XIX в., когда складывались первые методы расчета электрических сетей, нагрузки сетей задавались токами и сами расчеты выполнялись «в токах». В дальнейшем нагрузки начали задавать мощностями, а примерно с 30-х годов нынешнего столетия и до последнего времени расчеты сетей выполняются преимущественно «в мощностях». В настоящее время наблюдается возрождение расчетов «в токах», как правило, более удобных для реализации на ЭВМ.

Существующие методы расчета можно разделить на две большие группы в зависимости от того, используют ли они непосредственные зависимости между нагрузкой и напряжением отдельных узлов сети или же определяют напряжения в узлах в зависимости от токов, протекающих в отдельных контурах сети. Соответственно в литературе применяются наименования методов узловых напряжений и контурных токов. Последнее наименование является не вполне строгим, поскольку данные методы применимы и к разомкнутым сетям, в которых контуры отсутствуют. Методы, использующие узловые напряжения, в принципе являются более простыми, поскольку при их использовании отпадает необходимость в достаточно трудоемких расчетах токораспределения. Однако эти методы требуют решения более громоздких систем уравнений, так как число узлов сети всегда значительно больше числа контуров.

При использовании любого из методов сеть может быть предварительно приведена к более простому виду путем преобразования схемы. Так, многократно замкнутая сеть может быть приведена к линии с двусторонним питанием или даже к радиальной линии с одной нагрузкой на конце. Однако при итерационных расчетах преобразования, связанные с переносами нагрузок, необходимо производить в каждой итерации. Поэтому преобразование сети целесообразно использовать только в тех случаях, когда многократный перенос нагрузок не потребуется, например, как будет показано в § 1.2, при расчетах коэффициентов распределения.

Несомненный интерес представляют методы расчета, базирующиеся на алгебре матриц и элементах теории графов. Основными достоинствами этих методов являются компактность записи и удобство реализации расчетов на ЭВМ при сравнительно небольших объемах задач. Учитывая квадратичную зависимость между количеством элементов матриц и числом контуров или узлов сети, реализация матричных методов для сетей большой сложности становится затруднительной.

Принципиально все методы расчета режимов могут быть реализованы как при ручном счете, так и с помощью ЭВМ. Выбор того или иного способа счета определяется не особенностями применяемых методов, а объемом решаемых задач — числом узлов и контуров рассматриваемой сети. Ручной счет применим только для задач самых малых объемов, примерно для сетей, образующих до трех-четыре контуров. В несколько более сложных случаях целесообразно применение хотя бы малых ЭВМ, например типов «Проминь», «Мир» или

«Наири». Для сетей крупных энергосистем необходимы ЭВМ большой мощности. Здесь стоит вопрос о выборе методов, требующих наименьших объемов памяти машин и наименьшего количества обращений к внешней памяти. Вопрос этот не может сейчас считаться решенным окончательно, хотя острота его, несомненно, будет смягчаться по мере совершенствования ЭВМ.

Достаточно часто применяются комбинированные модификации, использующие элементы различных методов расчета.

Из-за ограниченного объема настоящего пособия автор лишен возможности рассмотреть все многообразие существующих методов расчета режимов. В книге будут изложены три сравнительно универсальных метода, пригодных для решения довольно сложных задач как при ручном счете, так и при использовании ЭВМ. В основу методов положено использование коэффициентов распределения, сопротивлений влияния, разрезания контуров для приведения замкнутой сети к эквивалентной разомкнутой. В данной главе перечисленные методы рассматриваются применительно к сетям одного напряжения, без трансформаторных связей.

§ 1.2. Расчет коэффициентов распределения

Доля покрытия каждой токовой нагрузки сети по некоторой линии от определенного источника питания является постоянной величиной. Она зависит только от параметров сети — ее схемы и сопротивлений элементов. Эта доля и является коэффициентом распределения рассматриваемой нагрузки для данной линии. Коэффициент распределения представляет собой безразмерное комплексное число вида

$$\dot{\alpha}_{i(k)} = \alpha'_{i(k)} + j\alpha''_{i(k)}, \quad (1.1)$$

где i и k — соответственно символы рассматриваемых линий и нагрузки.

Из смысла коэффициента распределения следует, что ток произвольной линии, обусловленный произвольной нагрузкой,

$$\dot{I}_{i(k)} = \dot{I}_k \dot{\alpha}_{i(k)} = I_{ka} \alpha'_{i(k)} - I_{kp} \alpha''_{i(k)} + j(I_{ka} \alpha''_{i(k)} + I_{kp} \alpha'_{i(k)}). \quad (1.2)$$

С учетом всех нагрузок результирующий ток линии

$$\dot{I}_i = \sum_{k=1}^{K_{\Pi}} (I_{ka} \alpha'_{i(k)} - I_{kp} \alpha''_{i(k)}) + j \sum_{k=1}^{K_{\Pi}} (I_{ka} \alpha''_{i(k)} + I_{kp} \alpha'_{i(k)}), \quad (1.3)$$

где K_{Π} — количество всех пунктов сети без балансирующего.

Применение коэффициентов распределения основывается на принципе наложения, и сами коэффициенты справедливы для распределения токов, если последние в пределах отдельных участков остаются неизменными. Распределенные поперечные проводимости участков разносятся на их концы, исходя из П-образной схемы замещения, где складываются с поперечными проводимостями трансформаторов и учитываются как заданные проводимостями дополнительные нагрузки.

Чтобы воспользоваться коэффициентами распределения для расчета потокораспределения мощностей, последние формально принимаются неизменными в пределах участков и равными некоторым средним значениям, которые в дальнейшем условимся называть средними линейными. Расчеты местных сетей выполняются обычно без учета потерь мощности, и распределение заданных мощностей нагрузок непосредственно дает значения средних линейных мощностей участков. Расчеты районных сетей в мощностях являются итерационными. В них постепенно уточняются значения потерь мощности, которые разносятся по концам участков как дополнительные нагрузки вместе с потерями в поперечных проводимостях. Средние линейные мощности участков получаются после распределения разультрирующих мощностей пунктов, обусловленных заданными нагрузками и потерями.

Выражения (1.2) и (1.3) применительно к распределению мощностей приобретают вид:

$$\dot{S}_{i(k)} = P_h \alpha'_i{}_{(k)} - Q_h \alpha''_i{}_{(k)} + j(P_h \alpha''_i{}_{(k)} + Q_h \alpha'_i{}_{(k)}); \quad (1.4)$$

$$\dot{S}_i = \sum_{k=1}^{k=K_{\Pi}} (P_h \alpha'_i{}_{(k)} - Q_h \alpha''_i{}_{(k)}) + j \sum_{k=1}^{k=K_{\Pi}} (P_h \alpha''_i{}_{(k)} + Q_h \alpha'_i{}_{(k)}). \quad (1.5)$$

Для расчета коэффициентов распределения необходимо поочередно приложить единичные токи во всех узлах сети. В дальнейшем находится распределение этих токов любым из методов, применяемых при расчетах электрических сетей, например путем преобразования сети к линии с двусторонним питанием (см. пример 1.1), путем решения системы контурных уравнений и т. п. Расчеты существенно упрощаются тем, что распределять приходится ток только одного узла. Направление единичного тока принимается совпадающим с направлением вектора базисного напряжения.

Метод контурных уравнений рассмотрим на примере сети, изображенной на рис. 1.1. Примем, что единичная нагрузка приложена в узле 2 и покрывается полностью по произвольно выбранному пути, например по пути 0—1—2. Найдем значения уравнительных контурных токов, наложение которых обеспечит в принятых условиях выполнение требований второго закона Кирхгофа. Токи показаны на рис. 1.1 круглыми стрелками. Для их определения напишем систему уравнений вида:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{I(2)} \dot{z}_{I(2)} \dot{z}_{I,II} + \dot{I}_{II(2)} \dot{z}_{II,III} + \dot{I}_{III(2)} \dot{z}_{III,IV} &= 0; \\ -\dot{I}_{I(2)} \dot{z}_{I,II} + \dot{I}_{II(2)} \dot{z}_{II,III} - \dot{I}_{III(2)} \dot{z}_{III,IV} + \dot{I}_{IV(2)} \dot{z}_{IV,I} &= 0; \\ -\dot{I}_{II(2)} \dot{z}_{II,III} + \dot{I}_{III(2)} \dot{z}_{III,IV} &= 0, \end{aligned}$$

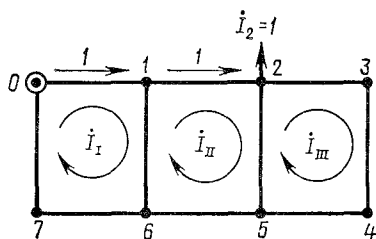


Рис. 1.1. Схема к расчету коэффициентов распределения с помощью уравнений контурных токов

где $\dot{z}_I, \dot{z}_{II}, \dot{z}_{III}, \dot{z}_{I,II}, \dot{z}_{II,III}$ — соответственно собственные и общие сопротивления контуров. Контур I и III общих сторон не имеют, поэтому сопротивление $\dot{z}_{I,III}$ равно нулю.

Перенеся известные величины в правую сторону и меняя знаки на противоположные, приведем предыдущую систему к виду:

$$\begin{aligned}-\dot{I}_{I(2)} \dot{z}_I + \dot{I}_{II(2)} \dot{z}_{I,II} &= \dot{z}_{0,1}; \\ \dot{I}_{I(2)} \dot{z}_{I,II} - \dot{I}_{II(2)} \dot{z}_{II} + \dot{I}_{III(2)} \dot{z}_{II,III} &= \dot{z}_{1,2}; \\ \dot{I}_{II(2)} \dot{z}_{II,III} - \dot{I}_{III(2)} \dot{z}_{III} &= 0.\end{aligned}$$

Предлагаем читателю самостоятельно удостовериться в том, что для нагрузки в пункте 5 при покрытии ее по пути 0—1—2—5 получится система, для которой левые части останутся неизменными, а в правых частях для контуров I, II и III соответственно будут стоять сопротивления $\dot{z}_{0,1}, \dot{z}_{1,2}$ и $-\dot{z}_{2,5}$.

Для сети произвольной сложности правила расчета можно сформулировать так:

- 1) число систем уравнений равно K_Π — числу пунктов сети, кроме расчетного БП;
- 2) число уравнений в каждой системе равно D_K — числу независимых контуров сети;
- 3) уравнение для d -го контура k -й системы имеет вид

$$\sum \dot{I}_{e(k)} \dot{z}_{d,e} - \dot{I}_{d(k)} \dot{z}_d = \dot{z}_{d(k)}, \quad (1.6)$$

где символ e характеризует контуры, имеющие общие стороны с d -м контуром; $\dot{z}_{d,e}$ — общее сопротивление соответствующих контуров; $\dot{z}_{d,k}$ — сопротивление части пути покрытия k -й нагрузки, входящей в состав данного контура. Правая часть уравнения берется со знаком «плюс», если совпадают принятые направления протекания единичной нагрузки и уравнительного тока контура. При несовпадении направлений берется знак «минус». Левые части уравнений системы (1.6) остаются неизменными.

Решение системы дает D_K значений уравнительных токов по числу контуров. Коэффициенты распределения находим на основании первого закона Кирхгофа. Например, исходя из схемы на рис. 1.1, можно написать:

$$\begin{aligned}\dot{\alpha}_{0,1(2)} &= 1 + \dot{I}_{I(2)}; \quad \dot{\alpha}_{1,2(2)} = 1 + \dot{I}_{II(2)}; \quad \dot{\alpha}_{3,2(2)} = \dot{I}_{II(2)}; \\ \dot{\alpha}_{1,6(2)} &= \dot{I}_{I(2)} - \dot{I}_{II(2)} \text{ и т. д.}\end{aligned}$$

Для получения полного токораспределения в сети не обязательно находить с помощью коэффициентов распределения нагрузки всех ее участков. Достаточно найти нагрузку только одной линии в каждом независимом контуре. При числе контуров D_K и количестве пунктов с нагрузкой K_Π общее количество необходимых коэффициентов

$$N_\alpha = D_K K_\Pi. \quad (1.7)$$

Для сокращения числа систем уравнений можно ограничиться составлением их только для нагрузок, расположенных в точках разветвления сети, в которых сходятся линии, принадлежащие разным контурам. Для расчета коэффициентов распределения нагрузок, включенных в промежуточных точках, рассмотрим линию, опирающуюся на узлы I и II (рис. 1.2). Единичную нагрузку точки k этой линии разносим в узлы I и II . Соответствующие токи будут

$$I_{I(k)} = \frac{\dot{z}_{II, k}}{\dot{z}_{I, k} + \dot{z}_{II, k}}$$

и

$$I_{II(k)} = \frac{\dot{z}_{I, (k)}}{\dot{z}_{I, k} + \dot{z}_{II, k}}.$$

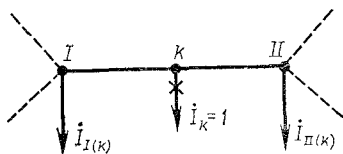


Рис. 1.2. Схема к расчету коэффициентов распределения для промежуточных точек сети

Пусть для любой ветви, кроме $I - II$, коэффициенты распределения нагрузок I и II будут $\dot{\alpha}_{I, (I)}$ и $\dot{\alpha}_{I, (II)}$. При этом коэффициент распределения k -й нагрузки

$$\dot{\alpha}_{I, (k)} = \frac{\dot{\alpha}_{I, (I)} \dot{z}_{II, k} + \dot{\alpha}_{I, (II)} \dot{z}_{I, k}}{\dot{z}_{I, k} + \dot{z}_{II, k}}. \quad (1.8)$$

Такой же вид имеет коэффициент распределения $\dot{\alpha}_{I, II(k)}$ для линии $I - II$ в преобразованной сети. Возвращая нагрузку из узлов I и II в точку k , для линии $I - k$ напомним

$$\dot{\alpha}_{I, k(k)} = \dot{\alpha}_{I, II(k)} + I_{I(k)} = \frac{(1 + \dot{\alpha}_{I, II(I)}) \dot{z}_{II, k} + \dot{\alpha}_{I, II(II)} \dot{z}_{I, k}}{\dot{z}_{I, k} + \dot{z}_{II, k}}. \quad (1.9)$$

Для линии $k - II$ получается

$$\dot{\alpha}_{k, II(k)} = \dot{\alpha}_{I, k(k)} - 1 = \frac{\dot{\alpha}_{I, II(I)} \dot{z}_{II, k} + (\dot{\alpha}_{I, II(II)} - 1) \dot{z}_{I, k}}{\dot{z}_{I, k} + \dot{z}_{II, k}}. \quad (1.10)$$

Рассмотренные контурные уравнения связывают между собой комплексные числа. Разделяя действительные и мнимые части выражений, можно свести все вычисления к операциям с действительными числами. Это приведет к удвоению числа уравнений в каждой системе.

Прямое решение системы может быть выполнено, например, путем уравнивания коэффициентов (метод Гаусса). Автору представляется более целесообразным вести при этом расчеты с комплексными числами, чтобы не увеличивать количества уравнений.

При выполнении итерационного расчета, например по Зейделю, следует перейти к системе с действительными величинами.

Наряду с линиями, являющимися элементами замкнутых контуров, в составе электрических сетей обычно имеются разомкнутые неразветвленные и разветвленные линии. Как разомкнутые ответвления от сети можно рассматривать также обмотки трансформаторов

приемных подстанций. Для таких элементов сети возможны только два значения коэффициента распределения $\alpha_{i(k)} = 1$ и $\alpha_{i(k)} = 0$ в зависимости от того, проходит или нет ток k -й подстанции по i -му элементу.

В целом объем информации, связанной с применением коэффициентов распределения к расчету развитых сетей, получается весьма большим. Поэтому областью применения данного метода можно считать сети средней сложности.

Пример 1.1. Найти коэффициенты распределения для сети 110 кВ, принципиальная схема которой изображена на рис. 1.3. При расчетах применить метод преобразования сети.

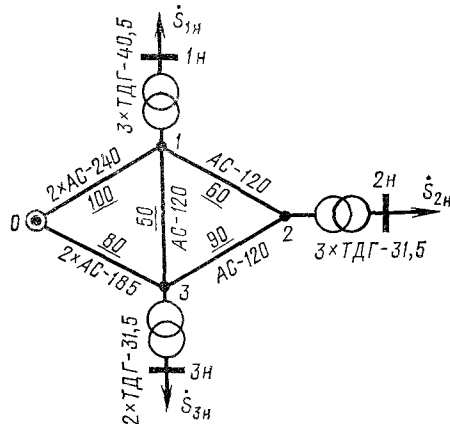


Рис. 1.3. Схема сети 110 кВ примера 1.1

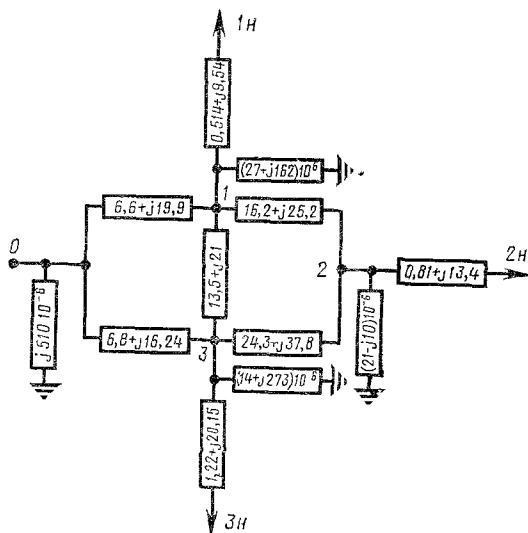


Рис. 1.4. Расчетная схема сети примера 1.1

На схеме указаны длины участков, марки проводов, количество и мощность трансформаторов.

На рис. 1.4 представлена схема сопротивлений и эквивалентных поперечных проводимостей сети, найденных в результате предварительных расчетов.

В соответствии со сказанным для трансформаторов имеем:

$$\alpha_{1,1H(1)} = 1, \alpha_{2,2H(2)} = 1 \\ \text{и } \alpha_{3,3H(3)} = 1.$$

Все остальные составляющие коэффициентов обращаются в нули. Дальнейшему рассмотрению подлежат только участки собственно сети, входящие в замкнутые контуры.

Приложим единичную нагрузку в пункте 1 и рассмотрим соответствующую схему, представленную на рис. 1.5. Треугольник 1—2—3 образован линиями с проводами одного сечения, чем воспользуемся для упрощения расчетов. Эквивалентная длина линии 3—1

$$l_{3,19} = \frac{l_{1,3}(l_{1,2} + l_{2,3})}{l_{1,2} + l_{2,3} + l_{1,3}} = \\ = \frac{50(60 + 90)}{60 + 90 + 50} = 37,5 \text{ км.}$$

Погонное сопротивление линии с проводами AC-120 $z_0(120) = (0,27 + j 0,42) \text{ ом/км.}$ Сеть, полученная после преобразований, дана на рис. 1.6.

Находим распределение единичной нагрузки в этой сети. Коэффициенты распределения для линий 0—1 и 0—3 будут:

$$\begin{aligned}\dot{\alpha}_{0,1(1)} &= \frac{\dot{z}_{0,3} + \dot{z}_{3,1}}{\dot{z}_{0,3} + \dot{z}_{3,1} + \dot{z}_{0,1}} = \frac{6,8 + j16,24 + 10,13 + j15,75}{6,8 + j16,24 + 10,13 + j15,75 + 6,6 + j19,9} = 0,634 - j0,0387; \\ \dot{\alpha}_{0,3(1)} &= \frac{\dot{z}_{0,1}}{\dot{z}_{0,3} + \dot{z}_{3,1} + \dot{z}_{0,1}} = \frac{6,6 + j19,9}{6,8 + j16,24 + 10,13 + j15,75 + 6,6 + j19,9} = \\ &= 0,366 + j0,0387.\end{aligned}$$

Остается распределить нагрузку линии 0—3 между линиями 3—1 и 3—2—1 обратно пропорционально их длинам:

$$\begin{aligned}\dot{\alpha}_{3,1(1)} &= \dot{\alpha}_{0,3(1)} \frac{l_{3,2} + l_{2,1}}{l_{3,2} + l_{2,1} + l_{3,1}} = (0,366 + j0,0387) \frac{90 + 60}{90 + 60 + 50} = \\ &= 0,2745 + j0,029; \\ \alpha_{3,2(1)} &= \dot{\alpha}_{0,3(1)} \frac{l_{3,1}}{l_{3,2} + l_{2,1} + l_{3,1}} = (0,366 + j0,0387) \frac{50}{90 + 60 + 50} = \\ &= 0,0915 + j0,0097.\end{aligned}$$

Результаты расчетов коэффициентов для нагрузки 3, выполненных аналогично, приведены в табл. 1.1.

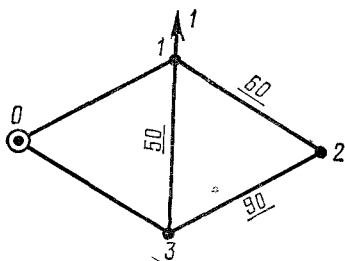


Рис. 1.5. Схема к расчету коэффициентов распределения для нагрузки 1 сети примера 1.1

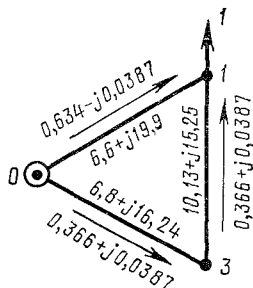


Рис. 1.6. Коэффициенты распределения нагрузки 1 для преобразованной сети примера 1.1

При расчете коэффициентов для нагрузки 2 воспользуемся данными табл. 1.1 и выражениями (1.8), (1.9) и (1.10). В эти выражения вместо сопротивлений $\dot{z}_{1,2}$ и $\dot{z}_{2,3}$ подставляем длины $l_{1,2}$ и $l_{2,3}$, учитывая одинаковость исполнения линий 1—2 и 2—3.

Для линии 0—1 выражение (1.8) приобретает вид

$$\begin{aligned}\dot{\alpha}_{0,1(2)} &= \frac{\dot{\alpha}_{0,1(1)} l_{2,3} + \dot{\alpha}_{0,1(3)} l_{1,2}}{l_{1,2} + l_{2,3}} = \\ &= \frac{(0,6340 - j0,0387) 90 + (0,3089 + j0,0090) 60}{60 + 90} = 0,5040 - j0,0196.\end{aligned}$$

Таблица 1.1

Участки	Узлы		
	1	2	3
0—1	$0,6340 - j0,0387$	$0,5040 - j0,0196$	$0,3089 + j0,0090$
0—3	$0,3660 + j0,0387$	$0,4960 + j0,0196$	$0,6911 - j0,0090$
3—1	$0,2745 + j0,0290$	$0,0720 + j0,0147$	$0,2317 - j0,0068$
1—2	$-0,0915 - j0,0097$	$0,5760 - j0,0049$	$0,0772 + j0,0022$
3—2	$0,0915 + j0,0097$	$0,4240 + j0,0049$	$0,0772 - j0,0022$

Аналогично для линии 1—2 из (1.9) имеем

$$\begin{aligned}\dot{\alpha}_{1,2(2)} &= \frac{\dot{\alpha}_{1,2(1)} l_{2,3} + \dot{\alpha}_{1,2(3)} l_{1,2} + l_{2,3}}{l_{1,2} + l_{2,3}} = \\ &= \frac{(-0,0915 - j0,0097) 90 + (0,0772 + j0,0022) 60 + 90}{60 + 90} = 0,576 - j0,0049.\end{aligned}$$

Все значения коэффициентов распределения для нагрузки 2 приведены в табл. 1.1.

Знаки коэффициентов в табл. 1.1 даны в соответствии с расчетными направлениями отдельных участков, отраженными в их нумерации. По числу участков для каждого узла нагрузки найдено пять коэффициентов. Их полное количество равно 15. Исходя из первого закона Кирхгофа, можно получить токораспределение, имея коэффициенты только для одного участка в каждом контуре, например участки 0—1 и 1—2, 0—1 и 1—3. Необходимое количество коэффициентов составит шесть.

Пример 1.2. Для сети предыдущего примера найти коэффициенты распределения, пользуясь методом контурных уравнений.

Схема сети для составления уравнений представлена на рис. 1.7. На схеме показаны сопротивления линий, принятые пути покрытия единичных нагрузок и расчетные направления контурных токов.

Собственные и общие сопротивления контуров имеют значения:

$$\dot{z}_I = (26,90 + j57,14) \text{ ом},$$

$$\dot{z}_{II} = (54 + j84) \text{ ом},$$

$$\dot{z}_{I, II} = (13,5 + j21) \text{ ом}.$$

Рис 1.7. Схема к расчету коэффициентов распределения с помощью контурных уравнений для сети примера 1.2

В данном случае по числу нагрузок и контуров необходимо составить три системы из двух уравнений каждая. При показанных на рис. 1.7 путях покрытия отдельных нагрузок уравнение для контура I во всех системах будет одинаковым. Напишем здесь уравнения и приведем их решение для узла I. Согласно (1.6) имеем

$$-(26,90 + j57,14) \dot{I}_I + (13,5 + j21,0) \dot{I}_{II} = 6,6 + j19,9;$$

$$(13,5 + j21,0) \dot{I}_I - (54,0 + j84,0) \dot{I}_{II} = 0.$$

Для решения применим способ уравнивания коэффициентов, для чего разделим уравнение первого контура на $\dot{z}_I$, а второго на $\dot{z}_{II}$. Система приобретет вид

$$-I_I + (0,3919 - j0,0518) \dot{I}_{II} = 0,3296 + j0,0387;$$

$$\dot{I}_I - 4\dot{I}_{II} = 0.$$

Складывая уравнения, получим

$$-(3,6081 + j0,0518) \dot{I}_{II} = 0,3296 + j0,0387,$$

откуда

$$\dot{I}_{II} = -0,0915 - j0,0097.$$

Из второго уравнения этой же системы имеем

$$\dot{I}_I = 4\dot{I}_{II} = -0,3660 - j0,0388.$$

Исходя из принятой схемы протекания токов, коэффициенты распределения для нагрузки 1 будут следующими:

$$\dot{\alpha}_{0,1(1)} = 1 + \dot{I}_I = 1 - 0,3660 - j0,0388 = 0,6340 - j0,0388;$$

$$\dot{\alpha}_{0,3(1)} = -\dot{I}_I = 0,3660 + j0,0388;$$

$$\dot{\alpha}_{3,1(1)} = \dot{I}_{II} - \dot{I}_I = -0,0915 - j0,0097 + 0,3660 + j0,0388 = 0,2745 + j0,0291;$$

$$\dot{\alpha}_{1,2(1)} = \dot{I}_{II} = -0,0915 - j0,0097.$$

Полученные значения коэффициентов практически полностью совпадают со значениями, найденными в предыдущем примере путем преобразования сети. Такие же результаты получаются и для нагрузок 2 и 3.

§ 1.3. Режим напряжений и сопротивления влияния

Характеристиками режима напряжения в отдельных точках сети могут служить:

- а) модули и аргументы напряжения; последние отсчитываются от базисного напряжения U_0 ;
- б) продольные и поперечные составляющие напряжений;
- в) только продольные составляющие, как это обычно принято для местных сетей.

Пусть для произвольного участка сети известны сопротивление $\dot{z}_i$ и ток $\dot{I}_i^*$. Падение напряжения на участке

$$\Delta \dot{U}_i = \dot{I}_i \dot{z}_i = I_{ia} r_i - I_{ip} x_i + j(I_{ia} x_i + I_{ip} r_i). \quad (1.11)$$

Суммарное падение напряжения от исходной точки 0 до произвольной f

$$\Delta \dot{U}_f = \sum_0^f (I_{ia} r_i - I_{ip} x_i) + j \sum_0^f (I_{ia} x_i + I_{ip} r_i). \quad (1.12)$$

* Здесь и далее под символом $\dot{I}$ в трехфазных сетях подразумевается линейное значение тока, умноженное на $\sqrt{3}$.

Чтобы воспользоваться выражениями (1.11) и (1.12), необходимо предварительно найти токи, протекающие по участкам сети. Однако падение напряжения может быть найдено, исходя непосредственно из токов отдельных узлов сети. Для уяснения этого обратимся к простейшему случаю, разомкнутой сети, питающей две нагрузки, как показано на рис. 1.8.

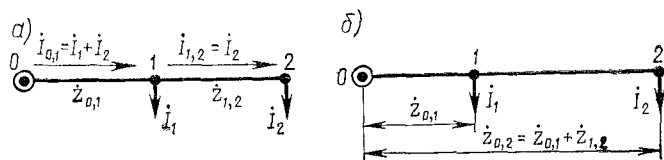


Рис. 1.8. Схема к расчету сопротивлений влияния для простейшей разомкнутой сети

При расчетах по каждой из схем для падений напряжений до точек 1 и 2 получим:

$$\left. \begin{aligned} \Delta \dot{U}_1 &= \dot{I}_{0,1} \dot{z}_{0,1}; \\ \Delta \dot{U}_2 &= \dot{I}_{0,1} \dot{z}_{0,1} + \dot{I}_{1,2} \dot{z}_{1,2}; \end{aligned} \right\} \text{ схема } a$$

$$\left. \begin{aligned} \Delta \dot{U}_1 &= \dot{I}_1 \dot{z}_{0,1} + \dot{I}_2 \dot{z}_{0,1}; \\ \Delta \dot{U}_2 &= \dot{I}_1 \dot{z}_{0,1} + \dot{I}_2 \dot{z}_{0,2}. \end{aligned} \right\} \text{ схема } б$$

При расчетах по схеме *a* приходится суммировать токи, а по схеме *б* — сопротивления. Очевидно, что при расчетах большого количества режимов и неизменных параметров сети целесообразнее один раз просуммировать сопротивления, чем каждый раз суммировать токи. Тем более это справедливо для итерационных расчетов, когда для каждого режима необходимо выполнить несколько итераций.

Сопротивление, определяющее влияние тока *k*-го узла на напряжение *f*-го узла, назовем взаимным сопротивлением влияния этих узлов. При наличии равенства *k* = *f* речь будет идти о собственном сопротивлении влияния узлов *f* или *k*. Для сопротивления влияния примем обозначения:

$$\left. \begin{aligned} \dot{\gamma}_{f(k)} &= \dot{\gamma}'_{f(k)} + j\dot{\gamma}''_{f(k)}; \\ \dot{\gamma}_{f(f)} &= \dot{\gamma}'_{f(f)} + j\dot{\gamma}''_{f(f)}. \end{aligned} \right\} \quad (1.13)$$

Для сети, представленной на рис. 1.8, сопротивления влияния имеют следующие значения: $\dot{\gamma}_{1(2)} = \dot{\gamma}_{2(1)} = \dot{z}_{0,1}$; $\dot{\gamma}_{1(1)} = \dot{z}_{0,1}$; $\dot{\gamma}_{2(2)} = \dot{z}_{0,1} + \dot{z}_{1,2}$. В данном случае выполняются условия взаимности, определяемые равенством.

$$\dot{\gamma}_{f(k)} = \dot{\gamma}_{k(f)}. \quad (1.14)$$

В § 6.8 будет показано, что при наличии в сети трансформаторных связей последнее условие может и не выполняться.

В разомкнутых сетях сопротивление влияния $\dot{\gamma}'_{f(k)}$ определяется непосредственным суммированием сопротивлений участков общей части путей, по которым могут проходить токи от БП до узлов *f* и *k*.

На произвольном участке замкнутой сети падение напряжения, обусловленное током I_k ,

$$\Delta \dot{U}_{i(k)} = I_{i(k)} \dot{z}_i = \dot{\alpha}'_{i(k)} \dot{z}_i I_k = I_k [\alpha'_{i(k)} r_i - \alpha''_{i(k)} x_i + j(\alpha'_{i(k)} x_i + \alpha''_{i(k)} r_i)].$$

Выполняя суммирование по пути $0 - f$, получим

$$\Delta \dot{U}_{f(k)} = I_k \left[\sum_0^f (\alpha'_{i(k)} r_i - \alpha''_{i(k)} x_i) + j \sum_0^f (\alpha'_{i(k)} x_i + \alpha''_{i(k)} r_i) \right]. \quad (1.15)$$

Выражение, стоящее в квадратных скобках, и будет сопротивлением влияния. Для его составляющих напомним:

$$\gamma'_{f(k)} = \sum_0^f (\alpha'_{i(k)} r_i - \alpha''_{i(k)} x_i); \quad (1.16)$$

$$\gamma''_{f(k)} = \sum_0^f (\alpha''_{i(k)} r_i + \alpha'_{i(k)} x_i). \quad (1.17)$$

В замкнутой сети переход от 0 до f возможен по разным путям. Равенство полученных при этом значений величины $\gamma_{f(k)}$ может служить проверкой правильности расчета коэффициентов распределения.

Суммарное значение падения напряжения с учетом всех нагрузок

$$\Delta \dot{U}_f = \sum_{k=1}^{K_\Pi} \dot{\gamma}_{f(k)} I_k. \quad (1.18)$$

Продольная и поперечная составляющие падения напряжения равны соответственно:

$$\Delta U_{f\Pi\Pi} = \sum_{k=1}^{K_\Pi} (I_{ka} \gamma'_{f(k)} - I_{kp} \gamma''_{f(k)});$$

$$\Delta U_{f\Pi\Pi} = \sum_{k=1}^{K_\Pi} (I_{ka} \gamma''_{f(k)} + I_{kp} \gamma'_{f(k)}).$$

Модуль напряжения в точке f

$$\Delta U_f = \sqrt{(U_0 - \Delta U_{f\Pi\Pi})^2 + \Delta U_{f\Pi\Pi}^2}. \quad (1.19)$$

Аргумент напряжения

$$\delta_f = \arctg \frac{\Delta U_{f\Pi\Pi}}{U_0 - \Delta U_{f\Pi\Pi}}. \quad (1.20)$$

Расчет режима напряжений с помощью сопротивлений влияния весьма прост. Его основным недостатком является квадратичная зависимость между числом пунктов сети и количеством сопротивлений.

В сетях одного напряжения, для которых справедливо равенство (1.14), необходимое количество сопротивлений

$$N_{\gamma} = K_{\pi} (K_{\pi} + 1)/2. \quad (1.21)$$

В сетях с трансформаторными связями количество сопротивлений возрастает, приближаясь в пределе к

$$N_{\gamma M} = K_{\pi}^2. \quad (1.22)$$

Пример 1.3. Для сети предыдущих примеров найти сопротивления влияния. Значение сопротивлений участков принимаем согласно данным рис. 1.4. Коэффициенты распределения берем из табл. 1.1. Расчеты, необходимые для определения сопротивления $\gamma_{2(1)}$, приведены в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Участок	r_i	x_i	$\alpha'_{i(1)}$	$\alpha''_{i(1)}$	$r_i \alpha'_{i(1)}$	$x_i \alpha''_{i(1)}$	$r_i \alpha''_{i(1)}$	$x_i \alpha'_{i(1)}$
0-1	6,6	19,9	0,6340	-0,0387	4,184	-0,770	-0,255	12,618
1-2	16,2	25,2	-0,0915	-0,0097	-1,482	-0,244	-0,157	-2,306
Σ					2,702	-1,014	-0,412	10,312

Согласно (1.16), (1.17) имеем:

$$\gamma'_{2(1)} = \sum_0^2 (\alpha'_{i(1)} r_i - \alpha''_{i(1)} x_i) = 2,702 + 1,014 = 3,716 \text{ ом};$$

$$\gamma''_{2(1)} = \sum_0^2 (\alpha''_{i(1)} r_i + \alpha'_{i(1)} x_i) = -0,412 + 10,312 = 9,900 \text{ ом}.$$

Результаты расчетов сопротивлений влияния, ом, для узлов 1, 2, 3 сети сведены в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Узлы f	Узлы k		
	1	2	3
1	$4,954 + j 12,361$	$3,716 + j 9,900$	$1,860 + j 6,207$
2	$3,716 + j 9,900$	$13,171 + j 24,336$	$3,060 + j 8,190$
3	$1,860 + j 6,207$	$3,060 + j 8,190$	$4,846 + j 11,162$

Переходим к расчету сопротивлений влияния для пунктов 1н, 2н и 3н. Напомним, что коэффициент распределения для тока, проходящего через трансформатор, равен единице. С учетом этого и исходя из (1.16) и (1.17) для собственного сопротивления влияния $\gamma'_{1н(1н)}$, напомним:

$$\gamma'_{1н(1н)} = \gamma'_{1(1)} + r_{T1} = 4,954 + 0,514 = 5,468 \text{ ом};$$

$$\gamma''_{1н(1н)} = \gamma''_{1(1)} + x_{T1} = 12,361 + 9,54 = 21,901 \text{ ом}.$$

Аналогично получим:

$$\dot{\gamma}_{2н(2н)} = 13,981 + j 37,736 \text{ ом}; \dot{\gamma}_{3н(3н)} = 6,066 + j 31,312 \text{ ом}.$$

Сопровитвления трансформаторов не сказываются на величине взаимных сопротивлений влияния. Поэтому последние для узлов, совпадающих с выходами трансформаторов, имеют такие же значения, как и для узлов, совпадающих со входами. Например, $\dot{\gamma}_{1н(1)} = \dot{\gamma}_{1(1)}$, $\dot{\gamma}_{1н(2н)} = \dot{\gamma}_{1(2)}$.

§ 1.4. Расчет режима напряжений по средним линейным мощностям

Для районных сетей широко применяется расчет по условиям начала или конца i -го звена сети. Имея мощности начала $\dot{S}_{iн}$ или конца $\dot{S}_{iк}$ и соответствующие напряжения $\dot{U}_{iн}$ и $\dot{U}_{iк}$, для тока звена получим

$$\dot{I}_i = \dot{S}_{iн} / \dot{U}_{iн} = \dot{S}_{iк} / \dot{U}_{iк}. \quad (1.23)$$

Исходя из (1.11) и принимая в качестве оси действительных величин напряжения исходной точки начала либо конца данного звена, для составляющих падения напряжения получим выражения:

$$\Delta U_{iн. пд} = (P_{iн} r_i - Q_{iн} x_i) / U_{iн}; \quad (1.24)$$

$$\Delta U_{iн. пп} = (P_{iн} x_i + Q_{iн} r_i) / U_{iн}; \quad (1.25)$$

$$\Delta U_{iк. пд} = (P_{iк} r_i - Q_{iк} x_i) / U_{iк}; \quad (1.26)$$

$$\Delta U_{iк. пп} = (P_{iк} x_i + Q_{iк} r_i) / U_{iк}. \quad (1.27)$$

В § 1.5 изложен итерационный метод расчета режимов в мощностях с помощью коэффициентов распределения. При применении этого метода целесообразно вести расчет напряжений в характерных точках сети по средним линейным мощностям.

При расчете в токах по условиям начала звена напряжение конца звена

$$\dot{U}_{iк} = \dot{U}_{iн} - (I_{ia} r_i - I_{ip} x_i) - j (I_{ia} x_i + I_{ip} r_i). \quad (1.28)$$

Модуль этого напряжения

$$U_{iк} = \sqrt{U_{iн}^2 - 2U_{iн}(I_{ia} r_i - I_{ip} x_i) + (I_{ia}^2 + I_{ip}^2)(r_i^2 + x_i^2)}. \quad (1.29)$$

Рассмотрим по отдельности величины, стоящие под знаком корня в скобках:

$$\begin{aligned} 2U_{iн}(I_{ia} r_i - I_{ip} x_i) &= 2(P_{iн} r_i - Q_{iн} x_i); \\ (I_{ia}^2 + I_{ip}^2) r_i^2 &= \Delta P_i r_i, \quad (I_{ia}^2 + I_{ip}^2) x_i^2 = -\Delta Q_i x_i. \end{aligned}$$

Следовательно,

$$U_{iк} = \sqrt{U_{iн}^2 - 2[(P_{iн} - 0,5\Delta P_i) r_i - (Q_{iн} - 0,5\Delta Q_i) x_i]}. \quad (1.30)$$

Учитывая, что $P_{iH} - 0,5 \Delta P_i = P_i$ и $Q_{iH} - 0,5 \Delta Q_i = Q_i$, где P_i и Q_i соответственно активная и реактивная мощности середины линии, окончательно имеем

$$U_{iK} = \sqrt{U_{iH}^2 - 2(P_i r_i - Q_i x_i)} \quad (1.31)$$

или

$$U_{iH} = \sqrt{U_{iK}^2 + 2(P_i r_i - Q_i x_i)}. \quad (1.32)$$

Для определения потерь мощности по средней мощности линии можно принять в качестве расчетной величины среднее квадратичное напряжение

$$U_{ic} = \sqrt{0,5(U_{iH}^2 + U_{iK}^2)}. \quad (1.33)$$

Сочетание расчетов по средним линейным мощностям и средним квадратичным напряжениям линий удобно из-за наличия весьма простой связи между этими параметрами и напряжениями начала и конца линий, получаемой после подстановки в (1.33) значений напряжений U_{iK} или U_{iH} из (1.31) или (1.32):

$$U_{ic} = \sqrt{U_{iH}^2 - (P_i r_i - Q_i x_i)} = \sqrt{U_{iK}^2 + (P_i r_i - Q_i x_i)}. \quad (1.34)$$

С другой стороны, подобное сочетание принципиально должно вызвать погрешность в определении потерь мощности. Оценим эту погрешность.

Точные значения потерь полной мощности в линии $\Delta \dot{S}_{iT}$ могут быть получены при расчетах по условиям как начала, так и конца:

$$\Delta \dot{S}_{iT} = \frac{(P_{iH}^2 + Q_{iH}^2) \hat{z}_i}{U_{iH}^2} = \frac{(P_{iK}^2 + Q_{iK}^2) \hat{z}_i}{U_{iK}^2}. \quad (1.35)$$

Перейдя к производной пропорции, запишем

$$\Delta \dot{S}_{iT} = \frac{0,5 [(P_{iH}^2 + P_{iK}^2) + (Q_{iH}^2 + Q_{iK}^2)] \hat{z}_i}{0,5 (U_{iH}^2 + U_{iK}^2)}. \quad (1.36)$$

Знаменатель данного выражения представляет собой в соответствии с (1.33) квадрат среднего квадратичного напряжения линии, а в числитель входит квадрат среднего квадратичного значения мощности линии

$$S_i = \sqrt{0,5 [(P_{iH}^2 + Q_{iH}^2) + (P_{iK}^2 + Q_{iK}^2)]}. \quad (1.37)$$

При приближенных расчетах по средним мощностям и средним квадратичным напряжениям линии потери полной мощности

$$\Delta \dot{S}_i = \frac{(P_i^2 + Q_i^2) \hat{z}_i}{U_{ic}^2} = \frac{0,25 [(P_{iH} + P_{iK})^2 + (Q_{iH} + Q_{iK})^2] \hat{z}_i}{0,5 (U_{iH}^2 + U_{iK}^2)}. \quad (1.38)$$

Погрешность в определении потерь мощности

$$\Delta_s = \frac{\Delta \dot{S}_i - \Delta \dot{S}_{iT}}{\Delta \dot{S}_{iT}} = - \frac{0,5 [(\Delta P_i)^2 + (\Delta Q_i)^2]}{(P_{iH}^2 + P_{iK}^2) + (Q_{iH}^2 + Q_{iK}^2)}. \quad (1.39)$$

Если, например, принять коэффициент мощности в начале линии $\cos \varphi_n = 0,8$, т. е. $\operatorname{tg} \varphi_n = -0,75$, относительные значения активной мощности в начале линии $P_n = 1$ и реактивной $Q_n = -0,75$, потерь активной и реактивной мощности в линии $\Delta P_i = \Delta Q_1 = 0,1$, то погрешность в определении потерь

$$\Delta_s = -0,5 \frac{0,1^2 + 0,1^2}{(1^2 + 0,9^2) + (0,75^2 + 0,65^2)} = -0,0036 = -0,36\%.$$

Таким образом, даже при весьма больших потерях мощности в линии изменение потерь по сравнению с точным значением несущественно (менее 0,5% от потерь), и метод расчета по средним мощностям и средним квадратичным напряжениям практически вполне точен.

Последовательный расчет напряжений от точки к точке по (1.31), (1.32) необязателен. При непосредственном переходе от исходной точки к произвольной

$$U_f = \sqrt{U_0^2 - 2 \sum_0^f (P_i r_i - Q_i x_i)}. \quad (1.40)$$

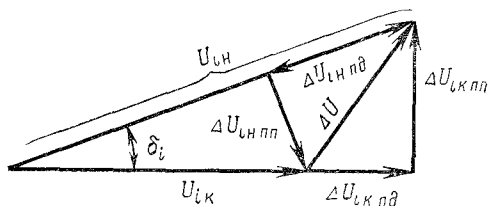


Рис. 1.9. Векторная диаграмма к расчету напряжений по условиям начала и конца звена электрической сети

Исходя из средней мощности участка, можно также найти углы расхождения напряжений начала и конца. Рассмотрим векторную диаграмму напряжений, изображенную на рис. 1.9.

Из диаграммы, на которой показаны составляющие падения напряжения, найденные по условиям начала и по условиям конца, видно, что

$$\sin \delta_i = \Delta U_{iн. пп} / U_{ик} = \Delta U_{iк. пп} / U_{iн}.$$

С учетом (1.31) и (1.32)

$$\frac{P_{iн} x_i + Q_{iн} r_i}{U_{iн} U_{ик}} = \frac{P_{iк} x_i + Q_{iк} r_i}{U_{iн} U_{ик}}.$$

Беря производную пропорцию

$$\frac{(P_{iн} + P_{iк}) x_i + (Q_{iн} + Q_{iк}) r_i}{2 U_{iн} U_{ик}}$$

и учитывая, что

$$(P_{iн} + P_{iк})/2 = P_i \text{ и } (Q_{iн} + Q_{iк})/2 = Q_i,$$

окончательно получим

$$\delta_i = \arcsin \frac{P_i x_i + Q_i r_i}{U_{iн} U_{ик}}. \quad (1.41)$$

Расхождение между напряжениями U_0 и U_f , очевидно, будет

$$\delta_f = \sum_0^f \delta_i. \quad (1.42)$$

Знак угла зависит от того, какое из напряжений принято за исходное. При отсчете от напряжения начала необходимо взять знак «—», а при отсчете от напряжения конца знак «+».

§ 1.5. Итерационный расчет в мощностях режима замкнутой электрической сети с помощью коэффициентов распределения

К началу 30-х годов в СССР появились первые сети 110 кВ, работающие по замкнутым схемам. Для расчета таких сетей был разработан метод расчета режимов, известный под названием расчета «в два этапа». Метод предусматривает следующие операции:

1) приведение нагрузок всех узлов сети к шинам высшего напряжения путем учета потерь мощности в трансформаторах и в поперечных проводимостях отходящих линий. Учет производится по номинальному напряжению сети. Приведенные нагрузки более не уточняются и рассматриваются как основные;

2) расчет потокораспределения основных нагрузок путем преобразования сети или на основе решения системы контурных уравнений. После расчета сеть принимается разрезанной по точкам потокораздела и в дальнейшем рассматривается как работающая по разомкнутой схеме;

3) расчет потерь мощности на участках по основному потокораспределению и номинальному напряжению сетей. Потери каждого участка учитываются как дополнительные нагрузки, приложенные в его начале;

4) расчет режима напряжений. При этом обычно не учитываются поперечные составляющие падения напряжения.

Расчет «в два этапа» дает достаточно удовлетворительные результаты при сравнительно небольшой протяженности участков и их умеренной загрузке.

Развитием расчета в два этапа является рассматриваемый здесь итерационный расчет с помощью коэффициентов распределения, обеспечивающий более высокую точность результатов. Расчет начинается с определения исходного потокораспределения, обусловленного только нагрузками. Последние в общем случае считаем заданными на шинах вторичных напряжений. Приведения нагрузок к шинам высшего напряжения не производим. Исходное потокораспределение находим с помощью коэффициентов распределения и в последующих расчетах принимаем неизменным*. В дальнейшем производится итерационное уточнение потерь мощности и режима напряжений.

* Изменение нагрузок за счет влияния статических характеристик рассматривается в § 1.8.

Потери мощности в продольном сопротивлении i -й линии и поперечной проводимости k -го узла определяются известными выражениями:

$$\Delta \dot{S}_i = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{ic}^2} (r_i - jx_i); \quad (1.43)$$

$$\Delta \dot{S}_k = U_k^2 \dot{y}_k. \quad (1.44)$$

При расчетах используются данные о результирующем потокораспределении и напряжениях, найденные в предыдущей итерации. Расчеты первой итерации выполняются по основному потокораспределению и номинальному напряжению сети.

Потери в сопротивлениях разносятся поровну по концам линии, где складываются с потерями в проводимостях соответствующих узлов.

Рассматривая сеть как нагруженную только потерями мощности, находим потокораспределение и накладываем его на исходное. По результирующему потокораспределению рассчитываем квадраты модулей напряжения начал, середин и концов участков согласно (1.32), (1.33) и (1.31).

Расчет заканчиваем, когда значение изменения потерь мощности станет меньше некоторой заданной величины.

Пример 1.4. Для сети предыдущих примеров заданы следующие значения нагрузок (в *Мва*): $\dot{S}_{1H} = 80 - j 60$; $\dot{S}_{2H} = 50 - j 40$; $\dot{S}_{3H} = 35 - j 25$. Исходным является напряжение источника питания $U_0 = 120$ кВ.

Требуется выполнить итерационный расчет в мощностях с помощью коэффициентов распределения. Расчет закончить, когда изменение суммарных потерь мощности делается меньше 2,5% от значений потерь первой итерации. Для сравнения определить также основные показатели режима сети при расчете в мощностях приближенным методом «в два этапа».

Находим исходное потокораспределение основных нагрузок сети. Для линии 0—1 расчетные выражения (1.5) принимают вид:

$$P_{0,1} = \sum_{k=1}^{k=3} (P_{kH} \alpha'_{0,1(k)} - Q_{kH} \alpha''_{0,1(k)});$$

$$Q_{0,1} = \sum_{k=1}^{k=3} (P_{kH} \alpha''_{0,1(k)} + Q_{kH} \alpha'_{0,1(k)}).$$

Значения коэффициентов распределения берем из табл. 1.1. Расчеты основного потокораспределения для линии 0—1 сети выполнены в табл. 1.4.

Т а б л и ц а 1.4

k	$P_{kH}, \text{ Мвт}$	$Q_{kH}, \text{ Мвар}$	$\alpha'_{0,1(k)}$	$\alpha''_{0,1(k)}$	$P_{0,1(k)}, \text{ Мвт}$	$Q_{0,1(k)}, \text{ Мвар}$
1	80	—60	0,6340	—0,0387	48,43	—40,64
2	50	—40	0,5040	—0,0196	24,44	—20,84
3	35	—25	0,3089	0,0090	11,06	—8,20
Σ	165	—125	—	—	83,93	—69,68

Выполнив аналогичные расчеты для линии 1—2 и применив первый закон Кирхгофа, получим исходное потокораспределение, показанное сплошными стрелками на рис. 1.10.

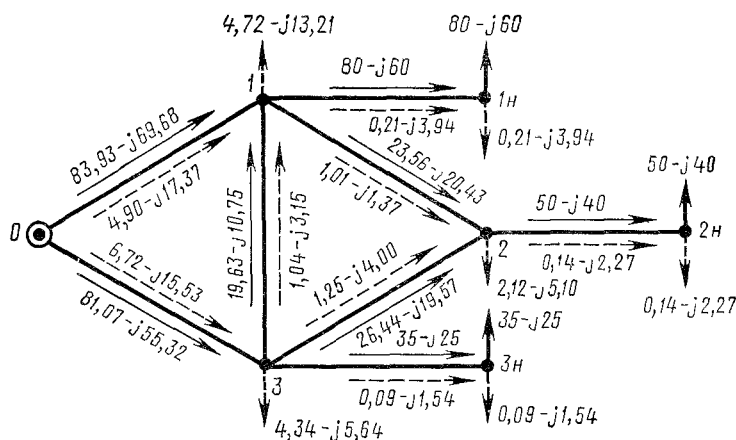


Рис. 1.10. Исходное потокораспределение и потокораспределение потерь мощности для сети примера 1.4 (первая итерация)

Переходим к расчетам первой итерации.

1. Потери мощности в продольном сопротивлении линии 0—1 и поперечной проводимости узла 1 согласно (1.43) и (1.44) соответственно равны:

$$\Delta S_{0,1}^{(1)} = \frac{(P_{0,1}^{(0)})^2 + (Q_{0,1}^{(0)})^2}{U_{\text{ном}}^2} (r_{0,1} - jx_{0,1}) = \frac{83,93^2 + 69,68^2}{110^2} \times$$

$$\times (6,6 - j19,9) = (6,49 - j19,55) \text{ Мва};$$

$$\Delta S_1^{(1)} = U_{\text{ном}}^2 \dot{y}_1 = 110^2 (27 + j162) 10^{-6} = (0,33 + j1,96) \text{ Мва}.$$

Потери мощности во всех элементах сети приведены в табл. 1.5.

Таблица 1.5

Потери в сопротивлениях, Мва			Потери в проводимостях, Мва		
линии и трансф.	$\Delta P_l^{(1)}$	$\Delta Q_l^{(1)}$	узлы	$\Delta P_k^{(1)}$	$\Delta Q_k^{(1)}$
0—1	6,49	—19,55	0	—	7,35
0—3	5,42	—12,95	1	0,33	1,96
1—2	1,29	—2,01	2	0,25	—0,12
3—1	0,56	—0,87	3	0,17	3,30
3—2	2,19	—3,40			
1—1н	0,42	—7,88			
2—2н	0,28	—4,54			
3—3н	0,18	—3,08			
			Σ	0,75	12,49
Σ	16,83	—54,28			

2. Разнесение потерь в узлы. Для узла 1, пользуясь данными табл. 1.5, получим расчетное значение нагрузки от потерь

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{1p}^{(1)} &= \frac{\Delta \dot{S}_{0,1}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{1,1H}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{1,2}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{s,1}^{(1)}}{2} + \Delta \dot{S}_1^{(1)} = \\ &= \frac{6,49 - j19,55 + 0,42 - j7,88 + 1,29 - j2,01 + 0,56 - j0,87}{2} + \\ &\quad + 0,33 + j1,96 = (4,72 - j13,21) \text{ Мва.}\end{aligned}$$

Нагрузки всех пунктов от потерь показаны штриховыми стрелками на рис. 1.10.

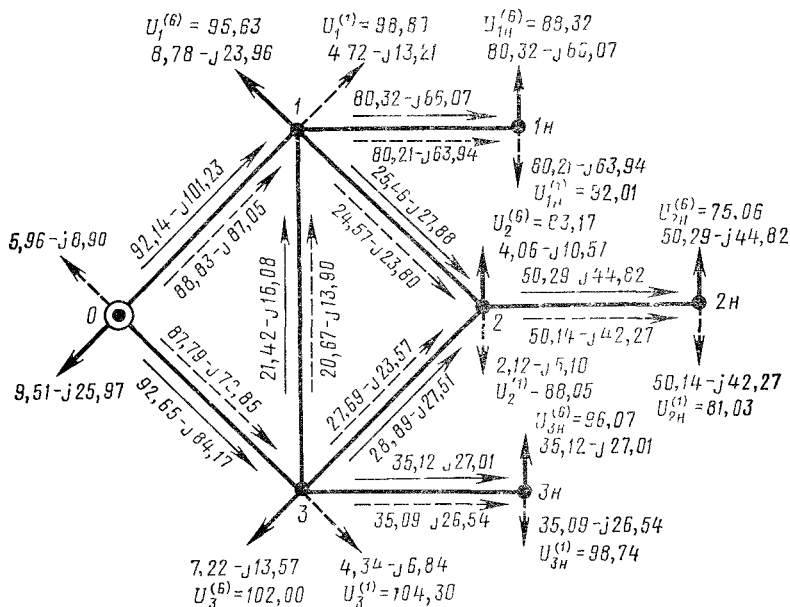


Рис 1.11 Результирующие потокораспределения первой и шестой итераций для сети примера 14

3. Расчет потокораспределения потерь выполняется так же, как и расчет исходного потокораспределения. Потокораспределение потерь нанесено штриховыми стрелками на том же рис. 1.10.

4. Наложение потокораспределения потерь на исходное. На основании данных рис. 1.10 результирующая средняя мощность линии 0—1

$$\dot{S}_{0,1}^{(1)} = \dot{S}_{0,1}^{(0)} + \Delta \dot{S}_{0,1}^{(1)} = 83,93 - j69,68 + 4,90 - j17,37 = (88,83 - j87,05) \text{ Мва.}$$

Результирующее потокораспределение для сети в целом показано штриховыми стрелками на рис. 1.11.

5. Расчет квадратов модулей напряжения начал, середин и концов всех участков сети по предыдущему результирующему потокораспределению выполнен в табл. 1.6.

Значения квадратов напряжений в точках 1 и 2, полученные при расчетах по разным путям обхода, близки между собой, что говорит о достаточной точности всех вычислений.

Таблица 1.6

Участки	$r_i, \text{ом}$	$x_i, \text{ом}$	$P_i, \text{Мвт}$	$Q_i, \text{Мвар}$	$P_i r_i$	$Q_i x_i$	$P_i x_i - Q_i r_i$	$U_{ин}^2$	$U_{ис}^2$	$U_{ик}^2$
0—1	6,60	19,90	88,83	-87,05	585	-1734	2319	14 400	12 081	9 762
0—3	6,80	16,24	87,77	-70,85	598	-1149	1747	14 400	12 653	10 905
3—1	13,50	21,00	20,67	-13,90	279	-289	568	10 905	10 337	9 769
1—2	16,20	26,20	24,57	-23,80	396	-599	995	9 769	8 774	7 779
3—2	24,30	37,80	27,69	-23,57	675	-892	1568	10 905	9 337	7 769
1—1н	0,51	9,54	80,21	-63,94	41	-610	651	9 769	9 118	8 467
2—2н	0,81	13,40	50,14	-42,27	41	-566	607	7 779	7 172	6 565
3—3н	1,22	20,15	35,09	-26,51	43	-535	578	10 905	10 327	9 749

Таблица 1.7

Итерации	$U_{2н},$ кВ	$\Delta (\Delta U_{2н}),$ %	Потери мощности, Мва,						Уточнение потерь, %	
			в сопротивлениях		в проводимостях		общие			
			ΔP_z	ΔQ_z	ΔP_y	ΔQ_y	ΔP_{Σ}	ΔQ_{Σ}	$\Delta (\Delta P)$	$\Delta (\Delta Q)$
1	81,05	—	16,83	—54,28	0,75	12,49	17,58	—41,79	—	—
2	77,49	3,56	23,01	—74,61	0,58	11,83	23,59	—62,78	34,19	50,28
3	76,07	1,29	26,33	—83,92	0,56	11,70	26,89	—72,22	18,77	22,59
4	75,46	0,55	27,83	—88,06	0,55	11,64	28,38	—76,42	8,48	10,05
5	75,23	0,21	28,45	—89,76	0,54	11,62	28,99	—78,14	3,46	4,12
6	75,06	0,15	28,76	—90,62	0,54	11,61	29,30	—79,01	1,76	2,08

На рис. 1.11 для сравнения сплошными стрелками показаны нагрузки и потокораспределение, найденные в результате шестой итерации, и отмечены напряжения первой и шестой итераций.

Изменение некоторых показателей сети в ходе итерационного расчета показано в табл. 1.7. В таблице приведены следующие значения: напряжение $U_{2н}$ и

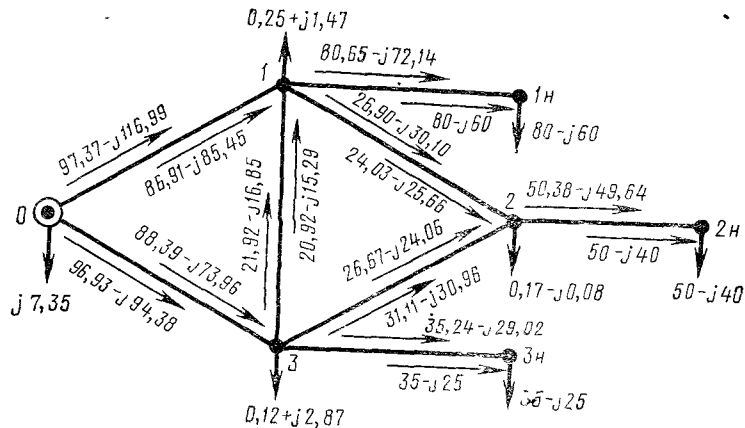


Рис. 1.12. Действительное потокораспределение в сети примера 1.4

его изменения в процентах от номинального напряжения сети для каждой итерации; суммарные потери мощности в сопротивлениях, проводимостях и общие; уточнение общих потерь в процентах от потерь исходного режима.

Как видно из полученных результатов, по напряжению процесс расчета сходится достаточно быстро, и уже четвертая итерация дает уточнение всего на 0,55%. Потери мощности сходятся медленнее, и для получения заданной, правда весьма высокой, точности требуется шесть итераций. Особенно резко изменяются потери в сопротивлениях, поскольку они одновременно зависят и от квадратов напряжений, и от квадратов линейных мощностей. При этом изменения обеих величин направлены в сторону повышения потерь. Потери в проводимостях зависят только от квадратов напряжений, и для них можно было бы ограничиться двумя-тремя итерациями.

Пользуясь данными шестой итерации, добавляем и отнимаем половины потерь мощности на участках соответственно в их началах и концах. В результате получим действительное потокораспределение, представленное на рис. 1.12.

Переходим к расчету режима работы данной сети методом «в два этапа».

Приводим нагрузки всех подстанций к шинам высшего напряжения, учитывая потери в трансформаторах и зарядные мощности линий по номинальному напряжению сети. Такие же значения потерь в этих элементах были получены в первой итерации предыдущего расчета и сведены в табл. 1.5, откуда и возьмем необходимые данные. Результирующие нагрузки подстанций и их распределение в сети нанесены на схеме рис. 1.13.

Приближенные значения потерь мощности в линиях сети, найденные по исходному потокораспределению и номинальному напряжению, приведены в табл. 1.8.

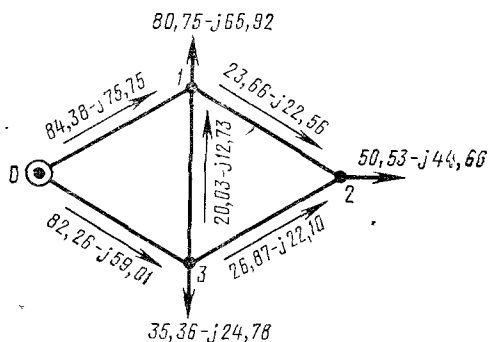


Рис. 1.13. Исходное потокораспределение для сети примера 14 при расчете «в два этапа»

Таблица 1.8

Линии	ΔP_i , Мвт	ΔQ_i , Мвар
0—1	6,92	—20,90
0—3	5,80	—13,85
3—1	0,64	—0,98
1—2	1,73	—2,69
3—2	2,43	—3,78
Σ	17,52	—42,20

Значения потерь накладываем на потокораспределение основных мощностей, идя от точки 2, являющейся точкой потокоораздела. Переходя через точки 1 и 3, ориентировочно принимаем, что линия 0—1 покрывает полностью потери в линии 1—2. Остальные потери покрываются по линии 0—3.

Полное потокораспределение, соответствующее таким предположениям, показано на рис. 1.14.

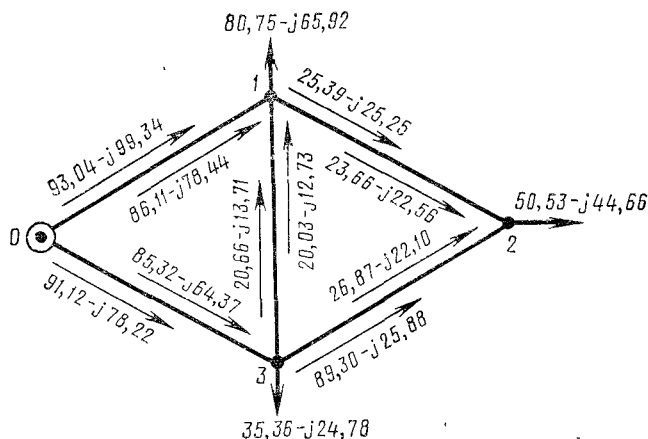


Рис. 1.14. Результирующее потокораспределение для сети примера 1.4 при расчете «в два этапа»

Сопоставляя полученные результаты, видим, что приближенный метод по сравнению с шестой итерацией точного метода дает ошибку по потерям активной мощности на 34,6%, а по потерям реактивной мощности — на 42,6%. Для рассматриваемой сети расчет приближенным методом неприемлем.

§ 1.6. Итерационный расчет режима замкнутой электрической сети в токах с помощью коэффициентов распределения и сопротивлений влияния

В отличие от расчета в мощностях при итерационном расчете в токах уточняются не потери мощности, а сами нагрузочные токи. Последние изменяются по мере уточнения напряжений в узлах.

Для определения токов отдельных узлов обратимся к произвольной k -й подстанции, расчетная схема которой представлена на рис. 1.15. Для общности предположим, что на подстанции установлены трехобмоточные трансформаторы и нагрузки $\dot{S}_{кн}$, $\dot{S}_{кс}$ и $\dot{S}_{кв}$ заданы на шинах всех трех напряжений.

Токи в отдельных частях схемы имеют значения:

$$\dot{I}_{кн} = \dot{S}_{кн} / \hat{U}_{кн}; \quad (1.45) \quad \dot{I}_{кс} = \dot{S}_{кс} / \hat{U}_{кс}; \quad (1.46)$$

$$\dot{I}_{кв} = \dot{S}_{кв} / \hat{U}_{к}; \quad (1.47) \quad \dot{I}_{кy} = \dot{U}_k \dot{Y}_k. \quad (1.48)$$

Общий ток, потребляемый от сети,

$$\dot{I}_k = \dot{I}_{кн} + \dot{I}_{кс} + \dot{I}_{кв} + \dot{I}_{кy}. \quad (1.49)$$

При двухобмоточных трансформаторах или при отсутствии нагрузок на каких-либо шинах последнее выражение соответственно упрощается.

При расчете с помощью коэффициентов распределения каждая итерация включает следующие действия:

1) расчет токов отдельных пунктов согласно выражениям (1.45) ÷ (1.49) по данным о напряжениях предыдущей итерации;

2) расчет токораспределения в сети с помощью коэффициентов распределения согласно (1.3). Полученное токораспределение наносится на схему сети;

3) расчет падений напряжений от исходной точки до шин высшего напряжения всех подстанций согласно (1.12);

4) определение напряжений $\dot{U}_k$ на этих шинах;

5) расчет падений напряжений в обмотках трансформаторов;

6) определение значений напряжений $\dot{U}_{kc}$ и $\dot{U}_{kn}$.

Расчет режима можно выполнить с помощью сопротивления влияния; при этом отпадает наиболее трудоемкая операция (1) и расчеты операции (3) выполняются непосредственно по результирующим токам пунктов согласно (1.18).

Токи нагрузок в каждой итерации и найденные в конце итерации напряжения соответствуют мощностям, несколько отличным от заданных. Назовем эти мощности контрольными. С ростом количества итераций расхождения между контрольными и исходными мощностями уменьшаются и могут быть сделаны сколь угодно малыми.

После заключительной итерации можно найти модули напряжений U_k , U_{kc} и U_{kn} для всех подстанций, если использование значений продольных составляющих этих напряжений не обеспечивает необходимой точности.

Расчеты завершаются определением потерь мощности в сети.

Мощность, выдаваемая потребителям k -й подстанции, по данным последней N -й итерации,

$$\dot{S}_k^{(N)} = I_{kn}^{(N)} \dot{U}_{kn}^{(N)} + I_{kc}^{(N)} \dot{U}_{kc}^{(N)} + I_{kv}^{(N)} \dot{U}_k^{(N)}. \quad (1.50)$$

Мощность, подводимая ко всем пунктам потребления,

$$\dot{S}_\Sigma = \sum_{k=1}^{k=K_\Pi} \dot{S}_k^{(N)}. \quad (1.51)$$

Суммарный ток расчетного БП (балансирующего пункта)

$$I_{\text{БП}} = \sum_{k=1}^{k=K_\Pi} I_k^{(N)} + \dot{U}_0 \dot{y}_{\text{БП}}, \quad (1.52)$$

где $\dot{y}_{\text{БП}}$ — проводимость, перенесенная на шины БП при подготовке расчетной схемы сети.

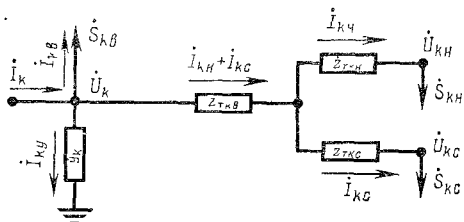


Рис. 1.15. Схема к расчету токов подстанции с трехобмоточными трансформаторами

Мощность, выдаваемая БП,

$$\dot{S}_{\text{БП}} = I_{\text{БП}} \dot{U}_0. \quad (1.53)$$

Суммарные потери мощности в сети

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{\text{БП}} - \dot{S}_{\Sigma}. \quad (1.54)$$

Такой порядок расчета потерь не требует наличия информации о токораспределении в сети и может быть применен как при расчетах с помощью коэффициентов распределения, так и с помощью сопротивлений влияния. При расчетах с помощью коэффициентов распределения можно также выполнить расчеты потерь мощности по данным о токах участков и параллельных проводимостях пунктов. Соответствующее расчетное выражение имеет вид

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{k=N_i} [(I_{ia}^{(N)})^2 + (I_{ip}^{(N)})^2] (r_i - jx_i) + \sum_{k=1}^{k=K_{\Pi}+1} \dot{U}_k^{(N)} \dot{y}_k. \quad (1.55)$$

Если по условиям задачи требуется иметь информацию о токах некоторых участков, то при расчетах с помощью сопротивлений влияния необходимые значения токов вычисляются по данным о нагрузочных токах последней итерации при помощи коэффициентов распределения.

Пример 1.5. Для сети предыдущих примеров выполнить итерационный расчет в токах с использованием сопротивлений влияния. Погрешность в суммарной мощности нагрузок, определяемой по данным последней итерации, не должна превышать 1% от исходной заданной мощности. Проверить также допустимость загрузки по току линии 0—1.

Расчеты выполняем для подстанции 2, а для остальных пунктов сети ограничиваемся приведением конечных значений напряжений и токов в сводной табл. 1.9. Данные о постоянных элементах сети берем из расчетной схемы рис. 1.4.

Приведем расчеты для первой итерации.

1. Токи подстанции по номинальному напряжению согласно (1.45), (1.48) и (1.49):

$$\begin{aligned} I_{2H} &= \dot{S}_{2H} / U_{\text{ном}} = (50 - j40) / 110 = 0,4545 - j0,3626 \text{ ка}; \\ I_{2Y} &= U_{\text{ном}} \dot{y}_2 = 110 (21 - j10) 10^{-6} = (0,0023 - j0,0011) \text{ ка}; \\ I_2 &= I_{2H} + I_{2Y} = 0,4545 - j0,3636 + 0,0023 - j0,0011 = (0,4568 - j0,3647) \text{ ка}. \end{aligned}$$

2. Падение напряжения до входа подстанции согласно (1.18)

$$\Delta \dot{U}_2 = \sum_{k=1}^{k=3} (I_{ka} \gamma'_{2(k)} - I_{kp} \gamma''_{2(k)}) + j \sum_{k=1}^{k=3} (I_{ka} \gamma''_{2(k)} + I_{kp} \gamma'_{2(k)}) = \Delta U_{2\text{пд}} + j \Delta U_{2\text{пп}}.$$

Значения сопротивлений влияния берем из табл. 1.3, а значения токов всех подстанций — из табл. 1.9. Расчет составляющих падения напряжения (первая итерация) выполнен в табл. 1.10.

3. Напряжение на высоковольтных шинах подстанции 2

$$\dot{U}_2^{(1)} = U_0 - \Delta \dot{U}_2^{(1)} = 120 - 25,42 - j13,60 = (94,58 - j13,60) \text{ кВ}.$$

4. Падение напряжения в обмотках трансформаторов

$$\Delta \dot{U}_{T2}^{(1)} = \dot{I}_{2H}^{(1)} z_{T2} = (0,4545 - j0,3636) (0,81 + j13,40) = (3,24 + j5,80) \text{ кВ}.$$

Таблица 1.9

Интегра- ции	k	$\dot{U}_k, \kappa e$	$\dot{U}_{KH}, \kappa e$	$\dot{I}_{KH}, \kappa a$	$\dot{I}_{KY}, \kappa a$	$\dot{I}_k, \kappa a$
1	1	102,73—j 11,20	97,15—j 17,86	0,7273—j 0,5455	0,0030+j 0,0178	0,7303—j 0,5277
	2	94,58—j 13,60	89,34—j 19,40	0,4545—j 0,3636	0,0023—j 0,0011	0,4568—j 0,3647
	3	107,24—j 8,79	102,27—j 14,92	0,3182—j 0,2273	0,0015+j 0,0300	0,3197—j 0,1973
2	1	98,38—j 8,72	90,93—j 14,89	0,6867—j 0,7438	0,0046+j 0,0163	0,6913—j 0,7275
	2	88,24—j 11,37	80,61—j 16,85	0,4421—j 0,5426	0,0018—j 0,0012	0,4439—j 0,5438
	3	104,02—j 7,05	97,85—j 12,74	0,3002—j 0,2882	0,0039+j 0,0291	0,3041—j 0,2591
3	1	96,71—j 9,72	88,85—j 16,49	0,7516—j 0,7829	0,0041+j 0,0157	0,7557—j 0,7672
	2	85,40—j 10,49	76,96—j 16,64	0,4949—j 0,5997	0,0017—j 0,0011	0,4966—j 0,6008
	3	102,83—j 7,79	96,45—j 13,86	0,3190—j 0,2971	0,0034+j 0,0283	0,3224—j 0,2688
4	1	95,92—j 9,61	87,77—j 16,34	0,7493—j 0,8144	0,0042+j 0,0154	0,7535—j 0,7990
	2	84,10—j 10,40	75,23—j 16,77	0,5133—j 0,6307	0,0017—j 0,0011	0,5150—j 0,6296
	3	102,25—j 7,74	95,72—j 13,80	0,3190—j 0,3050	0,0036+j 0,0280	0,3226—j 0,2770
5	1	95,54—j 9,67	87,28—j 16,48	0,7580—j 0,8248	0,0041+j 0,0153	0,7621—j 0,8095
	2	83,42—j 10,40	74,32—j 16,85	0,5203—j 0,6478	0,0017—j 0,0011	0,5220—j 0,6467
	3	101,97—j 7,79	95,38—j 13,89	0,3214—j 0,3076	0,0035+j 0,0278	0,3249—j 0,2798
6	1	95,28—j 9,67	86,95—j 16,50	0,7610—j 0,8325	0,0041+j 0,0152	0,7651—j 0,8173
	2	82,98—j 10,34	73,74—j 16,86	0,5245—j 0,6578	0,0016—j 0,0010	0,5261—j 0,6588
	3	101,78—j 7,80	95,16—j 13,91	0,3220—j 0,3090	0,0036+j 0,0277	0,3256—j 0,2813

Таблица 1 10

k	$I_{ka}^{(1)}, \text{ ка}$	$I_{kp}^{(1)}, \text{ ка}$	$\gamma_2'(k), \text{ ом}$	$\gamma_2''(k), \text{ ом}$	$\Delta U_{2\text{пд}}, \text{ кв}$	$\Delta U_{2\text{пп}}, \text{ кв}$
1	0,7303	—0,5277	3,716	9,900	7,94	5,27
2	0,4568	—0,3668	13,171	24,336	14,89	6,31
3	0,3197	—0,1973	3,055	8,190	2,59	2,02
Σ	—	—	—	—	25,42	13,60

5. Напряжение на вторичных шинах подстанции

$$\dot{U}_{2\text{н}}^{(1)} = \dot{U}_2^{(1)} - \Delta \dot{U}_{22}^{(1)} = 94,58 - j13,60 - 5,24 - j5,80 = (89,34 - j19,40) \text{ кв.}$$

На этом первая итерация заканчивается. В табл. 1.9 приведены значения токов и напряжений во всех пунктах сети для шести итераций.

Пользуясь данными табл. 1.9, для шестой итерации находим:

1. Модули напряжений на шинах подстанции 2:

$$U_2^{(6)} = \sqrt{(U_{2\text{пд}}^{(6)})^2 + (U_{2\text{пп}}^{(6)})^2} = \sqrt{82,98^2 + 10,34^2} = 83,52 \text{ кв};$$

$$U_{2\text{н}}^{(6)} = \sqrt{73,74^2 + 16,86^2} = 75,64 \text{ кв.}$$

2. Мощность на шинах вторичного напряжения согласно (1.51)

$$\dot{S}_{2\text{н}}^{(6)} = I_{2\text{н}}^{(6)} \hat{U}_{2\text{н}}^{(6)} = (0,5245 - j0,6578) (73,74 + j16,86) = (49,77 - j39,66) \text{ Мва.}$$

3. В результате аналогичных расчетов суммарная мощность, выдаваемая сетью,

$$\dot{S}_{\Sigma}^{(6)} = (164,61 - j124,42) \text{ Мва.}$$

4. Ток расчетного БП согласно (1.52)

$$I_{\text{БП}}^{(6)} = \sum_{k=1}^{k=3} I_k^{(6)} + U_0 \dot{y}_{\text{БП}} = 0,7651 - j0,8173 + 0,5261 - j0,6588 + \\ + 0,03256 - j0,2813 + j120,510 \cdot 10^{-6} = (1,6168 - j1,6962) \text{ ка.}$$

5. Мощность, выдаваемая в сеть,

$$\dot{S}_{\text{БП}}^{(6)} = I_{\text{БП}}^{(6)} U_0 = (1,6168 - j1,6962) 120 = (194,02 - j203,54) \text{ Мва.}$$

6. Потери мощности в сети согласно (1.55)

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(6)} = \dot{S}_{\text{БП}}^{(6)} - \dot{S}_{\Sigma}^{(6)} = 194,02 - j203,54 - (164,61 - j124,42) = (29,41 - j79,12) \text{ Мва.}$$

Ранее было рекомендовано производить проверку соответствия мощности, выдаваемой сетью, исходной величине после трех-четырёх итераций, а расчет модулей напряжений — после последней итерации. В данном случае для иллюстрации хода процесса указанные величины определялись, начиная с первой итерации. В табл. 1.11 приведены значения модуля напряжения подстанции 2 и их уточнение при каждой итерации в процентах от номинального напряжения сети, а также значения суммарной мощности, выдаваемой сетью, и отклонения этой мощности от исходного значения.

Поскольку токи первой итерации принимались ориентированными по напряжению U_0 , то в этой итерации имеет место грубая ошибка в величине реактивной мощности (34, 26%). Во второй итерации получается довольно существен-

Таблица 1.11

Итерация	Напряжения, кв		Уточнение напряжений, %		Мощности, Мва		Погрешности в значениях мощности, %	
	U_3	$U_{2н}$	$\Delta(\Delta U_3)$	$\Delta(\Delta U_{2н})$	P_Σ	Q_Σ	δP_Σ	δQ_Σ
1	95,55	91,42	—	—	163,98	— 82,18	0,62	34,26
2	89,00	82,35	5,96	8,25	151,35	—118,07	8,27	5,54
3	86,04	78,74	2,69	3,28	162,65	—119,32	1,42	4,54
4	84,74	77,08	1,18	1,51	163,00	—122,87	1,21	1,70
5	84,08	76,21	0,60	0,79	164,26	—123,75	0,45	1,00
6	83,62	75,64	0,42	0,52	164,61	—124,42	0,24	0,46

ная ошибка в активной мощности (8,27%). В дальнейшем ошибки быстро уменьшаются, и уже результаты пятой итерации удовлетворяют весьма высоким требованиям, поставленным в начале задачи. Довольно быстро уменьшаются и уточнения, вносимые каждой итерацией в режим напряжений. Так, уточнение в результате шестой итерации получается порядка 0,5%.

В заключение приведем данные о модулях напряжений подстанций 1 и 3: $U_1 = 95,77$ кв; $U_{1н} = 88,50$ кв; $U_3 = 102,09$ кв; $U_{3н} = 96,17$ кв.

Расчеты примеров 1.4 и 1.5 показали, что режим напряжений в сети является неудовлетворительным. Возможности его улучшения будут рассмотрены в гл. III.

Ток в линии 0—1 находим по токам нагрузок шестой итерации, для чего выражение (1.3) записываем в виде

$$I_{0,1} = \sum_{k=1}^{k=3} (I_{ka}^{(6)} \alpha'_{0,1}(k) - I_{kp}^{(6)} \alpha''_{0,1}(k)) + j \sum_{k=1}^{k=3} (I_{ka}^{(6)} \alpha''_{0,1}(k) + I_{kp}^{(6)} \alpha'_{0,1}(k)).$$

Значения токов нагрузок берем из табл. 1.9, а значения коэффициентов распределения — из табл. 1.1. Расчет тока линии 0—1 выполнен в табл. 1.12.

Таблица 1.12

k	$I_{ka}^{(6)}, \text{ка}$	$I_{kp}^{(6)}, \text{ка}$	$\alpha'_{0,1}(k)$	$\alpha''_{0,1}(k)$	$I_{0,1a}(k), \text{ка}$	$I_{0,1p}(k), \text{ка}$
1	0,7651	—0,8173	0,6340	—0,0387	0,4534	—0,5178
2	0,5261	—0,6588	0,5040	—0,0196	0,2522	—0,3423
3	0,3256	—0,2813	0,3089	—0,0090	0,1031	—0,0840
Σ	—	—	—	—	0,8087	—0,9741

До сих пор производились операции со значениями тока, умноженными на $\sqrt{3}$; действительное же значение тока в линии

$$I_{0,1д} = I_{0,1}/\sqrt{3} = (0,8087 - j0,9741)/\sqrt{3} = (0,4675 - j0,5624) \text{ ка.}$$

Модуль тока

$$I_{0,1д} = \sqrt{0,4675^2 + 0,5624^2} = 0,7313 \text{ ка.}$$

Допустимое по нагреву значение тока в линии с проводами $2 \times \text{АС} - 240$ составляет $2 \times 610 = 1220$ а = 1,22 ка. Таким образом, ток в линии 0—1 не превышает допустимого.

§ 1.7. Расчет режима замкнутой электрической сети путем приведения ее к эквивалентной разомкнутой

Разрезав все независимые контуры замкнутой электрической сети, получим разветвленную разомкнутую сеть. Ее режим будет эквивалентен режиму замкнутой при совпадении векторов напряжений в точках разрезов, полученных в результате обхода по разным ветвям. При произвольном распределении нагрузок точек разреза между ветвями основной задачей расчета явится определение некоторых токов коррекции, наложение которых обеспечит указанное совпадение.

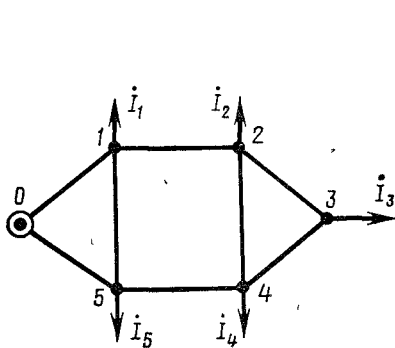


Рис. 1.16. Схема замкнутой сети

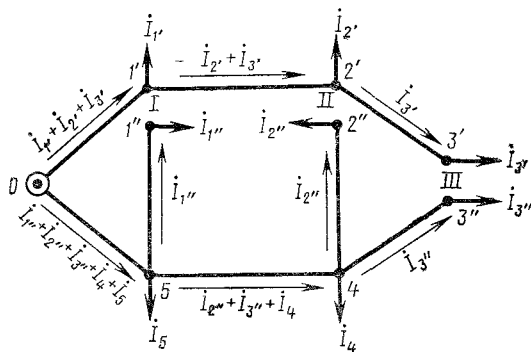


Рис. 1.17. Один из вариантов разрезания замкнутой сети, представленной на рис. 1.16

Благодаря простоте алгоритма расчета разомкнутой сети метод удобен и при ручном счете в задачах небольшого объема, и при расчетах с помощью ЭВМ в развитых сетях. Далее будут изложены три модификации этого метода, применяемые для сетей различной сложности. Предварительно приведем некоторые общие положения. В качестве примера рассмотрим схему замкнутой сети, представленную на рис. 1.16. Примем, что нагрузки заданы мощностями и расчетная схема k -го пункта имеет вид, показанный на рис. 1.15. Результирующие токи нагрузок находим согласно (1.49).

Чтобы преобразовать данную сеть в разомкнутую, необходимо разрезать три линии по числу контуров. Выбор мест разрезов, вообще говоря, произволен, лишь бы все контуры оказались разрезанными, а все точки приложения нагрузок остались соединенными с балансирующим пунктом.

Один из возможных вариантов разрезания представлен на рис. 1.17. В результате рассматриваемая сеть заменена двумя разомкнутыми сетями. Каждая точка разрезания заменена двумя фиктивными точками, снабженными дополнительными индексами ('и'). Сами разрезы нумеруем римскими цифрами.

Ток разрезаемого пункта может быть произвольно распределен между фиктивными точками в месте разреза. При небольшом числе контуров и ручном счете распределение можно произвести, исходя

из инженерных соображений, что способствует ускорению сходимости итерационного процесса. Для развитых сетей при применении ЭВМ, чтобы не усложнять подготовки исходных данных, целесообразно нагрузку одной из фиктивных точек считать равной нулю и ток разрезаемого пункта целиком отнести к другой точке. Некоторое увеличение количества итераций при расчете компенсируется экономией времени, затрачиваемого на подготовку исходных данных.

Обращаясь к рассматриваемой сети, примем, что токи имеют значения, указанные на рис. 1.17, и выполним расчет падения напряжения от исходной точки 0 до всех разрезов. Возьмем, например, разрез *I*.

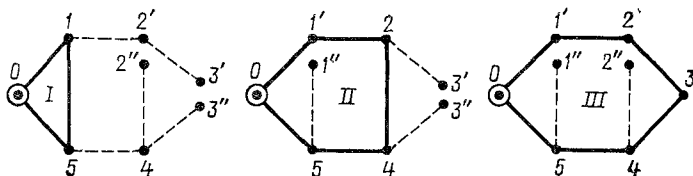


Рис. 1.18. Поочередное замыкание контуров сети, представленной на рис. 1.17

Благодаря произвольному распределению токов в сети напряжения до точек I' и I'' не будут одинаковыми и между ними возникнет невязка напряжений

$$\dot{E}_I^{(0)} = \dot{U}_{1'}^{(0)} - \dot{U}_{1''}^{(0)} = \Delta \dot{U}_{1''}^{(0)} - \Delta \dot{U}_{1'}^{(0)}.$$

Аналогично в разрезах *II* и *III* невязки будут

$$\dot{E}_{II}^{(0)} = \Delta \dot{U}_{2''}^{(0)} - \Delta \dot{U}_{2'}^{(0)} \quad \text{и} \quad \dot{E}_{III}^{(0)} = \Delta \dot{U}_{3''}^{(0)} - \Delta \dot{U}_{3'}^{(0)}.$$

Нумерация невязок будет соответствовать нумерации разрезов. Такую же нумерацию припишем контурам, возникающим при поочередном замыкании отдельных разрезов, как это представлено на рис. 1.18. Контур на рисунке показан сплошными линиями. В качестве расчетного принято направление обхода по часовой стрелке.

Модификация метода, применяемая при малом числе контуров, предполагает прямой расчет токов коррекции путем решения системы контурных уравнений. Рассматривая воздействие только токов коррекции, при одновременном замыкании всех контуров для произвольного d -го контура напомним уравнение

$$\dot{I}_d \dot{z}_d + \sum \dot{I}_e \dot{z}_{d,e} = -\dot{E}_d, \quad (1.56)$$

где $\dot{z}_d$ — собственное сопротивление d -го контура; $\dot{z}_{d,e}$ — общее сопротивление d -го и e -го контуров.

Переходя к разомкнутой схеме, каждый контурный ток заменяем парой корректирующих токов, равных по величине и противоположных по знаку, прикладываемых в соответствующих разрезах. В дальнейшем выполняется расчет режима разомкнутой сети.

Данная модификация метода разрезания контуров вполне эквивалентна известному методу контурных уравнений, отличаясь от общепринятых решений написанием уравнений только для контурных токов, без учета нагрузочных, и некоторым своеобразием в выборе системы независимых контуров. Последнее легко уловить, сопоставляя картины контурных токов на схемах *a* и *б* рис. 1.19. При прямом расчете корректирующих токов остается необходимость в итерацион-

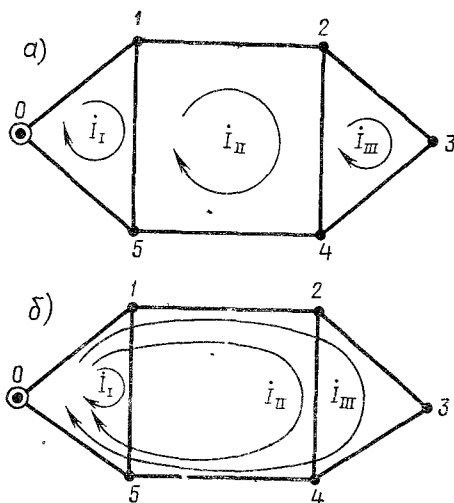


Рис. 1.19. Схемы к расчету замкнутой сети:
a — путем определения контурных токов; *б* — путем аналитического определения токов коррекции

ном уточнении токов нагрузок, которое производится так же, как и при расчетах с помощью коэффициентов распределения.

По мере роста числа контуров сети решение системы уравнений для прямого определения токов коррекции усложняется. В сетях средней сложности может быть применена вторая модификация метода, предусматривающая итерационное определение токов коррекции. Обращаясь к схеме рис. 1.18, рассмотрим поочередное замыкание контуров. В контуре *I* при его замыкании появляется уравнительный ток

$$I_I^{(1)} = k_d \dot{E}_I^{(0)} \dot{y}_I,$$

где $\dot{y}_I$ — проводимость контура, а k_d — некоторый коэффициент торможения процесса, меньший единицы; роль k_d будет ясна из дальнейшего изложения.

Аналогично для остальных пунктов:

$$I_{II}^{(1)} = k_d \dot{E}_{II}^{(0)} \dot{y}_{II}, \quad I_{III}^{(1)} = k_d \dot{E}_{III}^{(0)} \dot{y}_{III}.$$

Переходим к разомкнутой схеме и заменяем все уравнительные токи парами корректирующих. Изменения напряжения в точках разреза, выраженные с помощью сопротивлений влияния, например для точек *I'* и *I''*, будут:

$$\begin{aligned} \delta \dot{U}_{I'}^{(1)} &= k_d \dot{E}_I^{(0)} \dot{y}_I \dot{\gamma}_{I' (1')} + k_d \dot{E}_{II}^{(0)} \dot{y}_{II} \dot{\gamma}_{I' (2')} + k_d \dot{E}_{III}^{(0)} \dot{y}_{III} \dot{\gamma}_{I' (3')}; \\ \delta \dot{U}_{I''}^{(1)} &= -k_d \dot{E}_I^{(0)} \dot{y}_I \dot{\gamma}_{I'' (1'')} - k_d \dot{E}_{II}^{(0)} \dot{y}_{II} \dot{\gamma}_{I'' (2'')} - k_d \dot{E}_{III}^{(0)} \dot{y}_{III} \dot{\gamma}_{I'' (3'')}. \end{aligned}$$

Результирующая невязка $\dot{E}_I^{(1)}$ приобретает значение

$$\begin{aligned} \dot{E}_I^{(1)} &= \dot{E}_I^{(0)} - k_d \dot{E}_I^{(0)} \dot{y}_I (\dot{\gamma}_{I' (1')} + \dot{\gamma}_{I'' (1'')}) - k_d \dot{E}_{II}^{(0)} \dot{y}_{II} \times \\ &\times (\dot{\gamma}_{I' (2')} + \dot{\gamma}_{I'' (2'')}) - k_d \dot{E}_{III}^{(0)} \dot{y}_{III} (\dot{\gamma}_{I' (3')} + \dot{\gamma}_{I'' (3'')}). \end{aligned}$$

Учтя сказанное ранее о сопротивлениях влияния разомкнутых сетей, легко убедиться, что

$$\dot{y}_I (\dot{\gamma}_{1' (1')} + \dot{\gamma}_{1'' (1'')}) = 1.$$

Дополнительно обозначим

$$\dot{y}_{II} (\dot{\gamma}_{1' (2')} + \dot{\gamma}_{1'' (2'')}) = \dot{a}_{I(II)}, \quad \dot{y}_{III} (\dot{\gamma}_{1' (3')} + \dot{\gamma}_{1'' (3'')}) = \dot{a}_{I(III)}.$$

Вспомогательные безразмерные коэффициенты $\dot{a}_{I(II)}$ и $\dot{a}_{I(III)}$ назовем коэффициентами взаимодействия разрезов. Выражая сопротивления влияния через соответствующие сопротивления участков, формулы для коэффициентов взаимодействия приведем к виду:

$$\dot{a}_{I(II)} = (\dot{z}_{0,1} + \dot{z}_{0,5}) / \dot{z}_{II}; \quad \dot{a}_{I(III)} = (\dot{z}_{0,1} + \dot{z}_{0,5}) / \dot{z}_{III}.$$

В общем случае коэффициент взаимодействия d -го и e -го разрезов

$$\dot{a}_{d(e)} = \dot{z}_{d,e} / \dot{z}_e, \quad (1.57)$$

где $\dot{z}_{d,e}$ — общее сопротивление контуров, возникающих после замыкания обоих разрезов; $\dot{z}_e$ — собственное сопротивление соответствующего контура.

Очевидно, что условие взаимности на эти коэффициенты не распространяется и в общем случае

$$\dot{a}_{d(e)} \neq \dot{a}_{e(d)}.$$

Общее количество коэффициентов равно квадрату числа разрезов. Это количество не будет чрезмерно большим для сетей средней сложности, для которых предназначена рассматриваемая модификация метода разрезания контуров.

Окончательно имеем

$$\dot{E}_I^{(1)} = (1 - k_d) \dot{E}_I^{(0)} - k_d \dot{a}_{I(II)} \dot{E}_{II}^{(0)} - k_d \dot{a}_{I(III)} \dot{E}_{III}^{(0)}.$$

В общем случае для произвольной d -й невязки сети, образующей D_k контуров,

$$\dot{E}_d^{(1)} = (1 - k_d) \dot{E}_d^{(0)} - k_d \sum_{\substack{e=D_k \\ e=I \\ e \neq d}}^e \dot{a}_{d(e)} \dot{E}_e^{(0)}.$$

При этом индексы d и e проходят все возможные значения от I до D_k , за исключением $e = d$.

Для произвольной n -й итерации соответствующее выражение имеет вид

$$\dot{E}_d^{(n)} = (1 - k_d) \dot{E}_d^{(n-1)} - k_d \sum_{\substack{e=D_k \\ e=I \\ e \neq d}}^e \dot{a}_{d(e)} \dot{E}_e^{(n-1)}. \quad (1.58)$$

Чтобы итерационный процесс сошелся, значения невязки $\dot{E}_d^{(n)}$ должны убывать по мере роста n . Именно это и обеспечивается введением коэффициента k_d в предыдущие выражения. Необходимость его вве-

дения обусловлена тем, что невязки вычисляются в предположении поочередного замыкания контуров, а в действительности вызванные ими корректирующие токи влияют на режим напряжений одновременно. Отказавшись от торможения, т. е. положив $k_d = 1$, выражение (1.58) приведем к виду

$$\dot{E}_d^n = - \sum_{\substack{e=1 \\ e \neq d}}^{e=D_k} \dot{a}_{d(e)} \dot{E}_e^{(n-1)}.$$

Если при этом хотя бы в одном из разрезов имеет место для модулей величин соотношение

$$|\dot{E}_d^{(n-1)}| \leq \left| \sum_{\substack{e=1 \\ e \neq d}}^{e=D_k} \dot{a}_{d(e)} \dot{E}_e^{(n-1)} \right|, \quad (1.59)$$

то процесс, несомненно, не сойдется.

При практических расчетах отдельные невязки могут иметь самые разнообразные значения в зависимости от параметров сети и принятого исходного распределения нагрузочных токов. Поэтому при итерационных расчетах торможение целесообразно вводить почти во всех случаях. Быстрота сходимости процесса зависит от того, насколько удачно выбрана величина k_d . При чрезмерно больших значениях медленно подавляется второй член правой части выражения (1.58), и процесс может вообще не сойтись. Малые значения k_d обеспечивают сходимость процесса, но он может затянуться из-за медленного подавления первого члена правой части (1.58). Оптимальное значение k_d обычно снижается по мере увеличения числа контуров сети.

Вопрос о выборе оптимальных значений k_d не может в настоящее время считаться полностью выясненным. Пока можно рекомендовать значения k_d в пределах $0,1 \div 0,8$ в зависимости от числа контуров. О корректировке величины k_d при конкретных расчетах будет сказано далее.

Процесс расчета заканчивается, когда результирующие изменения невязок делаются меньшими некоторой заданной величины.

Целью определения невязок является уточнение корректирующих токов. Промежуточные значения токов интереса не представляют. Определению подлежат результирующие токи, обусловленные суммой всех невязок. После N_{Π} итерации суммарная невязка в произвольном разрезе

$$\dot{E}_d = \sum_{n=0}^{n=N_{\Pi}} \dot{E}_d^{(n)}. \quad (1.60)$$

Суммарной невязке соответствуют корректирующие токи в d -м разрезе

$$\dot{I}_{d'} = -\dot{I}_{d''} = k_d \dot{E}_d \dot{Y}_d. \quad (1.61)$$

В данной модификации метода разрезания контуров требуются итерационные уточнения и невязок, и нагрузочных токов. Поэтому расчет режима представляет собой совокупность двух итерационных

процессов, которые назовем внутренним и внешним. Внутренний процесс обеспечивает расчет невязок напряжений и разбивается на циклы из нескольких итераций. Каждый цикл соответствует определенным значениям нагрузочных токов. Уточнение последних обеспечивается внешним процессом. Его отдельные итерации выполняются между циклами внутреннего процесса. Затягивание внутреннего процесса или нарастание невязок говорит о неудачном выборе коэффициента торможения. Из хода процесса всегда видно, требуется ли увеличение или уменьшение величины коэффициента.

Начиная очередной цикл внутреннего процесса, целесообразно принимать неизменным первоначальное долевое распределение нагрузочных токов в местах разрезов. Следует также учитывать корректирующие токи, найденные в предыдущих циклах. Все это будет способствовать ускорению сходимости очередного цикла.

Ранее, при выводе выражений для расчета невязок, были использованы сопротивления влияния. Однако в сами выражения эти сопротивления не входили. Последующий расчет режима напряжений разомкнутой сети может быть выполнен либо по результирующим линейным токам участков, либо по токам нагрузок и сопротивлениям влияния. Применение последних облегчается предельной простотой их определения для разомкнутой сети и уменьшением количества сопротивлений после разрезания по сравнению с исходной замкнутой сетью.

Третья, простейшая по алгоритму, модификация метода разрезания контуров предназначена для расчетов сложных сетей с помощью электронных цифровых машин. При этом в каждой итерации внутреннего процесса производится уточнение невязок напряжений и токов коррекции в разрезах. Расчет напряжений выполняется по сопротивлениям отдельных участков и результирующему токораспределению, в котором учтены все предыдущие поправки к токам коррекции.

Пример 1.6. Рассчитать режим работы сети предыдущих примеров методом разрезания контуров. Для столь простой сети наиболее целесообразно прямое определение токов коррекции. Однако для иллюстрации метода рассмотрим в данном примере итерационный расчет с использованием сопротивлений влияния.

Выбираем точки разреза и исходное распределение нагрузок этих точек между возникающими разомкнутыми сетями. Пусть сеть разрезана в узлах 1 и 2. Нагрузку узла 2 распределяем поровну между точками 2' и 2"; нагрузку узла 1 целиком относим к точке 1'. Схема сети после разрезания представлена на рис. 1.20.

Сопротивления контуров, возникающих после замыкания точек разрезов, согласно данным схемы будут:

$$\dot{z}_I = (26,9 + j57,14) \text{ ом}; \quad \dot{z}_{II} = (53,9 + j99,14) \text{ ом};$$

$$\dot{z}_{I, II} = (13,4 + j36,14) \text{ ом}.$$

Коэффициенты взаимодействия разрезов согласно (1.57):

$$\dot{a}_{I(II)} = \frac{\dot{z}_{I(II)}}{\dot{z}_{II}} = \frac{13,4 + j36,14}{53,9 + j99,14} = 0,3381 + j0,0486,$$

$$\dot{a}_{II(I)} = \frac{\dot{z}_{I, II}}{\dot{z}_I} = \frac{13,4 + j36,14}{26,9 + j57,14} = 0,6081 + j0,0518.$$

Таблица 1.13

Узел'	1'	2'	
1'	$6,6 + j 19,9$	$6,6 + j 19,9$	
2'	$6,6 + j 19,9$	$22,8 + j 45,1$	
Узел''	1''	2''	3
1''	$20,30 + j 37,24$	$6,80 + j 16,24$	$6,80 + j 16,24$
2''	$6,80 + j 16,24$	$31,10 + j 54,04$	$6,80 + j 16,24$
3	$6,80 + j 16,24$	$6,80 + j 16,24$	$6,80 + j 16,24$

Сопротивления влияния сети после разрезания приведены в табл. 1.13.

Первая итерация внешнего процесса начинается с определения токов нагрузок всех узлов по номинальным напряжениям сети. Соответствующие вычисления были выполнены в примере 1.5. Взятые из этого примера значения токов, распределенные соответственно принятым предположкам, показаны на рис. 1.20.

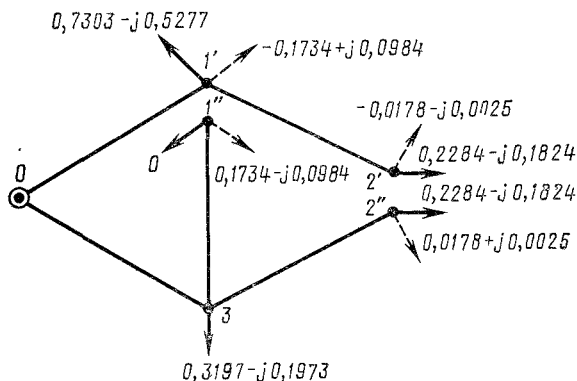


Рис. 1.20. Схема сети примера 1.6 после разрезания контуров. Первые значения токов нагрузок и токов коррекции

Падение напряжения до точки 1 при расчете с помощью сопротивлений влияния

$$\Delta \dot{U}_{1'}^{(1)} = \dot{I}_{1'} \cdot \dot{\gamma}_{1'(1')} + \dot{I}_{2'} \cdot \dot{\gamma}_{1'(2')} = (0,7303 - j0,5277) (6,6 + j19,9) + (0,2284 - j0,1824) (6,6 + j19,9) = (20,46 + j14,39) \text{ кв.}$$

Аналогично найдем:

$$\Delta \dot{U}_{1''}^{(1)} = (9,89 + j6,32) \text{ кв; } \Delta \dot{U}_{2'}^{(1)} = (28,76 + j17,19) \text{ кв;}$$

$$\Delta \dot{U}_{2''}^{(1)} = (22,34 + j10,52) \text{ кв.}$$

Невязки напряжения:

$$\begin{aligned}\dot{E}_I^{(I, 0)} &= \Delta \dot{U}_{1''}^{(I)} - \Delta \dot{U}_{1'}^{(I)} = 9,89 + j6,32 - (20,46 + j14,39) = \\ &= (-10,57 - j8,07) \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\dot{E}_{II}^{(I, 0)} = \Delta \dot{U}_{2''}^{(I)} - \Delta \dot{U}_{2'}^{(I)} = (-6,42 - j6,67) \text{ кВ}.$$

Первый цикл внутреннего процесса для первой итерации (при коэффициенте торможения k_d , равном 0,7) согласно (1.58)

$$\begin{aligned}\dot{E}_I^{(I, 1)} &= (1 - k_d) \dot{E}_I^{(I, 0)} - k_d \dot{a}_{I(II)} \dot{E}_{II}^{(I, 0)} = \\ &= (1 - j0,7) (-10,57 - j8,07) + 0,7 (0,3381 + j0,0486) \times \\ &\quad \times (6,42 + j6,67) = -(1,88 + j0,62) \text{ кВ}.\end{aligned}$$

Аналогично найдем $\dot{E}_{II}^{(I, 1)} = (2,28 + j1,82) \text{ кВ}$.

Невязки напряжений сети для шести итераций приведены в табл. 1.14.

Т а б л и ц а 1.14

Итерации	$\dot{E}_I^{(I, n)}, \text{ кВ}$	$\dot{E}_{II}^{(I, n)}, \text{ кВ}$
0	$-10,56 - j8,07$	$-6,42 - j6,67$
1	$-1,88 - j0,62$	$2,28 + j1,82$
2	$-1,04 - j0,70$	$1,46 + j0,88$
3	$-0,63 - j0,47$	$0,86 + j0,60$
4	$-0,37 - j0,31$	$0,51 + j0,40$
5	$-0,22 - j0,20$	$0,30 + j0,26$
Σ	$-14,70 - j10,37$	$-1,01 - j2,71$

Абсолютная величина суммарной невязки велика по контуру I и значительно меньше по контуру II. Это объясняется принятыми предпосылками о распределении нагрузок в точках разрывов. Предположение об одинаковой нагрузке линий I—2 и 3—2 примерно соответствует действительности. В то же время далеко от истины предположение о работе линии 3—I без нагрузки.

Корректирующие токи согласно (1.61)

$$\begin{aligned}j_I^{(I\Sigma)} &= \frac{k_d \dot{E}_I^{(I\Sigma)}}{\dot{z}_I} = \frac{0,7 (-14,70 - j10,37)}{26,90 + j57,14} = \\ &= (-0,1734 + j0,0984) \text{ кА}.\end{aligned}$$

Аналогично $j_{II}^{(I\Sigma)} = (-0,0178 - j0,0025) \text{ кА}$.

Полученные токи коррекции показаны пунктирными стрелками на рис. 1.20. По результирующим токам находим падения напряжения до всех пунктов схемы:

$$\Delta \dot{U}_{1'} = (17,29 + j11,22) \text{ кВ}, \quad \Delta \dot{U}_{1''} = (17,16 + j11,08) \text{ кВ};$$

$$\Delta \dot{U}_{2'} = (25,36 + j13,53) \text{ кВ}, \quad \Delta \dot{U}_{2''} = (25,53 + j13,70) \text{ кВ};$$

$$\Delta \dot{U}_3 = (12,75 + j8,77) \text{ кВ}.$$

Совпадение результатов для разрезов можно считать удовлетворительным. Принимая расчетные значения падений напряжения равными средним арифметическим, в точках приложения нагрузок имеем:

$$\dot{U}_1 = (102,77 - j11,14) \text{ кВ}; \quad \dot{U}_2 = (94,55 - j13,62) \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_3 = (107,25 - j8,77) \text{ кВ}.$$

Значения напряжений практически совпадают с полученными в примере 1.5 и приведенными в табл. 1.9. Поэтому они будут справедливы и для данного расчета значений напряжений на вторичных шинах подстанций. Первый цикл внутреннего итерационного процесса можно считать законченным.

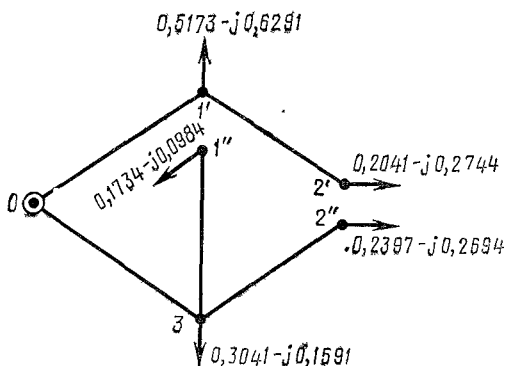
Переходим ко второй итерации внешнего процесса. Учитывая предыдущие результаты расчетов, новых вычислений токов нагрузок не производим, а берем готовые результаты из той же табл. 1.9. Приняв прежнее деловое распределение нагрузочных токов между точками разрезов и добавив токи коррекции, найденные выше, получим нагрузки сети, показанные на рис. 1.21.

Новые значения исходных невязок напряжения оказались равными:

$$\dot{E}_I^{(II,0)} = (-3,28 + j1,28) \text{ кВ},$$

$$\dot{E}_{II}^{(II,0)} = (-1,90 + j0,70) \text{ кВ}.$$

Рис. 1.21. Схема сети примера 1.6. Вторые значения результирующих токов



Исходные невязки в данном случае значительно меньше найденных в первой итерации. Это произошло благодаря учету корректирующих токов предыдущей итерации.

Дальнейших расчетов здесь не приводим. Конечные результаты совпадают с результатами предыдущих примеров.

§ 1.8. Расчеты режимов с учетом статических характеристик нагрузок

Потребление активной и реактивной мощностей приемниками электрической энергии зависит от величины подводимого к ним напряжения.

Графики, характеризующие зависимость потребляемой мощности от напряжения (при сравнительно медленном изменении последнего), получили название статических характеристик нагрузок. Вид характеристик различен для электроприемников разных типов (осветительные и нагревательные устройства, электродвигатели и др.). Для расчетов режимов электрических сетей наибольший интерес представляют результирующие характеристики центров нагрузок, обусловленные всем комплексом разнородных потребителей, питаемых этими центрами. Такие характеристики могут быть получены либо экспериментально, либо расчетным путем.

На рис. 1.22 показаны расчетные статические характеристики, которым соответствуют такие аппроксимирующие выражения*

$$\left. \begin{aligned} P_* &= 1 + 0,64v_* + 0,47v_*^2; \\ Q_{*6(10)} &= 1 + 2,3v_* + 6,22v_*^2; \\ Q_{*110} &= 1 + 1,6v_* + 4,3v_*^2, \end{aligned} \right\} \quad (1.62)$$

где P_* — относительное значение активной мощности; v_* — относительное отклонение напряжения от уровня, соответствующего потреблению номинальных значений мощностей; $Q_{*6(10)}$ и Q_{*110} — относительные значения реактивной мощности при данных отклонениях, если мощность приложена соответственно на шинах низшего или высшего напряжений.

Благодаря сглаживающему влиянию потерь реактивной мощности в трансформаторах график для шин 110 кВ проходит более полого, чем для шин 6—10 кВ. Потери активной мощности в трансформаторах заметной роли не играют, и для величины P_* дан один график независимо от того, на каких шинах нагрузка будет приложена.

При подсчете отклонений будем исходить из следующих соображений. Напряжение, соответствующее потреблению номинальной мощности, может быть задано на шинах либо высшего, либо низшего напряжения:

$U_{y.v}$ или $U_{y.n}$. Остальные обозначения подробно рассматриваются в § 4.2. Если расчет ведется для нагрузок на шинах высшего напряжения, то соответствующее отклонение

$$v_{*v} = (U_v - U_{y.v}) / U_{y.v} = (U_v / U_{y.v}) - 1. \quad (1.63)$$

Если же речь идет о нагрузках на стороне низшего напряжения, то необходимо учесть установку ответвлений трансформаторов. При этом

$$U_n = U_{n.п} / k_{в.н} = U_{n.п} U_{т.н} / [U_{т.в} (1 + \omega_v)].$$

Следовательно,

$$v_{*н} = \frac{U_n - U_{y.н}}{U_{y.н}} = \frac{U_{н.п} U_{т.н}}{U_{т.в} U_{y.н} (1 + \omega_v)} - 1. \quad (1.64)$$

Статические характеристики не будут влиять на работу идеальной энергосистемы, полностью оснащенной регулируемыми и компенси-

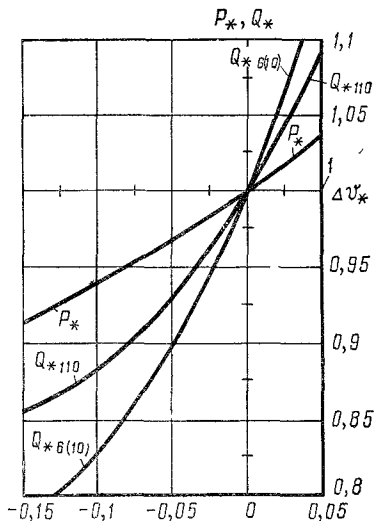


Рис. 1.22. Статические характеристики нагрузок электрической сети

* Мельников Н. А. Расчеты режимов работы сетей электрических систем. Госэнергоиздат, 1950.

рующими устройствами, во всех точках которой поддерживается необходимый уровень напряжений. Однако такие энергосистемы — дело будущего. Пока в системах имеется еще большое количество нерегулируемых трансформаторов, далеко не достаточен и парк компенсирующих устройств. В этих условиях допустим неучет характеристик для сетей сравнительно слабо нагруженных и небольших протяженностей. В протяженных и тяжело нагруженных сетях, характерных для энергосистем Советского Союза, неучет статических характеристик может привести к грубым ошибкам в оценке режима. В частности, остается невыясненным вопрос о недоотпуске мощности при снижении напряжения. Такой недоотпуск может наносить ущерб народному хозяйству, вполне соизмеримый с аварийным, так как имеет место каждый раз при прохождении максимума нагрузки системы.

Все рассмотренные итерационные методы расчета режимов позволяют сравнительно просто учесть статические характеристики. Для этого необходимо в начале каждой итерации произвести уточнение потребляемых мощностей в соответствии с данными о напряжениях предыдущей итерации и принятыми статическими характеристиками.

Пример 1.7. Расчет сети, выполненный в примере 1.5, произвести с учетом статических характеристик нагрузок. При расчетах принять следующие исходные положения:

1) на всех подстанциях установлены нерегулируемые трансформаторы с номинальными напряжениями обмоток $U_{Т.В} = 110$ кВ и $U_{Т.Н} = 11$ кВ;

2) для трансформаторов отдельных подстанций приняты ответвления: $\omega_{В1} = -0,025$; $\omega_{В2} = -0,05$; $\omega_{В3} = 0$;

3) заданные для сети нагрузки являются наибольшими и имеют место, если напряжения на вторичных шинах подстанций превышают номинальное на 5%, т. е. $U_{У.Н} = 10,5$ кВ;

4) статические характеристики нагрузок описываются уравнениями (1.62).

Первая итерация расчетов выполняется по заданным мощностям и номинальным напряжениям, т. е. так же, как она была выполнена в примере 1.5. Оттуда и возьмем данные о напряжениях, необходимые для выполнения расчетов второй итерации:

1. Модули напряжений на вторичных шинах всех подстанций находим исходя из данных о комплексах напряжений, приведенных в табл. 1.9:

$$U_{1Н} = \sqrt{97,15^2 + 17,86^2} = 98,77 \text{ кВ}, \quad U_{2Н} = 91,48 \text{ кВ}, \quad U_{3Н} = 103,35 \text{ кВ}.$$

2. Отклонения напряжения на вторичных шинах подстанций согласно (1.64)

$$v_{*1Н} = \frac{U_{1Н} U_{Т.Н}}{U_{Т.В} U_{У.Н} (1 + \omega_{В1})} - 1 = \frac{98,77 \cdot 11}{110 \cdot 10,5 (1 - 0,025)} - 1 = -0,0352;$$

$$v_{*2Н} = -0,0829, \quad v_{*3Н} = -0,0157.$$

3. Относительные значения нагрузок отдельных пунктов согласно (1.62)

$$P_{*1} = 1 + 0,64v_{*1} + 0,47v_{*1}^2 = 1 - 0,64 \cdot 0,0352 + 0,47 \cdot 0,0352^2 = 0,978;$$

$$Q_{*1} = 1 + 2,3v_{*1} + 6,22v_{*1}^2 = 1 - 2,3 \cdot 0,0352 + 6,22 \cdot 0,0352^2 = 0,927;$$

$$P_{*2} = 0,95, \quad Q_{*2} = 0,852, \quad P_{*3} = 0,99, \quad Q_{*3} = 0,964.$$

4. Абсолютные значения нагрузок:

$$\dot{S}_1 = P_1 P_{*1} + jQ_1 Q_{*1} = 80 \cdot 0,978 - j60 \cdot 0,927 = (78,24 - j55,62) \text{ Мва};$$

$$\dot{S}_2 = (47,50 - j34,08) \text{ Мва}, \quad \dot{S}_3 = (34,65 - j24,10) \text{ Мва}.$$

Таблица 1.15

Итерации	<i>k</i>	$\dot{U}_k, \text{кв}$	$\dot{U}_k \text{ н' кв}$	$\dot{I}_k \text{ н' кв}$	$\dot{I}_k \text{ у' кв}$	$\dot{I}_k, \text{ка}$
1	1	102,73—j 11,20	97,15—j 17,86	0,7273—j 0,5453	0,0030—j 0,0173	0,7303—j 0,5277
	2	94,58—j 13,60	89,34—j 19,40	0,4545—j 0,3636	0,0023—j 0,0011	0,4568—j 0,3647
	3	107,24—j 8,79	102,27—j 14,92	0,3182—j 0,2273	0,0015—j 0,0300	0,3197—j 0,1973
2	1	99,73—j 8,85	92,66—j 14,89	0,6715—j 0,7050	0,0045—j 0,0163	0,6770—j 0,6886
	2	90,42—j 10,03	83,72—j 15,39	0,4290—j 0,4737	0,0019—j 0,0012	0,4311—j 0,4749
	3	105,01—j 7,15	99,38—j 12,32	0,2931—j 0,2792	0,0039—j 0,0292	0,3020—j 0,2500
3	1	100,01—j 9,98	93,29—j 16,44	0,7132—j 0,6659	0,0041—j 0,0159	0,7173—j 0,6500
	2	90,54—j 11,65	83,93—j 17,46	0,4616—j 0,4652	0,0018—j 0,0011	0,4634—j 0,4663
	3	105,15—j 7,92	99,44—j 13,79	0,3077—j 0,2681	0,0034—j 0,0286	0,3111—j 0,2395
4	1	99,94—j 9,58	93,16—j 15,89	0,6976—j 0,6728	0,0043—j 0,0159	0,7019—j 0,6569
	2	90,45—j 11,00	83,70—j 16,63	0,4450—j 0,4743	0,0018—j 0,0012	0,4508—j 0,4755
	3	105,15—j 7,64	99,31—j 13,45	0,3047—j 0,2712	0,0036—j 0,0286	0,3083—j 0,2426
5	1	99,91—j 9,73	93,12—j 16,10	0,7040—j 0,6740	0,0043—j 0,0159	0,7083—j 0,6580
	2	90,42—j 11,24	83,74—j 16,95	0,4543—j 0,4711	0,0018—j 0,0011	0,4560—j 0,4722
	3	105,14—j 7,74	99,31—j 13,57	0,3059—j 0,2706	0,0036—j 0,0283	0,3095—j 0,2420

И далее расчеты каждой итерации следует дополнять четырьмя рассмотренными операциями.

В табл. 1.15 приведены значения напряжений и токов всех пунктов сети, найденные при выполнении пяти итераций. Из сопоставления полученных результатов с результатами расчетов примера 1.5, приведенными в табл. 1.9, видно, что при учете влияния статических характеристик нагрузок процесс расчета сходится значительно быстрее, а результаты обоих расчетов существенно расходятся.

Сравнение окончательных результатов расчета представлено в табл. 1.16, где по данным последних итераций приведены значения модулей напряжения и потерь мощности, а также указан недоотпуск активной мощности за счет влияния статических характеристик нагрузок.

Таблица 1.16

Учет статических характеристик	$U_{1H}, \text{кВ}$	$U_{2H}, \text{кВ}$	$U_{3H}, \text{кВ}$	$\Delta P, \text{Мвт}$	$\Delta Q, \text{Мвар}$	Недоотпуск $\delta P, \text{Мвт}$
Без учета	88,50	75,64	96,17	29,41	-79,12	—
С учетом	94,50	85,44	100,23	20,38	-51,42	8,51

Неучет статических характеристик приводит в данном случае к грубому искажению результатов. Показатели режима при учете характеристик значительно более благоприятные, хотя это покупается дорогой ценой — недоотпуском активной мощности в размере 8500 кВт.

§ 1.9. Расчет режима замкнутой сети методом расщепления схемы

Для прикидочных расчетов замкнутых электрических сетей известен метод расчета, получивший название метода «расщепления схемы». При его применении действительная схема сети с комплексными полными сопротивлениями заменяется двумя схемами, одна из которых включает только активные, а другая — только реактивные сопротивления. Первую назовем r -схемой, а вторую x -схемой сети. Активные и реактивные мощности распределяются независимо друг от друга: первые — по данным x -схемы, вторые — по данным r -схемы.

Рассмотрим условия, при которых такой метод расчета может дать точные результаты. Сеть произвольной сложности может быть преобразована к одному замкнутому контуру. Поэтому дальнейшие рассуждения поведем применительно к сети, питающей произвольное количество нагрузок и образующей один контур. Схема питания некоторой k -й нагрузки показана на рис. 1.23.

Мощность верхней ветви при расчете по полным сопротивлениям

$$\dot{S}_B = \dot{z}_H \dot{S}_k / z_c.$$

Разделяя вещественные и мнимые величины, после подстановок получим

$$P_B = \frac{P_k (r_c r_H + x_c x_H) + Q_k (x_c r_H - r_c x_H)}{r_c^2 + x_c^2};$$

$$Q_B = \frac{Q_k (r_c r_H + x_c x_H) - P_k (x_c r_H - r_c x_H)}{r_c^2 + x_c^2}.$$

При расчетах по расщепленным схемам для мощностей верхней ветви имеем:

$$P_{\text{в}}^{(x)} = P_{\text{к}} x_{\text{н}}/x_{\text{с}}, \quad Q_{\text{в}}^{(r)} = Q_{\text{к}} r_{\text{н}}/r_{\text{с}}.$$

Найдем условия существования равенств

$$P_{\text{в}}^{(x)} = P_{\text{в}}, \quad Q_{\text{в}}^{(r)} = Q_{\text{в}}.$$

Приравнивая правые части соответствующих выражений, дополнительно учтем, что

$$Q_{\text{к}}/P_{\text{к}} = \operatorname{tg} \varphi_{\text{к}} \text{ и } x_{\text{с}}/r_{\text{с}} = \operatorname{tg} \psi_{\text{с}},$$

где $\varphi_{\text{к}}$ — угол сдвига фаз в k -м узле, а $\psi_{\text{с}}$ — импедансный угол контура в целом. После преобразований увидим, что оба равенства справедливы в двух случаях:

1) при наличии соотношения

$$x_{\text{н}}/r_{\text{н}} = x_{\text{в}}/r_{\text{в}} = x_{\text{с}}/r_{\text{с}}. \quad (1.65)$$

Сети, в которых соотношение (1.65) справедливо для всех участков, получили название электрически однородных. В гл. VI будет показано, что в таких сетях распределение активных и реактивных мощностей

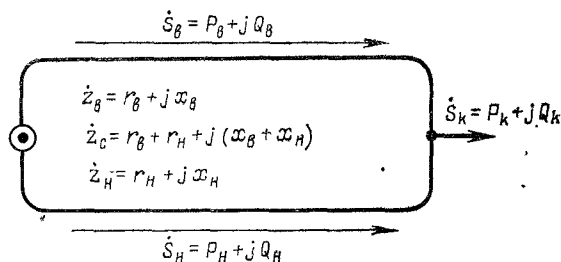


Рис. 1.23. Распределение мощностей между ветвями замкнутой сети, питающей k -ую нагрузку

может быть в равной степени найдено исходя из данных как r -схемы, так и x -схемы. Использование двух схем здесь необязательно;

2) при значении $\operatorname{tg} \varphi_{\text{к}0}$, определяемом выражением

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{к}0} = -1/\operatorname{tg} \psi_{\text{с}}. \quad (1.66)$$

Реактивное сопротивление проводов электрических сетей всегда является индуктивным. Соответственно $\operatorname{tg} \psi_{\text{с}}$ будет величиной положительной, а $\operatorname{tg} \varphi_{\text{к}0}$ должен иметь отрицательное значение. Последнее условие соблюдается, если в точке k имеет место либо потребление активной и реактивной мощностей, либо выдача таковых. По поводу абсолютной величины $\operatorname{tg} \varphi_{\text{к}0}$ отметим что для кабельных сетей $\operatorname{tg} \psi_{\text{с}}$ лежит в пределах 0,1—0,2, чему соответствуют абсолютные значения $\operatorname{tg} \varphi_{\text{к}0}$ порядка 10÷5. По этой причине для кабельных сетей метод расщепления схем вряд ли может быть рекомендован. Здесь скорее при-

меним приближенный расчет по r -схеме сети без учета реактивных сопротивлений.

В воздушных сетях средние значения $\operatorname{tg} \psi_c$ обычно не выходят за пределы 1—3. Подстановкой можно убедиться, что этому соответствуют значения $\cos \varphi_{h0} = 0,7 \div 0,95$ и именно в этих пределах лежит обычно величина коэффициента мощности нагрузок электрических сетей.

При отклонениях значения $\operatorname{tg} \varphi_h$ от найденного из выражения (1.66) использование метода расщепления приводит к погрешностям в определении мощностей отдельных ветвей. Расчеты показывают, что в воздушных сетях одного напряжения отклонения значений $\cos \varphi_h$ от $\cos \varphi_{h0}$ порядка $\pm 0,1$ приводят к сравнительным небольшим погрешностям, которые могут лежать в пределах точности исходных данных о нагрузках отдельных узлов.

Для узлов, потребляющих активную и выдающих реактивную мощности, условие (1.66) не может быть соблюдено, поскольку в этом случае $\operatorname{tg} \varphi_h$ и $\operatorname{tg} \psi_c$ имеют одинаковые знаки. Такие узлы необходимо рассматривать отдельно и находить для них потокораспределение по другой модификации метода расщепления схем: распределяя активные мощности по r -схеме, а реактивные по x -схеме. В этом случае условие (1.66) заменяется условием

$$\operatorname{tg} \varphi_h = \operatorname{tg} \psi_c. \quad (1.67)$$

Результирующее потокораспределение определяется путем наложения потокораспределений, обусловленных нагрузками узлов различных типов.

При проектных расчетах по выбору сечений проводов в замкнутых сетях необходимо иметь приближенное потокораспределение до определения постоянных участков сети. Вопрос решается путем расчета по схеме сети, включающей длины участков. По полученному потокораспределению производится выбор сечений проводов. После этого потокораспределение уточняется и в случае необходимости производится коррекция сечений. Может также потребоваться коррекция числа цепей на отдельных участках. В этом случае можно вернуться к схеме с длинами, в которой приведенные длины отдельных участков определяются путем деления натуральных длин этих участков на количество цепей.

Погонные реактивные сопротивления линий с проводами различных марок мало отличаются друг от друга, поэтому отношение длин участков почти совпадает с соотношением их реактивных сопротивлений, и результаты расчетов по схеме с длинами близки к результатам, полученным при расчетах по x -схеме.

Сами вычисления при использовании расщепления схем можно вести различными методами, например достаточно удобен метод контурных мощностей.

Пример 1.8. Для сети предыдущих примеров найти потокораспределение мощностей, приведенных к стороне высшего напряжения в примере 1.4. При расчетах воспользоваться методом контурных мощностей в расщепленных схемах.

В качестве исходного принимаем потокораспределение, показанное на рис. 1.24.

При сопротивлениях участков, указанных на рисунке, сопротивления контуров имеют значения:

$$r_I = 26,9 \text{ ом}, \quad r_{I, II} = 13,4 \text{ ом}, \quad r_{II} = 53,9 \text{ ом};$$

$$x_I = 57,14 \text{ ом}, \quad x_{I, II} = 36,14 \text{ ом}, \quad x_{II} = 99,14 \text{ ом}.$$

Для x -схемы данной сети система контурных уравнений будет иметь вид:

$$x_I P_I + x_{I, II} P_{II} + P_{0,1} x_{0,1} - P_{0,3} x_{0,3} = 0;$$

$$x_{I, II} P_I + x_{II} P_{II} + P_{0,1} x_{0,1} - P_{3,2} x_{3,2} - P_{0,3} x_{0,3} = 0.$$

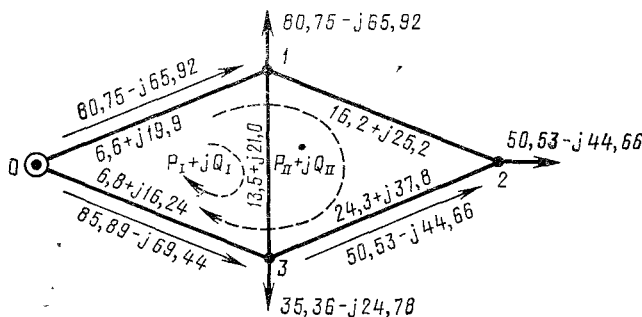


Рис. 1.24. Схема сети примера 1.8. Исходное потокораспределение

Подставляя числовые значения, имеем:

$$57,14P_I + 36,14P_{II} + 80,75 \cdot 19,9 - 85,89 \cdot 16,24 = 0;$$

$$36,14P_I + 99,14P_{II} + 80,75 \cdot 19,9 - 50,53 \cdot 37,8 - 85,89 \cdot 16,24 = 0.$$

После упрощения получаем:

$$57,14P_I + 36,14P_{II} = -212, \quad 36,14P_I + 99,14P_{II} = 1698.$$

Аналогичные уравнения для r -схемы сети имеют вид:

$$26,9Q_I + 13,4Q_{II} = -37, \quad 13,4Q_I + 53,9Q_{II} = -1122.$$

Решение систем дает:

$$\dot{S}_I = (-18,90 + j10,28) \text{ Мва}, \quad \dot{S}_{II} = (24,2 - j23,4) \text{ Мва}.$$

Таким значениям контурных мощностей соответствует потокораспределение, нанесенное на рис. 1.25. Сопоставляя его с более точным распределением, показанным на рис. 1.13, констатируем достаточно удовлетворительное совпадение результатов.

Пример 1.9. Для разгрузки сети предыдущих примеров от реактивной мощности на подстанции 2 установлены компенсирующие устройства, в результате чего нагрузка, приведенная к шинам ВН, приобрела значение $\dot{S}_{2н} = 50,53 + j50$. Остальные нагрузки не изменились.

Найти приближенное потокораспределение, используя обе модификации метода расщепления схем.

Потокораспределение нагрузок узлов 1 и 3 (найденное, как и в предыдущем примере) представлено на рис. 1.26 сплошными стрелками.

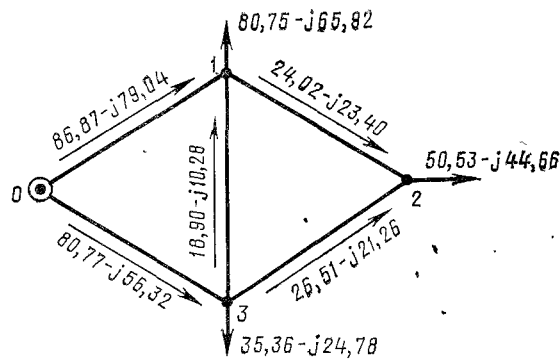


Рис. 1.25. Результирующее потокораспределение в сети примера 1.8

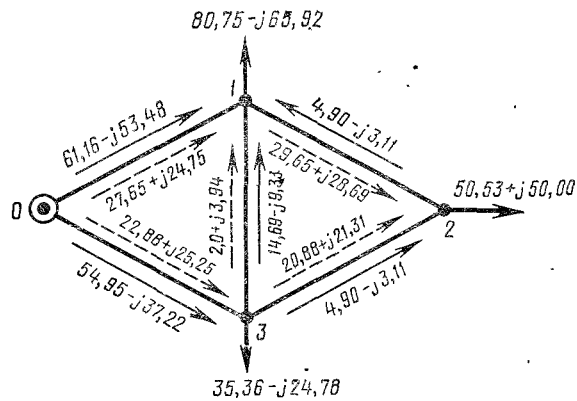


Рис. 1.26. Схема сети примера 1.9

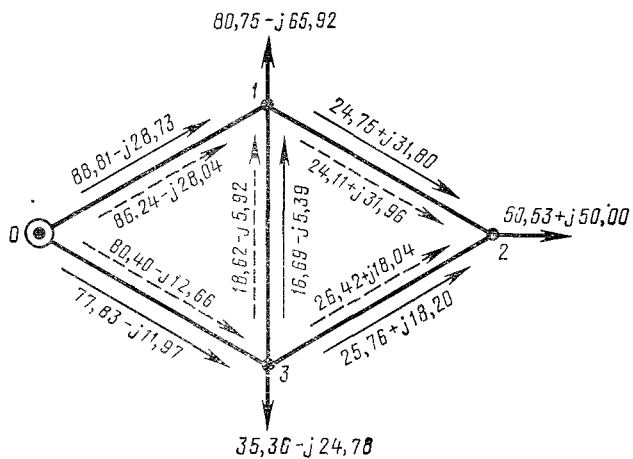


Рис. 1.27. Результирующее потокораспределение в сети примера 1.9

Для узла 2 потокораспределение находим, пользуясь второй модификацией метода расщепления. Приняв в качестве исходного путь покрытия нагрузки $0-3-2$, напомним контурные уравнения в виде:

$$\begin{aligned}r_I P_I + r_{I, II} P_{II} - P_2 r_{0,3} &= 0; \\r_{I, II} P_I + r_{II} P_{II} - P_2 (r_{0,3} + r_{3,2}) &= 0; \\x_I Q_I + x_{I, II} Q_{II} - Q_2 x_{0,3} &= 0; \\x_{I, II} Q_I + x_{II} Q_{II} - Q_2 (x_{0,3} + x_{3,2}) &= 0.\end{aligned}$$

После подстановок числовых значений получим:

$$\begin{aligned}26,9P_I + 13,4P_{II} &= 50,53 \cdot 6,8 = 343,6; \\13,4P_I + 52,9P_{II} &= 50,53 (6,8 + 24,3) = 1571,5; \\57,14Q_I + 36,14Q_{II} &= 50 \cdot 16,24 = 812; \\36,14Q_I + 99,14Q_{II} &= 50 (16,24 + 37,8) = 2702.\end{aligned}$$

Решение систем дает следующие значения контурных мощностей:

$$\dot{S}_I = -2 - j3,94, \quad \dot{S}_{II} = 29,65 + j28,69.$$

Соответствующее потокораспределение показано на рис. 1.26 штриховыми стрелками. Совмещая оба распределения, получим результирующее, представленное на рис. 1.27. На этом же рисунке штриховыми стрелками показано потоко-распределение, найденное с учетом полных сопротивлений. Расхождения между точным и приближенным расчетами, как видим, сравнительно невелики.

Пример 1.10. Для сети предыдущего примера найти приближенное потокораспределение, исходя из длин участков. Значения длин берем по данным рис. 1.3. Для участков $0-1$ и $0-3$, ориентируясь на нагрузки сети, принимаем двухцепные линии. Длины этих участков делим пополам (рис. 1.28). Примем по-прежнему в качестве исходного потокораспределение, показанное на рис. 1.24. Собственные и общая длины контуров: $L_I = 140$ км; $L_{I, II} = 90$ км; $L_{II} = 240$ км.

Уравнения контурных мощностей будут иметь вид:

$$\begin{aligned}140P_I + 90P_{II} &= -602, & 90P_I + 240P_{II} &= 3946; \\140Q_I + 90Q_{II} &= 518, & 90Q_I + 240Q_{II} &= -3501.\end{aligned}$$

Решение уравнений дает:

$$\dot{S}_I = -19,59 + j17,53, \quad \dot{S}_{II} = 23,79 - j21,05.$$

Полученное потокораспределение представлено на рис. 1.28. Сопоставляя его с результатами, приведенными в предыдущем примере, видим их достаточно близкое совпадение.

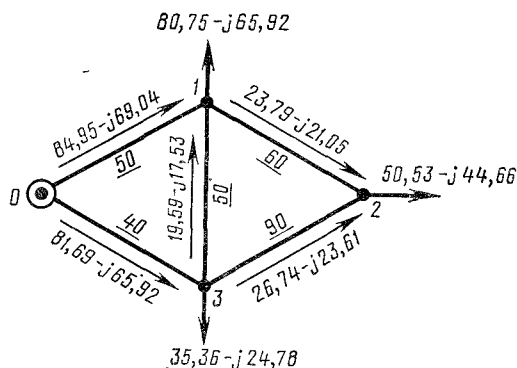


Рис. 1.28. Схема сети примера 1.10

ОСНОВЫ РАСЧЕТА НАИВЫГОДНЕЙШЕГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗОК В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

§ 2.1. Общие положения

В условиях стремительного роста производства электроэнергии, резкого укрупнения единичной мощности агрегатов, интенсивного объединения линиями электропередачи высокого напряжения электростанций и подстанций в энергосистемы, а энергосистем — в мощные и сверхмощные энергообъединения все большее значение приобретает вопрос оптимизации режимов активных и реактивных нагрузок.

Необходимо поддерживать высокоэкономичный режим работы каждого элемента энергосистемы (котло-, турбо- и гидроагрегата, трансформатора линии электропередачи), выбирать наиболее экономически целесообразный состав оборудования, стремиться к достижению экономически наивыгоднейшего распределения нагрузок между отдельными агрегатами, электростанциями в целом, между энергосистемами и энергообъединениями. При наивыгоднейшем распределении нагрузок в энергосистеме обеспечивается относительный минимум стоимости топлива, расходуемого электростанциями на покрытие полезных нагрузок потребителей, с учетом различных ограничений по максимальной и минимальной мощностям станций, пропускной способности линий электропередачи и др.

В настоящей книге основное внимание уделено режимам электрических сетей. В соответствии с этим в данной главе описаны лишь основные принципы наивыгоднейшего распределения активных и реактивных мощностей в энергосистемах при заданном составе оборудования электростанций с учетом потерь мощности в электрических сетях.

§ 2.2. Условия наивыгоднейшего распределения мощностей в энергосистемах

Задача наивыгоднейшего распределения мощностей в энергосистемах сводится к загрузке электростанций активной мощностью, а также электростанций и компенсирующих устройств реактивной мощностью таким образом, чтобы был обеспечен минимум стоимости топлива, расходуемого тепловыми электростанциями для покрытия полезных активных нагрузок подстанций и потерь активной мощности,

обусловленных протеканием активных и реактивных мощностей:

$$C = \sum_0^{K_c} \alpha_k B_k = \min, \quad (2.1)$$

где 0, 1, ..., K_c — номера тепловых электростанций, причем нулевой номер присвоен электростанции, расположенной в расчетном балансирующем пункте; α_k — цена топлива, расходуемого на произвольной k -й электростанции; B_k — расход топлива на k -й электростанции.

Некоторые особенности расчета наивыгоднейшего распределения нагрузок в энергосистемах с гидростанциями будут отмечены далее.

Источниками реактивной мощности в энергосистемах, как известно, могут быть не только электростанции, но и компенсирующие устройства. Активные и реактивные нагрузки источников, потребителей и потери мощности в сети связаны условиями баланса:

$$\left. \begin{aligned} W_P &= \sum_0^{K_c} P_k - \sum_{K_c+1}^{K_{\Pi}} P_k - \Delta P = 0; \\ W_Q &= \sum_0^{K_c} Q_k + \sum_{K_c+1}^{K_{\Pi}} Q_k - \sum_{K_{\Pi}+1}^{K_{\Pi}} Q_k - \Delta Q = 0, \end{aligned} \right\} \quad (2.2)$$

где $K_c + 1, \dots, K_{\Pi}$ — номера подстанций с дополнительными источниками реактивной мощности; $K_{\Pi} + 1, \dots, K_{\Pi}$ — номера подстанций без дополнительных источников; P_k, Q_k — соответственно активная и реактивная нагрузки произвольной электростанции или подстанции k ; $\Delta P, \Delta Q$ — соответственно суммарные потери активной и реактивной мощностей в энергосистеме.

При подстановке численных значений в данной главе будем принимать: P_k и ΔP — со знаком «плюс»; Q_k и ΔQ — со знаком «минус» при выдаче источниками, потреблении подстанциями, потерях индуктивной мощности и со знаком «плюс» при емкостной мощности.

Как известно, для однозначного задания режима (потокораспределение, уровни напряжения, потери активной и реактивной мощностей) в сети энергосистемы с $K_{\Pi} + 1$ пунктами (включая расчетный БП) необходимо, кроме уравнений баланса, иметь $2 K_{\Pi} + 1$ условий. Режим сети в расчетах гл. I определялся заданным напряжением в исходной точке, называемой далее опорным пунктом (ОП) по напряжению, и заданными активными и реактивными нагрузками всех подстанций и электростанций, за исключением одной активной и одной реактивной нагрузок расчетного балансирующего пункта.

Коэффициенты распределения и сопротивления влияния также определяются с учетом выбранных расчетного балансирующего пункта по активной и реактивной мощностям и опорного пункта по напряжению.

Если после расчета режима сети принять новые балансирующий и опорный пункты, оставив неизменными рассчитанные значения мощности старого БП и напряжения старого ОП, то результаты нового расчета режима, естественно, не должны отличаться от ранее полученных. При этом коэффициенты распределения и сопротивления влияния будут

другими, хотя в принципе и возможен расчет режима по коэффициентам распределения и сопротивлений влияния, определенным для балансирующего и опорного пунктов, отличающихся от принятых для проводимого расчета.

При расчетах наивыгоднейшего режима нагрузки источников заранее неизвестны, а в роли физически балансирующих могут оказаться несколько электростанций или подстанций с компенсирующими устройствами. Нагрузка электростанции, расположенной в расчетном БП, по-прежнему не входит в уравнения электрического расчета режимов, однако должна оптимизироваться с учетом характеристик электростанций и сетей при соблюдении условий баланса. Как будет показано далее, условия расчета наивыгоднейшего распределения нагрузок можно значительно упростить, если принять расчетный БП совпадающим с источником реактивной мощности, достаточной для поддержания наивыгоднейшего распределения реактивных нагрузок. Однако в процессе ведения режима энергосистемы возможны различные вариации потребляемых нагрузок, параметров электростанций и сетей. Следовательно, вполне вероятно, что источник, расположенный в расчетном БП, окажется загруженным до предела. В этом случае расчетный БП, формально оставаясь тем же, переводится в разряд источников с фиксированной нагрузкой, и условия наивыгоднейшего распределения несколько усложняются, однако коэффициенты распределения и сопротивления влияния не изменяются. Замена расчетного БП и пересчет коэффициентов распределения и сопротивлений влияния привели бы в конечном счете к более значительному усложнению оптимизационных расчетов.

Математически задача нахождения наивыгоднейшего распределения сводится к определению относительного минимума целевой функции (2.1) при ограничивающих условиях (2.2). Наиболее наглядным приемом записи и решения подобных задач при ограничениях в форме равенств является применение метода неопределенных множителей Лагранжа. Поясним идею метода.

Пусть необходимо найти экстремум функции $f(x, y)$ при ограничивающем условии $\varphi(x, y) = 0$. Рассмотрим вспомогательную функцию Лагранжа

$$L(x, y) = f(x, y) + \lambda \varphi(x, y),$$

где λ — заранее неизвестное постоянное число, называемое неопределенным множителем Лагранжа. Очевидно, что для значений x, y , удовлетворяющих условию $\varphi(x, y) = 0$, значения $L(x, y)$ совпадают с $f(x, y)$.

Для функции $L(x, y)$ будем искать абсолютный экстремум, не связывая x, y никакими ограничениями. В точке экстремума должны быть соблюдены условия $\partial L / \partial x = \partial L / \partial y = 0$ или, иначе,

$$\frac{\partial f(x, y)}{\partial x} + \lambda \frac{\partial \varphi(x, y)}{\partial x} = 0; \quad \frac{\partial f(x, y)}{\partial y} + \lambda \frac{\partial \varphi(x, y)}{\partial y} = 0.$$

Значения x и y в точке экстремума $L(x, y)$ являются одним из решений последней системы уравнений и зависят, естественно, от коэф-

фициента λ , входящего в эти уравнения. Если определить или подобрать значение λ таким образом, чтобы координаты точки экстремума функции $L(x, y)$ удовлетворяли условию $\varphi(x, y) = 0$, то эта точка будет и точкой относительного экстремума исходной задачи.

Метод Лагранжа распространяется на случай функции многих переменных. Дополнительных ограничивающих условий при этом может быть несколько (но меньше, чем переменных), и тогда вводится соответствующее количество неопределенных множителей Лагранжа.

Вернемся к задаче наивыгоднейшего распределения нагрузок. Стоимость топлива, расходуемого электростанциями энергосистемы, является функцией всех искомых активных мощностей электростанций $0, 1, \dots, K_c$, а также потерь активной мощности в электрической сети, определяемых активными и реактивными нагрузками всех источников, за исключением расчетного БП. В результате

$$C = f(P_0, P_1, \dots, P_{K_c}, Q_1, \dots, Q_{K_n}). \quad (2.3)$$

С учетом ограничений по условиям баланса активной и реактивной мощностей минимум стоимости расходуемого топлива будет определяться условием минимума вспомогательной функции Лагранжа

$$L = C + \lambda_P W_P + \lambda_Q W_Q, \quad (2.4)$$

где λ_P, λ_Q — неопределенные множители Лагранжа.

Приравниваем нулю частные производные функции Лагранжа по всем неизвестным активным и реактивным мощностям:

$$\frac{\partial L}{\partial P_k} = \frac{\partial C}{\partial P_k} + \lambda_P \frac{\partial W_P}{\partial P_k} + \lambda_Q \frac{\partial W_Q}{\partial P_k} \quad (k = 0, 1, \dots, K_c); \quad (2.5)$$

$$\frac{\partial L}{\partial Q_k} = \frac{\partial C}{\partial Q_k} + \lambda_P \frac{\partial W_P}{\partial Q_k} + \lambda_Q \frac{\partial W_Q}{\partial Q_k} \quad (k = 1, \dots, K_n). \quad (2.6)$$

Частная производная функции расхода топлива на электростанции по вырабатываемой активной мощности носит название удельного (относительного) прироста расхода топлива. Частная производная от потерь активной (реактивной) мощности в сети по активной (реактивной) мощности источника называется удельным (относительным) приростом потерь активной (реактивной) мощности по активной (реактивной) мощности данного источника.

Обозначив удельный прирост расхода топлива на произвольной электростанции k через b_k , запишем:

$$\frac{\partial C}{\partial P_k} = \alpha_k \frac{\partial B_k}{\partial P_k} = \alpha_k b_k \quad (k = 0, 1, \dots, K_c). \quad (2.7)$$

Если, как это обычно принято, отнести потери активной мощности в источниках к сети или пренебречь ими, то можно записать:

$$\partial C / \partial Q_k = 0. \quad (2.8)$$

Частные производные, определяемые согласно (2.5), (2.6) с учетом условий (2.2), (2.7), (2.8), запишутся в виде:

$$\alpha_k b_k + \lambda_P \left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_k}\right) - \lambda_Q \frac{\partial \Delta Q}{\partial P_k} = 0 \quad (k=0, 1, \dots, K_c); \quad (2.9)$$

$$-\lambda_P \frac{\partial \Delta P}{\partial Q_k} + \lambda_Q \left(1 - \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_k}\right) = 0 \quad (k=1, \dots, K_u). \quad (2.10)$$

Здесь приближенно принято, что нагрузки подстанций заданы однозначно (независимо от подводимых напряжений сети) и соответственно частные производные нагрузок подстанций по мощностям источников равны нулю.

Решение системы уравнений (2.10) дает:

$$\nu = \frac{\lambda_P}{\lambda_Q} = \frac{\partial \Delta P / \partial Q_k}{1 - \partial \Delta Q / \partial Q_k} = \text{idem}^* \quad (k=1, \dots, K_u). \quad (2.11)$$

Таким образом, при наивыгоднейшем распределении частные производные суммарных потерь активной мощности по реактивным нагрузкам всех регулируемых источников реактивной мощности, деленные на коэффициенты, учитывающие распределение потерь реактивной мощности, должны быть равны между собой.

В выражения для потерь активной и реактивной мощностей в любых элементах энергосистемы активная и реактивная нагрузки электростанции 0, расположенной в расчетном балансирующем пункте, не входят. Поэтому в соответствующем уравнении системы (2.9) частные производные $\partial \Delta P / \partial P_0$ и $\partial \Delta Q / \partial P_0$ равны нулю. С учетом этого обстоятельства и выражений (2.11) из уравнений (2.9) получим:

$$\alpha_0 b_0 = \frac{\alpha_k b_k}{1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_k} - \frac{\partial \Delta Q}{\partial P_k} \cdot \frac{\partial \Delta P / \partial Q_k}{1 - \partial \Delta Q / \partial Q_k}} = \text{idem} \quad (k=1, \dots, K_c), \quad (2.12)$$

или

$$\alpha_0 b_0 = \frac{\alpha_k b_k}{1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_k} - \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_k} \nu} = \text{idem} \quad (k=1, \dots, K_c). \quad (2.12a)$$

Условия наивыгоднейшего распределения активных нагрузок в энергосистеме определяются в основном характеристиками удельных приростов электростанций**. В знаменатели выражений для всех электростанций, кроме расположенной в расчетном балансирующем пункте, входят поправочные коэффициенты, вычитаемые из единицы. Первый из них учитывает удельный прирост суммарных потерь активной мощности в сети по активной нагрузке соответствующей электростанции k , а второй представляет собой удельный прирост суммар-

* Символ «idem» означает «одно и то же».

** Условия (2.12) и (2.12a) соответствуют именно минимуму (а не максимуму) стоимости топлива лишь при выпуклых вниз характеристиках расхода топлива на электростанциях в зависимости от вырабатываемой мощности. На практике выпуклость вниз расходной характеристики почти всегда имеет место.

ных потерь реактивной мощности в сети по активной нагрузке станции k , умноженный на коэффициент v , характеризующий распределение реактивных нагрузок и одинаковый для всех участвующих в наиболее выгодном распределении источников реактивной мощности.

Если реактивная нагрузка балансирующей станции 0 не ограничивается, а может определяться условиями наиболее выгодного распределения нагрузок в энергосистеме, то система уравнений (2.6) дополняется условием

$$\frac{\partial L}{\partial Q_0} = \frac{\partial C}{\partial Q_0} + \lambda_P \frac{\partial W_P}{\partial Q_0} + \lambda_Q \frac{\partial W_Q}{\partial Q_0} = 0. \quad (2.13)$$

В системе (2.10) также появится новое уравнение

$$-\lambda_P \frac{\partial \Delta P}{\partial Q_0} + \lambda_Q \left(1 - \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_0} \right) = 0. \quad (2.14)$$

Частные производные от потерь активной и реактивной мощностей по реактивной нагрузке расчетного балансирующего пункта $\partial \Delta P / \partial Q_0$ и $\partial \Delta Q / \partial Q_0$ в соответствии со сказанным равны нулю. С учетом данного обстоятельства из (2.14) следует, что второй из неопределенных множителей Лагранжа $\lambda_Q = 0$.

Уравнения наиболее выгодного распределения реактивных нагрузок (2.11) заменяются условиями

$$v = \partial \Delta P / \partial Q_k = 0 \quad (k = 1, \dots, K_M). \quad (2.15)$$

Значение v входит в качестве сомножителя во вторые поправочные коэффициенты знаменателей выражений (2.12а), следовательно, (2.12а) можно заменить уравнениями:

$$\alpha_0 b_0 = \frac{\alpha_k b_k}{1 - \partial \Delta P / \partial P_k} = \text{idem} \quad (k = 1, \dots, K_c). \quad (2.16)$$

Рассмотрим теперь влияние ограничений активных нагрузок электростанций и реактивных нагрузок источников, за исключением уже рассмотренного ограничения реактивной нагрузки расчетного БП.

При заданных (ограниченных) активных и реактивных нагрузках электростанций либо реактивных нагрузках дополнительных источников соответствующие значения мощностей перестают быть аргументами функциональной зависимости (2.3). В результате из последующих уравнений (2.5), (2.6), (2.8), (2.10) выпадают соответствующие частные производные, а уравнения (2.11), (2.12), (2.15), (2.16) остаются условиями распределения нагрузок между меньшим числом источников. Заслуживает быть отмеченным случай, когда часть электростанций, участвующих в распределении активной нагрузки, ограничена по реактивной нагрузке, а расчетный балансирующий пункт по реактивной мощности не совпадает ни с одним из физических балансирующих источников. В этом случае пользование выражениями (2.12) нерационально, так как частные производные по реактивной мощности станций с заданной реактивной нагрузкой лишены смысла. Удобнее записывать уравнения в форме (2.12 а), которая является более общей.

Даже если вообще не осуществляется наивыгоднейшее распределение реактивной мощности между источниками, то с учетом изменения потерь реактивной мощности в зависимости от выбираемого режима активных нагрузок должен существовать хотя бы один физически балансирующий источник реактивной мощности. Если этот источник совпадает с расчетным БП, то естественно, что активная нагрузка по-прежнему распределяется согласно уравнениям (2.16). Если же физически балансирующий источник не совпадает с БП, находясь, например, на станции 1, то в соответствии с (2.11) для этой станции можно записать:

$$\frac{\partial \Delta P / \partial Q_1}{1 - \partial \Delta Q / \partial Q_1} = v.$$

Далее полученное значение v подставляется в знаменатели уравнений (2.12а).

Условия (2.12) и (2.16) остаются в силе при наличии в системах тепловых электростанций с заданным суточным расходом топлива или гидростанций с заданным суточным расходом воды при неучете ограничений по уровням верхнего и нижнего бьефов и зависимости удельных приростов расхода воды от напора. В этих случаях коэффициенты α_k определяются расходом энергоносителя и получаются на основе изопериметрического условия вариационной задачи оптимизации стоимости топлива за определенный период времени. Для гидростанций удельные приросты расхода топлива заменяются удельными приростами расхода воды.

На основе метода Лагранжа в принципе возможно также введение ограничений по пропускной способности отдельных линий, режимам напряжений сети и др. Однако эти ограничения имеют вид неравенств и решение значительно усложняется. Поэтому в таких случаях обычно пользуются градиентными и другими методами.

§ 2.3. Возможности раздельной оптимизации режимов активных и реактивных нагрузок и основные требования к точности расчетов

Общую задачу оптимизации режимов энергосистем методически удобно разделить на две частные: оптимизацию активных нагрузок и оптимизацию реактивных нагрузок. Условия наивыгоднейшего распределения активных и реактивных нагрузок внешне не связаны между собой. Более того, запись уравнения (2.12а) не изменится, если распределение реактивных нагрузок будет отличаться от оптимального, а запись уравнения (2.15) не изменится, если неоптимальным будет режим активных нагрузок.

Все же определенная связь между наивыгоднейшими режимами активных и реактивных мощностей существует:

1. Удельные приросты электростанций, входящие в числители уравнений (2.12а), зависят от активных нагрузок электростанций. Последние в соответствии с уравнением баланса (2.3) включают в себя

как определенные доли полезных нагрузок подстанций, так и часть потерь электроэнергии в электросетях. А потери в сетях зависят от протекания не только активных, но и реактивных мощностей.

2. Удельные приросты потерь активной мощности в сети по активным нагрузкам электростанций, входящие в знаменатели выражений (2.12а), связаны с режимами реактивных мощностей, особенно в сетях с большой степенью неоднородности, например при параллельной работе линий разных напряжений. Связь эта зависит, в частности, от фактического режима напряжений, обусловленного в основном распределением реактивных мощностей.

3. Удельные приросты потерь активной мощности в сети по реактивным нагрузкам источников, равные нулю согласно (2.15), в определенной степени связаны с режимами активных нагрузок.

Однако при практических расчетах наивыгоднейших режимов взаимосвязи между распределением активных и реактивных нагрузок большей частью можно не учитывать по следующим причинам:

1. В высоковольтных электрических линиях районных сетей среднее значение коэффициента мощности $\cos \varphi$ обычно составляет $0,8 \div 0,85$, что соответствует $\operatorname{tg} \varphi$ порядка 0,7. Потери активной мощности, обусловленные протеканием реактивных мощностей, следовательно, составляют примерно 50% от потерь, вызванных протеканием активных мощностей, или около 35% от общих потерь. Экономия в потерях активной мощности, обусловленная ведением наивыгоднейшего режима реактивных мощностей, большей частью не превышает 10% от общих потерь активной мощности. Потери мощности, как правило, не могут быть учтены в числителях уравнений (2.12а) с такой степенью точности.

2. Удельные приросты потерь активной мощности в сети по активным нагрузкам источников, входящие в знаменатели (2.12а), по существу являются поправками к удельным приростам электростанций, редко составляя более 10%. В сравнительно однородных сетях они обычно могут быть рассчитаны по среднему напряжению и без учета влияния реактивных мощностей.

3. Протекание активных мощностей мало влияет как на режим напряжений, так и на режим реактивных мощностей источников.

Расчеты оптимального режима энергосистемы начинаются обычно с определения наивыгоднейших активных нагрузок электростанций. Далее рассчитывается экономически целесообразное распределение реактивных мощностей при фиксированных активных мощностях электростанций, затем определяются оптимальные коэффициенты трансформации трансформаторов связи сетей различного напряжения, после чего производится новый, уточненный расчет распределения активных нагрузок и т. д.

Погрешность исходных данных и итерационный характер расчетов приводят, как правило, к тому, что в действительности не будут точно соблюдаться условия наивыгоднейших нагрузок в энергосистеме и, в частности, фактические удельные приросты расхода топлива на электростанциях будут несколько отличаться от строго оптимальных значений. Однако исследования показывают, что основная доля экономии может быть получена за счет исключения грубых ошибок в рас-

пределении нагрузок. Если же дополнительное отклонение удельных приростов расхода топлива на электростанциях за счет погрешности расчетов распределения не превысит $0,01 \text{ т. у. т/Мвт-ч}$ (тонн условного топлива на один мегаватт-час), то вблизи оптимума это обстоятельство не вызовет существенного ущерба.

В нормальных режимах современных энергосистем предельные значения удельного прироста расхода топлива на электростанциях составляют $(0,2 \div 0,4) \text{ т. у. т/Мвт-ч}$. Таким образом, максимально допустимое отклонение удельных приростов расходов топлива на электростанциях от оптимальных значений составляет порядка $(5 \div 2,5)\%$. Значительно более высокая (примерно на один порядок) погрешность может быть допущена в определении удельных приростов потерь активной мощности в сети, которые сами являются поправками в знаменателях уравнений (2.12) и (2.16).

§ 2.4. Расчет удельных приростов потерь мощности в электрических сетях

В настоящее время известен ряд различающихся между собой расчетных выражений, с помощью которых в принципе можно рассчитать потери мощности в сети и дифференцирование которых по нагрузкам источников позволяет получить принципиально точные, хотя и не всегда приемлемые для практической реализации, уравнения для удельных приростов потерь мощности в сети. Реализация расчетных выражений обычно требует введения тех или иных упрощающих допущений.

С целью получения выражений для потерь мощности запишем условия баланса полной мощности в сети следующим образом:

$$\Delta \dot{S} = \sum_{k=0}^{K_{\Pi}} \dot{S}_k = \sum_{k=0}^{K_{\Pi}} \hat{U}_k \dot{I}_k. \quad (2.17)$$

Здесь потребители рассматриваются как источники отрицательной мощности и $\sum_{k=0}^{K_{\Pi}} \dot{S}_k$ представляет собой алгебраическую сумму мощностей всех пунктов сети, включая расчетный балансирующий. Мощность каждого пункта равна произведению сопряженного вектора напряжения на прямой вектор тока.

Сопряженный комплекс напряжения произвольного пункта сети k можно представить в виде суммы напряжения опорного пункта U_0 и сопряженного комплекса падения напряжения $\Delta \hat{U}_k$:

$$\hat{U}_k = U_0 + \Delta \hat{U}_k. \quad (2.18)$$

С учетом последнего выражения преобразуем (2.17):

$$\Delta S = \sum_{k=0}^{K_{\Pi}} (U_0 + \Delta \hat{U}_k) \dot{I}_k = U_0 \sum_{k=0}^{K_{\Pi}} \dot{I}_k + \sum_{k=1}^{K_{\Pi}} \Delta \hat{U}_k \dot{I}_k.$$

Алгебраическая сумма токов всех пунктов, включая расчетный БП, равна нулю, откуда

$$\Delta \dot{S} = \sum_{k=1}^{K_{\Pi}} \Delta \hat{U}_k \dot{I}_k. \quad (2.19)$$

Сопряженный комплекс падения напряжения от ОП до пункта k в соответствии с (2.18)

$$\Delta \hat{U}_k = \sum_{f=1}^{K_{\Pi}} \hat{I}_f \hat{\gamma}_{kf}(f), \quad (2.20)$$

где f — текущий индекс пунктов сети, включая рассматриваемый $f = k$.

Подставив значение $\Delta \hat{U}_k$ в (2.19), получим

$$\Delta \dot{S} = \sum_{k=1}^{K_{\Pi}} \sum_{f=1}^{K_{\Pi}} \dot{I}_k \hat{I}_f \hat{\gamma}_{kf}(f). \quad (2.21)$$

Таким образом, потери мощности оказываются выраженными через прямые и сопряженные комплексы токов всех пунктов, за исключением расчетного балансирующего, и сопряженные комплексы сопротивлений влияния.

Представим комплексы токов в показательной форме:

$$\dot{I}_k = I_k e^{j\Phi_{I_k}}, \quad \hat{I}_f = I_f e^{-j\Phi_{I_f}}.$$

Обозначим углы между прямыми и сопряженными векторами токов:

$$\psi_{kf} = -\psi_{fk} = \Phi_{I_k} - \Phi_{I_f}.$$

Выражение для потерь мощности перепишем в виде

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S} &= \sum_{k=1}^{K_{\Pi}} \sum_{f=1}^{K_{\Pi}} \hat{\gamma}_{kf}(f) I_k I_f e^{j\psi_{kf}} = \\ &= \sum_{k=1}^{K_{\Pi}} \sum_{f=1}^{K_{\Pi}} \hat{\gamma}_{kf}(f) I_k I_f (\cos \psi_{kf} + j \sin \psi_{kf}). \end{aligned} \quad (2.21a)$$

Нетрудно показать, что в результате двойного суммирования и с учетом соотношения $\hat{\gamma}_{kf}(f) = \hat{\gamma}_{fk}(k)$ мнимая часть последнего выражения оказывается равной нулю, т. е.

$$\Delta \dot{S} = \sum_{k=1}^{K_{\Pi}} \sum_{f=1}^{K_{\Pi}} \hat{\gamma}_{kf}(f) I_k I_f \cos \psi_{kf}. \quad (2.21b)$$

Для расчета наивыгоднейшего распределения целесообразно выразить нагрузки электростанций и подстанций не в токах, а в мощностях. С этой целью запишем комплексы токов через мощности и напряжения:

$$\dot{I}_k = \frac{\dot{S}_k}{\hat{U}_k} = \frac{P_k + jQ_k}{U_k} e^{j\Phi_{U_k}}, \quad \hat{I}_f = \frac{\hat{S}_f}{U_f} = \frac{P_f - jQ_f}{U_f} e^{-j\Phi_{U_f}}. \quad (2.22)$$

Обозначим углы между прямыми и сопряженными векторами напряжений:

$$\psi_{U_{kf}} = -\psi_{U_{fk}} = \varphi_{U_k} - \varphi_{U_f}.$$

Подставив значения токов из (2.22) в (2.21), после преобразований, аналогичных выполненным в (2.21а), (2.21б), окончательно получим

$$\Delta S = \sum_{k=1}^{K_{\Pi}} \sum_{f=1}^{K_{\Pi}} \frac{\hat{\gamma}_k(f)}{U_k U_f} [(P_k P_f + Q_k Q_f) \cos \psi_{U_{kf}} - (P_k Q_f - P_f Q_k) \sin \psi_{U_{kf}}]. \quad (2.23)$$

Сопряженный комплекс сопротивления влияния в соответствии с (1.13)

$$\hat{\gamma}_k(f) = \gamma'_k(f) - j\gamma''_k(f).$$

С учетом этого запишем точные выражения для потерь активной и реактивной мощностей:

$$\Delta P = \sum_{k=1}^{K_{\Pi}} \sum_{f=1}^{K_{\Pi}} \frac{\gamma'_k(f)}{U_k U_f} [(P_k P_f + Q_k Q_f) \cos \psi_{U_{kf}} - (P_k Q_f - P_f Q_k) \sin \psi_{U_{kf}}]; \quad (2.23a)$$

$$\Delta Q = - \sum_{k=1}^{K_{\Pi}} \sum_{f=1}^{K_{\Pi}} \frac{\gamma''_k(f)}{U_k U_f} [(P_k P_f + Q_k Q_f) \cos \psi_{U_{kf}} - (P_k Q_f - P_f Q_k) \sin \psi_{U_{kf}}]. \quad (2.23б)$$

Полный расчет удельных приростов — частных производных потерь мощности по нагрузкам источников — на основании точных формул нецелесообразен, прежде всего, ввиду исключительной сложности определения производных фаз и модулей напряжений. С учетом отмеченных в § 2.3 сравнительно невысоких требований к точности расчета удельных приростов потерь в сети выражения для приростов потерь активной и реактивной мощности по активной и реактивной нагрузкам произвольного источника k могут быть записаны следующим образом:

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial P_k} = \frac{2}{U_k} \sum_{f=1}^{K_{\Pi}} \frac{\gamma'_k(f)}{U_f} (P_f \cos \psi_{U_{kf}} - Q_f \sin \psi_{U_{kf}}); \quad (2.24)$$

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial Q_k} = \frac{2}{U_k} \sum_{f=1}^{K_{\Pi}} \frac{\gamma'_k(f)}{U_f} (Q_f \cos \psi_{U_{kf}} + P_f \sin \psi_{U_{kf}}); \quad (2.25)$$

$$\frac{\partial \Delta Q}{\partial P_k} = - \frac{2}{U_k} \sum_{f=1}^{K_{\Pi}} \frac{\gamma''_k(f)}{U_f} (P_f \cos \psi_{U_{kf}} - Q_f \sin \psi_{U_{kf}}); \quad (2.26)$$

$$\frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_k} = - \frac{2}{U_k} \sum_{f=1}^{K_{\Pi}} \frac{\gamma''_k(f)}{U_f} (Q_f \cos \psi_{U_{kf}} + P_f \sin \psi_{U_{kf}}). \quad (2.27)$$

При подстановке числовых значений знак «плюс» соответствует выдаче активной мощности и емкостной реактивной мощности (потреблению индуктивной мощности); знак «минус» соответствует потреблению активной мощности и реактивной емкостной мощности (выдаче индуктивной мощности).

На практике зачастую оказывается возможным пренебречь также углами расхождения между векторами напряжений, соответственно считая $\cos \psi_{U_{kf}} \approx 1$ и $\sin \psi_{U_{kf}} \approx 0$. Тогда выражения для удельных приростов будут иметь вид:

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial P_k} = \frac{2}{U_k} \sum_{f=1}^{K_{\Pi}} \frac{\gamma'_k(f)}{U_f} P_f; \quad (2.24a)$$

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial Q_k} = \frac{2}{U_k} \sum_{f=1}^{K_{\Pi}} \frac{\gamma'_k(f)}{U_f} Q_f; \quad (2.25a)$$

$$\frac{\partial \Delta Q}{\partial P_k} = -\frac{2}{U_k} \sum_{f=1}^{K_{\Pi}} \frac{\gamma''_k(f)}{U_f} P_f; \quad (2.26a)$$

$$\frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_k} = -\frac{2}{U_k} \sum_{f=1}^{K_{\Pi}} \frac{\gamma''_k(f)}{U_f} Q_f. \quad (2.27a)$$

В данных упрощенных выражениях отсутствует зависимость удельных приростов потерь в сети по активным нагрузкам от реактивных мощностей источников и потребителей, а приростов по реактивным нагрузкам от активных мощностей. Это обстоятельство значительно упрощает расчеты наивыгоднейшего распределения нагрузок.

Для дальнейшего упрощения расчетов можно принять напряжения всех пунктов равными среднему эксплуатационному значению U . Тогда:

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial P_k} = \frac{2}{U^2} \sum_{f=1}^{K_{\Pi}} \gamma'_k(f) P_f; \quad (2.246)$$

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial Q_k} = \frac{2}{U^2} \sum_{f=1}^{K_{\Pi}} \gamma'_k(f) Q_f; \quad (2.256)$$

$$\frac{\partial \Delta Q}{\partial P_k} = -\frac{2}{U^2} \sum_{f=1}^{K_{\Pi}} \gamma''_k(f) P_f; \quad (2.266)$$

$$\frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_k} = -\frac{2}{U^2} \sum_{f=1}^{K_{\Pi}} \gamma''_k(f) Q_f. \quad (2.276)$$

Наконец, иногда расчет наивыгоднейших режимов производится без учета неоднородности сети. Для однородной сети, как уже отмечалось в § 1.9, отношение активного сопротивления произвольного участка i к реактивному $r_i/x_i = \text{idem}$. Нетрудно показать, что в этом

случае мнимые части всех коэффициентов распределения $\alpha_{k(i)}'' = 0$. Как следует из (1.16) и (1.17), в однородной сети отношение действительных частей сопротивлений влияния к мнимым

$$\gamma_{k(f)}' / \gamma_{k(f)}'' = r_i / x_i = \text{idem}. \quad (2.28)$$

Расчет коэффициентов распределения и сопротивлений влияния без учета неоднородности сети значительно менее трудоемок и, в частности, может быть выполнен с помощью статической модели постоянного тока. Однако такой учет допустим, если неоднородность сети невелика. При значительной неоднородности учет ее, как будет показано в примере 2.1, может привести к большей погрешности в распределении нагрузок, чем даже полный отказ от учета влияния сети.

§ 2.5. Порядок расчета наивыгоднейшего распределения нагрузок в энергосистеме

Исходными данными для расчета являются характеристики удельных приростов расхода топлива на электростанциях, цены топлива, электрические сопротивления и проводимости элементов сети (линий, трансформаторов, реакторов, конденсаторных батарей), нагрузки потребителей.

Характеристики удельных приростов расхода топлива представляют собой зависимости удельных приростов от полезной мощности, выдаваемой станциями. Характеристики зависят от состава и параметров

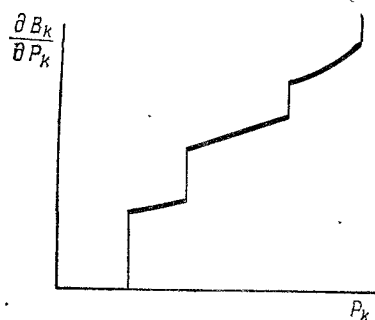


Рис. 2.1. Типичный вид характеристики удельных приростов расхода топлива электростанций

котло- и турбоагрегатов. Характеристики электростанций строятся, исходя из условия наивыгоднейшего распределения нагрузок внутри станций — между котлоагрегатами, между турбоагрегатами либо между блоками котел — турбина. Характеристики удельных приростов электростанций, как правило, представляют собой ряд ломаных линий или кривых (рис. 2.1.).

По характеристикам элементов сети определяются коэффициенты распределения для всех участков и сопротивления влияния для всех источников мощности.

Расчет наивыгоднейшего распределения нагрузок производится итерационным путем. В качестве нулевого приближения могут быть приняты активные нагрузки электростанций без учета влияния сети согласно вытекающим из (2.16) и (2.2) упрощенным условиям:

$$\alpha_k b_k = \text{idem} \quad (k = 0, 1, \dots, K_c); \quad (2.29)$$

$$\sum_0^{K_c} P_k - \sum_{K_c+1}^{K_{II}} P_k = 0. \quad (2.30)$$

На основании нулевых приближений активных нагрузок следует определить согласно (2.24б) нулевые приближения удельных приростов потерь активной мощности по активным нагрузкам электростанций. Подставляя полученные значения удельных приростов потерь в (2.16) с учетом упрощенного условия баланса (2.30), следует определить первые приближения активных нагрузок электростанций.

Далее необходимо задаться первым приближением реактивных нагрузок источников. С этой целью можно воспользоваться условиями (2.15), (2.25б) и упрощенным условием баланса, следующим из (2.2):

$$\sum_0^{K_c} Q_h + \sum_{K_c+1}^{K_n} Q_h = 0. \quad (2.31)$$

В данной главе описывается общий случай одновременной оптимизации режимов и активных и реактивных нагрузок по условию минимума стоимости топлива. Однако, как будет показано в гл. III, возможности выбора реактивных мощностей источников строго по условию экономичности обычно невелики из-за ограничений по режимам напряжений. Учитывая также приведенные в § 2.3 соображения о необходимой точности расчетов при распределении активных нагрузок, большей частью реактивные нагрузки источников можно считать заранее заданными.

По нагрузкам потребителей и первым приближениям активных и реактивных нагрузок источников согласно (1.5) определяются мощности на участках сети. С помощью (1.43) находятся потери мощности на участках. Потери разносятся по концам участков согласно П-образной схеме и складываются с нагрузками потребителей и источников, а также с определяемыми согласно (1.44) потерями мощности в поперечных проводимостях.

Новые нагрузки потребителей, учитывающие первое приближение потерь мощности, снова распределяются между источниками с учетом ранее найденных приближений удельных приростов потерь в сетях. Вновь уточняются удельные приросты потерь в сетях и т. д.

В процессе итерационных расчетов может возникнуть необходимость: расчета напряжений во всех пунктах сети согласно методам, приведенным в гл. I; учета ограничений по напряжениям и пропускной способности отдельных элементов сети; перехода к расчету удельных приростов по уточненным формулам (2.24а) и (2.25а) либо (2.24) и (2.25). При одновременной оптимизации распределения активных и реактивных нагрузок возможен также случай ограничения реактивной мощности расчетного балансирующего пункта и перехода к условиям наивыгоднейшего распределения (2.12а), (2.11). Однако практика показывает, что при расчете распределения активных нагрузок между электростанциями приближенный учет сети большей частью дает вполне достаточную точность.

Пример 2.1. Рассчитать наивыгоднейшее распределение активных и реактивных нагрузок по условию минимума суммарного расхода топлива на электростанциях для сети, схема сопротивлений которой, приведенных к напряжению 110 кВ, показана на рис. 2.2. Мощность нагрузки $\bar{S}_2 = (100 - j 75) \text{ Мва}$. Среднее

эксплуатационное напряжение $U = 115$ кв. Характеристики удельных приростов расхода топлива на электростанциях в области, используемой при расчетах, идентичны и выражаются формулами: $b_0 = 0,3 + 1 \cdot 10^{-3} P_0$; $b_1 = 0,3 + 1 \cdot 10^{-3} P_1$ (м. у. м./Мвт-ч). Стоимость топлива одинакова.

Распределение нагрузок произвести для трех случаев: 1) без учета влияния сети; 2) без учета неоднородности; 3) с учетом неоднородности сети. Рассчитанные значения коэффициентов распределения и активных составляющих сопротивлений влияния без учета и с учетом неоднородности сети представлены в табл. 2.1.

Нулевые приближения наивыгоднейших нагрузок электростанций, соответствующие неучету влияния сети, будут: $P_0 = 50$ Мвт; $P_1 = 50$ Мвт. При этом удельные приросты электростанций $b_0 = b_1 = 0,350$ м. у. м./Мвт-ч. Удельный прирост потерь активной мощности по активной нагрузке электростанции 1 в соответствии с (2.24б)

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial P_1} = \frac{2}{U^2} (\gamma'_{1(1)} P_1 + \gamma'_{1(2)} P_2):$$

без учета неоднородности сети

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial P_1} = \frac{2}{115^2} [3,75 \cdot 50 + 2,5 (-100)] = -0,0095;$$

с учетом неоднородности сети

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial P_1} = \frac{2}{115^2} [4,3 \cdot 50 + 1,41 (-100)] = +0,0112.$$

Рис. 2.2. Схема сети примера 2.1

Наивыгоднейшее распределение активных нагрузок между электростанциями соответствует условию

$$b_0 = \frac{b_1}{1 - \partial \Delta P / \partial P_1} :$$

без учета неоднородности сети

$$0,350 > 0,350 / 1,0095 = 0,347; \quad \cdot$$

Таблица 2.1

Показатели	$\dot{a}_{0,1(1)}$	$\dot{a}_{0,1(2)}$	$\dot{a}_{1,2(1)}$	$\dot{a}_{1,2(2)}$
Без учета неоднородности	$0,750 \pm j0$	$0,500 \pm j0$	$-0,250 \pm j0$	$0,500 \pm j0$
С учетом неоднородности	$0,908 + j0,0486$	$0,184 - j0,0972$	$-0,092 + j0,0486$	$0,184 - j0,0972$

Показатели	$\dot{a}_{2,0(1)}$	$\dot{a}_{2,0(2)}$	$\gamma'_{1(1)}, \text{ом}$	$\gamma'_{1(2)}, \text{ом}$
Без учета неоднородности	$0,250 \pm j0$	$-0,500 \pm j0$	3,75	2,50
С учетом неоднородности	$-0,092 + j0,0486$	$-0,816 - j0,0972$	4,30	1,41

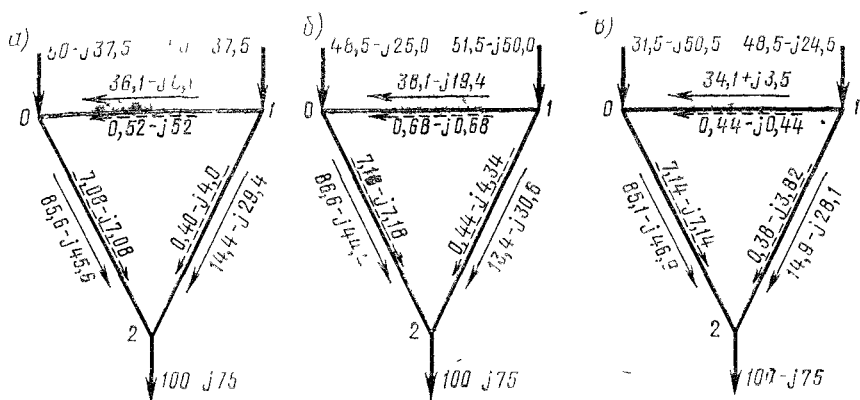


Рис. 2.3. Нагрузки электростанций, мощности и потери на участках сети примера 2.1 при расчете наилучшего распределения нагрузок:

а — без учета влияния сети; б — без учета неоднородности сети; в — с учетом неоднородности сети

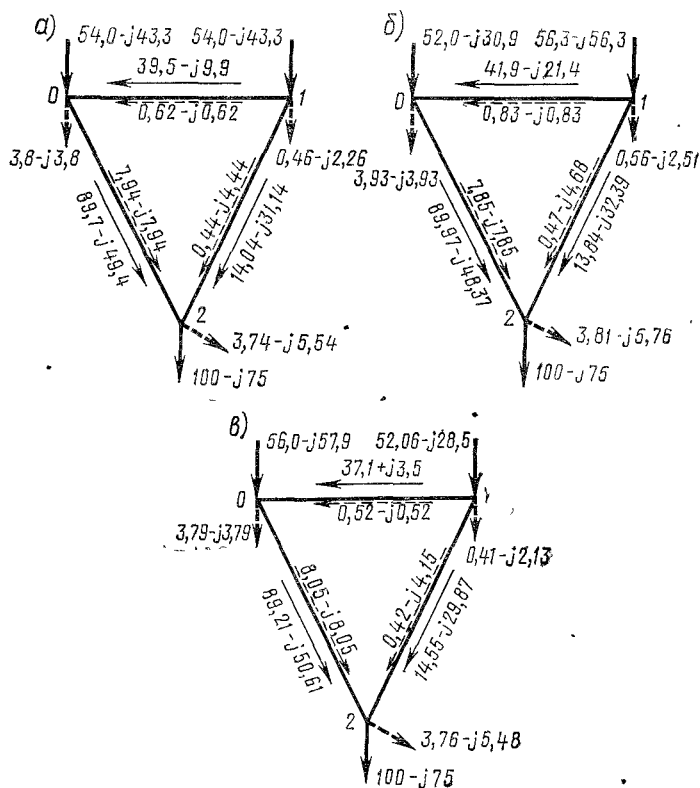


Рис. 2.4. Нагрузки электростанций с учетом потерь в сети, мощности и потери мощности на участках сети примера 2.1 при расчете наилучшего распределения нагрузок:

а — без учета влияния сети; б — без учета неоднородности сети; в — с учетом неоднородности сети

итерационным путем устанавливаем

$$P_0 = 48,5 \text{ Мвт}, P_1 = 51,5 \text{ Мвт};$$

с учетом неоднородности сети

$$0,350 < 0,350/0,9888 = 0,354;$$

итерационным путем устанавливаем

$$P_0 = 51,5 \text{ Мвт}, P = 48,5 \text{ Мвт}.$$

При неучете влияния сети распределим реактивные нагрузки между станциями так, чтобы были равны коэффициенты мощности, т. е. $Q_0 = -37,5 \text{ Мвар}$; $Q_1 = -37,5 \text{ Мвар}$.

Наивыгоднейшее распределение реактивных мощностей с учетом влияния сети устанавливаем из условия

$$\frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_1} = \frac{2}{U^2} (\gamma'_{1(1)} Q_1 + \gamma'_{1(2)} Q_2) = 0;$$

без учета неоднородности сети

$$\frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_1} = \frac{2}{115^2} (3,75 Q_1 + 2,5 \cdot 75) = 0; \quad Q_1 = -50 \text{ Мвар};$$

$$Q_0 = Q_2 - Q_1 = -25 \text{ Мвар};$$

с учетом неоднородности сети

$$\frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_1} = \frac{2}{115^2} (4,3 Q_1 + 1,41 \cdot 75) = 0; \quad Q_1 = -24,5 \text{ Мвар};$$

$$Q_0 = -50,5 \text{ Мвар}.$$

С помощью коэффициентов распределения рассчитываем мощности, протекающие на участках неоднородной сети, и потери мощности на участках при нагрузках источников, определенных без учета влияния сети, без учета и с учетом неоднородности сети. Результаты расчетов представлены на рис. 2.3.

Потери мощности на участках сети разносим согласно II-образной схеме (рис. 2.4).

Распределение между источниками активных и реактивных нагрузок, включающих потери в сети, выполняем аналогично предыдущему.

Нагрузки электростанций с учетом потерь мощности в сети и потокораспределения с учетом потерь мощности показаны на рис. 2.4.

Как видно из результатов расчетов, учет влияния электрической сети не привел к существенным изменениям активных нагрузок электростанций, и дальнейшее уточнение расчета распределения активных нагрузок лишено смысла. При принятых условиях неучет неоднородности радикально изменил характер влияния сети на активные и реактивные нагрузки источников.

Распределение реактивных нагрузок между источниками полностью определяется влиянием сети. Изменение потерь мощности в результате перераспределения реактивных нагрузок между источниками оказалось незначительным, однако коренное перераспределение реактивных нагрузок должно существенно изменить режим напряжений в сети. Методы уточненных расчетов реактивных мощностей и напряжений рассмотрены в гл. III, IV и VI.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РЕАКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

§ 3.1. Общие положения

Оптимальное распределение реактивных мощностей — одна из важнейших задач при эксплуатации и проектировании электрических систем. Экономическим критерием оптимальности распределения при эксплуатационных расчетах является минимум потерь активной мощности на генерацию и распределение реактивной мощности во всех элементах системы. При проектных расчетах минимизируются приведенные затраты на покрытие потребностей системы в реактивной мощности.

При распределении реактивной мощности необходимо также учитывать ряд технических ограничений, которые можно разделить на прямые и косвенные.

К прямым ограничениям относятся: 1) располагаемая реактивная мощность отдельных источников питания, которая не может быть превзойдена; 2) пропускная способность по току элементов (трансформаторов, линий), связывающих данный источник питания с системой. Учет прямых ограничений осуществляется переводом пунктов с регулируемой реактивной мощностью после достижения ими предельной загрузки в категорию пунктов с фиксированной реактивной мощностью.

Основным видом косвенных ограничений являются ограничения по режиму напряжений, которые могут потребовать полного перераспределения нагрузок между всеми источниками реактивной мощности. Для учета ограничений, предварительно записанных в форме равенств, можно применить метод неопределенных множителей Лагранжа.

Помимо приведенных требований, следует также иметь в виду, что во всех нормальных режимах должен быть обеспечен необходимый резерв реактивной мощности. Резерв должен предусматривать возможности вывода отдельных генераторов в ремонт, аварийного отключения генераторов, а также отключения отдельных линий сети, приводящего к возрастанию потерь реактивной мощности и снижению уровней напряжений.

Как уже отмечалось в предыдущих главах, во всех установившихся режимах работы энергосистемы должны соблюдаться условия баланса реактивных мощностей. При относительно небольшом дефиците реактивной мощности в системе происходит понижение уровней напряже-

ний, которое приводит к снижению потребляемой реактивной мощности в соответствии со статическими характеристиками нагрузок. При этом условия баланса могут быть восстановлены, но система будет работать с ухудшенными техническими и экономическими показателями. При значительном дефиците реактивной мощности развивается явление «лавины» напряжений, и работа системы невозможна без отключения части потребителей.

Для сравнительно кратковременных послеаварийных и ремонтных режимов соображения экономичности отходят на второй план и определяющими обычно являются технические требования.

Пункты потребления и генерирования реактивной мощности в системе можно подразделить на пункты с фиксированной и с регулируемой реактивной мощностью. Пунктам первой категории приписываем в дальнейшем текущий индекс k , а их количество обозначаем через n_k , пунктам второй категории — индекс j , а количество принимаем равным $m + 1$. В режимах небольших нагрузок системы к первой категории относятся понизительные подстанции без КУ, ко второй — электростанции и подстанции с КУ. По мере роста нагрузок системы возникает экономическая целесообразность или техническая необходимость полного использования располагаемой мощности отдельных пунктов второй категории, и они также переходят в категорию пунктов с фиксированной реактивной мощностью. Перевод отдельных пунктов из одной категории в другую приходится зачастую производить и в процессе расчета распределения реактивных мощностей, по мере уточнения режима.

Количество пунктов с регулируемой реактивной мощностью определяет число степеней свободы регулирования, которым обладает данная система в рассматриваемом режиме. Определенное количество степеней затрачивается на удовлетворение перечисленных выше технических ограничений. Пусть число таких ограничений равно v . Они должны удовлетворяться в первую очередь, поскольку от этого зависит качество напряжения, а иногда и надежность работы энергосистемы. Остающиеся степени свободы используются для повышения экономичности режима. В принципе здесь возможны такие случаи:

1) $m + 1 = v$. Режим работы системы целиком определяется техническими требованиями. Такое положение может сложиться в системе, рассредоточенной на большой территории и обладающей недостаточным количеством трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (регулируемые трансформаторы обычно уменьшают число ограничений по режиму напряжений). Необходимая в этих условиях мощность компенсирующих устройств является наименьшей допустимой. Ограничиться ею можно только в том случае, когда рассматривается наиболее тяжелый из послеаварийных режимов;

2) $v = 0$. Технические ограничения не возникают, и режим работы целиком определяется экономическими требованиями. В действующих энергосистемах это позволяет вести расчеты распределения реактивных мощностей на абсолютный минимум потерь активной мощности, а в проектируемых — на абсолютный минимум приведенных затрат. Для режимов наибольших нагрузок столь благоприятные усло-

вия могут иметь место в концентрированных системах, оснащенных в большой мере регулируемы́ми трансформаторами и обладающих значительными резервами реактивной мощности. При небольших нагрузках ограничения могут отсутствовать в любых энергосистемах;

3) $m + 1 > v$. Для улучшения экономических показателей энергосистемы остается $m + 1 - v$ степеней свободы. Расчет распределения реактивных мощностей должен выполняться на относительный минимум активных потерь или приведенных затрат с учетом ограничений. Данный случай в реальных системах встречается наиболее часто;

4) $m + 1 < v$. Рассматриваемый режим работы системы не может быть осуществлен с нормальными показателями. Ухудшение показателей обычно идет за счет снижения уровня напряжения. С точки зрения методики расчета данный случай сводится к первому случаю после отказа от фиксирования напряжения в части пунктов.

В настоящей главе рассмотрены приближенные методы расчета распределения реактивных мощностей в действующих и проектируемых энергосистемах для указанных четырех основных случаев. Методы обладают следующими общими чертами:

1. Принимается, что расчетным балансирующим пунктом по активной и реактивной мощностям является мощная и достаточно удаленная от центров потребления энергии тепловая электростанция. Для такой станции напряжение может быть зафиксировано на наивысшем допустимом уровне, что позволяет рассматривать ее также в качестве опорного пункта по напряжению. При этом, как правило, не вся располагаемая мощность станции выдается в энергосистему, и ее можно отнести к числу пунктов не с фиксированной, а с регулируемой мощностью.

2. Расчеты режимов выполняются в мощностях с помощью коэффициентов распределения, как было показано в гл. I.

3. Все расчеты начинаются с определения некоторого исходного режима, данными для расчета которого являются: а) активные нагрузки всех приемных подстанций; б) активные мощности, выдаваемые всеми электростанциями, кроме принятой в качестве расчетного БП; в) заданные нагрузки всех пунктов с фиксированной реактивной мощностью; г) ориентировочно принятые нагрузки всех пунктов с регулируемой реактивной мощностью, кроме БП.

Для исходного режима определяются потокораспределение основных мощностей и результирующее потокораспределение с учетом потерь мощности. Последнее определяется один раз по основному потокораспределению и номинальному напряжению сети. Итерационное уточнение исходного режима нерационально, поскольку в дальнейшем, при перераспределении реактивных мощностей, существенно изменяются все напряжения и потери мощности в сети.

На базе исходного режима с учетом поставленной задачи оптимизации (снижение потерь активной мощности, нормализация режима напряжений) выполняется расчет поправок реактивных мощностей ΔQ_j , наложение которых обеспечивает выполнение поставленной задачи.

В заключение выполняется с необходимой степенью точности итерационный расчет режима с учетом найденных поправок.

§ 3.2. Потребление и генерирование реактивной мощности в энергосистемах*

Колебания энергии в магнитных и электрических полях различных устройств переменного тока обуславливают потребление этими устройствами индуктивной или емкостной реактивной мощности. Потребление емкостной реактивной мощности эквивалентно генерированию индуктивной. В инженерной практике под реактивной мощностью обычно подразумевается индуктивная, которая потребляется в индуктивных элементах электрической системы и генерируется в емкостных или в других — эквивалентных емкостным по эффекту — элементах.

Основными потребителями реактивной мощности в системах являются асинхронные двигатели, индукционные электропечи, сварочные агрегаты и ртутные выпрямители, работающие по обычным схемам. Данные, характеризующие удельный вес различных категорий потребителей реактивной мощности для одной из крупных энергосистем Советского Союза, приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Категория потребителей	Потребление мощности, %
Асинхронные двигатели	59
Ртутные выпрямители	18
Электрические печи	14
Прочие потребители	9

По аналогии с активной мощностью иногда и для реактивной различают полезное потребление и потери. Для питающих сетей энергосистем в качестве полезной принимается реактивная мощность, выдаваемая от шин вторичного напряжения понизительных подстанций. Основные потери имеют место в повышающих и понижающих трансформаторах. В линиях электрической сети реактивная мощность одновременно теряется в последовательных реактивных сопротивлениях и генерируется в параллельных реактивных проводимостях. Потери в реактивных сопротивлениях пропорциональны квадрату тока и могут резко изменяться в различных нагрузочных режимах. Генерируемая в линиях реактивная мощность пропорциональна квадрату напряжения и остается в процессе эксплуатации почти постоянной, поскольку напряжение изменяется в сравнительно узких пределах. В результате для высоковольтных сетей в режимах наибольших нагрузок обычно преобладают потери реактивной мощности, а при малых нагрузках — генерирование.

Суммарные абсолютные и относительные потери реактивной мощности в элементах районной сети весьма велики и достигают 50% от мощности, выдаваемой в сеть. В качестве иллюстрации к этому в табл. 3.2 приведены данные о потреблении и потерях реактивной

* В данном параграфе частично использованы материалы, подготовленные В. И. Соколовым.

Таблица 32

Полезное потребление, %	Потери в трансформаторах, %			Потери в ли- ниях, %	Всего потери в сетях, %
	повыситель- ных	понижитель- ных	всего		
55,2	25,2	12,1	37,3	7,5	44,8

мощности для упоминавшейся ранее энергосистемы. Аналогичная картина наблюдается и во многих зарубежных энергосистемах.

В СССР систематически проводятся мероприятия по повышению коэффициента мощности потребителей, который непрерывно растет. Однако в ряде случаев коэффициент мощности электростанций остается неизменным или даже снижается за счет увеличения потерь в сетях из-за роста загрузки последних.

Генерирование реактивной мощности осуществляется в установках, которые можно подразделить на системные и потребительские.

Потребительские установки предназначены для улучшения коэффициента мощности отдельных предприятий. Осуществляя генерирование реактивной мощности непосредственно в пункте ее потребления, эти установки обеспечивают наиболее полную разгрузку элементов энергосистемы от реактивных токов, что оказывает весьма благоприятное воздействие на режим работы системы. Однако потребительские установки не являются оперативным средством улучшения режима системы и потому здесь не рассматриваются.

В системных установках для регулирования реактивной мощности используются следующие устройства: а) синхронные генераторы электростанций; б) синхронные компенсаторы; в) мощные батареи статических конденсаторов поперечного включения; г) шунтирующие реакторы, включаемые в системах с избытком реактивной мощности, обусловленным наличием протяженных электропередач самых высоких напряжений.

Синхронные компенсаторы, батареи статических конденсаторов и шунтирующие реакторы часто объединяют под наименованием «устройства для компенсации реактивной мощности». Рассмотрим некоторые особенности перечисленных устройств.

Синхронные генераторы являются основным источником реактивной мощности в энергосистемах СССР. Выдача реактивной мощности генераторами приводит к возрастанию токов в обмотках статора и ротора, что вызывает некоторое удорожание машины по сравнению с машиной, предназначенной для генерирования при полной нагрузке только активной мощности. Это удорожание условно принимают за стоимость синхронной машины как генератора реактивной мощности. Подсчитанные таким путем удельные затраты на генерирование реактивной мощности синхронными машинами составляют величину порядка $0,6 \div 1,0$ руб/квар, что почти в 10 раз меньше затрат на установку компенсирующих устройств.

Аналогично разность потерь в генераторе, выдающем одновременно активную и реактивную или только активную мощности, является

потерями на генерирование реактивной мощности. Удельная величина этих потерь находится в пределах 0,003—0,0055 *квт/квар* для турбогенераторов и 0,0064—0,01 *квт/квар* для гидрогенераторов средней мощности. Удельные потери в турбогенераторах лежат на уровне потерь в статических конденсаторах. В гидрогенераторах потери несколько выше, но все же меньше, чем в синхронных компенсаторах.

На пиковых электростанциях в отдельные часы суток или в отдельные сезоны возможен значительный избыток свободной генераторной мощности, и незагруженные машины могут быть выделены специально для генерирования реактивной мощности. В этом случае удельные потери активной мощности на производство реактивной мощности резко возрастают, поскольку приходится учитывать потери в стали, механические и вентиляционные, которые ранее относились за счет выработки активной мощности.

Для турбогенераторов современная практика применяет следующие методы перевода в режим выработки чисто реактивной мощности:

1) работа в режиме холостого хода. При этом турбина вращает генератор, нагруженный только реактивной мощностью, и развивает момент, необходимый для покрытия потерь в нем. Такое решение наименее экономично из-за довольно значительного расхода пара в турбине;

2) работа в беспаровом режиме. В этом случае генератор вращает турбину, работая как слабо нагруженный синхронный двигатель.

Мощность на покрытие потерь поступает из сети. Некоторое количество пара в турбину все же приходится подавать для вентиляции лопаток (например, для агрегата 25 *Мвт* — около 1 *т/ч*). Суммарные потери в беспаровом режиме примерно в 1,5 раза меньше, чем при работе на холостом ходу;

3) работа в режиме синхронного компенсатора (СК) при отсоединенной турбине. Потери в этом случае получаются наименьшими. Основной недостаток метода — невозможность непосредственного набора активной нагрузки без остановки для присоединения турбины и без довольно длительного прогрева последней. Для сокращения сроков остановки разрабатываются специальные механизмы сцепления вместо обычных болтовых соединений.

Данные о потерях активной мощности в турбогенераторе 25 *Мвт* при выработке реактивной мощности приведены в табл. 3.3. Для сравнения там же приведены данные для синхронного компенсатора 25 *Мвар*.

Таблица 3.3

Устройство и режим работы	Реактивная мощность, <i>Мвар</i>	Потери с учетом расхода пара, <i>квт</i>	Удельные потери, <i>квт/квар</i>
Турбогенератор в режиме холостого хода	25	2350	0,094
Турбогенератор в беспаровом режиме	25	1572	0,0628
Турбогенератор в режиме СК	25	650	0,026
Синхронный компенсатор СК-25000	25	525	0,021

Наиболее широко используются генераторы в режиме синхронных компенсаторов на гидростанциях в периоды маловодья. В этих случаях рабочая камера освобождается от воды, и осушенная турбина вращается вместе с генератором. В табл. 3.4 приведены значения потерь активной мощности для гидрогенератора СВ 1160/180—72 и синхронного компенсатора КСВ-75000-11 при полной нагрузке при работе с выдачей реактивной мощности 75 *Мвар*.

Таблица 3.4

Виды потерь, <i>квт</i>	Гидрогенератор	Синхронный компенсатор
В активной стали	605	216
В обмотках статора	200	252
Добавочные потери в стали	171	280
На возбуждение	343	180
Механические и вентиляционные	663	96
На вращение турбины	250	—
Суммарные потери	2232	1024
Удельные потери, <i>квт/квар</i>	0,03	0,014

Перевод гидрогенератора в режим синхронного компенсатора осуществляется проще и быстрее, чем перевод турбогенератора, и может быть легко автоматизирован. Удельные потери в гидрогенераторах примерно вдвое превышают потери в синхронных компенсаторах такой же мощности.

Специально для генерирования, а иногда и для потребления реактивной мощности в крупных установках применяются синхронные компенсаторы. Отечественной промышленностью разработаны и выпускаются компенсаторы мощностью от 5 до 32 *Мвар* с воздушным охлаждением и 50, 100, 160 *Мвар* — с водородным. Основные технико-экономические показатели некоторых типов синхронных компенсаторов приведены в табл. 3.5.

Таблица 3.5

Тип	Номинальная мощность, <i>Мвар</i>	Номинальное напряжение, <i>кв</i>	Стоимость, тыс. руб.	Расчетная стоимость		Потери мощности	
				полная, тыс. руб.	удельная, руб./квар	полные, <i>квт</i>	удельные, <i>квт/квар</i>
КС-10-6	10	6	60	120	12	250	0,025
КС-16-6-11	16	6—11	78	150	9,38	370	0,023
КС-25-11	25	11	115	240	9,60	525	0,021
КС-32-11	32	11	153	275	8,59	500	0,0156
КСВ-50-11	50	11	175	420	8,40	750	0,015
КСВ-100-11	100	11	325	815	8,15	1300	0,013
КСВ-160-15	160	15	500	1250	7,81	1750	0,0109

В графе «расчетная стоимость» приведены данные о полной стоимости установки со всем вспомогательным оборудованием.

Со снижением нагрузки удельные потери в компенсаторе растут из-за того, что значительную часть потерь составляют постоянные потери (в стали и механические), не зависящие от нагрузки.

Как удельные потери, так и удельные капитальные затраты на установку синхронных компенсаторов снижаются с ростом единичной мощности. Поэтому установка мощных единиц экономически более целесообразна. Это приводит к концентрации генерирования реактивной мощности с помощью компенсаторов на наиболее крупных подстанциях системы.

Синхронные компенсаторы, помимо генерирования реактивной мощности и соответствующего улучшения режима напряжений, способствуют повышению устойчивости параллельной работы энергосистем, что является их крупным достоинством.

В последние годы получают все более широкое распространение в качестве источников реактивной мощности в энергосистемах крупные батареи статических конденсаторов. При этом единичные конденсаторы изготавливаются на умеренное напряжение и небольшую мощность. Комбинируя из таких конденсаторов параллельные и последовательные группы, создают мощные батареи, которые устанавливаются на понизительных подстанциях энергосистем. Батареи могут подключаться как со стороны вторичного напряжения порядка 10 кВ, так и со стороны напряжения 110 кВ и выше. Например, на подстанции Флит (Англия) уже более 10 лет работает батарея 41,7 Мвар на напряжении 132 кВ.

В СССР разработаны батареи статических конденсаторов для напряжений до 110 кВ включительно. Их технико-экономические характеристики приведены в табл. 3.6.

Батареи состояются из конденсаторов типов КСА-0,66-20 и КС2А-0,66-40 на номинальное напряжение 0,66 кВ и единичные мощности соответственно 20 и 40 квар. В табл. 3.6 данные числителя дроби

Таблица 3.6

Показатели	Номинальное напряжение установки, кВ,			
	6	10	35	110
Число параллельных ветвей	8*	8	8	8
Число элементов в ветви	7	11	37	116
Общее число конденсаторов	168	264	888	2784
Установленная мощность батарей, Мвар	3,4/6,7	5,3/10,6	17,8/35,5	55,7/—
Номинальное напряжение батарей, кВ	8	12,56	42,25	132,4
Расчетная стоимость полная, тыс. руб.	30/52	40/76	132/240	357/—
Расчетная стоимость удельная, руб/квар	8,8/7,8	7,5/7,2	7,4/6,8	6,4/—

относятся к конденсаторам первого типа, а данные знаменателя — к конденсаторам второго типа.

При оценке экономической эффективности применения батарей конденсаторов следует иметь в виду, что номинальные напряжения всех батарей значительно выше номинальных напряжений тех установок, для которых они предназначены. Соответственно и мощности Q_6 , выдаваемые батареями, существенно меньше их установленных мощностей $Q_{6.у}$. Соотношение между этими мощностями определяется выражением

$$Q_6 = Q_{6.у} (U_6 / U_{6.ном})^2, \quad (3.1)$$

где U_6 и $U_{6.ном}$ — соответственно подведенное и номинальное напряжения батарей.

Как видно из табл. 3.6, номинальные напряжения батарей выбраны с большим запасом и намного превышают номинальные напряжения установок. Они превышают и наибольшие напряжения, которые могут быть допущены в точках их установки в соответствии с требованиями ГОСТ 721—62. Например, на зажимах батареи 10 кв напряжение не может превышать 11,5 кв. Подстановкой в (3.1) легко убедиться, что мощность, выдаваемая батареей, не будет превышать 77% от установленной. Наличие столь больших запасов по напряжению, конечно, повышает надежность работы батареи, но приводит к ее существенному удорожанию.

Квадратичная зависимость между выдаваемой мощностью и подведенным напряжением является основным недостатком батареи конденсаторов как источника реактивной мощности. В аварийных ситуациях напряжение снижается и батареи резко уменьшают выдаваемую мощность, что приводит к дополнительному ухудшению обстановки. Синхронные компенсаторы в этих условиях благодаря форсировке возбуждения обладают более благоприятными свойствами. Разрабатываются схемы форсировки и для батарей конденсаторов, например путем шунтирования части последовательно включенных элементов, переключения звезды на треугольник и др. При форсировке отдельные конденсаторы могут оказаться под повышенным напряжением. Отечественные заводы допускают для конденсаторов длительное повышение напряжения на 5% сверх их номинального напряжения и повышение на 10% на время до 4 ч в сутки. Эти величины, конечно, недостаточны и требуется их существенное повышение, возможность которого подтверждается зарубежной практикой.

Крупное достоинство конденсаторов — весьма малые удельные потери активной мощности, порядка 0,3%. К тому же, в отличие от синхронных компенсаторов, удельные потери не зависят от установленной мощности батареи и не изменяются при регулировании мощности батареи путем отключения части секций.

В системах с протяженными электропередачами сверхвысоких напряжений в ряде режимов возникают избытки реактивной мощности, сопровождающиеся чрезмерным повышением уровней напряжений в отдельных точках. В таких случаях требуется обеспечить потребление избыточной реактивной мощности. Для этой цели могут служить

недовозбужденные компенсаторы и шунтирующие реакторы. Последние обходятся значительно дешевле компенсаторов и особенно широко применяются в электропередачах 500 кв. Данные о некоторых типах шунтирующих реакторов приведены в табл. 3.7.

Таблица 3.7

Тип реактора	$U_{\text{ном}}$, кв	S , Мва	Стоимость, тыс. руб		ΔP , кат
			реактора	расчетная	
РТД-20000/35	38,5	20	20	40	Не нормируются
3×РОД-30000/35	38,5	3×30	81,5	125	Не нормируются
3×РОДГ-3333/110	121	3×33,3	64,5	130	Не нормируются
3×РОДГ-55000/500	500	3×55	194,7	365	275
3×РОДГ-100000/750	750	3×100	—	1200	—

В использовании различных источников реактивной мощности возможны два принципиально противоположных решения:

1) централизованное генерирование реактивной мощности на электростанциях энергосистем с последующей передачей ее потребителям;

2) децентрализованное генерирование реактивной мощности в пунктах потребления. При этом на долю электростанций отводится только покрытие потерь в повышающих трансформаторах и частично в электрических сетях. В остальных точках системы широко используются синхронные компенсаторы и особенно статические конденсаторы.

К достоинствам первого решения относятся:

а) отсутствие необходимости в дополнительных затратах средств и оборудования, поскольку синхронные генераторы, выпускаемые промышленностью, рассчитаны на выработку реактивной мощности и имеют номинальное значение коэффициента мощности меньше единицы (0,8÷0,9);

б) малые удельные потери на производство реактивной мощности в генераторах одновременно с активной;

в) повышение устойчивости генераторов, выдающих реактивную мощность и соответственно работающих с большими токами возбуждения.

Однако это решение обладает и крупными недостатками:

а) передача реактивной мощности по электрическим сетям сопровождается большими потерями активной мощности, которые могут значительно превышать потери в дополнительных источниках реактивной мощности;

б) передача реактивной мощности вызывает в электрических сетях большие потери напряжения, в результате чего на приемных подстанциях зачастую создается неудовлетворительный режим напряжений;

в) возникают затруднения при использовании перегрузочной способности первичных двигателей на электростанциях. Дело в том, что при наличии определенных условий паровые и гидравлические турбины могут развивать мощности, большие номинальных. В паровых тур-

бинах это связано с понижением температуры воды, охлаждающей конденсаторы, в гидравлических — с возрастанием напора воды по сравнению с проектным. Повышение активной мощности генератора в этих случаях требует одновременной разгрузки по реактивной мощности, чтобы ток в статоре не достиг недопустимых значений. Таким образом, использование перегрузочной способности турбин и повышение активной мощности станций может привести к созданию дефицита реактивной мощности.

Наконец, располагаемая реактивная мощность электростанций обычно бывает недостаточна для покрытия всех нагрузок и потерь. Использование генераторов электростанций в режиме синхронных компенсаторов возможно только эпизодически и, как показано ранее, приводит к резкому возрастанию удельных потерь активной мощности.

Второе решение обеспечивает наименьшие потери активной мощности в сетях, благоприятный режим напряжений и наличие крупных резервов реактивной мощности на электростанциях. Однако оно требует значительных дополнительных денежных затрат и установки дополнительного оборудования, а при широком применении синхронных компенсаторов небольших мощностей может даже привести к возрастанию суммарных потерь активной мощности в системе.

Оба рассмотренных решения в чистом виде для крупных энергосистем неосуществимы и являются только тенденциями. Первая тенденция довольно явно выражена в системах СССР, вторая — в системах США; остальные крупные страны занимают промежуточное положение. Для иллюстрации сказанного в табл. 3.8 приведены некоторые данные, характеризующие степень распространения различных источников реактивной мощности. Для СССР и США автор располагал сведениями только по отдельным системам; для остальных стран приведены суммарные данные. Таблица содержит данные начала 60-х годов, однако есть основания полагать, что они не претерпели больших изменений.

Таблица 3.8

Источники покрытия реактивных нагрузок	Покрытие реактивных нагрузок в отдельных странах, %					
	СССР	ФРГ	Шве- ция	Фран- ция	Япония	США
Генераторы электростанций	78,7	68,9	60	51,6	40,8	16
Синхронные компенсаторы	5,5	0,6	16	17,9	10,1	32
Статические конденсаторы	4,8	17,2	20	9,5	49,1	32
Потребительские установки	11	13,3	4	21	—	20
Всего	100	100	100	100	100	100

Из табл. 3.8 также видна степень распространения различных типов КУ в разных странах. При оценке распространенности статических конденсаторов следует иметь в виду, что на их долю приходится подавляющая часть устройств, отмеченных в графе «потребительские установки». Следует отметить весьма широкое распространение конденса-

торов в США и Японии, где последние генерируют до 50% реактивной мощности, против примерно 15% в СССР (с учетом потребительских установок).

Значительное расширение выпуска конденсаторов и их широкое применение в системах являются одной из важных задач развития нашей электроэнергетики.

§ 3.3. Распределение реактивных мощностей, обеспечивающее желательный режим напряжений

Пусть в рассматриваемой электрической системе число пунктов с фиксированным напряжением равно числу пунктов с регулируемой реактивной мощностью. В общем случае пункты с фиксированным напряжением и с регулируемой реактивной мощностью могут и не совпадать, хотя это нежелательно, поскольку приводит к усложнению систем передачи информации и управления.

На первоначальных стадиях развития электрических сетей фиксировалось только одно напряжение источника питания на наивысшем допустимом уровне или наиболее удаленной точки на наименьшем уровне. В дальнейшем были разработаны методы расчета, позволяющие определить мощность компенсирующих устройств при фиксировании напряжения в двух точках радиальной линии или замкнутой электрической сети. Известен и более общий метод определения мощности КУ при фиксированных напряжениях в произвольном количестве точек разветвленной или замкнутой сети. Далее излагается несколько модифицированная форма последнего метода.

При расчете может быть зафиксировано значение напряжения на любых шинах произвольной подстанции, а именно:

а) напряжение генераторных шин повысительной подстанции в зависимости от условий регулирования генераторов или потребителей, подключенных к этим шинам;

б) напряжение вторичных шин той же подстанции, исходя из условий работы изоляции или из потребностей отходящих электрических сетей;

в) напряжение вторичных шин понизительной подстанции в соответствии с потребностями вторичных сетей, например для создания встречного регулирования в этих сетях;

г) напряжение первичных шин понизительной подстанции по условиям работы изоляции или линий, например радиальных отпайк, отходящих от этих шин.

Во всех случаях фиксируется то напряжение, при предельных значениях которого в рассматриваемом режиме остальные значения напряжения на подстанции остаются допустимыми. Все напряжения при расчетах должны быть приведены к одной ступени трансформации.

В числе пунктов с фиксированным напряжением принимаем и балансирующий. Остальным пунктам приписываем текущий индекс f ($f = 1, 2, \dots$).

Выполняем для рассматриваемой сети расчет исходного потоко-распределения. Рассмотрим i -й участок на пути от опорного пункта по напряжению до произвольного j -го. Пусть при исходном потоко-распределении по участку протекает мощность $\dot{S}_{i0} = P_{i0} + jQ_{i0}$. При значении коэффициента распределения для i -го участка от j -го пункта $\alpha_{i(j)}$ добавочная нагрузка на этом участке

$$\dot{S}_{i(j)} = j\Delta Q_j \alpha_{i(j)} = j\Delta Q_j (\alpha'_{i(j)} + j\alpha''_{i(j)}) = -\alpha''_{i(j)} \Delta Q_j + j\alpha'_{i(j)} \Delta Q_j,$$

Результирующая нагрузка на i -м участке с учетом всех поправок

$$\dot{S}_i = P_{i0} - \sum_{j=1}^{j=v} \alpha''_{i(j)} \Delta Q_j + j \left(Q_{j0} + \sum_{j=1}^{j=v} \alpha'_{i(j)} \Delta Q_j \right). \quad (3.2)$$

Модуль желательного напряжения в точке f согласно (1.40)

$$U_{fк} = \sqrt{U_0^2 - 2 \sum_0^f (P_{i0} r_i - Q_{i0} x_i) + 2 \sum_0^f \sum_{j=1}^{j=v} (\alpha''_{i(j)} r_i + \alpha'_{i(j)} x_i) \Delta Q_j}.$$

Рассмотрим подробнее составляющие подкоренного выражения:

а) составляющая

$$U_0^2 - 2 \sum_0^f (P_{i0} r_i - Q_{i0} x_i) = U_{f0}^2,$$

где U_{f0} — значение напряжения в точке f в исходном режиме при отсутствии компенсации;

б) составляющая

$$2 \sum_0^f \sum_{j=1}^{j=v} (\alpha''_{i(j)} r_i + \alpha'_{i(j)} x_i) \Delta Q_j$$

может быть преобразована. Изменив порядок суммирования, запишем ее в таком виде

$$2 \sum_{j=1}^{j=v} \Delta Q_j \sum_0^f (\alpha''_{i(j)} r_i + \alpha'_{i(j)} x_i),$$

но согласно (1.17)

$$\sum_0^f (\alpha''_{i(j)} r_i + \alpha'_{i(j)} x_i) = \gamma''_{f(j)},$$

где $\gamma''_{f(j)}$ представляет собой реактивную составляющую сопротивления влияния для пунктов f и j . Следовательно, данная составляющая может быть записана как

$$2 \sum_0^f \sum_{j=1}^{j=v} (\alpha''_{i(j)} r_i + \alpha'_{i(j)} x_i) \Delta Q_j = 2 \sum_{j=1}^{j=v} \gamma''_{f(j)} \Delta Q_j.$$

Окончательно

$$U_{fк} = \sqrt{U_{f0}^2 + 2 \sum_{j=1}^{j=v} \gamma''_{f(j)} \Delta Q_j},$$

откуда

$$\sum_{j=1}^{j=v} \gamma_{f(j)}'' \Delta Q_j = 0,5 (U_{f_{ж}}^2 - U_{f_0}^2). \quad (3.3)$$

Написав и решив систему из m уравнений рассмотренного вида, найдем значения всех поправок к реактивной мощности пунктов. Может оказаться, что найденные значения поправок для одного или нескольких пунктов не могут быть приняты из-за прямых ограничений, например недостаточности располагаемой реактивной мощности этих пунктов. Для таких пунктов фиксируются предельные допустимые значения реактивных мощностей, и они исключаются из числа пунктов с фиксированными значениями напряжения. После этого производится повторное решение системы уравнений (3.3) с уменьшенным числом уравнений и неизвестных.

Рассмотренные уравнения дают приближенные решения из-за изменения потерь реактивной мощности после наложения поправок ΔQ_j . Уточнение поправок может быть выполнено итерационным путем. Для этого определяем результирующее потокораспределение с первыми поправками. Находим потери мощности и результирующее потокораспределение, которое в дальнейшем рассматриваем как новое исходное для расчета вторых значений поправок. Процесс можно продолжить и найти последующие значения поправок, но в большинстве случаев можно ограничиться вторыми поправками.

Пример 3.1. Для сети, рассмотренной в примере 1.4, определить поправки к реактивным нагрузкам на вторичных шинах понизительных подстанций, введение которых обеспечит желательные уровни напряжений. Принять, что на всех подстанциях установлены трансформаторы 110/11 кВ с ответвлениями $\pm 2 \times \times 2,5\%$. Переключение ответвлений производится при выключенных трансформаторах. На отдельных подстанциях приняты ответвления, которым соответствуют коэффициенты трансформации $k_{вн1} = 9,75$, $k_{вн2} = 9,5$ и $k_{вн3} = 10$. Желательные значения вторичных напряжений $U_{1н.д} = 10,75$ кВ, $U_{2н.д} = 10,50$ кВ и $U_{3н.д} = 10,75$ кВ. Приведенные к высшему напряжения в пунктах 1н, 2н, 3н будут $U_{1н.ж} = 104,81$ кВ, $U_{2н.ж} = 99,75$ кВ, $U_{3н.ж} = 107,5$ кВ.

В качестве исходного примем режим, найденный в примере 1.4, после первого учета потерь мощности. Исходное потокораспределение было представлено на рис. 1.11. Напряжения при этом были $U_{1н0} = 92,01$ кВ, $U_{2н0} = 81,03$ кВ и $U_{3н0} = 98,74$ кВ.

По данным примера 1.3 реактивные составляющие сопротивлений влияния, необходимые для дальнейших расчетов (после округлений), имеют следующие значения: $\gamma_{1н(1н)}'' = 21,90$ ом; $\gamma_{2н(2н)}'' = 37,74$ ом; $\gamma_{3н(3н)}'' = 31,31$ ом; $\gamma_{1н(2н)}'' = 9,90$ ом; $\gamma_{1н(3н)}'' = 6,21$ ом; $\gamma_{2н(3н)}'' = 8,19$ ом.

Расчетные уравнения для определения поправок будут иметь вид:

$$\begin{aligned} \gamma_{1н(1н)}'' \Delta Q_1 + \gamma_{1н(2н)}'' \Delta Q_2 + \gamma_{1н(3н)}'' \Delta Q_3 &= 0,5 (U_{1н.ж}^2 - U_{1н0}^2); \\ \gamma_{2н(1н)}'' \Delta Q_1 + \gamma_{2н(2н)}'' \Delta Q_2 + \gamma_{2н(3н)}'' \Delta Q_3 &= 0,5 (U_{2н.ж}^2 - U_{2н0}^2); \\ \gamma_{3н(1н)}'' \Delta Q_1 + \gamma_{3н(2н)}'' \Delta Q_2 + \gamma_{3н(3н)}'' \Delta Q_3 &= 0,5 (U_{3н.ж}^2 - U_{3н0}^2). \end{aligned}$$

Подставив численные значения известных величин, получим:

$$\begin{aligned} 21,90 \cdot \Delta Q_1 + 9,90 \cdot \Delta Q_2 + 6,21 \cdot \Delta Q_3 &= 0,5 (104,81^2 - 92,01^2); \\ 9,90 \cdot \Delta Q_1 + 37,74 \cdot \Delta Q_2 + 8,19 \cdot \Delta Q_3 &= 0,5 (99,75^2 - 81,03^2); \\ 6,21 \cdot \Delta Q_1 + 8,19 \cdot \Delta Q_2 + 31,31 \cdot \Delta Q_3 &= 0,5 (107,5^2 - 98,74^2). \end{aligned}$$

Решение системы дает: $\Delta Q_1 = 38,10$ Мвар, $\Delta Q_2 = 30,58$ Мвар, $\Delta Q_3 = 19,69$ Мвар.

Потокораспределение поправок на схеме рис. 3.1 нанесено штриховыми стрелками. Сплошными стрелками показано результирующее потокораспределение с учетом поправок. В дальнейшем был выполнен расчет полученного режима с первыми поправками; таким же путем были найдены еще две поправки. Результаты расчета сведены в табл. 3.9.

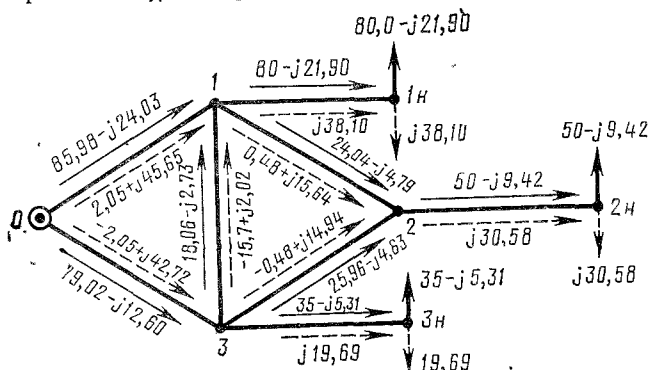


Рис. 3.1 Потокораспределение поправок к значениям реактивной мощности и результирующее потокораспределение в сети примера 3.1

Таблица 3.9

Поправки, <i>Мвар</i>	№ итерации	Потери мощности		Напряжение, <i>кВ</i>		
		ΔP , <i>Мвт</i>	ΔQ , <i>Мвар</i>	$U_{1н}$	$U_{2н}$	$U_{3н}$
Без поправок	1 6	17,58 29,30	—41,79 —79,01	92,01 88,32	81,03 75,06	98,74 96,07
Желательные напряжения	—	—	—	104,81	99,75	107,50
$\Delta Q_1^{(1)} = 38,10$						
$\Delta Q_2^{(1)} = 30,58$	1	11,17	—23,59	106,23	101,56	110,49
$\Delta Q_3^{(1)} = 19,69$	2	12,87	—26,31	105,98	100,94	110,29
$\Delta Q_1^{(2)} = -2,86$						
$\Delta Q_2^{(2)} = -0,46$	1	12,30	—24,75	104,99	100,31	107,61
$\Delta Q_3^{(2)} = -9,02$	2	13,35	—28,49	104,66	99,82	107,37
$\Delta Q_1^{(3)} = 0,83$	1	12,18	—24,66	105,14	100,23	107,75
$\Delta Q_2^{(3)} = -0,51$	2	13,33	—28,35	104,83	99,76	107,52
$\Delta Q_3^{(3)} = 0,76$	3	13,57	—29,19	—	—	—

Вторая поправка была, несомненно, необходима, так как привела к существенному уточнению ΔQ_2 и особенно ΔQ_3 . Она же обеспечила достаточно хорошее совпадение заданных и полученных значений напряжения. После третьей поправки совпадение значений стало почти абсолютно точным, хотя вряд ли такая точность необходима при инженерных расчетах. От третьей поправки в данном случае можно было отказаться.

§ 3.4. Оптимальное распределение реактивных мощностей при отсутствии технических ограничений

Остановимся вначале на эксплуатационной постановке задачи оптимального распределения реактивных мощностей в системе. Пусть в исходном режиме отдельные элементы системы характеризуются такими значениями мощности: произвольный i -й участок электрической сети $\dot{S}_{i0} = P_{i0} + jQ_{i0}$; произвольный регулируемый источник реактивной мощности Q_{j0} ; расчетный балансирующий пункт $Q_{\text{БПО}}$.

Найдем потери активной мощности в каждом из перечисленных элементов, которые будут иметь место после введения m поправок к реактивной мощности ΔQ_j . Одновременно будем определять и производные от потерь мощности, которые понадобятся в дальнейшем, при решении задачи оптимизации.

После введения поправок мощность на произвольном участке сети приобретает значение, определяемое выражением (3.2), а потери на участке

$$\Delta P_i = \frac{\left(P_{i0} - \sum_{j=1}^{i=m} \alpha''_{i(j)} \Delta Q_j \right)^2 + \left(Q_{i0} + \sum_{j=1}^{i=m} \alpha'_{i(j)} \Delta Q_j \right)^2}{U_{ic}^2} r_i,$$

где U_{ic} — среднее квадратичное напряжение i -го участка, определяемое согласно (1.33).

Для первой итерации, которой в большинстве случаев допустимо ограничиваться, в знаменателе последнего выражения ставится квадрат номинального напряжения сети, как и будем писать в дальнейшем. Поскольку в данной главе речь идет о мощных районных системах, мощности и потери будем принимать в мегаваттах и мегаварах.

Производная от потерь по поправке реактивной мощности t -го пункта

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Delta P_i}{\partial \Delta Q_t} = & \frac{2r_i \left[-\alpha''_{i(t)} \left(P_{i0} - \sum_{j=1}^{i=m} \alpha''_{i(j)} \Delta Q_j \right) \right]}{U_{\text{ном}}^2} + \\ & + \frac{2r_i \left[\alpha'_{i(t)} \left(Q_{i0} + \sum_{j=1}^{i=m} \alpha'_{i(j)} \Delta Q_j \right) \right]}{U_{\text{ном}}^2}. \end{aligned} \quad (3.4)$$

Как показывает опыт расчетов, даже при значительной неоднородности сети произведение $\alpha''_{i(t)} \alpha''_{i(j)}$ можно принять равным нулю. Тогда предыдущее выражение приводится к виду

$$\frac{\partial \Delta P_i}{\partial \Delta Q_t} = \frac{2r_i \left(\alpha'_{i(t)} \sum_{j=1}^{i=m} \alpha'_{i(j)} \Delta Q_j + \alpha'_{i(t)} Q_{i0} - \alpha''_{i(t)} P_{i0} \right)}{U_{\text{ном}}^2}. \quad (3.5)$$

Для сети в целом можно написать

$$\frac{\partial \Delta P_c}{\partial \Delta Q_t} = \frac{2}{U_{\text{ном}}^2} \sum_{i=1}^{i=N_y} \alpha'_{i(t)} r_i \sum_{j=1}^{j=m} \alpha'_{i(j)} \Delta Q_j + \frac{2}{U_{\text{ном}}^2} \sum_{i=1}^{i=N_y} r_i (\alpha'_{i(t)} Q_{i0} - \alpha''_{i(t)} P_{i0}), \quad (3.6)$$

где N_y — общее количество участков сети.

При умеренной неоднородности можно пренебречь и составляющими вида $\alpha''_{i(t)} P_{i0}$ и соответственно упростить выражение (3.6). Наконец, при допустимости полного неучета неоднородности можно произвести и дальнейшие упрощения. Запишем выражение (3.6) для наглядности в таком виде:

$$\frac{\partial \Delta P_c}{\partial \Delta Q_t} = \frac{2}{U_{\text{ном}}^2} \sum_{i=1}^{i=N_y} \alpha'_{i(t)} r_i \left(Q_{i0} + \sum_{j=1}^{j=m} \alpha'_{i(j)} \Delta Q_j \right). \quad (3.7)$$

Выражение, стоящее под знаком суммы в скобках, представляет собой результирующую реактивную мощность произвольного участка. Рассмотрим однородную сеть вида, представленного на рис. 3.2.

Ветви сети, включенные между БП и t -м пунктом с регулируемой реактивной мощностью, пронумеруем $I, II, \dots, l_t, \dots$. Для данной сети справедливо соотношение

$$\sum_I r_i Q_i = \sum_{II} r_i Q_i = \dots = \sum_{l_t} r_i Q_i, \quad (3.8)$$

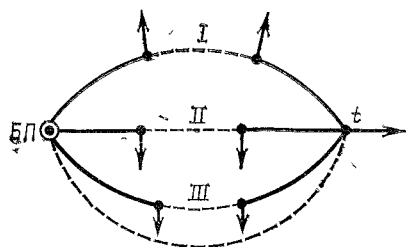


Рис. 3.2. Схема к расчету потоков реактивной мощности в однородной сети

где символ l_t означает произвольную ветвь между пунктами БП и t .

При отсутствии поперечных связей между ветвями коэффициенты распределения остаются в пределах каждой ветви неизменными. Для сети в целом можно написать

$$\sum_{i=1}^{i=N_y} \alpha'_{i(t)} r_i Q_i = \alpha'_{I(t)} \sum_I r_i Q_i + \alpha'_{II(t)} \sum_{II} r_i Q_i + \dots = -(\alpha'_{I(t)} + \alpha'_{II(t)} + \dots) \sum_{l_t} r_i Q_i.$$

Учитывая, что $\alpha'_{I(t)} + \alpha'_{II(t)} + \dots = 1$, окончательно имеем

$$\sum_{i=1}^{i=N_y} \alpha'_{i(t)} r_i Q_i = \sum_{l_t} r_i Q_i \quad (3.9)$$

Не приводя здесь доказательств, отметим, что соотношения (3.8) и (3.9) справедливы и при наличии поперечных связей между ветвями. Использование выражения (3.9) существенно упрощает расчеты, по-

сколько позволяет суммирование по всем участкам сети заменить суммированием по одному, обычно кратчайшему, пути между БП и t -м пунктом.

Таким образом, при неучете неоднородности производную потерь активной мощности для сети в целом будем записывать в виде

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Delta P_c}{\partial \Delta Q_t} &= \frac{2}{U_{ном}^2} \sum_0^t r_i \left(Q_{i0} + \sum_{j=1}^{i=m} \alpha'_{i(j)} \Delta Q_j \right) = \\ &= \frac{2}{U_{ном}^2} \sum_0^t r_i \sum_{j=1}^{j=m} \alpha'_{i(t)} \Delta Q_j + \frac{2}{U_{ном}^2} \sum_0^t r_i Q_{i0}. \end{aligned} \quad (3.10)$$

Потери активной мощности в источнике реактивной мощности в общем случае

$$\Delta P_j = \Delta P_{jx.x} + A_{j1} (Q_{j0} + \Delta Q_j) + A_{j2} (Q_{j0} + \Delta Q_j)^2, \quad (3.11)$$

где $\Delta P_{jx.x}$ — потери холостого хода; A_{j1} и A_{j2} — коэффициенты пропорциональности составляющих потерь, зависящих соответственно от первой и второй степени реактивной мощности, выдаваемой j -м пунктом.

Общий вид производной от потерь:

$$\partial \Delta P_j / \partial \Delta Q_j = A_{j1} + 2A_{j2} (Q_{j0} + \Delta Q_j). \quad (3.12)$$

Рассмотрим определение коэффициентов A_{j1} и A_{j2} для разных типов источников реактивной мощности.

Для батареи конденсаторов коэффициент $A_{к.б1}$ определяется диэлектрическими потерями в обкладках конденсаторов. Потери эти невелики и в среднем их принимают $A_{к.б1} = 0,003 \text{ квт/квар}$. Значение коэффициента $A_{к.б2}$ зависит от расположения батарей. Для батарей, подключенных непосредственно к шинам высшего напряжения, принимают $A_{к.б2} = 0$. При включении на вторичном напряжении и выдаче реактивной мощности в сеть высшего напряжения через трансформатор необходимо учесть потери в его обмотках. При активном сопротивлении обмоток трансформатора r_T значение коэффициента

$$A_{к.б2} = r_T / U_{ном}^2. \quad (3.13)$$

Переходя к расчету коэффициентов A_{j1} и A_{j2} для синхронных машин, выдающих реактивную мощность, введем следующие обозначения:

ΔP_{Π} — постоянные потери в машине (механические, вентиляционные и в стали);

$\Delta P_{с. ном}$ — потери в обмотках статора при номинальной нагрузке;

$\Delta P_{в. ном}$ — потери в обмотках возбуждения в тех же условиях,

$P_{ном}$, $Q_{ном}$ и $S_{ном}$ — номинальные значения активной, реактивной и полной мощности машины соответственно; $P = \beta_a P_{ном}$ — выдаваемая генератором активная мощность;

$Q = \alpha_p Q_{ном}$ — реактивная мощность, которая может быть выдана при работе генератора с нагрузкой P при номинальном токе возбуждения;

$I_{в. ном}$ — номинальный ток возбуждения;
 $I_{в1}$ — ток возбуждения генератора при нагрузке P и $\cos \varphi = 1$;
 $I_{в.х.х}$ — ток возбуждения синхронного компенсатора при холостом ходе;

$\varphi_{ном}$ — номинальный сдвиг фаз генератора;
 x_d — полное реактивное сопротивление статора машины по продольной оси.

Кроме того, дополнительно обозначим вспомогательные коэффициенты $k_1 = I_{в1}/I_{в.н}$ и $k_{х.х} = I_{в.х.х}/I_{в.н}$.

Коэффициенты k_1 и α_p определяются выражениями:

$$k_1 = \sqrt{\frac{1 + \beta_a^2 x_d^2 \cos^2 \varphi_{ном}}{1 + x_d^2 + 2x_d \sin \varphi_{ном}}}; \quad (3.14)$$

$$\alpha_p = \frac{\sqrt{1 + x_d^2 (1 - \beta_a^2 \cos^2 \varphi_{ном}) + 2x_d \sin \varphi_{ном}} - 1}{x_d \sin \varphi_{ном}}. \quad (3.15)$$

В синхронной машине имеют место все три составляющие потерь активной мощности, входящие в (3.11). Однако в расчетах, связанных с выдачей реактивной мощности, потери холостого хода учитываются только для синхронных компенсаторов. Для генераторов эта составляющая потеря может быть отнесена за счет выдачи реактивной мощности только при работе в режиме СК, а также в тех случаях, когда из-за роста реактивных нагрузок требуется ввод в работу дополнительных машин. Потери холостого хода

$$\Delta P_{х.х} = \Delta P_{п} + k_{х.х}^2 \Delta P_{в.ном}. \quad (3.16)$$

Коэффициенты $A_{с.г1}$ и $A_{с.к1}$ при принятых выше обозначениях для синхронных генераторов и компенсаторов соответственно будут:

$$A_{с.г1} = 2\Delta P_{в.ном} k_1 (1 - k_1) / (\alpha_p Q_{ном}); \quad (3.17)$$

$$A_{с.к1} = 2\Delta P_{в.ном} k_{х.х} (1 - k_{х.х}) / Q_{ном}. \quad (3.18)$$

Синхронные машины всегда подключаются к сети через трансформаторы. С учетом этого для постоянной A_2 имеем:

$$A_{с.г2} = \frac{\Delta P_{с.ном}}{S_{ном}} + \frac{\Delta P_{в.ном} (1 - k_1)^2}{\alpha_p^2 Q_{ном}^2} + \frac{r_T}{U_{ном}^2}; \quad (3.19)$$

$$A_{с.к2} = \frac{\Delta P_{с.ном} + \Delta P_{в.ном} (1 - k_{х.х})^2}{Q_{ном}} + \frac{r_T}{U_{ном}^2}. \quad (3.20)$$

Как видим, расчеты коэффициентов A_1 и A_2 для синхронных машин достаточно громоздки и требуют наличия ряда данных, которые могут быть получены от завода-изготовителя или найдены экспериментально.

Для приближенных расчетов потерь в синхронных компенсаторах можно воспользоваться менее точным, но более простым выражением

$$\Delta P_{с.н} = k_{п.х} \Delta P_{ном} + (1 - k_{п.х}) \Delta P_{ном} (Q_0 + \Delta Q)^2 / Q_{ном}^2. \quad (3.21)$$

Аналогичное выражение для генератора без учета потерь холостого хода

$$\Delta P_{сг} = (1 - k_{п.х}) \Delta P_{ном} (Q_0 + \Delta Q)^2 / S_{ном}^2. \quad (3.22)$$

В выражениях (3.21) и (3.22): $\Delta P_{ном}$ — полные потери в машине при номинальной нагрузке; $k_{п.х}$ — коэффициент, определяющий долю потерь холостого хода в полных потерях; $k_{п.х} = 0,3 \div 0,5$.

Выражениям (3.21) и (3.22) соответствуют значения коэффициентов

$$A_1 = 0; \\ A_{сг2} = \frac{(1 - k_{п.х}) \Delta P_{ном}}{S_{ном}^2} + \frac{r_T}{U_{ном}^2}; \quad (3.23)$$

$$A_{сгk2} = \frac{(1 - k_{п.х}) \Delta P_{ном}}{Q_{ном}^2} + \frac{r_T}{U_{ном}^2}. \quad (3.24)$$

Наконец, необходимо также учесть изменение потерь активной мощности в генераторах и трансформаторах расчетного балансирующего пункта, обусловленное изменением выдаваемой реактивной мощности. Переменную часть потерь БП запишем в виде

$$\Delta P_{БП} = A_{БП1} \left(Q_{БП0} + \sum_{j=1}^{j=m} \Delta Q_j \right) + A_{БП2} \left(Q_{БП0} + \sum_{j=1}^{j=m} \Delta Q_j \right)^2. \quad (3.25)$$

Производная от потерь

$$\frac{\partial \Delta P_{БП}}{\partial \Delta Q_i} = A_{БП1} + 2A_{БП2} \left(Q_{БП0} + \sum_{j=1}^{j=m} \Delta Q_j \right). \quad (3.26)$$

Расчет коэффициентов $A_{БП1}$ и $A_{БП2}$ производится так же, как и для других станций, генераторы которых выдают наряду с активной также и реактивную мощность. Однако, в отличие от других источников, коэффициент $A_{БП1}$ следует брать со знаком «минус». Соответствующая составляющая потерь обусловлена работой синхронной машины при выдаче реактивной мощности с перевозбуждением. В этих условиях реактивная мощность БП берется также со знаком «минус». Произведение $A_{БП1} \cdot Q_{БП}$ получается со знаком «плюс», что соответствует именно потере, а не генерации активной мощности. Остальные пункты рассматриваются как потребители, и для них, включая сюда и батареи конденсаторов, выдаче реактивной мощности соответствует знак «плюс» и коэффициент A_1 тоже необходимо считать величиной положительной.

Обращаясь к сети в целом, необходимо написать и решить систему из m уравнений вида

$$\partial \Delta P_{\Sigma} / \partial \Delta Q_i = 0. \quad (3.27)$$

Суммируя производные, при учете неоднородности получим уравнение

$$\begin{aligned} & \frac{2}{U_{\text{НОМ}}^2} \sum_{i=1}^{i=N_y} \alpha'_{i(t)} r_i \sum_{j=1}^{j=m} \alpha'_{i(j)} \Delta Q_j + 2A_{\text{БП2}} \sum_{j=1}^{j=m} \Delta Q_j + 2A_{t2} \Delta Q_t + \\ & + \frac{2}{U_{\text{НОМ}}^2} \sum_{i=1}^{i=N_y} r_i (\alpha'_{i(t)} Q_{i0} - \alpha''_{i(t)} P_{i0}) + A_{t1} + A_{\text{БП1}} + 2A_{t2} Q_{t0} + \\ & + 2A_{\text{БП2}} Q_{\text{БП0}} = 0. \end{aligned} \quad (3.28)$$

Без учета неоднородности уравнение несколько упростится:

$$\begin{aligned} & \frac{2}{U_{\text{НОМ}}^2} \sum_0^t r_i \sum_{j=1}^{j=m} \alpha_{i(j)} \Delta Q_j + 2A_{\text{БП2}} \sum_{j=1}^{j=m} \Delta Q_j + 2A_{t2} \Delta Q_t + \\ & + \frac{2}{U_{\text{НОМ}}^2} \sum_0^t r_i Q_{i0} + A_{t1} + A_{\text{БП1}} + 2A_{t2} Q_{t0} + 2A_{\text{БП2}} Q_{\text{БП0}} = 0. \end{aligned} \quad (3.29)$$

Решение данной системы дает значения всех поправок, после этого выполняется расчет послеоптимизационного режима. Если в качестве нового исходного режима принять потокраспределение с первыми поправками, то могут быть найдены вторые значения поправок и т. д. Впрочем экономическая устойчивость решений — пологость изменения целевой функции вблизи экстремума — в ряде случаев обуславливает возможность отказа от итерационного уточнения поправок.

В приведенные расчетные выражения не входят потери холостого хода машин, которые, однако, влияют на выбор состава работающего оборудования. Иногда их учет может послужить основанием для внесения коррективов в распределение реактивных мощностей между источниками. Рассмотрим возможный ход рассуждений при распределении реактивных мощностей между агрегатами одного источника и между различными источниками.

Пусть желательное значение реактивной мощности j -го пункта составляет $Q_{j\text{ж}}$. В пункте имеется несколько однотипных синхронных компенсаторов с единичной мощностью Q_{je} каждый. Допустимая нагрузка при работе n агрегатов

$$Q_{j\text{д}(n)} = nQ_{je}.$$

Очевидно, что для всех случаев должно удовлетворяться условие

$$Q_{j\text{ж}} \leq Q_{j\text{д}(n)}. \quad (3.30)$$

Потери холостого хода определяют некоторую критическую нагрузку $Q_{j\text{кр}(n)}$, после достижения которой целесообразен ввод в действие последующего агрегата. Для ее определения приравняем потери при работе n и $n+1$ агрегатов:

$$\begin{aligned} n\Delta P_{\text{х.х}} + nA_{j1} \frac{Q_{j\text{кр}(n)}}{n} + nA_{j2} \left(\frac{Q_{j\text{кр}(n)}}{n} \right)^2 &= (n+1) \Delta P_{\text{х.х}} + \\ + (n+1) A_{j1} \frac{Q_{j\text{кр}(n)}}{n+1} + (n+1) A_{j2} \left(\frac{Q_{j\text{кр}(n)}}{n+1} \right)^2, \end{aligned}$$

откуда

$$Q_{\text{кр}(n)} = \sqrt{n(n+1) \Delta P_{\text{х.х}} / A_{j2}}. \quad (3.31)$$

Если критическая мощность превышает допустимую, т. е. $Q_{\text{кр}(n)} > Q_{\text{д}(n)}$, то последующий агрегат следует вводить в действие, когда нагрузка работающих агрегатов достигнет предельных значений. При противоположном соотношении пуск производится после достижения нагрузкой включенных агрегатов критического значения.

Корректировка распределения мощностей между источниками с учетом теперь холостого хода может быть выполнена в таком порядке. Пусть по первоначальному варианту оптимального распределения нагрузок в j -м пункте требуется работа $n+1$ агрегатов, причем нагрузка их незначительно превышает допустимую для n агрегатов. Фиксируем для этого пункта мощность, соответствующую полной нагрузке n агрегатов, и находим новый вариант распределения мощностей. Если при этом полные потери активной мощности в системе возрастут на величину, меньшую, чем потери холостого хода $(n+1)$ -го агрегата, то этот агрегат пускать не следует. Понятно, что такая корректировка может быть выполнена и для нескольких пунктов.

Проектная задача по распределению реактивных мощностей обычно связана с реконструкцией системы, обусловленной ростом нагрузок и расширением территориального охвата. При решении задачи требуется найти нагрузку существующих источников реактивной мощности и установленную мощность дополнительных компенсирующих устройств, обеспечивающих минимум приведенных затрат. При этом синхронные генераторы, проектируемые к установке, учитываются как существующие источники реактивной мощности, поскольку их установленная мощность определяется необходимостью покрытия активных нагрузок, а номинальный коэффициент мощности всегда меньше единицы, и его величина не является варьируемой.

Рассмотрим отдельные составляющие приведенных затрат и соответствующие производные.

Затраты, обусловленные потерями активной мощности в сети от передачи реактивной мощности,

$$Z_c = \alpha_t \Delta P_c \tau_p Z_b, \quad (3.32)$$

где ΔP_c — потери активной мощности; α_t — коэффициент, отражающий влияние изменения нагрузок сети по годам; зависит от темпа роста нагрузок и от того, для какого года развития сети определялись потери мощности ΔP_c ; Z_b — удельные затраты на покрытие единицы потерь энергии; можно брать из «Справочника по проектированию электрических систем»; τ_p — время наибольших потерь реактивной мощности; в общем случае τ_p может отличаться от времени наибольших потерь активной мощности τ_a ; определяется по годовому графику потребления реактивной мощности. На рис. 3.3 представлен вариант годового графика после ввода компенсирующей мощности Q_R , обеспечивающей покрытие заштрихованной части графика. Из рисунка видно, что время τ_p будет уменьшаться по мере роста мощности Q_R . Уточнение τ_p можно выполнить итерационным расчетом. При отсут-

ствии годовых графиков с учетом влияния Q_k можно ориентировочно принять $\tau_p = (0,7 \div 0,8) \tau_a$.

Производную затрат при учете неоднородности сети найдем, исходя из (3.28) и (3.32):

$$\begin{aligned} Z'_c = \frac{\partial Z_c}{\partial \Delta Q_t} = \frac{2\tau_p Z_a}{U_{\text{ном}}^2} \sum_{i=1}^{i=N_y} \alpha'_{i(t)} r_i \sum_{j=1}^{j=m} \alpha'_{i(j)} \Delta Q_j + \\ + \frac{2\tau_p Z_a}{U_{\text{ном}}^2} \sum_{i=1}^{i=N_y} r_i (\alpha'_{i(t)} Q_{i0} - \alpha''_{i(t)} P_{i0}). \end{aligned} \quad (3.33)$$

Без учета неоднородности

$$Z'_c = \frac{2\tau_p Z_a}{U_{\text{ном}}^2} \sum_0^t r_i \sum_{j=1}^{j=m} \alpha'_{i(j)} \Delta Q_j + \frac{2\tau_p Z_a}{U_{\text{ном}}^2} \sum_0^t r_i Q_{i0}. \quad (3.34)$$

Затраты на покрытие потерь в существующем источнике реактивной мощности в общем случае

$$Z_{jc} = Z_a [\Delta P_{x.x} T_{\text{вкл}} + A_{j1} (Q_{j0} + \Delta Q_j) \times \\ \times T_{\text{мр}} + A_{j2} (Q_{j0} + \Delta Q_j)^2 \tau_p], \quad (3.35)$$

где $T_{\text{вкл}}$ — время включения синхронных компенсаторов (для остальных источников потери холостого хода не учитываются); $T_{\text{мр}}$ — время использования наибольших реактивных нагрузок.

Соответственно производная от затрат

$$Z'_{jc} = Z_a [A_{j1} T_{\text{мр}} + 2A_{j2} \tau_p (Q_{j0} + \Delta Q_j)]. \quad (3.36)$$

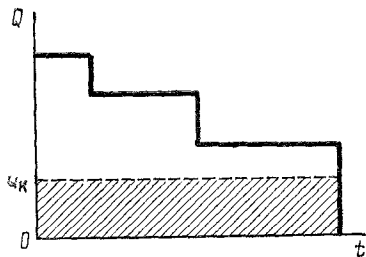


Рис. 3.3. Вид годового графика после ввода компенсирующей мощности

Если источником является существующая или намечаемая к установке батарея статических конденсаторов, то соответствующие выражения в зависимости от расположения будут иметь вид:

$$Z_{к.б} = 0,003 \cdot Z_a T_б (Q_{б0} + \Delta Q_б); \quad (3.37)$$

$$Z'_{к.б} = 0,003 \cdot Z_a T_б \quad (3.38)$$

или

$$Z_{к.б} = 0,003 T_б Z_a (Q_{б0} + \Delta Q_б) + A_{к.б2} \tau_p Z_a (Q_{б0} + \Delta Q_б)^2. \quad (3.39)$$

$$Z'_{к.б} = 0,003 T_б Z_a + 2A_{к.б2} \tau_p Z_a (Q_{б0} + \Delta Q_б), \quad (3.40)$$

где $T_б$ — годовая продолжительность работы батареи; принимается равной 7000 ч для нерегулируемых и 5000 ÷ 6000 ч для регулируемых батарей.

Для проектируемых синхронных компенсаторов расчеты ведем исходя из приближенного выражения потерь мощности (3.21). Затраты на покрытие переменной части потерь запишем в виде

$$Z_{с.к} = A_{с.к2} \tau_p Z_a (Q_{с.к0} + \Delta Q_{с.к})^2, \quad (3.41)$$

соответственно

$$Z'_{с.к} = 2A_{с.к2} \tau_p Z_3 (Q_{с.к0} + \Delta Q_{с.к}). \quad (3.42)$$

Для определения постоянной $A_{с.к2}$ в этом случае пользуемся выражением (3.24). Для расчетного балансирующего пункта с учетом (3.25):

$$Z_{БП} = A_{БП1} T_{МР} Z_3 \left(Q_{БП0} + \sum_{j=1}^{j=m} \Delta Q_j \right) + A_{БП2} \tau_p Z_3 \left(Q_{БП0} + \sum_{j=1}^{j=m} \Delta Q_j \right)^2; \quad (3.43)$$

$$Z'_{БП} = A_{БП1} T_{МР} Z_3 + 2A_{БП2} \tau_p Z_3 \left(Q_{БП0} + \sum_{j=1}^{j=m} \Delta Q_j \right). \quad (3.44)$$

Затраты, связанные с капиталовложениями в намечаемые к установке компенсирующие устройства,

$$Z_{КУ} = k_{КУ} P_{КУ} (Q_{КУ0} + \Delta Q_{КУ}) / 100, \quad (3.45)$$

где $k_{КУ}$ — удельная расчетная стоимость КУ, руб/Мвар; $P_{КУ}$ — результирующие отчисления от расчетной стоимости КУ, %.

Отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание батарей конденсаторов рекомендуется принимать равными 10%, что в сумме с нормативным коэффициентом эффективности дает $P_{КУ} = 22\%$. Для вращающихся машин отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание составляют 11–15%. Учитывая, что здесь речь всегда будет идти о единицах большой мощности, для суммарных отчислений можно принимать $P_{КУ} = 23–24\%$.

Исходя из данных табл. 3.5, средние значения удельной расчетной стоимости синхронных компенсаторов с воздушным и водородным охлаждением можно принимать соответственно 9,5 руб/квар и 8,3 руб/квар. Удельные расчетные стоимости батарей статических конденсаторов приведены в табл. 3.6; в среднем они получаются равными около 7,5 руб/квар. При этом необходимо помнить, что данные табл. 3.6 относятся к установленной мощности, а из расчетов получается выдаваемая мощность. Учтя сказанное ранее о номинальных и рабочих напряжениях, значения удельных стоимостей, взятые из табл. 3.6, необходимо увеличить пропорционально квадрату отношения указанных напряжений.

Производная от стоимости КУ

$$Z'_{КУ} = k_{КУ} P_{КУ} / 100. \quad (3.46)$$

Обозначим через Z'_i сумму производных, полученных в результате дифференцирования отдельных составляющих приведенных затрат по реактивной мощности i -го регулируемого источника. Для решения поставленной задачи необходимо решить систему из m уравнений вида

$$Z'_i = 0. \quad (3.47)$$

Пример 3.2. Для сети примера 3.1 принять, что в точке 2н установлена батарея конденсаторов неограниченной мощности, а в пунктах 1н и 3н компенсирующие устройства отсутствуют.

Найти нагрузку батареи при наименьших потерях активной мощности во всех элементах, по которым проходит реактивная мощность.

Принять, что на электростанции, являющейся расчетным балансирующим пунктом, установлено два генератора с такими основными характеристиками: $P_H = 100 \text{ Мвт}$; $Q_H = -62 \text{ Мвар}$; $\cos \varphi_H = 0,85$; $\sin \varphi_H = -0,5275^*$; $x_d = 1,8 \text{ о. е.}$; $\Delta P_{с.н} = 0,35 \text{ Мвт}$; $\Delta P_{в.н} = 0,30 \text{ Мвт}$. Генераторы работают в блоке с повысительными трансформаторами мощностью по 125 Мва . Активное сопротивление обмоток трансформатора $r_T = 0,33 \text{ ом}$.

В предыдущих примерах величина $P_{БП}$ получалась равной около 170 Мвт . При этом коэффициент загрузки генераторов по активной мощности

$$\beta = P_{БП} / (2P_H) = 170 / (2 \cdot 100) = 0,85.$$

Коэффициенты k_1 и α_p согласно (3.14) и (3.15) равны

$$k_1 = \sqrt{\frac{1 + 0,85^2 \cdot 1,8^2 \cdot 0,85^2}{1 + 1,8^2 + 2 \cdot 1,8 \cdot 0,5275}} = 0,66;$$

$$\alpha_p = \sqrt{\frac{1 + 1,8^2 (1 - 0,85^2 \cdot 0,85^2) + 2 \cdot 1,8 \cdot 0,5275 - 1}{1,8 \cdot 0,5275}} = 1,16.$$

Переходим к расчету коэффициентов $A_{БП1}$ и $A_{БП2}$. Согласно (3.17) и (3.19)

$$A_{БП1} = \frac{2 \cdot 0,30 \cdot 0,66 (1 - 0,66)}{-1,16 \cdot 62} = -1,87 \cdot 10^{-3};$$

$$A'_{БП2} = \frac{0,30 (1 - 0,66)^2}{1,16^2 \cdot 62^2} + \frac{0,35}{(100^2 + 62^2)} + \frac{0,33}{110^2} = 59,2 \cdot 10^{-6}.$$

С учетом наличия двух генераторов

$$A_{БП2} = A'_{БП2} / n_T = 59,2 \cdot 10^{-6} / 2 = 29,6 \cdot 10^{-6}.$$

Значение коэффициента $A_{К.61}$ принимаем равным $0,003 = 3 \cdot 10^{-3} \text{ квт/квар}$. Поскольку батарея включена на стороне вторичного напряжения, для расчета коэффициента $A_{К.62}$ необходимо воспользоваться выражением (3.13). Входящее в это выражение активное сопротивление трансформатора на подстанции 2 берем из примера 1.1. Окончательно имеем

$$A_{К.62} = r_{T2} / U_{ном}^2 = 0,81 / 110^2 = 8,69 \cdot 10^{-6}.$$

Расчет производных для сети проведем с учетом неоднородности. Чтобы воспользоваться выражением (3.6), рассчитаем вспомогательные суммы (табл. 3.10).

Таблица 3.10

Участ- ки	$r_i, \text{ ом}$	$\alpha'_i (2н)$	$\alpha''_i (2н)$	$P_{i0}, \text{ Мвт}$	$Q_{i0}, \text{ Мвар}$	$\alpha''_i (2н) \times$ $\times r_i P_{i0}$	$\alpha'_i (2н) \times$ $\times r_i Q_{i0}$	$\alpha'^2_i (2н) r_i$
0—1	6,6	0,504	-0,0196	88,83	-87,05	-11,665	-289,56	1,677
0—3	6,8	0,496	0,0196	87,77	-70,85	11,698	-238,96	1,673
3—1	13,5	0,072	0,0147	20,67	-13,90	4,102	-13,51	0,700
1—2	16,2	0,756	-0,0049	24,57	-23,80	-1,950	-222,08	5,375
3—2	24,8	0,424	0,0049	27,69	-23,57	3,365	-247,84	4,458
Σ	—	—	—	—	—	5,55	-1011,95	13,883

* В дальнейших расчетах берется абсолютная величина $\sin \varphi_H$.

В данном случае расчетное уравнение (3.28) будет иметь вид:

$$\begin{aligned} & \frac{2}{U_{\text{ном}}^2} \sum_{i=1}^{i=5} \alpha'_{i(2\text{н})}^2 r_i \Delta Q_{2\text{н}} + 2(A_{\text{БП}2} + A_{\text{к.62}}) \Delta Q_{2\text{н}} + \\ & + \frac{2}{U_{\text{ном}}^2} \sum_{i=1}^{i=5} (\alpha'_{i(2\text{н})} r_i Q_{i0} - \alpha''_{i(2\text{н})} r_i P_{i0}) + 2A_{\text{БП}2} Q_{\text{БП}0} + \\ & + 2A_{\text{к.62}} Q_{2\text{н}0} + A_{\text{БП}1} + A_{\text{к.61}} = 0. \end{aligned}$$

Подставляя числовые значения входящих в уравнение величин (значение $Q_{\text{БП}0}$ берем по данным рис. 1.11), получим

$$\begin{aligned} & \left[\frac{2 \cdot 13,883}{110^2} + 2(29,6 + 8,69) 10^{-6} \right] \Delta Q_{2\text{н}} - \frac{2}{110^2} (1011,95 + 5,55) - \\ & - 2 \cdot 29,6 \cdot 10^{-6} \cdot 166,8 - 2 \cdot 8,69 \cdot 10^{-6} \cdot 42,27 - 1,87 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3} = 0, \end{aligned}$$

или $2,332 \Delta Q_{2\text{н}} = 177,85$, откуда

$$\Delta Q_{2\text{н}} = 72 \text{ Мвар.}$$

Батарея конденсаторов на вторичных шинах подстанции 2 должна полностью покрыть реактивную нагрузку этой подстанции и выдать в первичную сеть 32 Мвар на покрытие нагрузок подстанций 1 и 2.

Выполненный в дальнейшем итерационный расчет послеоптимизационного режима дал результаты, приведенные в табл. 3.11.

Таблица 3.11

Потери мощности		Напряжения, кВ		
ΔP , Мвт	ΔQ , Мвар	$U_{1\text{н}}$	$U_{2\text{н}}$	$U_{3\text{н}}$
15,18	-36,64	99,60	109,94	104,82

Потери мощности в сети даны без учета потерь в БП, чтобы облегчить сравнение с результатами, полученными в примере 3.1. В данном случае потери несколько выше, чем в предыдущем примере, что объясняется меньшей разгрузкой сети по реактивной мощности.

Пример 3.3. Задачу предыдущего примера решить в проектом аспекте: требуется найти установленную мощность батарей статических конденсаторов, размещаемой на подстанции 2, которая обеспечит минимум приведенных затрат на покрытие потребностей в реактивной мощности.

В дополнение к данным предыдущих примеров примем: годовое число часов использования наибольших реактивных нагрузок $T_{\text{Мр}} = 5300$ ч; число часов потерь активной мощности, обусловленных передачей реактивной мощности, $\tau_{\text{р}} = 3000$ ч; число часов работы батареи $T_{\text{к.б}} = 5500$ ч; удельную стоимость батарей, установленной на напряжении 10 кВ $k_{\text{КУ}} = 7200$ руб./Мвар; суммарные ежегодные отчисления от стоимости батарей $p_{\text{КУ}} = 22\%$; удельные затраты, связанные с покрытием потерь мощности и энергии, для европейской части СССР $З_{\text{э}} = 17$ руб./Мвт-ч.

Переходим к расчету производных по составляющим приведенных затрат. При этом используем производные по потерям мощности, найденные в примере 3.2. Составляющая затрат, обусловленная покрытием потерь активной мощности в линиях сети,

$$\frac{\partial Z_{\text{с}}}{\partial \Delta Q_{\text{т}}} = Z'_{\text{с}} = \tau_{\text{р}} Z_{\text{э}} \frac{\partial \Delta P_{\text{с}}}{\partial \Delta Q_{\text{т}}} = \frac{2 \cdot 3000 \cdot 17}{110^2} (13,883 \Delta Q_{\text{т}} - 1011,5) = 117 \Delta Q_{\text{т}} - 8577.$$

Составляющая, обусловленная потерями в генераторах и трансформаторах БП, согласно (3.44)

$$\begin{aligned} Z'_{\text{БП}} &= 2A_{\text{БП}2} \tau_p Z_3 \Delta Q_2 + A_{\text{БП}1} T_{\text{МР}} Z_3 + 2A_{\text{БП}2} \tau_p Z_3 Q_{\text{БП}0} = \\ &= 2 \cdot 29,6 \cdot 10^{-6} \cdot 3000 \cdot 17 \Delta Q_2 - 1,87 \cdot 10^{-3} \cdot 5300 \cdot 17 - 2 \cdot 29,6 \cdot 10^{-6} \cdot 3000 \cdot 17 \times \\ &\quad \times 166,8 = 3 \Delta Q_2 - 681. \end{aligned}$$

Составляющая, обусловленная потерями в батарее конденсаторов и в трансформаторах, через которые она выдает в систему реактивную мощность, согласно (3.40)

$$\begin{aligned} Z'_{\text{к.6}} &= 2A_{\text{к.6}2} \tau_p Z_3 \Delta Q_2 + A_{\text{к.6}1} T_{\text{к.6}} Z_3 + 2A_{\text{к.6}2} \tau_p Z_3 Q_{2,0} = \\ &= 2 \cdot 8,69 \cdot 10^{-6} \cdot 3000 \cdot 17 \Delta Q_2 + 0,003 \cdot 5500 \cdot 17 - 2 \cdot 8,69 \cdot 10^{-6} \cdot 3000 \cdot 17 \cdot 42,27 = \\ &= 0,9 \Delta Q_2 + 243. \end{aligned}$$

Переходим к определению составляющей, определяемой первоначальными капиталовложениями. Коэффициент удорожания, учитывающий соотношение между номинальным и рабочим напряжениями батарей,

$$k_B = (U_{\text{б.ном}}/U_{\text{б.раб}})^2 = (12,56/10,5)^2 = 1,43.$$

Соответствующая производная согласно (3.46):

$$Z'_{\text{КУ}} = k_B k_{\text{КУ}} P_{\text{КУ}}/100 = 1,43 \cdot 7200 \cdot 22/100 = 2265.$$

Суммируя производные, согласно (3.47) напишем

$$Z'_i = Z'_c + Z'_{\text{БП}} + Z'_{\text{к.6}} + Z'_{\text{КУ}} = 117 \Delta Q_2 - 8577 + 3 \Delta Q_2 - 681 + 0,9 \Delta Q_2 + \\ + 243 + 2265 = 0,$$

или $120,9 \Delta Q_2 = 6750$, откуда

$$\Delta Q_2 = 55,8 \text{ Мвар.}$$

Установленная мощность батареи с учетом коэффициента k_B

$$Q_{\text{б.у}} = k_B \Delta Q_2 = 1,43 \cdot 55,8 = 79,8 \text{ Мвар.}$$

Примем, что батарея составлена из стандартных секций напряжением 10 кВ и мощностью 10,6 Мвар, данные о которых приведены в табл. 3.6. Количество секций

$$N_{\text{к.6}} = 79,8/10,6 \approx 8.$$

Мощность, которая может быть выдана такой батареей,

$$Q_6 = 8 \cdot 10,6/1,43 = 59,3 \text{ Мвар.}$$

Значения потерь мощности и модулей напряжения, которые дал итерационный расчет режима, приведены в табл. 3.12.

Таблица 3.12

Потери мощности		Напряжения, кВ		
ΔP , Мвт	ΔQ , Мвар	$U_{1\text{н}}$	$U_{2\text{н}}$	$U_{3\text{н}}$
15,41	-38,18	98,24	107,57	103,75

Просматривая два последних примера, легко обнаружить, что потери в конденсаторах и в агрегатах балансирующего пункта оказывают малое влияние на величину поправок реактивной мощности.

§ 3.5. Оптимальное распределение реактивных мощностей с учетом ограничений по режиму напряжений

Пусть в m пунктах электрической системы (кроме БП) осуществляется регулирование реактивной мощности, а в v пунктах (также кроме БП) зафиксированы значения модулей напряжения. Обозначим целевую функцию в общем случае $\psi(\Delta Q_j)$. В зависимости от постановки задачи это будут либо суммарные потери активной мощности, либо суммарные приведенные затраты, зависящие от режима реактивных мощностей в системе. В качестве математической формулировки ограничений примем уравнение (3.3), которое запишем в виде

$$\varphi(\Delta Q_j) = \sum_{i=1}^{j=v} \gamma_{i(j)}'' \Delta Q_j - 0,5U_{fж}^2 + 0,5U_{f0}^2 = 0. \quad (3.48)$$

Вспомогательная функция Лагранжа будет иметь вид

$$L(\Delta Q_j) = \psi(\Delta Q_j) + \sum_{f=1}^{j=v} \lambda_f \varphi(\Delta Q_j). \quad (3.49)$$

Продифференцировав выражение (3.49) m раз по ΔQ_t , получим m уравнений вида:

$$\frac{\partial L(\Delta Q_j)}{\partial \Delta Q_t} = \frac{\partial \psi(\Delta Q_j)}{\partial \Delta Q_t} + \sum_{f=1}^{j=v} \lambda_f \gamma_{f(t)}'' = 0. \quad (3.50)$$

Неизвестными в данном случае будут m значений ΔQ_t и v значений неопределенных множителей λ_f . В качестве недостающих используем v уравнений вида (3.48). При совместном решении системы из $m + v$ уравнений неопределенные множители могут не определяться, поскольку непосредственного интереса они не представляют.

Найденные значения поправок к реактивным мощностям пунктов, в которых осуществляется регулирование, должны обеспечить фиксированные значения напряжений и относительный минимум целевой функции. Если найденные значения напряжений ощутимо отличаются от заданных, то может быть выполнено итерационное уточнение поправок после введения предыдущих их значений в исходный режим.

Пример 3.4. В сети предыдущих примеров осуществляется регулирование реактивных мощностей с помощью батарей конденсаторов на подстанциях 1 и 2. Задачей регулирования является минимизация потерь активной мощности в линиях и трансформаторах. В качестве ограничивающего условия задано значение модуля напряжения $U_{2н.ж} = 107,5$ кВ. В связи с отмеченным ранее малым влиянием потерь активной мощности в конденсаторах и в агрегатах БП на распределение реактивных мощностей в последующих расчетах эти потери не учитывать. Выражение (3.49) для функции Лагранжа в данном случае приобретает вид

$$L = \Delta P_0 + \lambda (\gamma_{2н(1н)}'' \Delta Q_1 + \gamma_{2н(2н)}'' \Delta Q_2 + 0,5U_{2н0}^2 - 0,5U_{2н.ж}^2).$$

Исходя из (3.28) и учитывая потерн активной мощности в линиях и обмотках трансформаторов, напншем:

$$\begin{aligned}\frac{\partial L}{\partial \Delta Q_1} &= \frac{2}{U_{\text{ном}}^2} \sum_{i=1}^{i=7} (\alpha'_{i(1\text{н})}{}^2 r_i \Delta Q_1 + \alpha'_{i(1\text{н})} \alpha'_{i(2\text{н})} r_i \Delta Q_2) + \\ &+ \frac{2}{U_{\text{ном}}^2} \sum_{i=1}^{i=7} (\alpha'_{i(1\text{н})} r_i Q_{i0} - \alpha''_{i(1\text{н})} r_i P_{i0}) + \lambda \gamma''_{2\text{н}(1\text{н})} = 0; \\ \frac{\partial L}{\partial \Delta Q_2} &= \frac{2}{U_{\text{ном}}^2} \sum_{i=1}^{i=7} (\alpha'_{i(1\text{н})} \alpha'_{i(2\text{н})} r_i \Delta Q_1 + \alpha'_{i(2\text{н})}{}^2 r_i \Delta Q_2) + \\ &+ \frac{2}{U_{\text{ном}}^2} \sum_{i=1}^{i=7} (\alpha'_{i(2\text{н})} r_i Q_{i0} - \alpha''_{i(2\text{н})} r_i P_{i0}) + \lambda \gamma''_{2\text{н}(2\text{н})} = 0.\end{aligned}$$

Уравнение (3.3) приобретает вид

$$\gamma''_{2\text{н}(1\text{н})} \Delta Q_1 + \gamma''_{2\text{н}(2\text{н})} \Delta Q_2 = 0,5 U_{2\text{н.ж}}^2 - 0,5 U_{2\text{н}0}^2.$$

Исходный режим принимаем таким же, как и в предыдущих примерах. Расчет вспомогательных сумм, входящих в написанные уравнения, выполнен в табл. 3.13 и 3.14.

Таблица 3.13

Участок	r_i , ом	$\alpha'_{i(1\text{н})}$	$\alpha'_{i(2\text{н})}$	$\alpha'_{i(1\text{н})}{}^2 r_i$	$\alpha'_{i(2\text{н})}{}^2 r_i$	$\frac{\alpha'_{i(1\text{н})} \times \alpha'_{i(2\text{н})}}{r_i}$
0—1	6,6	0,634	0,504	2,653	1,677	2,109
0—3	6,8	0,366	0,496	0,911	1,673	1,234
3—1	13,5	0,2745	0,072	1,017	0,070	0,267
1—2	16,2	-0,0915	0,576	0,136	5,375	-0,854
3—2	24,8	0,0915	0,424	0,208	4,458	0,962
1—1н	0,51	1	0	0,510	—	—
2—2н	0,81	0	1	—	0,810	—
Σ	—	—	—	5,435	14,063	3,718

Подставляя в написанные уравнения численные значения отдельных величин, получим:

$$\begin{aligned}\frac{2}{110^2} (5,435 \Delta Q_1 + 3,718 \Delta Q_2) + \frac{2}{110^2} (-642,95 - 11,30) + 9,90 \lambda &= 0; \\ \frac{2}{110^2} (3,718 \Delta Q_1 + 14,063 \Delta Q_2) + \frac{2}{110^2} (-1046,19 - 5,72) + 37,74 \lambda &= 0; \\ 9,90 \Delta Q_1 + 37,74 \Delta Q_2 &= 0,5 (107,5^2 - 81,62^2).\end{aligned}$$

Решение уравнений дает значения:

$$\Delta Q_1 = 84,53 \text{ Мвар и } \Delta Q_2 = 43,95 \text{ Мвар.}$$

Таблица 3.14

Участки	r_{20} , ом	r_{20} , Мом	Q_{i0} , Мвар	$\alpha_i''(1н)$	$\alpha_i''(2н)$	$\alpha_i'(1н) \frac{r_i}{Q_{i0}}$	$\alpha_i'(2н) \frac{r_i}{Q_{i0}}$	$\alpha_i''(1н) \frac{r_i}{P_{i0}}$	$\alpha_i''(2н) \frac{r_i}{P_{i0}}$
0-1	6,6	88,83	-87,05	-0,0387	-0,0196	-364,29	-289,56	-22,69	-11,49
0-3	6,8	87,77	-70,85	0,0387	0,0196	-176,33	-238,96	23,10	11,70
3-1	13,5	20,67	-13,90	0,0290	0,0147	-51,51	-13,51	8,09	4,10
1-2	16,2	24,57	-23,80	-0,0097	-0,0049	35,28	-222,08	-3,86	-1,95
3-2	24,8	27,69	-23,57	0,0097	0,0049	-53,49	-247,84	6,66	3,36
1-1н	0,51	30,21	-63,94	0	0	-32,61	—	—	—
2-2н	0,81	50,14	-42,27	0	0	—	-34,24	—	—
Σ	—	—	—	—	—	-642,95	-1046,19	11,30	5,72

В результате повышения напряжений, после введения поправок, уменьшаются потери реактивной мощности, и найденные значения поправок оказываются завышенными, поэтому в дальнейших расчетах принимаем:

$$\Delta Q_1 = 80 \text{ Мвар и } \Delta Q_2 = 42 \text{ Мвар.}$$

Итерационный расчет послеоптимизационного режима дал результаты, которые приведены в табл. 3.15.

Таблица 3.15

Потери мощности		Напряжения, кВ		
$\Delta P, \text{ Мвт}$	$\Delta Q, \text{ Мвар}$	$U_{1н}$	$U_{2н}$	$U_{3н}$
11,75	-24,15	113,92	107,62	107,72

Благодаря разгрузке сети от передачи реактивной мощности потери мощности в данном случае являются наименьшими из всех рассмотренных.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА НАПРЯЖЕНИЙ В РАЙОННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

§ 4.1. Общие положения

Основной задачей оптимизации режима напряжений в районных электрических сетях является создание благоприятных условий питания вторичных местных сетей. Такие условия может в определенной мере обеспечить так называемое встречное регулирование напряжения, при котором напряжение на вторичных шинах понизительных подстанций повышается в период наибольших суточных нагрузок и снижается с уменьшением нагрузок. Желательные пределы регулирования зависят от степени совпадения во времени графиков нагрузки потребителей, питаемых от данной подстанции.

Правила устройства электроустановок (ПУЭ) рекомендуют в режиме наименьших нагрузок поддерживать в точках питания местных сетей напряжение, равное номинальному для этих сетей. В режиме наибольших нагрузок напряжение следует повышать на 5%. Для подстанций, питающих полностью однородных потребителей, может быть применено и более глубокое встречное регулирование, например с пределами 0—10%.

Неоднородность потребителей приводит к выравниванию результирующего графика нагрузок и снижению целесообразных пределов регулирования. В пределе график превращается в прямую, параллельную оси абсцисс, а напряжение должно быть стабилизировано на некотором, достаточно высоком, уровне.

В простейшем случае автономной электростанции, питающей ограниченный район, встречное регулирование напряжения на ее шинах может быть обеспечено за счет изменения возбуждения генераторов. Однако в современных районных сетях, характеризуемых большой протяженностью и наличием нескольких ступеней трансформации, регулирование генераторов отходит на второй план, и средствами оптимизации режима напряжений являются:

- 1) регулирование напряжения трансформаторов и автотрансформаторов, питаемых от данной сети;
- 2) регулирование мощности компенсирующих устройств (КУ), генерирующих или потребляющих реактивную мощность. Одновременно приходится также корректировать распределение реактивных мощностей между электростанциями, питающими рассматриваемую сеть;
- 3) включение установок продольной компенсации (УПК) в расщелку линий сети.

Возможно также комбинированное использование устройств различных типов, например регулируемых трансформаторов и КУ.

Применение регулирующих устройств может быть ориентировано на решение двух задач: а) оптимизацию режима напряжений; б) снижение потерь активной мощности или приведенных затрат по сети. В конкретных случаях каждая из этих задач может быть основной. Например, перераспределение реактивных мощностей с использованием КУ при больших нагрузках сети может быть обусловлено требованиями режима напряжений, а снижение потерь мощности в сети явится при этом второстепенным, хотя и важным эффектом. Иногда указанные задачи вступают в противоречие одна с другой. Так, снижение уровней напряжения при малых нагрузках сети, осуществляемое путем перевода КУ в режим потребления реактивной мощности, как правило, приводит к росту потерь мощности в сети*.

Инженеру большей частью приходится рассматривать комплексное использование регулирующих и компенсирующих устройств, отдавая предпочтение тому или иному аспекту решения. Однако изучение соответствующих расчетных методов удобнее вести отдельно, и в настоящей главе устройства и методы регулирования рассматриваются только для оптимизации режима напряжений.

§ 4.2. Регулирование напряжения трансформаторов

Силовые трансформаторы, выпускаемые отечественной промышленностью, как правило, имеют ответвления (обычно в обмотках высшего напряжения), переключение которых приводит к изменению коэффициента трансформации. Переключения могут проводиться либо при отсоединенных от сети трансформаторах — переключение без возбуждения (ПБВ), либо регулирование осуществляется под нагрузкой (РПН).

Устройство РПН, встроенное в силовой трансформатор, дает наиболее экономическое решение. Две принципиальные схемы такого типа показаны на рис. 4.1. На схемах: A и B — соответственно основная и регулируемая части обмотки трансформатора; K_1 и K_2 — скользящие контакты, позволяющие осуществлять переход от одного ответвления к другому без разрыва цепи тока; $R_{т.о}$ — активное сопротивление, ограничивающее ток, возникающий при замыкании секции трансформатора скользящими контактами. Активное сопротивление $R_{т.о}$ получается легким и дешевым, если оно рассчитано на весьма кратковременное прохождение тока в течение долей секунды.

Схема, представленная на рис. 4.1, a , позволяет иметь ± 2 ступени регулирования; в схеме рис. 4.1, b добавлены реверсирующие выключатели I , II , III и IV , включаемые попарно и позволяющие при том же числе секций обмотки иметь ± 4 ступени регулирования. Дальнейшее увеличение числа ступеней регулирования без увеличения числа секций обмотки можно получить при установке

* Исключение составляют дальние электропередачи, описанные в гл. VII.

реактивного токоограничивающего сопротивления в виде реактора со стальным сердечником.

На рис. 4.2 показаны различные фазы перехода с одного ответвления на другое. Реактор может быть рассчитан на длительное прохождение тока, что позволяет иметь в качестве рабочего среднее положение

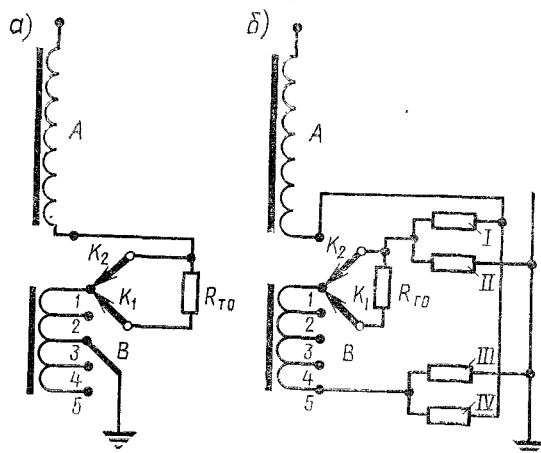


Рис. 4.1. Принципиальные схемы встроенного регулирования напряжения трансформаторов

ние «мост». Введение этого положения при симметричном расположении точки отвода тока приводит к удвоению числа ступеней регулирования. В реальных трансформаторах число таких ступеней стремятся сделать возможно большим. Например, в трансформаторах класса

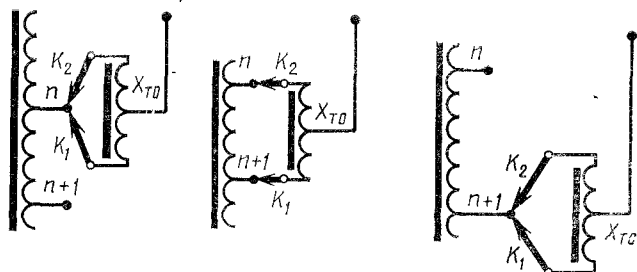


Рис. 4.2. Порядок переключения ответвлений в устройствах РПН с индуктивными токоограничивающими сопротивлениями

110 кВ с номинальным напряжением обмотки высшего напряжения $U_{т.в} = 115$ кВ регулирование осуществляется в пределах $\pm 16\%$ от номинального напряжения обмотки девятью ступенями по 0,0178 (1,78%).

При реконструкции подстанций, на которых установлены трансформаторы с ПБВ, могут быть применены регулируемые вольтдоба-

вочные трансформаторы (ВДТ). Наиболее целесообразно включение ВДТ в нейтраль обмотки ВН основного трансформатора. При этом изоляция ВДТ должна быть рассчитана на сравнительно умеренное напряжение, и сам ВДТ оказывается хорошо защищенным от волн перенапряжений, набегающих по линии ВН.

Принципиальная схема включения представлена на рис. 4.3. Как видно из схемы, вольтодобавочный трансформатор *I* получает питание от регулировочного трансформатора *II*, подключенного к обмотке низшего напряжения основного трансформатора.

Для вольтодобавочных трансформаторов принято различать проходную, или транзитную, и собственную мощность. Под проходной мощностью подразумевается мощность цепи, в расчетку которой включен ВДТ. Относительное значение собственной мощности равно относительному значению э. д. с. ВДТ.

Регулирование ВДТ осуществляется по тем же схемам, что и регулирование трансформаторов с РПН. Здесь также весьма целесообразно применение реверсирующих контактов, поскольку оно позволяет вдвое уменьшить мощность регулировочного трансформатора.

Реактивное сопротивление ВДТ, отнесенное к напряжению линии, невелико и обычно составляет величину порядка 2%. Потери мощности в них, как правило, не превышают 0,5% от проходной мощности. Поэтому во многих расчетах не учитываются ни потери напряжения, ни потери мощности в ВДТ.

Стоимость трансформаторов с РПН значительно превышает стоимость обычных. Затраты на регулирующие устройства не пропорциональны мощности трансформаторов, поэтому относительное удорожание будет тем больше, чем меньше мощность трансформатора. Для крупных трансформаторов удорожание может составить 40÷50%, а для небольших до 200÷250%. В то же время трансформаторы со встроенным регулированием обходятся дешевле, чем агрегаты из обычных трансформаторов и ВДТ. Поэтому для новых установок применение трансформаторов со встроенным регулированием предпочтительнее.

Особенности применения ВДТ в качестве линейных регуляторов рассмотрены в § 4.4.

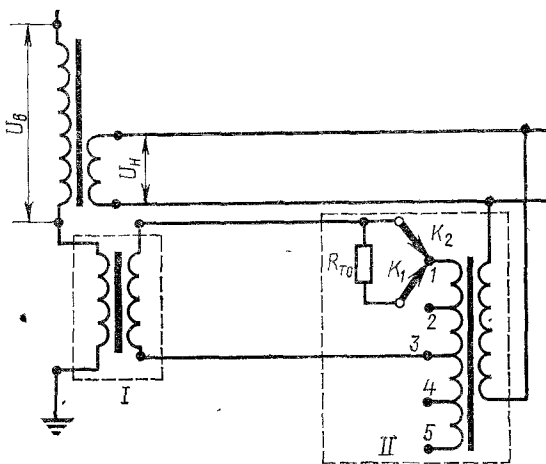


Рис. 4.3. Принципиальная схема включения вольтодобавочного трансформатора в нейтраль силового

Расчеты регулирования трансформаторов рассмотрим применительно к трехобмоточным понижающим трансформаторам. Выпускаемые в настоящее время отечественной промышленностью трансформаторы такого типа обычно имеют ответвления РПН в обмотке высшего напряжения (ВН) и ответвления ПБВ в обмотке среднего напряжения (СН). В обмотке низшего напряжения (НН) ответвления не предусмотрены.

Введем обозначения:

$U_{т.в}$, $U_{т.с}$ и $U_{т.н}$ — номинальные напряжения обмоток трансформатора;

U_v , U_c и U_n — действительные напряжения на зажимах обмоток;

$U_{с.п}$ и $U_{н.п}$ — значения напряжения на зажимах обмотки СН и НН, приведенные к высшему напряжению;

$\Delta U_{т.в}$, $\Delta U_{т.с}$, $\Delta U_{т.н}$ — значения потерь напряжения в обмотках трансформатора, приведенные к высшему напряжению.

Напряжение U_v определяется в результате расчета сети, питающей трансформатор. Напряжения $U_{с.п}$ и $U_{н.п}$ связаны с U_v очевидными соотношениями:

$$U_{с.п} = U_v - \Delta U_{т.в} - \Delta U_{т.с}; \quad (4.1)$$

$$U_{н.п} = U_v - \Delta U_{т.в} - \Delta U_{т.н}. \quad (4.2)$$

Обозначим через w_v и w_c относительные количества витков, включенных дополнительно к основным обмоткам. Исходя из номеров принятых ответвлений (N_v или N_c) и количества витков одной ступени регулирования (w_{0v} или w_{0c}), напомним:

$$w_v = N_v w_{0v}; \quad (4.3)$$

$$w_c = N_c w_{0c}. \quad (4.4)$$

При определенной установке ответвлений коэффициенты трансформации для обмоток ВН — СН и ВН — НН имеют значения:

$$k_{в.с} = U_{т.в} (1 + w_v) / [U_{т.с} (1 + w_c)]; \quad (4.5)$$

$$k_{в.н} = U_{т.в} (1 + w_v) / U_{т.н}. \quad (4.6)$$

Приведенные и натуральные значения напряжений на выходах обмоток СН и НН связаны между собою зависимостями:

$$U_n = U_{н.п} U_{т.н} / [U_{т.в} (1 + w_v)]; \quad (4.7)$$

$$U_c = U_{с.п} U_{т.с} (1 + w_c) / [U_{т.в} (1 + w_v)]. \quad (4.8)$$

Выражения (4.7) и (4.8) могут быть приняты в качестве исходных при всех расчетах регулирования трансформаторов. Переключение витков обмотки ВН можно производить в зависимости от режимов обмоток НН или СН. Если мощность, поступающая в обмотки НН, относительно велика, то в качестве задающего следует принять режим этой обмотки. Нормированное качество напряжения у потребителей, питающихся от сети СН, должно обеспечиваться за счет регулирующих и компенсирующих устройств этой сети. Выбор оптимального поло-

жения ответвлений ПБВ обмотки СН должен облегчить работу таких устройств, но не может их заменить. Режим обмотки СН может быть принят в качестве задающего только в тех случаях, когда обмотка НН слабо загружена и играет чисто вспомогательную роль.

Рассмотрим основные задачи, возникающие при расчетах регулирования трансформаторов, и приведем их решения.

Задача 1. Определить количество регулируемых витков $w_{в}$ при известных значениях желательного напряжения $U_{н.ж}$ и приведенного напряжения $U_{п.п}$.

Решить такую задачу потребуются при расчете по условиям обмотки НН для выбора оптимального положения ответвлений ПБВ обмотки СН, а также для определения необходимых пределов регулирования при выборе типа трансформаторов. Из (4.7) получим

$$w_{в.ж} = U_{п.п} U_{т.п} / (U_{н.ж} U_{т.в}) - 1. \quad (4.9)$$

Найденное значение округляем до ближайшего стандартного.

Задача 2. При тех же условиях выбрать ответвление ПБВ обмотки СН, наиболее благоприятное с точки зрения режима напряжений этой обмотки. Принимаем, что предыдущая задача решена для предельных режимов, например наибольших и наименьших нагрузок. После округления найдено соответственно $w'_в$ и $w''_в$ витков в обмотке ВН. Для этих же режимов, считая известными значения напряжений $U'_{с.ж}$ и $U''_{с.ж}$, из (4.8) можно найти желательные значения количества витков:

$$\left. \begin{aligned} w'_{с.ж} &= U'_{с.ж} U_{т.в} (1 + w'_в) / (U'_{с.п} U_{т.с}) - 1; \\ w''_{с.ж} &= U''_{с.ж} U_{т.в} (1 + w''_в) / (U''_{с.п} U_{т.с}) - 1. \end{aligned} \right\} \quad (4.10)$$

Ориентируясь на найденные величины, подбираем некоторое компромиссное значение w_c и согласно (4.8) проверяем действительные значения напряжений $U'_с$ и $U''_с$.

Задача 3. Выполнить комплексный подбор установки ответвлений РПН в обмотке ВН и ПБВ в обмотке СН, если режим последней обмотки является задающим. В этом случае выбор значения $w_{в}$ должен обеспечить строгую оптимизацию напряжения на шинах СН, а выбор w_c должен обеспечить возможно более благоприятные условия на шинах НН.

Рассмотрим один из характерных режимов, например наибольших нагрузок. Напишем выражения для количеств регулируемых витков обмотки ВН, по отдельности обеспечивающих желательные значения напряжений $U'_{н.ж}$ и $U'_{с.ж}$. Исходя из (4.7) и (4.8), получим:

$$\left. \begin{aligned} w'_{в.(н)} &= U'_{н.п} U_{т.п} / (U'_{н.ж} U_{т.в}) - 1; \\ w'_{в.(с)} &= U'_{с.п} U_{т.с} (1 + w'_с) / (U'_{с.ж} U_{т.в}) - 1. \end{aligned} \right\} \quad (4.11)$$

Приравняв правые части выражений (4.11), решим полученное уравнение относительно величины $w'_с$:

$$w'_{с.ж} = U_{т.п} U'_{н.п} U'_{с.ж} / (U_{т.с} U'_{с.п} U'_{н.ж}) - 1; \quad (4.11')$$

аналогично для режима наименьших нагрузок

$$w''_{с.ж} = U_{т.п} U''_{н.п} U''_{с.ж} / (U_{т.с} U''_{с.п} U''_{н.ж}) - 1. \quad (4.11'')$$

После расчета величин $w'_{с.ж}$ и $w''_{с.ж}$, как и в задаче 2, следует подобрать наиболее близкое компромиссное значение w_c . После этого для обмотки ВН можно написать:

$$\left. \begin{aligned} w'_{в.ж} &= U'_{с.п} U_{т.с} (1 + w_c) / (U'_{с.ж} U_{т.в}) - 1; \\ w''_{в.ж} &= U''_{с.п} U_{т.с} (1 + w_c) / (U''_{с.ж} U_{т.в}) - 1. \end{aligned} \right\} \quad (4.12)$$

Задача 4. Проверить допустимость использования количества витков $\omega_{в.ж}$, найденного любым способом. В принципе такая проверка может быть выполнена по условиям изоляции обмотки ВН и по условиям возбуждения трансформаторов. Однако о величине напряжения, допустимого для трансформаторов по классу изоляции обмоток, специальных указаний не имеется. По-видимому, это объясняется тем, что требование по условиям возбуждения является более жестким. В «Правилах технической эксплуатации электроустановок» указано, что во избежание недопустимого возрастания магнитной индукции напряжение, подводимое к трансформатору, не должно более чем на 5% превышать напряжение принятого ответвления. В пределе это требование может быть записано так

$$U_{в} = 1,05 U_{т.в} (1 + \omega_{в.д}),$$

где $\omega_{в.д}$ — наименьшее допустимое количество регулируемых витков. Отсюда

$$\omega_{в.д} = U_{в} / (1,05 U_{т.в}) - 1. \quad (4.13)$$

Однако такое требование представляется не вполне правильным, поскольку магнитная индукция в трансформаторе пропорциональна э. д. с. обмотки, а последняя совпадает с подводимым напряжением только в режиме холостого хода. Поэтому более точным будет выражение

$$\omega_{в.д} = (U_{в} - \Delta U_{т.в}) / (1,05 U_{т.в}) - 1. \quad (4.14)$$

Во всех длительных режимах работы трансформатора должно выполняться условие

$$\omega_{в} > \omega_{в.д}. \quad (4.15)$$

В режиме наименьших нагрузок количество витков $\omega'_{в.ж}$ имеет наибольшее положительное значение, и выполнение условий (4.13) или (4.14) затруднений не вызывает. С ростом нагрузок напряжения $U_{в}$ и $U_{н.п}$ обычно падают, а напряжение $U_{н.ж}$ должно увеличиваться в соответствии с требованиями встречного регулирования. В результате количество витков $\omega_{в.ж}$ снижается быстрее, чем напряжение $U_{в}$. В режиме наибольших нагрузок может получиться, что желательное количество витков окажется меньше допустимого. Поэтому, чтобы условие (4.15) было выполнено, вместо величины $\omega_{в.ж}$ придется взять значение $\omega_{в.д}$, что приведет к снижению напряжения $U_{н}$.

В послеаварийных режимах, учитывая их кратковременность, проверку по условию (4.15) можно не производить.

Задача 5. Выбрать оптимальное положение ответвлений для трансформаторов с ПБВ в обмотке ВН. В энергосистемах имеется достаточно много двух- и трехобмоточных трансформаторов без РПН, имеющих ответвления ПБВ в обмотке ВН. В таких случаях предварительно находим для режимов наибольших и наименьших нагрузок значения $\omega'_{в.ж}$ и $\omega''_{в.ж}$ по (4.9) или (4.10). Действительную установку ответвлений принимаем

$$\omega_{в} = (\omega'_{в.ж} + \omega''_{в.ж}) / 2. \quad (4.16)$$

Задача 6. Определить приведенные значения напряжений $U_{н.п}$ или $U_{с.п}$ при известных количествах витков $\omega_{в}$ и $\omega_{с}$ и заданных напряжениях $U_{н.ж}$ или $U_{с.ж}$. Задача возникает, когда исчерпаны регулировочные возможности трансформатора или последний не имеет устройства РПН. Из (4.7) и (4.8) соответственно получим:

$$U_{н.п.ж} = U_{н.ж} U_{т.в} (1 + \omega_{в}) / U_{т.н}; \quad (4.17)$$

$$U_{с.п.ж} = U_{с.ж} U_{т.в} (1 + \omega_{в}) / [U_{т.с} (1 + \omega_{с})]. \quad (4.18)$$

Найденные значения напряжений должны быть обеспечены за счет регулирования режима сети, например путем перераспределения реактивных мощностей в ней.

Задача 7. Для агрегата из трансформатора с ПБВ и регулируемого ВДТ определить целесообразную установку ответвлений основного трансформатора и э. д. с. вольтодобавочного, необходимые для оптимизации напряжения на вторичных шинах подстанции.

Влияние ВДТ можно учесть введением в расчет некоторого эквивалентного количества регулируемых витков обмотки ВН, определяемого выражением

$$\omega_{в.р} = -E_{ВДТ}/U_{т.в}, \quad (4.19)$$

где $E_{ВДТ}$ — э. д. с. вольтодобавочного трансформатора; знак «минус» показывает, что введение дополнительной э. д. с. эквивалентно уменьшению количества витков в обмотке ВН.

Количество включенных витков ПБВ основного трансформатора обозначим через $\omega_{в.т}$. Для результирующего числа витков

$$\omega_{в} = \omega_{в.т} + \omega_{в.р}. \quad (4.20)$$

Необходимые добавочные э. д. с. и собственная мощность ВДТ будут наименьшими, если последний будет одинаково использован в обоих предельных режимах, чему соответствует равенство

$$\omega'_{в.р} = -\omega'_{в.р}. \quad (4.21)$$

В этом случае:

$$\omega'_{в} = \omega_{в.т} + \omega'_{в.р}, \quad \omega''_{в} = \omega_{в.т} - \omega'_{в.р},$$

следовательно,

$$\omega_{в.т} = (\omega'_{в} + \omega''_{в})/2. \quad (4.22)$$

Для любого расчетного режима необходимая э. д. с. вольтодобавочного трансформатора

$$E_{ВДТ} = U_{т.в} (\omega_{в.т} - \omega_{в}). \quad (4.23)$$

В остальном агрегат из ВДТ и трансформатора с ПБВ может рассматриваться как один трансформатор с РПН, и все написанные ранее выражения останутся справедливыми и в этом случае.

Пример 4.1. На понизительной подстанции установлен трехобмоточный трансформатор 115/38,5/11 кВ. В обмотке ВН имеется устройство РПН с пределами регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$, в обмотке СН — устройство ПБВ с пределами регулирования $\pm 2 \times 2,5\%$.

Расчеты для режимов наибольших и наименьших нагрузок дали такие значения приведенных напряжений и потерь напряжения в обмотках: $U'_{н.п} = 95$ кВ; $U'_{с.п} = 98,8$ кВ; $\Delta U'_{т.н} = 3,8$ кВ; $\Delta U''_{т.с} \approx 0$; $\Delta U'_{т.в} = 6,5$ кВ; $U''_{н.п} = 110$ кВ; $U''_{с.п} = 111,5$ кВ; $\Delta U''_{т.н} = 1,5$ кВ; $\Delta U''_{т.с} \approx 0$; $\Delta U''_{т.в} = 2,6$ кВ.

Желательные значения напряжений на выходах трансформатора:

$$U'_{н.ж} = 10,5 \text{ кВ}; U'_{с.ж} = 36,75 \text{ кВ}; U''_{н.ж} = 10 \text{ кВ}; U''_{с.ж} = 35 \text{ кВ}.$$

Принимая, что задающим является режим напряжений обмотки НН, требуется определить:

- 1) желательную установку ответвлений в обмотке ВН;
- 2) допустимость использования найденных ответвлений;
- 3) оптимальную установку ответвлений в обмотке СН.

Согласно (4.9) для ответвлений ВН получим в режиме наибольших нагрузок

$$\omega'_{в.ж} = \frac{U'_{н.п} U_{т.н}}{U_{т.в} U'_{н.ж}} - 1 = \frac{95 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,137.$$

Номер необходимого ответвления

$$N'_{в} = \omega'_{в.ж} / \omega_{0в} = -0,137 / 0,0178 = -7,7;$$

принимая ступень — 8, для которой $\omega'_{в} = -0,1424$.

Аналогично при наименьших нагрузках имеем:

$$\omega''_{в.ж} = 110 \cdot 11 / (115 \cdot 10) - 1 = 0,0522, \quad N''_в = 3, \quad \omega''_в = 0,0534.$$

Переходим к проверке допустимости использования найденных ответвлений. В режиме наибольших нагрузок:

$$E'_в = U'_{н.п} + \Delta U'_{т.н} = 95 + 3,8 = 98,8 \text{ кВ};$$

$$U'_в = E'_в + \Delta U'_{т.в} = 98,8 + 6,5 = 105,3 \text{ кВ}.$$

Приняв в качестве критерия оценки перевозбуждения трансформатора величину э. д. с., согласно (4.14) получим

$$\omega_{в.д} = E'_в / (1,05 U_{т.в}) - 1 = 98,8 / (1,05 \cdot 115) - 1 = 0,182.$$

При оценке по величине напряжения на входе из (4.13) получим

$$\omega'_{в.д} = U'_в / (1,05 U_{т.в}) - 1 = 105,3 / (1,05 \cdot 115) - 1 = -0,128.$$

Исходя из первого критерия, видим, что использование найденного ранее значения $\omega'_в$ вполне допустимо. При оценке по второму критерию придется взять $N''_в = -7$ и $\omega'_в = -0,1246$. Это приведет к снижению напряжения на шинах НН до значения $U''_н$. Согласно (4.7)

$$U''_н = \frac{U'_{н.п} U_{т.н}}{U_{т.в} (1 + \omega'_в)} = \frac{95 \cdot 11}{115 (1 - 0,1246)} = 10,38.$$

Ухудшение режима сети НН представляется неоправданным.

В режиме наименьших нагрузок

$$E''_в = 111,5 \text{ кВ} \text{ и } U''_в = 114,1 \text{ кВ}.$$

Легко убедиться, что при этом допустимые значения наименьшего количества регулируемых витков составят соответственно — 0,085 и — 0,055, т. е. найденное ранее значение $\omega''_в$ является вполне допустимым.

Приняв значения $\omega'_в = -0,1424$ и $\omega''_в = 0,0534$, согласно (4.10) определим:

$$\omega'_{с.ж} = 36,75 \cdot 115 (1 - 0,1424) / (98,8 \cdot 38,5) - 1 = -0,047;$$

$$\omega''_{с.ж} = 35 \cdot 115 (1 + 0,0534) / (111,5 \cdot 38,5) - 1 = -0,021.$$

Среднего ответвления между найденными не существует. Следует проверить действительные значения напряжения на шинах СН при ближайших стандартных значениях $\omega_c = -0,05$ и — 0,025. При $\omega_c = -0,05$ согласно (4.8):

$$U'_с = \frac{U'_{с.п} U_{т.с} (1 + \omega_c)}{U_{т.в} (1 + \omega'_в)} = \frac{98,8 \cdot 38,5 (1 - 0,05)}{115 (1 - 0,1424)} = 36,64 \text{ кВ};$$

$$U''_с = \frac{U''_{с.п} U_{т.с} (1 + \omega_c)}{U_{т.в} (1 + \omega''_в)} = \frac{111,5 \cdot 38,5 (1 - 0,05)}{115 (1 + 0,0534)} = 33,66 \text{ кВ}.$$

Аналогичный расчет при $\omega_c = -0,025$ даст значения $U'_с = 37,60 \text{ кВ}$ и $U''_с = 34,55 \text{ кВ}$.

Оба решения можно считать удовлетворительными. Регулирование обмотки ВН в соответствии с потребностями сети НН обеспечивает встречное регулирование в сетях СН в довольно широких пределах. Предпочтение следует отдать ответвлению $\omega_c = -0,025$, при котором уровни напряжения являются более высокими.

Пример 4.2. Для трансформатора предыдущего примера выбрать оптимальные значения ω_c , ω'_B и ω''_B , если в качестве задающего принят режим обмотки СН. Для обмотки СН согласно (4.11') и (4.11'') желательно принять:

$$\omega'_{с.ж} = 11 \cdot 95 \cdot 36,75 / (38,5 \cdot 98,8 \cdot 10,5) - 1 = -0,0385;$$

$$\omega''_{с.ж} = 11 \cdot 110 \cdot 35 / (38,5 \cdot 111,5 \cdot 10) - 1 = -0,0135.$$

Средним между найденными будет ответвление $\omega_c = -0,025$, которое и принимаем. Тогда количество витков для обмотки ВН согласно (4.12)

$$\omega'_{в.ж} = 98,8 \cdot 38,5 (1 - 0,025) / (36,75 \cdot 115) - 1 = -0,1225;$$

$$\omega''_{в.ж} = 111,5 \cdot 38,5 (1 - 0,025) / (35 \cdot 115) - 1 = 0,0399.$$

Ближайшими стандартными будут значения: $N'_B = -7$; $\omega'_B = -0,1246$; $N''_B = 2$; $\omega''_B = 0,0356$.

Для контроля найдем действительные напряжения на шинах НН и СН в обоих расчетных режимах. Согласно (4.7) и (4.8) получим:

$$U'_H = \frac{U'_{H.П} U_{T.Н}}{U_{T.В} (1 + \omega'_B)} = \frac{95 \cdot 11}{115 (1 - 0,1246)} = 10,38 \text{ кВ};$$

$$U'_C = \frac{U'_{с.П} U_{T.С} (1 + \omega_c)}{U_{T.В} (1 + \omega'_B)} = \frac{98,8 \cdot 38,5 (1 - 0,025)}{115 (1 - 0,1246)} = 36,84 \text{ кВ}.$$

Для режима наименьших нагрузок аналогично найдем $U''_H = 10,16 \text{ кВ}$ и $U''_C = 35,14 \text{ кВ}$. Полученные напряжения достаточно близки к желательным, и результаты расчетов можно считать вполне удовлетворительными.

Пример 4.3. Для трансформатора предыдущих примеров найти в послеаварийном режиме действительные значения напряжений на шинах НН и СН. Соответствующие приведенные напряжения оказались равными $U''_{H.П} = 90 \text{ кВ}$ и $U''_{с.П} = 95 \text{ кВ}$. Предполагаем, что в обмотке ВН принято низшее ответвление $\omega_B = -0,16$, а в обмотке СН остается по-прежнему $\omega_c = -0,025$. При этом:

$$U''_H = \frac{U''_{H.П} U_{T.Н}}{U_{T.В} (1 + \omega_B)} = \frac{90 \cdot 11}{115 (1 - 0,16)} = 10,25 \text{ кВ};$$

$$U''_C = \frac{U''_{с.П} U_{T.С} (1 + \omega_c)}{U_{T.В} (1 + \omega_B)} = \frac{95 \cdot 38,5 (1 - 0,025)}{115 (1 - 0,16)} = 36,9 \text{ кВ}.$$

Напряжения в послеаварийном режиме являются удовлетворительными.

Пример 4.4. На понижительной подстанции установлен двухобмоточный трансформатор 110/11 кВ с ПБВ в пределах $\pm 2 \times 2,5\%$. Из расчетов для предельных режимов получилось: $U'_{H.П} = 95 \text{ кВ}$; $U''_{H.П} = 110 \text{ кВ}$. Требуется:

1) подобрать установку ответвлений ПБВ и определить действительный режим напряжений на шинах ВН;

2) определить э. д. с. ВДТ, необходимую для осуществления встречного регулирования на шинах НН в нормальных пределах.

Для определения установки ответвлений согласно (4.9) и (4.16):

$$\omega'_{в.ж} = U'_{H.П} U_{T.Н} / (U'_{H.ж} U_{T.В}) - 1 = 95 \cdot 11 / (10,5 \cdot 110) - 1 = -0,095;$$

$$\omega''_{в.ж} = U''_{H.П} U_{T.Н} / (U''_{H.ж} U_{T.В}) - 1 = 110 \cdot 11 / (10 \cdot 110) - 1 = 0,1;$$

$$\omega_B = (\omega'_{в.ж} + \omega''_{в.ж}) / 2 = (-0,095 + 0,1) / 2 = 0,0025,$$

т. е. можно принять основной вывод, для которого $\omega_B = 0$. При этом согласно (4.7):

$$U'_H = U'_{H.П} U_{T.Н} / U_{T.В} = 95 \cdot 11 / 110 = 9,5 \text{ кВ};$$

$$U''_H = U''_{H.П} U_{T.Н} / U_{T.В} = 110 \cdot 11 / 110 = 11 \text{ кВ}.$$

Режим напряжений получился неудовлетворительным. При установке ВДТ отключения основного трансформатора оставляем неизменными. Согласно (4.20):

$$\omega'_{в.р} = \omega'_{в.ж} - \omega_{в.т} = -0,095 - 0 = -0,095;$$

$$\omega''_{в.р} = \omega''_{в.ж} - \omega_{в.т} = -0,1 - 0 = -0,1.$$

Пределы регулирования ВДТ:

$$E'_{ВДТ} = -\omega'_{в.р} U_{г.в} = 0,095 \cdot 110 = 10,45 \text{ кв};$$

$$E''_{ВДТ} = -\omega''_{в.р} U_{г.в} = -0,1 \cdot 110 = -11 \text{ кв}.$$

Необходим ВДТ с пределом регулирования $\pm 10\%$.

§ 4.3. Особенности регулирования напряжения автотрансформаторов

Мощные силовые автотрансформаторы (АТ) применяются для связи высоковольтных сетей, сравнительно близких по номинальному напряжению. Автотрансформаторную связь имеют обмотки высшего и среднего напряжений. В серийно выпускаемых АТ классы напряжений обмоток ВН лежат в пределах 150—500 кв, а обмоток СН — в пределах 110—220 кв. Изготавливаются АТ с высшим напряжением 750 кв. Основные обмотки АТ соединяются в звезду и работают в режиме глухого заземления нейтрали. Автотрансформаторы снабжаются также обмоткой низшего напряжения классов 6÷35 кв, имеющей трансформаторную связь с основными обмотками. Обмотки НН соединяются в треугольник. В автотрансформаторах, устанавливаемых на межсистемных связях, направление основного потока мощности может изменяться в зависимости от режимов работы связываемых систем. Работу АТ условимся называть прямой при направлении потока мощности из обмотки ВН в обмотку СН и реверсивной — при направлении противоположном.

При прямой работе АТ связь между приведенными напряжениями на зажимах его обмоток, как и для трансформаторов, определяется выражениями (4.1) и (4.2). При реверсивной работе аналогичные выражения примут вид:

$$U_{в} = U_{с.п} - \Delta U_{т.с} - \Delta U_{т.в}; \quad (4.24)$$

$$U_{н.п} = U_{с.п} - \Delta U_{т.с} - \Delta U_{т.н}. \quad (4.25)$$

Соппротивления обмоток и потери напряжения, как и ранее, считаем приведенными к стороне ВН. Во всех случаях основной поток мощности проходит через обмотки ВН и СН, поэтому задачи регулирования напряжения АТ можно сформулировать следующим образом:

1) при прямой работе требуется обеспечить желательные значения напряжения $U_{с.ж}$. Величина этого напряжения зависит от условий работы приемной системы, для которой шины СН являются мощным источником питания. Исходным является напряжение $U_{с.п}$, определяемое согласно выражению (4.1) после расчета сети ВН;

2) при реверсивной работе конечной целью регулирования является обеспечение величины напряжения $U_{в.ж}$, необходимой для

нормальной работы сети ВН. Ей соответствует определенное значение напряжения $U_{сн}$, которое можно найти из (4.24); исходным является напряжение $U_{сн}$.

Режим напряжений на зажимах обмотки НН при всех условиях вынужденный, и его оптимизация не является задачей регулирования АТ. Регулирование напряжений в сети НН в случае необходимости должно осуществляться дополнительными устройствами в этой сети.

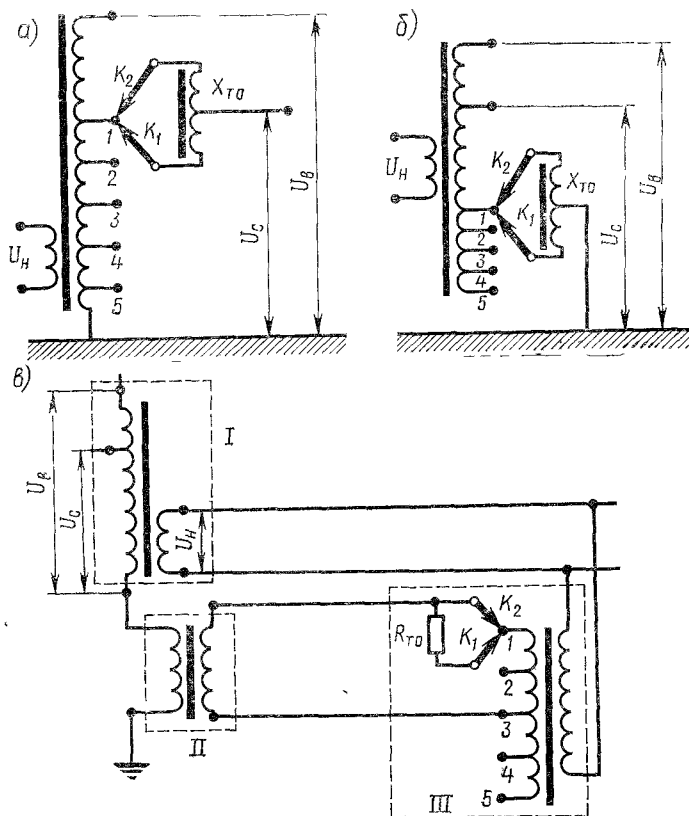


Рис 4.4 Принципиальные схемы регулирования напряжения автотрансформаторов

Ограничения по величине напряжения для АТ сформулированы несколько иначе, чем для трансформаторов. Согласно «Правилам технической эксплуатации электроустановок», напряжение на зажимах любой обмотки АТ не должно превышать номинального более чем на 10%. Очевидно этим удовлетворяются требования и по классу изоляции для всех обмоток, а также по возбуждению для питающей обмотки.

Встроенное регулирование напряжения под нагрузкой для автотрансформаторов может быть выполнено по схемам, изображенным на рис. 4.4, а и б.

При регулировании по схеме *a* переключаемые ответвления размещаются у линейного вывода обмотки СН. При этом на выводах обмотки ВН могут быть устроены дополнительные ответвления ПБВ. Как будет ясно из дальнейшего, схема *a* обладает достаточно благоприятными регулировочными характеристиками, но ее конструктивное осуществление затрудняется необходимостью изолировать переключающее устройство на весьма высокое напряжение. Пока такие устройства работают для U_c класса 110 кВ. Подготавливается их выпуск для напряжений 150 и 220 кВ.

Конструктивная реализация схемы *б* значительно проще, но при этом получается так называемое связанное регулирование, показатели которого, как увидим далее, значительно хуже, чем для схемы *a*.

Значительное количество автотрансформаторов выпускается без РПН и снабжается вольтодобавочными трансформаторами, включенными в общую нейтраль АТ (рис. 4.4, *в*). Здесь: *I* — основной автотрансформатор; *II* — вольтодобавочный трансформатор; *III* — регулировочный трансформатор, получающий питание обмотки от НН автотрансформатора.

Рассмотрим особенности регулирования для каждой из схем.

С х е м а. Для этой схемы коэффициенты трансформации имеют значения:

$$k_{в.с} = U_{т.в}/[U_{т.с}(1 + w_c)]; \quad (4.26)$$

$$k_{в.н} = U_{т.в}/U_{т.н}. \quad (4.27)$$

Связь между напряжениями U_c и $U_{с.п}$ следующая:

$$U_c = U_{с.п} U_{т.с} (1 + w_c) / U_{т.в}. \quad (4.28)$$

В зависимости от задачи регулирования каждое из этих напряжений может быть либо исходной, либо оптимизируемой величиной. Из выражения (4.28) могут быть также найдены предельные значения напряжений, если будет использовано полное количество регулируемых витков $\pm w_{с.макс}$.

Количество витков, необходимое для оптимизации режима обмоток СН или ВН, из (4.28)

$$w_{с.ж} = U_c U_{т.в} / (U_{с.п} U_{т.с}) - 1. \quad (4.29)$$

Действительное напряжение на шинах НН связано с приведенным соотношением

$$U_n = U_{н.п} U_{т.н} / U_{т.в}. \quad (4.30)$$

При прямой работе АТ напряжение $U_{н.п}$ не зависит от положения регулируемых ответвлений обмотки СН. С ростом нагрузки это напряжение обычно снижается, что создает неблагоприятные условия для работы сети НН. При реверсивной работе величина $U_{н.п}$ изменяется при перестановке ответвлений. Перестановка для повышения напряжения U_n с ростом нагрузки приводит одновременно к повышению напряжений $U_{н.п}$ и U_n . Как правило, это будет способствовать улучшению режима сети НН, но в пределе может потребоваться проверка напряжения по условию $U_n \leq 1,1 U_{т.н}$ и по режиму сети НН.

При наличии ответвлений ПБВ обмотки ВН во все предыдущие выражения вместо величины $U_{т.в}$ должна быть подставлена величина $U_{т.в}(1 + \omega_v)$, где ω_v соответствует принятому ответвлению ПБВ. В частности, перестановка ответвлений может быть использована для изменения уровней напряжения при прямой работе АТ. Понятно, что принятое значение ответвлений должно быть сохранено и при расчетах реверсивной работы, если только реверсирование не имеет сезонного характера.

В целом показатели регулирования для рассматриваемой схемы a можно считать благоприятными.

С х е м а б. Регулирование осуществляется путем использования ответвлений с РПН в общей обмотке перед нейтралью. Если абсолютное количество витков в обмотках ВН и СН равно соответственно W_v и W_c , то при регулировании они одновременно изменяются на величину W_p . Для определения относительных количеств регулируемых витков напишем:

$$\omega_v = W_p/W_v, \quad \omega_c = W_p/W_c.$$

Следовательно,

$$\omega_v/\omega_c = W_c/W_v.$$

Заменяя правую часть последнего выражения отношением номинальных напряжений обмоток, имеем

$$\omega_v/\omega_c = U_{т.с}/U_{т.в},$$

откуда

$$\omega_v = \omega_c U_{т.с}/U_{т.в}.$$

С учетом регулирования коэффициенты трансформации АТ имеют значения:

$$\begin{aligned} k_{в.с} &= U_{т.в}(1 + \omega_v)/[U_{т.с}(1 + \omega_c)] = \\ &= (U_{т.в} + U_{т.с}\omega_c)/[U_{т.с}(1 + \omega_c)]; \end{aligned} \quad (4.31)$$

$$k_{в.н} = U_{т.в}(1 + \omega_v)/U_{т.н} = (U_{т.в} + U_{т.с}\omega_c)/U_{т.н}. \quad (4.32)$$

Действительное напряжение на шинах СН

$$U_c = U_{с.н} U_{т.с}(1 + \omega_c)/(U_{т.в} + U_{т.с}\omega_c). \quad (4.33)$$

Число витков, необходимое для оптимизации режимов напряжений обмоток СН и ВН,

$$\omega_{с.ж} = (U_c U_{т.в} - U_{с.н} U_{т.с})/[U_{т.с}(U_{с.н} - U_c)]. \quad (4.34)$$

Знаменатель выражения (4.34) во всех случаях является величиной положительной. Знак числителя может изменяться в зависимости от условий работы. В режиме наибольших нагрузок при прямой работе числитель имеет наибольшее положительное значение. В таком же режиме при реверсивной работе значения могут получаться отрицательными. Соответственно изменяется знак величины $\omega_{с.ж}$.

Действительное напряжение на шинах НН

$$U_{\text{н}} = U_{\text{н.п}} U_{\text{т.н}} / (U_{\text{т.в}} + U_{\text{т.с}} \omega_{\text{с}}). \quad (4.35)$$

В данной схеме регулирование количества витков всегда приводит к изменению напряжения на шинах НН. При прямой работе с ростом нагрузок напряжение $U_{\text{н.п}}$ снижается и одновременно растет положительное значение $\omega_{\text{с}}$. В этих условиях напряжение $U_{\text{н}}$ резко падает. При реверсивной работе явления развиваются в обратном порядке: напряжение $U_{\text{н}}$ возрастает с увеличением нагрузки АТ.

Помимо неблагоприятных условий работы сети НН крупным недостатком описанной схемы является необходимость выполнения значительно большего количества регулируемых витков по сравнению со схемой *а* при одинаковом эффекте регулирования. Из выражений (4.29) и (4.34) можно найти коэффициент возрастания количества витков

$$\psi_{\omega} = U_{\text{с.п}} / (U_{\text{с.п}} - U_{\text{с}}). \quad (4.36)$$

Коэффициент ψ_{ω} будет тем больше, чем ближе по абсолютной величине напряжения $U_{\text{с.п}}$ и $U_{\text{с}}$, т. е. чем меньше коэффициент трансформации АТ. Чтобы получить представление о возможных пределах коэффициента ψ_{ω} , рассмотрим два автотрансформатора: 158/121 кВ и 500/115 кВ. Для режимов наибольших и наименьших нагрузок примем значения напряжения на обмотках СН: $U'_{\text{с}} = 121$ кВ и $U''_{\text{с}} = 110$ кВ. Напряжение $U_{\text{с.п}}$ соответственно считаем равным 0,95 и 1,05 от номинального напряжения сетей ВН. Для АТ 158/121 кВ получим из (4.36):

$$\psi'_{\omega} = U'_{\text{с.п}} / (U'_{\text{с.п}} - U'_{\text{с}}) = 0,95 \cdot 150 / (0,95 \cdot 150 - 121) = 6,63;$$

$$\psi''_{\omega} = U''_{\text{с.п}} / (U''_{\text{с.п}} - U''_{\text{с}}) = 1,05 \cdot 150 / (1,05 \cdot 150 - 110) = 3,3.$$

При применении схемы *а* пределы регулирования будут $\pm 12\%$. Для получения такого же эффекта в схеме *б* потребовалось бы $+80\%$ и -40% регулируемых витков. Для создания отрицательных значений $\omega_{\text{с}}$ необходимо наличие дополнительных ответвлений в общей обмотке, что сопряжено с возрастанием затрат активных материалов и удорожанием АТ. В рассмотренном случае необходимость добавления к обмотке СН 80% витков делает совершенно неприемлемой такую схему регулирования.

Более благоприятны показатели схемы *б* для АТ 500/115 кВ. Аналогичные расчеты дают $\psi'_{\omega} = 1,34$ и $\psi''_{\omega} = 1,27$. Количество регулируемых витков может быть принято $\pm 0,16$ вместо $\pm 0,12$ для схемы *а*.

С х е м а в. Регулирование производится путем включения вольтодобавочного трансформатора в рассечку общей обмотки перед нейтралью. По существу такой метод эквивалентен регулированию по схеме рис. 4.4, б. Соответственно могут быть использованы предыдущие расчетные выражения после подстановки в них величины $\omega_{\text{с}}$:

$$\omega_{\text{с}} = E_{\text{ВДТ}} / U_{\text{т.с}}. \quad (4.37)$$

Пример 4.5. Энергосистемы А и Б связаны линией электропередачи 330 кВ, работающей реверсивно. В системе Б линия подключена к автотрансформатору типа АТДЦТН-200-330-115. На стороне СН возможно регулирование напряжения по схеме рис. 4.4, а в пределах $\pm 8 \times 0,015 = \pm 0,12$. Обмотка СН непосредственно связана с шинами 110 кВ крупной электростанции системы Б. Напряжение на этих шинах в режимах наибольших и наименьших нагрузок соответственно $U'_c = 121$ кВ и $U''_c = 110$ кВ. Обмотка НН автотрансформатора имеет номинальное напряжение $U_{Т.Н} = 10,5$ кВ и питает сеть 10 кВ. Наибольшая нагрузка этой сети составляет 20% от номинальной мощности АТ, наименьшая — 8%. В режимах наибольших нагрузок автотрансформатор загружен полностью. Наименьшим нагрузкам соответствует покрытие минимальной мощности обмотки НН по линии 330 кВ при прямой работе и от сети СН — при реверсивной работе. Значения потерь напряжения (кВ) в обмотках АТ для всех расчетных режимов приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Режим работы	$\Delta U_{Т.В}$ кВ	$\Delta U_{Г.С}$ кВ	$\Delta U_{Г.Н}$ кВ
Прямая передача, наибольшая нагрузка	15,5	-0,7	6,3
Прямая передача, наименьшая нагрузка	0,13	0	2,6
Реверсивная передача, наибольшая нагрузка	12,2	-1,0	6,3
Реверсивная передача, наименьшая нагрузка	0	0	2,6

Требуется определить:

1) при прямой передаче — допустимые пределы изменения напряжения, подводимого к АТ по линии 330 кВ, при условии использования полностью регулируемых ответвлений обмотки СН;

2) при реверсивной передаче — положения ответвлений, при которых обеспечиваются значения $U'_{в.ж} = 345$ кВ и $U''_{в.ж} = 315$ кВ при значениях напряжений $U'_c = 121$ кВ и $U''_c = 110$ кВ;

3) изменения напряжения на выводах обмотки НН во всех режимах.

Во всех случаях проверить допустимость использования ответвлений (намечаемых).

Прямая передача. Исходные данные: $U'_{с.ж} = 121$ кВ; $\omega'_c = 0,12$; $U''_{с.ж} = 110$ кВ; $\omega''_c = -0,12$.

При известных значениях количества витков и напряжения $U_{с.ж}$ из (4.28) получим для режима наибольших нагрузок

$$U'_{с.п.ж} = U'_{с.ж} U_{Т.В} / [U_{Т.С} (1 + \omega'_c)] = 121 \cdot 330 / [115 (1 + 0,12)] = 310 \text{ кВ.}$$

Согласно (4.1) и (4.2) значения напряжений $U'_в$ и $U'_{н.п}$ будут:

$$U'_в = U'_{с.п.ж} + \Delta U_{Т.В} + \Delta U_{Т.С} = 310 + 15,5 - 0,7 = 324,8 \text{ кВ;}$$

$$U'_{н.п} = U'_в - \Delta U_{Т.В} - \Delta U'_{Т.Н} = 324,8 - 15,5 - 6,3 = 303 \text{ кВ.}$$

При этом действительное напряжение на шинах НН из (4.30)

$$U_{н.п} = U'_{н.п} U_{Т.Н} / U_{Г.В} = 303 \cdot 10,5 / 330 = 9,64 \text{ кВ.}$$

Аналогично для режима наименьших нагрузок при прямой передаче получим:

$$U''_{с.п} = 357 \text{ кВ; } U''_в = 358 \text{ кВ и } U''_{н.п} = 11,28 \text{ кВ.}$$

Итак, значение напряжения, подводимого к АТ, может изменяться в пределах 324,8—358 кВ. Как видим, для режима наибольших нагрузок требуется довольно высокое значение напряжения в конце электропередачи. Если АТ снаб-

жен ответвлениями ПБВ на стороне 330 кВ с пределами $\pm 2 \times 2,5\%$, то их использование позволит снизить подводимые напряжения на 5% в обоих режимах.

Режим напряжений в сети НН получился весьма благоприятным, и здесь требуются дополнительные регулирующие устройства. Напряжения на выводах всех обмоток не выходят за допустимые пределы.

Реверсивная передача. Исходные данные: $U'_c = 121$ кВ; $U'_{в.ж} = 345$ кВ; $U''_c = 110$ кВ и $U''_{в.ж} = 315$ кВ.

Количество витков при известных U_c и $U_{с.п.}$ определяем по (4.29). Предварительно находим значения напряжений $U'_{с.п.ж}$ и $U''_{с.п.ж}$ по (4.24):

$$U'_{с.п.ж} = U'_{в.ж} + \Delta U'_{т.в} + \Delta U'_{т.с} = 345 + 12,2 - 1,0 = 356,2 \text{ кВ};$$

$$U''_{с.п.ж} = U''_{в.ж} + \Delta U''_{т.в} + \Delta U''_{т.с} = 315 + 0 + 0 = 315 \text{ кВ}.$$

Тогда:

$$w'_{с.ж} = U'_c U_{т.в} / (U'_{с.п.ж} U_{т.с}) - 1 = 121 \cdot 330 / (356,2 \cdot 115) - 1 = -0,025;$$

$$w''_{с.ж} = U''_c U_{т.в} / (U''_{с.п.ж} U_{т.с}) - 1 = 110 \cdot 330 / (315 \cdot 115) - 1 \approx 0.$$

Для режима наибольших нагрузок ближайшее стандартное ответвление соответствует второй ступени «вниз», для которой $w_c = -0,03$. Проверка по условию

$$U_c \leq 1,1 U_{т.с} (1 + w_c)$$

дает

$$121 < 1,1 \cdot 115 (1 - 0,03) < 122,7 \text{ кВ}.$$

Использование данного ответвления допустимо. Тем более допустимо использование $w_c = 0$ в режиме наименьших нагрузок.

Переходим к режиму обмотки НН:

$$U'_{н.п} = U'_{с.п.ж} - \Delta U'_{т.с} - \Delta U'_{т.н} = 356,2 + 1 - 6,3 = 350,9 \text{ кВ};$$

$$U'_n = U'_{н.п} U'_{т.н} / U_{т.в} = 350,9 \cdot 10,5 / 330 = 11,17 \text{ кВ};$$

$$U''_{н.п} = U''_{с.п.ж} - \Delta U''_{т.с} - \Delta U''_{т.н} = 315 - 0 - 2,6 = 312,4 \text{ кВ};$$

$$U''_n = U''_{н.п} U_{т.н} / U_{т.в} = 312,4 \cdot 10,5 / 330 = 9,94 \text{ кВ}.$$

При реверсивной передаче, за счет благоприятных условий регулирования напряжения на шинах СН, регулирование АТ требуется в довольно узких пределах. На шинах НН осуществляется глубокое встречное регулирование. Допустимость таких пределов регулирования должна быть проверена дополнительно по условиям работы сети НН.

Пример 4.6. Автотрансформатор типа АТДЦТГ-240-330-242-38,5 установлен на понижающей подстанции и работает только в режиме прямой передачи. Относительная нагрузка АТ изменяется в пределах $1-0,4$ при коэффициенте мощности 0,9. Загрузка обмотки НН составляет 20% от полной. Для регулирования напряжения перед нейтралью АТ включен регулируемый трансформатор типа ВРТДНУ, обладающий проходной мощностью 240 000 кВА и пределами регулирования ± 30 кВ. Желательные значения напряжения на выходе обмотки СН: $U'_{с.ж} = 240$ кВ; $U''_{с.ж} = 225$ кВ.

Для оценки эффективности применения ВДТ найдем необходимые пределы регулирования напряжения, которое должно быть подведено к автотрансформатору, при наличии ВДТ и при его отсутствии. Требуется также найти значения напряжений на зажимах обмотки НН в обоих случаях.

Включение ВДТ в нейтраль эквивалентно устройству регулируемых витков в общей обмотке в количестве

$$w = \pm E_{ВДТ} / U_{т.с} = \pm 30 / 242 = \pm 0,124.$$

Значения потерь напряжения в обмотках АТ приведены в табл.4.2.

Таблица 4.2

Нагрузка АТ	$\Delta U_{Т.В}, \text{ кВ}$	$\Delta U_{1.С}, \text{ кВ}$	$\Delta U_{1.П}, \text{ кВ}$
Наибольшая	12,5	-1,6	18,8
Наименьшая	5,0	-0,6	7,5

При работе автотрансформатора без ВДТ по (4.28):

$$U'_{С.П} = U'_C U_{Т.В}/U_{Т.С} = 240 \cdot 330/242 = 327 \text{ кВ};$$

$$U'_{В.Ж} = U'_{С.П} + \Delta U'_{Т.С} + \Delta U'_{Т.В} = 327 - 1,6 + 12,5 = 337,9 \text{ кВ};$$

$$U'_{Н.П} = U'_{В.Ж} - \Delta U'_{Т.В} - \Delta U'_{Т.П} = 337,9 - 12,5 - 18,8 = 306,6 \text{ кВ};$$

$$U'_Н = U'_{Н.П} U_{Т.Н}/U_{Т.В} = 306,6 \cdot 38,5/330 = 35,8 \text{ кВ}.$$

Аналогично для режима наименьших нагрузок:

$$U''_{С.П} = 306,8 \text{ кВ}; U''_{В.Ж} = 311,2 \text{ кВ}; U''_{Н.П} = 298,7 \text{ кВ};$$

$$U''_Н = 34,8 \text{ кВ}.$$

При работе автотрансформатора с ВДТ:

$$U'_{С.П} = \frac{U'_C (U_{Т.В} + U_{Т.С} \omega_C)}{U_{Т.С} (1 + \omega_C)} = \frac{240 (330 + 242 \cdot 0,124)}{242 (1 + 0,124)} = 317,6 \text{ кВ};$$

при этом

$$U'_{В.Ж} = 328,5 \text{ кВ}; U'_{Н.П} = 297,2 \text{ кВ}.$$

Напряжение на выходе обмотки НН из (4.35)

$$U'_Н = \frac{U'_{Н.П} U_{Т.Н}}{U_{Т.В} + U_{Т.С} \omega_C} = \frac{297,2 \cdot 38,5}{330 + 242 \cdot 0,124} = 31,8 \text{ кВ}.$$

В режиме наименьших нагрузок:

$$U''_{С.П} = 318,4 \text{ кВ}; U''_{В.Ж} = 322,8 \text{ кВ}; U''_{Н.П} = 310,3 \text{ кВ};$$

$$U''_Н = 39,8 \text{ кВ}.$$

Установка ВДТ с пределами регулирования $\pm 30 \text{ кВ}$ позволит в режиме наибольших нагрузок снизить подводимое к АТ напряжение на 9,4 кВ (2,8%) и повысить его при наименьших нагрузках на 16,6 кВ (5,4%). Следует полагать, что установка ВДТ не разрешит полностью задачу регулирования напряжения на подстанции, однако приведет к снижению необходимой мощности компенсирующих устройств. Оценить это снижение можно в результате расчета питающей сети 330 кВ. Следует отметить, что установка ВДТ приводит к резкому ухудшению режима напряжений в сети 35 кВ.

§ 4.4. Линейные регуляторы в электрических сетях

Линейными регуляторами называют вольтодобавочные трансформаторы, включаемые в расщелку электрической линии и вводящие в сеть некоторую дополнительную э. д. с. Одна из возможных схем такого включения ВДТ представлена на рис. 4.5. В данном случае регулируемый трансформатор РТ, питающий ВДТ, присоединен непосред-

венно к линии. В результате установка получается полностью автономной и может быть размещена в любой точке сети. Ясно, что регулировочный трансформатор может также присоединяться ко вторичной

обмотке сетевого силового трансформатора, что будет способствовать удешевлению установки.

С помощью ВДТ может быть получена добавочная э. д. с., сдвинутая по фазе относительно основного напряжения сети. Направление этой э. д. с. зависит от схемы включения первичной обмотки ВДТ. Получение сдвигов 0° (180°), 30° (210°), 60° (240°) и 90° (270°) при непосредственном присоединении первичной обмотки ВДТ к регулируемой линии пока-

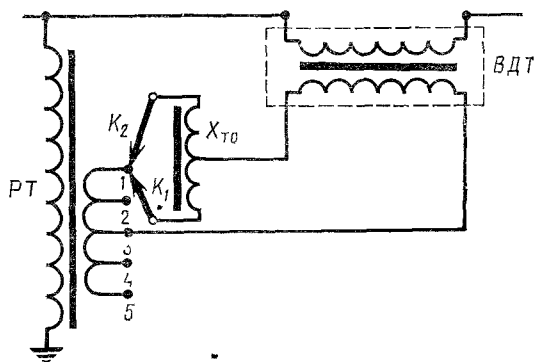


Рис 45 Принципиальная схема включения вольтодобавочного трансформатора в рассечку линии

зано на схемах рис. 4.6. Там же приведены соответствующие векторные диаграммы. При высоких напряжениях по аналогичным схемам включаются регулировочные трансформаторы. ВДТ, рабо-

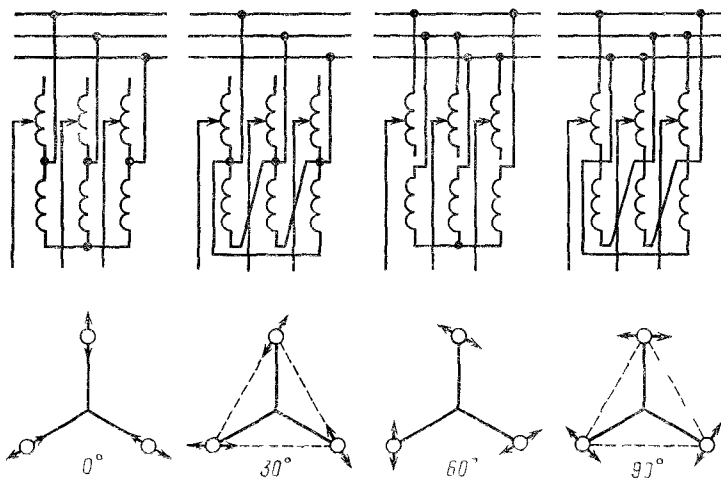


Рис 46 Схемы получения добавочной э. д. с. смещенной на 0° , 30° , 60° и 90° относительно основного напряжения

тающие со сдвигом 0° (180°), получили название продольных, а со сдвигом 90° (270°) — поперечных. При остальных сдвигах можно говорить о ВДТ с постоянной фазой, отличной от 0 и 90° .

Для получения добавочной э. д. с. произвольного направления первоначально применялись установки из двух независимых ВДТ —

продольного и поперечного, включенных последовательно. В настоящее время с этой целью применяются комбинированные продольно-поперечные ВДТ с двумя первичными обмотками и независимым их питанием. Продольно-поперечные ВДТ применяются в замкнутых сетях для управления распределением токов и мощностей в контурах сетей. Изменение напряжения при этом является дополнительным эффектом*.

Продольные ВДТ применяют для регулирования напряжения в разомкнутых сетях. Особенно полезными они могут быть в сетях большой протяженности с проводами небольших сечений и в сетях, работающих при высоких значениях коэффициента мощности. В таких случаях компенсация реактивных параметров сети или режима мало влияет на величину напряжений, и регулирование трансформаторов является основным средством оптимизации напряжений.

Установку ВДТ можно рассматривать как один из возможных вариантов повышения пропускной способности по режиму напряжений электрической сети, нагрузка которой достигла предельного значения. Это может оказаться более экономичным, чем, например, замена всех трансформаторов с ПБВ, имеющихся в сети, на трансформаторы с РПН, или чем установка дополнительных компенсирующих устройств. При этом необходимо учитывать, что такое решение не является особенно гибким. Работа ВДТ приводит к изменению напряжений всех подстанций, включенных после ВДТ, идя от источника питания. Однако лишь для одной подстанции такое изменение может быть строго заданным. Для всех остальных подстанций можно получить только некоторую степень приближения к желательным условиям.

В задачи расчета входят:

- 1) выбор места установки ВДТ,
- 2) определение параметров и пределов регулирования устройства;
- 3) исследование режима работы сети с учетом ВДТ;
- 4) корректировка установки ответвлений трансформаторов с ПБВ, попадающих в зону действия ВДТ.

Рассмотрим вначале порядок расчета для простейшей неразветвленной сети, питающей цепочку подстанций.

Место установки ВДТ определяется условиями наиболее тяжелого режима работы сети — наибольших нагрузок или послеаварийного. Для расчетного режима выполняем дважды расчет напряжений, исходя один раз из известного напряжения центра питания U_0 , а другой — из допустимого напряжения на шинах ВН наиболее удаленной подстанции. Для произвольной f -й подстанции получим соответственно значения напряжений U_{fI} и U_{fII} . Величины, характеризующие режим напряжений конечной подстанции, обозначим: $U_{нж}$ — желательное напряжение на шинах НН в расчетном режиме; $\Delta U_{тн}$ — потеря напряжения в обмотках трансформатора для тех же условий.

Полагая, что принято низшее из ответвлений ПБВ, равное

* Применение продольно-поперечных ВДТ в замкнутых сетях рассмотрено в гл. VI.

— 0,05, для желательного напряжения на шинах ВН получим

$$U_{нж} = 0,95 U_{н.ж} U_{т.в} / U_{т.н} + \Delta U_{тн}. \quad (4.38)$$

Учитывая, что в данном случае речь идет о районных сетях, при расчетах которых пользуются сравнительно точными методами, для расчета напряжений воспользуемся выражением (1.40).

Для произвольной подстанции:

при расчете по напряжению U_0

$$U_{f0} = \sqrt{U_0^2 - 2 \sum_0^i (P_i r_i - Q_i x_i)}; \quad (4.39)$$

при расчетах по напряжению $U_{нж}$

$$U_{fж} = \sqrt{U_{нж}^2 + 2 \sum_n^i (P_i r_i - Q_i x_i)}. \quad (4.40)$$

Входящие в выражения (4.39) и (4.40) средние линейные мощности P_i и Q_i могут быть найдены итерационным путем с практически любой степенью точности, как было показано в гл. I.

Значения напряжения U_{f0} соответствуют работе сети без ВДТ. Исходя из U_{f0} , можно найти вторичные напряжения соответствующих подстанций. Очевидно, что ВДТ должен быть установлен на выходе той подстанции, на которой величина напряжения U_{f0} достигла значения, близкого к наименьшему допустимому. Необходимая проходная мощность ВДТ определяется мощностью линии, в которую последний будет включен.

Напряжения U_{f0} и $U_{fж}$ в месте установки ВДТ, как будет показано в гл. VI, связаны между собой соотношением

$$U_{fж} / U_{f0} = 1 / k_{ВДТ} = 1 - E_{ВДТ*},$$

откуда

$$E_{ВДТ*} = U_{fж} / U_{f0} - 1. \quad (4.41)$$

Расчеты э. д. с. для граничных режимов позволяют установить необходимые пределы регулирования.

В заключение выполняется подбор ответвлений понизительных трансформаторов с учетом работы ВДТ.

В режимах, в которых э. д. с. ВДТ имеет положительные значения, установка последних приводит к снижению потерь мощности. Поскольку эти режимы соответствуют большим нагрузкам сети, снижение потерь в них с избытком перекрывает некоторое повышение, которое будет возникать при работе ВДТ с отрицательными э. д. с. при малых нагрузках сети.

Аналогично выполняются расчеты и в более сложных случаях разветвленных сетей. В сети будет несколько конечных точек. В одной или нескольких из них напряжения могут быть ниже допустимых. Установка ВДТ может оказаться целесообразной либо до разветвлений, либо после них. В первом случае э. д. с. ВДТ будет определяться

условиями ответвления с наиболее неблагоприятным режимом напряжений. Во втором случае работа каждого ВДТ определяется условиями ответвления, в котором он включен. Возможны и более сложные комбинации установок.

Если приращение напряжения, обусловленное работой ВДТ, превышает интервал между наименьшим и наибольшим допустимыми напряжениями, то потребуются последовательные включения двух ВДТ, установленных в различных точках сети. По-видимому, это встречается довольно редко в сетях, перегружаемых реактивной мощностью. Первоначальной задачей здесь будет разгрузка сети, после чего в большинстве случаев потребность в установке двух ВДТ отпадает.

Пример 4.7. Рассмотреть вариант оптимизации с помощью ВДТ режима напряжений сети 35 кВ, схема которой представлена на рис. 4.7.

На схеме показаны марки проводов, длины участков, мощности и номинальные коэффициенты трансформации трансформаторов, а также наибольшие нагрузки на шинах НН. Задано также, что в режиме наименьших нагрузок потери

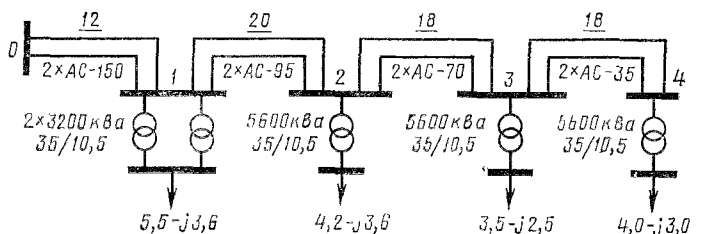


Рис. 4.7. Схема сети 35 кВ примера 4.7

напряжения в элементах сети составляют 0,3 от наибольших. Напряжение источника питания в расчетных режимах: $U'_0 = 36,75$ кВ и $U''_0 = 35$ кВ. На вторичных шинах всех подстанций желательно иметь для тех же режимов напряжения:

$$U'_{н.ж} = 10,5 \div 11 \text{ кВ и } U''_{н.ж} = 9,5 \div 10 \text{ кВ.}$$

Для облегчения условий регулирования и снижения потерь мощности на подстанции 1 в режиме наименьших нагрузок один из трансформаторов отключаем. Расчеты начинаем с приведения нагрузок к шинам высшего напряжения. Значения приведенных нагрузок и их распределение в сети нанесены на рис. 4.8; там же указаны сопротивления отдельных участков.

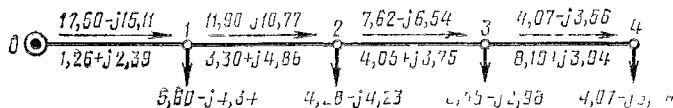


Рис. 4.8. Расчетная схема сети примера 4.7

В дальнейшем выполняются итерационные расчеты режима напряжений сети без регулирующих устройств. Результаты расчетов приведены в табл. 4.3.

Несмотря на встречное регулирование на шинах центра питания более или менее удовлетворительным можно считать напряжение лишь на подстанции 1. Для всех остальных подстанций результаты явно неудовлетворительные.

Таблица 4.3

Показатели	Режим наибольших нагрузок				Режим наименьших нагрузок			
	1	2	3	4	1	2	3	4
$U_B, \text{кВ}$	34,90	32,17	30,27	28,62	34,44	33,62	33,05	32,55
$\Delta U_T, \text{кВ}$	1,70	1,83	1,31	1,55	1,02	0,65	0,39	0,47
$U_{H.П.}, \text{кВ}$	33,20	31,34	28,96	27,07	33,42	32,97	32,66	32,08
w_B	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05
$U_H, \text{кВ}$	10,48	9,90	9,15	8,55	10,55	10,41	10,31	10,83

Согласно (4.38) находим желательные напряжения для подстанции 4:

$$U'_{4ж} = \frac{0,95 U'_{H.ж} U_{T.В}}{U_{T.Н}} - \Delta U'_T = \frac{0,95 \cdot 10,5 \cdot 35}{10,5} - 1,55 = 34,8 \text{ кВ};$$

$$U''_{4ж} = 0,95 \cdot 10 \cdot 35 / 10,5 + 0,47 = 32,14 \text{ кВ}.$$

Линейные регуляторы необходимо установить на подстанции 1. Исходя из напряжений $U'_{4ж}$ и $U''_{4ж}$, находим значения напряжений на выходе ВДТ: $U'_{11} = 40,02 \text{ кВ}$; $U''_{11} = 34,03 \text{ кВ}$.

Добавочная э. д. с. ВДТ должна иметь согласно (4.41) в предельных режимах значения:

$$E'_{ВДТ*} = U'_{11}/U'_{11} - 1 = 40,02/34,9 - 1 = 0,146;$$

$$E''_{ВДТ*} = U''_{11}/U'_{11} - 1 = 34,03/34,44 - 1 = -0,012.$$

Полагая, что регулирование ВДТ осуществляется ступенями по 0,015 (1,5%), получим, что в режиме наибольших нагрузок необходимо принять 10 ступеней «вверх», а в режиме наименьших — одну ступень «вниз». В результате получим: $E'_{ВДТ*} = 0,15$; $E''_{ВДТ*} = -0,015$.

Проходная мощность ВДТ определяется режимом наибольших нагрузок. При этом возможны два варианта решения:

1) ВДТ устанавливается на выходе подстанции. Его проходная мощность определяется нагрузкой линии 1—2 и составляет около 20 Мва. При этом напряжения самой подстанции 1 не будут зарегулированы и сохранят значения, приведенные в табл. 4.3;

2) ВДТ устанавливается на входе подстанции. Исходя из загрузки линии —1 его проходная мощность возрастет с учетом округления до 30 Мва.

Показатели режима напряжений при наличии ВДТ приведены в табл. 4.4.

Таблица 4.4

Показатели	Режим наибольших нагрузок				Режим наименьших нагрузок			
	1	2	3	4	1	2	3	4
$U_B, \text{кВ}$	40,13	37,85	36,21	34,91	33,92	33,10	32,53	32,03
$U_{H.П.}, \text{кВ}$	38,43	36,02	34,90	33,36	32,90	32,45	32,14	31,56
w_B	+0,05	+0,025	-0,025	-0,05	+0,05	+0,025	-0,025	-0,05
$U_H, \text{кВ}$	10,98	10,84	10,74	10,53	9,4	9,5	9,89	9,97

Данные о напряжении на вторичных шинах подстанции 1 относятся ко второму варианту установки ВДТ. При первом варианте напряжения сохраняют значения, приведенные ранее, в табл. 4.3.

Итерационный расчет потерь мощности в сети для режима наибольших нагрузок дал такие результаты: без регулирующих устройств $\Delta S_1 = (2,34 -$

— $j 2,98$ Мва; при установке ВДТ $\Delta \dot{S}_{11} = (1,78 - j 2,40)$ Мва. Таким образом, применение ВДТ обеспечивает снижение потерь на величину, равную $(0,56 - j 0,58)$ Мва. Однако при этом появляются дополнительные потери в самих ВДТ. В результате потери реактивной мощности почти не изменятся, а потери активной снизятся на величину порядка 400 кВт.

Как видно, в данном случае условия использования ВДТ получились не особенно благоприятными: требуется большое абсолютное значение $E_{ВДТ*}$ в режиме наибольших нагрузок, а в режиме наименьших нагрузок ВДТ используется слабо.

Здесь, несомненно, желательно изменение режима напряжений источника питания. Например, если таковым является подстанции с гребомоточными трансформаторами, то следует проверить возможность перестановки ответвлений ПБВ обмотки 35 кВ. Если таким путем удастся поднять уровень напряжения U_0 на 5%, т. е. иметь напряжения $U'_0 = 38,5$ кВ и $U''_0 = 36,75$ кВ, то необходимые значения э. д. с. ВДТ будут: $E'_{ВДТ\%} = +10\%$; $E''_{ВДТ\%} = -7,5\%$. При этом снизится собственная мощность ВДТ и уменьшится примерно на 10% потери мощности на наиболее загруженном участке 0—1.

§ 4.5. Установки продольной емкостной компенсации в электрических сетях

Установка продольной емкостной компенсации (УПК) представляет собой батарею статических конденсаторов, врезанную в расщелку электрической сети. Как показано на схеме рис. 4.9, батарея состоит из $n_{пр}$ параллельных ветвей, каждая из которых имеет $n_{пс}$ элементов, соединенных последовательно.

Батарея должна быть изолирована от земли на полное рабочее напряжение линии, в которую она включена. Поэтому батарея размещается на металлической платформе, укрепленной на опорных изоляторах (опорный вариант) или подвешенной на гирляндах изоляторов к специальным конструкциям (подвесной вариант).

Крупнейшая в мире установка продольной компенсации сооружена на линии электропередачи Волжская ГЭС им. В. И. Ленина — Москва. Установка собрана из специально разработанных конденсаторов типа КПМ-0,6-50-1, с параметрами: номинальное напряжение $U_{0н} = 0,6$ кВ; номинальная мощность $Q_{0н} = 50$ квар. Конденсаторы, разумеется, однофазные и предназначены для наружной установки.

Каждая фаза установки состоит из трех параллельных секций; каждая секция собрана из девяти параллельных ветвей по 120 элементов. Таким образом, показатели батареи получились следующими: число параллельных ветвей $n_{пр} = 27$ шт.; число элементов в ветви $n_{пс} = 120$ шт.; общее число элементов $N_{к} = 9720$ шт.

Установленная мощность батареи $Q_0 = 486\,000$ квар. Батарея размещена на 135 платформах, подвешенных на гирляндах изоляторов.

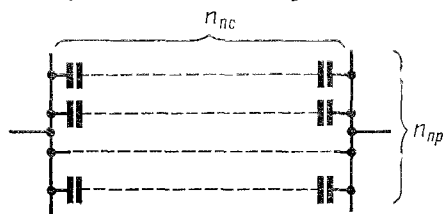


Рис. 4.9. Принципиальная схема соединений батареи конденсаторов УПК

На каждой платформе размещена часть секции, содержащая девять параллельных ветвей. Каждая ветвь включает восемь элементов, соединенных последовательно. От платформы элементы также изолированы.

УПК представляет собой своеобразное вольтодобавочное устройство, вводящее в расщелку сети некоторую э. д. с., пропорциональную сопротивлению батареи и проходящему через нее току. Продольная составляющая этой э. д. с. пропорциональна реактивной составляющей тока.

Изменение режима напряжений, обусловленное продольной компенсацией, для линии с одной нагрузкой на конце можно проиллюстрировать двумя векторными диаграммами, изображенными на рис. 4.10.

На диаграмме рис. 4.10, а представлено изменение вектора напряжения в конце линии $\dot{U}_2$ при постоянных значениях напряжения в начале $\dot{U}_1$ и тока $\dot{I}$ в зависимости от степени компенсации линии. В этих условиях конец вектора напряжения будет скользить по линии 1—5. Отдельные точки этой линии соответствуют вариантам: 1 — без компенсации; 2 — компенсировано 50% реактивного сопротивления; 3 — то же, 100%; 4 — линия перекомпенсирована на 50%; 5 — то же, на 100%.

Диаграмма (рис. 4.10, б) построена для случая, когда при неизменной степени компенсации меняется абсолютная величина тока I_2 .

Рис. 4.10. Векторные диаграммы напряжений для линии с УПК

Для тех же значений компенсации, что и на предыдущей диаграмме, конец вектора $\dot{U}_2$ будет скользить по отрезкам $a-1$, $a-2$, $a-3$, $a-4$ и $a-5$ соответственно.

Расчеты, связанные с применением УПК, во многом аналогичны расчетам, рассмотренным ранее для установок с ВДТ. Для выбора местоположения УПК также необходим двукратный расчет уровней напряжений на всех подстанциях. После выбора места установки требуется расчет необходимого компенсирующего сопротивления x_k . Пусть это сопротивление будет включено на участке t , по которому протекает мощность $\dot{S}_t = P_t + jQ_t$.

Вводя это сопротивление и исходя из выражений (4.39) и (4.10), можно написать

$$\sqrt{U_0^2 - 2 \sum_0^t (P_t r_t - Q_t x_t)} = \sqrt{U_{n.k.}^2 + 2 \sum_n^t (P_t r_t - Q_t x_t) - 2 Q_t x_k}$$

или

$$\sqrt{U_{i0}^2} = \sqrt{U_{iK}^2 - 2Q_i x_K},$$

откуда

$$x_K = (U_{iK}^2 - U_{i0}^2) / (2Q_i). \quad (4.42)$$

После расчета x_K переходим к определению параметров батареи. Предположим, что батарею следует собрать из стандартных элементов, для которых известны: Q_{0K} — мощность элемента, квар; U_{0K} — номинальное напряжение, кв, по этим данным находим

$$I_{0K} = Q_{0K} / U_{0K}; \quad (4.43)$$

$$x_{0K} = 1000 U_{0K}^2 / Q_{0K}. \quad (4.44)$$

Расчеты начинаем с определения количества параллельных ветвей батареи по наибольшему току участка i :

$$n'_{пр} = I_i / I_{0K} = U_{0K} \sqrt{P_i^2 + Q_i^2} / (\sqrt{3} U_{ном} Q_{0K}). \quad (4.45)$$

Для конденсаторов токовая перегрузка весьма опасна; поэтому округление производим в большую сторону, до значения $n_{пр}$. Число последовательных элементов необходимо принять равным

$$n'_{пс} = n_{пр} x_K / x_{0K}. \quad (4.46)$$

Найденную величину округляем, как правило, тоже в большую сторону, после чего находим действительное значение компенсирующего сопротивления

$$x_K = x_{0K} n_{пс} / n_{пр}. \quad (4.47)$$

В дальнейшем выполняется контрольный расчет режима сети с учетом сопротивления УПК и производится коррекция установки ответвлений трансформаторов.

Регулирование сопротивления УПК в принципе возможно, но требует применения аппаратуры высокого напряжения. Обычно ограничиваются установкой шунтирующего выключателя для закорачивания УПК при сквозных коротких замыканиях. Его можно использовать также для выключения УПК при малых нагрузках сети, когда повышение напряжения ухудшает условия регулирования.

Пример 4.8. Для сети примера 4.7 рассмотреть вариант оптимизации режима с помощью УПК. Предыдущие расчеты показали, что: регулирующее устройство, в данном случае УПК, необходимо установить на подстанции I ; напряжения на входе и выходе устройства в режиме наибольших нагрузок должны иметь значения $U_{10} = 34,90$ кв и $U_{1K} = 40,02$ кв. Примем, что УПК размещена на выходе подстанции I и через нее будет протекать мощность $\dot{S}_{12} = (12,74 - j 11,57)$ Мва. УПК собираем из конденсаторов типа КПМ-0,6-50-1, параметры которых были приведены ранее. Количество параллельных ветвей согласно (4.45)

$$n'_{пр} = \frac{U_{0K} \sqrt{P_{12}^2 + Q_{12}^2}}{\sqrt{3} U_{ном} Q_{0K}} = \frac{0,6 \sqrt{12,74^2 + 11,57^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 50 \cdot 10^{-3}} = 3,41;$$

принимая $n_{\text{пр}} = 4$ шт.

Компенсирующее сопротивление согласно (4.42)

$$x_K = \frac{U_{1\text{ж}}^2 - U_{10}^2}{2Q_{12}} = \frac{40,02^2 - 34,90^2}{-2 \cdot 11,57} = -16,58 \text{ ом.}$$

Сопротивление одного элемента данного типа $x_0 = -7,2 \text{ ом}$. Следовательно, число элементов, соединенных последовательно,

$$n_{\text{ис}}' = x_K n_{\text{пр}} / x_0 = 16,58 \cdot 4 / 7,2 = 9,2;$$

принимая $n_{\text{ис}} = 10$

Действительное сопротивление УПК

$$x_K = x_0 n_{\text{ис}} / n_{\text{пр}} = -7,2 \cdot 10 / 4 = -18 \text{ ом.}$$

Дальнейший итерационный расчет режима наибольших нагрузок дал значения напряжений, приведенные в табл. 4.5. В режиме наименьших нагрузок УПК будет шунтирована, и значения напряжений на шинах ВН подстанций будут такими же, как и в примере 4.7 — при отсутствии регулирующих устройств. Однако условия режима наибольших нагрузок с УПК позволили произвести перестановку ответвлений для части трансформаторов. Результирующие значения напряжений на шинах НН подстанций записаны в табл. 4.5 в виде знаменателей.

Таблица 4.5

Показатели	Подстанции			
	1	2	3	4
$U_{\text{В}}, \text{ кВ}$	35,20	37,80	36,24	34,88
$U_{\text{Н.П.}}, \text{ кВ}$	34,50	35,97	34,93	33,33
$w_{\text{В}}$	-0,05	0	-0,0025	-0,05
$U_{\text{Н}}, \text{ кВ}$	10,89	10,79	10,75	10,53
	10,55	9,89	10,0	10,13

Суммарные потери мощности в сети при наличии УПК оказались равными

$$\Delta S = (1,68 + j1,32) \text{ Мва.}$$

§ 4.6. Комплексное использование регулируемых трансформаторов и компенсирующих устройств

Изложенный в гл. III метод расчета распределения реактивных мощностей, обеспечивающего желательные уровни напряжений в сети, применим к случаям комплексного использования КУ и трансформаторов с РПН. Для этого вновь обратимся к системе уравнений (3.3) вида

$$\sum_{t=1}^{t=T} \gamma_{f(t)}'' \Delta Q_t = 0,5 (U_{1\text{ж}}^2 - U_{f0}^2).$$

Если точка f соответствует вторичным шинам понизительной подстанции, то для напряжения U_{f0} из расчета исходного режима получается значение, приведенное к первичному напряжению сети. По-

нятно, что и для напряжения $U_{fж}$ также подставляется приведенное значение. Однако при определенном, желательном значении действительного напряжения $U_{fж}$ его приведенное значение можно изменять перестановкой ответвлений трансформаторов на f -й подстанции. Соответственно будут изменяться правые части уравнений (3.3). Поэтому путем подбора ответвлений трансформаторов с РПН можно получить более благоприятные решения.

Обратимся снова к проектной задаче по определению установленной мощности дополнительных КУ, рассматривавшейся в гл. III. Наличие в сети трансформаторов с РПН позволяет решить эту задачу с минимальной мощностью КУ. Такое решение будет вполне закономерным для послеаварийных режимов и может иногда рассматриваться как предельное для режимов наибольших нагрузок.

Как и ранее в аналогичных случаях, расчеты начинаем с определения исходного режима, в котором принимаем, что существующие источники реактивной мощности загружены полностью и дополнительные КУ отсутствуют. В этих условиях находим: 1) потокораспределение основных нагрузок; 2) первое приближенное значение потерь мощности по основному потокораспределению и номинальному напряжению; 3) потокораспределение потерь мощности; 4) результирующее потокораспределение с потерями; 5) значения напряжений.

Следующий этап расчета — предварительный выбор точек, в которых будет производиться регулирование реактивной мощности. Критерием для этого являются значения U_{f0} . Регулирование необходимо: 1) на электростанциях, напряжение на шинах которых превышает допустимое; 2) на понизительных подстанциях, для которых не могут быть обеспечены необходимые уровни вторичных напряжений путем перестановки ответвлений трансформаторов.

Точки установки КУ на первоначальной стадии расчетов целесообразно принимать с некоторым «запасом». Излишние точки в дальнейшем легко обнаруживаются и исключаются из расчетов. Для намеченных точек регулирования находим сопротивления влияния. Приняв, что на электростанциях поддерживаются наивысшие напряжения, а в точках установки КУ (существующих и дополнительных) используются низшие ответвления трансформаторов, составляем и решаем систему уравнений (3.3).

В простейших случаях найденные таким образом первые значения поправок ΔQ_i могут оказаться окончательными, что должно быть подтверждено итерационным расчетом режима сети после коррекции реактивных мощностей. В более сложных случаях требуется дополнительный анализ, позволяющий исключить лишние пункты установки КУ. При этом большую роль играет знак поправок в отдельных пунктах.

Рассмотрим различные категории пунктов.

а. Понизительная подстанция, на которой намечалась установка дополнительных КУ. Знак «минус» при ΔQ_i показывает, что установка КУ в этой точке является излишней, и напряжение в ней фиксировать не следует, так как оно и без компенсации будет лежать в диапазоне регулирования

трансформаторов. Знак «плюс» показывает, что установка КУ желательна; от нее можно отказаться, если значение ΔQ_i мало по абсолютной величине.

б. Подстанция, на которой КУ уже имеется. Отрицательный знак ΔQ_i показывает, что здесь может быть повышена первоначальная установка ответвлений трансформаторов. Загрузку КУ менять не следует, но следует отказаться от фиксирования величины напряжения. Большое положительное значение ΔQ_i показывает необходимость установки на данной подстанции дополнительных КУ.

в. Электростанция, выдающая заданную мощность и учитываемая как отрицательная нагрузка. Отрицательный знак означает невозможность выдачи запланированной мощности, и ее необходимо уменьшить. Электростанция при этом сохраняется в числе точек с фиксированным напряжением. Знак «плюс» показывает, что выдача всей реактивной мощности электростанции не ограничивается режимом напряжений. Нагрузка станции не меняется, однако станция исключается из числа пунктов с фиксированным напряжением.

В результате такого анализа сокращается количество неизвестных и уравнений в системе (3.3). Решение системы дает новые значения первых поправок реактивной мощности в оставшихся пунктах. Возможно и дальнейшее уточнение решения путем повторного расчета исходного режима после корректировки реактивных нагрузок в соответствии с первыми поправками. В принципе можно выполнить и большее количество расчетов поправок, но вряд ли это понадобится при практических расчетах. Отметим все же, что для нахождения поправок более высоких порядков в исходных режимах потери мощности придется находить более точно, используя итерационные методы.

После расчета поправок и округления результатов выбираются установленные мощности КУ в отдельных пунктах. Намечаемые мощности необходимо проверить по условиям второго предельного режима — наименьших нагрузок сети. Проверку выполняем в следующем порядке:

- 1) принимаем, что в этом режиме может быть осуществлено распределение реактивных мощностей, обеспечивающее минимум потерь активной мощности в сети без учета ограничений по напряжению. Находим такое распределение путем решения систем уравнений (3.28) или (3.29);

- 2) рассчитываем режим напряжений сети в принятых условиях;

- 3) определяем установку ответвлений трансформаторов, обеспечивающую желательные напряжения на вторичных шинах всех подстанций.

Дополнительное регулирование реактивных мощностей при этом обычно не требуется. Если все же на отдельных подстанциях окажется необходимой установка ответвлений, выходящих за пределы диапазона регулирования трансформаторов, то следует вновь обратиться к уравнениям (3.3) и найти поправки к реактивным мощностям подстанций в том же порядке, как и в первом предельном режиме.

С учетом поправок могут встретиться такие случаи:

1) компенсирующая мощность пункта остается положительной. В пункте можно применить в качестве КУ батарею статических конденсаторов, а синхронные компенсаторы в этих условиях всегда будут работать в режиме перевозбуждения;

2) компенсирующая мощность становится отрицательной, но по абсолютной величине меньшей, чем $0,5 \div 0,6$ от найденной ранее установленной мощности. Потребуется синхронные компенсаторы, которые при малых нагрузках сети должны работать с недовозбуждением. Установленная мощность компенсаторов может сохранить значение, найденное при первом расчете. Не исключена возможность комбинированной установки синхронных компенсаторов и статических конденсаторов. Последние при малых нагрузках сети отключаются, а компенсаторы обеспечивают необходимое дополнительное потребление реактивной мощности;

3) отрицательная компенсирующая мощность превышает названный выше предел. Необходимы синхронные компенсаторы, установленная мощность которых должна быть соответственно повышена.

Представляется, что на практике последние два случая будут встречаться только при наличии в энергосистеме весьма протяженных линий самых высоких напряжений и их малой нагрузке в рассматриваемом режиме.

Рассмотренная методика расчета обеспечивает наиболее полное использование существующих источников реактивной мощности и наименьшую мощность дополнительных КУ.

Реактивная мощность балансирующего пункта в процессе расчетов не ограничивалась. Возможны случаи, когда в конце расчета выявляется, что требуемая мощность БП превышает располагаемую. В таких случаях необходимо увеличить установленную мощность КУ. Увеличивать следует мощности тех КУ, которые в наибольшей степени разгружают сети от передачи реактивной мощности.

При эксплуатационных расчетах отпадает потребность в определении размещения и мощности дополнительных КУ. Здесь может быть применен порядок расчетов, рекомендованный ранее для режимов наименьших нагрузок, т. е. в основу расчетов следует принять распределение реактивных мощностей, соответствующее наименьшим потерям активной мощности с последующей коррекцией загрузки пунктов с неблагоприятным режимом напряжений.

Применение трансформаторов с РПН совместно с компенсирующими устройствами позволяет: 1) уменьшить необходимую установленную мощность КУ; 2) расширить область применения батарей статических конденсаторов в количестве системных КУ; 3) улучшить использование КУ в промежуточных режимах для снижения потерь активной мощности; 4) использовать более грубое деление батарей на секции с соответствующим упрощением схем и уменьшением количества коммутационной аппаратуры.

Пример 4.9. Для сети, рассмотренной в примере 1.4 и в ряде последующих, определить места установки и мощности КУ, необходимые для нормализации режима напряжений при следующих исходных данных: 1) на всех понизитель-

ных подстанциях установлены трансформаторы 110/11 кВ с РПН $\pm 10\%$; 2) при заданных нагрузках на вторичных шинах подстанций желательно иметь напряжения: $U_{1н.ж} = 10,75$ кВ; $U_{2н.ж} = 10,5$ кВ; $U_{3н.ж} = 10,75$ кВ.

Принимаем, что на всех трансформаторах установлено относительное количество регулируемых витков $w_B = -0,1$. Работа КУ должна обеспечить такие значения приведенных напряжений:

$$U_{1н.п.ж} = \frac{U_{1н.ж} U_{т.в} (1 + w_B)}{U_{т.н}} = \frac{10,75 \cdot 110 (1 - 0,1)}{11} = 96,75 \text{ кВ};$$

$$U_{2н.п.ж} = 94,5 \text{ кВ}, \quad U_{3н.п.ж} = 96,75 \text{ кВ}.$$

В примере 1.4 были найдены напряжения в тех же точках без компенсации. При учете первого приближения потерь мощности они были равны:

$$U_{1н.п} = 92,01 \text{ кВ}; \quad U_{2н.п} = 81,02 \text{ кВ}; \quad U_{3н.п} = 98,74 \text{ кВ},$$

Очевидно, что на подстанции 3 желательный уровень напряжения может быть обеспечен за счет регулирования трансформаторов. Установка КУ необходима в пунктах 1н и 2н.

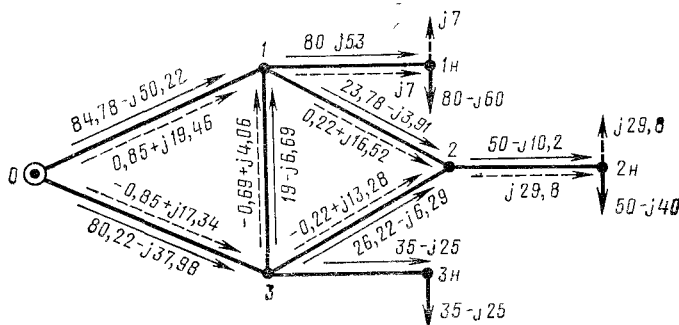


Рис. 4.11. Распределение компенсирующих мощностей и результирующее потокораспределение для сети примера 4.9

По данным примера 1.1, реактивные составляющие сопротивлений влияния, необходимые для дальнейших расчетов, имеют значения (округленные):

$$\gamma''_{1н(1н)} = 21,90 \text{ ом}; \quad \gamma''_{1н(2н)} = 9,90 \text{ ом}; \quad \gamma''_{2н(2н)} = 37,74 \text{ ом}.$$

Уравнение (3.3) запишем в виде

$$\gamma''_{1н(1н)} \Delta Q_{1н} + \gamma''_{1н(2н)} \Delta Q_{2н} = 0,5 (U_{1н.п.ж}^2 - U_{1н.п}^2);$$

$$\gamma''_{2н(1н)} \Delta Q_{1н} + \gamma''_{2н(2н)} \Delta Q_{2н} = 0,5 (U_{2н.п.ж}^2 - U_{2н.п}^2)$$

или

$$21,90 \Delta Q_{1н} + 9,90 \Delta Q_{2н} = 0,5 (96,75^2 - 92,01^2);$$

$$9,90 \Delta Q_{1н} + 37,74 \Delta Q_{2н} = 0,5 (94,5^2 - 81,02^2).$$

Решив уравнения, получим:

$$\Delta Q_{1н} = 7 \text{ Мвар}, \quad \Delta Q_{2н} = 29,8 \text{ Мвар}.$$

Распределение компенсирующих мощностей нанесено штриховыми стрелками на рис. 4.11. Сплошными стрелками на том же рисунке нанесено новое распределение основных мощностей с учетом компенсирующих.

В дальнейшем был выполнен итерационный расчет режима, который сошелся значительно быстрее, чем в примере 1.4, благодаря высоким уровням напряжения. Потокораспределение, найденное после трех итераций, нанесено на рис. 4.12. На рисунке показаны также напряжения в точках 0, 1, 3 и 1н, 2н, 3н.

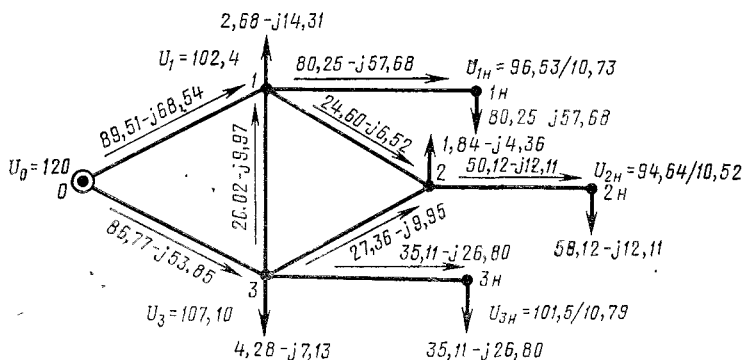


Рис. 4.12. Потокораспределение и режим напряжений сети примера 4.9, найденные в результате итерационного расчета

Для напряжений даны натуральные значения, при этом на трансформаторах подстанций 1 и 2 оставлены ответвления 0—1, принятые в начале расчета, а на подстанции 3 принято более высокое ответвление 0,0985 ($-7 \times 1,25\%$).

Суммарные потери в сети оказались равными $\Delta \vec{S} = (17,32 - j 50,70)$ Мва против $\Delta \vec{S}_0 = (29,30 - j 79,01)$ Мва, найденных в примере 1.4.

**ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА НАПРЯЖЕНИЙ
В МЕСТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ****§ 5.1. Общие положения**

К местным сетям относятся промышленные, городские и сельские сети. Оптимизация режима напряжений особенно актуальна для двух последних видов сетей, которые предназначены для электроснабжения большого количества сравнительно мелких потребителей, рассредоточенных на некоторой, иногда достаточно обширной, территории. Эти обстоятельства наложили определенный отпечаток на структуру городских и сельских сетей. Приемники электрической энергии (ЭП) в данном случае непосредственно подключаются к сетям 0,38/0,22 кВ (сети НН). Последние получают питание от распределительных трансформаторов (РТ), связанных с сетями 10 (6) кВ (сети ВН). Достаточно часто встречаются схемы электроснабжения с тремя ступенями напряжения, при этом энергия в сети 10 (6) кВ поступает от сетей 35 кВ через понижающие трансформаторы 35/10 (6) кВ.

Рост централизации электроснабжения привел к тому, что почти все местные сети питаются от энергосистем. Очевидна невозможность расчета любой городской или сельской сети с учетом действительного или, тем более, прогнозируемого режима энергосистемы в целом. Независимый расчет режима местной сети вполне закономерен, если в точке ее питания осуществляется регулирование напряжения и известны характеристики регулирования. Такую точку питания называют обычно центром питания (ЦП).

Типичные схемы расположения ЦП показаны на рис. 5.1. На рисунке показаны разомкнутые схемы. По таким схемам работает большинство местных сетей.

В схеме *а* регулирование осуществляется в точке питания сети 10 (6) кВ, которая и является центром питания. При благоприятных условиях регулирования напряжения ЦП схема обеспечивает достаточно высокие показатели существующих и проектируемых сетей. В необходимых случаях режим работы ЦП должен быть оптимизирован.

Схема *б*, как правило, не обеспечивает приемлемых условий работы местной сети с тремя ступенями напряжения. Данную схему нельзя рекомендовать при проектировании. В действительных сетях обычно требуется ее модернизация путем установки линейных регуляторов в сетях 35 или 10 (6) кВ или путем замены понижающих трансформаторов 35/10(6) кВ с ответвлениями ПБВ на трансфор-

маторы с РПН. После такой реконструкции схема в части сетей СН и НН переходит в схему *a*.

Схема *b* при трех ступенях напряжения дает вполне удовлетворительные результаты. В своей периферийной части она эквивалентна схеме *a*; не вызывает особых затруднений также проектирование и эксплуатация сети 35 кВ.

Основным показателем качества электрической энергии, зависящим от работы электрических сетей, является уровень напряжения, подводимого к ЭП. В Правилах устройства электроустановок (ПУЭ) подчеркивается необходимость проверки отклонений напряжения

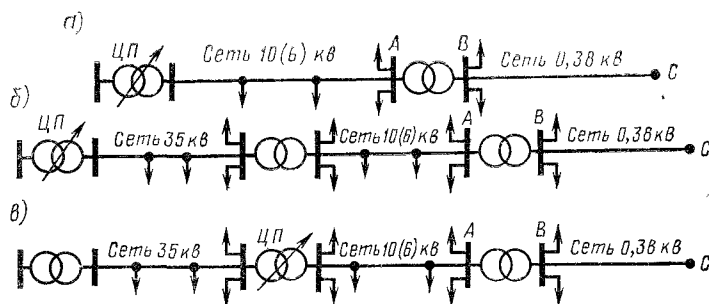


Рис. 5.1. Типичные принципиальные схемы разомкнутых местных сетей

у ЭП различных типов. Поддержание необходимых уровней напряжения у ЭП стало законом после введения стандарта ГОСТ 13109—67. Для выполнения требований стандарта необходимо:

1) обеспечить правильный выбор значений потерь напряжения, по которым производится определение сечений проводов при проектных расчетах;

2) оптимизировать в необходимых случаях режим напряжений ЦП;

3) осуществлять систематический контроль за правильностью выбора установки ответвлений ПБВ распределительных трансформаторов;

4) при наличии экономической целесообразности производить компенсацию реактивных параметров режима или сети, если таким путем могут быть нормализованы напряжения в контрольных точках сети. Иногда компенсация позволяет также уменьшить сечения проводов и установленные мощности РТ.

Расчеты, связанные с выполнением перечисленных задач, рассматриваются в настоящей главе. При этих расчетах все изменения напряжения (потери, отклонения и т. п.) будем принимать в процентах, что существенно упрощает многие операции, позволяя, например, непосредственно суммировать потери напряжения в сетях разных

ступеней трансформации без приведения сопротивлений и напряжений к одной ступени.

Условимся предварительно о некоторых понятиях и обозначениях.

1. Отклонение напряжения V_f — разность между фактическим напряжением в точке f и номинальным напряжением сети той ступени трансформации, в которой точка f находится:

$$V_f = [(U_f - U_{\text{ном}})/U_{\text{ном}}]100. \quad (5.1)$$

Под отклонением подразумеваются сравнительно медленные изменения напряжения, происходящие со скоростью не выше 1% /сек. Более быстрые изменения получили название колебаний напряжения.

В соответствии с ГОСТ 13109—67 установлены следующие верхнее $V^{\text{в}}$ и нижнее $V^{\text{н}}$ значения допустимых отклонений:

1) для приборов рабочего освещения, установленных в производственных и общественных зданиях, а также прожекторных установок наружного освещения $V^{\text{в}} = 5\%$, $V^{\text{н}} = -2,5\%$;

2) для электрических двигателей и аппаратуры для их пуска и управления $V^{\text{в}} = 10\%$; $V^{\text{н}} = -5\%$;

3) для остальных приемников электрической энергии $V^{\text{в}} = 5\%$; $V^{\text{н}} = -5\%$, а при подключении к сельским сетям $V^{\text{в}} = 7,5\%$, $V^{\text{н}} = -7,5\%$.

В послеаварийных режимах допускается дополнительное понижение напряжения на 5%.

2. Добавки напряжения E — приращения напряжения, возникающие в некоторых характерных точках за счет работы различных дополнительных устройств. Сюда относятся:

а) добавка $E_{\text{ц}}$, обусловленная регулируемыми устройствами ЦП,

$$E_{\text{ц}} = [(U_{\text{цп}} - U_{\text{с. ном}})/U_{\text{с. ном}}]100, \quad (5.2)$$

где $U_{\text{цп}}$ — напряжение на шинах ЦП; $U_{\text{с. ном}}$ — номинальное напряжение сети, питаемой данным ЦП;

б) добавка $E_{\text{т}}$, создаваемая распределительным трансформатором. Для ее определения рассмотрим работу трансформатора в условиях холостого хода. Дополнительно к прежним обозначениям введем: $U_{\text{н. ном}}$ — номинальное напряжение сети, питаемой трансформатором; $U_{\text{в. ном}}$ — номинальное напряжение сети, питающей трансформатор. Пусть к трансформатору подведено напряжение $U_{\text{в. ном}}$, при этом на стороне НН напряжение

$$U_{\text{н}} = U_{\text{в. ном}} U_{\text{т. в}}/[U_{\text{т. в}}(1 + \omega_{\text{в}})].$$

Превышение полученного в этих условиях напряжения $U_{\text{н}}$ над номинальным напряжением вторичной сети и будет добавкой трансформатора. Ее значение в процентах

$$E_{\text{т}} = [(U_{\text{н}} - U_{\text{н. ном}})/U_{\text{н. ном}}]100. \quad (5.3)$$

Для распределительных трансформаторов 10 (6)/0,4 кВ имеют место соотношения: $U_{в.ном} = U_{т.в}$ и $U_{т.н} = 1,05 U_{н.ном}$. Следовательно,

$$U_{в} = 1,05 U_{в.ном} / (1 + \omega_{в});$$

$$E_{т} = \frac{1,05 U_{н.ном} / (1 + \omega_{в}) - U_{н.ном}}{U_{н.ном}} 100 = \frac{0,05 - \omega_{в}}{1 + \omega_{в}} 100.$$

Для распределительных трансформаторов величина $\omega_{в}$ лежит в пределах $\pm 0,05$; в знаменателе последнего выражения ею обычно пренебрегают, а в числителе выражают в процентах; тогда

$$E_{т} = 5 - \omega_{в} (\%). \quad (5.3 а)$$

Добавка напряжения сохраняет свое значение и при нагруженном трансформаторе, но при этом появляются потери напряжения в обмотках, которые учитывают наряду с добавкой. Итак, величина добавки зависит от количества включенных дополнительных витков. Последнее для трансформаторов старых выпусков определялось по ГОСТ 401—41, а новых — по ГОСТ 12022—67. Соответствующие данные приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

ГОСТ 401—41			ГОСТ 12022—67		
№ добавок	К-во витков, %	Значение до- бавок, %	№ добавок	К-во витков, %	Значение до- бавок, %
1	5,0	0	1	5	0
2	0	5	2	2,5	2,5
3	—5,0	10	3	0	5
			4	—2,5	7,5
			5	—5	10

Полная добавка может быть представлена выражением

$$E_{т} = (N_{дб} - 1) E_0, \quad (5.4)$$

где $N_{дб}$ — порядковый номер добавки при отсчете от высшего от-
ветвления; E_0 — значение ступени добавки, которое может быть равным 2,5 или 5%, в зависимости от года выпуска трансформаторов;

в) добавка напряжения $E_{к}$, создаваемая компенсирующими уст-
ройствами. Определяется отнесенной к номинальному напряжению $U_{ном}$ разницей между действительным U_{f0} и желательным $U_{fж}$ зна-
чениями напряжения в точке f :

$$E_{к} = \frac{(U_{fж} - U_{f0})}{U_{ном}} 100. \quad (5.5)$$

Все добавки могут быть нерегулируемыми и регулируемыми. В последнем случае будем снабжать их для режимов наибольших и наименьших нагрузок дополнительными индексами «штрих» и «два штриха».

3. Потеря напряжения ΔU в элементе электрической сети. Величину ΔU снабжаем дополнительными индексами, в зависимости от элемента, к которому они относятся: ΔU_n — в сети 0,38 кВ; ΔU_v — в сети 10 (6) кВ; ΔU_t — в трансформаторе 10 (6)/0,4 кВ.

Все предыдущие обозначения потерь напряжения относятся к режиму наибольших нагрузок. Для потери напряжения при снижении нагрузок введем коэффициент снижения потерь напряжения β . Если схема сети и коэффициент мощности остаются неизменными, то величина β будет представлять собой коэффициент загрузки сети. Значение коэффициента в режиме наименьших нагрузок условимся обозначать β_m .

4. Электрическая удаленность λ сети НН — суммарная потеря напряжения в режиме наибольших нагрузок от ЦП до шин вторичного напряжения РТ, питающего данную сеть. Для линии с одной ступенью трансформации

$$\lambda = \Delta U_v + \Delta U_t. \quad (5.6)$$

Удаленность в промежуточных режимах будем записывать с помощью коэффициента β . Электрическая удаленность является удобной характеристикой сети НН. Пользование этой характеристикой позволяет выполнять ряд расчетов в обобщенном виде для всей совокупности линий, отходящих от ЦП, независимо от их схем и взаимных связей.

Действительная удаленность некоторой сети НН, найденная по наибольшей нагрузке характерных суток, изменяется при переходе от сезона к сезону.

Для одного и того же сезона удаленность из года в год увеличивается в связи с естественным ростом нагрузок сети.

При проектных расчетах ориентируются на удаленности, соответствующие нагрузкам зимнего максимума некоторого расчетного, обычно пятого — седьмого, года. При эксплуатационных расчетах прогнозируется нагрузка наступающего сезона.

В последующих параграфах рассмотрен комплекс вопросов, связанных с проектными и эксплуатационными задачами, решение которых необходимо для обеспечения нормированных отклонений напряжения в контрольных точках сети. Рассмотрение ограничено сетями, питающими группы сравнительно однородных потребителей. В таких сетях регулирование напряжения по суммарной нагрузке не создает особых затруднений для работы отдельных групп ЭП.

Более сложные случаи находятся в стадии исследования, поэтому для них пока ограничиваются общими указаниями об использовании местных средств регулирования типа стабилизаторов напряжения, распределительных трансформаторов с РПН, линейных регуляторов небольшой мощности и др. (см. § 5.5).

§ 5.2. Предельные отклонения напряжения в контрольных точках сети

Отклонение напряжения $\bar{V}$ в некоторой f -й точке сети, питающей однородные нагрузки,

$$V_f = \Sigma E - \beta \Sigma \Delta U. \quad (5.7)$$

Практический интерес представляют наибольшие допустимые отклонения в предельных режимах ($\beta = 1$ и $\beta = \beta_m$) для контрольных по напряжению точек сети. Для схемы, представленной на рис. 5.1, а, такими точками являются: A — шины первичного напряжения распределительного трансформатора; B — шины вторичного напряжения того же трансформатора; C — зажимы потребителя, потеря напряжения до которого имеет наибольшее значение.

Рассмотрим основные зависимости, определяющие отклонения напряжения в этих точках.

Напряжение в точке A ограничивается условиями возбуждения трансформаторов. Потеря напряжения в обмотках распределительных трансформаторов невелика, и здесь можно безоговорочно принять требования ПТЭ о превышении подводимого напряжения не более чем на 5% по отношению к напряжению принятого ответвления. Следовательно, в пределе

$$U_A = 1,05 (1 + \omega_B) U_{т.в.}$$

С учетом того, что здесь $U_{т.в} = U_{с.ном}$,

$$V_A = \frac{U_A - U_{с.ном}}{U_{с.ном}} 100 = \frac{1,05 (1 + \omega_B) U_{с.ном} - U_{с.ном}}{U_{с.ном}} 100,$$

откуда

$$V_A = 5 + 1,05 \omega_{(в \%)} \approx 5 + \omega_{(в \%)}.$$

Учтя (5.3а) и (5.4), окончательно напишем

$$V_A = 10 - (N_{дб} - 1) E_0. \quad (5.8)$$

Для предельных режимов:

$$\left. \begin{aligned} V'_A &= E'_n - \Delta U_B = 10 - (N_{дб} - 1) E_0; \\ V''_A &= E''_n - \beta_m \Delta U_B = 10 - (N_{дб} - 1) E_0. \end{aligned} \right\} \quad (5.8a)$$

Отклонения напряжения в точке B желательно иметь возможно более высокими, что позволит увеличить допустимую потерю напряжения в сети НН. Однако это повышение ограничено двумя условиями: а) предельными отклонениями напряжения в точке A , с которой точка B непосредственно связана; б) отклонением напряжения на зажимах ближайшего ЭП.

Для произвольного режима связь между отклонениями напряжения в точках A и B определится выражением

$$V_{BM} = V_{AM} + (N_{дб} - 1) E_0 - \beta \Delta U_T.$$

Учтя (5.8а), для предельных значений, определяемых первым ограничением, получим:

$$V'_{BM} = 10 - \Delta U_T; \quad (5.9)$$

$$V''_{BM} = 10 - \beta_m \Delta U_T. \quad (5.10)$$

Первый приемник электрической энергии может быть расположен в непосредственной близости от трансформатора. Примем его включенным в точке В. В этом случае второе ограничение будет иметь вид

$$V'_{BM} = V''_{BM} = V^n. \quad (5.11)$$

В качестве расчетных принимают меньшие значения V'_{BM} и V''_{BM} .

Как было отмечено, ГОСТ 13109—67 предусматривает допустимые отклонения: для электродвигателей $V^n = 10\%$, для остальных электроприемников $V^n = 5\%$, для сельских сетей временно принимают $V^n = 7,5\%$. Можно полагать, что во всех случаях

$$\Delta U_T \leq 5\%, \quad \beta_m \Delta U_T \leq 2,5\%.$$

Следовательно, для силовых сетей промышленных предприятий определяющими будут значения, представляемые выражениями (5.9) и (5.10). Для сельских сетей в режиме наибольших нагрузок следует пользоваться выражением (5.9), а для наименьших — выражением (5.11). Для городских сетей в обоих предельных режимах определяющим будет выражение (5.11). Следует подчеркнуть, что выполнение условий, предусмотренных написанными выражениями для точки В, автоматически обеспечивает выполнение условий для точки А, и потребность в проверке отклонений напряжения V_A отпадает.

Предельные отклонения напряжения в точке В с остальными характеристиками режима связаны соотношениями:

$$E'_n + (N_{дб} - 1) E_0 - \lambda = V'_{BM}; \quad (5.12)$$

$$E''_n + (N_{дб} - 1) E_0 - \beta_m \lambda = V''_{BM}. \quad (5.13)$$

Переходим к точке С. Отклонения напряжения в ней могут в пределе достигнуть значения V^n . Соответственно:

$$E'_n + (N_{дб} - 1) E_0 - \lambda - \Delta U_n = V^n; \quad (5.14)$$

$$E''_n + (N_{дб} - 1) E_0 - \beta_m (\lambda + \Delta U_n) = V^n. \quad (5.15)$$

Выражения (5.12) ÷ (5.15) будут основными при решении задач, рассматриваемых в настоящей главе.

§ 5.3. Проектные расчеты при заданном режиме напряжений центра питания

Пусть известны значения добавок ЦП E'_n и E''_n , число добавок N_T распределительного трансформатора и величина ступени добавки E_0 . Задачей расчетов при проектной постановке является определение расчетной потери напряжения в сетях НН и ВН, которая может быть

в дальнейшем положена в основу выбора сечений проводов, а также компенсирующих и регулирующих устройств.

Для решения поставленной задачи рассмотрим возможности использования различных добавок трансформаторов и возникающие при этом значения допустимых потерь напряжения в сетях ВН и НН. Использование любой добавки $E_T = (N_{дб} - 1) E_0$ возможно, если удаленность сети НН достигает такой величины $\lambda_{НН}$, при которой отклонение напряжения в точке В не будет превышать допустимого. Исходя из (5.12) и (5.13), получим:

$$\lambda'_{НН} = E'_п + (N_{дб} - 1) E_0 - V'_{ВМ}; \quad (5.16)$$

$$\lambda''_{НН} = \frac{1}{\beta_m} [E''_п + (N_{дб} - 1) E_0 - V''_{ВМ}]. \quad (5.17)$$

Большая из найденных величин явится определяющей. При заданных значениях $E'_п$ и $E''_п$ нельзя заранее указать, условия какого из расчетных режимов окажутся определяющими. Для того чтобы избежать рассмотрения обоих режимов, найдем $N_{дб.кр}$ — критическое значение номера добавки, для которой удаленности $\lambda'_{НН} = \lambda''_{НН}$. Приравняв правые части (5.16) и (5.17), после преобразований получим

$$N_{дб.кр} = \frac{\beta_m E'_п - E''_п + V_{ВМ} - \beta_m V'_{ВМ}}{(1 - \beta_m) E_0} + 1. \quad (5.18)$$

Найденное значение $N_{дб.кр}$ округляем до ближайшего меньшего целого числа. Использование любой добавки возможно в пределах некоторого интервала удаленностей, начало которого определяется выражениями (5.16) или (5.17), а конец — удаленностью, допускающей применение следующей добавки. Интервал удаленностей, в пределах которого возможно использование критической добавки, назовем критическим интервалом. Начальные удаленности первых интервалов, включая и критический, определяются режимом наибольших нагрузок согласно выражению (5.16). Для последующих интервалов расчетными будут условия наименьших нагрузок, и удаленности необходимо определять выражением (5.17).

Рассматривая выражения (5.16) и (5.17) и заменяя в них номера добавок $N_{дб}$ на $N_{дб} + 1$, легко убедиться, что протяженности интервалов до и после критического соответственно равны:

$$\lambda_{(N_{дб} < N_{кр})} = E_0; \quad (5.19)$$

$$\lambda_{(N_{дб} > N_{кр})} = E_0 / \beta_m. \quad (5.20)$$

Протяженность критического интервала имеет промежуточное значение, которое можно определить исходя из начальных удаленностей критического и следующего за ним интервалов.

При некоторых условиях регулирования напряжения ЦП начальная удаленность интервалов действия первых добавок может получиться весьма малой или даже отрицательной. Использование таких добавок нерационально, так как приводит к неоправданному снижению располагаемой потери напряжения. Обычно ближайший транс-

форматор подключен непосредственно к шинам ЦП, например трансформатор собственных нужд ЦП. Удаленность сети НН такого трансформатора равна $\Delta U_{тб}$ — потере напряжения в нем. Все ступени добавок, начальные удаленности которых меньше $\Delta U_{тб}$, исключаются из рассмотрения.

При заданных условиях регулирования напряжения ЦП и установке на некотором трансформаторе ответвления $N_{дб}$ во всех элементах сетей до электрически наиболее удаленной точки в сети НН этого трансформатора может быть допущена некоторая потеря напряжения, которую назовем предельной. Очевидно, что

$$\Delta U_{пр} = \Delta U_{в} + \Delta U_{т} + \Delta U_{н}. \quad (5.21)$$

Предельная потеря напряжения характеризует режим наибольших нагрузок. Однако ограничивать ее в принципе могут оба предельных режима. Обращаясь к (5.14) и (5.15), напомним:

$$\Delta U'_{пр} = E'_н + (N_{дб} - 1) E_0 - V^n; \quad (5.22)$$

$$\Delta U''_{пр} = [E''_н + (N_{дб} - 1) E_0 - V^n] / \beta_m. \quad (5.23)$$

Расчетной должна быть меньшая из последних величин: это почти всегда будет $\Delta U'_{пр}$; ее и положим в основу дальнейших рассуждений. Если же окажется, что $\Delta U''_{пр} < \Delta U'_{пр}$, то необходимо оптимизировать режим ЦП, как будет показано в § 5.5.

Составляющая предельной потери напряжения $\Delta U_{т}$ зависит от сопротивления трансформатора и его нагрузки. Являясь вполне определенной, эта величина может быть найдена в начале расчета. После ее исключения остаток $\Delta U_{пр}$ распределяется между сетями 10 (6) и 0,38 кв. Это распределение не может быть вполне произвольным. Наименьшее значение потери напряжения в сети ВН $\Delta U_{в.ж}$ соответствует начальной удаленности интервала $N_{дб}$ -й добавки, определяемой выражением (5.16) или (5.17). Следовательно, можно написать:

$$\Delta U_{Вн} = \lambda_{Нн} - \Delta U_{т}. \quad (5.24)$$

Наименьшему значению $\Delta U_{Вн}$ соответствует наибольшее допустимое значение напряжения в сети НН

$$\Delta U_{нм} = \Delta U_{пр} - \lambda_{Нн}. \quad (5.25)$$

Поскольку предельная потеря напряжения при определенной установке ответвлений трансформатора является величиной постоянной, допустимая потеря напряжения $\Delta U_{н}$ снижается с ростом удаленности сверх $\lambda_{Нн}$. Снижение продолжается, пока не закончится интервал использования $N_{дб}$ -й добавки. В конце интервала наименьшее значение допустимой потери

$$\Delta U_{нм} = \Delta U_{нм} - \Delta \lambda_{Нн}. \quad (5.26)$$

Если рассматриваемый интервал предшествует критическому, то его начало и конец определяются режимом наибольших нагрузок.

В этом случае получим наиболее благоприятные условия для работы сети НН. Исходя из (5.25), (5.26), (5.16) и (5.19), напомним:

$$\Delta U_{\text{нм}} = V'_{\text{БМ}} - V^{\text{н}}; \quad (5.27)$$

$$\Delta U_{\text{нм}} = V'_{\text{БМ}} - V^{\text{н}} - E_0. \quad (5.27a)$$

Как видим, величина допустимых потерь напряжения в конце до критического интервала в зависимости от типа распределительного трансформатора может быть либо на 2,5, либо на 5% ниже, чем в начале интервала.

Допустимые значения потерь напряжения $\Delta U_{\text{нм}}$ и $\Delta U_{\text{нм}}$ в городских и сельских сетях 0,38 (0,22) кв при благоприятных условиях регулирования приведены в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Вид сети	$\Delta U_{\text{нм}}, \%$	$\Delta U_{\text{нм}}, \%$	
		$E_0=2,5 \%$	$E_0=5 \%$
Городские	10	7,5	5
Сельскохозяйственные	12,5	10	7,5

Значения допустимых потерь напряжения, приведенные в табл. 5.2, являются наибольшими и могут быть получены при наиболее благоприятных условиях регулирования ЦП. Более высокие значения могли бы быть получены только при применении дополнительных регулирующих устройств в сетях 0,38 (0,22) кв. Однако широкое применение таких устройств не представляется перспективным.

Условия работы сетей НН для критического и последующих интервалов значительно тяжелее. Протяженность критического интервала может в два-три раза превышать протяженность предыдущих. Допустимое напряжение в конце интервала может сделаться весьма малым. Еще хуже будет обстоять дело для следующего интервала, для которого начальное значение допустимой потери напряжения значительно меньше нормального, а к концу интервала может оказаться отрицательной величиной.

Итак, при благоприятных условиях регулирования и использовании распределительных трансформаторов современных выпусков, допустимая потеря напряжения в сетях НН лежит в пределах 7,5—10% для городских и 10—12,5% для сельских сетей. Возникает вопрос, какие из допустимых значений могут приниматься в качестве расчетных при выборе сечений проводов. Ранее было отмечено, что действительная удаленность любой сети НН изменяется во времени. В различные моменты она может оказаться не только в разных точках одного интервала, но и в различных интервалах. Для выполнения требований ПУЭ и ГОСТа расчетная потеря напряжения не должна превосходить величины $\Delta U_{\text{нм}}$. Таким образом, она может быть принята равной 7,5% для городских и 10% для сельских сетей. Представляется, что такая величина потери напряжения может быть допущена только при полном развитии сети. Должны быть согласованы между собой про-

пуская способность по мощности трансформатора, питающего данную сеть, и пропускная способность сети по режиму напряжений. Следовательно, указанные ранее значения потери напряжения могут быть допущены к тому времени, когда трансформатор будет полностью загружен. При этом одновременно возникнет потребность в усилении сети и замене трансформатора. Если же в сеть добавлять трансформаторные пункты, то потребность в усилении сети НН может не возникнуть длительное время.

Для сетей 10(6) кВ желательно использование экономических сечений проводов, которым будет соответствовать экономическая потеря напряжения. Рассмотрим, какая наибольшая величина потери напряжения $\Delta U_{\text{ВМ}}$ может быть допущена по техническим соображениям. Исходя из выражения (5.21), для предельной потери напряжения напомним

$$\Delta U_{\text{ВМ}} = \Delta U_{\text{пр}} - \Delta U_{\text{т}} - \Delta U_{\text{нм}}.$$

При определенных условиях регулирования ЦП может быть использована ступень добавки, не выше некоторой $N_{\text{добм}}$. Подставляя значение $\Delta U_{\text{пр}}$ из (5.22) в последнее выражение, получим

$$\Delta U_{\text{ВМ}} = E'_n + (N_{\text{добм}} - 1) E_0 - V^n - \Delta U_{\text{т}} - \Delta U_{\text{нм}}. \quad (5.28)$$

Чтобы найти, каких наибольших значений может достигнуть величина $\Delta U_{\text{ВМ}}$ в сетях различных типов, примем следующие исходные предположения:

1) во всех случаях наивысшее значение добавки E'_n может быть порядка 10%, на котором и остановимся;

2) при правильном ведении режима ЦП могут быть использованы все добавки, т. е.

$$(N_{\text{добм}} - 1) E_0 = 10\%;$$

3) потерю напряжения в трансформаторе принимаем равной $\Delta U_{\text{т}} = 5\%$.

Подстановкой принятых значений в (5.28) получим:
для городских сетей

$$\Delta U_{\text{ВМ}} = 10 + 10 - (-5) - 5 - 7,5 = 12,5\%;$$

для сельских сетей

$$\Delta U_{\text{ВМ}} = 10 + 10 - (-7,5) - 5 - 10 = 12,5\%.$$

Потерю напряжения в трансформаторах оценивают в 5% при проектировании сельских сетей. Если считать эту величину завышенной, то потеря напряжения в сетях ВН может быть увеличена, но не должна превосходить 13—14%. Для городских сетей этого, как правило, будет достаточно, чтобы были обеспечены экономические сечения проводов на расчетный период и оставался определенный запас для дальнейшего развития нагрузок сети.

Сельские сети 10 (6) кВ характеризуются весьма большой протяженностью, и для них может потребоваться полное использование всей

располагаемой потери напряжения. Иногда и этого бывает недостаточно и потребуются дополнительные мероприятия, например компенсация реактивных параметров сети или режима.

Допустимая потеря напряжения в сети ВН может быть также повышена за счет снижения расчетной потери в сетях НН. Однако это вряд ли рационально из-за удорожания последних.

Изменения удаленностей и допустимых потерь напряжения весьма наглядно представляют графики зависимости $\Delta U_n = f(\lambda)$; их построение будет рассмотрено далее, в примере 5.1.

Величина потери напряжения ΔU_n , выбранная в качестве расчетной, должна быть распределена между наружной и домовой сетями. Понятно, что это существенно для концевых частей сети. Существуют рекомендации для городских сетей, согласно которым потери напряжения во внутридомовых сетях следует принимать в размере $1 \div 2,5\%$, в зависимости от этажности застройки. Для сельских сетей речь может идти о величине порядка $0,5 \div 1\%$.

При наличии на ЦП трансформаторов с РПН изменение величины E_n происходит ступенями. Автоматические устройства, управляющие переключениями трансформатора, обладают некоторой зоной нечувствительности, которая во избежание бесцельных переключений принимается более широкой, чем ступень регулирования трансформатора с РПН. Согласно «Временным указаниям по регулированию напряжения в электрических сетях»* зона нечувствительности должна быть больше ступени регулирования на $0,5 \div 1\%$ от номинального напряжения сети. Например, при ступени регулирования трансформатора, равной $1,5\%$, ширину зоны нечувствительности устанавливают в $2 \div 2,5\%$.

При строгом подходе к величине допустимых отклонений напряжения у ЭП рассчитанную потерю напряжения в сети НН необходимо уменьшать на величину, равную ширине зоны нечувствительности. Такое решение, предлагавшееся рядом авторов, привело бы к увеличению расхода проводниковых материалов на $30 \div 40\%$. Однако во «Временных указаниях» отмечено, что регулирование напряжения на шинах ЦП должно производиться с точностью до половины ширины зоны нечувствительности автоматического устройства. Естественно, что с такой же точностью будут обеспечены и отклонения напряжения на зажимах ЭП. При этом U_n приемников, расположенных вблизи РТ, отклонения напряжения будут превышать допустимые, а на зажимах удаленных — они будут ниже нормированных.

По существу указанная точность регулирования эквивалентна нормированию несколько более широкого диапазона допустимых отклонений в пределах от V^B до V^H . При этом если ширину зоны нечувствительности обозначить через 2δ , то

$$V^B = V^B + \delta, \quad V^H = V^H - \delta.$$

Такое расширение допустимых пределов позволяет ориентироваться на прежние пределы, но вынуждает отказаться от учета зоны нечувст-

* Изд. Минэнерго СССР, 1966.

вительности. Действительно, записав выражение (5.27а) с учетом зоны нечувствительности и новых пределов отклонений и приняв, что $V'_{BM} = V^B$, получим

$$\begin{aligned}\Delta U_{nm} &= V^{B'} - V^{B''} - E_0 - 2\delta = \\ &= V^B + \delta - (V^n - \delta) - E_0 - 2\delta = V^B - V^n - E_0,\end{aligned}$$

т. е. приходим к прежнему выражению.

Пример 5.1. Найти значения допустимых потерь напряжения в электрической сети, питающей сельскохозяйственные нагрузки, при таких вариантах регулирования напряжения ЦП:

- а) стабилизация напряжения $E'_n = E''_n = 5\%$;
- б) нормальное встречное регулирование $E'_n = 5\%$ и $E''_n = 0$;
- в) глубокое встречное регулирование $E'_n = 10\%$ и $E''_n = 0$.

Исходные данные для сети: располагаемое количество добавок $N_T = 5$; $E_0 = 2,5\%$; $\Delta U_T = \lambda_m = 5\%$; $\beta_m = 0,25$; $V^B = +7,5\%$; $V^n = -7,5\%$.

Находим допустимые отклонения напряжения на вторичных шинах распределительных трансформаторов (точка В; см. рис. 5.1). В режиме наибольших нагрузок согласно (5.9) и (5.11):

$$V'_{BM} = 10 - \Delta U_T = 10 - 5 = 5\%, \quad V'_{BM} = V^B = 7,5\%.$$

В режиме наименьших нагрузок согласно (5.10) и (5.11):

$$V''_{BM} = 10 - \beta_m \Delta U_T = 10 - 0,25 \cdot 5 = 8,75\%, \quad V''_{BM} = V^B = 7,5\%.$$

Ориентируясь на меньшие значения, принимаем $V'_{BM} = 5\%$ и $V''_{BM} = 7,5\%$.

Для определения критических интервалов обратимся к выражению (5.18), которое преобразуем к виду, удобному для расчета нескольких вариантов:

$$N_{дб.кр} = \frac{0,25E'_n - E''_n + 7,5 - 0,25 \cdot 5}{(1 - 0,25) 2,5} = 0,13E'_n - 0,53E''_n + 4,33.$$

Вариант регулирования (а) $N_{дб.кр(а)} = 0,13 \cdot 5 - 0,53 \cdot 5 + 4,33 = 2,33$.

Аналогично найдем $N_{дб.кр(б)} = 5$ и $N_{дб.кр(в)} = 5,66$. Для варианта (а) критическим будет второй интервал, а для остальных вариантов — последний, пятый, интервал. Для определения начальных удаленностей преобразуем выражения (5.16) и (5.17) к виду:

$$\lambda'_{Nn} = E'_n + (N_{дб} - 1) E_0 - V'_{BM} = E'_n + (N_{дб} - 1) 2,5 - 5 = E'_n + 2,5N_{дб} - 7,5;$$

$$\begin{aligned}\lambda''_{Nn} &= \frac{1}{\beta_m} [E''_n + (N_{дб} - 1) E_0 - V''_{BM}] = \frac{1}{0,25} [E''_n + (N_{дб} - 1) 2,5 - \\ &- 7,5] = 4E''_n + 10N_{дб} - 40.\end{aligned}$$

Значения удаленностей, найденные с помощью последних выражений, приведены в табл. 5.3. Расхождения начальных удаленностей отдельных ступеней добавок позволили определить длины интервалов каждой ступени. Отнимая потери напряжения в трансформаторе ΔU_T от удаленностей начала и конца каждого интервала, получим для соответствующих точек значения допустимых потерь напряжения в сетях ВН.

Таблица 53

Добавки ЦП, %, по вариантам	$N_{\text{ДБ}}$	$\lambda_{\text{Уч}}$	$\Delta\lambda_{\text{Уч}}$	$\Delta U_{\text{пр}}$	Начало интервалов		Конец интервалов	
					$\Delta U_{\text{вм}}$	$\Delta U_{\text{нм}}$	$\Delta U_{\text{вм}}$	$\Delta U_{\text{нм}}$
а) $\left\{ \begin{array}{l} E'_{\text{П}}=5 \\ E''_{\text{П}}=5 \end{array} \right\}$	1	0	2,5	12,5	-5,0	12,5	-2,5	10
	2	2,5	7,5	15	-2,5	12,5	5	5
	3	10	10	17,5	5	7,5	15	-2,5
	4	20	10	20	15	0	25	-10
	5	30	10	22,5	25	-7,5	30	-17,5
б) $\left\{ \begin{array}{l} E'_{\text{П}}=5 \\ E''_{\text{П}}=0 \end{array} \right\}$	1	0	2,5	12,5	-5,0	12,5	-2,5	10
	2	2,5	2,5	15,0	-2,5	12,5	0	10
	3	5,0	2,5	17,5	0	12,5	2,5	10
	4	7,5	2,5	20,0	2,5	12,5	5,0	10
	5	10	2,5	22,5	5,0	12,5	7,5	10
в) $\left\{ \begin{array}{l} E'_{\text{П}}=10 \\ E''_{\text{П}}=0 \end{array} \right\}$	1	5,0	2,5	17,5	0	12,5	2,5	10
	2	7,5	2,5	20,0	2,5	12,5	5,0	10
	3	10,0	2,5	22,5	5,0	12,5	7,5	10
	4	12,5	2,5	25,0	7,5	12,5	10	10
	5	15,0	2,5	27,5	10,0	12,5	12,5	10

Предельные потери напряжения находим согласно выражению (5.22), предварительно приведя его к виду

$$\Delta U'_{\text{пр}} = E'_n + (N_{\text{дб}} - 1) E_0 - V^H = E'_n + (N_{\text{дб}} - 1) 2,5 - (-7,5) = E'_n + 2,5 N_{\text{дб}} + 5.$$

Наконец, отнимая от величины $\Delta U_{\text{пр}}$ удаленности начал и концов интервалов, находим $\Delta U_{\text{нм}}$ и $\Delta U_{\text{нп}}$ — значения допустимых потерь напряжения в сетях НН. Значения в процентах длин интервалов, предельных потерь напряжения и допустимых потерь в сетях ВН и НН приведены в этой же табл. 5.3.

На рис. 5.2, 5.3 и 5.4 нанесены графики зависимости $\Delta U_{\text{н.д}} = f(\lambda)$ для всех вариантов регулирования ЦП. Границы интервалов показаны штриховыми вертикалями, а сами интервалы пронумерованы римскими цифрами. Ломаная, представляющая собой рассматриваемую функцию, показана сплошной линией в части, которая может быть использована, и штриховой — в части, соответствующей $\lambda_{\text{НН}} < < \Delta U_{\text{т}}$. Верхняя шкала дает возможность отсчета значения потери напряжения в сетях ВН.

Пользуясь данными таблицы характеристик интервалов (табл. 5.3) и особенно графиками (рис. 5.2, 5.3 и 5.4), легко дать оценку различным вариантам регулирования ЦП.

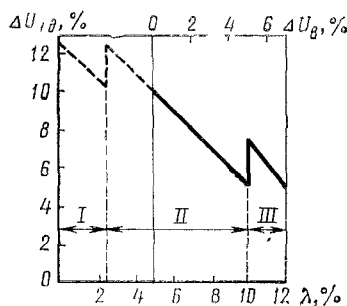


Рис. 5.2. График зависимости $\Delta U_{\text{н.д}} = f(\lambda)$ при стабильном напряжении ЦП ($E'_n = E''_n = 5\%$)

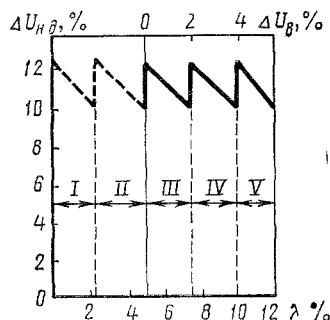


Рис. 5.3. График зависимости $\Delta U_{\text{н.д}} = f(\lambda)$ при нормальном встречном регулировании напряжения ЦП ($E'_n = 5\%$; $E''_n = 0\%$)

В а р и а н т (а) — стабилизация напряжения ЦП — обеспечивает возможность использования только двух добавок — второй и третьей. Допустимая потеря напряжения в сетях ВН может быть доведена до 7,5%. Для сетей НН в качестве расчетной следует принять величину потери напряжения, равную 5%, поскольку такое значение проходит допустимая потеря напряжения в конце обоих интервалов. Показатели регулирования нельзя считать благоприятными.

В а р и а н т (б) — встречное регулирование напряжения ЦП в нормальных пределах — дает возможность использования третьей,

четвертой и пятой добавок. Поскольку добавка E_{II} сохранила то же значение, что и в предыдущем варианте, то не изменилась величина наибольшей допустимой потери напряжения в сетях ВН: оно по-прежнему может быть доведено до 7,5%. Возможности проектирования сельских сетей значительно улучшились, поэтому расчетное значение допустимой потери напряжения может быть доведено до 10%.

В а р и а н т (в) — глубокое встречное регулирование — обеспечивает возможность использования всех добавок и позволяет довести потерю напряжения в сетях ВН до 12,5%. Для сети НН допустимые значения потерь напряжения сохраняют те же значения, что и в предыдущем случае.

Аналогичные расчеты для городских сетей, для которых принимаются отклонения напряжения на зажимах ЭП в пределах $\pm 5\%$, показывают, что стабилизация напряжения еще менее целесообразна. В городских сетях настоятельно требуется встречное регулирование напряжения на шинах ЦП.

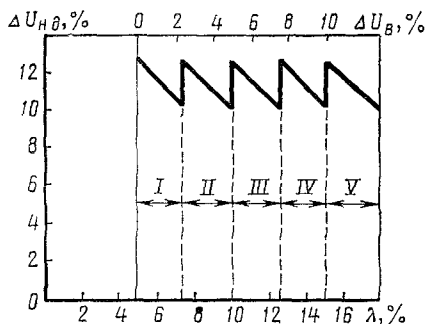


Рис. 54. График зависимости $\Delta U_{н.д} = f(\lambda)$ при глубоком встречном регулировании напряжения ЦП ($E'_{II} = 10\%$; $E''_{II} = 0\%$)

§ 5.4. Эксплуатационные расчеты при заданном режиме напряжений центра питания

Задачей эксплуатационных расчетов является подбор ответвлений трансформаторов при подготовке к наступающему сезону. Для этого необходимо:

1) выполнить расчеты прогнозируемых удаленностей λ' и λ'' сетей НН для режимов наибольших и наименьших нагрузок. Если расчеты для последнего режима выполнять нежелательно, но имеется достаточно достоверное значение коэффициента β_m , то принимают $\lambda'' = \beta_m \lambda'$. Если же значения удаленностей режима наименьших нагрузок найдены, то по ним следует определить осредненное значение β_m , которое потребуется в дальнейших расчетах;

2) произвести расчет интервалов использования отдельных добавок РТ при принятых условиях регулирования напряжения ЦП и выбранной величине коэффициента β_m ;

3) по таблице или графику $\Delta U_{н.д} = f(\lambda)$ установить номер интервала, в котором заканчивается удаленность каждой из сетей НН;

4) найти значения допустимых потерь напряжения в сетях НН, что позволит оценить качество напряжения при намечаемой расстановке ответвлений.

Для контроля могут быть найдены отклонения напряжения на шинах РТ. Проверку следует произвести для обоих расчетных режимов согласно (5.12) и (5.13), поскольку только сопоставление результатов обоих режимов позволит установить необходимость и возможность корректировки намечаемой расстановки ответвлений. Отклонение должно быть ниже верхнего допустимого предела, определяемого выражениями (5.9), (5.10) или (5.11), на величину, меньшую ступени регулирования E_0 .

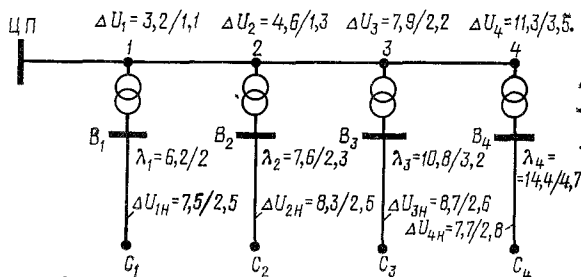


Рис. 5.5 Принципиальная схема к расчету электрической сети примера 5.2

Пример 5.2. Произвести подбор ответвлений трансформаторов для линий городской электрической сети, схема которой представлена на рис. 5.5.

На схеме отмечены значения потерь напряжения в отдельных элементах сети для режимов наибольших и наименьших нагрузок. Дополнительно задано, что в сети осуществляется глубокое встречное регулирование, и добавки на шинах ЦП имеют значения $E'_n = 10\%$ и $E''_n = 0$.

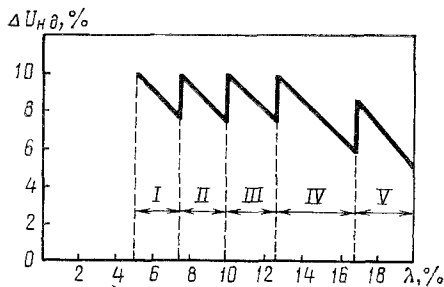


Рис. 5.6. График зависимости $\Delta U_{н.д} = f(\lambda)$ для сети примера 5.2

Рассматривая значения потерь напряжения в обоих режимах, видим, что в качестве среднего можно принять значение $\beta_m = 0,3$.

Принятым значениям исходных величин при нормированных для городских сетей значениях отклонений напряжения соответствует график зависимости $\Delta U_{н.д} = f(\lambda)$, представленный на рис. 5.6. График построен в порядке, рассмотренном в примере 5.1.

Откладывая на графике значения удаленностей для режима наибольших нагрузок, находим номера интервалов, в которых заканчиваются удаленности для всех сетей НН. По графику же определяем значения допустимых потерь напряжения в них. Соответствующие данные сведены в табл. 5.4.

Для контроля принятой установки ответвлений проверим в обоих расчетных режимах значения отклонений напряжения на шинах НН трансформаторов. Например, для трансформатора 3 с учетом (5.12) и (5.13) имеем:

$$V'_B = E'_n + E_T - \lambda' = 10 + 5 - 10,6 = 4,4\%;$$

$$V''_B = E''_n + E_T - \lambda'' = 0 + 5 - 3,2 = 1,8\%.$$

Отклонения напряжений всех трансформаторов приведены в той же табл. 5.4. Из полученных результатов видно, что ответвления выбраны правильно. Ни

Таблица 5.4

Характеристики режима напряжений, %	Трансформаторы и номера добавок			
	1 (I)	2 (II)	3 (III)	4 (IV)
λ'	6,2	7,6	10,6	14,4
λ''	2	2,3	3,2	4,7
E_T	0	2,5	5,0	7,5
$\Delta U_{пр}$	15	17,5	20,0	22,5
$\Delta U_{н.д}$	8,8	9,9	9,4	8,1
V'_B	3,8	4,9	4,4	3,1
V''_B	-2	0,2	1,8	2,8

в одной точке отклонение не превышает принятого предела $\pm 5\%$, но превысило бы его при переходе на следующие, более высокие ответвления. Потеря напряжения в сетях НН всюду меньше допустимой.

§ 5.5. Оптимизация режима напряжений центра питания

Условия регулирования на шинах ЦП являются оптимальными, если они обеспечивают достаточно высокие уровни напряжений и наибольшие значения допустимых потерь напряжения в сетях, отходящих от данного ЦП. Выполнение этих условий требует: 1) создания наибольших допустимых значений добавки $E'_П$; 2) правильного выбора значений добавки $E''_П$; 3) изменения текущего значения добавки $E_П$ при переходе от одного предельного режима к другому, пропорционального изменению коэффициента β .

Верхний предел добавки $E'_П$ ограничивается: а) требованиями ПУЭ, согласно которым напряжение на шинах ЦП не должно более чем на 10% превышать номинальное напряжение сети; б) величиной отклонения напряжения $V'_{ВМ}$ на вторичных шинах ближайшего распределительного трансформатора, для которого удаленность имеет значение λ_m , а добавка $E_T = 0$.

Второе ограничение определяется выражением

$$E'_П = V'_{ВМ} + \lambda_m.$$

Учитывая первое ограничение и принимая отклонение $V'_{ВМ}$ согласно (5.9) и (5.11), получим три значения добавки:

$$E'_П \leq 10\%; \quad (5.29)$$

$$E'_П \leq 10 - \Delta U_T + \lambda_m; \quad (5.29a)$$

$$E'_П \leq V^B + \lambda_m. \quad (5.30)$$

Поскольку в любом случае справедливо соотношение $\lambda_m \geq \Delta U_T$, ограничение по (5.29a) отпадает. Надо полагать, что во всех случаях справедливо соотношение $\lambda_m > 2,5\%$, поэтому для сельских сетей ($V^B = 7,5\%$) и силовых сетей промышленных предприятий ($V^B =$

= 10%) ограничивающим будет условие (5.29). Для городских сетей это могут быть либо (5.29), либо (5.30), хотя они и будут давать довольно близкие результаты.

В отличие от добавки E'_n , которая имеет только верхний ограничивающий предел, добавка E''_n ограничивается как по верхнему, так и по нижнему пределам. Наименьшее значение добавки E''_n должно обеспечить удовлетворительные уровни напряжений в режиме наименьших нагрузок сети. Для этого предельная потеря напряжения, определяемая выражением (5.23), не должна быть меньше определяемой из (5.22). Приравнявая правые части этих выражений, получим

$$E''_{nm} = \beta_m E'_n - E_0 (1 - \beta_m) (N_{дб} - 1) + V^n (1 - \beta_m). \quad (5.31)$$

Определяющими явятся условия ближайшего к ЦП трансформатора с наименьшим значением $N_{дб.м}$. В большинстве случаев принимают $N_{дб.м} = 1$; тогда предыдущее выражение приобретает вид

$$E''_{nm} = \beta_m E'_n + V^n (1 - \beta_m). \quad (5.32)$$

При правильном ведении режима напряжений ЦП возможность использования всех желательных добавок распределительных трансформаторов будет определяться режимом наибольших нагрузок. Для этого должно быть выполнено для наивысшей желательной добавки условие

$$N_{дб.кр} \geq N_{дб.ж}. \quad (5.33)$$

Приравняв эти величины и обратившись к выражению (5.18), для наибольшего значения добавки E''_{nm} получим:

$$E''_{nm} = \beta_m E'_n - E_0 (1 - \beta_m) (N_{дбж} - 1) + V'_{вм} - \beta_m V'_{вм}. \quad (5.34)$$

Из сравнения выражений (5.31) и (5.34) видно, что почти во всех случаях $E''_{nm} > E'_{nm}$ (иногда они могут оказаться равными друг другу). Любое значение E''_n , лежащее между E'_{nm} и E''_{nm} , допустимо. Желательно выбирать его ближе к верхнему пределу, чтобы иметь более высокие уровни напряжения.

Закон оптимального регулирования напряжения ЦП, определяющий вид зависимости $E''_n = f(\beta)$, представляет собой прямую в координатах β и E''_n , проходящую через выбранные оптимальные значения добавок E''_n и E'_n .

Задача оптимизации режима напряжений ЦП может рассматриваться как в проектном, так и в эксплуатационном аспектах. При проектных расчетах выбор оптимальных значений добавок E''_n и E'_n определяет пределы регулирования устройств, намечаемых к установке на ЦП. При централизованном электроснабжении такими устройствами могут быть: а) понижающие трансформаторы 35/10,5 или 110/11 с РПН; б) вольтодобавочные трансформаторы, включаемые в виде линейных регуляторов на выходе ЦП.

Порядок расчетов, связанных с применением указанных устройств, был рассмотрен в гл. IV. При выполнении расчетов учитываются нагрузки, прогнозируемые на конец расчетного периода.

При эксплуатационных расчетах рассматриваются использование существующих устройств и нагрузки ближайшего периода, которые могут существенно отличаться от расчетных предельных. В соответствии с выражением (5.30) может потребоваться снижение добавки $E'_{п.}$. Иногда необходимо использование добавки трансформатора $N_{дб.ж}$ меньшей, чем наивысшая.

Значение величины $N_{дб.ж}$ может быть найдено из следующих соображений. Пусть известно желательное значение суммарной потери напряжения в сетях ВН, НН и распределительном трансформаторе; обозначим ее $\Delta U_{пр.ж.}$. Подставляя данную величину в (5.22), можно найти желательный номер ответвления трансформатора

$$N_{дб.ж} = (\Delta U_{пр.ж.} + V^n - E'_{п})/E_0 + 1. \quad (5.35)$$

Найденный результат округляем до ближайшего большего целого числа и подставляем (в 5.34) для определения значения добавки $E''_{пм.}$

Рассмотренные расчеты применимы для местных сетей, питающих сравнительно однородные нагрузки. Вопросы регулирования напряжения в сетях, питающих разнородные нагрузки, как уже указывалось, находятся в стадии исследований. Здесь ограничимся краткими замечаниями для некоторых характерных случаев.

Если в сети имеется ограниченное количество РТ, питающих сети НН с графиками нагрузок, резко отличающимися от остальных, то такие трансформаторы желательно устанавливать с РПН.

Когда линии СН, отходящие от ЦП, питают разнородных потребителей, но нагрузки каждой из линий однородны, то в начале каждой из таких линий может оказаться целесообразным включение регулируемых вольтодобавочных автотрансформаторов или других регулирующих устройств, создающих дополнительные добавки напряжения. При помощи последних могут быть созданы оптимальные результирующие добавки $E'_п$ и $E''_п$ в соответствии с характером изменения нагрузки линии. Очевидно, что линии с однородными нагрузками можно сгруппировать и питать от одного регулирующего устройства.

Иногда существующие графики напряжения и пределы регулирования на шинах ЦП могут быть приемлемыми для основной массы потребителей, но недостаточными для потребителей одной, более протяженной линии. В частности, такое положение довольно часто возникает на ЦП городских сетей, от которых питаются близлежащие сети сельских районов. В таких случаях иногда целесообразно включать вольтодобавочные трансформаторы в промежуточной точке протяженной линии. Такое присоединение регулятора позволяет уменьшить его проходную мощность за счет отборов мощности в предшествующих точках и обеспечивает более высокие уровни напряжения. Точка включения регулятора напряжения является центром питания для последующей части сети. От нее отсчитываются удаленности, и для режима напряжений в ней справедливы рассмотренные в начале данного параграфа требования. Включение регулятора в промежуточной точке возможно, если для предшествующих точек режим основного ЦП является удовлетворительным.

Пример 5.3. Определить оптимальные условия регулирования напряжения на шинах ЦП сети, питающей сельскохозяйственные нагрузки для двух уровней развития, характеризуемых такими значениями наибольших потерь напряжения: первый уровень:

$$\Delta U_{\text{в}} = 6\%; \quad \Delta U_{\text{н.ж}} = 5\%; \quad \lambda_{\text{м}} = \Delta U_{\text{т}} = 2,5\%;$$

второй уровень:

$$\Delta U_{\text{в}} = 12\%; \quad \Delta U_{\text{н.ж}} = 10\%; \quad \lambda_{\text{м}} = \Delta U_{\text{т}} = 5\%.$$

Известны также следующие данные: $\beta_{\text{м}} = 0,25$; $N_{\text{т}} = 5$; $E_0 = 2,5\%$.

Для отклонений напряжения на первом уровне развития нет надобности принимать наибольшие допустимые значения; возьмем их равными $\pm 5\%$. Соот-

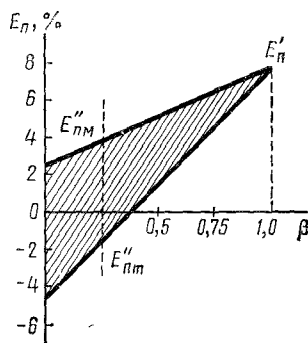


Рис. 5.7. График оптимального регулирования напряжения ЦП сети примера 5.3; первый уровень развития

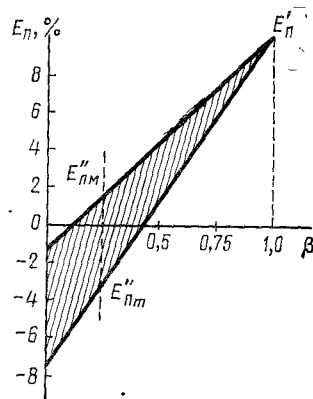


Рис. 5.8. График оптимального регулирования напряжения ЦП сети примера 5.3; второй уровень развития

ветственно $V'_{\text{вм}} = V''_{\text{вм}} = 5\%$. На втором уровне возьмем нормальные отклонения $\pm 7,5\%$. При этом, как ясно из предыдущего, $V'_{\text{вм}} = 5\%$ и $V''_{\text{вм}} = 7,5\%$.

Переходим к расчетам оптимальных добавок напряжения ЦП.

Для первого уровня развития добавка в режиме наибольших нагрузок согласно (5.30) должна быть

$$E'_{\text{пм}} = V^{\text{в}} + \lambda_{\text{м}} = 5 + 2,5 = 7,5\%.$$

Желательное значение предельной суммарной потери напряжения

$$\Delta U_{\text{пр.ж}} = \Delta U_{\text{в}} + \Delta U_{\text{т}} + \Delta U_{\text{н.ж}} = 6 + 2,5 + 5 = 13,5\%.$$

Высший необходимый номер добавки наиболее удаленного трансформатора согласно (5.35)

$$N_{\text{дбм}} = \frac{\Delta U_{\text{пр.ж}} + V^{\text{я}} - E'_{\text{п}}}{E_0} + 1 = \frac{13,5 - 5 - 7,5}{2,5} + 1 = 1,4;$$

принимаем $N_{\text{дбм}} = 2$.

Наименьшее допустимое значение добавки $E''_{\text{пм}}$ согласно (5.32)

$$E''_{\text{пм}} = \beta_{\text{м}} E'_{\text{п}} + (1 - \beta_{\text{м}}) V^{\text{н}} = 0,25 \cdot 7,5 - (1 - 0,25) 5 = -1,875\%.$$

Наибольшее значение той же добавки из (5.34)

$$E''_{ПМ} = \beta_m E'_П - E_0 (1 - \beta_m) (N_{дБМ} - 1) + V''_{ВМ} - \beta_m V'_{ВМ} = \\ = 0,25 \cdot 7,5 - 2,5 (1 - 0,25) (2 - 1) + 5 - 0,25 \cdot 5 = 3,75\%.$$

В соответствии с полученными результатами на рис. 5.7 представлены предельные графики изменения добавки $E_{П}$. Любое значение этой добавки, лежащее в пределах заштрихованной области, является допустимым.

Аналогичные расчеты для второго уровня развития дают:

$$E'_П = 10\%, \quad \Delta U_{пр.ж} = 27\%, \quad N_{дБМ} = 4,8, \\ E''_{Пм} = -3,125\%, \quad E''_{ПМ} = 1,25\%.$$

График регулирования представлен на рис. 5.8.

§ 5.6. Компенсация реактивных параметров в местных электрических сетях

Принимая для местных сетей потерю напряжения равной продольной составляющей падения напряжения, имеем

$$\Delta U_f = \frac{1}{10 U_{ном}^2} \sum_0^f (P_i r_i - Q_i x_i).$$

Назовем полным продольным моментом величину M , определяемую выражением

$$M = \sum_0^f P_i r_i - \sum_0^f Q_i x_i.$$

Полный момент можно записать в виде алгебраической суммы

$$M = M_p + M_q, \quad (5.36)$$

где

$$M_p = \sum_0^f P_i r_i; \quad (5.37)$$

$$M_q = - \sum_0^f Q_i x_i. \quad (5.38)$$

При этом потеря напряжения

$$\Delta U = M / (10 U_{ном}^2).$$

Допустимой потере напряжения в сетях ВН соответствует допустимый момент

$$M_{в.д} = 10 U_{ном}^2 \Delta U_{в.д}. \quad (5.39)$$

Экономической потере напряжения в сетях ВН соответствует экономический момент

$$M_{в.э} = 10 U_{ном}^2 \Delta U_{в.э}. \quad (5.40)$$

Некоторому исполнению сети и заданным нагрузкам соответствует определенный момент. Если он не превышает допустимого, то режим напряжений будет удовлетворительным. Поэтому сооружение сети с экономическими сечениями проводов возможно, если полный экономический момент не превышает допустимого. В противном случае возможны такие решения:

1) увеличение сечений проводов сверх экономических, пока действительный момент не будет снижен до уровня допустимого. При этом изменяются обе составляющие момента, но преимущественно активная. Значительное изменение реактивной составляющей происходит только при переходе от воздушных к кабельным линиям, при замене стальных проводов проводами из цветных металлов или при изменении числа цепей на участке;

2) повышение номинального напряжения сети. Как видно из выражения (5.39), допустимый момент в этом случае резко возрастает. По этой причине в настоящее время широко проводятся работы по переводу городских и сельских сетей с 6 на 10 кВ;

3) увеличение допустимой потери напряжения, например путем оптимизации регулирования напряжения, как показано в § 5.5;

4) снижение полного экономического момента за счет той или иной степени компенсации его реактивной составляющей. Этот случай будет рассмотрен далее. Компенсация реактивной составляющей полного момента целесообразна в воздушных сетях, питающих значительные реактивные нагрузки.

До сих пор существует мнение, что коммунально-бытовые нагрузки можно характеризовать высокими значениями коэффициента мощности. Такое утверждение было справедливо до тех пор, пока основными электроприемниками являлись лампы накаливания и нагревательные приборы. В последние годы потребление реактивной мощности в городских сетях резко возросло в связи с широким распространением таких приемников электрической энергии, как телевизоры, холодильники и др.

Количественная оценка этого потребления мощности пока затруднительна из-за недостаточности систематизированных данных, однако не вызывает сомнения наличие значительных потоков реактивной мощности в сетях ВН данного типа.

Использование электродвигателей в сельском хозяйстве во все возрастающих масштабах, а также электрификация быта населения сельских районов приводят к росту реактивных нагрузок и в сельских сетях, особенно в часы дневного максимума.

Потребление реактивной мощности в промышленных сетях нормировано достаточно жесткими нормативами на величину коэффициента мощности. Поэтому дополнительная компенсация в них обычно особого эффекта не дает.

В целом же можно полагать, что в ряде случаев компенсация реактивной составляющей полного момента может оказаться целесообразной и для местных сетей.

Снижение потери напряжения на некоторую величину ΔU_n эквивалентно введению в сеть равной по величине и противоположной

по знаку дополнительной добавки напряжения E_R . Ее может обеспечить компенсирующий момент

$$M_R = 10U_{ном}^2 E_R. \quad (5.41)$$

Компенсирующий момент может быть создан следующими способами:

1) поперечной емкостной компенсацией при помощи статических конденсаторов параллельного включения;

2) продольной емкостной компенсацией при помощи батарей конденсаторов последовательного включения;

3) изменением конструктивного исполнения головных участков сети, приводящим к значительному снижению их реактивного сопротивления при незначительном изменении активного. Изменения, при которых существенно снижаются величины сопротивлений обоих видов, относятся к выбору сечений проводов и здесь не рассматриваются.

Приведем порядок соответствующих расчетов для неразветвленных и разветвленных разомкнутых сетей.

Поперечная емкостная компенсация. Пусть в некоторой i -й точке неразветвленной сети включена батарея статических конденсаторов мощностью Q_{ni} . Реактивное сопротивление сети от ЦП до этой точки равно x_i . В сети возникает компенсирующий момент

$$M_R = Q_{ni} x_i. \quad (5.42)$$

Из (5.41) видно, что желательная добавка E_R будет обеспечена, если мощность батареи

$$Q_{ni} = 10U_{ном}^2 E_R / x_i. \quad (5.43)$$

Необходимая мощность батарей снижается по мере удаления от ЦП и будет наименьшей при установке в конечной точке сети. Такому решению могут воспрепятствовать условия на концевой подстанции, например отсутствие места для батарей, неудобство обслуживания и др. Батарею целесообразно установить в наиболее удаленной точке сети, в которой имеются необходимые условия.

Установка одной батареи конденсаторов целесообразна, если ее мощность сравнительно невелика. При большой мощности батареи сеть в целом переходит в режим двустороннего питания реактивной мощностью, и в ней появляется промежуточная точка потокораздела реактивных мощностей. Напряжение этой точки может оказаться ниже допустимого. В таких случаях следует рассмотреть вопрос об установке двух батарей в точках t_1 и t_2 . Значения мощности батарей являются корнями неопределенного уравнения:

$$Q_{n1} x_{t1} + Q_{n2} x_{t2} = 10U_{ном}^2 E_R. \quad (5.44)$$

Исходя из этого уравнения, можно рассмотреть несколько вариантов размещения батарей.

Особенности расчетов разветвленных сетей рассмотрим применительно к схеме, изображенной на рис. 5.9. На схеме: F — точка раз-

ветвления; f — точка на головном участке, почему-либо удобная для установки батареи конденсаторов; j — такая же точка на одном из ответвлений. Кроме этого, имеется произвольное количество точек, не показанных на схеме, в которых подключены нагрузки.

Пусть расчетами установлено, что напряжения на концах всех или части ответвлений без компенсации неудовлетворительны. Обозначим добавку напряжения, необходимую для произвольного ответвления, E_{kj} . При установке батарей в ответвлениях для определения их мощности необходимо написать систему уравнений вида

$$x_{0F} \Sigma Q_{kj} + x_{Fj} Q_{kj} = 10U_{ном}^2 E_{kj}, \quad (5.45)$$

где x_{0F} и x_{Fj} — соответственно реактивные сопротивления от ЦП до точки F и от нее до точки установки батареи в произвольном ответвлении. Число уравнений должно равняться числу ответвлений, для которых необходима компенсация. Решение системы даст

Рис. 59. Принципиальная схема разветвленной сети

искомые значения мощности батарей. Если желательно ограничиться установкой одной батареи в точке f , то батарея должна обеспечить наибольшую из необходимых добавок E_{km} . Тогда мощность батареи

$$Q_{kf} = 10U_{ном}^2 E_{km} / x_{0f}. \quad (5.46)$$

Возможно и комбинированное решение. В точке f устанавливают батарею ограниченной мощности, создающую добавку E_{kf} . Недостающие мощности размещают в ответвлениях. Для определения мощностей последних составляют систему уравнений вида

$$x_{0F} \Sigma Q_{kj} + x_{Fj} Q_{kj} = 10U_{ном}^2 (E_{kj} - E_{kf}). \quad (5.47)$$

Аналогично решают задачи, встречающиеся в более сложных разветвленных сетях.

Следует иметь в виду, что установленная мощность батареи должна быть несколько больше, чем определяемая предыдущими выражениями. Это вызвано двумя обстоятельствами:

1. При расчетах мощность определялась по номинальному напряжению сети. Напряжение в точке установки батареи может отличаться от номинального.

2. Конденсаторы для параллельного включения маркируются заводами-изготовителями по напряжению, превышающему номинальное напряжение сети на 5%. Поэтому, переходя к установленным мощностям, после расчета действительного режима напряжения следует ввести поправочный коэффициент

$$k_{\pi} = 1,1 (U_{ном} / U_f)^2. \quad (5.48)$$

Батареи желательно выполнять регулируемыми или, во всяком случае, отключать их при малых нагрузках сети.

Во всех рассмотренных случаях предполагалась установка конденсаторов на стороне высшего напряжения РТ, требующая меньших затрат, чем установка батарей на вторичном напряжении. Однако

и при установке на вторичном напряжении изложенная методика также может быть применена. При этом неразветвленную сеть надо рассматривать как разветвленную, в которой ответвлениями служат обмотки трансформаторов.

Продольная емкостная компенсация. Пусть в рассечку i -го участка неразветвленной сети включена последовательно батарея статических конденсаторов сопротивлением x_K . По участку проходят полная мощность S_i и реактивная мощность Q_i . Возникающий компенсирующий момент

$$M_K = Q_i x_K,$$

откуда

$$x_K = M_K / Q_i = 10 U_{ном}^2 E_K / Q_i. \quad (5.49)$$

Полученное выражение аналогично (5.42), но является несколько более приближенным благодаря расчету по номинальному напряжению сети, а не по действительным напряжениям в месте установки УПК.

Подбор параметров батареи и расчет ее результирующего сопротивления можно произвести с помощью выражений (4.45), (4.46) и (4.47). Чтобы облегчить дальнейшее сопоставление необходимых мощностей компенсирующих батарей при параллельном и последовательном включении, несколько преобразуем выражения (4.45) и (4.46) с учетом (4.44) и (5.49):

$$n'_{пр} = \frac{U_{0K} \sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}{\sqrt{3} U_{ном} Q_{0K}} = \frac{U_{0K} S_i}{\sqrt{3} U_{ном} Q_{0K}}; \quad (5.50)$$

$$n'_{пс} = \frac{n'_{пр} x_K}{x_{0K}} = \frac{U_{ном} E_K}{100 \sqrt{3} U_{0K} \sin \varphi_i}. \quad (5.51)$$

Теоретическая мощность батареи УПК, с учетом полученных выражений,

$$Q'_{УПК} = 3 n'_{пр} n'_{пс} Q_{0K} = S_i E_K / (100 \sin \varphi_i). \quad (5.52)$$

Установленная мощность УПК не зависит от характеристик единичной мощности и номинального напряжения конденсаторов, из которых она собрана. Выбор этих характеристик может быть полностью предоставлен конструкторам и технологам конденсаторных заводов и должен обеспечить наиболее благоприятные экономические показатели самих конденсаторов.

Мощность батареи не зависит и от номинального напряжения линии, в которой она будет установлена. Поэтому, например, батарея УПК, расположенная на стороне высшего или низшего напряжения трансформатора, будет иметь практически одинаковую мощность. Небольшая разница будет обусловлена изменением коэффициента мощности за счет потерь мощности в трансформаторе.

Как видим, мощность батареи УПК определяется проходящей через нее полной мощностью S_i , функцией сдвига фаз $\sin \varphi_i$ и относительным или процентным значением добавки напряжения E_K , создаваемой батареями.

Как видно из (5.52), установленная мощность батареи зависит от места включения и снижается по мере удаления от ЦП. Пределом удаленности следует считать точку, до которой потери напряжения без компенсации в перспективе достигнут наибольшего допустимого значения. Батарею целесообразно установить на участке, который отходит от этой точки.

Добавки, создаваемые установками поперечной компенсации, являясь распределенными и постепенно нарастают от ЦП до места установки батареи. Добавка УПК изменяется скачком. При большой величине добавки напряжение на выходе батареи может превышать допустимое. В таких случаях необходимо включение двух батарей в разных точках сети. По порядку расположения батарей относительно ЦП будем различать головную и концевую батареи, а характеризующие их величины обозначать соответственно индексами «1» и «2».

Добавки связаны между собой соотношением

$$E_{K1} + E_{K2} = E_K. \quad (5.53)$$

Суммарная мощность батарей

$$Q_{K\Sigma} = \frac{S_{f1} E_{K1}}{100 \sin \varphi_{f1}} + \frac{S_{f2} (E_K - E_{K1})}{100 \sin \varphi_{f2}}. \quad (5.54)$$

Решение этого уравнения может быть найдено путем сравнения вариантов. В разветвленных сетях типа, представленного на рис. 5.9, выбор расположения батарей УПК также зависит от режима напряжений без компенсации. Если потеря напряжения до точки разветвления превышает допустимую, то батарее необходимо устанавливать в точке f . Создаваемая ею добавка должна быть не менее E_{JM} . При приемлемом уровне напряжения в точке разветвления без компенсации может оказаться целесообразной установка батарей в ответвлениях. При этом каждая батарея должна обеспечить добавку, необходимую для того ответвления, в котором она установлена. Задача решается сопоставлением вариантов.

Приведенные рассуждения о влиянии расположения батарей на ее мощность справедливы, если действительная мощность батареи близка к теоретической, определяемой выражением (5.52). Во многих случаях приходится брать батарею значительно большей мощности. Причиной является малый ассортимент конденсаторов для продольной установки, выпускаемых промышленностью только в крупных единицах. Необходимость округления в большую сторону числа параллельных ветвей, а иногда и необходимость увеличения этого числа для получения желательной величины результирующего значения сопротивления батареи могут привести к значительному возрастанию мощности сверх необходимой. В таких случаях можно увеличить добавку E_K , располагая батарею ближе к ЦП. Ограничивающим условием здесь явится недопустимость чрезмерного повышения напряжения на выходе батареи.

Сопоставим некоторые преимущества и недостатки обоих методов включения конденсаторов в сетях.

1. Основным преимуществом последовательного включения является меньшая необходимая мощность батарей, что непосредственно видно при сопоставлении выражений (5.43) и (5.52). Даже если мощность последовательной батареи значительно увеличится при округлении, она все же останется меньшей, чем при параллельном включении.

2. УПК является безынерционным авторегулирующим устройством. Добавки напряжения такого устройства всегда находятся в строгом соответствии с проходящей реактивной мощностью. Добавку, создаваемую параллельными батареями, можно регулировать только с запаздыванием во времени, крупными ступенями. Для этого требуется разделение батареи на секции и установка дополнительных выключателей и управляющих устройств.

3. УПК незаменимы при питании электроприемников с быстропеременной реактивной мощностью, когда в сетях возникают весьма неприятные колебания напряжения. УПК эффективно снижают такие колебания. Мощность, выдаваемая батареями при параллельном включении,

$$Q_{\kappa} = U^2 \omega C. \quad (5.55)$$

При снижении напряжения мощность падает, что приводит к дополнительному уменьшению напряжения. При возрастании напряжения все происходит в обратном порядке. Управляющие устройства не могут срабатывать с такой скоростью. Параллельное включение конденсаторов усиливает колебания напряжения.

4.* УПК снижает реактивное сопротивление сети, что приводит к возрастанию токов короткого замыкания. В установках с большими токами короткого замыкания это может послужить препятствием для применения УПК. При малых токах короткого замыкания некоторое их увеличение окажется даже полезным с точки зрения четкости работы защитных устройств и облегчения условий плавки гололеда.

5. Параллельные батареи уменьшают потребление реактивной мощности и снижают потери реактивной мощности в сети. В результате реактивная мощность, выдаваемая ЦП, снижается на величину, превышающую мощность батарей. Последовательные батареи только уменьшают потери реактивной мощности в сети. Загрузка ЦП снижается на величину, меньшую установленной мощности батарей.

6. Параллельные батареи, разгружая сеть от реактивных токов, иногда создают условия для снижения экономических сечений проводов в сети. Однако при этом потребуется дополнительное увеличение мощности батареи для компенсации возросших потерь напряжения.

7. Параллельные батареи непосредственно снижают потери активной мощности в сети, а последовательные косвенно влияют на снижение потерь за счет улучшения режима напряжений. Это влияние, однако, не может быть обнаружено обычным приближенным расчетом по номинальному напряжению и основному потокораспределению. Здесь необходимы более точные итерационные расчеты, учитывающие изменения напряжения и влияние потерь мощности.

Таким образом, только глубокий технико-экономический анализ может дать в каждом конкретном случае правильное решение задачи.

Изменение конструктивного исполнения. Уменьшение реактивного сопротивления участков сети может быть достигнуто двумя путями:

1) заменой одноцепной линии двухцепной с проводами половинного сечения. При проводах из цветных металлов реактивные сопротивления в этом случае снижаются почти вдвое. При стальных проводах зависимости будут более сложными;

2) заменой воздушной линии с проводами из цветных металлов кабельными линиями того же сечения. Реактивное сопротивление уменьшится примерно в четыре раза.

Пусть снижение произведено на i -м участке сети и привело к уменьшению реактивного сопротивления на величину Δx_i . По воздействию на режим работы сети это эквивалентно введению на участке емкостной продольной компенсации с таким же сопротивлением. Если при этом произошло также небольшое изменение активного сопротивления на величину Δr_i , то результирующая добавка напряжения, возникающая на участке,

$$E_i = (P_i \Delta r_i - Q_i \Delta x_i) / (10 U_{\text{ном}}^2). \quad (5.56)$$

Суммарная добавка, обусловленная изменениями конструкции на ряде участков,

$$E = \frac{1}{10 U_{\text{ном}}^2} \sum (P_i \Delta r_i - Q_i \Delta x_i). \quad (5.57)$$

Изменения производятся на головных участках. Соответственно суммирование добавок ведется от ЦП. Оно прекращается, когда результирующая добавка приобретает необходимое значение E_K . Изменение активного сопротивления может быть как положительным, так и отрицательным, что необходимо учитывать при суммировании.

Пример 5.4. Рассмотреть способы компенсации реактивных параметров сети 10 кв. Схема сети представлена на рис. 5.10. Экономическую плотность тока принять равной $j_э = 1,3 \text{ а/мм}^2$. Режим напряжения на ЦП обеспечивает значение располагаемой потери напряжения $\Delta U_{\text{д}} = 7,5\%$.

На схеме рис. 5.10 нанесены нагрузки пунктов и их потокораспределение, длины участков, экономические марки проводов, комплексные сопротивления участков, значения потери напряжения до всех пунктов при экономических сечениях проводов.

Из приведенных на схеме значений видно, что потери напряжения лежат в допустимых пределах только для пункта 1. Для всех остальных пунктов необходима компенсация. Требуемые значения добавок напряжения для конечных точек: $E_{K3} = 4,65\%$; $E_{K4} = 5,33\%$.

Рассмотрим варианты одной и двух батарей поперечной компенсации и применения УПК в головной части сети.

Одну батарею поперечной компенсации целесообразно установить в пункте 2. Она должна обеспечить наибольшую из требуемых добавок $E_{KM} = E_{K4} = 5,33\%$. Расчетные реактивные сопротивления $x_{0,2} = x_{0,1} + x_{1,2} = 3,35 \text{ ом}$. Мощность батареи согласно (5.46)

$$Q_{K2} = 10 \cdot 10^2 \cdot 5,33/3,35 = 1590 \text{ квар.}$$

Батарея такой мощности почти полностью покрывает потребности сети в реактивной мощности. Результирующее потокораспределение показано на рис. 5.11. Там же отмечены потери напряжения до всех точек сети. С учетом действительного уровня напряжения точки 2, оказавшегося при проверке равным 9,95 кВ, установленная мощность батарей с учетом (5.48)

$$Q_{K2y} = 1,1 (10/9,95)^2 1590 = 1750 \text{ квар.}$$

Для определения мощности двух батарей при установке их в конечных точках напишем систему уравнений (5.47):

$$x_{0,2} (Q_{K3} + Q_{K4}) + x_{2,3} Q_{K3} = 10 U_H^2 E_{K3};$$

$$x_{0,2} (Q_{K3} + Q_{K4}) + x_{2,4} Q_{K4} = 10 U_H^2 E_{K4},$$

или

$$3,35 (Q_{K3} + Q_{K4}) + 0,72 Q_{K3} = 10 \cdot 10^2 \cdot 4,65;$$

$$3,35 (Q_{K3} + Q_{K4}) + 1,08 Q_{K4} = 10 \cdot 10^2 \cdot 5,33.$$

Решение системы дает значения:

$$Q_{K3} = 400 \text{ квар, } Q_{K4} = 900 \text{ квар.}$$

Потокораспределение нанесено на рис. 5.11 штриховыми стрелками; значения потерь напряжения помещены в скобках.

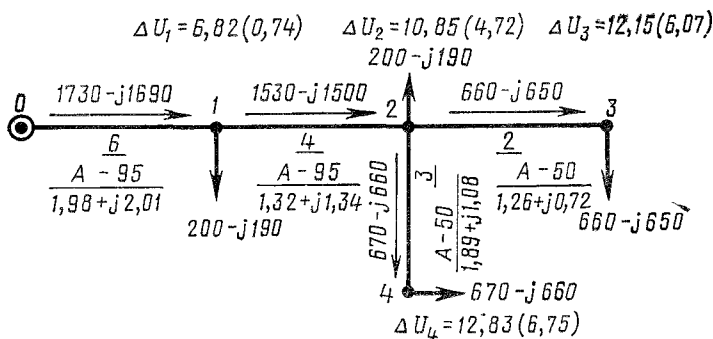


Рис. 5.10. Схема разветвленной сети 10 кВ примера 5.4; исходное потокораспределение

Установленные мощности батарей, найденные аналогично предыдущему случаю, оказались равными:

$$Q_{K3y} = 460 \text{ квар, } Q_{K4y} = 1040 \text{ квар.}$$

Теперь рассмотрим вариант продольной компенсации. По данным о напряжениях исходного режима видим, что УПК следует включать до точки 2. При установке УПК в линии 1—2 сопротивление батарей согласно (5.49)

$$r_K = 10 U_{ном}^2 E_{KM} / Q_t = 10 \cdot 10^2 \cdot 5,33 / 1500 = 3,55 \text{ ом.}$$

Теоретическая мощность батарей согласно (5.52)

$$Q'_{УПК} = S_{1,2} E_K / (100 \sin \varphi_{1,2}) = 2140 \cdot 5,33 / (100 \cdot 0,7) = 163 \text{ квар.}$$

Принимаем для УПК конденсаторы типа КПМ-0,6-50-1, для которых:

$$Q_{0K} = 50 \text{ квар, } U_{0K} = 0,6 \text{ кВ, } I_{0K} = 83,3 \text{ а, } x_{0K} = 7,2 \text{ ом.}$$

Число параллельных ветвей по (5.50)

$$n'_{\text{пр}} = S_{1,2} U_{0\text{К}} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}} Q_{0\text{К}}) = 2140 \cdot 0,6 / (\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 50) = 1,48;$$

принимаем $n_{\text{пр}} = 2$.

Число конденсаторов в ветви по (5.51)

$$n_{\text{пс}} = x_{\text{К}} n_{\text{пр}} / x_{0\text{К}} = 3,55 \cdot 2 / 7,2 \approx 1.$$

Действительное значение компенсирующего сопротивления $x_{\text{К}} = 3,6 \text{ ом}$.

Установленная мощность батареи

$$Q_{\text{УПК}} = 3 n_{\text{пр}} n_{\text{пс}} Q_{0\text{К}} = 3 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 50 = 300 \text{ квар},$$

т. е. из-за округления почти вдвое превышает теоретическую, но все же в 5—6 раз меньше, чем при параллельном включении.

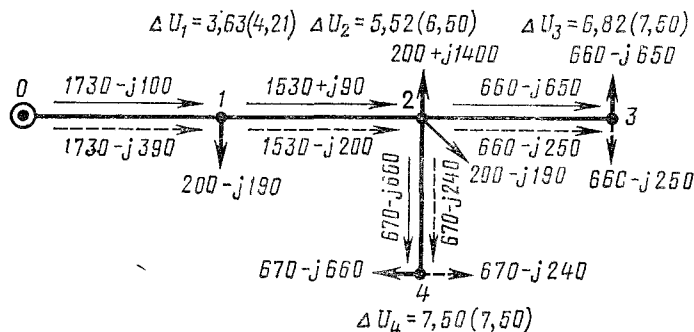


Рис. 5.11. Потокораспределение в сети примера 5.4 для двух вариантов поперечной компенсации

Батарея с принятыми параметрами обладает пропускной способностью 2900 *квар* и может быть установлена на участке 0—1, что позволит повысить напряжение и на подстанции 1. Если будет принято такое решение, то батарею следует включать на входе подстанции. Включение ее в начале участка 0—1 привело бы к повышению уровня напряжения в этой точке на 11% сверх номинального. Такое повышение может оказаться неприемлемым, если предполагается установка распределительного трансформатора на шинах ЦП.

При включении УПК в линию 0—1 создаваемая добавка

$$E_{\text{К}} = Q_{0,1} x_{\text{К}} / (10 U_{\text{ном}}^2) = 1690 \cdot 3,6 / (10 \cdot 10^2) = 6,08\%.$$

Потокораспределение при наличии УПК не изменяется и остается таким же, как показано на рис. 5.10. Новые значения потерь напряжения показаны на этом же рисунке цифрами в скобках.

Потери мощности в сети для всех вариантов сведены в табл. 5.5.

Потери определялись дважды: приближенно по основному потокораспределению и номинальному напряжению и более точно итерационным методом. В табл. 5.5 приведены также значения реактивной мощности, выдаваемой ЦП.

Анализируя данные, приведенные в таблице, отметим следующее.

1. Оба варианта поперечной компенсации обеспечивают снижение потерь активной мощности примерно вдвое; между собой варианты довольно близки.

2. При поперечной компенсации резко снижается выдача реактивной мощности центром питания. Прежде всего это обеспечивается улучшением баланса мощности нагрузок.

3. Продольная компенсация в значительно меньшей степени снижает реактивную нагрузку ЦП; невелико и снижение потерь активной мощности (обнаруживается оно при уточненном расчете режимов).

Таблица 5.5

Вариант компенсации	Приближенный расчет		Уточненный расчет		Qцп, квар
	ΔP , кВт	ΔQ , квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	
Без компенсации	205	—196	240	—228	—1915
Одна батарея поперечной компенсации	118	—107	124	—112	—210
Две батареи поперечной ком- пенсации	109	—104	115	—110	—500
Продольная компенсация . .	205	14	209	14	—1675

4. Итерационный расчет дает существенное уточнение потерь мощности для варианта без компенсации. Это объясняется довольно значительными отклонениями напряжения от номинального значения, которые имеют место для удаленных участков сети. При компенсации отклонения напряжения меньше и соответственно уменьшаются значения поправок.

Применение поперечной компенсации уменьшает экономические сечения проводов сети на одну ступень. Однако это требует увеличения мощности батарей из-за возрастания потерь напряжения. Расчеты показывают, что при установке батареи в пункте 2 линия 0—2 может быть выполнена проводами марки А-70. При этом установленную мощность батареи необходимо увеличить на 630 квар.

В заключение рассмотрим эффект, который могла бы дать замена одноцепной линии 0—2 на двухцепную, выполненную проводами А-50. В этом случае уменьшение активных и реактивных сопротивлений участков соответственно будет составлять:

$$\Delta z_{0,1} = 0,09 + j 0,93 \text{ ом}, \Delta z_{1,2} = 0,06 + j 0,62 \text{ ом}.$$

Добавка напряжений согласно (5.57)

$$E_R = \frac{1}{10U_{\text{ном}}^2} \sum_0^2 (P_i \Delta r_i - Q_i \Delta x_i) =$$

$$= \frac{1730 \cdot 0,09 + 1530 \cdot 0,06 + 1690 \cdot 0,93 + 1500 \cdot 0,62}{10 \cdot 10^3} = 2,75\%.$$

Из предыдущего ясно, что такая добавка недостаточна для необходимого улучшения режима напряжения.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С ВЫСОКОЙ СТЕПЕНЬЮ НЕОДНОРОДНОСТИ

§ 6.1. Общие положения

Характеристики режима работы электрической сети с определенным исходным напряжением, параметрами и нагрузками зависят от распределения токов или мощностей в ней. В разомкнутых сетях токораспределение определяется схемой сети и не может быть изменено без изменения последней. В замкнутых сетях существуют возможности управления токораспределением при неизменной схеме сети. Назовем экономическим токораспределением, обеспечивающее в сети минимум потерь активной мощности. Найдем его для простейшего случая сети, представленной на рис. 6.1.

Потери активной мощности в данном случае*

$$\Delta P_c = (I'_{0,1} + I''_{0,1}) r_{0,1} + [(I'_{0,1} - I'_1)^2 + (I''_{0,1} - I''_1)^2] r_{1,2} + \\ + [(I'_{0,1} - I'_1 - I'_2)^2 + (I''_{0,1} - I''_1 - I''_2)^2] r_{2,0}.$$

Чтобы найти значения составляющих тока на участке $0-I$, обеспечивающие минимум потерь, необходимо написать и решить уравнения:

$$\partial \Delta P_c / \partial I'_{0,1} = 0, \quad \partial \Delta P_c / \partial I''_{0,1} = 0.$$

В результате решения для экономических значений составляющих тока получим

$$I'_{0,1\varnothing} = \frac{I'_1 (r_{1,2} + r_{2,0}) + I'_2 r_{2,0}}{r_{0,1} + r_{1,2} + r_{2,0}}; \quad I''_{0,1\varnothing} = \frac{I''_1 (r_{1,2} + r_{2,0}) + I''_2 r_{2,0}}{r_{0,1} + r_{1,2} + r_{2,0}}.$$

При произвольном количестве нагрузок в контуре предыдущие выражения приобретают вид:

$$I'_{0,1\varnothing} = \frac{1}{r_c} \sum I'_k r_{k,0}; \quad (6.1)$$

$$I''_{0,1\varnothing} = \frac{1}{r_c} \sum I''_k r_{k,0}, \quad (6.2)$$

где r_c — суммарное активное сопротивление участков сети; $r_{k,0}$ — активное сопротивление ветви, продолжающей принятый путь обхода контура от рассматриваемого пункта до источника питания.

* В настоящей главе для активной и реактивной составляющих тока соответственно приняты обозначения I' и I'' .

Из выражений (6.1) и (6.2) видно, что экономическое токораспределение в замкнутой сети совпадает с естественным, возникающим в расчетной схеме сети после исключения из нее реактивных сопротивлений. Это положение справедливо для замкнутых сетей любой конфигурации. Расчетная схема, включающая только активные сопротивления, ранее была названа r -схемой сети.

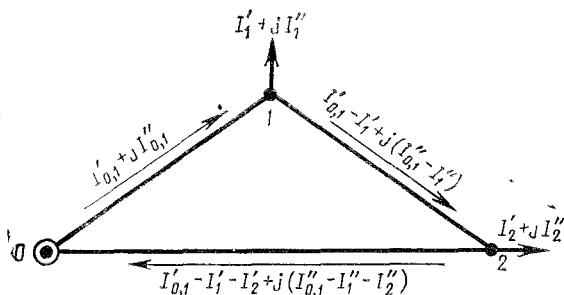


Рис 6.1. Схема к расчету экономического токораспределения в замкнутой сети

Путем аналогичных рассуждений легко показать, что минимум потерь реактивной мощности в сети, образующей один замкнутый контур, имеет место при таких значениях составляющих тока на участке 0—1:

$$I'_{0,1q} = \frac{1}{x_c} \sum I'_k x_{k,0}; \quad (6.3)$$

$$I''_{0,1q} = \frac{1}{x_c} \sum I''_k x_{k,0}. \quad (6.4)$$

Здесь реактивные сопротивления x_c и $x_{k,0}$ строятся по тем же принципам, что и активные, входящие в (6.1) и (6.2).

Указанные значения токов возникают при естественном токораспределении в расчетной схеме сети, включающей только реактивные сопротивления — в x -схеме сети.

Действительное значение тока на головном участке сети такого вида

$$I_{0,1} = \frac{1}{z_c} \sum I_k z_{k,0}. \quad (6.5)$$

Для всех участков электрически однородной сети справедливо соотношение $x_i/r_i = \tan \psi_i = \text{idem}$, где ψ_i — импедансный угол произвольного участка. Очевидно, что для такой сети $\psi_c = \psi_i$.

Выражения, определяющие действительное токораспределение в однородной сети, приобретают вид:

$$I_{0,1} = \frac{1}{r_c (1 + j \tan \psi_c)} \sum I_k r_{k,0} (1 + j \tan \psi_{k,0}) = \frac{1}{r_c} \sum I_k r_{k,0};$$

$$I_{0,1} = \frac{1}{x_c (\operatorname{ctg} \psi_c + j1)} \sum I_k x_{k,0} (\operatorname{ctg} \psi_{k,0} + j1) = \frac{1}{x_c} \sum I_k x_{k,0}.$$

Таким образом, в электрически однородной сети естественное токораспределение совпадает с распределением в ее r - и x -схемах и обеспечивает минимум потерь активной и реактивной мощностей одновременно.

Вполне однородной будет сеть одного напряжения, выполненная либо кабелями одной марки, либо воздушными линиями с проводами одного сечения при одинаковом конструктивном исполнении. В практике такие идеализированные сети не встречаются, и обычно каждая сеть обладает некоторой степенью неоднородности. Наличие неоднородности приводит к тому, что при естественном токораспределении потери активной и реактивной мощностей в сети больше, чем соответственно в r - и x -схемах. Расчеты показывают, что искусственное создание в сети токораспределения, близкого к распределению в x -схеме, приводит к возрастанию потерь активной мощности и практического смысла не имеет. Поэтому в дальнейшем, говоря об оптимизации токораспределения, будем считать, что речь идет о приближении его к экономическому, т. е. к распределению в r -схеме сети.

В кабельных сетях влияние реактивных сопротивлений невелико, и естественное токораспределение почти совпадает с экономическим. В воздушных сетях одного напряжения, но с разными марками проводов, отклонения естественного токораспределения от экономического выражены более резко. Однако оба типа сетей можно отнести к категории сетей с умеренной неоднородностью, и для них искусственная оптимизация токораспределения, требующая дополнительных затрат, как правило, не оправдывается.

К сетям с высокой степенью неоднородности относятся смешанные кабельно-воздушные сети одного напряжения и сети с трансформаторными связями, если последние входят в состав замкнутых контуров. Степень неоднородности электрических сетей, особенно районных, непрерывно растет из-за появления все большего количества связей повышенного напряжения, накладываемых на замкнутые сети меньших напряжений.

Сопоставляя естественное токораспределение с экономическим, для сети с ощутимым влиянием неоднородности получим, что переход от первого ко второму всегда приводит к снижению потерь активной мощности и разгрузке по току линий сети с пониженной относительной реактивностью. Последнее обстоятельство может оказаться существенным для кабельных линий, работающих в смешанных кабельно-воздушных сетях.

Уровни напряжений при переходе к экономическому токораспределению могут и повыситься и понизиться, в зависимости от средств, с помощью которых переход осуществляется. Обычно желательно повышение уровня напряжения, что и учитывается при выборе средств оптимизации токораспределения.

Экономическое токораспределение больше, чем естественное, отличается от токораспределения в x -схеме сети. Поэтому потери реактивной мощности при переходе к экономическому токораспределению

возрастают. Указанное возрастание может частично или полностью быть компенсировано за счет повышения уровня напряжения.

При работе неоднородной сети с экономическим токораспределением уравнение второго закона Кирхгофа для произвольного d -го контура имеет вид: $\sum_d I_{i3} \dot{z}_i = \dot{E}_{d3}$,

где $\dot{E}_{d3} = E'_{d3} + jE''_{d3}$ — некоторая э. д. с., введение которой в контур обеспечивает переход к экономическому токораспределению; назовем ее уравнивающей экономической э. д. с.

Разделяя вещественную и мнимую части последнего выражения, получим: $E'_{d3} = \sum_d (I'_{i3} r_i - I''_{i3} x_i)$; $E''_{d3} = \sum_d (I'_{i3} x_i + I''_{i3} r_i)$.

Поскольку экономическое токораспределение совпадает с естественным в r -схеме сети, то справедливо соотношение

$$\sum_d I'_{i3} r_i = \sum_d I''_{i3} r_i = 0.$$

Предыдущие выражения приводятся к более простому виду:

$$E'_{d3} = - \sum_d I''_{i3} x_i. \quad (6.6)$$

$$E''_{d3} = \sum_d I'_{i3} x_i. \quad (6.7)$$

При приближенном расчете в мощностях по номинальному напряжению выражения приобретают вид:

$$E'_{d3} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \sum_d Q_{i3} x_i; \quad (6.8)$$

$$E''_{d3} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \sum_d P_{i3} x_i. \quad (6.9)$$

Итак, продольная уравнивающая э. д. с. определяется экономическим распределением реактивных, а поперечная — активных токов или мощностей в сети.

Если желательное распределение токов или мощностей отличается от экономического, например из-за ограничений по допустимому току отдельных линий, то уравнивающие э. д. с. определяются выражениями:

$$E'_{dj} = \sum_d (I'_{i,j} r_i - I''_{i,j} x_i) = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \sum_d (P_{i,j} r_i - Q_{i,j} x_i); \quad (6.10)$$

$$E''_{dj} = \sum_d (I'_{i,j} x_i + I''_{i,j} r_i) = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \sum_d (P_{i,j} x_i + Q_{i,j} r_i). \quad (6.11)$$

Оптимизация естественного токораспределения может быть достигнута такими путями:

1) включением в контуры сети продольно-поперечных вольтодобавочных трансформаторов, э. д. с. которых должна быть близка к уравнивающей. При соответствующем выборе мест установки ВДТ в сети одновременно улучшается режим напряжений;

2) включением в контуры сети установок продольной компенсации (УПК) в виде батарей статических конденсаторов или групп реакторов. В результате включения УПК полностью или частично компенсируется неоднородность сети. Рассматривая УПК как своего рода вольтодобавочное устройство, можно утверждать, что его э. д. с. (емкости или индуктивности) должна быть близка к уравнивающей.

Емкостные УПК врезаются в ветви с повышенной индуктивностью. Нагрузка таких ветвей возрастает. Из-за снижения результирующих реактивных сопротивлений уменьшаются потери реактивной мощности. При этом повышаются уровни напряжений за точками включения конденсаторов.

Индуктивные УПК дают противоположный эффект. Они приводят к возрастанию потерь реактивной мощности и снижению уровней напряжений. Установка реакторов может быть оправдана только в кабельных линиях смешанных сетей, особенно при наличии необходимости снижения токов короткого замыкания;

3) размыканием контуров сети и переходом на разомкнутую схему. Для наглядности рассмотрим вначале идеализированный случай. Пусть при экономическом токораспределении в каждом контуре сети имеется линия, не несущая нагрузки. Очевидно, что после отключения таких линий токораспределение в полученной разомкнутой сети будет полностью совпадать с экономическим токораспределением в замкнутой, а в местах разрезов возникнут разности потенциалов, равные уравнивающим э. д. с. В реальных сетях обычно все линии в какой-то мере загружены. Однако размыканием сети в правильно выбранных точках во многих случаях можно получить достаточно благоприятные результаты: снижаются потери активной мощности и улучшается режим напряжений в разгружаемых частях сети. Некоторое снижение напряжений в догружаемых частях сети обычно удастся компенсировать перестановкой ответвлений силовых трансформаторов и другими мероприятиями по регулированию напряжения. Отметим, что размыкание может потребоваться не для всех, а только для части контуров, оказывающих наибольшее влияние на результирующий эффект неоднородности. Размыканию в первую очередь подлежат контуры, для которых уравнивающая экономическая э. д. с. имеет наибольшие значения.

Оптимизация работы неоднородных сетей с помощью ВДТ или УПК целесообразна при сравнительно простых схемах с небольшим количеством замкнутых контуров, а для более сложных схем — в тех случаях, когда исполнение основной части сети обеспечивает умеренную неоднородность и высокий результирующий эффект создает ограниченное количество ветвей, резко отличающихся по исполнению (связи повышенного напряжения, кабельные вставки в воздушных сетях и др.).

В развитых сетях с большим количеством неоднородных контуров размыкание последних представляется основным способом оптимизации. Такое положение имеет место во многих городских и сельских сетях напряжением 6 (10) кв. Вопрос о размыкании районных сетей

требует дополнительных исследований. Здесь, помимо оптимизации режима, размыкание сети может привести к существенному уменьшению токов короткого замыкания.

Перечисленные методы улучшения токораспределения, как правило, не обеспечивают токораспределения, строго соответствующего r -схеме сети. Для создания последнего понадобилось бы устанавливать ВДТ во всех контурах сети или УПК почти на всех участках. Разрезы потребовалось бы производить не по линиям, а по шинам подстанций в точках токораздела при строго определенном соотношении нагрузок между разрезанными шинами. Наконец, дискретность параметров ВДТ и УПК неизбежно приведет к отклонениям токораспределения от экономического. Допустимость таких отклонений обусловлена уже отмечавшейся устойчивостью экономических решений. Графики зависимости минимизируемых экономических функций (потери мощности и энергии, приведенные затраты) от соответствующих аргументов (соотношение нагрузок ветвей, добавочная э. д. с., компенсирующее сопротивление) вблизи экстремальных точек проходят полого. Поэтому, например, даже значительные отклонения распределения токов между параллельными ветвями от оптимального приводят к сравнительно умеренному возрастанию суммарных потерь активной мощности. Так, для двух ветвей с одинаковыми активными сопротивлениями оптимальным будет распределение нагрузки поровну. При относительном отклонении нагрузки каждой ветви, равном α , от оптимальной относительные потери мощности возрастут на α^2 , т. е. при отклонении нагрузки на $10 \div 15\%$ потери возрастут на $1 \div 2,25\%$.

При проектной постановке задачи оптимизационные расчеты электрических сетей имеют целью выбор типа оптимизирующих устройств¹ их расположения, параметров и степени использования в предельных режимах работы сети. При эксплуатационной постановке ограничиваемся определением желательной степени использования существующих устройств при прогнозируемых на ближайшее время режимах.

Устойчивость экономических решений позволяет пользоваться приближенными методами оптимизационных расчетов. Представляется допустимым выполнять такие расчеты в мощностях по номинальным напряжениям. В местных сетях можно отказаться от учета в балансе потерь мощности, а в районных — ограничиться первым приближением, определяя потери мощности по номинальному напряжению и основному токораспределению.

При решении проектных задач потребуется определение новых показателей режима работы сети до и после оптимизации. Соответствующие расчеты следует производить с высокой степенью точности, чтобы правильно оценить экономическую эффективность применяемых дополнительных устройств.

Степень неоднородности любой сети всегда различна для отдельных ее пунктов. Результирующее влияние неоднородности зависит не только от параметров сети, но и от соотношений между нагрузками отдельных пунктов. Поясним это на несколько идеализированном примере кабельно-воздушной сети, представленной на рис. 6.2.

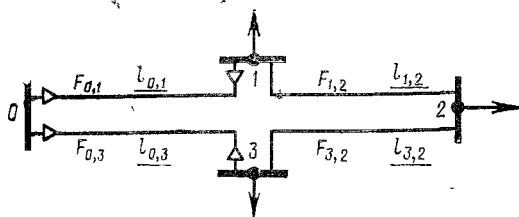


Рис. 6.2. Схемы смешанной замкнутой кабельно-воздушной сети

Пусть между сечениями и длинами отдельных участков существуют соотношения:

$$F_{0,1} = F_{0,3}, F_{1,2} = F_{3,2}, \\ l_{0,1} = l_{0,3} \text{ и } l_{1,2} = l_{3,2}.$$

Очевидно, что относительно пункта 2 данная сеть вполне однородна. Неоднородность имеет место относительно пунктов 1 и 3, однако ее

влияние на распределение токов этих пунктов направлено в противоположные стороны. При равенстве нагрузок пунктов 1 и 3, независимо от величины нагрузки пункта 2, сеть ведет себя как вполне однородная, несмотря на смешанное исполнение. Неоднородность сети окажет большое влияние на ее работу в том случае, когда одна из нагрузок, 1 или 3, будет значительно отличаться от другой.

Расчеты неоднородных сетей одного напряжения и сетей с трансформаторными связями имеют свои особенности и их целесообразно рассматривать по отдельности, как и будет сделано при дальнейшем изложении.

§ 6.2. Влияние трансформаторов, входящих в замкнутый контур, на работу последнего

В сетях одного напряжения в любой замкнутый контур может быть введен продольно-поперечный ВДТ. В сетях с трансформаторными связями всегда имеются контуры, в состав которых входят каскады из повышающих и понижающих трансформаторов или автотрансформаторов и могут быть также введены ВДТ для оптимизации режима. Во всех случаях продольные сопротивления и поперечные проводимости трансформаторов принимаем выделенными в виде отдельных элементов схемы замещения. Входящие в схемы элементы с символами трансформаций считаем в дальнейшем обладающими только трансформационными соотношениями.

Рассмотрим принципиальную схему включения ВДТ, представленную на рис. 6.3.

Приняв за ось вещественных величин направление вектора напряжения на входе, для напряжения на выходе ВДТ напишем

$$\dot{U}_{\text{вых}} = U_{\text{вх}} + \dot{E}_T = U_{\text{вх}} + E'_T + jE''_T = \\ = U_{\text{вх}} (1 + E'_T + jE''_T),$$

где E'_T , E''_T , E'_T и E''_T — соответственно абсолютные и относительные значения продольной и поперечной составляющих э. д. с. ВДТ. Отношение напряжений входа и выхода

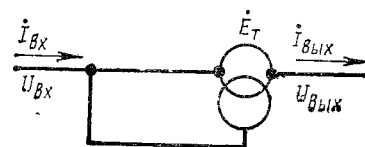


Рис. 6.3. Схемы к расчету коэффициента трансформации ВДТ

можно рассматривать как коэффициент трансформации ВДТ. Он будет комплексным числом вида

$$\dot{k}_T = \frac{U_{ВХ}}{U_{ВЫХ}} = \frac{1}{1 + E'_{T*} + jE''_{T*}} = k'_T + jk''_T.$$

Составляющие коэффициента:

$$k'_T = (1 + E'_{T*}) / [(1 + E'_{T*})^2 + E''_{T*}{}^2]; \quad (6.12)$$

$$k''_T = -E''_{T*} / [(1 + E'_{T*})^2 + E''_{T*}{}^2]. \quad (6.13)$$

Модуль коэффициента

$$k_T = 1 / \sqrt{(1 + E'_{T*})^2 + E''_{T*}{}^2}. \quad (6.14)$$

Для чисто продольного ВДТ $k''_T = 0$,

$$k'_T = k_T = 1 / (1 + E'_{T*}). \quad (6.15)$$

Для чисто поперечного ВДТ:

$$k'_T = 1 / (1 + E''_{T*}{}^2); \quad (6.16)$$

$$k''_T = -E''_{T*} / (1 + E''_{T*}{}^2); \quad (6.17)$$

$$k_T = 1 / \sqrt{1 + E''_{T*}{}^2}. \quad (6.18)$$

При значениях относительной продольной э. д. с., больших нуля, модуль коэффициента трансформации меньше единицы и ВДТ воздействует на режим напряжений как повышающий трансформатор. Чтобы получить значение продольной э. д. с., при котором модуль равен единице, приравняем единице правую часть выражения (6.14). В результате получим квадратное уравнение

$$E'^2_{T*} + 2E'_{T*} + E''^2_{T*} = 0,$$

откуда

$$E'_{T*} = \sqrt{1 - E''^2_{T*}} - 1 \approx -E''^2_{T*} / 2. \quad (6.19)$$

При абсолютных значениях отрицательной продольной э. д. с., превышающих найденное, модуль коэффициента трансформации становится большим единицы и ВДТ работает в режиме понижающего трансформатора. При использовании ВДТ для оптимизации работы неоднородной замкнутой сети и обходе контура сети по направлению нагружаемой ветви с повышенной реактивностью обе составляющие уравновешивающей э. д. с., которую должна обеспечить установка ВДТ, получаются положительными. При этом уровень напряжений на выходе ВДТ превышает уровень на входе.

Влияние расположения ВДТ на режим напряжений проследим на примере кольцевой сети, представленной на рис. 6.4. Пусть при естественном распределении токи имеют направления, показанные стрелками снаружи контура. Для оптимизации режима предполагается установить ВДТ, которые должны обеспечить уравнительный ток,

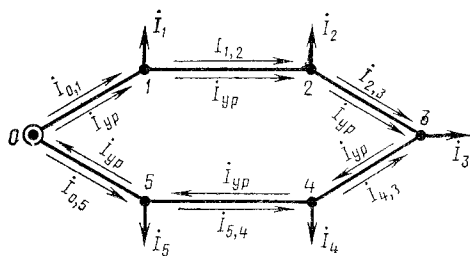


Рис. 6.4. Замкнутая сеть с принудительным токораспределением

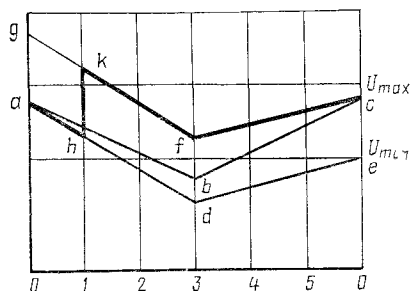


Рис. 6.5. Графики изменения модулей напряжения в точках замкнутой сети при различном расположении вольтодобавочных трансформаторов

показанный на рисунке стрелками внутри контура. Для простоты примем, что точка токораздела при этом не перемещается.

Рассмотрим диаграмму изменения напряжений, представленную на рис. 6.5. На диаграмме по оси абсцисс отложены длины участков, а по оси ординат—значения напряжений отдельных пунктов. Для простоты принято, что напряжения на всех участках изменяются по одному закону и все участки имеют одинаковую длину. Линия abc представляет собой изменение напряжений при естественном токораспределении.

Примем, что ВДТ установлен в начале участка $0-5$, и обойдем контур по часовой стрелке в направлении протекания уравнивающего тока. До пункта 3 нагрузка участков возрастает и линия ad проходит круче, чем при естественном токораспределении. За пунктом 3 участки разгружаются и линия de проходит более полого. Отрезок ec представляет собою приращение напряжения, создаваемое ВДТ. При таком расположении ВДТ снижаются уровни напряжений во всех точках сети, что может свести на нет все преимущества оптимизации токораспределения.

При обходе линии по разгружаемой ветви и установке ВДТ в начале линии $0-1$ график изменения напряжений будет представлен линией cfg , которая проходит выше всех предыдущих. Уровни напряжений во всех точках сети повышаются. Чтобы выбрать место установки ВДТ, проведем две вспомогательные горизонтали, соответствующие наибольшему $U_{\max}$ и наименьшему $U_{\min}$ допустимым значениям напряжения. ВДТ следует установить так, чтобы одновременно были соблюдены неравенства: $U_{\text{вх}} \geq U_{\min}$, $U_{\text{вых}} \leq U_{\max}$.

Из рисунка видно, что в рассматриваемом случае таким условиям удовлетворяет установка ВДТ на подстанции 1, в начале линии $1-2$. При этом график изменения напряжений изобразится ломаной $ahkfc$, и все линии сети, кроме линии $0-1$, будут работать при напряжении, более высоком, чем при естественном токораспределении. Чтобы обеспечить минимальную проходную мощность ВДТ и удовлетворительный режим напряжений, последний должен быть установлен в догру-

жаемой ветви на выходе подстанции, напряжение которой при экономическом токораспределении достигло наименьшего допустимого значения. Возможно смещение ВДТ к источнику питания, если при этом напряжение на его выходе не превышает наибольшего допустимого.

Предыдущие рассуждения исходят из предпосылки, что приращение напряжения, создаваемое ВДТ, меньше интервала между наименьшим и наибольшим допустимыми напряжениями. По-видимому, так оно и будет почти во всех случаях, поскольку интервал этот достаточно широк и для напряжений до 220 кВ составляет 20—25%. Если бы все же необходимое приращение оказалось шире интервала, то выходом будет переход к двум ВДТ, включаемым последовательно в различных точках догружаемой ветви.

Учитывая отсутствие сопротивлений и проводимостей в схеме замещения трансформационного элемента, мощности на его входе и выходе равны между собой, т. е. $U_{\text{вх}} I_{\text{вх}} = \hat{U}_{\text{вых}} I_{\text{вых}}$, следовательно,

$$I_{\text{вых}} = U_{\text{вх}} I_{\text{вх}} / \hat{U}_{\text{вых}} = I_{\text{вх}} \hat{k}_T / 1 = I_{\text{вх}} \hat{k}_T. \quad (6.20)$$

Вольтодобавочные трансформаторы маркируются не по коэффициентам трансформации, а по относительным значениям добавочной э. д. с. Поэтому во многих случаях приходится определять составляющие э. д. с. по известным составляющим коэффициента трансформации. Исходя из (6.12) и (6.13), напомним

$$(1 + E'_{T*})/k'_T = -E''_{T*}/k''_T = (1 + E'_{T*})^2 + E''_{T*}{}^2,$$

откуда $E''_{T*} = -(1 + E'_{T*}) k''_T/k'_T$;

$$\text{следовательно,} \quad (1 + E'_{T*})^2 + \frac{(1 + E'_{T*})^2 k''_T{}^2}{k'_T{}^2} = \frac{1 + E'_{T*}}{k'_T}.$$

После сокращений и подстановок получим:

$$E'_{T*} = k'_T / (k'_T{}^2 + k''_T{}^2); \quad (6.21)$$

$$E''_{T*} = -k''_T / (k'_T{}^2 + k''_T{}^2). \quad (6.22)$$

Контур с трансформаторными связями представлен на рис. 6.6. В контур введен каскад из трех трансформаторов: повышающего, понижающего и вольтодобавочного с коэффициентами трансформации соответственно k_A , k_B и k_C . Первые два коэффициента принимаем величинами вещественными, третий — комплексной величиной. Все коэффициенты рассматриваем как отношения первичных напряжений ко вторичным при обходе контура в одном направлении по догружае-

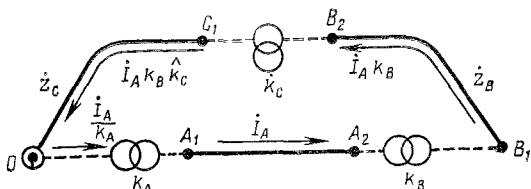


Рис. 6.6. Контур с трансформаторными связями

мой ветви. В данном случае это будет направление против часовой стрелки

Участки трансформации, показанные на рисунке штриховыми линиями, разбивают сеть на зоны одного номинального напряжения. Для обозначения зон принимаем те же индексы, что и для предшествующих трансформаторов: для рассматриваемой схемы это будут зоны A , B и C . В каждой зоне может быть произвольное количество участков и отборов мощности, в том числе участки и отборы, учитывающие продольные и поперечные постоянные трансформаторов. Суммарные сопротивления зон отмечены на схеме.

Для определения тока нагрузки балансирующего пункта целесообразно выделить дополнительно нулевую зону между шинами БП и вводами повышающего трансформатора. В отличие от других зон считаем, что зона O не обладает сопротивлением и в ней отсутствует отбор мощности.

В дальнейшем потребуется иметь расчетные значения результирующего сопротивления контура или его частей, приведенные к условиям какой-либо зоны, принятой в качестве базисной. Для их определения введем в базисную зону единичную продольную э. д. с. и найдем токи, протекающие при этом во всех зонах сети. Пусть единичная э. д. с. введена в зону A . Возникающие при этом токи во всех зонах, выраженные через ток базисной зоны $\dot{I}_A$ и коэффициенты трансформации, показаны на рис. 6.6. Приняв точку A_1 в качестве исходной, напишем выражения для падений напряжения от этой точки до граничных точек всех зон. С учетом трансформаций имеем:

$$\Delta \dot{U}_{A2} = \dot{I}_A \dot{z}_A - 1; \quad \Delta \dot{U}_{B1} = \Delta \dot{U}_{A2}/k_B = \dot{I}_A \dot{z}_A/k_B - 1/k_B;$$

$$\Delta \dot{U}_{B2} = \dot{I}_A (\dot{z}_A/k_B + \dot{z}_B k_B) - 1/k_B;$$

$$\Delta U_{C1} = \dot{I}_A \left(\frac{\dot{z}_A}{k_B k_C} + \frac{\dot{z}_B k_B}{k_C} \right) - \frac{1}{k_B k_C};$$

$$\Delta \dot{U}_0 = \dot{I}_A \left(\frac{\dot{z}_A}{k_B k_C} + \frac{\dot{z}_B k_B}{k_C} + \dot{z}_C k_B \hat{k}_C \right) - \frac{1}{k_B k_C} = 0.$$

Приведя последнее выражение к одному знаменателю и отбросив его, получим $\dot{I}_A (\dot{z}_A + \dot{z}_B k_B^2 + \dot{z}_C k_B^2 k_C^2) = 1$.

Выражение в скобках представляет собой сопротивление контура, приведенное к базисной зоне,

$$\dot{z}_{\Pi(A)} = \dot{z}_A + \dot{z}_B k_B^2 + \dot{z}_C k_B^2 k_C^2. \quad (6.23)$$

Поочередно вводя единичные э. д. с. в остальные зоны, получим:

$$\dot{z}_{\Pi(B)} = \dot{z}_A/k_B^2 + \dot{z}_B + \dot{z}_C k_C^2; \quad (6.24)$$

$$\dot{z}_{\Pi(C)} = \dot{z}_A/(k_B^2 k_C^2) + \dot{z}_B/k_C^2 + \dot{z}_C; \quad (6.25)$$

$$\dot{z}_{\Pi(0)} = \dot{z}_A k_A^2 + \dot{z}_B k_A^2 k_B^2 + \dot{z}_C k_A^2 k_B^2 k_C^2. \quad (6.26)$$

Общее правило приведения сопротивлений можно сформулировать так: сопротивления зон, предшествующих базисной, необходимо поделить на произведение квадратов модулей коэффициентов трансформации, имеющих место между рассматриваемой зоной и базисной. Сопротивления зон, следующих за базисной, умножаются на аналогичные произведения. Для базисной зоны принимаются натуральные значения сопротивлений.

Наличие каскада трансформаторов в контуре при определенных условиях может привести к появлению в нем некоторой э. д. с., которую назовем э. д. с. неуравновешенности и обозначим $\dot{E}_{(j)}$. Индекс «j» может проходить значения 0, A, B, ..., в зависимости от того, какая из зон контура принята в качестве базисной. Токи, обусловленные э. д. с. неуравновешенности, назовем токами чистого холостого хода, поскольку они возникают в схеме при исключении из нее нагрузок и поперечных проводимостей, и обозначим $\dot{I}_{x.x(j)}$.

На рис. 6.7 нанесены значения токов чистого холостого хода и в качестве базисной принята зона С.

Напишем выражения для напряжений граничных точек зон:

$$U_{A1} = \frac{U_0}{k_A}, \quad \dot{U}_{A2} = \frac{U_0}{k_A} - \frac{\dot{I}_{x.x(C)} \dot{z}_A}{k_B \hat{k}_C};$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_{B1} &= \frac{U_0}{k_A k_B} - \frac{\dot{I}_{x.x(C)} z_A}{k_B^2 \hat{k}_C}, \quad \dot{U}_{B2} = \frac{U_0}{k_A k_B} - \\ &- \dot{I}_{x.x(C)} \left(\frac{\dot{z}_A}{k_B^2 \hat{k}_C} + \frac{\dot{z}_B}{\hat{k}_C} \right); \end{aligned}$$

$$\dot{U}_{C1} = \frac{U_0}{k_A k_B \hat{k}_C} - \dot{I}_{x.x(C)} \left(\frac{\dot{z}_A}{k_B^2 k_C} + \frac{\dot{z}_B}{k_C^2} \right);$$

$$\dot{U}_0 = \frac{U_0}{k_A k_B \hat{k}_C} - \dot{I}_{x.x(C)} \left(\frac{\dot{z}_A}{k_B^2 k_C^2} + \frac{\dot{z}_B}{k_C^2} + \dot{z}_C \right),$$

откуда

$$\dot{I}_{x.x(C)} \dot{z}_{\Pi(C)} = U_0 (1 - k_A k_B \hat{k}_C) / (k_A k_B \hat{k}_C).$$

Следовательно,

$$\dot{E}_{(C)} = U_0 (1 - k_A k_B \dot{k}_C) / (k_A k_B \dot{k}_C). \quad (6.27)$$

Аналогично:

$$\dot{E}_{(B)} = U_0 (1 - k_A k_B \dot{k}_C) / (k_A k_B); \quad (6.28)$$

$$\dot{E}_{(A)} = U_0 (1 - k_A k_B \dot{k}_C) / k_A; \quad (6.29)$$

$$\dot{E}_{(0)} = U_0 (1 - k_A k_B \dot{k}_C). \quad (6.30)$$

Поделив найденные значения для зон 0, A, B и C соответственно на U_0 , U_0/k_A , $U_0/(k_A k_B)$ и $U_0/(k_A k_B \dot{k}_C)$, получим, что относительное значение э. д. с. неуравновешенности для всех зон одинаково и равно

$$\dot{E}_* = 1 - k_A k_B \dot{k}_C. \quad (6.31)$$

Э. д. с. неуравновешенности и токи чистого холостого хода не возникают при наличии соотношения

$$k_A k_B \dot{k}_C = 1. \quad (6.32)$$

Рис. 6.7. Токи чистого холостого хода в контуре с трансформаторными связями

По существу, это обозначает, что ВДТ отсутствуют ($\dot{k}_C = 1$), а э. д. с. основных трансформаторов уравновешены ($k_A k_B = 1$).

При выполнении условий уравновешенности зоны B, C и 0 совмещаются, и выражения для приведенных сопротивлений приобретают вид:

$$\dot{z}_{п(A)} = \dot{z}_A + \dot{z}_k k_B^2; \quad (6.33)$$

$$\dot{z}_{п(0)} = \dot{z}_{п(B)} = \dot{z}_{п(C)} = \dot{z}_A k_A^2 + \dot{z}_k, \quad (6.34)$$

где $\dot{z}_k$ — сопротивление контура, исключая зону A.

При уравновешенных э. д. с. основных трансформаторов и наличии ВДТ относительная э. д. с. неуравновешенности приобретает значение

$$\dot{E}_* = 1 - \dot{k}_C. \quad (6.35)$$

Выражения (6.23), (6.24) и (6.25) для расчета приведенных сопротивлений не изменяются, а выражение (6.26) принимает вид

$$\dot{z}_{п(0)} = \dot{z}_A \dot{k}_A^2 + \dot{z}_B + \dot{z}_C \dot{k}_C^2. \quad (6.26a)$$

Итак, изменяя в сети с трансформаторными связями установку ответвлений основных трансформаторов или автотрансформаторов, можно ввести в контур добавочно продольную э. д. с. При наличии устройства РПН возможно и оперативное регулирование добавочной э. д. с., что в ряде случаев позволяет улучшить режим работы сети

без затрат на дополнительные регулирующие устройства. Установка вольтодобавочных трансформаторов позволяет полностью оптимизировать добавочно продольную э. д. с. и обеспечить необходимое значение поперечной.

После введения вольтодобавочного трансформатора в контур сети одного напряжения последняя приобретает некоторые свойства сети с трансформаторными связями. При уточненных расчетах для таких сетей могут быть учтены приведенные сопротивления.

Обращаясь к рис. 6.8, отметим, что в данном случае существуют зоны *A* и *C*. Принимая каждую из этих зон поочередно в качестве базисной, для приведенных сопротивлений получим:

$$\dot{z}_{п(A)} = \dot{z}_A + \dot{z}_C k_C^2; \quad (6.23a)$$

$$\dot{z}_{п(C)} = \dot{z}_A / k_C^2 + \dot{z}_C. \quad (6.25a)$$

Для относительной э. д. с. неуравновешенности будет справедливым выражение (6.35).

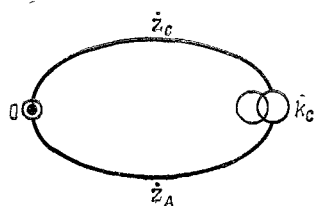


Рис. 6.8 Сеть одного напряжения с введенным в нее ВДТ

§ 6.3. Оптимизация режима работы сетей одного напряжения с помощью вольтодобавочных трансформаторов

Ранее было отмечено, что из сетей одного напряжения высокой степенью неоднородности обладают смешанные кабельно-воздушные сети. Обычно такие сети относятся к местным и к ним применяются наиболее приближенные методы расчетов.

Основной задачей расчета является определение оптимальных значений э. д. с. вольтодобавочных трансформаторов. При проектной постановке задачи потребуются также выбрать места установки и найти параметры ВДТ. Рассмотрим два из возможных методов решения.

Расчет путем определения экономических уравнивающих э. д. с. Расчет начинаем с определения экономического потокораспределения основных мощностей сети. Для этого необходимо любым из известных методов найти естественное потокораспределение в *r*-схеме сети. Здесь могут быть использованы методы контурных уравнений, преобразования сети, коэффициентов распределения и др. Неучет реактивных сопротивлений во всех случаях резко сокращает объем вычислительных работ.

В дальнейшем находим значения уравнивающих экономических э. д. с. согласно выражениям (6.9) и (6.10). В ряде контуров э. д. с. могут оказаться малыми, порядка немногих единиц или даже долей процентов. При проектных расчетах такие контуры исключаем из дальнейшего рассмотрения. Для оставшихся подбираем ВДТ с добавочными э. д. с., близкими к уравнивающим. Места установки ВДТ выбираем с учетом соображений, приведенных в § 6.2.

При эксплуатационных расчетах для имеющихся ВДТ берем значения э. д. с., близкие к уравнивающим в соответствующих контурах. Если в рассматриваемом режиме какой-либо из ВДТ должен работать с весьма малой э. д. с., то может оказаться, что снижение потерь мощности в сети, обусловленное включением ВДТ, будет меньше потерь в нем самом. В таких случаях включение ВДТ нецелесообразно. Это может быть установлено расчетом режима работы сети с ВДТ и без такового.

Отсутствие трудоемкого расчета естественного потокораспределения является достоинством рассмотренного метода. Недостатком метода могут быть погрешности, возникающие при отказе от установки

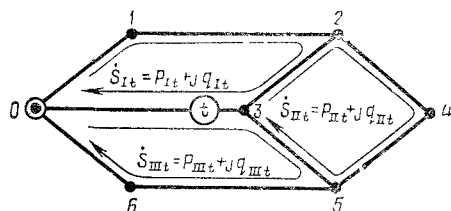


Рис. 6.9. Схема к расчету удельных уравнильных мощностей, возникающих в результате введения единичной э. д. с.

ВДТ в части контуров. После такого отказа действительно оптимальные значения оставшихся э. д. с. будут несколько отличаться от уравнивающих э. д. с. контуров, в которых устанавливаются ВДТ.

Расчет с помощью удельных уравнильных мощностей.

Пусть в расщелку сети в некоторой точке t введена единичная продольная э. д. с. Во всех контурах сети при этом возникнут токи, которые назовем удельными уравнильными. При приближенных расчетах по номинальному напряжению им соответствуют удельные уравнильные мощности. Обозначим их для произвольного контура $s_{dt} = p_{dt} + jq_{dt}$. Удельные уравнильные мощности могут быть использованы для определения значений оптимизирующих э. д. с. и для приближенных расчетов послеоптимизационных режимов. Рассмотрим вначале определение самих удельных уравнильных мощностей. Рассуждения поведем на примере сети, изображенной на рис. 6.9.

Примем, что точка t расположена в ветви 0—3, общей для контуров I и III. Пользуясь данными схемы и исходя из второго закона Кирхгофа, для контуров можно написать такие уравнения:

$$\begin{aligned} \dot{s}_{1t} \dot{z}_I - \dot{s}_{12t} \dot{z}_{I, II} - \dot{s}_{13t} \dot{z}_{I, III} &= U_{\text{ном}}; \\ -\dot{s}_{1t} \dot{z}_{I, II} + \dot{s}_{12t} \dot{z}_{II} - \dot{s}_{13t} \dot{z}_{II, III} &= 0; \\ -\dot{s}_{1t} \dot{z}_{I, III} - \dot{s}_{12t} \dot{z}_{II, III} + \dot{s}_{13t} \dot{z}_{III} &= U_{\text{ном}}. \end{aligned}$$

При количестве контуров D общий вид уравнения для d -го контура будет

$$\dot{s}_{dt} \dot{z}_d - \sum \dot{s}_{et} \dot{z}_{de} = U_{\text{ном}} \text{ или } 0^*. \quad (6.36)$$

* Правая часть уравнения равняется $U_{\text{ном}}$ или 0 соответственно, в зависимости от того, лежит или нет точка t в d -м контуре.

где $\dot{z}_d$ — собственное сопротивление d -го контура; $\dot{z}_{de}$ — общее сопротивление d -го и e -го контуров. Индекс « e » соответствует произвольному контуру, имеющему общую сторону с d -м.

Расчет удельных уравнильных мощностей может быть также выполнен путем преобразования сети к одному контуру, в непреобразованной ветви которого должна находиться точка t . Так, сеть, представленную на рис. 6.9, необходимо привести к виду, показанному на рис. 6.10.

Удельная уравнильная мощность эквивалентного контура определяется выражением

$$\dot{S}_{\text{эквт}} = U_{\text{ном}} / \dot{z}_{\text{экв}} = U_{\text{ном}} (g_{\text{экв}} - jb_{\text{экв}}), \quad (6.37)$$

где $\dot{z}_{\text{экв}}$, $g_{\text{экв}}$ и $b_{\text{экв}}$ — сопротивление и проводимости эквивалентного контура.

Значения мощностей отдельных контуров получаются путем обратного преобразования сети к исходному виду. При расчетах уравнильных мощностей не учитываются нагрузки, поэтому отпадает потребность в переносах последних при преобразованиях сети.

Соотношение между активной и реактивной составляющими удельной мощности определяется соотношением между активной и реактивной проводимостями эквивалентного контура. Последнее зависит от преобладания в сети воздушных или кабельных линий. При преобладании в сети кабельных линий имеет место соотношение $g_{\text{экв}} > b_{\text{экв}}$, и введение продольной э. д. с. вызывает протекание значительных уравнильных активных мощностей. При преобладании в сети воздушных линий будут обратные соотношения.

Найдя удельные мощности, придадим l -й э. д. с. значение $\dot{E}_l = E'_l + jE''_l$, при этом в произвольной i -й ветви сети уравнильная мощность

$$\dot{S}_{li} = P_{li} + jQ_{li} = p_{li} E'_i - q_{li} E''_i + j(p_{li} E''_i + q_{li} E'_i).$$

Предполагая, что всего в различных контурах введено T э. д. с., для результирующей уравнильной мощности ветви получим

$$S_{\text{тип}} = \sum_{i=1}^{t=T} (p_{li} E'_i - q_{li} E''_i) + j \sum_{i=1}^{t=T} (p_{li} E''_i + q_{li} E'_i). \quad (6.38)$$

Пусть при естественном токораспределении на i -м участке рассматриваемой ветви протекала мощность $\dot{S}_{i0} = P_{i0} + jQ_{i0}$. После наложения уравнильных мощностей на участке будем иметь

$$\dot{S}_i = P_{i0} + \sum_{i=1}^{t=T} (p_{li} E'_i - q_{li} E''_i) + j \left[Q_{i0} + \sum_{i=1}^{t=T} (p_{li} E''_i + q_{li} E'_i) \right].$$

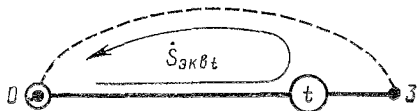


Рис. 6.10. Схема к расчету удельных уравнильных мощностей путем преобразования сети

Потери активной мощности на этом участке составят

$$\Delta P_i = \frac{\left[P_{i0} + \sum_{t=1}^{t=T} (p_{it} E'_t - q_{it} E''_t) \right]^2 + \left[Q_{i0} + \sum_{t=1}^{t=T} (p_{it} E''_t + q_{it} E'_t) \right]^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r_i. \quad (6.39)$$

При числе участков ветви, равном n_i , и количестве ветвей L суммарные потери в ветви и во всей сети соответственно будут:

$$\Delta P_i = \sum_{i=1}^{i=n_e} \Delta P_i, \quad \Delta P_c = \sum_{i=1}^{i=L} \Delta P_i.$$

Чтобы найти оптимальные значения всех э. д. с., необходимо составить и решить систему из $2T$ уравнений вида

$$\partial \Delta P_c / \partial E'_s = 0 \quad \text{и} \quad \partial \Delta P_c / \partial E''_s = 0,$$

где индекс «s» проходит те же значения, что и индекс «t».

Задача сводится к дифференцированию довольно громоздких выражений, определяющих потери активной мощности в сети. Для упрощения решения напомним значения вспомогательных величин A_s и B_s , включающих в себя составляющие числителя выражения (6.39), которые не обращаются в нуль при дифференцировании по E'_s и E''_s соответственно,

$$\begin{aligned} A_s = & E_s'^2 (p_{is}^2 + q_{is}^2) r_i + 2r_i E'_s \left[\sum_{\substack{t=1 \\ (t \neq s)}}^{t=T} E'_t (p_{is} p_{it} + q_{is} q_{it}) - \right. \\ & \left. - \sum_{t=1}^{t=T} E''_t (p_{is} q_{it} - q_{is} p_{it}) + p_{is} P_{i0} + q_{is} Q_{i0} \right]; \\ B_s = & E_s''^2 (p_{is}^2 + q_{is}^2) r_i + 2r_i E''_s \left[\sum_{\substack{t=1 \\ (t \neq s)}}^{t=T} E'_t (p_{is} p_{it} + q_{is} q_{it}) + \right. \\ & \left. + \sum_{t=1}^{t=T} E'_t (p_{is} q_{it} - q_{is} p_{it}) - q_{is} P_{i0} + p_{is} Q_{i0} \right]. \end{aligned}$$

Тогда:

$$\begin{aligned} \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{2} \cdot \frac{\partial \Delta P_i}{\partial E'_s} = & E'_s r_i (p_{is}^2 + q_{is}^2) + r_i \sum_{\substack{t=1 \\ (t \neq s)}}^{t=T} E'_t (p_{is} p_{it} + q_{is} q_{it}) - \\ & - r_i \sum_{t=1}^{t=T} E'_t (p_{is} q_{it} - q_{is} p_{it}) + r_i p_{is} P_{i0} + r_i q_{is} Q_{i0}; \\ \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{2} \cdot \frac{\partial \Delta P_i}{\partial E''_s} = & E''_s r_i (p_{is}^2 + q_{is}^2) + r_i \sum_{\substack{t=1 \\ (t \neq s)}}^{t=T} E'_t (p_{is} p_{it} + q_{is} q_{it}) + \\ & + r_i \sum_{t=1}^{t=T} E'_t (p_{is} q_{it} - q_{is} p_{it}) - r_i q_{is} P_{i0} + r_i p_{is} Q_{i0}. \end{aligned}$$

Но

$$E'_s(p_{is}^2 + q_{is}^2) + \sum_{\substack{i=1 \\ (i \neq s)}}^{i=T} E'_i(p_{is} p_{it} + q_{is} q_{it}) = \sum_{i=1}^{i=T} E'_i(p_{is} p_{it} + q_{is} q_{it});$$

$$E''_s(p_{is}^2 + q_{is}^2) + \sum_{\substack{i=1 \\ (i \neq s)}}^{i=T} E''_i(p_{is} p_{it} + q_{is} q_{it}) =$$

$$= \sum_{i=1}^{i=T} E''_i(p_{is} p_{it} + q_{is} q_{it}).$$

Окончательно производные для участка будут иметь вид:

$$\frac{\partial \Delta P_i}{\partial E'_s} = r_i \sum_{i=1}^{i=T} E'_i(p_{is} p_{it} + q_{is} q_{it}) - r_i \sum_{i=1}^{i=T} E''_i(p_{is} q_{it} - q_{is} p_{it}) +$$

$$+ r_i p_{is} P_{i0} + r_i q_{is} Q_{i0};$$

$$\frac{\partial \Delta P_i}{\partial E''_s} = r_i \sum_{i=1}^{i=T} E''_i(p_{is} p_{it} + q_{is} q_{it}) + r_i \sum_{i=1}^{i=T} E'_i(p_{is} q_{it} - q_{is} p_{it}) -$$

$$- r_i q_{is} P_{i0} + r_i p_{is} Q_{i0}.$$

При переходе от участка к ветви, в которую он входит, учтем, что

$$\sum_{i=1}^{i=n_l} r_i = 1.$$

Производные для ветви получаются такими:

$$\frac{U_{\text{ном}}^2}{2} \cdot \frac{\partial \Delta P_l}{\partial E'_s} = r_l \sum_{i=1}^{i=T} [E'_i(p_{is} p_{it} + q_{is} q_{it}) - E''_i(p_{is} q_{it} - q_{is} p_{it})] +$$

$$+ p_{ls} \sum_{i=1}^{i=n_l} r_i P_{i0} + q_{ls} \sum_{i=1}^{i=n_l} r_i Q_{i0};$$

$$\frac{U_{\text{ном}}^2}{2} \cdot \frac{\partial \Delta P_l}{\partial E''_s} = r_l \sum_{i=1}^{i=T} [E''_i(p_{is} p_{it} + q_{is} q_{it}) + E'_i(p_{is} q_{it} - q_{is} p_{it})] -$$

$$- q_{ls} \sum_{i=1}^{i=n_l} r_i P_{i0} + p_{ls} \sum_{i=1}^{i=n_l} r_i Q_{i0}.$$

Учитывая все ветви, для сети в целом напишем уравнения

$$\sum_{l=1}^{l=L} r_l \sum_{t=1}^{t=T} [E'_t (p_{ls} p_{lt} + q_{ls} q_{lt}) - E''_t (p_{ls} q_{lt} - q_{ls} p_{lt})] + \sum_{l=1}^{l=L} \left[p_{ls} \sum_{i=1}^{i=n_l} r_i P_{i0} + q_{ls} \sum_{i=1}^{i=n_l} r_i Q_{i0} \right] = 0; \quad (6.40)$$

$$\sum_{l=1}^{l=L} r_l \sum_{t=1}^{t=T} [E''_t (p_{ls} p_{lt} + q_{ls} q_{lt}) + E'_t (p_{ls} q_{lt} - q_{ls} p_{lt})] - \sum_{l=1}^{l=L} \left[q_{ls} \sum_{i=1}^{i=n_l} r_i P_{i0} - p_{ls} \sum_{i=1}^{i=n_l} r_i Q_{i0} \right] = 0. \quad (6.41)$$

Из последних выражений видно, что при $s=t$ в уравнениях определяющих составляющую э. д. с. E'_s , выпадает слагаемое, зависящее от E''_s . Аналогичная картина наблюдается и при определении E''_s . Таким образом, оптимальное значение продольной э. д. с. некоторого ВДТ не зависит от его поперечной э. д. с., но зависит от поперечных э. д. с. ВДТ, установленных в других контурах. Такие же соотношения имеют место для поперечных э. д. с. ВДТ. В частном случае оптимизации режима работы сети с помощью одного ВДТ оптимальные значения его продольной и поперечной э. д. с. не зависят друг от друга.

При оптимизации режима с помощью только продольных э. д. с. уравнение (6.41) отпадает, а уравнение (6.40) приобретает вид

$$\sum_{l=1}^{l=L} r_l \sum_{t=1}^{t=T} E'_t (p_{ls} p_{lt} + q_{ls} q_{lt}) + \sum_{l=1}^{l=L} \left[p_{ls} \sum_{i=1}^{i=n_l} r_i P_{i0} + q_{ls} \sum_{i=1}^{i=n_l} r_i Q_{i0} \right] = 0. \quad (6.42)$$

До начала расчетов необходимо наметить контуры, в которых будут установлены ВДТ. Подбор таких контуров требует некоторого опыта и инженерной интуиции у проектировщика. Можно, конечно, предположить вначале установку ВДТ во всех независимых контурах сети, но это зачастую приводит к неоправданному увеличению объема работы. Во всяком случае при первом расчете возникающие сомнения следует решать в пользу варианта установки ВДТ и принимать количество последних с некоторым «запасом». После первого расчета ВДТ с малыми значениями э. д. с. исключаются и выполняется повторный расчет с меньшим количеством э. д. с. и соответствующим сокращением количества уравнений.

При решении эксплуатационной задачи при первом расчете предполагается включение всех установленных ВДТ. Вопрос об отключении части из них решается путем сопоставления значений потерь активной мощности, как было отмечано ранее.

Имея значения составляющих э. д. с. E'_i и E''_i , целесообразно при проектных расчетах рассмотреть вопрос об использовании ВДТ с постоянной фазой э. д. с. Желательный фазный угол ВДТ

$$\psi_i = \arctg (E''_i/E'_i). \quad (6.43)$$

Если в определяющих режимах работы сети значения угла близки между собой и к одному из возможных углов ВДТ с постоянной фазой ($0-30-60-90^\circ$), то может быть применен ВДТ с постоянной фазой, что обеспечит снижение затрат на регулирование.

Расчет послеоптимизационного режима с помощью удельных уравнивательных мощностей выполняем в таком порядке:

1) находим действительные значения э. д. с. включенных ВДТ с учетом округлений;

2) рассчитываем уравнивательные мощности в ветвях сети согласно выражению (6.38);

3) накладываем потокораспределение уравнивательных мощностей на распределение основных.

Результирующее потокораспределение может быть принято в качестве исходного для последующих расчетов режима напряжений и потерь мощности.

Вольтодобавочные трансформаторы обладают весьма малыми активными сопротивлениями и значительно большими реактивными. При приближенных проектных расчетах можно пренебречь влиянием сопротивлений ВДТ на выбор оптимальных значений э. д. с. При расчетах послеоптимизационных режимов сопротивления ВДТ можно ввести в схему замещения сети и соответственно скорректировать основное потокораспределение и уравнивательные мощности. При решении эксплуатационной задачи сопротивления ВДТ могут быть учтены в начале расчетов.

Пример 6.1. Сопоставить естественное и экономическое потокораспределение для смешанной кабельно-воздушной сети 10 кВ, схема которой представлена на рис. 6.11. На схеме нанесены нагрузки, марки проводов и кабелей на отдельных участках, длины и сопротивления участков.

Естественное потокораспределение основных нагрузок, найденное обычными методами, нанесено на схеме рис. 6.12 сплошными стрелками. Потокораспределение потерь мощности не учитываем.

Экономическое потокораспределение находим по данным r -схемы сети, пользуясь методом контурных уравнений. Расчетная схема представлена на рис. 6.13. На схеме показаны принятые произвольно пути покрытия всех нагрузок и система контурных мощностей, обеспечивающих для r -схемы выполнение требований второго закона Кирхгофа.

Собственные и общие активные сопротивления контуров согласно данным рис. 6.11 имеют значения:

$$r_I = 5,78 \text{ ом}; \quad r_{II} = 6,76 \text{ ом}; \quad r_{III} = 5,15 \text{ ом}; \quad r_{I, II} = 1,69 \text{ ом}; \\ r_{I, III} = 1,78 \text{ ом}; \quad r_{II, III} = 1,27 \text{ ом}.$$

Экономическое распределение активных и реактивных мощностей определяется двумя независимыми системами уравнений (см. рис. 6.11 и 6.13):

$$5,78 P_I - 1,69 P_{II} - 1,78 P_{III} + 4,2 \cdot 1,05 + 3,2 \cdot 1,26 - 3 \cdot 1,78 = 0; \\ -1,69 P_I + 6,76 P_{II} - 1,27 P_{III} + 1,2 \cdot 1,69 = 0; \\ -1,78 P_I - 1,27 P_{II} + 5,15 P_{III} + 3 \cdot 1,78 - 2,4 \cdot 0,84 - 3,4 \cdot 1,26 = 0$$

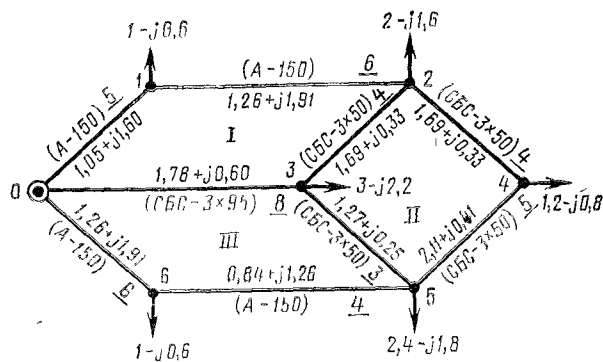


Рис. 6.11. Схемы смешанной кабельно-воздушной сети 10 кв примера 6.1

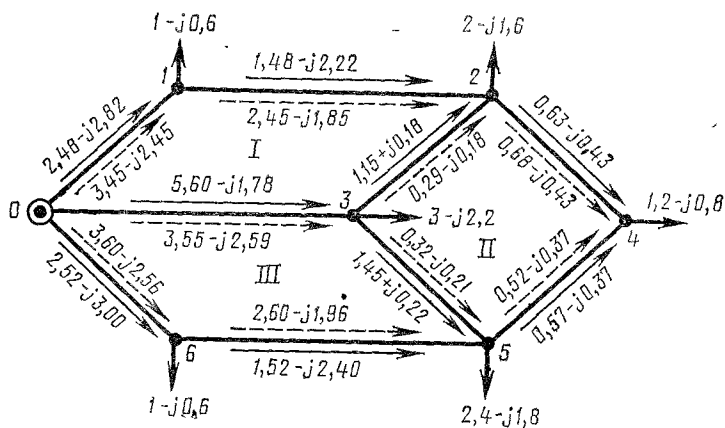


Рис. 6.12. Естественное и экономическое потокораспределение в сети примера 6.1

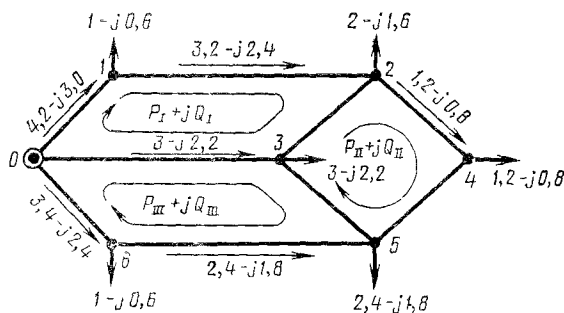


Рис. 6.13. Схема к расчету экономического потокораспределения в сети примера 6.1

$$\begin{aligned}
 5,78 Q_I - 1,69 Q_{II} - 1,78 Q_{III} - 3 \cdot 1,05 - 2,4 \cdot 1,26 + 2,2 \cdot 1,78 &= 0; \\
 -1,69 Q_I + 6,76 Q_{II} - 1,27 Q_{III} - 0,8 \cdot 1,69 &= 0; \\
 -1,78 Q_I - 1,27 Q_{II} + 5,15 Q_{III} - 2,2 \cdot 1,78 + 1,8 \cdot 0,84 + 2,4 \cdot 1,26 &= 0.
 \end{aligned}$$

Решая эти системы, получим:

$$\begin{aligned}
 P_I &= -0,75 \text{ Мвт}; \quad P_{II} = -0,52 \text{ Мвт}, \quad P_{III} = -0,20 \text{ Мвт}; \\
 Q_I &= 0,55 \text{ Мвар}, \quad Q_{II} = 0,37 \text{ Мвар}, \quad Q_{III} = 0,16 \text{ Мвар}.
 \end{aligned}$$

Накладывая контурные мощности на принятое распределение нагрузочных, получим экономическое потокораспределение, нанесенное на рис. 6.12 штриховыми стрелками.

Расчет потерь мощности для обоих видов основного потокораспределения по номинальному напряжению дает значения

$$\Delta \dot{S}_c = (1,225 - j 0,990) \text{ Мва} \quad \text{и} \quad \Delta \dot{S}_{c0} = (1,000 - j 1,094) \text{ Мва}.$$

Токи кабельной линии 0—3: $I_{0,3} = 350 \text{ а}$ и $I_{0,30} = 254 \text{ а}$.

Допустимый ток для кабеля марки СБС-3 $\times$ 95 составляет 265 а.

При естественном потокораспределении напряжение в наиболее удаленной точке $U_4 = 9,04 \text{ кВ}$. Напряжение в этой точке при экономическом потокораспределении зависит от метода оптимизации и будет определено в дальнейшем.

При переходе от экономического к естественному потокораспределению помимо возрастания потерь активной мощности на 22,5% ток в линии 0—3 приобретает недопустимое значение. Данная сеть не может работать без применения каких-либо средств оптимизации.

Пример 6.2. Для сети предыдущего примера рассмотреть вариант оптимизации режима путем установки вольтодобавочных трансформаторов. При расчетах сопротивления ВДТ не учитывать.

Пользуясь данными предыдущего примера об экономическом потокораспределении и реактивных сопротивлениях участков, согласно (6.8) и (6.9) найдем значения уравнивающих э. д. с. в контурах. Для контура I:

$$\begin{aligned}
 E'_I &= -\frac{1}{U_{\text{ном}}} \sum_I Q_{i0} x_i = \\
 &= -\frac{1}{10} (-2,45 \cdot 1,60 - 1,85 \cdot 1,91 + 0,18 \cdot 0,33 + 2,59 \cdot 0,60) = 0,584 \text{ кВ}; \\
 E''_I &= \frac{1}{U_{\text{ном}}} \sum_I P_{i0} x_i = \\
 &= \frac{1}{10} (3,45 \cdot 1,60 + 2,45 \cdot 1,91 - 0,29 \cdot 0,33 - 3,55 \cdot 0,60) = 0,799 \text{ кВ}.
 \end{aligned}$$

Аналогично для остальных контуров получим:

$$E'_{II} = -0,0003 \text{ кВ}; \quad E''_{II} = 0,0007 \text{ кВ}; \quad E'_{III} = 0,577 \text{ кВ}; \quad E''_{III} = 0,797 \text{ кВ}$$

Значение э. д. с. для контура II является исчезающе малой величиной, и отказ от установки ВДТ в этом контуре не приведет к ощутимому изменению оптимизирующих э. д. с. в контурах I и III.

Близость значений оптимизирующих э. д. с. обоих контуров позволяла бы установить один ВДТ в их общей ветви 0—3, однако эта ветвь является разгружаемой и установка в ней ВДТ приведет к ухудшению режима напряжений. В данном случае желательна установка двух ВДТ в догружаемых ветвях контуров I и III. Установка одного ВДТ в линии 0—3 оказалась бы целесообразной, если бы эта линия была воздушной, а линии 0—1 и 0—6 — кабельными.

Модули обеих э. д. с. получаются порядка 1 кВ, а фазные углы — порядка 54° . Примем, что будут установлены ВДТ с фазным углом 60° . При этом

$$\dot{E}_I = \dot{E}_{III} = 1e^{j60^\circ} = (0,500 + j0,866) \text{ кВ.}$$

Для расчета послеоптимизационного режима воспользуемся удельными уравнительными мощностями, которые определяем с помощью контурных уравнений.

Введем единичную э. д. с. в ветвь 0—1—2 контура I. Расчетная схема представлена на рис. 6.14.

Собственные и взаимные сопротивления контуров по данным схемы на рис. 6.11:

$$\dot{z}_I = (5,78 + j4,44) \text{ ом,}$$

$$\dot{z}_{II} = (6,76 + j1,32) \text{ ом,}$$

$$\dot{z}_{III} = (5,15 + j4,03) \text{ ом,}$$

$$\dot{z}_{I, II} = (1,69 + j0,33) \text{ ом,}$$

$$\dot{z}_{I, III} = (1,78 + j0,60) \text{ ом,}$$

$$\dot{z}_{II, III} = (1,27 + j0,25) \text{ ом.}$$

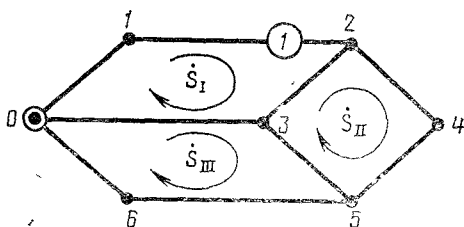


Рис. 6.14. Схема к расчету удельных уравнительных мощностей в сети примера 6.2

Контурные уравнения для рассматриваемой схемы имеют вид:

$$\begin{aligned} (p_{I, I} + jq_{I, I}) (5,78 + j4,44) - (p_{II, I} + jq_{II, I}) (1,69 + j0,33) - \\ - (p_{III, I} + jq_{III, I}) (1,78 + j0,60) = 10; \\ -(p_{I, I} + jq_{I, I}) (1,69 + j0,33) + (p_{II, I} + jq_{II, I}) (6,76 + j1,32) - \\ - (p_{III, I} + jq_{III, I}) (1,27 + j0,25) = 0; \\ -(p_{I, I} + jq_{I, I}) (1,78 + j0,60) - (p_{II, I} + jq_{II, I}) (1,27 + j0,25) - \\ - (p_{III, I} + jq_{III, I}) (5,15 + j4,03) = 0. \end{aligned}$$

Решение полученной системы уравнений дает значения удельных мощностей, протекающих в независимых ветвях 0—1—2, 2—4—5 и 5—6—0. Мощности в об-

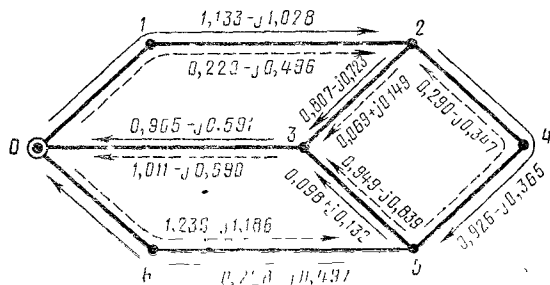


Рис. 6.15. Распределение удельных уравнительных мощностей в сети примера 6.2. Единичная э. д. с. введена в контуры I и III

щих ветвях контуров определяем на основании первого закона Кирхгофа. Результирующее распределение удельных мощностей показано на рис. 6.15 сплошными стрелками. Там же штриховыми стрелками показано распределение, возникающее при введении единичной э. д. с. в контур III.

Таблица 6.1

Ветви	$P_{dt}, \text{Мвт/кв}$	$q_{dt}, \text{Мвар/кв}$	$E_t', \text{кв}$	$E_t'', \text{кв}$	$P_{dt}, \text{Мвт}$	$Q_{dt}, \text{Мвар}$
0—1—2	1,133 —0,228	—1,088 0,496	0,500 0,500	0,866 0,866	1,51 —0,54	0,44 0,05
Σ	—	—	—	—	0,97	0,49
0—3	—0,905 —1,011	0,591 0,690	0,500 0,500	0,865 0,866	—0,96 —1,10	—0,49 —0,53
Σ	—	—	—	—	—2,06	—1,02
2—3	0,807 0,062	—0,723 1,149	0,500 0,500	0,866 0,866	1,03 —0,10	0,34 0,13
Σ	—	—	—	—	0,93	0,47

В табл. 6.1 выполнен расчет результирующих уравнильных мощностей в ветвях 0—1—2, 0—3 и 2—3, обусловленных работой обоих ВДТ.

Полное распределение уравнильных мощностей показано сплошными стрелками на рис. 6.16. Совместив его с найденным в предыдущем примере естественным, получим результирующее потокораспределение, нанесенное штриховыми

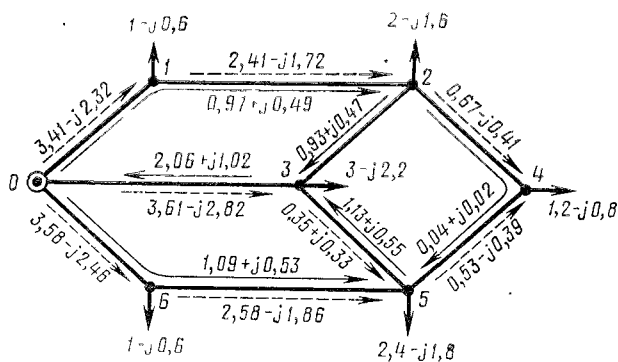


Рис. 6.16. Распределение уравнильных мощностей и результирующее потокораспределение в сети примера 6.2. Оптимизация режима с помощью ВДТ

стрелками на том же рисунке. Сравнивая полученные результаты с показанными на рис. 6.13, видим, что установка ВДТ обеспечила потокораспределение, довольно близкое к экономическому. Потери мощности в сети при этом будут $\Delta S_c = (1,01 - j1,06) \text{ Мва}$. К ним необходимо добавить потери в самих ВДТ, которые ориентировочно примем равными $\Delta S_{ВДТ} = (0,06 - j0,3) \text{ Мва}$. Суммарные потери составят $\Delta S_{\Sigma} = (1,07 - j1,36) \text{ Мва}$.

Ток в линии 0—3 и напряжение пункта 4 получаются равными: $I_{0,3} = 264 \text{ а}$ и $U_H = 9,5 \text{ кв}$.

§ 6.4. Оптимизация режима работы сетей одного напряжения за счет применения установок продольной компенсации

Расчет в рассматриваемом случае начинается с определения необходимых значений реактивных сопротивлений компенсирующих устройств. После этого для каждой установки, собираемой из стандартных элементов (конденсаторов или реакторов), подбирается схема, которая должна обеспечить необходимые сопротивление и пропускную способность по току. Вследствие ограниченности ассортимента конденсаторов и реакторов, выпускаемых промышленностью, такой подбор будет довольно грубым. Особое внимание необходимо обратить на пропускную способность по току, которая должна быть обеспечена для всех нормальных и послеаварийных режимов. Если последние требуют резкого увеличения установленной мощности компенсирующей установки, то может быть предусмотрено ее шунтирование при перегрузках.

Расчет компенсирующих сопротивлений весьма прост, если производить выравнивание реактивных сопротивлений всех участков сети. Примем в качестве исходного участок с наименьшей относительной реактивностью для емкостной или с наибольшей относительной реактивностью для индуктивной компенсации. Для этого участка

$$\operatorname{tg} \psi_{\text{исх}} = x_{\text{исх}}/r_{\text{исх}}.$$

Для произвольного компенсируемого участка должно быть обеспечено соотношение

$$(x_i + x_{iK})/r_i = \operatorname{tg} \psi_{\text{исх}}.$$

При этом компенсирующее реактивное сопротивление участка

$$x_{iK} = r_i \operatorname{tg} \psi_{\text{исх}} - x_i. \quad (6.44)$$

Обычно такое решение неприемлемо из-за необходимости установки чрезмерно большого количества компенсирующих устройств. Оптимизацию режима работы сети целесообразно производить с помощью УПК, размещаемых в контурах, для которых относительно велика уравнивающая экономическая э. д. с. В таких случаях затруднителен точный расчет компенсирующих сопротивлений, но может быть использован рассматриваемый далее приближенный метод расчета.

Примем, что в результате компенсации будет осуществлено экономическое потокораспределение, соответствующее r -схеме сети. Пусть при этом на некотором i -м участке, входящем в состав d -го контура, протекает мощность $P_{i\alpha} + jQ_{i\alpha}$. Пусть, далее, на этом участке размещена УПК с реактивным сопротивлением x_K . Уравнение второго закона Кирхгофа для данного контура приобретает вид

$$\frac{1}{U_{\text{НОМ}}} \sum_d \dot{S}_{i\alpha} \dot{z}_i + j \frac{(P_{i\alpha} + jQ_{i\alpha}) x_K}{U_{\text{НОМ}}} = \Delta \dot{E}_{d\alpha} = \Delta E'_{d\alpha} + j \Delta E''_{d\alpha}.$$

Здесь $\Delta E'_{d3}$ представляет собой некоторую остаточную уравновешивающую экономическую э. д. с., которую после компенсации желательно иметь возможно малой. Разделим вещественную и мнимую части последнего выражения:

$$\frac{1}{U_{\text{ном}}} \sum_d Q_{i3} x_i - \frac{Q_{t3} x_K}{U_{\text{ном}}} = \Delta E'_{d3};$$

$$\frac{1}{U_{\text{ном}}} \sum P_{i3} x_i + \frac{P_{t3} x_K}{U_{\text{ном}}} = \Delta E''_{d3}.$$

Отсюда можно найти два значения сопротивления x_K , при которых правые части полученных уравнений соответственно обращаются в нули, а именно:

$$x_K'' = - \frac{1}{P_{t3}} \sum_d P_{i3} x_i; \quad (6.45)$$

$$x_K' = - \frac{1}{Q_{t3}} \sum_d Q_{i3} x_i. \quad (6.45a)$$

Если коэффициент мощности на всех участках контура остается неизменным, то значения сопротивлений x_K' и x_K'' равны между собой. Действительно, обозначив сдвиг фаз через φ_3 , выражение (6.45a) представим в виде

$$x_K' = - \frac{\text{tg } \varphi_3}{P_{t3} \text{tg } \varphi_3} \sum_d P_{i3} x_i = x_K''.$$

Если значения коэффициента мощности меняются при переходе от участка к участку, то можно компенсировать полностью только одну составляющую э. д. с., а другая сохранит некоторое остаточное значение, обычно сравнительно небольшое. Представляется более правильным ориентироваться на полную компенсацию поперечной составляющей. Ее определяет распределение активных мощностей, которое без компенсации в большей мере отличается от экономического, чем распределение реактивных. К тому же исходная информация об активных нагрузках всегда более достоверна, чем о реактивных. Поэтому в дальнейшем сопротивление УПК будем определять исходя из условий компенсации поперечной составляющей э. д. с. и индекс «''» при сопротивлении опускать.

При полной компенсации поперечной э. д. с. продольная э. д. с. может оказаться либо недокомпенсированной, либо перекомпенсированной. Введя в контур дополнительный источник продольной э. д. с., можно получить полную компенсацию обеих составляющих. Как будет показано в дальнейшем, такая компенсация с помощью УПК и продольной э. д. с. может быть реализована без дополнительных устройств в сетях с трансформаторными связями.

Емкостный или индуктивный характер УПК определяется в зависимости от знака x_K . Возьмем контур, в котором помещается установка УПК, и обойдем его по направлению ветви, догружаемой активной

мощностью при переходе к экономическому потокораспределению. Сумма вида $\sum_d P_{i3} x_i$ получится положительной. Если участок t находится в догружаемой ветви, то мощность P_{i3} также имеет положительное значение, и компенсирующее сопротивление получается отрицательным. При размещении участка t в разгружаемой ветви меняется знак его мощности и компенсирующее сопротивление становится положительным. Это соответствует высказанному ранее утверждению, что емкостная компенсация применима в догружаемых ветвях, а индуктивная — в разгружаемых.

Учитывая (6.9), компенсирующее сопротивление можно также представить выражением

$$x_K = -E_{d3}'' U_{\text{ном}} / P_{i3}. \quad (6.46)$$

Таким образом, расчет УПК может быть выполнен исходя непосредственно из поперечных составляющих уравнивающих э. д. с., если последние были найдены ранее.

Определив значение компенсирующего сопротивления x_K , переходим к подбору схемы установки. Обратимся вначале к мощным установкам, в которых число параллельных ветвей схемы определяется проходным током.

При емкостной компенсации исходными данными о единичном элементе являются: Q_{0K} — номинальная реактивная мощность, *квар*; U_{0K} — номинальное напряжение на зажимах, *кв*. Остальные параметры элемента: номинальный ток $I_{0K} = Q_{0K} / U_{0K}$, *а*; номинальное сопротивление $x_{0K} = U_{0K}^2 / Q_{0K}$, *ом*.

Необходимое число параллельных ветвей батарей

$$n'_{\text{пр}} = S_{i3} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}} I_{0K}) = S_{i3} U_{0K} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}} Q_{0K}). \quad (6.47)$$

При этом необходимое количество последовательных элементов в ветви

$$n'_{\text{пс}} = x_K n'_{\text{пр}} / x_{0K} = x_K S_{i3} 10^{-3} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}} U_{0K}). \quad (6.48)$$

Общее количество элементов батарей

$$N'_K = 3 n'_{\text{пр}} n'_{\text{пс}} = x_K S_{i3}^2 10^{-3} / (U_{\text{ном}}^2 Q_{0K}). \quad (6.49)$$

Установленная мощность батарей

$$Q'_{\text{УПК}} = N'_K Q_{0K} = x_K S_{i3}^2 10^{-3} / U_{\text{ном}}^2. \quad (6.50)$$

Подставляя в последнее выражение значение x_K из (6.46) и принимая для поперечной уравнивающей э. д. с. относительное значение E_{d3}'' , окончательно получим

$$Q'_{\text{УПК}} = S_{i3} E_{d3}'' / \cos \varphi_{i3}. \quad (6.51)$$

Установленная мощность батарей определяется проходной мощностью и относительной поперечной э. д. с. Мощность батарей не зависит от параметров элементов, из которых она собрана; последние могут выбираться оптимальными с точки зрения технологии конденсаторостроения.

Найденные значения величин $n'_{пр}$, $n'_{пс}$, $N'_к$ и $Q'_{упк}$ являются теоретическими и подлежат округлению. Округление начинаем с количества параллельных ветвей. Как правило, величина $n'_{пр}$ округляется до ближайшего большего числа $n_{пр}$ из-за малой устойчивости конденсаторов к перегрузке по току.

Число параллельных ветвей батареи должно быть также проверено по условиям наиболее тяжелых послеаварийных режимов. Если при этом необходимое число ветвей возрастает, а работа батареи в рассматриваемых режимах не является существенно необходимой, то последняя может быть шунтирована.

После выбора числа параллельных ветвей уточняется число последовательных элементов в ветви. Из (6.48)

$$n'_{пс1} = x_k n_{пр} / x_{ок} = x_k n_{пр} Q_{ок} / (10^3 U_{ок}^2). \quad (6.52)$$

Число элементов $n'_{пс1}$ может быть округлено и в большую и в меньшую сторону до целого значения $n_{пс}$.

Мощность батареи определяется очевидным выражением

$$Q_{упк} = 3n_{пр}n_{пс}Q_{ок}. \quad (6.53)$$

Из выражения (6.51) видно, что для снижения установленной мощности батареи желательно смещение батареи по направлению протекания потока мощности. Теоретическим пределом смещения является расположение батареи на участке, наибольший ток которого равен или близок к номинальному току одной ветви, составленной из конденсаторов рассматриваемого типа. Дальнейшее смещение привело бы к возрастанию мощности батареи из-за необходимости увеличения количества последовательных элементов в ветви, связанного с увеличением компенсирующего сопротивления x_k , которое, как видно из (6.46), растет при снижении проходной мощности.

При выборе места установки батареи необходимо также учитывать режим напряжений. Батарея включается в догружаемой ветви сети, и это приводит к снижению напряжений во всех точках от начала до места установки батареи, где происходит скачкообразное повышение напряжений. Установка батареи допустима на подстанциях, которые удовлетворяют следующим требованиям:

- 1) напряжение за батареей не превышает верхнего допустимого предела;
- 2) напряжение перед батареей не меньше нижнего допустимого предела.

Как видим, рассуждения при выборе места установки емкостного УПК полностью совпадают с рассуждениями при выборе расположения ВДТ.

При индуктивной компенсации исходными данными о единичном элементе будут: I_0 — номинальный ток реактора, а; $U_{ном}$ — номинальное напряжение установки, кВ; $x_0(\%)$ — относительное реактивное сопротивление, %.

Натуральное сопротивление одного реактора

$$x_0 = 10U_{ном} x_0(\%) / (\sqrt{3} I_0).$$

Число параллельных ветвей установки

$$n'_{\text{пр}} = S_{t_0} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}} I_0).$$

Номинальные токи стандартных реакторов таковы, что обычно удается подобрать реактор на полный ток и принять $n_{\text{пр}} = 1$.

Для выбора числа последовательных элементов в ветви целесообразно предварительно выразить в процентах необходимое компенсирующее сопротивление:

$$x_{\text{к}}(\%) = \sqrt{3} I_0 x_{\text{к}} / (10 U_{\text{ном}}),$$

где I_0 — номинальный ток принятого реактора.

Если найденное значение $x_{\text{к}}(\%)$ не превышает $8 \div 10\%$, то по таблицам стандартных реакторов подбирается один реактор с ближайшим значением $x_0(\%)$. При больших значениях $x_{\text{к}}(\%)$ берем два реактора на тот же номинальный ток с сопротивлением $x_0(\%)_1$ и $x_0(\%)_2$, исходя из соотношения

$$x_0(\%)_1 + x_0(\%)_2 = x_{\text{к}}(\%).$$

Реакторы устанавливаются в разгружаемых ветвях, в результате чего напряжения до места их установки повышаются. Поэтому с точки зрения улучшения режима напряжений желательно смещение индуктивной УПК к концу разгружаемой ветви. Следует учитывать, что при этом снижается требуемый номинальный ток реактора, но возрастает необходимая величина сопротивления. Оптимальное решение может быть найдено путем сравнения вариантов.

Порядок подбора схем УПК изменяется в условиях малой мощности, когда по току достаточно взять одну ветвь и количество параллельных ветвей определяется величиной необходимого результирующего сопротивления. Расчет при этом сводится к ряду проб, а установленная мощность устройств может в несколько раз превысить теоретическую. Целесообразность применения УПК в таких условиях становится сомнительной и должна быть подтверждена детальным технико-экономическим анализом.

После определения действительных сопротивлений намеченных к установке устройств продольной компенсации выполняется расчет режима компенсированной сети. Подобрать компенсирующие сопротивления, обеспечивающие точное экономическое потокораспределение, как правило, не удастся. Приходится рассматривать новое естественное потокораспределение с учетом сопротивлений УПК.

Для индуктивной компенсации в расчетную схему могут быть введены активные сопротивления реакторов, которые находим по справочным данным о потерях активной мощности при номинальном токе. Потери активной мощности в конденсаторах могут быть учтены непосредственно в балансе потерь в сети.

Пример 6.3. Для сети предыдущих примеров рассмотреть варианты оптимизации режима с помощью УПК.

При емкостной компенсации необходимо установить по одной батарее статических конденсаторов в ветвях 0—1—2 и 0—6—5; при индуктивной компенсации может быть установлена одна группа реакторов в кабельной линии 0—3.

Индуктивная компенсация намечается в общей ветви, поэтому в качестве расчетного значения можно принять среднюю арифметическую величину поперечной э. д. с. контуров I и III. В данном случае по-прежнему $E_1'' \approx 0,8$ кв. При принятом направлении обхода $P_{0,3\phi} = -3,55$ Мвт. Компенсирующее сопротивление

$$x_K = -0,8 \cdot 10 / -3,55 = 2,25 \text{ ом.}$$

Номинальный ток реактора должен быть не ниже допустимого тока кабельной линии 0—3. Примем ток реактора равным 300 а. Для упрощения выбора количества последовательно соединенных реакторов выразим компенсирующее сопротивление в процентах:

$$x_K (\%) = \sqrt{3} x_K I_0 / (10 U_{\text{ном}}) = \sqrt{3} \cdot 2,25 \cdot 300 / (10 \cdot 10) = 11,6\%.$$

Наиболее приемлемым здесь будет применение группы из двух реакторов типа РБА-10-300-6, соединенных последовательно. Действительное сопротивление группы

$$x_K = 10 U_{\text{ном}} x_K (\%) / (\sqrt{3} I_0) = 10 \cdot 10 \cdot 2,6 / (\sqrt{3} \cdot 300) = 2,31 \text{ ом.}$$

Потери активной мощности в одном реакторе при номинальном токе составляют 4,02 квт, что соответствует активному сопротивлению 0,045 ом. Последнее было учтено при расчете потокораспределения в компенсированной сети. Потокораспределение показано на рис. 6.17 штриховыми стрелками. Основные показатели режима: $\Delta \dot{S}_c = (1,028 - j1,543)$ Мва; $I_{0,3} = 249$ а; $U_k = 9$ кв.

§ 6.5. Оптимизация режима работы неоднородных сетей путем размыкания контуров

В сложно-замкнутой электрической сети размыкание каждого контура приводит к некоторому изменению экономического потокораспределения в оставшейся замкнутой сети. Наиболее благоприятные результаты могут быть получены при выполнении расчетов в таком порядке:

- 1) определяем потокораспределение, соответствующее полной г-схеме сети;
- 2) находим значения уравнивающих экономических э. д. с. для всех независимых контуров сети;
- 3) выбираем линию, которую следует разомкнуть в контуре с наибольшей уравнивающей э. д. с. Это должна быть линия, подпадающая к точке токораздела и несущая наименьшую нагрузку.

В дальнейшем расчеты повторяются в таком же порядке для оставшейся замкнутой части сети, пока не окажутся разомкнутыми все контуры сети или пока не останутся только контуры с весьма малыми значениями уравнивающей э. д. с. Размыкание последних практически не снижает потерь активной мощности в сети, а может привести к их возрастанию.

Для сокращения объема расчетов на каждом этапе можно рассматривать размыкание не одного, а нескольких контуров, если уравнивающие э. д. с. близки друг к другу и ощутимо больше, чем э. д. с. остальных контуров.

Пример 6.4. Для сети предыдущих примеров решить задачу оптимизации режима путем размыкания контуров и сопоставить результаты различных вариантов оптимизации.

В примере 6.1 было найдено экономическое потокораспределение для данной сети, нанесенное на рис. 6.13. Далее были определены уравнивающиеся э. д. с.: $\dot{E}_{I2} = (0,584 + j0,799) \text{ кВ}$; $\dot{E}_{III2} = (-0,0003 + j0,0007) \text{ кВ}$; $\dot{E}_{III3} = (0,577 + j0,797) \text{ кВ}$.

Э. д. с. контуров I и III настолько близки друг другу, что принимаем эти контуры разомкнутыми одновременно. Точками токораздела в указанных контурах являются точки 2 и 4. Сопоставляя нагрузку линий, подходящих к точкам токораздела, видим, что размыкать следует линии 3—2 и 3—5. После этого сеть принимает вид, представленный на рис. 6.18.

Экономическое потокораспределение в образовавшемся контуре нанесено стрелками на рисунке. Экономическая э. д. с. в контуре оказалась равной нулю. В данном частном случае, благодаря взаимному уравниванию влияния неоднородности сети относительно различных нагрузок, результирующее естественное распределение в контуре 0—1—2—4—5—6—0 полностью совпадает с экономическим.

Суммарные потери в сети оказались равными $\Delta \dot{S}_c = (1,024 - j1,239) \text{ Мва}$, т. е. сравнительно мало отличаются от теоретического минимума. Размыкание последнего контура привело бы уже к возрастанию потерь мощности.

Основные показатели сети, рассмотренной в примерах 6.1, 6.2, 6.3, при различных методах оптимизации режима приведены в табл. 6.2.

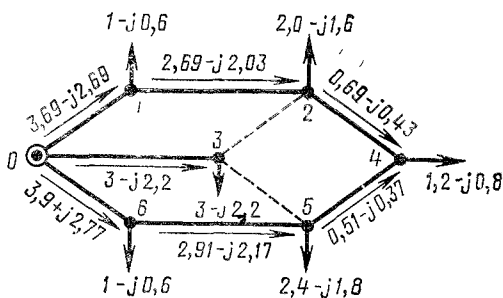


Рис. 6.18. Потокораспределение в сети примера 6.4 при оптимизации режима путем размыкания контуров

Таблица 6.2

Метод оптимизации	Потери мощности		$I_{0,3}, \text{ а}$	$U_4, \text{ кВ}$
	$\Delta P, \text{ кВт}$	$\Delta Q, \text{ квар}$		
Без оптимизации	1225	—990	350	9,04
Теоретическое экономическое потоко- распределение	1000	—1095	254	—
Установка ВДТ	1070	—1360	264	9,50
Емкостная УПК	1010	—200	253	9,55
Индуктивная УПК	1028	—1545	249	9,0
Частичное размыкание контуров . .	1024	—1239	215	8,77

Из рассмотренных вариантов оптимизации режима с применением дополнительных устройств наиболее благоприятными показателями обладает емкостная система УПК. Она обеспечивает резкое снижение потерь реактивной мощности и наиболее благоприятный режим напряжений. Вполне приемлемыми были бы также результаты частичного размыкания контуров при условии, если имеются возможности улучшения режима напряжений, например путем повышения напряжения в точке 0 до $11 \div 11,5 \text{ кВ}$.

§ 6.6. Оптимизация режима работы кабельно-воздушных сетей с учетом ограничений по току

В смешанных кабельно-воздушных сетях при переходе от естественного к экономическому потокораспределению снижаются нагрузки кабельных линий. Однако может оказаться, что и при экономическом потокораспределении нагрузки отдельных кабельных линий по току превышают допустимые. Необходимая разгрузка линий при сохранении потокораспределения, близкого к экономическому, может быть достигнута либо путем установки ВДТ, либо путем размыкания контуров сети.

В качестве примера рассмотрим сеть, схема которой представлена на рис. 6.19.

Пусть в данной сети воздушными линиями выполнены ветви 0—1—2 и 0—8—7; все остальные линии — кабельные. Пусть, далее, при экономическом потокораспределении нагрузка линии

0—4 равна $\dot{S}_{0,4э}$; при этом модуль тока $I_{0,4э}$ превышает допустимый ток $I_{0,4д}$. Снижим нагрузку этой линии до величины

$$\dot{S}_{0,4д} = \dot{S}_{0,4э} I_{0,4д} / I_{0,4э}. \quad (6.54)$$

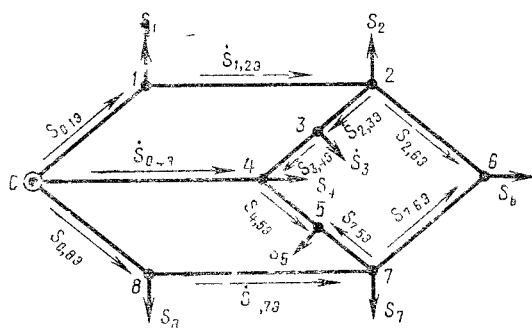


Рис. 6.19. Схема к расчету оптимального потокораспределения в замкнутой сети при наличии ограничений по току

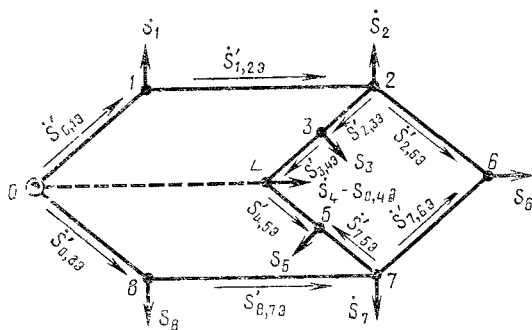


Рис. 6.20. Оптимизация режима работы замкнутой сети с помощью ВДТ при учете ограничений по току

Исключим данную линию из схемы, а нагрузку пункта 4 уменьшим на величину $\dot{S}_{0,4д}$. Схема приобретет вид, представленный на рис. 6.20. Находим для преобразованной схемы новое экономическое потокораспределение, которое отмечаем, в отличие от исходного, индексом «'». При работе по замкнутой схеме в контуры I и III необходимо ввести вольтодобавочные трансформаторы, составляющие э. д. с. которых определяются выражениями (6.10) и (6.11).

Путем размыкания контуров без установки ВДТ задача может быть решена во всех случаях, если на-

грузки $\dot{S}_4$ не превышает $\dot{S}_{0,4д}$. Если эти величины близки друг к другу, то сеть путем размыкания может быть приведена к виду, показанному на рис. 6.21, а. Если же, например, имеет место соотно-

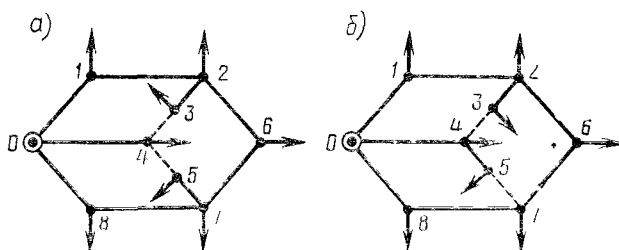


Рис 6.21 Оптимизация режима работы замкнутой сети путем размыкания контуров

шение $\dot{S}_4 + \dot{S}_3 > \dot{S}_{0,4д} > \dot{S}_4 + \dot{S}_5$, то размыкание можно выполнить по схеме, показанной на рис. 6.21, б. Понятно, что в обоих случаях необходимо дополнительно решить вопрос о размыкании внешнего контура.

§ 6.7. Оптимизация режима работы сетей с трансформаторными связями путем комплексного использования основных и вольтодобавочных трансформаторов

Электрические сети, контуры которых состоят из ветвей разных напряжений, замыкаемых трансформаторными связями, получают все большее распространение в качестве районных. Значительно реже схемы такого типа встречаются в местных сетях. В дальнейшем изложении рассмотрим прежде всего районные сети при проектной постановке задачи. Позже будут отмечены возможные упрощения при эксплуатационных расчетах и при расчетах местных сетей.

Оптимизационным расчетам обычно должен предшествовать расчет естественного распределения токов или мощностей, что позволит в дальнейшем оценить эффективность намечаемых методов оптимизации. Естественным можно считать распределение, возникающее в сети при уравновешенных основных трансформаторах и отсутствии каких-либо установок для оптимизации режима. Таким образом, например, в сети, представленной на рис. 6.22, естественное распределение возникает при соблюдении условия: $k_A k_B = 1$. Спротивления сети приведем к низшему напряжению путем умножения натуральных сопротивлений участков 1—2 и 2—3 на квадрат коэффициента трансформации k_A .

В начале расчета режим напряжений неизвестен, и величину k_A приходится принимать на основе инженерного опыта проектировщика. Если, как это часто бывает, исходным является напряжение баланси-

рующего пункта U_0 , то задачей выбора k_A является создание приемлемого уровня напряжений на выходе повышающего трансформатора. Задача может быть решена путем ряда проб, что, естественно, увеличивает трудоемкость расчетов.

После приведения к одному напряжению расчет режима сети может быть выполнен любым из методов, рассмотренных в гл. I. Например, может быть использован расчет в мощностях с помощью коэффициентов распределения. В данном случае расчет в мощностях несколько снижает трудоемкость вычислений, поскольку мощности, в отличие от

токов, не изменяются при трансформации.

При неблагоприятном естественном потокораспределении для его оптимизации возможны два пути создания экономических э. д. с. в контурах сети:

1) с помощью только ВДТ при уравновешенных основных трансформаторах. Чтобы обеспечить приемлемые уровни

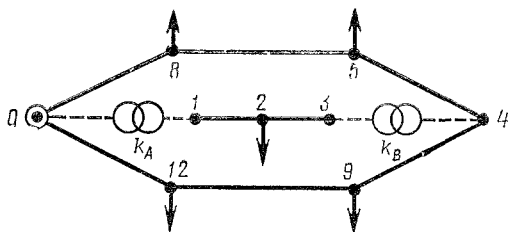


Рис. 6.22. Замкнутая сеть с трансформаторными связями

напряжений на концах догружаемых ветвей ВН, потребуется врезать ВДТ именно в эти ветви, т. е. потребуются ВДТ на весьма большие проходные мощности и наивысшие напряжения. Однако и при больших затратах такое решение может оказаться неудовлетворительным по режиму напряжения;

2) путем совместного использования основных и вольтодобавочных трансформаторов для комплексной оптимизации потокораспределения и режима напряжений. В этом случае повышающие трансформаторы обеспечивают желательные уровни напряжений в начале ветви ВН, а понижающие — в конце этой ветви. При таком выборе ответвлений основных трансформаторов условие (6.32), как правило, не будет выполнено, а вводимая в сеть продольная э. д. с. будет отличаться от экономической. Установка ВДТ должна обеспечить создание экономической поперечной э. д. с. и доведение до экономического значения результирующей продольной. При этом сами ВДТ могут быть размещены в ветвях низшего напряжения и выбраны на значительно меньшие проходные мощности. В целом схема регулирования получается достаточно гибкой и экономичной. Ее и будем рассматривать в дальнейшем.

Как и в сетях одного напряжения, оптимизационные расчеты при наличии трансформаторных связей могут быть выполнены либо исходя из предварительного экономического потокораспределения, либо путем прямого определения оптимизирующих э. д. с. с помощью удельных уравнительных мощностей. В данном разделе будем рассматривать первый способ расчета. Рассмотрим схему, представленную на рис. 6.23. Расчеты выполняем в мощностях. Расположение и параметры ВДТ в начале расчета еще не известны. Соответственно сопротивлений ВДТ пока не учитываем. Как и в предыдущем расчете, приводим

сопротивления зоны A к низшему напряжению. По параметрам приведенной r -схемы сети находим коэффициенты экономического распределения и с их помощью рассчитываем потокораспределение основных мощностей, показанное на рис. 6.23 штриховыми стрелками. По этому потокораспределению с учетом общинженерных соображений могут быть намечены места установки ВДТ, найдены их проходные мощности и определены сопротивления. При этом необходимо учитывать расположение ремонтных баз, удобство управления переключением ответвлений трансформаторов и т. п. Сопротивления ВДТ в дальнейшем учитываем при расчетах потерь мощности и оптимизирующих э. д. с.

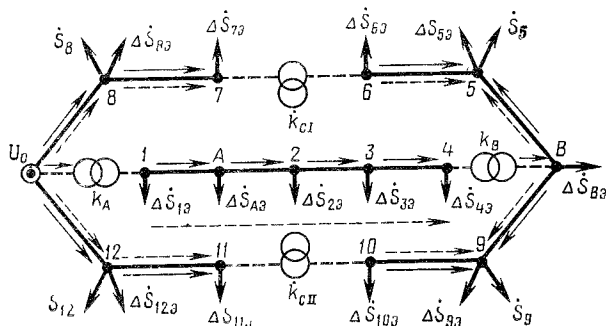


Рис 6.23 Схема к выбору значений коэффициентов трансформации в сети с трансформаторными связями и ВДТ

Потери мощности в районных сегиях играют существенную роль при формировании режимов. В рассматриваемых расчетах можно ограничиться приближенным расчетом потерь по номинальному напряжению и основному потокораспределению. Потери в сопротивлениях участков разносим по концам последних, где суммируем с потерями в проводимостях. Так были получены дополнительные нагрузки пунктов $\Delta \dot{S}_{k\beta}$, показанные на схеме. В дальнейшем находим экономическое распределение дополнительных нагрузок и результирующее потокораспределение, показанное на схеме сплошными стрелками. При выборе установки ответвлений всех трансформаторов будем исходить из результирующего потокораспределения и напряжения балансирующего пункта U_0 .

Обращаясь к схеме рис. 6.23, отметим, что участки 1 — A и 3—4 изображают соответственно сопротивления повышающего и понижающего трансформаторов, а точки A и B являются выходами этих трансформаторов. Исходя из (1.40) для натуральных значений модулей напряжений этих точек справедливы выражения:

$$U_A = \sqrt{\frac{U_0^2}{k_A^2} - 2 \sum_1^A (P_{i\beta} r_i - Q_{i\beta} x_i)}. \quad (6.55)$$

$$U_B = \frac{1}{k_B} \sqrt{\frac{U_0^2}{k_A^2} - 2 \sum_1^B (P_{i\beta} r_i - Q_{i\beta} x_i)}. \quad (6.55a)$$

Точка A является началом ветви ВН, и желательное значение напряжения $U_{Aж}$ можно считать известным. В режимах больших нагрузок сети это обычно будет наивысшее допустимое напряжение. Чтобы его обеспечить, необходимо принять следующее значение коэффициента $k_{Aж}$:

$$k_{Aж} = U_0 / \sqrt{U_{Aж}^2 + 2 \sum_1^A (P_{i0} r_i - Q_{i0} x_i)}. \quad (6.56)$$

После определения $k_{Aж}$ и округления его до ближайшего стандартного значения, следует скорректировать приведенные значения сопротивлений зоны A , которые потребуются в дальнейшем при расчете экономических э. д. с.

Корректировка приведенных сопротивлений, как и введение в схему сопротивлений ВДТ, приведут к некоторому изменению коэффициентов экономического распределения. Представляется, что этими изменениями можно пренебречь и исходного потокораспределения не пересчитывать. В сомнительных случаях такой пересчет затруднений не вызовет.

Точка B является мощным источником питания как для частей данной сети, работающих на низшем напряжении, так и для других потребителей, подключенных здесь. Желательное напряжение в этой точке $U_{Bж}$ обычно также должно быть достаточно высоким при больших нагрузках, и потребуется его снижение при уменьшении нагрузок в соответствии с принципом встречного регулирования. Соответствующее значение коэффициента $k_{Bж}$ следующее:

$$k_{Bж} = \frac{1}{U_{Bж}} \sqrt{\frac{U_0^2}{k_A^2} - 2 \sum_1^B (P_{i0} r_i - Q_{i0} x_i)}. \quad (6.56a)$$

Исходя из найденного результирующего потокораспределения и уточненных приведенных сопротивлений, для относительных значений экономической э. д. с., которую необходимо ввести в произвольный d -й контур, получим

$$E'_{d01} = \frac{1}{U_{ном} U_0} \sum_d (P_{i0} r_i - Q_{i0} x_i);$$

$$E'_{d02} = \frac{1}{U_{ном} U_0} \sum_d (P_{i0} x_i + Q_{i0} r_i).$$

Полагая, что в контур введен ВДТ с комплексным коэффициентом трансформации k_d , согласно (6.31) напомним:

$$E'_{d0*} = 1 - k_A k_B k'_d, \quad E''_{d0*} = -k_A k_B k''_d.$$

Следовательно, составляющие k_d должны иметь значения:

$$k'_d = (1 - E'_{d0*}) / (k_A k_B); \quad (6.57)$$

$$k''_d = -E''_{d0*} / (k_A k_B). \quad (6.57a)$$

В этом случае, согласно (6.21) и (6.22), составляющие э. д. с. ВДТ приобретают значения:

$$E'_{\tau d*} = \frac{k'_d}{k'_d{}^2 + k''_d{}^2} - 1 = \frac{k_A k_B (1 - E'_{dв*})}{(1 - E'_{dв*})^2 + E''_{dв*}{}^2} - 1; \quad (6.58)$$

$$E''_{\tau d*} = \frac{-k''_d}{k'_d{}^2 + k''_d{}^2} = \frac{k_A k_B E''_{dв*}}{(1 - E'_{dв*})^2 + E''_{dв*}{}^2}. \quad (6.58a)$$

Теперь можно проверить возможность использования чисто поперечного ВДТ, требующего меньших капиталовложений, чем комбинированный продольно-поперечный. Для этого приравняем нулю правую

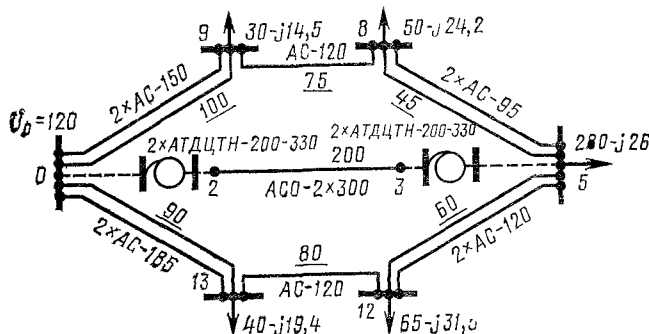


Рис. 6.24. Схема сети 330/110 кВ примера 6.5

часть выражения (6.58). Полагая, что коэффициент трансформации k_A сохраняет прежнее значение, для коэффициента k_B получим

$$k_B = [(1 - E'_{dв*})^2 + E''_{dв*}{}^2] / [k_A (1 - E'_{dв*})^2]. \quad (6.59)$$

Допустимость использования найденной величины можно проверить подстановкой в (6.56a) и оценкой получаемого значения напряжения U_B .

После округления составляющих э. д. с. ВДТ в соответствии с имеющимися ступенями регулирования уточняются его коэффициент трансформации и вводимая в контур дополнительная э. д. с.

Полученные значения коэффициентов трансформации могут быть положены в основу дальнейших расчетов послеоптимизационных режимов.

При эксплуатационных расчетах расположение и параметры ВДТ известны и могут быть учтены в начале решения. Не потребуются здесь и параллельное рассмотрение показателей сети при естественном и принудительном потокораспределении, поскольку применение ВДТ не приходится обосновывать.

При расчетах местных сетей можно не учитывать потерь мощности и вести все расчеты по основному потокораспределению.

Пример 6.5. Для сети 330/110 кВ, схема которой представлена на рис. 6.24, найти естественное потокораспределение и определить основные показатели режима. На схеме указаны длины линий, марки проводов, нагрузки пунктов и типы автотрансформаторов связи.

Таблица 6.4

Участки	Потери в сопротивлениях, Мва	Пункты	Потери в проводимостях, Мва
0—9	6,00—j11,40	9	j4,72
8—9	4,76—j7,20	8	j2,77
8—5	0,61—j0,76	13	j4,51
0—2	0,81—j22,54	12	j3,38
2—3	8,70—j52,50	2	1,65+j34,49
3—5	0,81—j22,54	3	1,65+j34,49
0—13	5,90—j13,68	5	j3,53
13—12	5,47—j8,26	0	j7,89
12—5	0,88—j1,32		
Σ	33,94—j140,20	Σ	3,30+j94,75

3) поддержание в точке 5 напряжения порядка $118 \div 120 \text{ кВ}$, чтобы обеспечить нормальные условия электроснабжения потребителей, подключенных к данной подстанции.

Приступая к расчету экономического потокораспределения, примем, что автотрансформаторы установлены на основных выводах. При этом коэффициент трансформации

$$k_A = 115/330 = 0,3485.$$

С учетом такой величины коэффициента k_A приведенные активные сопротивления ветви ВН приобретают значения, показанные на r -схеме сети (рис. 6.28).

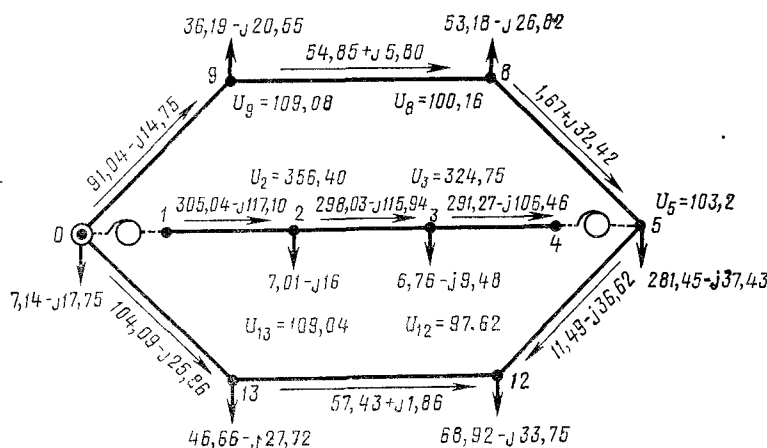


Рис. 6.27. Естественное результирующее потокораспределение с учетом потерь мощности в сети примера 6.6

Данной схеме соответствуют коэффициенты экономического распределения, приведенные в табл. 6.5.

Пользуясь найденными коэффициентами, определяем потокораспределение основных мощностей; оно нанесено на схеме рис. 6.28.

Наиболее удобна установка двух ВДТ на входах линий 5—8 и 5—12. При этом ВДТ будут размещены на крупнейшей подстанции системы и обеспечены

Таблица 6.5

Участки	Пункты						
	2	3	5	8	9	12	13
0—2	0,994	0,929	0,924	0,744	0,254	0,723	0,189
0—9	0,003	0,035	0,038	0,225	0,735	0,030	0,008
0—13	0,003	0,036	0,038	0,031	0,011	0,247	0,803

постоянным наблюдением персонала. На подстанции имеется ремонтная база. Легко осуществимо совместное регулирование ВДТ и понижающих автотрансформаторов. Проходная мощность ВДТ должна быть порядка 60 Мва. Для таких ВДТ можно принять потери в меди и напряженье короткого замыкания соответственно равными

$$\Delta P_{K.з}(\%) = 0,25 \text{ и } \Delta U_{K.з}(\%) = 4.$$

При этом сопротивление обмоток ВДТ

$$z_{ВДТ} = (0,5 + j8) \text{ ом.}$$

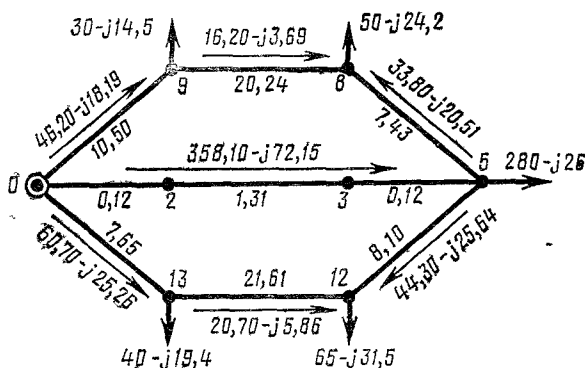


Рис. 6.28. Экономическое потокораспределение основных мощностей в сети примера 6.6

После введения ВДТ расчетная схема сопротивлений сети принимает вид, представленный на рис. 6.29. Здесь участки 6—7 и 10—11 представляют собой сопротивления ВДТ.

Первое приближение потерь мощности в сопротивлениях находим так же, как и в предыдущем примере (табл. 6.6).

Таблица 6.6

Участки	Потери мощности, Мва	Участки	Потери мощности, Мва
0—9	2,14—j 4,06	0—13	2,74—j 6,34
9—8	0,46—j 0,70	13—12	0,82—j 1,24
7—8	1,18—j 1,50	11—12	1,76—j 2,64
0—2	1,24—j 34,32	6—7	0,08—j 1,28
2—3	13,24—j 79,88	10—11	0,12—j 1,74
3—5	1,24—j 34,32		
Σ		25,02—j 168,02	

Потери в проводимостях при расчете по номинальным напряжениям будут иметь такие же значения, как и в предыдущем примере (см. табл. 6.4). Суммарные потери по данным первой итерации

$$\Delta \Sigma^{(1)} = (28,32 - j72,27) \text{ Мва.}$$

Сплошными стрелками на рис. 6.29 показаны результирующие нагрузки с учетом потерь и экономическое потокораспределение этих нагрузок.

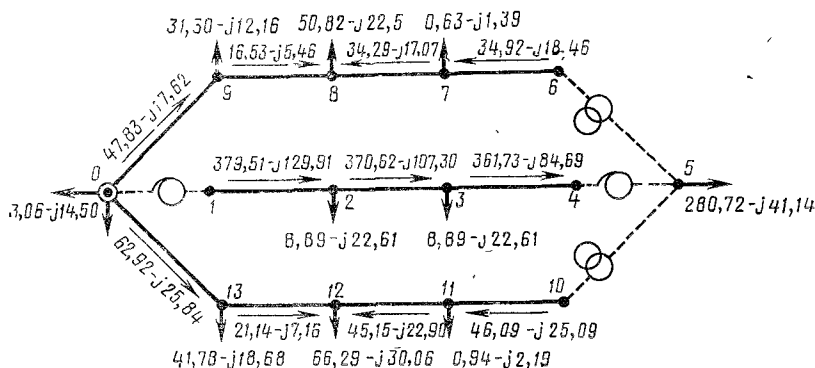


Рис. 6.29. Результирующее экономическое потокораспределение с учетом потерь мощности в сети примера 6.6

Проверим соответствие мощности повышающих автотрансформаторов их нагрузке при экономическом потокораспределении. Мощность на выходе автотрансформатора равна средней мощности участка 1—2, уменьшенной на половину потерь в нем, т. е.

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{вых}} &= 379,51 - j129,91 - 0,5(1,24 - j34,32) = 378,27 - \\ &\quad - j112,85 \text{ Мва.} \end{aligned}$$

Следовательно,

$$S_{\text{вых}} = \sqrt{378,27^2 + 112,85^2} = 395 \text{ Мва.}$$

Загрузка повышающих автотрансформаторов не превышает допустимой ($2 \times 200 \text{ Мва}$) и тем более ниже допустимой нагрузка понижающих. Если бы нагрузка оказалась выше допустимой, то в расчет необходимо внести коррективы, как было показано в § 6.6.

Обращаемся к выражению (6.56) для определения коэффициента трансформации k_A . В данном случае $U_{\text{аж}} = U_{2\text{ж}} = 360 \text{ кв}$. Тогда

$$\begin{aligned} k_{A\text{ж}} &= \frac{U_0}{\sqrt{U_{2\text{ж}}^2 + 2(P_{1,2\text{ж}} r_{1,2} - Q_{1,2\text{ж}} x_{1,2})}} = \\ &= \frac{120}{\sqrt{360^2 + 2(379,51 \cdot 1,01 + 129,91 \cdot 28)}} = 0,3233. \end{aligned}$$

При таком значении коэффициента трансформации необходимое количество регулируемых витков согласно (4.26)

$$w_{\text{о.ж}} = k_{A\text{ж}} U_{\text{т.в}} / U_{\text{т.с}} - 1 = 0,3233 \cdot 330 / 115 - 1 = -0,0723.$$

Принимаем пятое ответвление «вниз», для которого

$$w_{\text{о}} = -5 \cdot 0,015 = -0,075.$$

Этому ответвлению соответствует коэффициент трансформации

$$k_A = U_{T.C} (1 + w_c) / U_{T.B} = 115 (1 - 0,075) / 330 = 0,3223.$$

С учетом такого значения k_A приведенные сопротивления участков зоны А будут равными:

$$\dot{z}_{1,2} = \dot{z}_{3,4} = (0,105 + j2,909) \text{ ом}, \quad z_{2,3} = (1,122 + j6,775) \text{ ом}.$$

Для определения значения коэффициента трансформации $k_{BЖ}$ примем в качестве желательного значения $U_{БЖ} = U_{B.A} = 118 \text{ кв}$ Выражение (6.56а) приведем к виду

$$k_{BЖ} = \frac{1}{U_{БЖ}} \sqrt{\frac{U_0^2}{k_A^2} - 2 \sum_1^4 (P_{i0} r_i - Q_{i0} x_i)}.$$

Исходя из данных рис. 6.29, найдем, что

$$\sum_1^4 (P_{i0} r_i - Q_{i0} x_i) = 17\,967 \text{ ква} \cdot \text{ом},$$

следовательно,

$$k_{BЖ} = (1/118) \sqrt{120^2 / 0,3223^2 - 2 \cdot 17\,967} = 2,715.$$

Необходимое количество регулируемых витков согласно (4.26)

$$w_{c.ж} = U_{T.B} / (U_{T.C} k_{BЖ}) - 1 = 330 / (115 \cdot 2,715) - 1 = 0,056.$$

Принимаем четвертое ответвление «вверх», для которого $w_c = 0,06$, следовательно,

$$k_B = U_{T.B} / [U_{T.C} (1 + w_c)] = 330 / [115 (1 + 0,06)] = 2,707.$$

Переходим к определению оптимизирующих э. д. с., которые находим по (6.10) и (6.11). Предварительный расчет вспомогательных сумм, входящих в эти выражения, выполнен в табл. 6.7.

Относительные значения продольной и поперечной э. д. с. в контуре I будут:

$$\begin{aligned} E'_{I\Delta*} &= \frac{1}{U_{ном} U_0} (\sum_A P_{i0} r_i + \sum_{CI} P_{i0} r_i - \sum_A Q_{i0} x_i - \sum_{CI} Q_{i0} x_i) = \\ &= \frac{494 - 565 + 1351 - 211}{110 \cdot 120} = 0,0815; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} E''_{I\Delta*} &= \frac{1}{U_{ном} U_0} (\sum_A P_{i0} x_i + \sum_{CI} P_{i0} x_i + \sum_A Q_{i0} r_i + \sum_{CI} Q_{i0} r_i) = \\ &= \frac{4667 - 863 - 143 + 160}{110 \cdot 120} = 0,288. \end{aligned}$$

Аналогично для контура II получим: $E'_{II\Delta*} = 0,082$; $E''_{II\Delta*} = 0,288$. Значения э. д. с. обоих контуров получились практически одинаковыми, следовательно, оба ВДТ должны работать с одинаковой установкой ответвлений.

Имея значения составляющих оптимизирующих э. д. с., проверим возможность работы сети при наличии только чисто поперечных ВДТ. Для этого, согласно (6.59), понижающий автотрансформатор должен работать с коэффициентом трансформации

$$k_B = \frac{(1 - E'_{\Delta*})^2 + E''_{\Delta*}^2}{k_A (1 - E'_{\Delta*})^2} = \frac{(1 - 0,0815)^2 + 0,288^2}{0,3223 (1 - 0,0815)^2} = 3,1223.$$

Таблица 6.7

Участ- ки и зоны	$r_i, \text{ ом}$	$x_i, \text{ ом}$	$P_{i0}, \text{ Мвт}$	$Q_{i0}, \text{ Мвар}$	$P_{i0} r_i$	$P_{i0} x_i$	$Q_{i0} r_i$	$Q_{i0} x_i$
1—2	0,105	2,909	379,51	—129,91	40	1104	—14	—378
2—3	1,122	6,775	370,62	—107,30	416	2511	—120	—727
3—4	0,105	2,909	361,73	—84,69	38	1052	—9	—246
Σ A	—	—	—	—	494	4667	—143	—1351
6—7	0,50	8,0	34,92	—18,46	17	279	—9	—148
7—8	7,43	9,37	34,29	—17,07	255	321	—127	—160
8—9	20,24	30,60	—16,53	5,46	—335	—506	111	167
9—0	10,50	20,00	—47,83	17,62	—502	—957	185	352
Σ C I	—	—	—	—	—565	—863	160	211
10—11	0,50	8,0	46,09	—25,09	23	369	—13	—201
11—12	8,10	12,24	45,15	—22,90	366	553	—185	—280
12—13	21,60	32,64	—21,14	7,16	—457	—690	155	234
13—0	7,65	17,73	—62,92	25,84	—481	—1116	198	458
Σ C II	—	—	—	—	—549	—884	155	211

При таком значении коэффициента k_B для напряжения на выходе автотрансформатора согласно (6.56а) получим

$$U_5 = (1/3, 1223) \sqrt{120^2/0,3223^2 - 2 \cdot 17967} = 102,5 \text{ кВ}$$

Найденная величина напряжения U_5 неприемлема для подстанции, выдающей со своих шин около 370 Мва. Для коэффициента трансформации k_B необходимо сохранить найденное ранее значение 2,7071.

Исходя из необходимых значений э. д. с. в контурах сети, составляющие коэффициента трансформации ВДТ согласно (6.57) и (6.57а) будут равны:

$$k' = (1 - E'_{*}) / (k_A k_B) = (1 - 0,0815) / (0,3223 \cdot 2,7071) = 1,05;$$

$$k'' = -E''_{*} / (k_A k_B) = -0,288 / (0,3223 \cdot 2,7071) = -0,329.$$

Тогда составляющие э. д. с. ВДТ согласно (6.58) и (6.58а) должны быть равны:

$$E'_{T.*} = k' / (k'^2 + k''^2) - 1 = 1,05 / (1,05^2 + 0,329^2) - 1 = -0,132;$$

$$E''_{T.*} = -k'' / (k'^2 + k''^2) = 0,329 / (1,05^2 + 0,329^2) = 0,272.$$

Полагая, что регулирование ВДТ осуществляется ступенями по 2%, принимаем $E'_{T.*} = -0,14$ и $E''_{T.*} = 0,28$. Тогда действительные значения составляющих коэффициента трансформации ВДТ согласно (6.12) и (6.13):

$$k'_C = \frac{1 + E'_{T.*}}{(1 + E'_{T.*})^2 + E''_{T.*}^2} = \frac{1 - 0,14}{(1 - 0,14)^2 + 0,28^2} = 1,0513;$$

$$k''_C = \frac{-E''_{T.*}}{(1 + E'_{T.*})^2 + E''_{T.*}^2} = \frac{-0,28}{(1 - 0,14)^2 + 0,28^2} = -0,3423.$$

Действительная величина относительной э. д. с., вводимой в каждый контур каскадом трансформатора, согласно (6.31)

$$\begin{aligned}\dot{E}_* &= 1 - k_A k_B k_C = 1 - 0,3223 \cdot 2,7071 (1,0513 - j0,3423) = \\ &= 0,0328 + j0,2986.\end{aligned}$$

Натуральное значение этой э. д. с. $\dot{E} = \dot{E}_* U_0 = (0,0828 + j0,2986) 120 \approx 9,96 + j35,76$. Найденные значения результирующей э. д. с. будут использованы в дальнейшем для уточненного расчета послеоптимизационного режима.

§ 6.8. Расчет режима работы сетей с трансформаторными связями с использованием коэффициентов распределения и сопротивлений влияния

Итерационные расчеты в токах с использованием коэффициентов распределения или сопротивлений влияния могут быть применены при уточненном определении режимов замкнутых сетей с трансформаторными связями. Обратимся к сети, схема которой представлена на рис. 6.30.

Полагаем, что в результате оптимизационных расчетов известны коэффициенты трансформации и значения э. д. с. $\dot{E}_I$ и $\dot{E}_{II}$, вводимых в контуры сети за счет подбора этих коэффициентов. Токи, возникаю-

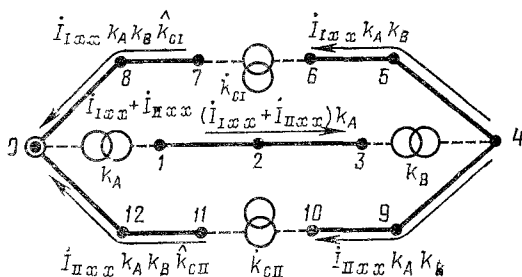


Рис. 6.30. Распределение токов чистого холостого хода в сети с трансформаторными связями и ВДТ

щие за счет э. д. с. неуравновешенности, при отсутствии нагрузок и неучете поперечных проводимостей назовем токами чистого холостого хода. Распределение этих токов нанесено на рис. 6.30. В качестве базисной принята зона 0. К ее условиям приведены сопротивления, токи и э. д. с.

Уравнения второго закона Кирхгофа в условиях чистого холостого хода имеют вид:

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{Ixx} \dot{z}_I + \dot{I}_{IIxx} \dot{z}_{I,II} &= \dot{E}_I; \\ \dot{I}_{Ixx} \dot{z}_{I,II} + \dot{I}_{IIxx} \dot{z}_{II} &= \dot{E}_{II}. \end{aligned} \right\} \quad (6.60)$$

На рис. 6.30 показаны значения токов в отдельных зонах с учетом трансформаций. Из рисунка также видно, что ток балансирующего пункта при этом

$$\dot{I}_{\text{БП} \times \times} = \dot{I}_{\text{I} \times \times} (1 - k_A k_B \hat{k}_{CI}) + \dot{I}_{\text{II} \times \times} (1 - k_A k_B \hat{k}_{CII}). \quad (6.61)$$

Значения напряжений холостого хода необходимо иметь для всех точек, в которых в дальнейшем будут включены нагрузки или поперечные проводимости в схеме замещения. Вывод расчетных выражений приведем здесь для трех точек, лежащих в контуре I в зонах A, B и C:

$$\begin{aligned} \dot{U}_{2 \times \times} &= \frac{U_0}{k_A} - (\dot{I}_{\text{I} \times \times} + \dot{I}_{\text{II} \times \times}) \dot{z}_{1,2} k_A = \frac{U_0 - (\dot{I}_{\text{I} \times \times} + \dot{I}_{\text{II} \times \times}) \dot{z}_{1,2} k_A^2}{k_A}; \\ \dot{U}_{5 \times \times} &= \frac{U_0 - (\dot{I}_{\text{I} \times \times} + \dot{I}_{\text{II} \times \times}) \dot{z}_{1,3} k_A^2}{k_A k_B} - \dot{I}_{\text{I} \times \times} \dot{z}_{4,5} k_A k_B = \\ &= \frac{U_0 - [\dot{I}_{\text{I} \times \times} (\dot{z}_{1,3} k_A^2 + \dot{z}_{4,5} k_A^2 k_B^2) + \dot{I}_{\text{II} \times \times} \dot{z}_{1,3} k_A^2]}{k_A k_B}; \\ \dot{U}_{8 \times \times} &= \frac{U_0 - [\dot{I}_{\text{I} \times \times} (\dot{z}_{1,3} k_A^2 + \dot{z}_{4,6} k_A^2 k_B^2) + \dot{I}_{\text{II} \times \times} \dot{z}_{1,3} k_A^2]}{k_A k_B \hat{k}_{CI}} - \dot{I}_{\text{I} \times \times} \dot{z}_{7,8} k_A k_B \hat{k}_{CI} = \\ &= \frac{U_0 - [\dot{I}_{\text{I} \times \times} (\dot{z}_{1,3} k_A^2 + \dot{z}_{4,6} k_A^2 k_B^2 + \dot{z}_{7,8} k_A^2 k_B^2 \hat{k}_{CI}^2) + \dot{I}_{\text{II} \times \times} \dot{z}_{1,3} k_A^2]}{k_A k_B \hat{k}_{CI}}. \end{aligned}$$

Аналогично для контура II получим:

$$\begin{aligned} \dot{U}_{9 \times \times} &= \frac{U_0 - [\dot{I}_{\text{I} \times \times} \dot{z}_{1,3} k_A^2 + \dot{I}_{\text{II} \times \times} (\dot{z}_{1,3} k_A^2 + \dot{z}_{4,9} k_A^2 k_B^2)]}{k_A k_B}; \\ \dot{U}_{12 \times \times} &= \frac{U_0 - [\dot{I}_{\text{I} \times \times} \dot{z}_{1,3} k_A^2 + \dot{I}_{\text{II} \times \times} (\dot{z}_{1,3} k_A^2 + \dot{z}_{4,10} k_A^2 k_B^2 + \dot{z}_{11,12} k_A^2 k_B^2 \hat{k}_{CII}^2)]}{k_A k_B \hat{k}_{CII}}. \end{aligned}$$

В общем случае для произвольной f -й точки

$$\dot{U}_{f \times \times} = [U_0 - (\dot{I}_{\text{I} \times \times} \dot{z}_{1f} + \dot{I}_{\text{II} \times \times} \dot{z}_{II f})] / \dot{k}_f, \quad (6.62)$$

где $\dot{z}_{1f}$ и $\dot{z}_{II f}$ — приведенные к базисной зоне сопротивления частей путем обхода от точки I до точки f , входящих соответственно в контуры I и II; $\dot{k}_f$ — произведение коэффициентов трансформации каскада трансформаторов, включенных между точкой 0 и зоной, в которой находится точка f .

Обратимся к условиям покрытия отдельных единичных нагрузок сети. Рассматривая эти условия, примем такие исходные положения:

1) все единичные нагрузки покрываются по направлениям, принятым в предыдущем изложении и указанным на рис. 6.30;

2) при принятых условиях покрытия k -й единичной нагрузки одновременно возникают контурные токи $\dot{I}_{\text{I}(k)}$ и $\dot{I}_{\text{II}(k)}$, обеспечивающие выполнение требований второго закона Кирхгофа;

3) результирующий ток на участке 0—1

$$\dot{I}_{0,1(k)} = (\dot{I}_{1(k)} + \dot{I}_{11(k)} + 1) / \hat{k}_k, \quad (6.63)$$

где $\hat{k}_k$ — сопряженный комплекс произведения коэффициентов трансформации каскада трансформаторов, включенного между точками 0 и k .

Последнее предположение базируется на предпосылке, что в зоне включения k -й нагрузки связанные с этой нагрузкой токи имеют натуральные значения, а в остальных зонах учитываются трансформации.

Пусть единичная нагрузка приложена в точке 8. Рассмотрим систему токов, возникающих в сети, построенную с учетом указанных предпосылок и нанесенную на рис. 6.31.

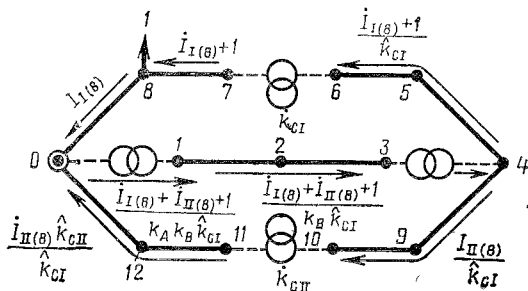


Рис. 6.31. Система токов, возникающая в сети с трансформаторными связями и ВДТ при приложении единичной нагрузки в пункте 8

Для изображенной на рисунке схемы напомним уравнения второго закона Кирхгофа. Приведа каждое уравнение к одному знаменателю и отбрасывая последние, получим:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{1(8)} (\dot{z}_{1,3} k_A^2 + \dot{z}_{4,6} k_A^2 k_B^2 + \dot{z}_{7,0} k_A^2 k_B^2 k_{C1}^2) + \dot{I}_{11(8)} \dot{z}_{1,3} k_A^2 = \\ = -(\dot{z}_{1,3} k_A^2 + \dot{z}_{4,6} k_A^2 k_B^2 + \dot{z}_{7,8} k_A^2 k_B^2 k_{C1}^2); \end{aligned}$$

$$\dot{I}_{1(8)} \dot{z}_{1,3} k_A^2 + \dot{I}_{11(8)} (\dot{z}_{1,3} k_A^2 + \dot{z}_{4,10} k_A^2 k_B^2 + \dot{z}_{11,0} k_A^2 k_B^2 k_{C11}^2) = -\dot{z}_{1,3} k_A^2.$$

Для произвольной k -й нагрузки уравнения имеют вид:

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{1(k)} \dot{z}_I + \dot{I}_{11(k)} \dot{z}_{I,11} &= -\dot{z}_{1k}; \\ \dot{I}_{1(k)} \dot{z}_{I,11} + \dot{I}_{11(k)} \dot{z}_{II} &= -\dot{z}_{11k}, \end{aligned} \right\} \quad (6.64)$$

где $\dot{z}_{1k}$ и $\dot{z}_{11k}$ — сопротивления частей путей покрытия k -й нагрузки, входящих в соответствующие контуры.

Пользуясь данными схемы, видим, что удельный ток балансирующего пункта, обозначим его $\dot{I}_{БП(8)}$, обусловленный единичным током пункта 8, имеет значение

$$\dot{I}_{БП(8)} = \frac{\dot{I}_{1(8)} (1 - k_A k_B \hat{k}_{C1}) + \dot{I}_{11(8)} (1 - k_A k_B \hat{k}_{C11}) + 1}{k_A k_B \hat{k}_{C1}}.$$

В общем случае

$$i_{\text{БП}(k)} = \frac{i_{I(k)}(1 - k_A k_B \hat{k}_{CI}) + i_{II(k)}(1 - k_A k_B \hat{k}_{CII}) + 1}{\hat{k}_k}. \quad (6.65)$$

Полный ток балансирующего пункта с учетом поперечной проводимости, перенесенной на его шины при подготовке расчетной схемы, токов чистого холостого хода и токов нагрузок составит

$$i_{\text{БП}} = U_{\text{БП}} \dot{Y}_{\text{БП}} + i_{\text{БП х.х}} + \sum_{k=1}^{k=K_{\Pi}} i_{\text{БП}(k)} i_k. \quad (6.66)$$

Для рассматриваемой двухконтурной сети достаточно иметь коэффициенты распределения для двух линий, входящих в разные контуры. В качестве таких линий удобно принять линии 0—8 и 0—12, отходящие от БП и питающие непосредственно зоны C_I и C_{II} . В более общем случае, при наличии в каждой зоне нескольких нагрузок, припишем этим линиям индексы 0— C_I и 0— C_{II} . Нарисовав схемы распределения токов, аналогичные схеме на рис. 6.31, для случаев приложения нагрузок в различных зонах сети получим значения коэффициентов распределения, приведенные в табл. 6.8.

Таблица 6.8

Линия	Коэффициенты распределения для нагрузок разных зон			
	A	B	C_I	C_{II}
0— C_I	$-i_{I(k)} k_B \hat{k}_{CI}$	$-i_{I(k)} \hat{k}_{CI}$	$-i_{I(k)}$	$-i_I \frac{\hat{k}_{CI}}{\hat{k}_{CII}}$
0— C_{II}	$-i_{II(k)} k_B \hat{k}_{CII}$	$-i_{II(k)} \hat{k}_{CII}$	$-i_{II(k)} \frac{\hat{k}_{CII}}{\hat{k}_{CI}}$	$-i_{II(k)}$

Коэффициент распределения для участка 0—1, символизирующего нулевую зону сети, как видно из предыдущего, определяется выражением (6.63). Сумма всех трех коэффициентов должна равняться удельному току $i_{\text{БП}(k)}$, определяемому согласно (6.65). Этим соотношением между коэффициентами и удельным током БП можно воспользоваться для проверки правильности полученных значений коэффициентов.

Имея значения коэффициентов, находим суммарные токовые нагрузки линий, отходящих от БП. Учитывая промежуточные отборы и трансформации, определяем значения токов на участках ветвей, как показано на рис. 6.32.

По полученным токам и натуральным сопротивлениям участков рассчитываем падения напряжения до отдельных точек, обусловленные нагрузочными токами. При этом должны быть учтены также все трансформации. Например, для данной сети следует последовательно по-

$$\Delta U_2^H = i_{01} z_{1,2} k_A; \quad \Delta U_3^H = i_{01} z_{1,3} k_A - i_2 z_{2,3};$$

$$\Delta U_4^H = \Delta U_3^H / k_B \text{ и т. д.}$$

Результирующее значение напряжения в произвольной точке

$$\dot{U}_j = \dot{U}_{jx.x} - \Delta \dot{U}_j^n. \quad (6.67)$$

В процессе итерационного расчета происходит постепенное уточнение значений нагрузочных токов и результирующих напряжений отдельных пунктов. При этом могут быть учтены и статические характеристики. После окончания итерационного процесса по данным последней итерации находим ток балансирующего пункта, его мощность и потери мощности в сети. Наложив на нагрузочное токораспределение последней итерации токораспределение чистого холостого хода, мож-

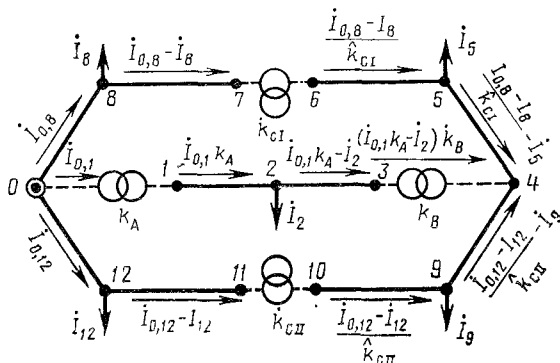


Рис. 6.32. Распределение токов в сети с трансформаторными связями и ВДТ с учетом отборов и трансформаций

но с любой степенью точности найти результирующее распределение токов в сети, если в этом ощущается потребность, например для выбора токовых установок релейной защиты.

Рассмотрим порядок определения сопротивлений влияния, если последние желательно использовать при расчетах режимов. Обращаясь к схеме на рис. 6.31, напишем:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}_{2(8)} = \dot{\gamma}_{2(8)} &= \frac{(\dot{I}_{I(8)} + \dot{I}_{II(8)} + 1) \dot{z}_{1,2}}{k_B \hat{k}_{C1}} = \frac{(\dot{I}_{I(8)} + \dot{I}_{II(8)} + 1) \dot{z}_{1,2} k_A^2}{k_A^2 k_B \hat{k}_{C1}}; \\ \Delta U_{5(8)} = \gamma_{5(8)} &= \frac{(\dot{I}_{I(8)} + \dot{I}_{II(8)} + 1) \dot{z}_{1,3} k_A^2}{k_A^2 k_B \hat{k}_{C1}} + \frac{\dot{I}_{I(8)} \dot{z}_{4,5}}{\hat{k}_{C1}} = \\ &= \frac{\dot{I}_{I(8)} (\dot{z}_{1,3} k_A^2 + \dot{z}_{4,5} k_A^2 k_B^2) + \dot{I}_{II(8)} \dot{z}_{1,3} k_A^2 + \dot{z}_{1,3} k_A^2 + \dot{z}_{4,5} k_A^2 k_B^2}{k_A^2 k_B^2 \hat{k}_{C1}}; \\ \Delta U_{9(8)} = \gamma_{9(8)} &= \frac{(\dot{I}_{I(8)} + \dot{I}_{II(8)} + 1) \dot{z}_{1,3} k_A^2}{k_A^2 k_B^2 \hat{k}_{C1}} + \frac{\dot{I}_{II(8)} \dot{z}_{4,9}}{\hat{k}_{C1}} = \\ &= \frac{\dot{I}_{I(8)} \dot{z}_{1,3} k_A^2 + \dot{I}_{II(8)} (\dot{z}_{1,3} k_A^2 + \dot{z}_{4,9} k_A^2 k_B^2) + \dot{z}_{1,3} k_A^2}{k_A^2 k_B^2 \hat{k}_{C1}}; \end{aligned}$$

$$\Delta \dot{U}_{8(s)} = \dot{\gamma}_{8(s)} = \frac{\dot{I}_{I(s)}(\dot{z}_{1,3} k_A^2 + \dot{z}_{4,6} k_A^2 k_B^2) + \dot{I}_{II(s)} \dot{z}_{1,3} k_A^2 + \dot{z}_{1,3} k_A^2 + \dot{z}_{4,6} k_A^2 k_B^2}{k_A^2 k_B^2 k_{CI}^2} +$$

$$+ (\dot{I}_{I(s)} + 1) \dot{z}_{7,8} = \frac{\dot{I}_{I(s)}(\dot{z}_{1,3} k_A^2 + \dot{z}_{4,6} k_A^2 k_B^2 + \dot{z}_{7,8} k_A^2 k_B^2 k_{CI}^2) + \dot{I}_{II(s)} \dot{z}_{1,3} k_A^2}{k_A^2 k_B^2 k_{CI}^2} +$$

$$+ \frac{\dot{z}_{1,3} k_A^2 + \dot{z}_{4,6} k_A^2 k_B^2 + \dot{z}_{7,8} k_A^2 k_B^2 k_{CI}^2}{k_A^2 k_B^2 k_{CI}^2};$$

$$\Delta \dot{U}_{12(s)} = \dot{\gamma}_{12(s)} = \frac{\dot{I}_I \dot{z}_{1,3} k_A^2 + \dot{I}_{II(s)} (\dot{z}_{1,3} k_A^2 + \dot{z}_{4,10} k_A^2 k_B^2) + \dot{z}_{1,3} k_A^2}{k_A^2 k_B^2 \hat{k}_{CI} k_{CII}} +$$

$$+ \frac{\dot{I}_{II(s)} \dot{z}_{11,12} \hat{k}_{CII}}{\hat{k}_{CI}} =$$

$$= \frac{\dot{I}_{I(s)} \dot{z}_{1,3} k_A^2 + \dot{I}_{II(s)} (\dot{z}_{1,3} k_A^2 + \dot{z}_{4,10} k_A^2 k_B^2 + \dot{z}_{11,12} k_A^2 k_B^2 k_{CII}^2) + \dot{z}_{1,3} k_A^2}{k_A^2 k_B^2 \hat{k}_{CI} k_{CII}}.$$

Обобщенное выражение для расчета сопротивлений влияния имеет вид

$$\dot{\gamma}_{f(k)} = \frac{\dot{I}_{I(k)} \dot{z}_{1f} + \dot{I}_{II(k)} \dot{z}_{11f} + \dot{z}_{kf}}{\hat{k}_f \hat{k}_k}, \quad (6.68)$$

где $\dot{z}_{kf}$ — приведенное сопротивление общей части путей покрытия нагрузок f и k .

В отличие от сетей одного напряжения сопротивления влияния в данном случае не всегда удовлетворяют условию взаимности. Взаимность имеет место только при наличии соотношения

$$\hat{k}_f \hat{k}_k = \hat{k}_k \hat{k}_f.$$

Соотношение окажется выполненным, если пункты f и k расположены в одной зоне или результирующие коэффициенты трансформации не являются комплексными величинами.

Значения падения напряжения до пункта f , обусловленные всеми нагрузочными токами, определяем согласно (1.18)

$$\Delta \dot{U}_f^H = \sum_{k=1}^{k=k_{II}} \dot{\gamma}_{f(k)} \dot{I}_k.$$

Необходимость учета трансформаций при расчете токораспределения усложняет вычисления. Поэтому в сетях с трансформаторными связями несколько расширяется область предпочтительного применения сопротивлений влияния. Схему расчетов с помощью коэффициентов распределения и сопротивлений влияния даем общую. Читателю предоставляется исключить ненужные пункты при расчете каждым из этих методов.

1. Расчеты величин, остающихся неизменными при определенной установке ответвлений трансформаторов. Сюда относятся:

1) результирующие коэффициенты трансформации $\hat{k}_f$ и $\hat{k}_k$ для всех зон сети;

2) приведенные к условиям базисной зоны сопротивления участков, контуров и путей покрытия отдельных нагрузок;

3) токи чистого холостого хода в базисной зоне;

4) распределение токов чистого холостого хода в сети с учетом трансформации;

5) напряжения при чистом холостом ходе в точках приложения нагрузок и поперечных проводимостей схемы замещения;

6) ток балансирующего пункта при чистом холостом ходе;

7) уравнильные контурные токи, возникающие при приложении единичных нагрузок;

8) удельные токи балансирующего пункта;

9) коэффициенты распределения для исходных участков сети;

10) сопротивления влияния.

II. Итерационный расчет режима. В каждой итерации определяем:

1) токи нагрузок по данным о напряжениях предыдущей итерации;

2) загрузку исходных участков сети;

3) нагрузочное токораспределение;

4) расчет падения напряжений по предыдущему токораспределению или с помощью сопротивлений влияния;

5) расчет результирующих напряжений.

III. Заключительные расчеты после завершения итерационного процесса. Сюда отнесем определение:

1) результирующих полезных нагрузок сети по данным о токах и конечных напряжениях последней итерации;

2) контурного тока балансирующего пункта;

3) мощности балансирующего пункта;

4) потерь мощности в сети;

5) результирующего токораспределения.

Каждая перестановка ответвлений трансформатора требует пересчета величин, перечисленных в разделе I рассмотренной схемы расчета. Это наряду с необходимостью составления и решения большого количества систем уравнений затрудняет применение рассмотренного метода к сложным схемам сетей с трансформаторными связями.

Пример 6.7. Для сети предыдущего примера, при найденной установке ответвлений основных автотрансформаторов и ВДТ, выполнить итерационный расчет послеоптимизационного режима. При расчете использовать коэффициенты распределения.

Оптимальные значения коэффициентов трансформации:

$$k_A = 0,3223; \quad k_B = 2,7071; \quad k_{CI} = k_{CII} = k_C = 1,0513 - j0,3423.$$

Модуль коэффициента трансформации ВДТ

$$k_C = \sqrt{1,0513^2 + 0,3423^2} = 1,1056.$$

Результирующие значения коэффициентов трансформации каскадов трансформаторов, включенных между точкой 0 и точкой f или k , при расположении

последних в различных зонах:

$$k_{f(A)} = k_{k(A)} = k_A = 0,3223;$$

$$k_{f(B)} = k_{k(B)} = k_A k_B = 0,3223 \cdot 2,7071 = 0,8726;$$

$$\dot{k}_{f(C)} = \dot{k}_{k(C)} = 0,3223 \cdot 2,7071 (1,0513 - j0,3423) = 0,9174 - j0,2987;$$

$$\hat{k}_{k(C)} = 0,9174 + j0,2987.$$

Коэффициенты приведения сопротивлений к условиям нулевой зоны:

$$k_A^2 = 0,3223^2 = 0,1039;$$

$$k_A^2 k_B^2 = 0,3223^2 \cdot 2,7071^2 = 0,7615;$$

$$k_A^2 k_B^2 k_C^2 = 0,3223^2 \cdot 2,7071^2 \cdot 1,1056^2 = 0,9309.$$

Расчет приведенных сопротивлений элементов сети выполнен в табл. 6.9.

Таблица 6.9

Зоны	Участки	Натуральные сопротивления участков, $\dot{z}_i$ нат, ом	Коэффициенты приведения	Приведенные сопротивления участков, $\dot{z}_i$ ом	Путь 0— k	Приведенные сопротивления путей покрытия z_{0k} , ом
A	1—2	1,01 + j 28	0,1039	0,105 + j 2,909	I—2	0,105 + j 2,909
	2—3	10,8 + j 65,2		1,122 + j 6,772	I—3	1,227 + j 9,681
	3—4	1,01 + j 28		0,105 + j 2,909	I—4	1,332 + j 12,590
C _I	6—7	0,5 + j 8,0	0,9309	0,465 + j 7,444	I—7	1,797 + j 20,034
	7—8	7,43 + j 9,37		6,913 + j 8,719	I—8	8,710 + j 28,753
	8—9	20,24 + j 30,60		18,83 + j 28,473	I—9	27,54 + j 57,226
	9—0	10,50 + j 20,00		9,774 + j 18,61	I—0 (I)	37,314 + j 75,836
C _{II}	10—11	0,5 + j 8,0	0,9309	0,465 + j 7,444	I—11	1,797 + j 20,034
	11—12	8,10 + j 12,24		7,537 + j 11,389	I—12	9,334 + j 31,423
	12—13	21,60 + j 32,64		20,099 + j 30,371	I—13	29,433 + j 61,793
	13—0	7,65 + j 17,73		7,118 + j 16,498	I—0 (II)	36,551 + j 78,291

Из данных табл. 6.9 видно, что приведенные собственные и общее сопротивления контуров сети имеют значения:

$$\dot{z}_I = 37,314 + j75,836 \text{ ом}; \quad \dot{z}_{II} = 36,551 + j78,291 \text{ ом};$$

$$\dot{z}_{I, II} = 1,332 + j12,590 \text{ ом}.$$

По данным предыдущего примера э. д. с. неуравновешенности

$$\dot{E}_I = \dot{E}_{II} = \dot{E} = 9,96 + j35,76 \text{ кв}.$$

Для расчета токов чистого холостого хода воспользуемся уравнениями (6.60), которые в данном случае приобретают вид:

$$\dot{I}_{I \times x} (37,314 + j75,836) + \dot{I}_{II \times x} (1,332 + j12,590) = 9,96 + j35,76;$$

$$\dot{I}_{I \times x} (1,332 + j12,590) + \dot{I}_{II \times x} (36,551 + j78,292) = 9,96 + j35,76.$$

Решение системы дает такие значения токов:

$$\dot{I}_{I \times x} = 0,3814 + j0,0555 \text{ ка}, \quad \dot{I}_{II \times x} = 0,3736 + j0,0447 \text{ ка}.$$

С учетом трансформаций токи в отдельных зонах будут:

$$\dot{I}_{x,x}(0) = \dot{I}_{Ix,x} + \dot{I}_{IIx,x} = 0,3814 + j0,0555 + 0,3736 + j0,0447 = 0,7550 + j0,1002 \text{ ка};$$

$$\dot{I}_{x,x}(A) = \dot{I}_{x,x}(0) k_A = (0,755 + j0,1002) 0,3223 = 0,2433 + j0,0323 \text{ ка};$$

$$\dot{I}_{x,x}(BI) = \dot{I}_{Ix,x} k_A k_B = (0,3814 + j0,0555) 0,8726 = 0,3329 + j0,0484 \text{ ка};$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{x,x}(CI) &= \dot{I}_{Ix,x} k_A \hat{k}_C = (0,3814 + j0,0555) (0,9174 + j0,2987) = \\ &= 0,3334 + j0,1647 \text{ ка}. \end{aligned}$$

Аналогично:

$$\dot{I}_{x,x}(BII) = 0,3260 + j0,0391 \text{ ка}; \quad \dot{I}_{x,x}(CII) = 0,3294 + j0,1526 \text{ ка}.$$

Распределение токов нанесено на рис. 6.33.

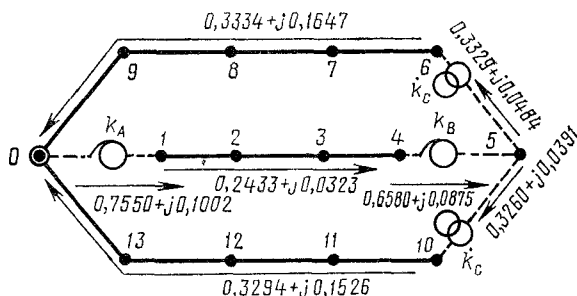


Рис. 6.33. Распределение токов чистого холостого хода в сети примера 6.7

Расчет напряжений холостого хода приведем здесь для значений $f = 3; 5; 8$. Сопротивления путей покрытия берем из табл. 6.9.

1) $f = 3$.

$$\dot{z}_{1f} = \dot{z}_{II f} = \dot{z}_{1,3} = 1,227 + j9,681 \text{ ом}; \quad \dot{k}_f = 0,3223;$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_{3x,x} &= \frac{U_0 - (\dot{I}_{Ix,x} + \dot{I}_{IIx,x}) \dot{z}_{1,3}}{\dot{k}_f} = \frac{120 - (0,7550 + j0,1002) (1,227 + j9,681)}{0,3223} = \\ &= -372,46 - j23,07 \text{ кв.} \end{aligned}$$

2) $f = 5$.

$$\dot{z}_{1f} = \dot{z}_{II f} = \dot{z}_{1,4} = 1,332 + j12,590 \text{ ом}; \quad \dot{k}_f = 0,8726;$$

$$\dot{U}_{5x,x} = \frac{120 - (0,7550 + j0,1002) (1,332 + j12,590)}{0,8726} = 137,83 - j11,05 \text{ кв.}$$

3) $f = 8$.

$$\dot{z}_{1f} = \dot{z}_{1,8} = 8,710 + j28,753 \text{ ом}; \quad \dot{z}_{II f} = \dot{z}_{1,4} = 1,332 + j12,590;$$

$$\dot{k}_f = 0,9174 - j0,2987;$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_{8x,x} &= \frac{120 - (0,3814 + j0,0555) (8,71 + j28,753)}{0,9174 - j0,2987} - \\ &- \frac{(0,3736 + j0,0447) (1,332 + j12,590)}{0,9174 - j0,2987} = 121,85 + j22,00 \text{ кв.} \end{aligned}$$

Для контроля находим значения напряжения U_0 после обхода по контуру I . При этом $\dot{z}_{1f} = \dot{z}_1 = 37,314 + j75,836$ ом. Остальные величины имеют те же значения, что и при $f = 8$. Отсюда

$$\dot{U}_{0(I)} = \frac{120 - (0,3814 + j0,0555)(37,314 + j75,836)}{0,9174 - j0,2987} - \frac{(0,3736 + j0,0447)(1,332 + j12,590)}{0,9174 - j0,2987} = 119,95 + j0,07 \text{ кВ.}$$

Такая же величина получается при обходе по контуру II . Результаты показывают высокую точность расчетов.

Сводка значений напряжения чистого холостого хода для всех характерных точек сети дана в табл. 6.10.

Таблица 6.10

Пункты	Напряжения, кВ	Пункты	Напряжения, кВ
0	120,00	7	122,78 + j 26,35
1	372,32	8	121,85 + j 22,00
2	372,98 - j 6,85	9	120,15 + j 8,46
3	372,46 - j 23,07	10	121,63 + j 29,02
4	373,12 - j 29,91	11	122,69 + j 26,39
5	137,83 - j 11,05	12	121,90 + j 21,12
6	121,63 + j 29,07	13	119,77 + j 7,07

Ток балансирующего пункта при холостом ходе согласно (6.61) и учитывая одинаковую установку ответвлений ВДТ

$$\dot{I}_{\text{БПх.х}} = \dot{I}_{\text{х.х}(0)} (1 - k_A k_B \hat{k}_C) = (0,7550 + j0,1002) [1 - (0,9174 + j0,2987)] = 0,0653 - j0,2172 \text{ кА.}$$

Расчет уравнильных токов выполним для случая, когда единичная нагрузка приложена в точке 8. Из табл. 6.9 возьмем

$$\dot{z}_{1k} = \dot{z}_{I(8)} = 8,710 + j28,753; \quad \dot{z}_{IIk} = \dot{z}_{II(8)} = \dot{z}_{I, II} = 1,332 + j12,590.$$

Уравнения (6.64) запишем в виде:

$$\dot{I}_{I(8)} (37,314 + j75,836) + \dot{I}_{II(8)} (1,332 + j12,590) = -(8,710 + j28,753);$$

$$\dot{I}_{I(8)} (1,332 + j12,590) + \dot{I}_{II(8)} (36,551 + j78,292) = -(1,332 + j12,590).$$

Решив уравнения, получим:

$$\dot{I}_{I(8)} = -0,3388 - j0,0494 \text{ кА}, \quad \dot{I}_{II(8)} = -0,0940 - j0,0247 \text{ кА.}$$

Результирующий ток на участке 0—1 согласно (6.63)

$$\dot{I}_{0,1(8)} = \frac{\dot{I}_{I(8)} + \dot{I}_{II(8)} + 1}{\hat{k}_{k(C)}} = \frac{-0,4328 - j0,0741 + 1}{0,9174 + j0,2987} = 0,5352 - j0,2550 \text{ кА.}$$

Удельный ток балансирующего пункта согласно 6.65) и с учетом того, что $k_{C1} = k_{CII}$,

$$i_{\text{БП}(8)} = \frac{(I_{I(8)} + I_{II(8)}) (1 - k_A k_B \hat{k}_C) + 1}{k_A k_B \hat{k}_C} =$$

$$= \frac{-(0,4328 + j0,0741) (1 - 0,9174 - j0,2987) + 1}{0,9174 + j0,2987} = 0,9680 - j0,1809.$$

Пользуясь данными табл. 6.9 при определении коэффициентов распределения для линий 0—9 и 0—13 и учитывая (6.63), напомним:

$$\dot{\alpha}_{0,9(8)} = -\dot{I}_{I(8)} = 0,3388 + j0,0494;$$

$$\dot{\alpha}_{0,13(8)} = -\dot{I}_{II(8)} = 0,0940 + j0,0247;$$

$$\dot{\alpha}_{0,1(8)} = I_{0,1(8)} = 0,5352 - j0,2550.$$

Проверка:

$$\dot{\alpha}_{0,9(8)} + \dot{\alpha}_{0,1(8)} + \dot{\alpha}_{0,13(8)} = 0,3388 + j0,0494 + 0,5352 - j0,2550 +$$

$$+ 0,0940 + j0,0247 = 0,9680 - j0,1809 = i_{\text{БП}(8)}.$$

Результаты аналогичных расчетов для остальных пунктов сети приведены в табл. 6.11.

Т а б л и ц а 6 11

k	$\dot{\alpha}_{0,9(k)}$	$\dot{\alpha}_{0,13(k)}$	$\dot{\alpha}_{0,1(k)}$	$i_{\text{БП}(k)}$
2	0,0694 + j 0,0529	0,0692 + j 0,0548	2,9296 - j 0,0667	3,0682 + j 0,0410
3	0,2493 + j 0,1737	0,2477 + j 0,1621	2,5048 - j 0,1716	3,0018 + j 0,1642
5	0,1177 + j 0,0857	0,1171 + j 0,0801	0,8614 - j 0,0881	1,0962 + j 0,0777
7	0,2075 + j 0,0759	0,1134 + j 0,0273	0,6362 - j 0,3196	0,9571 - j 0,2164
8	0,3388 + j 0,0494	0,0940 + j 0,0247	0,5352 - j 0,2550	0,9680 - j 0,1809
9	0,7471 + j 0,0031	0,0352 + j 0,0116	0,2098 - j 0,0843	0,9921 - j 0,0696
11	0,1155 + j 0,0313	0,2044 + j 0,0694	0,6380 - j 0,3175	0,9579 - j 0,2168
12	0,0919 + j 0,0261	0,3637 + j 0,0480	0,5128 - j 0,2477	0,9684 - j 0,1736
13	0,0292 + j 0,0122	0,7887 - j 0,0092	0,1785 - j 0,0614	0,9964 - j 0,0584

Переходим к первой итерации расчета режима. В качестве первого приближения напряжений берем 110 и 330 кВ в соответствующих частях сети. Исходя из выражения (1.49) и пользуясь данными рис. 6.24 и 6.25, для различных пунктов получим первые приближения токов:

$$I_2^{(1)} = \dot{y}_2 U_{\text{В.НОМ}} = (14,6 + j306) 10^{-6} \cdot 330 = (0,0048 + j0,1010) \text{ ка};$$

$$I_6^{(1)} = \frac{\dot{S}_5}{U_{\text{Н.НОМ}}} = \frac{280 - j26}{110} = (2,5455 - j0,2364) \text{ ка};$$

$$I_8^{(1)} = \frac{\dot{S}_8}{U_{\text{Н.НОМ}}} + \dot{y}_8 U_{\text{Н.НОМ}} = \frac{50 - j24,2}{110} + j229 \cdot 10^{-6} \cdot 110 = (0,4545 - j0,1948) \text{ ка}.$$

Исходя из показанных токов нагрузок и пользуясь коэффициентами распределения, приведенными в табл. 6.11, найдем значения токов на головных участках отходящих от БП линий и нанесем их на схему сети рис. 6.34. Токи ветвей низшего напряжения до точек 6 и 10 находим с учетом промежуточных отборов. Ток на участке 6—5 найдем из соотношения

аналогично

$$j_{5,10}^{(1)} = (-0,0411 - j0,3786) \text{ ка}$$

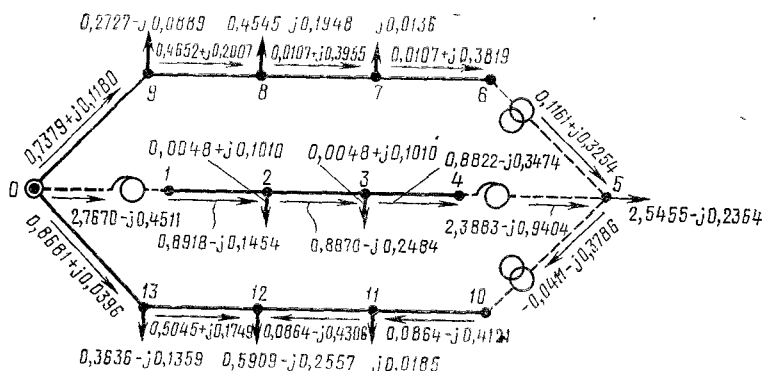


Рис. 6.34. Распределение нагрузочных токов в сети примера 6.7 (первая итерация)

$$j_{1,2}^{(1)} = j_{0,1}^{(1)} k_A = (2,7670 - j0,4511) 0,3223 = (0,8918 - j0,1454) \kappa a.$$
$$j_{4,5}^{(1)} = j_{3,4}^{(1)} k_R = (0,8822 - j0,3474) 2,7071 = (2,3883 - j0,9404) \kappa a.$$
$$\Delta \dot{U}_{1,2}^{(1)} = j_{1,2}^{(1)} \dot{z}_{1,2} = (0,8918 - j0,1454)(1,01 + j28) = (4,92 + j24,87) \text{ кВ}.$$

Найденные аналогично значения падений напряжения для всех участков сети (первая итерация) сведены в табл. 6.12.

Таблица 6.12

i	$\Delta \dot{U}_i, \kappa\theta$	i	$\Delta \dot{U}_i, \kappa\theta$	i	$\Delta \dot{U}_i, \kappa\theta$
1—2	4,92 + j 24,87	6—7	3,05 - j 0,28	10—11	3,29 + j 0,51
2—3	25,54 + j 55,29	7—8	3,63 - j 3,04	11—12	5,91 - j 2,35
3—4	10,57 + j 24,40	8—9	-3,27 - j 18,30	12—13	-5,35 - j 20,02
		9—0	-5,51 - j 15,93	13—0	-6,04 - j 15,60

Расчет напряжений приведем здесь для трех точек сети, лежащих в различных зонах (см. табл. 6.10).

1) $f = 3$.

$$\Delta \dot{U}_3^{(1)} = \Delta \dot{U}_{1,2}^{(1)} + \Delta \dot{U}_{2,3}^{(1)} = 4,92 + j24,87 + 25,54 + j55,29 = (30,46 + j80,16) \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_3^{(1)} = \dot{U}_{\text{вх.х}} - \Delta \dot{U}_3^{(1)} = 372,46 - j23,07 - 30,46 - j80,16 = (342,0 - j103,23) \text{ кВ}.$$

2) $f = 5$.

$$\Delta \dot{U}_5^{(1)} = \frac{\Delta \dot{U}_3^{(1)} + \Delta \dot{U}_{3,4}^{(1)}}{k_B} = \frac{30,46 + j80,16 + 10,57 + j24,40}{2,7071} = (15,16 + j38,63) \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_5^{(1)} = \dot{U}_{\text{вх.х}} - \Delta \dot{U}_5^{(1)} = 137,83 - j11,05 - 15,16 - j38,63 = (122,67 - j49,68) \text{ кВ}.$$

3) $f = 8$.

$$\Delta \dot{U}_8^{(1)} = \frac{\Delta \dot{U}_5^{(1)}}{k_C} + \Delta \dot{U}_{6,7}^{(1)} + \Delta \dot{U}_{7,8}^{(1)} = \frac{15,16 + j38,63}{1,0513 - j0,3423} +$$

$$+ 3,05 - j0,28 + 3,63 - j3,04 = (8,90 + j34,15) \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_8^{(1)} = \dot{U}_{\text{вх.х}} - \Delta \dot{U}_8^{(1)} = 121,85 + j22 - 8,90 - j34,15 = (112,95 - j12,15) \text{ кВ}.$$

Найденные аналогично значения напряжений во всех точках приложения нагрузок приведены в табл. 6.13.

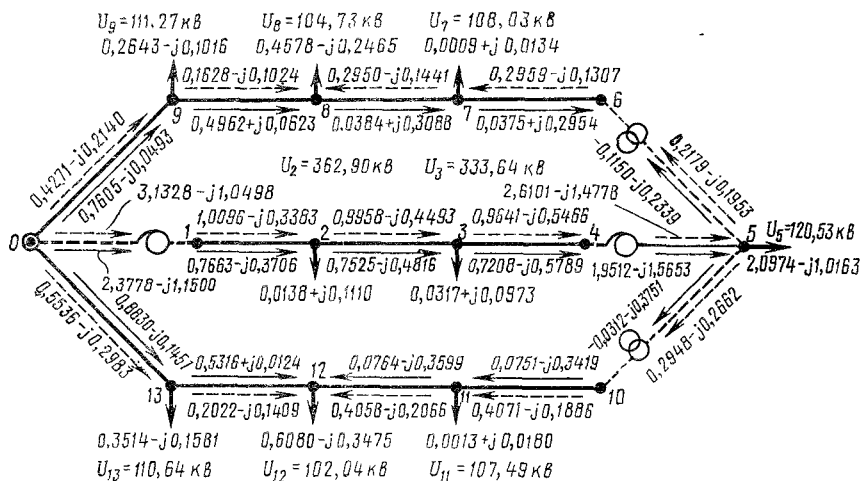


Рис. 6.35. Уточненное токораспределение в сети примера 6.7

Для контроля были рассчитаны значения напряжений точки 0, найденные при обходе контуров I и II. Они оказались достаточно близкими к исходному значению $U_0 = 120 \text{ кВ}$.

На этом расчеты первой итерации можно закончить.

В дальнейшем было выполнено еще пять итераций. Значения токов нагрузок последней итерации и распределение токов этой итерации нанесены сплошными стрелками на схеме рис. 6.35; штриховыми стрелками на этой же схеме показано результирующее токораспределение с учетом токов чистого холостого хода. Значения комплексных напряжений шестой итерации даны в табл. 6.13. Модули напряжений этой итерации показаны на рис. 6.35.

Таблица 6.13

Итера- ция	f	$\dot{U}_f, \text{кВ}$	f	$\dot{U}_f, \text{кВ}$	f	$\dot{U}_f, \text{кВ}$
1	2	368,06—j 31,72	7	117,51—j 10,84	11	117,18—j 11,59
	3	342,00—j 103,23	8	112,95—j 12,15	12	110,48—j 14,51
	5	122,67—j 49,68	9	114,53—j 7,39	13	113,71—j 8,53
			0	119,84+j 0,14	0	119,93+j 0,07
6	2	361,83—j 27,93	7	107,80—j 7,06	11	107,20—j 7,87
	3	321,82—j 88,02	8	104,36—j 8,83	12	101,44—j 11,09
	5	112,87—j 42,28	9	111,10—j 6,14	13	110,38—j 7,52
			0 (1)	119,87+j 0,17	0 (11)	119,9+j 0,02

В сводной табл. 6.14 приведены данные об изменении в процессе расчета значений суммарной полезной нагрузки сети, мощности балансирующего пункта, потерь мощности и модулей напряжений в точках 8 и 12, являющихся точками потококораздела.

Таблица 6.14

Итерация	Полезная нагрузка, <i>Мва</i>	Мощность БП, <i>Мва</i>	Потери мощности		Модули напряжения, <i>кВ</i>	
			активной, <i>Мвт</i>	реактив- ной, <i>Мвар</i>	U_8	U_{12}
1	522,52—j 169,88	536,15—j 54,29	13,63	115,59	111,43	111,43
2	426,86—j 129,01	455,41—j 165,91	28,55	—36,93	105,82	103,21
3	468,37—j 103,41	495,69—j 162,96	27,32	—59,49	105,74	103,15
4	461,10—j 116,41	489,84—j 177,54	28,74	—61,13	104,90	102,20
5	465,17—j 114,33	494,18—j 178,17	29,01	—63,81	104,82	102,15
6	464,43—j 115,58	493,64—j 179,60	29,21	—64,02	104,73	102,04

§ 6.9. Расчет режима работы сетей с трансформаторными связями методом разрезания контуров

Для расчета сетей с трансформаторными связями метод разрезания контуров представляется наиболее эффективным. Для сложных сетей удобна модификация метода с итерационным расчетом токов коррекции, позволяющая для схем любой сложности ограничиться рассмотрением разомкнутой сети или сети, образующей только один замкнутый контур. Для простейших схем возможен прямой расчет токов коррекции. При расчетах режимов напряжений разомкнутой сети могут использоваться сопротивления влияния, определение которых при отсутствии замкнутых контуров особых затруднений не вызывает, хотя и несколько сложнее, чем в разомкнутых сетях без трансформаторных связей. Разрезание контуров при наличии таких связей желательно производить на выходах вольтодобавочных трансформаторов,

что, как будет ясно из дальнейшего, сводит к минимуму объем пересчетов, связанных с перестановкой ответвлений трансформаторов.

Расчет сопротивлений влияния в сети, образующейся после разрезания контуров с трансформаторными связями, рассмотрим для схемы, представленной на рис. 6.36.

Принимаем, что сеть разрезана в точке 7. Заданные нагрузки могут быть приложены в точках 2, 5 и 8. Кроме того, могут появиться нагрузки, обусловленные токами коррекции в точках 7' и 7''. Поэтому во всех этих точках поочередно прикладываем единичные токи. Токи, возникающие при этом в разных зонах с учетом трансформаций,

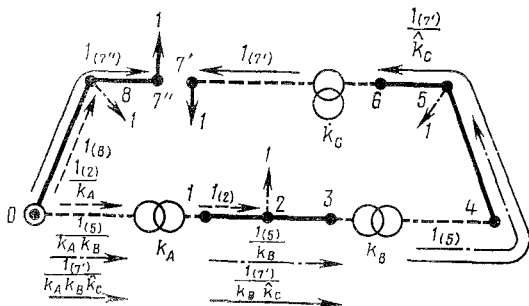


Рис. 6.36. Схема к расчету сопротивлений влияния сети с трансформаторными связями

показаны на рис. 6.36 стрелками различных типов. Найдем падения напряжения до всех характерных точек сети. Рассмотрим вначале секцию сети, включающую каскад трансформаторов.

1. Нагрузка приложена в точке 2.

$$\begin{aligned}\Delta \dot{U}_{2(2)} &= \dot{V}_{2(2)} = \dot{z}_{1,2}; \\ \Delta \dot{U}_{5(2)} &= \dot{V}_{5(2)} = \Delta \dot{U}_{2(2)} / k_B = \dot{z}_{1,2} / k_B; \\ \Delta U_{7'(2)} &= \dot{V}_{7'(2)} = \Delta \dot{U}_{5(2)} / \hat{k}_{CI} = \dot{z}_{1,2} / (k_B \hat{k}_{CI}).\end{aligned}$$

2. Нагрузка приложена в точке 5.

$$\begin{aligned}\Delta \dot{U}_{2(5)} &= \dot{V}_{2(5)} = \dot{z}_{1,2} / k_B; \quad \Delta \dot{U}_{3(5)} = \dot{z}_{1,3} / k_B; \\ \Delta U_{4(5)} &= \dot{V}_{4(5)} = \Delta \dot{U}_{3(5)} / k_B = \dot{z}_{1,3} / k_B^2; \\ \Delta U_{5(5)} &= \dot{V}_{5(5)} = \dot{z}_{1,3} / k_B^2 + \dot{z}_{4,5} = (\dot{z}_{1,3} + \dot{z}_{4,5} k_B^2) / k_B^2; \\ \Delta \dot{U}_{7'(5)} &= \dot{V}_{7'(5)} = \Delta \dot{U}_{5(5)} / \hat{k}_{CI} = (\dot{z}_{1,3} + \dot{z}_{4,5} k_B^2) / (k_B^2 \hat{k}_{CI}).\end{aligned}$$

3. Нагрузка приложена в точке 7'.

$$\begin{aligned}\Delta \dot{U}_{2(7')} &= \dot{V}_{2(7')} = \dot{z}_{1,2} / (k_B \hat{k}_{CI}); \quad \Delta U_{3(7')} = \dot{z}_{1,3} / (k_B \hat{k}_{CI}); \\ \Delta \dot{U}_{4(7')} &= \Delta \dot{U}_{3(7')} / k_B = \dot{z}_{1,3} / (k_B^2 \hat{k}_{CI}); \\ \Delta \dot{U}_{5(7')} &= \dot{V}_{5(7')} = \dot{z}_{1,3} / (k_B^2 \hat{k}_{CI}) + \dot{z}_{4,5} / \hat{k}_{CI} = (\dot{z}_{1,3} + \dot{z}_{4,5} k_B^2) / (k_B^2 \hat{k}_{CI}); \\ \Delta U_{7'(7')} &= \dot{V}_{7'(7')} = \Delta \dot{U}_{5(7')} / \hat{k}_{CI} = (\dot{z}_{1,3} + \dot{z}_{4,5} k_B^2) / (k_B^2 \hat{k}_{CI}^2).\end{aligned}$$

В общем случае для d -го разреза, приписав точкам разреза такие же индексы, как и разрезам, т. е. d' и d'' ,

$$\begin{aligned}\dot{E}_d &= \frac{U_0(1-k_A k_B \dot{k}_{Cd})}{k_A k_B \dot{k}_{Cd}} + \sum \dot{\gamma}_{d''(k)} \dot{I}_k^{(1)} - \sum \dot{\gamma}_{d'(k)} \dot{I}_k^{(1)} = \\ &= \dot{E}_{dx.x} + \sum \dot{\gamma}_{d''(k)} \dot{I}_k^{(1)} - \sum \dot{\gamma}_{d'(k)} \dot{I}_k^{(1)}.\end{aligned}\quad (6.70)$$

Составляющая $\dot{E}_{dx.x}$ правой части выражения (6.70) представляет собой э. д. с. неуравновешенности каскада трансформаторов. Эта э. д. с., равно как и расхождение в величине падений напряжений до точек разрезов, должны быть компенсированы в дальнейшем путем наложения токов коррекции.

Для расчета тока коррекции будет справедливо выражение (1.61), написанное ранее для сетей одного напряжения. В данном случае оно будет иметь вид:

$$\dot{I}_d = k_d \dot{E}_d / \dot{z}_{d(C)} = k_d \dot{E}_d \dot{y}_{d(C)}.$$

При принятом порядке расчета невязка напряжений получается приведенной к условиям зоны C d -го контура. Соответственно к этим же условиям должны быть приведены и сопротивления. Последнее обстоятельство нашло отражение в индексе $d(C)$ при полном сопротивлении контура.

Рассматривая воздействие токов коррекции на напряжения разрезов, придем к выражению (1.58) для невязки напряжений n -й итерации. Входящие в это выражение коэффициенты взаимодействия разрезов для сети, представленной на рис. 6.37, будут иметь значения:

$$\dot{a}_{I(II)} = \dot{\gamma}_{7'(11')}/\dot{z}_{II(C)}, \quad \dot{a}_{II(I)} = \dot{\gamma}_{11'(7')}/\dot{z}_{I(C)}.$$

Для прямого расчета токов коррекции остается справедливой система уравнений (1.56). В правых частях уравнений стоят невязки напряжений, определяемые из (6.70).

При расчетах с помощью разрезания контуров ток балансирующего пункта эквивалентной разомкнутой сети можно представить выражением

$$\dot{I}_{\text{БП}} = U_0 \dot{y}_{\text{БП}} + \sum_n \dot{I}_n + \sum_t \frac{\dot{I}_k}{\dot{k}_k}. \quad (6.71)$$

Здесь сумма с индексом « n » включает токи пунктов, связанных с БП непосредственно; а сумма с индексом « t » — токи пунктов, связанных с БП через трансформаторы.

Пример 6.8. Выполнить расчет послеоптимизационного режима сети предыдущего примера методом разрезания контуров. Степень сложности рассматриваемой сети такова, что для нее наиболее целесообразен прямой расчет токов коррекции. Однако для иллюстрации более общего метода выполним итерационный расчет. Введем в расчет коэффициент торможения $k_d = 0,7$. При расчетах напряжений используем сопротивления влияния.

В соответствии с данными выше рекомендациями сеть разрезаем непосредственно за трансформациями, отнеся сопротивления самих ВДТ к нетрансформируемым секциям. Схема сети после разрезания представлена на рис. 6.38.

Установка ответвлений всех трансформаторов известна из предыдущего. Расчеты начинаем с определения сопротивлений влияния для разомкнутых сетей, возникающих после разрезания контуров замкнутой.

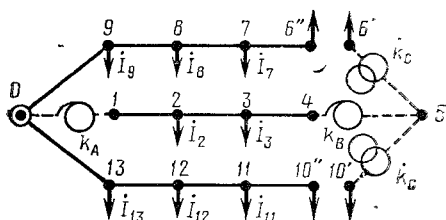


Рис. 6.38. Схема сети примера 6.8 после разрезания контуров

для точек, лежащих в зоне А, собственные и взаимные сопротивления влияния определяются натуральными сопротивлениями общих путей покрытия.

Данные о натуральных сопротивлениях отдельных участков рассматриваемой сети были приведены в табл. 6.9. Непосредственно по данным этой таблицы находим сопротивления влияния верхней и нижней секций сети, подключенных к БП без трансформаций. Эти сопротивления (ом) приведены в табл. 6.15.

Расчет для средней секции с трансформациями ведем согласно выражению (6.69). Подстановкой значений входящих в него величин убеждаемся, что

Таблица 6.15

Секции	k	9	8	7	6''
Верхняя	9	$10,5 + j 20,0$	$10,5 + j 20,0$	$10,5 + j 20,0$	$10,5 + j 20,0$
	8	$10,5 + j 20,0$	$30,74 + j 50,60$	$30,74 + j 50,60$	$30,74 + j 50,60$
	7	$10,5 + j 20,0$	$30,74 + j 50,60$	$38,17 + j 59,97$	$38,17 + j 59,97$
	6''	$10,5 + j 20,0$	$30,74 + j 50,60$	$38,17 + j 59,97$	$38,67 + j 67,97$
Нижняя	13	$7,65 + j 17,73$	$7,65 + j 17,73$	$7,65 + j 17,73$	$7,65 + j 17,73$
	12	$7,65 + j 17,73$	$29,25 + j 50,37$	$29,25 + j 50,37$	$29,25 + j 50,37$
	11	$7,65 + j 17,73$	$29,25 + j 50,37$	$37,35 + j 62,61$	$37,35 + j 62,61$
	10''	$7,65 + j 17,73$	$29,25 + j 50,37$	$37,35 + j 62,61$	$37,85 + j 70,61$

Рассмотрим подробнее расчет сопротивлений влияния для пунктов, связанных трансформациями (значения сопротивлений элементов сети берем из схемы рис. 6.25).

1. $f = 5$ и $k = 2$ или $f = 2$ и $k = 5$.

$$\dot{\gamma}_{5(2)} = \dot{\gamma}_{2(5)} = \frac{\dot{z}_{1,2} k_A^2}{k_A k_B \times k_A} = \frac{\dot{z}_{1,2}}{k_B} = \frac{1,01 + j 28}{2,7071} = (0,373 + j 10,344) \text{ ом.}$$

2. $f = k = 5$.

$$\dot{\gamma}_{5(5)} = \frac{\dot{z}_{1,4} k_A^2}{k_A k_B \times k_A k_B} = \frac{12,82 + j 121,20}{2,7071^2} = (1,75 + j 16,54) \text{ ом.}$$

3. $j=2$ и $k=6'$.

$$\dot{\gamma}_{2(6')} = \frac{\dot{z}_{1,2} k_A^2}{k_A \times k_A k_B k_C} = \frac{\dot{z}_{1,2}}{k_B k_C} = \frac{1,01 + j 28}{2,7071 (1,0513 + j 0,3423)} = (3,218 + j 8,792) \text{ ом.}$$

4. $j=6'$ и $k=2$.

$$\dot{\gamma}_{6'(2)} = \frac{\dot{z}_{1,2} k_A^2}{k_A k_B k_C \times k_A} = \frac{\dot{z}_{1,2}}{k_B k_C} = \frac{1,01 + j 28}{2,7071 (1,0513 - j 0,3423)} =$$

$$= (-2,576 + j 9,001) \text{ ом.}$$

5. $f=5$ и $k=6'$.

$$\dot{\gamma}_{5(6')} = \frac{\dot{z}_{1,4} k_A^2}{k_A k_B \times k_A k_B k_C} = \frac{\dot{z}_{1,4}}{k_B^2 k_C} = \frac{12,82 + j 121,20}{2,7071^2 (1,0513 + j 0,3423)} =$$

$$= (6,136 + j 13,735) \text{ ом.}$$

6. $f=6'$ и $k=5$.

$$\dot{\gamma}_{6'(5)} = \frac{\dot{z}_{1,4} k_A^2}{k_A k_B k_C \times k_A k_B} = \frac{\dot{z}_{1,4}}{k_B^2 k_C} = \frac{12,82 + j 121,20}{2,7071^2 (1,0513 - j 0,3423)} =$$

$$= (-3,127 + j 14,715) \text{ ом.}$$

7. $j=k=6'$.

$$\dot{\gamma}_{6'(6')} = \frac{\dot{z}_{1,4} k_A^2}{k_A k_B k_C \times k_A k_B k_C} = \frac{\dot{z}_{1,4}}{k_B^2 k_C^2} = \frac{12,82 + j 121,20}{2,7071^2 \cdot 1,1056^2} = (1,431 + j 13,531) \text{ ом.}$$

Полученные значения сопротивлений, связанных с точкой $6'$, являются иллюстрацией к высказанному ранее утверждению об отсутствии взаимности в тех случаях, когда справедливо неравенство $k_f \neq k_k$.

Полностью сопротивления влияния (ом) для секции, включающей трансформаторы, приведены в табл. 6.16.

Таблица 6.16

$f \backslash k$	2	3	4
2	1,01 + j 28,00	1,01 + j 28,00	1,01 + j 28,00
3	1,01 + j 28,00	11,81 + j 93,20	11,81 + j 93,20
4	1,01 + j 28,00	11,81 + j 93,20	12,82 + j 121,20
5	0,373 + j 10,344	4,364 + j 44,773	4,736 + j 44,773
6' (10')	-2,576 + j 9,001	-5,888 + j 30,831	-8,465 + j 39,832

$f \backslash k$	5	6' (10')
2	0,373 + j 10,344	3,218 + j 8,792
3	4,363 + j 34,429	13,393 + j 28,388
4	4,736 + j 44,773	16,611 + j 37,180
5	1,750 + j 16,540	6,136 + j 13,735
6' (10')	-3,127 + j 14,715	1,431 + j 13,531

Благодаря одинаковой установке ответвлений ВДТ в данном случае равны между собой сопротивления влияния, связывающие точки 6' и 10', а именно

$$\dot{\gamma}_{6'(6')} = \dot{\gamma}_{10'(10')} = \dot{\gamma}_{6'(10')} = \dot{\gamma}_{10'(6')}.$$

Ранее отмечалось, что разрезание контуров уменьшает количество сопротивлений влияния и упрощает их расчет. Для данной сети потребовалось всего 57 сопротивлений. Многие сопротивления равны между собой и определять пришлось всего 24 значения, из которых для 13 потребовался учет трансформации. При расчете данной сети как замкнутой потребовалось бы 81 сопротивление при гораздо более сложном расчете.

Приведенные собственные сопротивления контуров в данном случае:

$$\dot{z}_I = \dot{\gamma}_{6'(6')} + \dot{\gamma}_{6''(6'')} = 1,431 + j13,531 + 38,67 + j67,97 = (40,101 + j81,501) \text{ ом};$$

$$\begin{aligned} \dot{z}_{II} &= \dot{\gamma}_{10'(10')} + \dot{\gamma}_{10''(10'')} = 1,431 + j13,531 + 37,85 + j70,61 = \\ &= (39,281 + j84,141) \text{ ом}. \end{aligned}$$

Коэффициенты взаимодействия разрезов согласно (1.57):

$$\dot{a}_{I(II)} = \frac{\dot{\gamma}_{6'(10')}}{\dot{z}_{II}} = \frac{1,431 + j13,531}{39,281 + j84,141} = 0,1387 + j0,0476;$$

$$\dot{a}_{II(I)} = \frac{\dot{\gamma}_{10'(6')}}{\dot{z}_I} = \frac{1,431 + j13,531}{40,101 + j81,501} = 0,1413 + j0,0509.$$

Составляющая невязки, возникающая в условиях чистого холостого хода, согласно (6.27)

$$\begin{aligned} \dot{E}_{Ix.x} &= \frac{(1 - k_A k_B k_{CI}) U_0}{k_A k_B k_{CI}} = \frac{1 - 0,3223 \cdot 2,7071 (1,0513 - j0,3423)}{0,3223 \cdot 2,7071 (1,0513 - j0,3423)} 120 = \\ &= (-1,711 + j38,515) \text{ кв}. \end{aligned}$$

Такое же значение имеет составляющая $\dot{E}_{IIx.x}$.

Нулевые приближения токов нагрузок берем из примера 6.7. Расчет первых приближений нагрузочных составляющих невязок выполнен в табл. 6.17. Исходные значения токов отдельных пунктов берем из предыдущего примера.

Первые приближения невязок согласно (6.70)

$$\begin{aligned} \dot{E}_I &= \dot{E}_{Ix.x} + \sum_I \dot{\gamma}_{6''(k)} I_k - \sum_{I,II} \dot{\gamma}_{6'(k)} I_k = -1,711 + j38,515 + 27,654 + j22,053 + \\ &+ 8,544 - j37,544 = (34,487 + j23,024) \text{ кв}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{E}_{II} &= \dot{E}_{IIx.x} + \sum_{II} \dot{\gamma}_{10''(k)} I_k - \sum_{I,II} \dot{\gamma}_{10'(k)} I_k = -1,711 + j38,515 + 34,185 + \\ &+ j28,387 + 8,544 - j37,544 = (41,019 + j29,357) \text{ кв}. \end{aligned}$$

Переходя к следующей итерации невязок, согласно (1.58) напишем

$$\begin{aligned} \dot{E}_I &= (1 - k_d) \dot{E}_I - k_d \dot{a}_{I(II)} \dot{E}_{II} = (1 - 0,7) (34,487 + j23,024) - 0,7 (0,1387 + \\ &+ j0,0476) (41,018 + j29,358) = (7,342 + j2,692) \text{ кв}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{E}_{II} &= (1 - k_d) \dot{E}_{II} - k_d \dot{a}_{II(I)} \dot{E}_I = (1 - 0,7) (41,018 + j29,358) - 0,7 (0,1413 + \\ &+ j0,0509) (34,487 + j23,024) = (9,715 + j5,300) \text{ кв}. \end{aligned}$$

Таблица 6.17

Вет- ви	Пункты	$\dot{V}_{(k)}, \text{ ом}$	$\dot{I}_k, \text{ ка}$	$\dot{V}_{(k)} \dot{I}_k, \text{ кв}$
Верхняя	9	$10,50+j 20,00$	$0,2727-j 0,0889$	$4,640+j 4,521$
	8	$30,74+j 50,60$	$0,4546-j 0,1948$	$23,830+j 17,013$
	7	$38,17+j 59,97$	$j 0,0136$	$-0,816+j 0,519$
	Σ I	—	—	$27,654+j 22,053$
Нижняя	13	$7,65+j 17,73$	$0,3636-j 0,1353$	$5,180+j 5,412$
	12	$29,25+j 50,37$	$0,5909-j 0,2557$	$30,163+j 22,284$
	11	$37,35+j 62,61$	$j 0,0185$	$-1,158+j 0,691$
	Σ II	—	—	$34,185+j 28,387$
Средняя	2	$-2,576+j 9,001$	$0,0048+j 0,1010$	$-0,921-j 0,217$
	3	$-5,888+j 30,831$	$0,0048+j 0,1010$	$-3,142-j 0,447$
	5	$-3,127+j 14,715$	$2,5455-j 0,2364$	$-4,481+j 38,208$
	Σ I, II	—	—	$-8,544+j 37,544$

Результаты аналогичных расчетов для семи выполненных итераций приведены в табл. 6.18.

Благодаря малым значениям коэффициентов взаимодействия разрезов итерационный расчет невязок сошелся достаточно быстро. Дополнительно было выполнено еще 12 итераций, в результате чего получены такие значения суммарных невязок:

$$\dot{E}_{I\Sigma} = 43,535 + j25,325 \text{ кв}, \quad \dot{E}_{II\Sigma} = 53,734 + j36,141 \text{ кв}.$$

Понятно, что столь малое уточнение не оправдывает затягивания расчетов и пятью-шестью итерациями в данном случае вполне можно ограничиться.

Таблица 6.18

Итерации	$\dot{E}_I^{(n)}, \text{ кв}$	$\dot{E}_{II}^{(n)}, \text{ кв}$
1	$34,487+j 23,025$	$41,018+j 29,358$
2	$7,342+j 2,692$	$9,715+j 5,300$
3	$1,436-j 0,030$	$2,284+j 1,062$
4	$0,244-j 0,188$	$0,542+j 0,270$
5	$0,030-j 0,100$	$0,132+j 0,091$
6	$-0,001-j 0,043$	$0,033+j 0,036$
7	$-0,002-j 0,017$	$0,008+j 0,015$
Σ	$43,536+j 25,339$	$53,732+j 36,132$

Токи коррекции согласно (1.61)

$$I_{I'} = \frac{k_d E_{I\Sigma}}{z_I} = \frac{0,7 (43,545 + j25,325)}{40,101 + j81,501} = (0,3233 - j0,2149) \text{ ка};$$

$$I_{II'} = \frac{k_d \dot{E}_{II\Sigma}}{z_{II}} = \frac{0,7 (53,732 + j36,132)}{39,281 + j84,141} = (0,4182 - j0,2523) \text{ ка},$$

$$I_{I'} + I_{II'} = (0,7415 - j0,4672) \text{ ка};$$

$$\dot{I}_{I''} = -I_{I'} = (-0,3233 + j0,2149) \text{ ка};$$

$$\dot{I}_{II''} = -I_{II'} = (-0,4182 + j0,2523) \text{ ка}.$$

Произведем расчет напряжений для нескольких точек, расположенных в разных зонах сети:

$$\dot{U}_2 = U_0 / k_A - \dot{\gamma}_{2(2)} \dot{I}_2 - \dot{\gamma}_{2(3)} \dot{I}_3 - \dot{\gamma}_{2(5)} \dot{I}_5 - \dot{\gamma}_{2(6')} (\dot{I}_{6'} + \dot{I}_{10'})$$

Учитывая, что $\dot{\gamma}_{(2)2} = \dot{\gamma}_{2(3)}$ и нулевые приближения токов $\dot{I}_2$ и $\dot{I}_3$ в точках 2 и 3 равны между собой, напомним:

$$U_2 = 120 / 0,3233 - 2 (1,01 + j28,00) (0,0048 + j0,1010) - (0,373 + j10,344) (2,5455 - j0,2364) - (3,218 + j8,792) (0,7415 - j0,4672) = (368,10 - j31,73) \text{ кв};$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_5 &= U_0 / (k_A k_B) - \dot{\gamma}_{5(2)} \dot{I}_2 - \dot{\gamma}_{5(3)} \dot{I}_3 - \dot{\gamma}_{5(5)} \dot{I}_5 - \dot{\gamma}_{5(6')} (\dot{I}_{6'} + \dot{I}_{10'}) = \\ &= \frac{120}{0,8726} (0,373 + j10,344 + 4,363 + j34,429) (0,0048 + j0,1010) - \\ &- (1,750 + j16,540) (2,5455 - j0,2364) - (6,136 + j13,735) (0,7415 - j0,4672) = \\ &= (122,71 - j49,70) \text{ кв}; \end{aligned}$$

$$\dot{U}_{6'} = \dot{U}_{10'} = \frac{\dot{U}_5}{k_{CI}} = \frac{122,71 - j49,70}{1,0513 - j0,3423} = (119,45 - j8,39) \text{ кв};$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_{6''} &= U_0 - \dot{\gamma}_{6''(6'')} \dot{I}_{6''} - \dot{\gamma}_{6''(7)} \dot{I}_7 - \dot{\gamma}_{6''(8)} \dot{I}_8 - \dot{\gamma}_{6''(9)} \dot{I}_9 = 120 - (37,67 + \\ &+ j67,97) (-0,3233 + j0,2149) - (38,17 + j59,97) (j0,0136) - \\ &- (30,74 + j56,60) (0,4546 - j0,1948) - (10,5 + j20,0) (0,2727 - j0,0889) = \\ &= (119,45 - j8,39) \text{ кв}. \end{aligned}$$

Результаты расчетов напряжений (первое приближение) сведены в табл. 6.19.

Таблица 6.19

f	$\dot{U}_f, \text{ кв}$	f	$\dot{U}_f, \text{ кв}$	f	$\dot{U}_f, \text{ кв}$
2	368,10 - j 31,73	9	114,65 - j 7,50	13	113,77 - j 8,59
3	342,09 - j 103,29	8	113,03 - j 12,20	12	110,53 - j 14,56
4	332,18 - j 134,5	7	117,57 - j 10,87	11	113,19 - j 11,60
5	122,71 - j 49,70	6''	119,45 - j 8,39	10''	119,42 - j 8,38
6'	119,45 - j 8,39				

Напряжения в точках разрезов сошлись, что показывает точность всех расчетов.

Полученные напряжения практически полностью совпадают с напряжениями первой итерации предыдущего примера. Поэтому дальнейшие расчеты ограничим определением первого приближения токов балансирующего пункта. Составляющая тока, обусловленная нагрузками, которые связаны с БП без трансформации, будет

$$I_{\text{БПн}} = I_6'' + I_7 + I_8 + I_{10}'' + I_{11} + I_{12} + I_{13} + U_0 \dot{y}_{\text{БП}}.$$

После подстановки значений получим

$$I_{\text{БПн}} = (0,9403 - j0,1099) \text{ ка.}$$

Расчет второй составляющей, обусловленной токами нагрузок, которые претерпевают трансформацию, выполнен в табл. 6.20.

Таблица 6 20

k	$I_k, \text{ ка}$	k_R	$I_k/k_R, \text{ ка}$
2	$0,0048 + j0,1010$	0,3223	$0,0149 + j0,3134$
3	$0,0048 + j0,1010$	0,3223	$0,0149 + j0,3134$
5	$2,5455 - j0,2364$	0,8726	$2,9171 - j0,2687$
6	$0,3233 - j0,2149$	$0,9174 + j0,2987$	$0,2497 - j0,3155$
10	$0,4182 - j0,2523$	$0,9174 + j0,2987$	$0,3312 - j0,3829$
Σ	—	—	$3,5278 - j0,3403$

Полный ток БП

$$I_{\text{БП}} = I_{\text{БПн}} + I_{\text{БПт}} = 0,9403 - j0,1099 + 3,5278 - j0,3403 = (4,4681 - j0,4502) \text{ ка.}$$

Мощность БП

$$\dot{S}_{\text{БП}} = I_{\text{БП}} U_0 = (4,4681 - j0,4502) 120 = (535,81 - j54,02) \text{ Мва.}$$

Найденная мощность БП почти полностью совпадает с результатами, найденными в предыдущем примере и приведенными в табл. 6.14.

§ 6.10. Оптимизация режима работы сетей с трансформаторными связями с помощью установок продольной компенсации

При наличии трансформаторных связей возможна комплексная оптимизация работы сети с использованием УПК и э. д. с. неуравновешенности связей. Районные сети выполняются воздушными линиями, и для них целесообразна емкостная продольная компенсация, которую и рассмотрим в данном параграфе.

Обратимся к простейшей схеме сети двух напряжений, представленной на рис. 6.39. В принципе здесь возможен любой из вариантов расположения УПК, отмеченных на схеме индексами a , b , c и d . Рассмотрим эти варианты.

Вариант a . УПК размещена на выходе повышающего трансформатора. Установка должна работать на наивысшем напряжении и обла-

дать наибольшей проходной мощностью. Чтобы напряжение на выходе УПК (точка 2 схемы) не превышало допустимых пределов, иногда может потребоваться снижение напряжения U_0 , что неблагоприятно отзовется на режиме напряжений всей сети. Таким образом, вариант *a* вряд ли может быть рекомендован.

Варианты *b* и *c* размещения УПК на входе или на выходе понижающего трансформатора практически равноценны по установленной мощности УПК и по воздействию на режим напряжений сети.

Вариант *c* предпочтительнее из-за облегчения условий изоляции установки относительно земли.

Вариант *d* установки УПК в промежуточной точке ветви низшего напряжения мог бы потребовать наименьшей установленной мощности

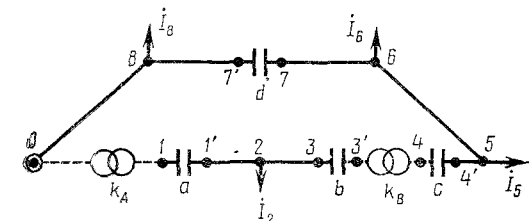


Рис. 6.39 Схема сети с трансформаторными связями при расположении УПК в различных точках

УПК, но обычно оказывается неприемлемым из-за снижения уровней напряжения во всех точках догружаемой ветви сети.

Итак, наиболее целесообразным представляется расположение УПК на выходе понижающих трансформаторов или автотрансформаторов.

Пропускная способность УПК должна быть согласована с мощностью трансформатора, в блоке с которым установка включена. При этом необходимо также учитывать, что перегрузочная способность конденсаторов ниже, чем трансформаторов.

Предварительные расчеты, связанные с применением УПК, могут быть выполнены в том же порядке, что и при применении ВДТ. Сюда относятся:

- 1) приведение сопротивлений сети к низшему напряжению;
- 2) расчет экономического распределения основных мощностей и потерь мощности, найденных в первой итерации;
- 3) определение составляющих экономических э. д. с. в контурах сети $E'_{d\Delta}$ и $E''_{d\Delta}$.

После выбора мест установки УПК расчеты по определению их параметров производятся в порядке, изложенном в § 4.5, для сетей одного напряжения. Дополнительной операцией явится здесь расчет остаточной продольной э. д. с. $\Delta E'_\Delta$, определяемой, как показано в § 6.4. Заключительным этапом расчетов будет подбор ответвлений трансформаторов связи в контурах сети. Как отмечалось ранее, коэффициент трансформации повышающего трансформатора k_A определяется желательным уровнем напряжения на его выходе.

Установка ответвлений понижающего трансформатора должна обеспечить выполнение условия

$$[(1 - k_A k_B) U_0] / (k_A k_B) = \Delta E'_\Delta.$$

Отсюда коэффициент трансформации

$$k_B = U_0 / [k_A (U_0 + \Delta E'_s)].$$

Если для остаточной э. д. с. принять относительное значение $\Delta E'_s$, то предыдущее выражение приобретет вид

$$k_B = 1 / [k_A (1 + \Delta E'_{s*})] \quad (6.72)$$

Исходя из полученного значения k_B , определяем ближайшее стандартное значение количества регулируемых витков в обмотке и соответственно уточняем значения величин k_B и $\Delta E'$.

На этом, собственно, оптимизационные расчеты заканчиваются. Расчет послеоптимизационного режима с учетом сопротивлений УПК может быть выполнен любым из рассмотренных ранее методов.

Пример 6.9. Для сети предыдущих примеров рассмотреть вариант оптимизации режима с помощью УПК.

При расчетах воспользуемся данными примера 6.6, откуда возьмем: 1) значение коэффициентов экономического распределения (табл. 6.5); 2) экономическое распределение основных мощностей (рис. 6.28); 3) потери мощности в сопротивлениях при экономическом потокораспределении (табл. 6.6). Кроме того, из примера 6.5 возьмем значения потерь мощности в поперечных проводимостях сети (табл. 6.4).

На рис. 6.40 представлено результирующее экономическое потокораспределение с потерями. Оно несколько отличается от изображенного на рис. 6.29, поскольку в данном случае отсутствуют вольтодобавочные трансформаторы.

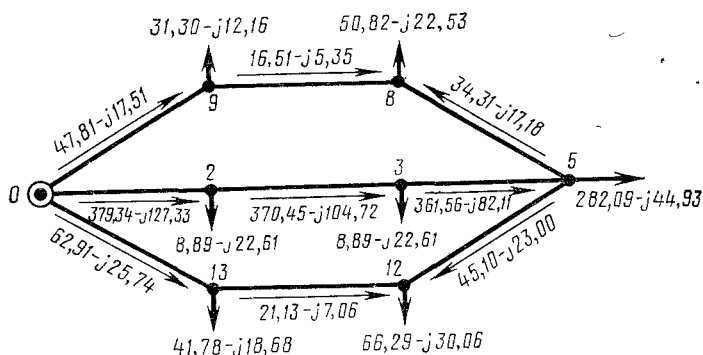


Рис. 6.40. Экономическое потокораспределение в сети примера 6.9

Расчет значений экономических э. д. с. в контурах, выполненный так же, как и в примере 6.6, дал следующие результаты:

$$\dot{E}_{I_9} = (7,98 + j32,28) \text{ кВ}, \quad \dot{E}_{II_9} = (7,61 + j31,25) \text{ кВ}.$$

УПК располагаем на выходе понижающего автотрансформатора. Проходящую мощность УПК принимаем равной мощности этого автотрансформатора.

Поскольку УПК установлены в общей ветви контура, для экономической э. д. с. примем среднее арифметическое из найденных выше значений, а именно:

$$E_9 = (7,80 + j31,77) \text{ кВ}.$$

Через УПК проходит мощность выхода понижающего автотрансформатора. Она равна средней мощности участка 3—5 схемы, уменьшенной на половину потерь в обмотках автотрансформатора, т. е.:

$$\begin{aligned} S_{\text{УПК}\Sigma} &= S_{3,5\Sigma} - 0,5\Delta S_{3,5\Sigma} = \\ &= 361,56 - j82,11 - 0,5(1,24 - j34,32) = (360,94 - j64,95) \text{ Мва.} \end{aligned}$$

Чтобы обеспечить необходимую поперечную э. д. с., сопротивление УПК согласно (6.46) должно иметь значение

$$x_A = -E''_3 U_{\text{ном}} / P_{\text{УПК}\Sigma} = -31,77 \cdot 110 / 360,94 = -9,68 \text{ ом.}$$

Принимаем, что батарея будет собрана из конденсаторов типа КПМ-0,6-50-1. При равенстве проходных мощностей батареи и автотрансформатора $S_{\text{УПК}} = S_{\text{АТ}} = 400 \text{ Мва}$ число параллельных ветвей исходя из (6.47)

$$n_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{УПК}} U_{\text{ок}} 10^3}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} Q_{\text{ок}}} = \frac{400 \cdot 0,6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} 110 \cdot 50} = 25,4 \text{ шт.}$$

Если не предвидятся перегрузки батареи в послеаварийных режимах, то можно ограничиться 26 ветвями. При возможности перегрузок число ветвей необходимо соответственно увеличить. Примем $n_{\text{пр}} = 30 \text{ шт.}$; тогда, согласно (6.52), количество последовательных элементов в ветви

$$n_{\text{пс}} = x_{\text{ок}} n_{\text{пр}} / x_{\text{ок}} = -9,68 \cdot 30 / -7,2 \approx 40 \text{ шт.}$$

При этом результирующее сопротивление УПК

$$x_K = x_{\text{ок}} n_{\text{пс}} / n_{\text{пр}} = -7,2 \cdot 40 / 30 = 9,6 \text{ ом.}$$

Мощность батареи по (6.53)

$$Q_{\text{УПК}} = 3 \cdot 30 \cdot 40 \cdot 50 = 180\,000 \text{ квар.}$$

Продольная э. д. с., обусловленная включением УПК,

$$E'_{\text{УПК}} = Q_{\text{УПК}\Sigma} x_K / U_{\text{ном}} = -64,95 (-9,6) / 110 = 5,67 \text{ кв.}$$

Остаточная продольная э. д. с. в относительных единицах

$$\Delta E'_{\Sigma*} = (E'_3 - E'_{\text{УПК}}) / U_0 = (7,80 - 5,67) / 120 \approx 0,02.$$

Оставляем неизменной установку ответвлений повышающего автотрансформатора, принятую в примере 6.6.

Для определения коэффициента трансформации понижающего автотрансформатора согласно (6.72)

$$k_B = \frac{1}{k_A (1 + \Delta E'_{\Sigma*})} = \frac{1}{0,3223 (1 + 0,02)} = 3,042.$$

Чтобы обеспечить такое значение k_B , необходимо, чтобы количество регулируемых витков в обмотке среднего напряжения, согласно (4.26),

$$w_c = \frac{U_{\text{т.в}}}{U_{\text{т.с}} k_B} - 1 = \frac{330}{115 \cdot 3,042} - 1 = -0,057.$$

Принимаем четвертое ответвление «вниз», для которого $w_c = -0,06$. Уточненные значения основных величин:

$$k_B = \frac{U_{т.в}}{U_{т.с} (1 + w_c)} = \frac{330}{115 (1 - 0,06)} = 3,0527;$$

$$k_A k_B = 0,3223 \cdot 3,0527 = 0,9839;$$

$$\Delta E' = \frac{(1 - k_A k_B) U_0}{k_A k_B} = \frac{(1 - 0,9839) 120}{0,9839} = 1,964 \text{ кв.}$$

Пример 6.10. Выполнить расчет послеоптимизационного режима сети предыдущего примера путем разрезания контуров. Токи коррекции определить прямым расчетом.

Контур разрезаем около точки 5, как показано на рис. 6.41. В связи с тем, что из схемы исключены вольтодобавочные трансформаторы, с точкой 5 совместились точки 6, 7, 10 и 11. Разрезам присваиваются индексы 6', 6'', 10' и 10''.

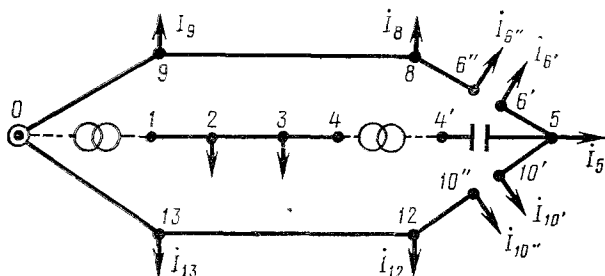


Рис. 6.41 Схема сети примера 6.10 после разрезания контуров

В точке 5 появится поперечная проводимость $\dot{y}_5 = \dot{y}_7 + \dot{y}_{11} = j292 \cdot 10^{-6} \text{ см.}$ Эту проводимость учитывают при определении тока $\dot{I}_5$. В частности, в первой итерации этот ток

$$\dot{I}_5 = \frac{\dot{S}_5}{U_{ном}} + \dot{y}_5 U_{ном} = \frac{280 - j26}{110} + j292 \cdot 10^{-6} \cdot 110 = (2,5455 - j0,2042) \text{ ка.}$$

Принимаем, что в сети после разрезания нагрузка точки 5 полностью покрывается по ветви высшего напряжения. Соответственно точки разрезов будут нагружены только током коррекции.

В дальнейших расчетах воспользуемся сопротивлениями влияния. Для ветвей без трансформации они сохраняют значения, приведенные в табл. 6.15. Сопротивления центральной ветви, связанные с точкой 5, необходимо пересчитать с учетом сопротивления x_K УПК и найденного значения коэффициента трансформации k_B . Например, для сопротивления $\dot{\gamma}_{5(2)}$ получим

$$\dot{\gamma}_{5(2)} = \frac{\dot{z}_{1,2}}{k_B} = \frac{1,01 + j28,00}{3,0527} = (0,331 + j9,172) \text{ ом.}$$

Аналогично:

$$\dot{\gamma}_{5(3)} = (3,869 + j30,530) \text{ ом};$$

$$\dot{\gamma}_{5(5)} = \frac{\dot{z}_{1,4}}{k_B} + jx_K = \frac{12,82 + j121,20}{3,0527^2} - j9,6 = (1,376 + j3,406) \text{ ом.}$$

Сводка значений сопротивлений влияния ветви с трансформаторными связями (ом) в дана в табл. 6.21.

Таблица 6.21

$\begin{matrix} k \\ i \end{matrix}$	2	3	5
2	$1,01 + j 28,00$	$1,01 + j 28,00$	$0,331 + j 9,172$
3	$1,01 + j 28,00$	$11,81 + j 93,29$	$3,869 + j 30,530$
5	$0,331 + j 9,172$	$3,869 + j 30,530$	$1,376 + j 3,406$

Данная сеть образует два контура, и для расчета токов коррекции можно воспользоваться выражением (1.56). Предварительно находим приведенные сопротивления контуров и коэффициенты $\dot{a}_I$, $\dot{a}_{II}$, и $\dot{a}_{I, II}$:

$$\dot{z}_I = \dot{\gamma}_{5(5)} + \dot{\gamma}_{6''(6'')} = 1,376 + j3,406 + 38,17 + j59,97 = (39,546 + j63,376) \text{ ом};$$

$$\begin{aligned} \dot{z}_{II} &= \dot{\gamma}_{5(5)} + \dot{\gamma}_{10''(10'')} = 1,376 + j3,406 + 37,35 + j62,61 = \\ &= (38,726 + j66,016) \text{ ом}; \end{aligned}$$

$$\dot{z}_{I, II} = \dot{\gamma}_{5(5)} = (1,376 + j3,406) \text{ ом};$$

$$\begin{aligned} \dot{a}_I &= \frac{\dot{z}_{II}}{\dot{z}_I \dot{z}_{II} - \dot{z}_{I, II}^2} = \\ &= \frac{38,726 + j66,016}{(39,546 + j63,376)(38,726 + j66,016) - (1,376 + j3,406)^2} = \\ &= (7,111 - j11,377) 10^{-3} \frac{1}{\text{ом}}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{a}_{II} &= \frac{\dot{z}_I}{\dot{z}_I \dot{z}_{II} - \dot{z}_{I, II}^2} = \\ &= \frac{39,546 + j63,376}{(39,546 + j63,376)(38,726 + j66,016) - (1,376 + j3,406)^2} = \\ &= (6,634 - j11,290) 10^{-3} \frac{1}{\text{ом}}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{a}_{I, II} &= \frac{\dot{z}_{I, II}}{\dot{z}_I \dot{z}_{II} - \dot{z}_{I, II}^2} = \\ &= \frac{1,376 + j3,406}{(39,546 + j63,376)(38,726 + j66,016) - (1,376 + j3,406)^2} = \\ &= (0,417 - j0,490) 10^{-3} \frac{1}{\text{ом}}. \end{aligned}$$

Расчет вспомогательных сумм, необходимых для определения первого приближения невязок напряжения, выполнен в табл. 6.22.

Таблица 6.22

f	k	$\dot{V}_f(k), \text{ом}$	$\dot{I}_k, \text{ка}$	$\dot{V}_f(k) \dot{I}_k, \text{кв}$
6"	9	10,5+j20,0	0,2717-j0,0889	4,641-j4,521
	8	30,74+j50,60	0,4546-j0,1948	23,831-j17,015
	$\sum$ I	—	—	28,472-j21,536
10"	13	7,65+j17,72	0,3636-j0,1363	5,180+j5,400
	12	29,25+j50,37	0,5909-j0,2557	30,163+j22,284
	$\sum$ II	—	—	35,343+j27,684
6' (10')	2	0,331+j9,172	0,0048+j0,1010	-0,925+j0,077
	3	3,869+j30,530	0,0048+j0,1010	-3,065+j0,537
	5	1,376+j3,406	2,5455-j0,2043	4,198-j8,389
	$\sum$ I,II	—	—	0,208+j9,003

Невязка напряжений:

$$E_I^{(1)} = \dot{E}_{x,x} + \sum_I - \sum_{I,II} = 1,964 + 28,472 + j21,536 - 0,208 - j9,003 = \\ = (30,228 + j12,533) \text{ кв};$$

$$\dot{E}_{II}^{(1)} = \dot{E}_{x,x} + \sum_{II} - \sum_{I,II} = 1,964 + 35,343 + j27,684 - 0,208 - j9,003 = \\ = (37,099 + j18,681) \text{ кв}.$$

Корректирующие токи:

$$I_I^{(1)} = I_6^{(1)} = E_I^{(1)} \dot{a}_I - \dot{E}_{II}^{(1)} \dot{a}_{I,II} = (30,228 + j12,533) (7,111 - j11,377) 10^{-3} - \\ - (37,099 + j18,681) (0,417 - j0,490) 10^{-3} = (0,3329 - j0,2442) \text{ ка};$$

$$I_{II}^{(1)} = I_{10'}^{(1)} = \dot{E}_{II}^{(1)} \dot{a}_{II} - \dot{E}_I^{(1)} \dot{a}_{I,II} = (37,099 + j18,681) (6,634 - j11,290) 10^{-3} - \\ - (30,228 + j12,533) (0,417 - j0,490) 10^{-3} = (0,4383 - j0,285) \text{ ка}.$$

Расчет напряжений (кв), выполненный так же, как и в примере 6.8, дал результаты для первой и пятой итераций, приведенные в табл. 6.23.

Из данных табл. 6.23 видна высокая точность расчетов, что выразилось в точном совпадении напряжений в точках разрезов 5, 6 и 10. Обращает на себя внимание также сравнительно небольшое изменение значений напряжений в процессе расчета, что является показателем быстрой сходимости процесса. Причиной этому, по-видимому, является сравнительно благоприятный режим напряжений в сети при наличии УПК.

Дополнительной иллюстрацией сходимости процесса могут служить данные о значениях мощностей нагрузок ($M_{ва}$) в конце каждой итерации, сведенные в табл. 6.24.

Таблица 6 23

Пункты	Итерации		Пункты	Итерации		Пункты	Итерации	
	1	5		1	5		1	5
2	370,14— —j 30,65	368,20— —j 29,00	9	115,07— —j 7,48	114,94— —j 6,89	13	114,18— —j 8,34	113,87— —j 7,63
3	349,26— —j 100,30	342,75— —j 93,47	8	114,13— —j 12,21	113,76— —j 11,34	12	111,85— —j 13,96	111,19— —j 12,78
5	118,89— —j 10,90	118,48— —j 10,55	6	118,89— —j 10,90	118,48— —j 10,54	10	118,89— —j 10,90	118,48— —j 10,54

Таблица 6 24

Пункты Итерации	5	8	9
1	305,21—j 0,36	54,56—j 19,56	92,97—j 13,13
2	278,53—j 26,30	49,46—j 24,30	29,25—j 14,60
3	280,26—j 20,25	50,14—j 24,39	30,04—j 14,52
4	280,07—j 26,08	50,02—j 24,23	30,01—j 14,51
5	280,04—j 26,00	50,00—j 24,21	30,80—j 14,50

Пункты Итерации	12	13
1	70,09—j 23,78	42,99—j 17,11
2	64,16—j 31,86	39,73—j 19,58
3	66,41—j 31,47	40,01—j 19,38
4	65,02—j 31,60	40,00—j 19,42
5	65,01—j 31,51	40,01—j 19,40

Из данных табл. 6.24 видно, что неприемлемыми по точности являются данные лишь первой итерации. Остальные результаты практически равноценны. При внимательном рассмотрении некоторые сомнения вызывают данные третьей итерации активной мощности в точке 12. Тщательная проверка показала, что при расчете тока $I_5^{(3)}$ была допущена небольшая погрешность. Учитывая самоисправляемость процесса, ошибка не была исправлена. Уже в следующей итерации ее влияние оказалось исчезающе малым.

Расчет тока балансирующего пункта, выполненный так же, как и в примере 6.9, позволил найти величины:

$$\dot{I}_{\text{БП}} = (4,0887 - j0,5222) \text{ ка};$$

$$\dot{S}_{\text{БП}} = (490,64 - j 62,67) \text{ Мва}; \quad \Delta \dot{S} = (25,64 + j 52,95) \text{ Мва}.$$

Показатели работы сети при наличии УПК оказались весьма благоприятными. Для сравнения результатов при различных методах оптимизации в табл. 6.25 приведены данные о модулях напряжений в наиболее характерных точках сети, загрузке БП и потерях мощности в сети.

Таблица 6.25

Метод оптимизации	Напряжение в точках, кВ			$\dot{S}_{\text{БП}}, \text{ Мва}$	$\Delta \dot{S}, \text{ Мва}$
	U_5	U_8	U_{12}		
Без оптимизации	103,2	100,16	97,62	507,31—j 175,46	42,31—j 59,86
Установка ВДТ	120,53	104,77	102,04	493,64—j 179,60	29,21—j 64,02
Применение УПК	118,95	114,32	111,92	490,64—j 62,67	25,64+j 52,95

§ 6.11. Приближенный расчет экономического потокораспределения в сетях с трансформаторными связями

При проектировании замкнутых электрических сетей с трансформаторными связями почти всегда следует рассмотреть вариант их работы с экономическим потокораспределением. Естественно, что и сечение проводов необходимо выбирать с ориентировкой именно на такую работу сети. Задача эта несколько сложнее, чем аналогичная задача для сетей с естественным потокораспределением (см. § 1.9). Дело в том, что с изменением сечений экономическое потокораспределение изменяется значительно больше, чем естественное.

Здесь возможен итерационный расчет. Для некоторого исходного потокораспределения, приближающегося к экономическому, производится выбор экономических сечений проводов и первое определение параметров r -схемы сети. По этим параметрам находится уточненное экономическое потокораспределение и выполняется коррекция экономических сечений. В случае необходимости итерационный расчет может быть продолжен.

Исходное потокораспределение, приближающееся к экономическому, можно найти для схем сети, в которой активные сопротивления участков заменены длинами, приведенными к низшему напряжению.

Для определения приведенных длин участков высшего и низшего напряжений пользуемся соответственно выражениями:

$$l_{\text{н.п}} = l_{\text{н}}/N_{\text{ц}}; \quad (6.73)$$

$$l_{\text{в.п}} = l_{\text{в}}/(N_{\text{ц}}k_{\text{т}}^2\psi_F), \quad (6.74)$$

где $l_{\text{в}}$ и $l_{\text{н}}$ — действительные длины участков низшего и высшего напряжений; $N_{\text{ц}}$ — число цепей на участке; $k_{\text{т}}$ — отношение номинальных напряжений; ψ_F — коэффициент, определяемый отношением средних сечений ветвей высшего и низшего напряжений.

В качестве средних могут быть приняты сечения проводов, приведенные в табл. 6.26.

В числе участков сети могут быть приближенно учтены и трансформаторы связи. Они заменяются участками линий, эквивалентными по активному сопротивлению.

До начала расчета следует наметить число цепей на участках и мощности трансформаторов связи, если влияние последних на потоко-

Напряжения, кВ	Марки проводов	Напряжения, кВ	Марки проводов
35	АС-120	330	АСО-2×300
110	АС-150	500	АСО-3×500
220	АС-300		

распределение предполагается учесть. Для инженера, обладающего некоторым опытом проектирования электрических сетей, выбор перечисленных величин затруднений не представляет. Если они будут выбраны неудачно, то это выявится в начале расчета и легко может быть скорректировано. Возможен и приближенный учет зарядных мощностей, поскольку от сечений проводов последние зависят весьма мало.

Пример 6.11. Для сети предыдущих примеров определить приближенное экономическое потокораспределение, пользуясь данными о нагрузках и длинах участков, показанными на схеме рис. 6.24.

Учитывая значения нагрузок отдельных подстанций, принимаем: 1) двухцепные линии 110 кВ на участках 0—9, 0—13, 5—8, 5—12; 2) мощность автотрансформаторов связи порядка 400 Мва, чему соответствует установка автотрансформаторов $2 \times \text{АТДЦТН-200-330}$.

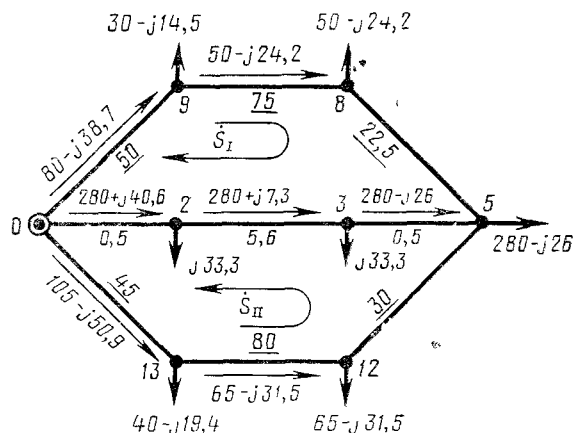


Рис. 6.42 Исходная схема к расчету приближенного экономического потокораспределения в сети примера 6.11

При приведении длины линий 330 кВ к напряжению 110 кВ, в соответствии с данными табл. 6.26, принимаем значение коэффициента $\psi_F = 4$. В этом случае $k_T = 330/110 = 3$. Эквивалентная длина линии согласно (6.74)

$$l_{330} = l_{330}/(N_{\text{ц}} k_T^2 \psi_F) = 200 (1 \cdot 3^2 \cdot 4) = 5,6 \text{ км.}$$

Погонное активное сопротивление линии с проводами АСО-2 × 300 имеет значение $r_0 = 0,054 \text{ ом/км}$. Активное сопротивление автотрансформаторов данной марки, как видно из схемы на рис. 6.25, $r_{\text{ат}} = 1,01$. Эквивалентная длина

участка, заменяющего автотрансформаторы,

$$l_{ат} = r_{ат}/r_0 = 1,01/0,054 = 18,7 \text{ км.}$$

Эта же длина, приведенная к напряжению 110 кВ,

$$l_{ат-в} = 18,7/(3^2 \cdot 4) = 0,5 \text{ км.}$$

Схема сети после приведения длин приобретает вид, представленный на рис. 6.42. На рисунке показано также исходное потокораспределение, принятое за основу при составлении системы контурных уравнений.

Собственные и общая длины контуров по данным схемы:

$$l_I = 154,1 \text{ км; } l_{II} = 161,6 \text{ км; } l_{I, II} = 6,6 \text{ км.}$$

Уравнения для расчета активных контурных мощностей.

$$P_I l_I + P_{II} l_{II} + P_{0,9} l_{0,9} + P_{9,8} l_{9,8} - P_{3,5} l_{3,5} - P_{2,3} l_{2,3} - P_{0,2} l_{0,2} = 0;$$

$$P_I l_{I, II} + P_{II} l_{II} + P_{0,13} l_{0,13} + P_{13,12} l_{13,12} - P_{3,5} l_{3,5} - P_{2,3} l_{2,3} - P_{0,2} l_{0,2} = 0.$$

После подстановки числовых значений получим:

$$154,1 P_I + 6,6 P_{II} = -5902, \quad 6,6 P_I + 161,6 P_{II} = -8077.$$

Аналогичные уравнения для реактивных мощностей имеют вид:

$$154,1 Q_I + 6,6 Q_{II} = 3798, \quad 6,6 Q_I + 161,6 Q_{II} = 4859.$$

Решив уравнения, получим

$$S_I = (-36,2 + j23,4) \text{ Мва, } S_{II} = (-48,5 + j29,1) \text{ Мва.}$$

Результирующее потокораспределение представлено на рис. 6.43 сплошными стрелками. Для сравнения на том же рисунке штриховыми стрелками показано потокораспределение этих же нагрузок, рассчитанное по r-схеме рассматриваемой сети. Совпадение результатов является вполне удовлетворительным.

Отметим, что сеть, рассмотренная в последних примерах, была запроектирована для работы с экономическим потокораспределением и в основу выбора сечений было положено приближенное экономическое потокораспределение, найденное в настоящем примере.

При решении оптимизационной задачи в проектной постановке требуется расчет приведенных затрат, который выполняется аналогично тому, как это было показано в гл. III, для дополнительных компенсирующих устройств.

Для рассматриваемой сети примем число часов потерь активной мощности $t_a = 4000$ ч; удельные затраты на покрытие потерь энергии $Z_a = 1,0 \text{ коп/квт-ч}$, коэффициент, учитывающий темпы развития сети $\alpha_T = 0,8$; установленная мощность ВДТ $S_{ВДТ} = 120 \text{ Мва}$; установленная мощность УПК

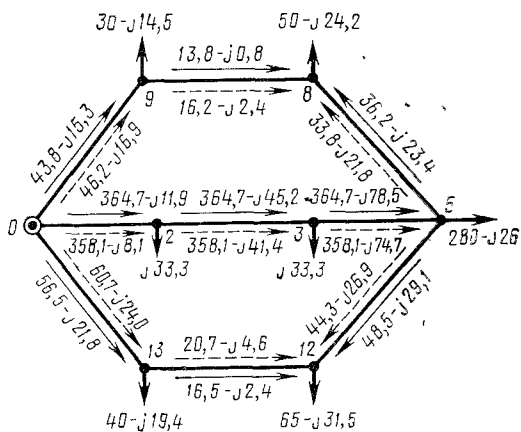


Рис. 6.43. Приближенное и точное экономическое потокораспределение в сети примера 6.11

$Q_{\text{УПК}} = 180 \text{ Мвар}$; постоянные потери в ВДТ оцениваются в 0,25% от их установленной мощности. Соответственно получим

$$\Delta P_{\text{ВДТ}} = 0,25 S_{\text{ВДТ}} 10^{-2} = 0,25 \times 120 \times 10^{-2} = 0,30 \text{ Мвт.}$$

Время включения ВДТ берем $T_{\text{вкл}} = 8500 \text{ ч}$. Сопротивление обмоток ВДТ было введено в схему замещения, и потери мощности в них учтены в общих потерях в сети.

Таким образом, потери энергии в ВДТ, подлежащие учету здесь, составят

$$\Delta A_{\text{ВДТ}} = \Delta P_{\text{ВДТ}} T_{\text{вкл}} = 0,3 \cdot 10^{-3} \cdot 8500 = 2,55 \cdot 10^6 \text{ квт-ч/год.}$$

Потери мощности в конденсаторах УПК при полной нагрузке оценим в 0,3% от установленной мощности. Учитывая последовательное включение батарей, для потерь энергии получим:

$$\Delta A_{\text{УПК}} = 0,3 \cdot 10^{-2} Q_{\text{УПК}} \tau_a = 0,3 \cdot 10^{-2} \cdot 180 \cdot 10^3 \cdot 4000 = 2,16 \cdot 10^6 \text{ квт-ч/год.}$$

Удельные затраты на ВДТ ориентировочно примем такими же, как на силовые трансформаторы с РПН такой же мощности, что составит $k_{\text{ВДТ}} = 2,1 \text{ руб/кВА}$. Соответственно

$$K_{\text{ВДТ}} = S_{\text{ВДТ}} k_{\text{ВДТ}} = 120 \times 2,1 \times 10^3 = 252 \text{ 000 руб.}$$

Удельные затраты на УПК принимаются такими же, как и для батареи конденсаторов 110 кВ поперечного включения, а именно $k_{\text{УПК}} = 6,4 \text{ руб/квар}$, тогда

$$K_{\text{УПК}} = Q_{\text{УПК}} k_{\text{УПК}} = 180 \times 6,4 \times 10^3 = 1 \text{ 152 000 руб.}$$

Наконец, полные ежегодные отчисления от затрат на ВДТ и УПК соответственно принимаем:

$$p_{\text{ВДТ}} = 21,3\% \text{ и } p_{\text{УПК}} = 22\%.$$

Сводка экономических показателей рассматриваемой сети при различных вариантах оптимизации потокораспределения дана в табл. 6.27.

Таблица 6.27

Показатели	Варианты оптимизации		
	без оптимизации	ВДТ	УПК
Потери активной мощности, Мвт	42,31	29,21	25,64
Годовые расчетные потери энергии, 10^6 квт-ч	135,392	96,022	84,208
Дополнительные капиталовложения, тыс. руб.	—	252	1152
Затраты на покрытие потерь энергии, тыс. руб.	1354	960	842
Отчисления от капиталовложений, тыс. руб. .	—	54	253
Приведенные затраты	1354	1014	1095

Из табл. 6.27 видно, что оба варианта оптимизации достаточно эффективны.

По приведенным затратам вариант УПК несколько уступает варианту ВДТ, но обладает дополнительным преимуществом из-за снижения потерь реактивной мощности и улучшения режима напряжений.

ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ ПРОТЯЖЕННЫХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

§ 7.1. Общие положения

Формирование энергосистем и энергообъединений потребовало сооружения протяженных линий электропередачи высокого напряжения в качестве системообразующих элементов, а затем в виде межсистемных связей. Рост энергетики и создание Единой энергосистемы СССР сопровождаются увеличением протяженности и номинального напряжения таких линий. Если, например, в 40-е годы одной из крупнейших межсистемных связей была линия Днепр—Донбасс напряжением 220 кВ и протяженностью порядка 200 км, то затем были широко освоены напряжения 330 и 500 кВ. В настоящее время в СССР работают линии переменного тока напряжением 750 кВ и постоянного тока 800 кВ. Суммарная длина участков ряда линий межсистемной связи превышает 1000 км; пропускная способность может быть доведена до 2000 Мвт на одну цепь.

Линии межсистемной связи могут быть нереверсивными и реверсивными. Нереверсивные линии связывают системы с крупнейшими гидравлическими и тепловыми электростанциями и системы с мощными промышленными потребителями. В остальных случаях линии межсистемной связи большей частью выполняются реверсивными.

Электропередачи переменного тока напряжением 330—750 кВ обладают рядом особенностей в отношении электрических параметров, режимов напряжений и реактивных мощностей.

Повышение номинального напряжения линии, как известно, приводит к необходимости расщепления проводов, причем линии 330 кВ выполняются расщепленными на два провода, 500 кВ — на три провода и 750 кВ — на четыре провода. В результате несколько возрастает (с $2,9 \cdot 10^{-6}$ до $4,2 \cdot 10^{-6}$ сим/км) поперечная погонная емкостная проводимость линий. Зарядная мощность линий, пропорциональная квадрату приложенных напряжений, примерно составляет: при напряжении 220 кВ—0,15 Мвар/км; при 330 кВ—0,4 Мвар/км; при 500 кВ—1,0 Мвар/км; при 750 кВ—2,4 Мвар/км. Если к тому же учесть, что рост номинального напряжения сопровождается увеличением предельных длин линий, то понятно, что линии сверхвысокого напряжения требуют колоссальных зарядных мощностей.

Протекание таких мощностей через активные сопротивления линий приводит к весьма значительным потерям активной мощности.

Кроме того, протекание зарядных мощностей, наряду с потерями индуктивной мощности в последовательных индуктивных сопротивлениях линий, вызывает ряд особенностей режимов реактивной мощности на концах линий, которые также следует учитывать при проектировании и эксплуатации.

Несколько особняком стоит вопрос об учете потерь мощности на корону. Проводимость короны является сложной функцией от напряжения и погодных условий. Поскольку, однако, в линиях с расщепленными проводами потери на корону, как правило, составляют не более 20% от общей величины потерь активной мощности, то при проектных и режимных расчетах вполне допустимо учитывать корону в виде постоянной распределенной активной проводимости линий, а в некоторых случаях ограничиваться учетом потерь на корону в общем балансе активных мощностей.

Существенную роль в улучшении показателей дальних и сверхдальних электропередач переменного тока призвано играть автоматическое регулирование напряжений и реактивных мощностей, осуществляемое с помощью генераторов, трансформаторов и различных компенсирующих устройств. Основные задачи такого регулирования:

1) повышение пропускной способности электрических линий по условиям устойчивости параллельной работы;

2) снижение требований к параметрам электрических машин с точки зрения устойчивости;

3) создание определенной свободы маневрирования реактивными мощностями в электропередачах с целью снижения потерь активной мощности и энергии;

4) уменьшение необходимой установленной мощности устройств продольной и поперечной компенсации;

5) ведение режимов напряжений и реактивных мощностей на вторичных шинах приемных подстанций, в определенной степени независимое от режимов электропередач.

Перечисленные цели регулирования в основном характерны для протяженных электропередач с высокими номинальными напряжениями, большими передаваемыми мощностями, реактивными сопротивлениями, потерями от зарядных токов. В распределительных и районных сетях на первый план обычно выступают задачи, рассмотренные в предыдущих главах. Далее будет показан ряд особенностей расчета параметров, расчета и оптимизации стационарных режимов протяженных электропередач переменного тока.

§ 7.2. Электрические параметры протяженных электропередач

Ответственность, мощность и длина линий рассматриваемого класса предъявляют высокие требования к точности расчетов параметров и режимов. Здесь недопустимы пренебрежение поперечной составляющей вектора падения напряжения, расчет потерь мощности по среднему эксплуатационному напряжению и прочие допущения, получившие широкое распространение при расчете линий других

классов. В данном случае приходится применять точные аналитические методы расчета, базирующиеся на основных уравнениях замещающего электропередачу* эквивалентного четырехполюсника с постоянными $\dot{A}$, $\dot{B}$, $\dot{C}$, $\dot{D}$.

Как известно, токи и напряжения на концах четырехполюсника связаны между собой соотношениями:

$$U_{\text{н}} = \dot{A}U_{\text{к}} + B\dot{S}_{\text{к}}/U_{\text{к}}; \quad (7.1)$$

$$I_{\text{н}} = \dot{C}U_{\text{к}} + \dot{D}\dot{S}_{\text{к}}/U_{\text{к}}; \quad (7.2)$$

$$\dot{U}_{\text{к}} = \dot{D}U_{\text{н}} - B\dot{S}_{\text{н}}/U_{\text{н}}; \quad (7.3)$$

$$I_{\text{к}} = -\dot{C}U_{\text{н}} + \dot{A}\dot{S}_{\text{н}}/U_{\text{н}}. \quad (7.4)$$

Здесь и далее: «н» и «к» соответствуют началу и концу электропередачи; токи выражаются в килоамперах, напряжения — в киловольтах, мощности — в мегавольтамперах. При расчете по условиям конца или начала направление соответствующего вектора напряжения принимается за исходное.

Мощности и постоянные могут быть записаны таким образом:

$$\left. \begin{aligned} \dot{S}_{\text{н}} &= S_{\text{н}} e^{j\varphi_{\text{н}}} = P_{\text{н}} + jQ_{\text{н}}, \quad \dot{S}_{\text{к}} = S_{\text{к}} e^{j\varphi_{\text{к}}} = P_{\text{к}} + jQ_{\text{к}}; \\ \dot{A} &= A e^{j\psi_A} = A_{\text{а}} + jA_{\text{р}}, \quad \dot{B} = B e^{j\psi_B} = B_{\text{а}} + jB_{\text{р}}; \\ C &= C e^{j\psi_C} = C_{\text{а}} + jC_{\text{р}}, \quad \dot{D} = D e^{j\psi_D} = D_{\text{а}} + jD_{\text{р}}. \end{aligned} \right\} \quad (7.5)$$

Для расчета потерь мощности в электропередаче целесообразно перейти от постоянных эквивалентного четырехполюсника к так называемым коэффициентам потерь. Согласно условию баланса потери мощности в электропередаче

$$\Delta \dot{S} = \dot{S}_{\text{н}} - \dot{S}_{\text{к}}. \quad (7.6)$$

При расчете по условиям начала выразим мощность конца электропередачи в виде $\dot{S}_{\text{к}} = \hat{U}_{\text{к}} \dot{I}_{\text{к}}$. Подставив значения $\hat{U}_{\text{к}}$ и $\dot{I}_{\text{к}}$ из (7.3) и (7.4), запишем

$$\Delta \dot{S} = \dot{S}_{\text{н}} - (\hat{D}U_{\text{н}} - \hat{B}\dot{S}_{\text{н}}/U_{\text{н}})(-\dot{C}U_{\text{н}} + \dot{A}\dot{S}_{\text{н}}/U_{\text{н}}). \quad (7.7)$$

После ряда преобразований получим следующие выражения для потерь активной и реактивной мощности:

$$\Delta P = U_{\text{н}}^2 a_{\text{н.к.к}} + \frac{P_{\text{н}}^2 + Q_{\text{н}}^2}{U_{\text{н}}^2} a_{\text{н.к.з}} + P_{\text{н}} a_{\text{н.р}} + Q_{\text{н}} a_{\text{н.к}}; \quad (7.8)$$

$$\Delta Q = U_{\text{н}}^2 b_{\text{н.к.к}} + \frac{P_{\text{н}}^2 + Q_{\text{н}}^2}{U_{\text{н}}^2} b_{\text{н.к.з}} + P_{\text{н}} b_{\text{н.р}} + Q_{\text{н}} b_{\text{н.к}}. \quad (7.9)$$

* Под электропередачей в зависимости от решаемой задачи может пониматься собственно линия электропередачи, линия с компенсирующими устройствами и с трансформаторами (автотрансформаторами) приемной и передающей подстанций.

Коэффициенты в выражениях (7.8) и (7.9) назовем коэффициентами потерь по условиям начала электропередачи, давая им наименования в соответствии с физическим смыслом.

Коэффициенты потерь активной мощности холостого хода

$$a_{н.х.х} = D_a C_a + D_p C_p; \quad (7.10)$$

короткого замыкания

$$a_{н.к.з} = A_a B_a + A_p B_p; \quad (7.11)$$

от передачи активной мощности

$$a_{нР} = -2 (A_p D_p + B_a C_a); \quad (7.12)$$

от передачи реактивной мощности

$$a_{нQ} = 2 (B_p C_a - A_a D_p). \quad (7.13)$$

Коэффициенты потерь реактивной мощности холостого хода

$$b_{н.х.х} = C_p D_a - C_a D_p; \quad (7.14)$$

короткого замыкания

$$b_{н.к.з} = A_p B_a - A_a B_p; \quad (7.15)$$

от передачи активной мощности

$$b_{нР} = 2 (B_p C_a - A_p D_a); \quad (7.16)$$

от передачи реактивной мощности

$$b_{нQ} = 2 (B_p C_a - A_p D_p). \quad (7.17)$$

При расчете по условиям конца электропередачи мощность начала записывается в виде $\dot{S}_н = \hat{U}_н \dot{I}_н$. С учетом (7.1), (7.2) и (7.6) можно получить выражения для потерь активной и реактивной мощности в виде:

$$\Delta P = U_K^2 a_{н.х.х} + \frac{P_K^2 + Q_K^2}{U_K^2} a_{н.к.з} + P_K a_{нР} + Q_K a_{нQ}; \quad (7.18)$$

$$\Delta Q = U_K^2 b_{н.х.х} + \frac{P_K^2 + Q_K^2}{U_K^2} b_{н.к.з} + P_K b_{нР} + Q_K b_{нQ}. \quad (7.19)$$

Значения коэффициентов потерь по условиям конца электропередачи:

$$a_{н.х.х} = A_a C_a + A_p D_p; \quad (7.20)$$

$$a_{н.к.з} = D_a B_a + D_p B_p; \quad (7.21)$$

$$a_{нР} = 2 (A_p D_p + B_a C_a); \quad (7.22)$$

$$a_{нQ} = 2 (A_p D_a - B_p C_a); \quad (7.23)$$

$$b_{K.X.X} = A_a C_p - A_p D_a; \quad (7.24)$$

$$b_{K.K.3} = D_p B_a - D_a B_p; \quad (7.25)$$

$$b_{K.P} = 2(A_a D_p - B_p C_a); \quad (7.26)$$

$$b_{K.Q} = 2(A_p D_p - B_p C_p). \quad (7.27)$$

Для электропередачи, замещаемой симметричным четырехполюсником, $\dot{A} = \dot{D}$. Соответственно коэффициенты потерь холостого хода и короткого замыкания по условиям начала и конца равны между собой, а остальные различаются только знаками.

§ 7.3. Основные задачи расчетов электрических режимов протяженных электропередач

Параметры режима линии электропередачи характеризуют протекание электромагнитных процессов в отдельных ее точках. Для начальной и конечной точек электропередачи будем рассматривать в качестве основных параметров напряжения и мощности $U_H, P_H, Q_H, U_K, P_K, Q_K$. При расчетах режимов три из перечисленных величин, в том числе модуль хотя бы одного напряжения, должны быть известны; остальные три величины являются искомыми. Во всех случаях переход от мощностей начала к мощностям конца и обратно удобно осуществлять путем расчета потерь мощности с помощью выражений (7.18) ÷ (7.21). Поэтому при любых постановках расчетной задачи для точной характеристики режима достаточно найти только одну из перечисленных искоемых величин.

Задача 1. Известны U_K, P_K, Q_K . Необходимо найти из выражения (7.1) напряжение U_H . Мощности P_H, Q_H определяем после расчета потерь.

Задача 2 (обратная предыдущей). Известны U_H, P_H, Q_H . Находим напряжение U_K согласно (7.3).

Задача 3. Известны напряжение U_H и мощность конца $\dot{S}_K = S_K e^{j\varphi_K}$. Недостающей величиной является напряжение U_K . Для его определения из (7.1) напишем:

$$\frac{\dot{U}_H \dot{U}_K}{\dot{A}} = U_K^2 + \frac{B}{A} S_K e^{j\theta_K} = U_K^2 + \frac{B}{A} S_K \cos \theta_K + j \frac{B}{A} S_K \sin \theta_K,$$

где $\theta_K = \psi_B - \psi_A + \varphi_K$.

Приравняв квадраты модулей последнего выражения, получим биквадратное уравнение

$$U_K^4 - U_K^2 \left(\frac{U_H^2}{A^2} - \frac{2BS_K}{A} \cos \theta_K \right) + \frac{B^2 S_K^2}{A^2} = 0, \quad (7.28)$$

откуда

$$U_K^2 = \frac{U_H^2}{2A^2} - \frac{BS_K}{A} \cos \theta_K \pm \sqrt{\left(\frac{U_H^2}{2A^2} - \frac{BS_K}{A} \cos \theta_K \right)^2 - \frac{B^2 S_K^2}{A^2}}. \quad (7.29)$$

Учитывая только положительные корни, отметим три возможных результата решения уравнения:

1) уравнение имеет два вещественных корня, соответствующих двум значениям напряжения U_K , при которых может быть передана мощность S_K . Практическое значение имеет только большее значение корня;

2) вещественные корни уравнения равны. Мощность S_K в этом случае имеет предельное — наибольшее возможное значение;

3) корни уравнения являются мнимыми. Это означает, что заданная мощность превышает предельную и передана быть не может.

Равенство корней наступает при наличии соотношения

$$\left(\frac{U_H^2}{2A^2} - \frac{B}{A} S_K \cos \theta_K \right)^2 - \frac{B^2 S_K^2}{A^2} = 0.$$

Отсюда для предельного значения мощности S_K получим

$$S_{KM} = U_H^2 / [4AB \cos^2 (\theta_K/2)]. \quad (7.30)$$

Подставляя найденные значения в (7.29), установим, что при передаче предельной мощности напряжение в конце электропередачи будет:

$$U_{KM} = U_H / [2A \cos (\theta_K/2)]. \quad (7.31)$$

Задача 4. Известны значения U_K , P_H , S_H . Исходя из (7.3), путем рассуждений, аналогичных предыдущим, получим биквадратное уравнение для определения напряжения U_H

$$U_H^4 - U_H^2 \left(\frac{U_K^2}{D^2} + \frac{2BS_H}{D} \cos \theta_H \right) + \frac{B^2 S_H^2}{D^2} = 0. \quad (7.32)$$

Предельное значение мощности S_H будет:

$$S_{HM} = U_K^2 / [4DB \sin^2 (\theta_H/2)]. \quad (7.33)$$

Такой мощности соответствует напряжение в начале электропередачи

$$U_{HM} = U_K / [2D \sin (\theta_H/2)]. \quad (7.34)$$

В выражениях (7.32) ÷ (7.34)

$$\theta_H = \psi_B - \psi_D + \varphi_H.$$

Задача 5. Известны модули напряжений U_H , U_K и активная мощность P_K . Необходимо найти соответствующее значение реактивной мощности Q_K . Для ее определения обратимся к исходному уравнению (7.1), которое перепишем в виде

$$\dot{U}_H = \dot{A}U_K + \dot{B}(P_K + jQ_K)/U_K.$$

откуда

$$\frac{U_H U_K}{\dot{B}} = \frac{A}{B} U_K^2 \cos (\psi_A - \psi_B) + P_K + j \left[\frac{A}{B} U_K^2 \sin (\psi_A - \psi_B) + Q_K \right].$$

Уравнение для квадратов модулей левой и правой частей будет

$$\frac{U_H^2 U_K^2}{B^2} = \left[P_K + \frac{A}{B} U_K^2 \cos (\psi_B - \psi_A) \right]^2 + \left[Q_K - \frac{A}{B} U_K^2 \sin (\psi_B - \psi_A) \right]^2. \quad (7.35)$$

Написанное выражение представляет собой известное уравнение круговой диаграммы вида

$$r^2 = (P_K - a_K)^2 + (Q_K - b_K)^2, \quad (7.36)$$

где $r = U_H U_K / B$; (7.37)

$$a_K = -\frac{A}{B} U_K^2 \cos(\psi_B - \psi_A); \quad (7.38)$$

$$b_K = \frac{A}{B} U_K^2 \sin(\psi_B - \psi_A). \quad (7.39)$$

Круговая диаграмма для линии, рассмотренной далее в примерах 7.1 и 7.2, представлена на рис. 7.1. Необходимое для решения задачи значение реактивной мощности Q_K может быть найдено либо непосредственно из диаграммы, либо аналитическим расчетом согласно уравнению (7.36). Решая его относительно Q_K , получим

$$Q_K = b_K \pm \sqrt{r^2 - (P_K - a_K)^2} \quad (7.40)$$

или, подставляя значения постоянных,

$$Q_K = \frac{AU_K^2 \sin(\psi_B - \psi_A) \pm \sqrt{U_H^2 U_K^2 - [BP_K - AU_K^2 \cos(\psi_B - \psi_A)]^2}}{B}. \quad (7.40a)$$

Из диаграммы на рис. 7.1 видно, что формально существуют два значения Q_K , удовлетворяющих требованиям уравнения (7.36), однако практически схема имеет только решение, соответствующее меньшему абсолютному значению Q_K . Из диаграммы также видно, что при определенных значениях модулей напряжений U_H , U_K существует предельное значение активной мощности P_{KM} , при котором прямая, изображающая на диаграмме реактивную мощность, превращается в касательную к окружности. Предельная активная мощность

$$P_{KM} = r + a_K = \frac{U_H U_K - AU_K^2 \cos(\psi_B - \psi_A)}{B}. \quad (7.41)$$

Задача 6. Известны модули напряжений по концам линий и активная мощность в начале P_H . Здесь исходным будет уравнение (7.3). Путем рассуждений, аналогичных предыдущим, придем к уравнению

$$\begin{aligned} \frac{U_H^2 U_K^2}{B^2} = & \left[P_H - \frac{D}{B} U_H^2 \cos(\psi_B - \psi_D) \right]^2 + \\ & + \left[Q_H + \frac{D}{B} U_H^2 \sin(\psi_B - \psi_D) \right]^2. \end{aligned} \quad (7.42)$$

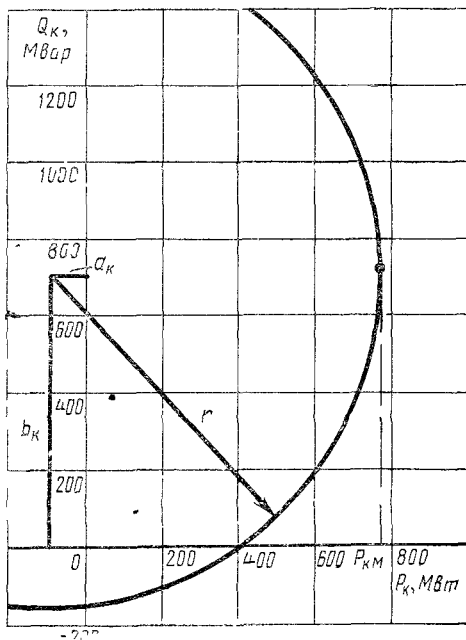


Рис. 7.1. Круговая диаграмма для линии 330 кв примера 7.1

Это будет снова уравнение окружности, но построенной по условиям начала; его общий вид:

$$r^2 = (P_H - a_H)^2 + (Q_H - b_H)^2. \quad (7.43)$$

Радиус сохраняет прежнее значение. Координаты центра:

$$a_H = \frac{D}{B} U_H^2 \cos(\psi_B - \psi_D); \quad (7.44)$$

$$b_H = -\frac{D}{B} U_H^2 \sin(\psi_B - \psi_D). \quad (7.45)$$

На диаграмме может быть найдено необходимое значение реактивной мощности Q_H . Соответствующее аналитическое выражение.

$$Q_H = \frac{-DU_H^2 \sin(\psi_B - \psi_D) \pm \sqrt{U_H^2 U_K^2 - [BP_H + DU_H^2 \cos(\psi_B - \psi_D)]^2}}{B}. \quad (7.46)$$

Наибольшее значение активной мощности P_{HM} может быть найдено из выражения

$$P_{HM} = r + a_H = [U_H U_K + DU_H^2 \cos(\psi_B - \psi_D)]/B. \quad (7.47)$$

Пример 7.1. Линия 330 кВ выполнена расщепленным проводом марки АСО-400 $\times$ 2. Длина линии $l = 400$ км, погонные параметры: $r_0 = 0,04$ ом/км; $x_0 = 0,321$ ом/км, $b_0 = 3,52 \cdot 10^{-6}$ сим/км. Постоянные эквивалентного четырехполюсника:

$$\dot{A} = \dot{D} = 0,9096 + j0,0113 = 0,91e^{j44'};$$

$$\dot{B} = 16,0 + j128,4 = 129,4e^{j82^\circ 54'}.$$

Исходное напряжение в начале линии $U_H = 350$ кВ. Коэффициент реактивной мощности $\lg \varphi_K = -0,25$, $\varphi_K = -14^\circ$.

Требуется найти предел передаваемой мощности в конце линии S_{KM} и режим напряжения там же при передаче мощности $S_K = 330$ Мва, что соответствует значениям $P_K = 320$ Мвт и $Q_K = -80$ Мвар.

Дополнительно находим:

$$\theta_K = \psi_B - \psi_A + \varphi_K = 82^\circ 54' - 44' - 14^\circ = 68^\circ 10'.$$

$$\theta_{K/2} = 34^\circ 05', \quad \cos \theta_K = 0,3719, \quad \cos(\theta_{K/2}) = 0,8282.$$

Предельная мощность согласно (7.30)

$$S_{KM} = \frac{U_H^2}{4AB \cos^2(\theta_{K/2})} = \frac{350^2}{4 \cdot 0,91 \cdot 129,4 \cdot 0,8282^2} = 379 \text{ Мва}.$$

Напряжение при передаче заданной мощности рассчитаем по уравнению (7.28):

$$U_K^4 - U_K^2 \left(\frac{350^2}{0,91^2} - \frac{2 \cdot 129,4 \cdot 330 \cdot 0,3719}{0,91} \right) + \frac{129,4^2 \cdot 330^2}{0,91^2} = 0.$$

После подстановок:

$$U_K^4 - 113026 U_K^2 + 2202 \cdot 10^6 = 0;$$

$$U_K^2 = 56513 \pm \sqrt{56513^2 - 2202 \cdot 10^6};$$

$$U_K' = \sqrt{88013} = 297 \text{ кВ}, \quad U_K'' = \sqrt{25013} = 159 \text{ кВ}$$

Напряжение $U_K = 297$ кВ не может считаться удовлетворительным. Требуется частичная разгрузка сети от передачи реактивной мощности.

Пример 7.2. Для линии предыдущего примера построить круговую диаграмму и определить реактивную мощность Q_K , если $P_K = 320$ Мвт и $U_K = 320$ кв. Дополнительно находим:

$$\psi_B - \psi_A = 82^\circ 10'; \quad \cos(\psi_B - \psi_A) = 0,1363; \quad \sin(\psi_B - \psi_A) = 0,9907.$$

Согласно (7.37), (7.38) и (7.39) определяем параметры диаграммы:

$$\begin{aligned} r &= 350 \cdot 320 / 129,4 = 866 \text{ Мвар}; \\ a_K &= -0,91 \cdot 320^2 \cdot 0,1363 / 129,4 = -98 \text{ Мвт}; \\ b_K &= 0,91 \cdot 320^2 \cdot 0,9907 / 129,4 = 713 \text{ Мвар}. \end{aligned}$$

Круговая диаграмма была представлена на рис. 7.1.

Реактивная мощность Q_K , найденная согласно (7.40), оказалась равной —45 Мвар. Сравнивая полученные результаты с результатами предыдущего примера, видим, что снижение реактивной (индуктивной) мощности в конце линии на 35 Мвар обеспечило необходимую нормализацию режима напряжений.

Из диаграммы также видно, что предельная активная мощность $P_{KM} = 770$ Мвт. При этом реактивная мощность $Q_K = b_K = 713$ Мвар.

§ 7.4. Оптимальное регулирование напряжений и реактивных мощностей в протяженных электропередачах

Наличие в выражениях для потерь активной мощности (7.8) и (7.18) составляющих холостого хода и короткого замыкания, соответственно прямо и обратно пропорциональных квадрату приложенного напряжения, обуславливает возможность выбора оптимального значения напряжения, обеспечивающего минимум суммы этих составляющих потерь.

Можно также выделить две составляющие потерь активной мощности, связанные с протеканием реактивных мощностей: $Q^2 a_{K3} / U^2$ — часть потерь короткого замыкания, пропорциональная квадрату реактивной мощности и поэтому всегда положительная (коэффициенты a_{H3} , a_{K3} также всегда положительны);

Qa_Q — потери от передачи реактивной мощности, которые в зависимости от сочетания знаков Q и a_Q могут как увеличивать, так и уменьшать общие потери активной мощности.

Наличие данных двух составляющих обуславливает возможность снижения потерь активной мощности путем оптимизации режима реактивной мощности в дальних электропередачах. Считая передаваемые по линиям активные мощности известными, регулирование напряжения и реактивной мощности, минимизирующее потери активной мощности, условимся называть оптимальным регулированием напряжения и оптимальным регулированием реактивной мощности.

Как следует из выражений (7.9) и (7.19), расчет потерь реактивной мощности в протяженных электропередачах также имеет ряд характерных особенностей, которые будут рассмотрены далее. К тому же оптимальные значения напряжений и реактивных мощностей в начале или конце электропередач зачастую не могут быть достигнуты из-за невозможности повышения эксплуатационного напряжения сверх уровня, допустимого условиями работы изоляции, ограниченности диапазонов регулирования повышающих и понижающих транс-

форматоров, недостаточной мощности располагаемых компенсирующих устройств. Ведение режимов напряжений и реактивных мощностей, обеспечивающее относительный минимум потерь активной мощности с учетом всех необходимых ограничений, назовем рациональным ведением режимов протяженных электропередач.

Будем для определенности рассматривать расчет по условиям начала электропередачи, причем в качестве исходной точки примем вторичные шины повысительной подстанции.

Методически удобно не включать в четырехполюсник, замещающий электропередачу, компенсирующие устройства, установленные в ее начале. Такими устройствами обычно являются шунтирующие реакторы, подключаемые непосредственно к шинам подстанции или к линии.

Работа компенсирующих устройств неизбежно сопровождается потерями активной мощности в них. Потери обычно делят на нагрузочные и холостого хода. Потери холостого хода можно здесь не рассматривать, а нагрузочные считать пропорциональными вырабатываемой данным КУ реактивной мощности с коэффициентом пропорциональности α . Знак коэффициента α должен быть тем же, что и знак реактивной мощности, поскольку потери активной мощности в любом устройстве всегда положительны.

Выражение для суммарных потерь активной мощности в электропередаче и компенсирующих устройствах с учетом (7.8) запишем в виде:

$$\Delta P_{\Sigma} = U_{\text{н}}^2 a_{\text{н.х.х}} + \frac{P_{\text{н}}^2 + Q_{\text{н}}^2}{U_{\text{н}}^2} a_{\text{н.р.з}} + P_{\text{н}} a_{\text{нр}} + Q_{\text{н}} (a_{\text{нq}} + \alpha). \quad (7.48)$$

Приравняв нулю частную производную $\partial \Delta P_{\Sigma} / \partial U_{\text{н}}$, получим оптимальное значение напряжения в начале электропередачи:

$$U_{\text{н.о}} = \sqrt{(P_{\text{н}}^2 + Q_{\text{н}}^2) a_{\text{н.р.з}} / a_{\text{н.х.х}}}. \quad (7.49)$$

Подставив (7.49) в (7.48), нетрудно убедиться, что при оптимальном регулировании напряжения (ОРН) потери холостого хода равны потерям короткого замыкания.

Расчеты показывают, что для линий протяженностью до 300÷400 км и напряжением менее 500 кВ из-за сравнительно малых потерь холостого хода оптимальное значение напряжения, определяемое по (7.49), как правило, превышает уровень, максимально допустимый по условиям работы изоляции, т. е. экономически выгодно поддерживать напряжение на максимально возможном уровне. Для дальних линий 500÷750 кВ зачастую оказывается целесообразным в режимах малых нагрузок уменьшать напряжение против номинального.

Оптимальное значение реактивной мощности в начале электропередачи найдем также из (7.48), приравняв нулю частную производную $\partial \Delta P_{\Sigma} / \partial Q_{\text{н}}$. Нетрудно видеть, что

$$Q_{\text{нq}} = -U_{\text{н}}^2 (a_{\text{нq}} + \alpha) / (2a_{\text{н.р.з}}). \quad (7.50)$$

Оптимальная реактивная мощность не зависит от активной мощности, а определяется только напряжением, параметрами электропередачи и потерями в КУ. Расчеты показывают, что коэффициент потерь активной мощности короткого замыкания $a_{н.к.з}$ всегда положителен, а коэффициент потерь от передачи реактивной мощности по условиям начала электропередачи $a_{нQ}$ всегда отрицателен. Поэтому оптимальное значение реактивной мощности, выдаваемой в электропередачу, положительно, т. е. по условиям потерь активной мощности в любой электропередаче в нее целесообразно выдавать емкостную мощность, которая для линии является зарядной.

Подставляя значение оптимальной реактивной мощности (7.50) в выражение для оптимального напряжения (7.49), после несложных преобразований получим значение напряжения при совместном оптимальном регулировании напряжения и реактивной мощности:

$$U_{н.оq} = \frac{\sqrt{P_H} \sqrt{2a_{н.к.з}}}{\sqrt{4a_{н.х.х} a_{н.к.з} - (a_{нQ} + \alpha)^2}}. \quad (7.51)$$

Аналогично, подставив (7.49) в (7.50), получим соответствующее значение реактивной мощности:

$$Q_{н.оq} = - \frac{P_H (a_{нQ} + \alpha)}{\sqrt{4a_{н.х.х} a_{н.к.з} - (a_{нQ} + \alpha)^2}}. \quad (7.52)$$

Оптимальное значение угла сдвига фаз между активной и реактивной мощностями в начале электропередачи

$$\varphi_{н.оq} = \arctg \frac{Q_{н.оq}}{P_H} = \arctg \left[- \frac{a_{нQ} + \alpha}{\sqrt{4a_{н.х.х} a_{н.к.з} - (a_{нQ} + \alpha)^2}} \right]. \quad (7.53)$$

Наконец, подставив значения оптимального напряжения $U_{н.оq}$ и оптимальной реактивной мощности $Q_{н.оq}$ в выражение для суммарных потерь активной мощности (7.48), получим

$$\Delta P_{\Sigma oq} = P_H \sqrt{a_{н.к.з} \left[4a_{н.х.х} - \frac{(a_{нQ} + \alpha)^2}{a_{н.к.з}} \right]} + P_H a_{нP}. \quad (7.54)$$

С целью исследования в общем виде показателей электропередачи при оптимальном регулировании выразим суммарные потери активной мощности из (7.48) и потери активной и реактивной мощности собственно в электропередаче из (7.8) и (7.9) через активную мощность и тригонометрические функции угла φ_H сдвига фаз в начале электропередачи:

$$\Delta P_{\Sigma} = U_H^2 a_{н.х.х} + \frac{P_H^2 a_{н.к.з}}{U_H^2 \cos^2 \varphi_H} + P_H [a_{нP} + (a_{нQ} + \alpha) \operatorname{tg} \varphi_H]; \quad (7.48a)$$

$$\Delta P = U_H^2 a_{н.х.х} + \frac{P_H^2 a_{н.к.з}}{U_H^2 \cos^2 \varphi_H} + P_H (a_{нP} + a_{нQ} \operatorname{tg} \varphi_H); \quad (7.8a)$$

$$\Delta Q = U_H^2 b_{н.х.х} + \frac{P_H^2 b_{н.к.з}}{U_H^2 \cos^2 \varphi_H} + P_H (b_{нP} + b_{нQ} \operatorname{tg} \varphi_H). \quad (7.9a)$$

При заданном угле сдвига фаз оптимальное напряжение в начале линии из (7.49)

$$U_{н.о} = (1/\sqrt{\cos \varphi_H})^4 \sqrt{a_{н.к.з}/a_{н.х.х}} \sqrt{P_H}. \quad (7.49a)$$

Будем называть коэффициентом оптимального регулирования напряжения в начале линии электропередачи величину

$$n_{н.о} = (1/\sqrt{\cos \varphi_H})^4 \sqrt{a_{н.к.з}/a_{н.х.х}}. \quad (7.55)$$

При оптимальном регулировании напряжения потери активной и реактивной мощностей будут:

$$\Delta P_{\Sigma 0} = P_H \left[\frac{2}{\cos \varphi_H} \sqrt{a_{н.х.х} a_{н.к.з}} + a_{н.P} + (a_{н.Q} + \alpha) \operatorname{tg} \varphi_H \right]; \quad (7.56)$$

$$\Delta P_0 = P_H \left(\frac{2}{\cos \varphi_H} \sqrt{a_{н.х.х} a_{н.к.з}} + a_{н.P} + a_{н.Q} \operatorname{tg} \varphi_H \right); \quad (7.57)$$

$$\Delta Q_0 = P_H \left[\frac{1}{\cos \varphi_H} \left(b_{н.х.х} \sqrt{\frac{a_{н.к.з}}{a_{н.х.х}}} + b_{н.к.з} \sqrt{\frac{a_{н.х.х}}{a_{н.к.з}}} \right) + b_{н.P} + b_{н.Q} \operatorname{tg} \varphi_H \right]. \quad (7.58)$$

При ОРН все мощности и потери мощности удобно относить к активной мощности, выдаваемой в электропередачу.

Относительные потери активной и реактивной мощности будут:

$$\Delta P_{\Sigma 0*} = \frac{2}{\cos \varphi_H} \sqrt{a_{н.х.х} a_{н.к.з}} + a_{н.P} + (a_{н.Q} + \alpha) \operatorname{tg} \varphi_H; \quad (7.59)$$

$$\Delta P_{0*} = \frac{2}{\cos \varphi_H} \sqrt{a_{н.х.х} a_{н.к.з}} + a_{н.P} + a_{н.Q} \operatorname{tg} \varphi_H; \quad (7.60)$$

$$\Delta Q_{0*} = \frac{1}{\cos \varphi_H} \left(b_{н.х.х} \sqrt{\frac{a_{н.к.з}}{a_{н.х.х}}} + b_{н.к.з} \sqrt{\frac{a_{н.х.х}}{a_{н.к.з}}} \right) + b_{н.P} + b_{н.Q} \operatorname{tg} \varphi_H. \quad (7.61)$$

Активная мощность приемного конца электропередачи в относительных единицах равна ее к. п. д.:

$$P_{к.о*} = \eta_{0*} = 1 - \Delta P_{0*}. \quad (7.62)$$

Относительная реактивная мощность, выдаваемая в электропередачу

$$Q_{н*} = \operatorname{tg} \varphi_H. \quad (7.63)$$

Реактивная мощность, поступающая из электропередачи в приемную систему,

$$Q_{к.о*} = \operatorname{tg} \varphi_H - \Delta Q_{0*}. \quad (7.64)$$

Угол сдвига фаз в конце электропередачи

$$\varphi_{н.о} = \arctg \left(\frac{\operatorname{tg} \varphi_H - \Delta Q_{0*}}{1 - \Delta P_{0*}} \right). \quad (7.65)$$

Если по условиям баланса мощностей приемной системы желательно получение ею с шин понизительной подстанции мощности со сдвигом фаз $\varphi_{к.ж.}$, то соответствующая реактивная мощность

$$Q_{к.ж.о*} = (1 - \Delta P_{о*}) \operatorname{tg} \varphi_{к.ж.} \quad (7.66)$$

Условно примем, что разность между желательным значением реактивной мощности приемной системы и мощностью, поступающей из электропередачи, должна покрываться за счет компенсирующих устройств, установленных на приемной подстанции*. Тогда

$$Q_{ккУо*} = (1 - \Delta P_{о*}) \operatorname{tg} \varphi_{к.ж.} - (\operatorname{tg} \varphi_{н.} - \Delta Q_{о*}). \quad (7.67)$$

Перейдем к расчету напряжений. Приняв за основное направление вектора напряжения $U_{н.}$, вектор напряжения в конечной точке произвольного четырехполюсника «н — ф» в соответствии с (7.3) можно записать в виде

$$\dot{U}_f = \dot{D}_f U_{н.} - j\dot{B}_f (P_{н.} + jQ_{н.})/U_{н.} \quad (7.3a)$$

Представим обобщенные постоянные четырехполюсника «н — ф» в виде:

$$\left. \begin{aligned} \dot{B}_f &= B_f e^{i\psi_{Bf}} = B_{af} + jB_{pf}; \\ \dot{D}_f &= D_f e^{i\psi_{Df}} = D_{af} + jD_{pf}. \end{aligned} \right\} \quad (7.5a)$$

На основании (7.3a) для вектора напряжения и его модуля получим:

$$\dot{U}_f = \left(D_{af} U_{н.} - \frac{B_{af} P_{н.} - B_{pf} Q_{н.}}{U_{н.}} \right) + j \left(D_{pf} U_{н.} - \frac{B_{pf} P_{н.} + B_{af} Q_{н.}}{U_{н.}} \right); \quad (7.68)$$

$$U_f = \sqrt{D_{af}^2 U_{н.}^2 + \frac{P_{н.}^2 + Q_{н.}^2}{U_{н.}^2} B_f^2 - 2B_f D_f [P_{н.} \cos(\psi_{Bf} - \psi_{Df}) - Q_{н.} \sin(\psi_{Bf} - \psi_{Df})]}. \quad (7.69)$$

При оптимальном регулировании напряжения согласно (7.49a) данные выражения приобретают вид:

$$\begin{aligned} \dot{U}_{fo} &= U_{н.о} \left[D_{af} - \sqrt{\frac{a_{н.х.х.}}{a_{н.к.з}}} (B_{af} \cos \varphi_{н.} - B_{pf} \sin \varphi_{н.}) \right] + \\ &+ jU_{н.о} \left[D_{pf} - \sqrt{\frac{a_{н.х.х.}}{a_{н.к.з}}} (B_{af} \sin \varphi_{н.} + B_{pf} \cos \varphi_{н.}) \right]; \end{aligned} \quad (7.70)$$

$$U_{fo} = U_{н.о} \sqrt{D_f^2 + \frac{a_{н.х.х.}}{a_{н.к.з}} B_f^2 - 2 \sqrt{\frac{a_{н.х.х.}}{a_{н.к.з}}} B_f D_f \cos \theta_{н.}} \quad (7.71)$$

* В действительности КУ могут быть распределены в приемной системе. Однако желательность получения приемной системой определенной реактивной мощности сохраняется во всех случаях, а допущение о сосредоточении КУ на понизительной подстанции приемного конца облегчает оценку возможностей регулирования и вносит определенность в расчеты.

Модуль напряжения в точке f , отнесенный к значению напряжения в начальной точке электропередачи,

$$U_{fo*} = \sqrt{D_f^2 + \frac{a_{н.х.х}}{a_{н.н.з}} B_f^2 - 2 \sqrt{\frac{a_{н.х.х}}{a_{н.н.з}}} B_f D_f \cos \theta_n}. \quad (7.72)$$

Угол между векторами напряжений при отсчете от $\vec{U}_n$ к $\vec{U}_f$

$$\delta_{nfo} = \arctg \left(\frac{\sqrt{a_{н.н.з}} D_{pf} - \sqrt{a_{н.х.х}} B_{pf} \cos \varphi_n - \sqrt{a_{н.х.х}} B_{af} \sin \varphi_n}{\sqrt{a_{н.н.з}} D_{af} - \sqrt{a_{н.х.х}} B_{af} \cos \varphi_n + \sqrt{a_{н.х.х}} B_{pf} \sin \varphi_n} \right). \quad (7.73)$$

Напряжение на первичных шинах повысительной подстанции, приведенное к номинальному напряжению линии, может быть найдено аналогичным путем. Нетрудно показать, в частности, что при ОРН модуль этого напряжения

$$U'_{н.о*} = \sqrt{1 + \frac{a_{н.х.х}}{a_{н.н.з}} z_{т.н}^2} + \sqrt{\frac{a_{н.х.х}}{a_{н.н.з}} (r_{т.н} \cos \varphi_n - x_{т.н} \sin \varphi_n)}, \quad (7.74)$$

где $z_{т.н}$, $r_{т.н}$, $x_{т.н}$ — сопротивления трансформаторов повысительной подстанции.

Рассмотрение выражений (7.59) ÷ (7.67) показывает, что при оптимальном регулировании напряжения электропередачи и постоянстве угла сдвига фаз φ_n в ее начале потери активной и реактивной мощности, а также активная и реактивная мощности приемного конца изменяются пропорционально активной мощности P_n . Из (7.71) ÷ (7.74) видно, что при этом модули напряжений во всех точках электропередачи и на первичных шинах повышающей подстанции изменяются пропорционально друг другу, т. е. пропорционально квадратному корню из активной мощности $\sqrt{P_n}$, а углы между векторами напряжений имеют постоянные значения, не зависящие от P_n^* .

Отсюда вытекает возможность обобщенного анализа режима оптимального регулирования напряжения в относительных единицах в зависимости от угла сдвига фаз в начале электропередачи. Такой анализ дает хорошую основу для последующего определения рационального режима электропередачи с учетом различных ограничений.

Пример 7.3. Рассмотреть основы оптимального регулирования напряжения и реактивной мощности электропередачи напряжением 500 кВ длиной 1000 км. Необходимые параметры электропередачи приведены на рис. 7.2. Начальной точкой электропередачи условимся считать вторичные шины повышающих трансформаторов, а конечной — вторичные шины понижающих автотрансформаторов.

Обобщенные постоянные эквивалентного четырехполюсника «н—к», замещающего линию электропередачи 500 кВ длиной 1000 км и понижающие автотрансформаторы, при погонных потерях активной мощности на корону 7,2 кВт/км,

* Все эти явления характерны не только для режима оптимального регулирования напряжения, но и вообще для случая изменения напряжения пропорционально квадратному корню из активной мощности.

учтенных в виде постоянной распределенной проводимости $g_0 = 0,0288 \times 10^{-6} \text{ см/км}$, получились равными:

$$\dot{A} = 0,512 + j39,46 \cdot 10^{-3} = 0,513 e^{j4^\circ 25'};$$

$$\dot{B} = 12,89 + j259,0 = 259,5 e^{j87^\circ 0,5'};$$

$$\dot{C} = -20,94 \cdot 10^{-6} + j3,15 \cdot 10^{-3} = 3,15 \cdot 10^{-3} e^{j90^\circ 25'};$$

$$\dot{D} = 0,363 + j40,70 \cdot 10^{-3} = 0,365 e^{j6^\circ 25'}.$$

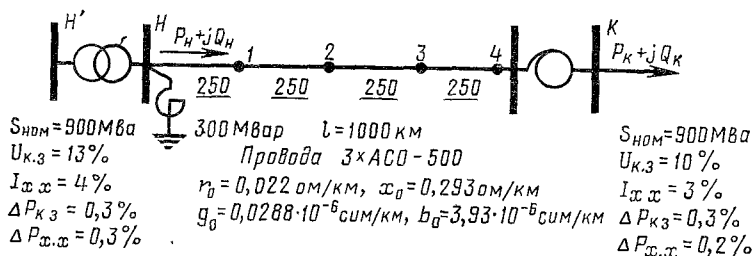


Рис. 7.2. Схема дальней электропередачи 500 кВ без промежуточных отборов и реакторов к примеру 7.3

Значения коэффициентов потерь активной и реактивной мощностей при расчете по условиям начала сведены в табл. 7.1.

Таблица 7.1

Коэффициенты потерь			
активной мощности		реактивной мощности	
$a_{н.х.х}, \text{ см}$	$120,5 \cdot 10^{-6}$	$b_{н.х.х}, \text{ см}$	$1142 \cdot 10^{-6}$
$a_{н.к.в.}, \text{ Ом}$	16,8	$b_{н.к.в.}, \text{ Ом}$	-132,2
$a_{нР}, \text{ отн. ед.}$	$-2,67 \cdot 10^{-3}$	$b_{нР}, \text{ отн. ед.}$	$-39,5 \cdot 10^{-3}$
$a_{нQ}, \text{ отн. ед.}$	$52,5 \cdot 10^{-3}$	$b_{нQ}, \text{ отн. ед.}$	1,63

На рис. 7.3 изображены зависимости коэффициента оптимального регулирования напряжения $n_{н.о}$ в начале электропередачи (7.55) и относительных потерь активной мощности $\Delta P_{\Sigma 0}$ (7.56) от угла сдвига фаз φ_n и коэффициента мощности $\cos \varphi_n$. Последний варьировался от 1 до 0,7 при опережающих и отстающих углах.

При расчете потерь активной мощности принято, что выдача в линию индуктивной мощности производится без использования дополнительных источников, а выдача емкостной мощности — за счет нерегулируемых реакторов, установленных в начале линии. Коэффициент потерь активной мощности в реакторах принят равным 0,6% ($\alpha = 0,006$).

Штрих-пунктирными линиями на рис. 7.3 показано изменение потерь активной мощности собственно в электропередаче (7.60), а штриховыми — изменение коэффициента ОРН и потерь активной мощности при неучете короны ($g_0 = 0$).

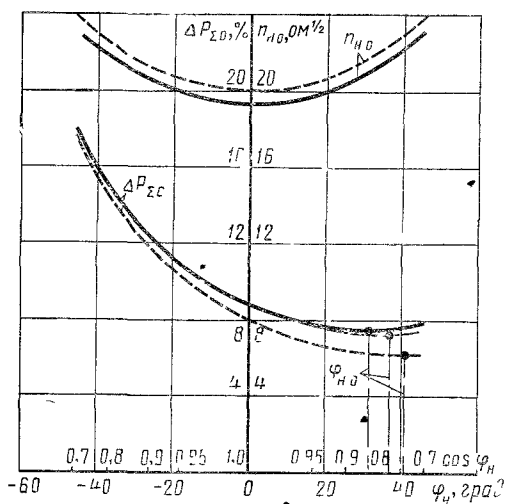


Рис. 7.3. Зависимости коэффициента ОРН от угла сдвига фаз и коэффициента мощности:

— при приближенном учете короны; — — — при неучете короны, — · — · — без учета потерь в начальных реакторах

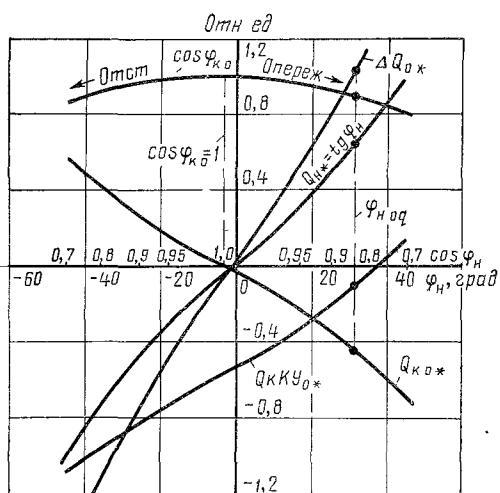


Рис. 7.4. Зависимости режимов относительных реактивных мощностей и $\cos \varphi_{н.о}$ при ОРН от угла сдвига фаз φ_n и коэффициента мощности $\cos \varphi_n$

Рассмотрение кривых рис. 7.3 показывает, что:

1) коэффициент ОРН, как это следует и из (7.55), не зависит от знака сдвига фаз и является наименьшим при нулевом сдвиге. При уменьшении $\cos \varphi_n$ и учете короны в виде постоянной погонной активной проводимости $n_{н.о}$ изменяется в пределах 19,3—23,1;

2) наименьшие потери активной мощности соответствуют выдаче в электропередачу определенной емкостной мощности. Кривые потерь, обладая экономической устойчивостью, проходят вблизи минимума довольно полого. Так, при учете короны и переходе от оптимального сдвига фаз $\varphi_{н.о.г} = \arccos 0,856$ к $\varphi_n = \arccos 0,95$ относительные потери возрастают на 0,3% от выдаваемой активной мощности: с 7,4 до 7,7%. При нулевом сдвиге фаз потери составляют уже 8,7% и резко возрастают по мере увеличения отстающего сдвига фаз;

3) учет потерь в начальных реакторах уменьшает оптимальный опережающий сдвиг фаз примерно на 6°;

4) неучет потерь мощности на корону приводит к повышению оптимального напряжения на 3,5%, увеличению оптимальной опережающей мощности вначале (увеличению оптимального угла сдвига фаз на 9°), снижению потерь активной мощности на 0,4—1,5% от выдаваемой активной мощности.

Все последующие расчеты выполнялись с учетом короны.

На рис. 7.4 представлено изменение в зависимости от угла сдвига фаз φ_n и коэффициента мощности $\cos \varphi_n$ следующих величин:

- а) реактивной мощности $Q_{н*}$, выдаваемой в электропередачу;
- б) потерь реактивной мощности $\Delta Q_{о*}$;
- в) реактивной мощности $Q_{к.о*}$, выдаваемой электропередачей в приемную систему;
- г) коэффициента мощности $\cos \varphi_{к.о}$ в конце электропередачи;
- д) необходимой мощности $Q_{ккУо*}$ КУ приемной системы при отстающем $\cos \varphi_* = 0,85$.

Как видно из графиков, чтобы обеспечить выдачу в систему значительной индуктивной мощности, электропередача должна работать с опережающим сдвигом фаз в начале. В противном случае потребуются установка в приемной системе весьма крупных дополнительных генераторов реактивной мощности — перевозбужденных синхронных компенсаторов или статических конденсаторов. Подобный характер взаимного изменения реактивных мощностей $Q_{н*}$ и $Q_{к.о*}$ объясняется в основном высокими значениями потерь в последовательных реактивных сопротивлениях электропередачи при протекании зарядных токов. Математически это явление отражено в весьма большой величине коэффициента реактивных потерь $b_{нQ} = 1,626$. Поэтому за счет составляющей потерь $Q_{н}b_{нQ}$ выражения (7.9) в электропередаче теряется значительно больше реактивной мощности, чем выдается в нее.

Распределение относительных напряжений в зависимости от угла сдвига фаз φ_n и коэффициента мощности $\cos \varphi_n$ было найдено в следующих точках:

- а) на первичных шинах повысительной подстанции $U'_{н.о*}$;
- б) на вторичных шинах понижающих трансформаторов $U_{к.о*}$;
- в) в промежуточных точках и в конце линии передачи $U_{1о*}$, $U_{2о*}$, $U_{3о*}$, $U_{4о*}$ (см. рис. 7.2).

Сопротивления повышающих трансформаторов, необходимые для вычисления относительного приведенного напряжения на первичных шинах, получаются равными:

$$r_{т.н} = 0,42 \text{ ом}; x_{т.н} = 18 \text{ ом}; z_{т.н} = 18,1 \text{ ом}.$$

Постоянные $\dot{B}_f$ и $\dot{D}_f$ четырехполюсников «н — 1», «н — 2», «н — 3» и «н — 4», замещающих участки линии 500 кв, сведены в табл. 7.2.

Т а б л и ц а 7.2

Четырехполюсники	$\dot{B}_f, \text{ ом}$	$\dot{D}_f, \text{ отн. ед.}$
«н — 1»	$5,35 + j 72,4 = 72,6 e^{j 35^\circ 50'}$	$0,964 + j 2,92 \cdot 10^{-3} = 0,964 e^{j 10^\circ 10'}$
«н — 2»	$9,91 + j 139,6 = 140,0 e^{j 85^\circ 55'}$	$0,859 + j 11,32 \cdot 10^{-3} = 0,859 e^{j 10^\circ 45'}$
«н — 3»	$12,95 + j 197,0 = 197,4 e^{j 86^\circ 10'}$	$0,693 + j 23,94 \cdot 10^{-3} = 0,693 e^{j 2^\circ 00'}$
«н — 4»	$13,89 + j 240,3 = 240,7 e^{j 86^\circ 40'}$	$0,477 + j 38,86 \cdot 10^{-3} = 0,478 e^{j 4^\circ 40'}$

На рис. 7.5 показано распределение по длине линии относительных напряжений при ОРН и различных углах сдвига фаз.

На рис. 7.6 представлены зависимости относительных напряжений на первичных шинах повысительной подстанции и в различных точках электропередачи от угла сдвига фаз и коэффициента мощности.

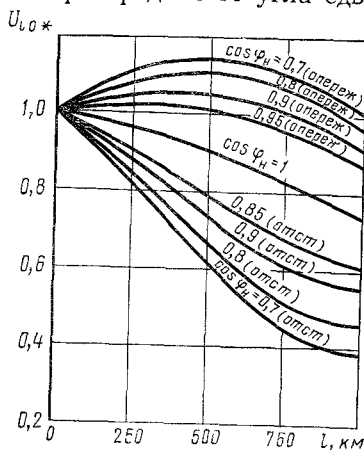


Рис. 7.5. Распределение относительных напряжений вдоль линии при ОРН при различных углах сдвига фаз

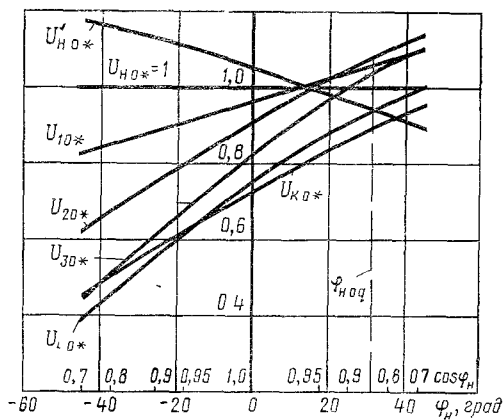


Рис. 7.6. Зависимости режимов относительных напряжений электропередачи при ОРН от угла сдвига фаз φ_n и коэффициента мощности $\cos \varphi_n$

С переходом от опережающих сдвигов фаз к отстающим напряжение на первичных шинах возрастает, а напряжения в остальных точках электропередачи падают. При рассмотренных, весьма широких,

пределах изменения угла φ_n значения напряжений в конце электропередачи — на первичных и вторичных шинах понижающих трансформаторов — меньше напряжения в начале линии.

Напряжения в промежуточных точках линии при опережающих углах сдвига фаз превосходят напряжения в начале. Поэтому при учете верхнего допустимого предела по напряжению именно они будут определять верхнюю границу области ОРН (см. § 7.5).

Рис 7.7. Годограф вектора напряжения в конце электропередачи при ОРН при различных значениях $\cos \varphi_n$

На рис. 7.7 показан годограф вектора напряжения $\vec{U}_{к,0*}$ при различных значениях $\cos \varphi_n$. По мере загрузки начала электропередачи индуктивной мощностью модуль напряжения $\vec{U}_{к,0*}$ падает по величине, а угол $\delta_{н,к,0}$ возрастает*. Это, естественно, приводит к снижению

* Напомним, что за основное принято направление вектора $\vec{U}_{н,0*}$, поэтому угол $\delta_{н,к,0}$ отсчитывается от начала к концу электропередачи, а не наоборот.

запаса пропускной способности электропередачи. При отстающих $\cos \varphi_n < 0,85$ устойчивая передача мощности невозможна, так как угол по линии больше 90° .

Из приведенных результатов расчетов линий 500 кВ длиной 1000 км можно сделать вывод, что по соображениям статической устойчивости, режима напряжений, потерь активной мощности и мощности КУ приемной системы целесообразна работа электропередачи с опережающим углом сдвига фаз вначале. Такой сдвиг обеспечивается установкой в начале линии шунтирующих реакторов.

Однако стремиться полностью осуществить оптимальное регулирование реактивной мощности — максимально приблизиться к оптимальному сдвигу фаз $\varphi_n = 0$ — нецелесообразно ввиду пологости изменения кривой относительных потерь активной мощности вблизи минимума и в то же время значительного роста напряжения в середине линии и необходимой мощности КУ в ее начале.

§ 7.5. Рациональное ведение режима протяженных электропередач с учетом ограничений по напряжению

Осуществление работы электропередачи в режиме оптимальных напряжений и реактивных мощностей было бы возможным при любых нагрузках, если бы: 1) конструктивное устройство линии допускало работу ее с любыми желаемыми напряжениями; 2) понижающие и повышающие трансформаторы допускали автоматическое регулирование коэффициента трансформации (АРКТ) под нагрузкой в любых необходимых пределах. В реальных электропередачах оба условия не могут быть полностью соблюдены, что ограничивает область нагрузок, в пределах которой возможно оптимальное регулирование напряжения и реактивной мощности.

Обозначим наивысшее напряжение, при котором допустима длительная работа линии электропередачи, через $U_{мд}$.

При оптимальном регулировании напряжения и заданном сдвиге фаз φ_n наибольшее допустимое напряжение в начале электропередачи

$$U_{нмо} = U_{мд}/U_{f0*}. \quad (7.75)$$

Если сдвиг фаз φ_n таков, что наивысшим является напряжение в начале линии, то принимается $U_{f0*} = U_{н0*} = 1$. Если же наивысшим будет напряжение в одной из промежуточных точек, то значение U_{f0*} берется из графика типа, представленного на рис. 7.5.

Наивысшему допустимому напряжению в начале соответствует наибольшая активная мощность, при которой линия может работать с ОРН. Из (7.49а), (7.55) и (7.75) получим

$$P_{нмо} = U_{нмо}^2 / n_{н.о}^2 = U_{мд}^2 / (U_{f0*}^2 n_{н.о}^2). \quad (7.76)$$

Отнесем максимально допустимое напряжение к номинальному напряжению линии:

$$U_{мд*} = U_{мд}/U_{л}; \quad (7.77)$$

тогда (7.76) запишется в виде

$$P_{н\text{М}0} = U_{\text{М}0}^2 U_{\text{Л}}^2 / (U_{\text{Л}0*}^2 n_{\text{н.о}}^2). \quad (7.76a)$$

Значение мощности $P_{н\text{М}0}$ может рассматриваться как верхняя граница области оптимального регулирования при определенном сдвиге фаз в начале.

Нижний предел напряжения в начале линии передачи определяется диапазоном регулирования повышающих трансформаторов, а при передаче электроэнергии непосредственно от электростанции — генераторов. Приняв, что генераторы могут изменять напряжение в начале линии на $\pm v_{г*}$ от номинального, а диапазон регулирования трансформаторов повысительной подстанции равен $2v_{н*}$, для наименьшего напряжения в начале получим

$$U_{\text{нп}} = U_{\text{н}} (1 - v_{г*} - 2v_{н*}). \quad (7.78)$$

Значение активной мощности $P_{\text{нп}0}$, соответствующее при данном сдвиге фаз $\varphi_{\text{н}}$ нижней границе области ОРН, равно

$$P_{\text{нп}0} = U_{\text{Л}}^2 (1 - v_{г*} - 2v_{н*})^2 / n_{\text{н.о}}^2. \quad (7.79)$$

Из (7.76a) и (7.79) следует, что отношение граничных мощностей

$$P_{\text{нп}0} / P_{\text{нМ}0} = U_{\text{Л}}^2 (1 - v_{г*} - 2v_{н*})^2 / U_{\text{М}0*}^2. \quad (7.80)$$

При малых диапазонах АРКТ трансформаторов и высоких значениях напряжений в промежуточных точках линий данное отношение может сделаться больше единицы. Это показывает, что при таких условиях области ОРН не существуют.

Если КУ в начале электропередачи являются нерегулируемыми, то в области ОРН вполне реальна работа с постоянным углом сдвига фаз. В самом деле, согласно (7.49a), напряжение должно изменяться пропорционально корню из активной мощности. Но поскольку реактивная мощность, фактически генерируемая располагаемыми реакторами, пропорциональна их проводимости $b_{\text{КУ}}$ и квадрату напряжения $Q_{\text{КУ}} = -b_{\text{КУ}} U^2$, то она пропорциональна и выдаваемой активной мощности, следовательно, угол сдвига фаз $\varphi_{\text{н}}$ является постоянным.

Можно показать, что при заданной проводимости начальных реакторов $b_{\text{КУ}}$ опережающий сдвиг фаз в области ОРН

$$\varphi_{\text{н}0} = \arccos \left[\sqrt{1 - b_{\text{КУ}}^2 a_{\text{н.к.з}} / a_{\text{н.х.х}}} \right]. \quad (7.81)$$

При активных мощностях, превышающих наибольшую оптимальную, определяемую по (7.76), режимы напряжений и реактивных мощностей начала электропередачи могут быть различными. Напряжение $U_{\text{н}}$ может поддерживаться равным номинальному или наибольшему допустимому. Опережающие реактивные мощности, выдаваемые в электропередачу, с ростом активной мощности обычно приходится снижать из-за опасности недопустимого повышения напряжения в промежуточных точках линии или на ее приемном конце. При этом часть мощности реакторов не выдается в линию, а поглощается генераторами.

Допустимые значения мощности удобно определять, строя дуги круговых диаграмм по условиям начала для четырехполюсников, включающих участки « $n - f$ » от начала линии до различных контрольных точек. На основании (7.46), приняв напряжение $U_f = U_{мд}$, получим

$$Q_{\text{H}, \text{D}} = \frac{-U_{\text{H}}^2 D_f \sin(\psi_{Bf} - \psi_{Df}) \pm \sqrt{U_{\text{H}}^2 U_{\text{M}, \text{D}}^2 - [B_f P_{\text{H}} - U_{\text{H}}^2 D_f \cos(\psi_{Bf} - \psi_{Df})]}}{B_f}. \quad (7.46a)$$

При активных мощностях ниже наименьшей оптимальной, определяемой по (7.79), значение реактивной мощности вначале целесообразно поддерживать постоянным, таким, каким оно было на нижней границе области ОРН. Это легко осуществимо при постоянстве напряжения и проводимости начальных реакторов.

При известных напряжениях, активной и реактивной мощностях в начале электропередачи расчет основных показателей в конце электропередачи производится с помощью общих выражений (7.48), (7.8), (7.9) и (7.3).

Значения требуемого диапазона АРКТ трансформаторов приемной подстанции при необходимости могут быть определены методами, изложенными в гл. IV.

Пример 7.4. Рассмотреть рациональное ведение режимов напряжений и реактивных мощностей электропередачи примера 7.3 (рис. 7.2) с учетом ограничений при трех вариантах регулирования напряжения в начале:

1. Повышающие трансформаторы под нагрузкой не регулируются. Автоматическое регулирование возбуждения генераторов электростанции позволяет изменить напряжение в начале линии на $u_n = \pm 5\%$ от номинального

II. Повышающие трансформаторы обладают обычным диапазоном АРКТ под нагрузкой и трансформаторами они могут обеспечить стандартного.

III. Повышающие трансформаторы обладают глубоким АРКТ под нагрузкой $v_H = \pm 20\%$ ($2v_H = 40\%$). Совместно с генераторами они могут в случае необходимости обеспечить снижение напряжения в начале на 45% от номинального.

На рис. 7.8 нанесены нижние границы напряжений, соответствующие трем вариантам АРКТ, и показано рассчитанное согласно (7.75) наивысшее допустимое напряжение в начале линии при ОРН в зависимости от сдвига фаз φ_n и $\cos \varphi_n$. При отстающих и нулевом сдвигах фаз $U_{нМо} = 525$ кв. С переходом к опережающим сдвигам допустимое напряжение в начале электропередачи падает; при $\cos \varphi_n \leq 0,8$ оно делается меньше напряжения 475 кв, являющегося нижней границей варианта I ($\varphi_n = 0$), и соответствующая область ОРН исчезает.

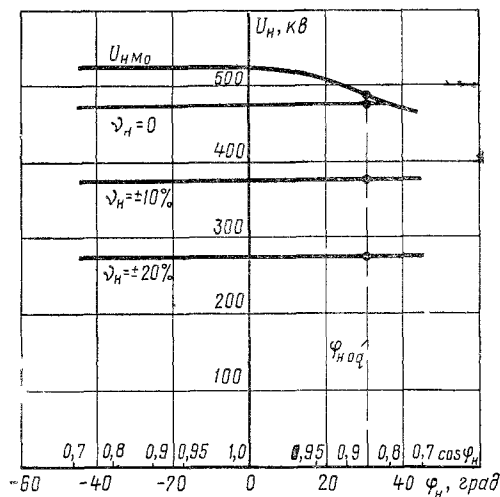


Рис. 78. Граничные напряжения при ОРН при различных диапазонах АРКТ в зависимости от угла сдвига фаз φ_n и $\cos \varphi_n$

На рис. 7.9 показаны найденные согласно (7.79) нижние по мощности границы областей ОРН при трех вариантах АРКТ и рассчитанная согласно (7.76) общая для всех вариантов наибольшая допустимая мощность в начале линии. Области ОРН по мощности являются наибольшими при нулевом сдвиге фаз, а при отстающих сдвигах больше, чем при таких же опережающих. Расширение областей ОРН при переходе от нерегулируемых трансформаторов к обычному регулированию, как правило, больше, чем при переходе от обычного регулирования к глубокому. К тому же, глубокое АРКТ эффективно при меньших значениях активных мощностей, которые менее вероятны для дальних линий и при которых потери мощности ниже. Все это предопределяет относительно большую эффективность перехода от нерегулируемых повышающих трансформаторов к обычному АРКТ, чем от обычного к глубокому.

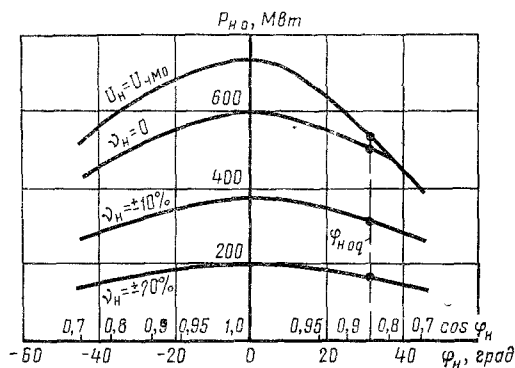


Рис. 7.9. Границы областей ОРН по активной мощности в зависимости от угла сдвига фаз φ_n и $\cos \varphi_n$

ной мощности Q_n с учетом и без учета потерь в начальных реакторах. Наибольшая экономия потерь активной мощности может составить 8 Mwt и соответствует выдаче 345 Mva. При неучете потерь в КУ ($\alpha = 0$) оптимальная реактивная мощность составила бы 390 Mva.

Примем в качестве основного случай, когда установленная мощность нерегулируемых реакторов в начале линии равна 300 Mva ($b_{КУ} = -1,2 \cdot 10^{-3} \text{ сим}$).

Выдача в электропередачу такой мощности обеспечивает при номинальном напряжении 500 кВ в начале снижение суммарных потерь активной мощности на 7,9 Mwt. Из (7.81) опережающий угол сдвига фаз $\varphi_{н.о}$ при ОРН получился равным $\arccos 0,9$. В этих условиях наибольшее допустимое напряжение в начале составляет 500 кВ.

Для сравнения рассмотрим также случай, когда КУ в начале электропередачи не установлены, сдвиг фаз в области ОРН равен нулю, а наибольшее допустимое напряжение в начале $U_{нМо} = 525 \text{ кВ}$.

На рис. 7.11 ÷ 7.17 показаны зависимости основных режимных показателей электропередачи от выдаваемой в нее активной мощности P_n . Изменение последней предусматривалось в пределах от 0 до 800 Mwt. Рабочим режимам при установке реакторов в начале электропередачи на рисунках соответствуют сплошные линии, а при отсутствии реакторов — штриховые. Штрих-пунктиром показаны режимы, не осуществимые ввиду недостаточного диапазона АРКТ повышающих трансформаторов или недопустимого повышения напряжения в линии электропередачи. Отмечены точки на границах областей ОРН.

Значения напряжений и активных мощностей в начале линии на верхней и

На рис. 7.10 показаны кривые возможной экономии потерь активной мощности в рассматриваемой электропередаче при напряжении 500 кВ в зависимости от выдаваемой в линию опережающей реактивной

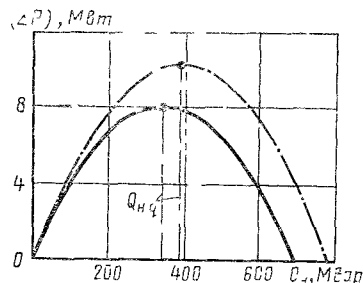


Рис. 7.10. Зависимость экономии потерь активной мощности от реактивной мощности, выдаваемой в электропередачу при $U_n = 500 \text{ кВ}$: — с учетом потерь в начальных реакторах, --- без учета потерь в реакторах

Таблица 7.3

Границы областей ОРН	Варианты АРКТ	$\cos \varphi_H = 0,9$ (опереж.)		$\cos \varphi_H = 1$	
		$U_{H.O'}$ кв	$P_{H.O'}$ Мвт	$U_{H.O'}$ кв	$P_{H.O'}$ Мвт
Верхняя	I ÷ III	500	600	625	740
Нижняя	I	475	540	475	600
	II	375	340	375	380
	III	275	180	275	200

нижней границах областей ОРН при трех вариантах АРКТ повышающих трансформаторов сведены в табл. 7.3.

Приведенное напряжение в конце электропередачи при ОРН согласно данным рис. 7.6 составляет 87,2% от напряжения в начале при $\cos \varphi_H = 0,9$ и 73,1% — при $\cos \varphi_H = 1$. Соответствующие значения потерь активной мощности составят 7,5 и 8,7% активной мощности, выдаваемой в линию (см. рис. 7.3).

Как видно из рис. 7.11, в случае установки в начале линии реакторов при активных мощностях, превышающих верхнюю границу области ОРН, приходится снижать выдаваемую в линию емкостную мощность ввиду опасности повышения напряжения в середине линии ($l_f = 500$ км) сверх допустимого значения 525 кв. Характер дуг круговых диаграмм показывает, что при увеличении мощности сверх 800 Мвт ограничивающими по напряжению могут сделаться точки линии, более удаленные от начала.

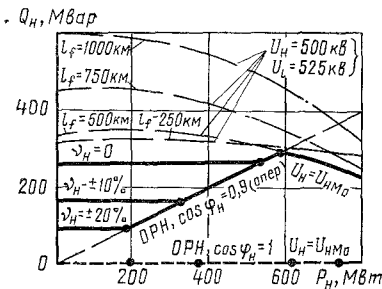


Рис. 7.11. Реактивные мощности, выдаваемые в электропередачу

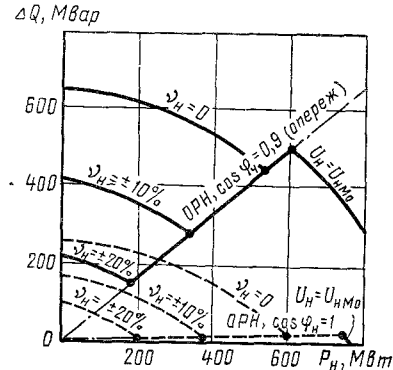


Рис. 7.12. Потери реактивной мощности в электропередаче

При отсутствии реакторов нулевой сдвиг фаз сохранится и после выхода из области ОРН. Напряжения во всех точках электропередачи, как и в области ОРН, ниже напряжения в начале.

Потери реактивной (емкостной) мощности являются наибольшими вне области ОРН — в режимах малых активных нагрузок электропередачи (рис. 7.12).

При холостом ходе по активной мощности и выдаче в линию опережающей реактивной мощности потери реактивной мощности примерно в 2,5 раза больше, чем в случае, когда $\cos \varphi_H = 1$ (при одинаковых диапазонах АРКТ). Это объясняется значительной величиной составляющей потерь $Q_H b_{Hq}$ в выражении (7.9).

Реактивная мощность, поступающая в приемную систему, носит индуктивный характер (рис. 7.13). Она является наибольшей в режимах, близких к холостому ходу. Особенно значительная индуктивная мощность поступает в приемную систему при отказе от АРКТ и наличии реакторов в начале из-за весьма больших потерь реактивной мощности в линии.

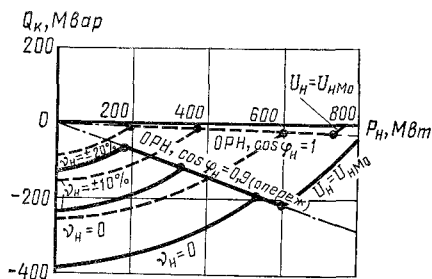


Рис. 7.13. Реактивные мощности, поступающие по линии в приемную систему

развивать не более 60% своей номинальной мощности. С учетом этого обстоятельства их установленная мощность, необходимая по условиям холостого хода линии, при I, II и III вариантах АРКТ будет равна соответственно 660, 410 и 220 Мва.

Таким образом, при отсутствии АРКТ в начале или регулировании с диапазоном $\pm 10\%$ наибольшая необходимая мощность конденсаторов приемной подстанции будет определяться условиями холостого хода линии, а при глубоком регулировании — условиями максимума активной нагрузки.

Рассмотрение графиков суммарных потерь активной мощности в электропередаче и начальных реакторах (рис. 7.15) показывает следующее.

1. При работе в начале линии шунтирующих реакторов потери активной мощности меньше, чем при нулевом сдвиге фаз как в области ОРН, так и вне этой области — при малых и больших нагрузках. Разница в потерях является наибольшей у верхних границ области ОРН (около 7,9 Мвт), а также при холостом ходе и нерегулируемых повышающих трансформаторах (около 7 Мвт).

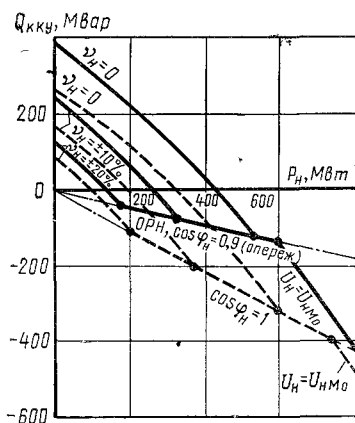


Рис. 7.14. Реактивные мощности, генерируемые КУ приемной системы

При желательном индуктивном сдвиге фаз на приемной подстанции $\varphi_{к.ж} = \arccos 0,85$ наибольшие по абсолютной величине мощности КУ будут в режимах холостого хода и максимума активной нагрузки (рис. 7.14). Установленная мощность КУ обычно будет определяться именно этими режимами. Из рис. 7.14 видно, что при максимальной нагрузке 680 Мвт в начале электропередачи необходима генерация на приемной подстанции индуктивной мощности 250 Мва. Наибольшая генерация емкостной мощности определяется условиями холостого хода электропередачи.

Как правило, синхронные компенсаторы в режиме недовозбуждения могут

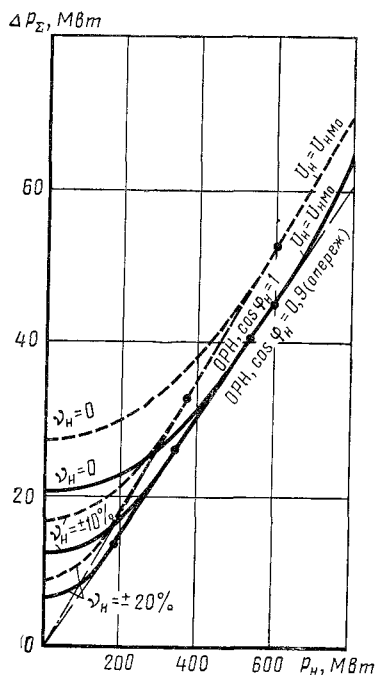


Рис. 7.15. Потери активной мощности в электропередаче и начальных реакторах

Из графиков на рис. 7.16 и 7.17 следует, что в режимах наименьших нагрузок приведенное напряжение в конце электропередачи — на вторичных шинах понижающих трансформаторов — всегда значительно ниже, чем напряжение в начале линии. Наоборот, в режимах наибольших нагрузок разница между этими напряжениями сравнительно незначительна. В результате оказывается, что диапазоны регулирования понижающих трансформаторов должны быть значительно

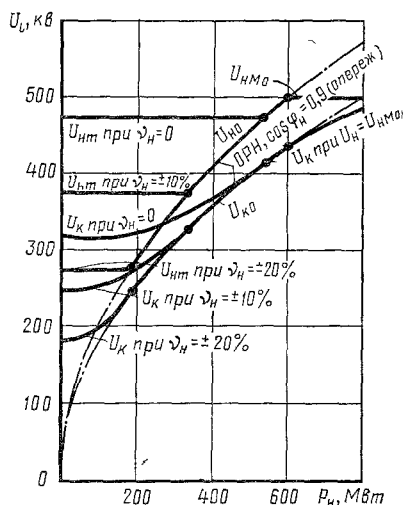


Рис. 7.16. Режимы напряжений электропередачи с реакторами в начале

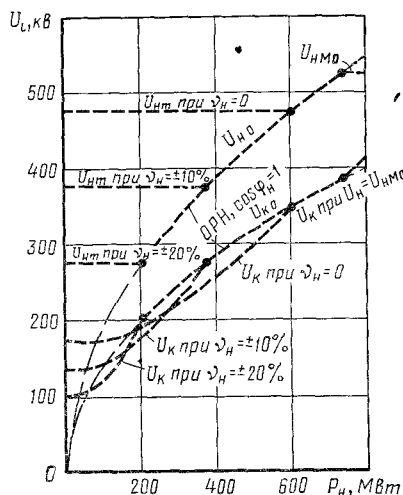


Рис. 7.17. Режимы напряжений электропередачи без реакторов в начале

Естественно, что в реверсивных электропередачах номинальные диапазоны АРКТ по обоим концам должны быть примерно одинаковыми, хотя на подстанции, играющей в данный момент роль передающей, диапазон АРКТ, видимо, не всегда может быть использован полностью.

§ 7.6. Введение режимов напряжений и реактивных мощностей в протяженных электропередачах, связанных в узловой точке

* Возможна работа электропередач с разрывом электрической связи в узловых точках.

Регулирование напряжения и реактивной мощности в протяженных электропередачах, связанных в узловой точке, обладает некоторыми характерными особенностями и в ряде случаев может дать существенное улучшение режимных показателей сети. Законы такого регулирования применимы и для протяженных электропередач с промежуточными отборами мощности, если рассматривать шины промежуточной подстанции как узловую точку, в которой сходятся две электропередачи.

Рассмотрим в общем виде сеть с узловой точкой U и m отходящими линиями (рис. 7.18). Потери мощности в такой сети и компенсирующих устройствах, установленных на узловой подстанции, в соответствии с (7.48),

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_1^m a_{ix.x} + \frac{\sum_1^m (P_i^2 + Q_i^2) a_{ik.z}}{U^2} + \sum_1^m P_i a_{ip} + \sum_1^m Q_i (a_{iq} + \alpha). \quad (7.82)$$

Здесь все отходящие электропередачи рассматриваются как рассчитываемые по условиям начала, причем индекс «н» опущен. При подстановке числовых значений необходимо принять следующее: $+P$ — выдача в электропередачу активной мощности; $-P$ — получение из электропередачи активной мощности; $+Q$ — выдача в электропередачу емкостной мощности (получение индуктивной мощности); $-Q$ — выдача в электропередачу индуктивной мощности (получение емкостной мощности).

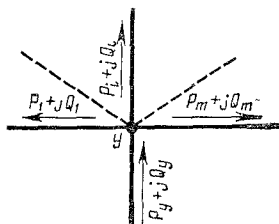


Рис. 7.18. Схема сети с узловой точкой

В зависимости от исходных условий принципиально возможны пять основных вариантов оптимального регулирования напряжения и реактивных мощностей.

Вариант I. Оптимальное регулирование напряжения на шинах узловой подстанции при заданных реактивных мощностях во всех линиях.

Данный вариант регулирования наиболее вероятен при работе электропередач с постоянными углами сдвига фаз φ_i в расчетной точке и для случая одной линии подробно разобран в § 7.4 и 7.5. Предполагается, что реактивная мощность узловой подстанции достаточна для покрытия реактивных нагрузок всех линий.

Приравняв нулю частную производную $\partial \Delta P_{\Sigma} / \partial U$, из (7.82) найдем оптимальное значение напряжения в узловой точке:

$$U_0 = \sqrt[4]{\frac{\sum_1^m (P_i^2 + Q_i^2) a_{ik.z}}{\sum_1^m a_{ix.x}}}. \quad (7.83)$$

Через полные мощности

$$U_0 = \sqrt[4]{\frac{\sum_1^m S_i^2 a_{ik.z}}{\sum_1^m a_{ix.x}}}. \quad (7.83a)$$

Как видим, оптимальное напряжение на узловой подстанции определяется параметрами всех отходящих линий, выраженными в виде коэффициентов активных потерь холостого хода и короткого замыкания, и квадратами мощностей, выдаваемых в эти линии.

Подстановка значения U_0 в (7.82) показывает, что при оптимальном регулировании напряжения сумма потерь холостого хода во всех линиях равна сумме потерь короткого замыкания. Общие потери будут

$$\Delta P_{\Sigma 0} = 2 \sqrt{\sum_1^m a_{iX.X} \sum_1^m (P_i^2 + Q_i^2) a_{iK.3} + \sum_1^m P_i a_{iP} + \sum_1^m Q_i (a_{iQ} + \alpha)} \quad (7.84)$$

или

$$\Delta P_{\Sigma 0} = 2U_0^2 \sum_1^m a_{iX.X} + \sum_1^m P_i a_{iP} + \sum_1^m Q_i (a_{iQ} + \alpha). \quad (7.84a)$$

Вариант II. Оптимальное регулирование реактивной мощности в электропередачах при фиксированном напряжении на шинах узловой подстанции.

Данный вариант возможен в двух случаях: а) при отсутствии регулирования напряжения на узловой подстанции; б) при наличии регулирования напряжения в определенных пределах и достижении одного из этих пределов.

Приравняв нулю частную производную $\partial \Delta P_{\Sigma} / \partial Q_i$, из (7.82) найдем оптимальное значение реактивной мощности, поступающей в произвольную линию i :

$$Q_{iq} = -U^2 (a_{iQ} + \alpha) / (2 a_{iK.3}). \quad (7.85)$$

Оптимальная реактивная мощность, выдаваемая в линию, не зависит ни от параметров остальных линий, ни от каких-либо активных мощностей, а определяется только напряжением на узловой подстанции, параметрами рассматриваемой линии, величиной и знаком α — коэффициента потерь активной мощности в источниках реактивной мощности.

При определении оптимальных реактивных мощностей, так же как и в случае одной линии (см. § 7.4), следует учитывать, что коэффициент α имеет знак, противоположный знаку a_{iQ} . Для относительно коротких линий оказывается $|\alpha| > |a_{iQ}|$, и тогда следует принимать $Q_{iq} = 0$.

Суммарные потери активной мощности при оптимальном регулировании реактивных мощностей во всех отходящих линиях

$$\Delta P_{\Sigma q} = U^2 \sum_1^m a_{iX.X} + \frac{1}{U^2} \sum_1^m P_i^2 a_{iK.3} + \sum_1^m P_i a_{iP} - \frac{U^2}{4} \sum_{i=1}^m \frac{(a_{iQ} + \alpha)^2}{a_{iK.3}}. \quad (7.86)$$

Вариант III. Сочетание оптимального регулирования напряжения и реактивных мощностей.

Данный вариант регулирования представляет собой сочетание двух предыдущих. При его осуществлении суммарные потери активной мощности достигают наименьшего из значений, возможных при данных активных мощностях, выдаваемых в линии.

Подставив значение оптимальной реактивной мощности из (7.86) в выражение для оптимального напряжения (7.83), после преобразований получим

$$U_{0q} = \sqrt{\frac{4 \sum_1^m P_i^2 a_{iK.3}}{\sum_1^m \left[4a_{iX.X} - \frac{(a_{iQ} + \alpha)^2}{a_{iK.3}} \right]}}. \quad (7.87)$$

Оптимальные значения реактивной мощности, выдаваемой в произвольную линию i , и суммарных потерь активной мощности соответственно будут:

$$Q_{i0q} = -\frac{a_{iQ} + \alpha}{a_{iK.3}} \sqrt{\frac{\sum_1^m P_i^2 a_{iK.3}}{\sum_1^m \left[4a_{iX.X} - \frac{(a_{iQ} + \alpha)^2}{a_{iK.3}} \right]}}; \quad (7.88)$$

$$\Delta P_{\Sigma 0q} = \sqrt{\frac{\sum_1^m P_i^2 a_{iK.3}}{\sum_1^m \left[4a_{iX.X} - \frac{(a_{iQ} + \alpha)^2}{a_{iK.3}} \right]}} + \sum_1^m P_i a_{iP}. \quad (7.89)$$

Вариант IV. Оптимальное распределение между электропередачами заданной реактивной мощности подстанции при фиксированном напряжении в узловой точке.

Осуществление оптимального регулирования реактивной мощности в линиях (вариант II) зачастую может потребовать большей регулируемой реактивной мощности подстанции, чем располагаемая. В таких случаях необходимо найти распределение между электропередачами заданной реактивной мощности подстанции Q_y , обеспечивающее относительный минимум суммарных потерь активной мощности. С этой целью воспользуемся методом Лагранжа.

Необходимо найти относительный минимум функции суммарных потерь активной мощности (7.82) по реактивным мощностям, выдаваемым в электропередачи, при ограничении по балансу реактивных мощностей:

$$W_y = \sum_{i=1}^m Q_i - Q_y = 0. \quad (7.90)$$

Минимизируемая функция Лагранжа имеет вид:

$$\Phi = U^2 \sum_1^m a_{i_{K.3}} + \frac{1}{U^2} \sum_1^m (P_i^2 + Q_i^2) a_{i_{K.3}} + \sum_1^m P_i a_{iP} + \sum_1^m Q_i (a_{iQ} + \alpha) + \lambda \left(\sum_1^m Q_i - Q_y \right), \quad (7.91)$$

где λ — неопределенный множитель.

Приравняв нулю частные производные по реактивным мощностям, получаем m уравнений вида:

$$\left. \begin{aligned} \partial\Phi/\partial Q_1 &= 2Q_{1q}^Q a_{1_{K.3}}/U^2 + a_{1Q} + \alpha + \lambda = 0; \\ \partial\Phi/\partial Q_i &= 2Q_{iq}^Q a_{i_{K.3}}/U^2 + a_{iQ} + \alpha + \lambda = 0; \\ \partial\Phi/\partial Q_m &= 2Q_{mq}^Q a_{m_{K.3}}/U^2 + a_{mQ} + \alpha + \lambda = 0. \end{aligned} \right\} \quad (7.92)$$

Исключая $(\alpha + \lambda)$, получим $(m - 1)$ уравнений вида:

$$2Q_{iq}^Q a_{i_{K.3}}/U^2 + a_{iQ} = 2Q_{jq}^Q a_{j_{K.3}}/U^2 + a_{jQ}$$

или

$$Q_{iq}^Q = Q_{jq}^Q \cdot a_{i_{K.3}}/a_{j_{K.3}} + U^2 (a_{iQ} - a_{jQ})/(2a_{j_{K.3}}), \quad (7.93)$$

где Q_{iq}^Q — искомая реактивная мощность линии i ; Q_{jq}^Q — реактивная мощность произвольной линии, причем j может принимать любые значения от 1 до m , включая значение i . При $j = i$ одно из уравнения вида (7.93) превращается в тождество.

Суммируем уравнения (7.93) по j :

$$\sum_{i=1}^m Q_{iq}^Q = Q_i a_{i_{K.3}} \sum_{j=1}^m (1/a_{j_{K.3}}) + \frac{U^2}{2} \sum_{j=1}^m [(a_{iQ} - a_{jQ})/a_{j_{K.3}}]. \quad (7.94)$$

С другой стороны, в соответствии с (7.90),

$$\sum_{j=1}^m Q_{jq}^Q = Q_y. \quad (7.90a)$$

Из (7.94) и (7.90a) получим искомое значение реактивной мощности, выдаваемой в произвольную линию i при оптимальном распределении:

$$Q_{iq}^Q = \frac{Q_y}{a_{i_{K.3}} \sum_{j=1}^m (1/a_{j_{K.3}})} - \frac{(U^2/2) \sum_{j=1}^m [(a_{iQ} - a_{jQ})/a_{j_{K.3}}]}{a_{i_{K.3}} \sum_{j=1}^m (1/a_{j_{K.3}})}. \quad (7.95)$$

В выражение (7.95) не входит коэффициент α потерь активной мощности в источниках реактивной мощности, поскольку сумма этих потерь не зависит от распределения мощностей между линиями.

Первое слагаемое выражения (7.95) является долей располагаемой реактивной мощности Q_y узловой подстанции, получаемой рассматриваемой линией i . Эта мощность всегда имеет емкостный характер.

Второе слагаемое не зависит от располагаемой реактивной мощности, а определяется исключительно напряжением на шинах подстанции и неодинаковостью параметров отходящих линий. Алгебраическая сумма этих слагаемых по всем линиям равна нулю.

Таким образом, с точки зрения уменьшения суммарных потерь активной мощности, даже при равенстве нулю реактивной мощности подстанции Q_U , целесообразно загружать отходящие линии реактивными мощностями разного знака и величины. При этом более протяженные линии целесообразно заряжать емкостной мощностью за счет загрузки более коротких линий индуктивной мощностью. Следовательно, допускается некоторое увеличение потерь активной мощности в относительно коротких линиях, которое с избытком компенсируется уменьшением потерь в протяженных линиях.

В частном случае, при одинаковых параметрах отходящих электропередач, в выражении (7.95) $a_{ik.3} = a_{jk.3}$, $a_{iQ} = a_{jQ}$. Располагаемая реактивная мощность подстанции распределяется поровну, а составляющие, определяемые неодинаковостью параметров линии, равны нулю. Это понятно и из физических соображений.

Потери активной мощности при рассматриваемом варианте регулирования рассчитываются с помощью общего выражения (7.82).

Вариант V. Оптимальное распределение между электропередачами заданной реактивной мощности подстанции в сочетании с оптимальным регулированием напряжения.

Если часть реактивной мощности подстанции генерируется нерегулируемыми КУ (реакторами), то при возможности регулирования напряжения она является переменной. Поэтому в общем случае необходимо оптимально распределить сумму постоянной реактивной мощности регулируемых источников Q_{YA} и реактивной мощности, пропорциональной проводимости реакторов b_{KY} и квадрату приложенного напряжения

$$Q_U = Q_{YA} - b_{KY}U^2. \quad (7.96)$$

Подставим значение реактивной мощности при оптимальном распределении из (7.95) в выражение для оптимального напряжения (7.83), учтя также (7.96). После ряда преобразований получим биквадратное уравнение, большим положительным корнем которого является искомое значение оптимального напряжения:

$$(U_{oq})^4 \left[\sum_{i=1}^m a_{iX.X} - \frac{\sum_{i=1}^m \frac{1}{a_{iR.3}} \left(\sum_{j=1}^m \frac{a_{iQ} - a_{jQ}}{a_{jR.3}} \right)^2}{4 \left(\sum_{i=1}^m \frac{1}{a_{iR.3}} \right)^2} - \frac{b_{KY}^2}{\sum_{i=1}^m \frac{1}{a_{iR.3}}} \right] + \frac{2(U_{oq}^Q)^2 b_{KY} Q_{YA}}{\sum_{i=1}^m \frac{1}{a_{iR.3}}} - \frac{Q_{YA}^2}{\sum_{i=1}^m \frac{1}{a_{iR.3}}} - \sum_{i=1}^m P_i^2 a_{iR.3} = 0. \quad (7.97)$$

Здесь суммирование должно производиться сначала по j , а затем по i .

В случае отсутствия на подстанции нерегулируемых КУ ($b_{КУ} = 0$) выражение (7.97) упрощается, и значение оптимального напряжения

$$U_{oqA}^Q = \sqrt[4]{\frac{\frac{Q_{\Sigma A}^2}{\sum_{i=1}^m (1/a_{iK.3})} + \sum_{i=1}^m P_i^2 a_{iK.3}}{\sum_{i=1}^m a_{iX.X} - \frac{\sum_{i=1}^m \frac{1}{a_{iK.3}} \left(\sum_{j=1}^m \frac{a_{iQ} - a_{jQ}}{a_{jK.3}} \right)}{4 \left(\sum_{i=1}^m \frac{1}{a_{iK.3}} \right)^2}}}. \quad (7.98)$$

Наоборот, при выработке реактивной мощности только нерегулируемыми КУ ($Q_{\Sigma A} = 0$) оптимальное напряжение

$$U_{oqB}^Q = \sqrt[4]{\frac{\sum_{i=1}^m P_i^2 a_{iK.3}}{\sum_{i=1}^m a_{iX.X} - \frac{\sum_{i=1}^m \frac{1}{a_{iK.3}} \left(\sum_{j=1}^m \frac{a_{iQ} - a_{jQ}}{a_{jK.3}} \right)^2}{4 \left(\sum_{i=1}^m \frac{1}{a_{iK.3}} \right)^2} \frac{b_{КУ}^2}{\sum_{i=1}^m \frac{1}{a_{iK.3}}}}}. \quad (7.99)$$

Для определения реактивной мощности, выдаваемой в произвольную линию i при оптимальном распределении, полученное согласно одному из трех последних выражений оптимальное напряжение подставляется в (7.95), а также в (7.96).

Потери активной мощности могут быть определены с помощью (7.82) или (7.84а).

Для более полного представления о возможностях рационального ведения режимов протяженных электропередач, связанных в узловой точке, следует выяснить, как изменяются напряжения и реактивные мощности в промежуточных и конечных точках отходящих линий, рассчитать необходимую загрузку различных КУ, определить требуемые пределы регулирования трансформаторов или автотрансформаторов и др. При решении этих задач протяженные линии, входящие в сеть, приходится поочередно рассматривать по отдельности на основе методов, изложенных в § 7.5.

Пример 7.5. Мощная электростанция передает электроэнергию в приемные системы по трем одноцепным линиям электропередачи 500 кВ длиной $l_1 = 1000$ км, $l_2 = 750$ км, $l_3 = 250$ км. Линии выполнены расщепленными проводами марки АСО-500 × 3. Погонные параметры: $r_0 = 0,22$ ом/км; $x_0 = 0,293$ ом/км; $b_0 = 3,93 \cdot 10^{-6}$ сим/км. Потери на коронирование проводов учитываются в виде постоянной погонной проводимости $g_0 = 0,0288 \cdot 10^{-6}$ сим/км. В конце каждой из линий установлены группы понижающих автотрансформаторов номинальной мощностью по 1000 Мва с параметрами: $U_{K.3} = 10\%$; $I_{X.X} = 3\%$; $\Delta P_{K.3} = 0,3\%$, $\Delta P_{X.X} = 0,2\%$. Промежуточные КУ в линиях не предусмотрены. В качестве источников реактивной мощности на узловой подстанции могут быть при-

менены нерегулируемые реакторы, коэффициент потерь активной мощности в которых $\alpha = 0,006$.

Требуется дать сравнительную оценку различным вариантам регулирования напряжений и реактивных мощностей на узловой подстанции.

Таблица 7.4

Линия	Кoeffи- циенты потерь l_i , км	$a_{ix.x}$, см	$a_{ik.з}$, ом	a_{ip} , отн. ед.	a_{iq} , отн. ед.
1	1000	$120,5 \cdot 10^{-6}$	16,80	$-2,67 \cdot 10^{-3}$	$-52,5 \cdot 10^{-3}$
2	750	$70,2 \cdot 10^{-6}$	14,52	$-1,42 \cdot 10^{-3}$	$-35,3 \cdot 10^{-3}$
3	250	$19,2 \cdot 10^{-6}$	6,22	$-0,23 \cdot 10^{-3}$	$-4,6 \cdot 10^{-3}$

В табл. 7.4 представлены вычисленные коэффициенты потерь активной мощности в электропередачах 500 кВ по условиям начала четырехполосников, замыкающих электропередачи. Последние включают в себя линии и понижающие автотрансформаторы.

ΔP , МВт

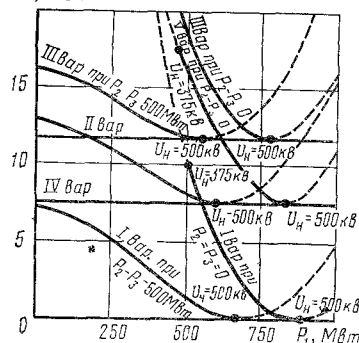


Рис. 7.19. Экономия потерь мощности при различных вариантах оптимального ведения режимов по сравнению с вариантом постоянства напряжения ($U_n = 500$ кВ) и отсутствия выдачи в линии реактивной мощности

ние напряжения согласно вариантам I, III и V может осуществляться в пределах от 375 кВ (—25% от номинального) до 500 кВ. Для напряжений более 500 кВ и менее 375 кВ экономия потерь при оптимальном ведении режимов показана

Потери активной мощности, режимы напряжений и реактивных мощностей при различных вариантах оптимального ведения режимов будем сравнивать с вариантом, когда напряжение на шинах узловой подстанции поддерживается постоянным и равным 500 кВ, а реактивные мощности в линии не выдаются (в дальнейшем будем называть данный вариант исходным). Потери активной мощности исходного варианта ($M_{\text{ит}}$) при различных значениях активных мощностей, выдаваемых в линии, приведены в табл. 7.5.

На рис. 7.19 представлены графики экономии потерь активной мощности при различных вариантах регулирования по сравнению с исходным вариантом. Графики построены в зависимости от мощности, выдаваемой в линию длиной 1000 км, при заданных значениях мощностей, выдаваемых в более короткие линии.

В вариантах II и IV напряжение на шинах узловой подстанции является постоянным и равно номинальному (500 кВ). При построении графиков принято, что регулирование

Таблица 7.5

P_1 , Мвт	$P_2 = P_3 = 0$	$P_2 = P_3 = 500$ Мвт
0	52,4	72,3
250	55,9	75,8
500	67,9	87,8
750	88,2	108,1
1000	117,0	136,9

штрихами. Расчеты по варианту I выполнены для случая, когда реактивные мощности в начале всех линий равны нулю.

Для вариантов II и III оптимальные реактивные (емкостные) мощности, выдаваемые в линии электропередачи при номинальном напряжении, составляют: $Q_{1q} = 346 \text{ Мвар}$; $Q_{2q} = 253 \text{ Мвар}$; $Q_{3q} = 0^*$.

Если считать недопустимой длительную работу синхронных генераторов с недо возбуждением, то покрытие реактивных нагрузок линий должно осуществляться реакторами с установленной мощностью около 600 Мвар.

Остановимся несколько подробнее на режимах реактивных мощностей в начале линий для вариантов IV и V.

На рис. 7.20 представлены графики оптимального распределения располагаемой реактивной мощности источников между электропередачами при напряжении 500 кВ на шинах узловой подстанции. Если мощность КУ составляет менее 600 Мвар, то целесообразно выдавать в линию длиной 250 км индуктивную мощность, загружая за счет этого обе протяженные линии емкостной мощностью.

На рис. 7.20 приведена также кривая экономии суммарных потерь активной мощности при оптимальном распределении между линиями реактивной мощности по сравнению с исходным вариантом, когда реактивная мощность в линии не выдается. Экономия является наибольшей (11,7 Мвт) при мощности КУ, равной 600 Мвар. Однако вблизи максимума значительное изменение мощности КУ мало влияет на экономию потерь. Так, при мощности КУ, равной 300 Мвар, экономия потерь составляет 11,1 Мвт. Даже при отсутствии КУ оптимальное распределение нулевой реактивной мощности приводит к снижению потерь на 7,5 Мвт.

Если распределить мощность КУ не оптимально, а, например, поровну между линиями (штриховая прямая на рис. 7.20), то наибольшая экономия потерь достигает всего лишь 2 Мвт при мощности КУ, равной 130 Мвар. С дальнейшим увеличением распределяемой реактивной мощности экономия быстро падает и, начиная с $Q_y = 260 \text{ Мвар}$, становится отрицательной.

Варианты IV и V рассчитаны для случая оптимального распределения нулевой реактивной мощности при отсутствии КУ на узловой подстанции.

Рассмотрение графиков на рис. 7.19 показывает следующее:

1. Экономия потерь активной мощности для вариантов II и IV не зависит от активных нагрузок линий. Это объясняется тем, что при неизменном напряжении оптимальные реактивные мощности, выдаваемые в электропередачи и обуславливающие экономию активных потерь, являются также неизменными.

2. Исходный вариант, а также варианты II и IV могут соответственно рассматриваться как частные случаи вариантов I, III, V при неизменном напряжении, принятом равным номинальному. Точки касания соответствующих кривых экономии указаны на графиках.

3. Кривые экономии потерь для варианта I при больших и средних нагрузках линий проходят ниже других кривых. Следовательно, в загруженных линиях одно лишь регулирование напряжения без надлежащего регулирования реактивных мощностей не дает достаточного снижения потерь электроэнергии.

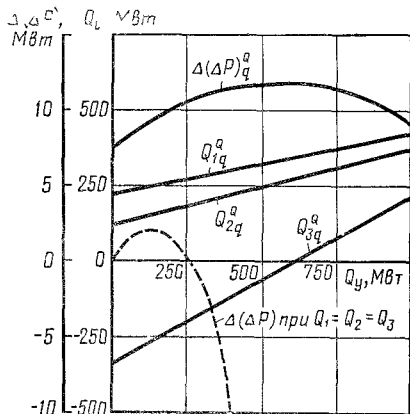


Рис. 7.20. Оптимальное распределение между линиями располагаемой реактивной мощности узловой подстанции и экономия потерь активной мощности

* С учетом того, что $|\alpha| > |\alpha_{3Q}|$.

4. При напряжении 500 кВ и оптимальном регулировании реактивной мощности в линиях (вариант II) экономия потерь активной мощности на 4,2 Мвт больше, чем при том же напряжении и оптимальном распределении реактивной мощности (вариант IV). Такая экономия в потерях сама по себе, безусловно, не оправдывает необходимости установок реакторов мощностью около 600 Мвар*. По той же причине маловероятно осуществление совместного оптимального регулирования напряжения и реактивных мощностей на узловой подстанции (вариант III).

5. Сочетание оптимального регулирования напряжения с оптимальным распределением реактивной мощности (вариант V) при малых и средних нагрузках дает заметную экономию потерь по сравнению с вариантом IV. Перерасход потерь по сравнению с вариантом III сравнительно невелик (около 4 Мвт).

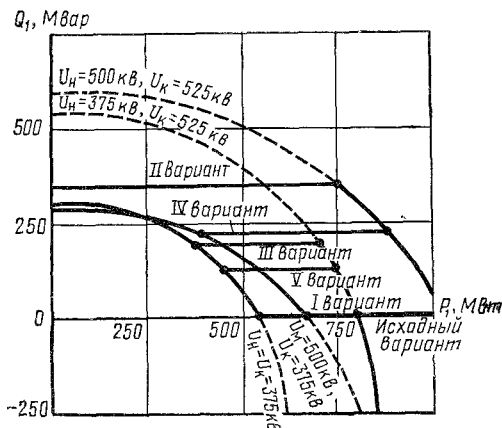


Рис. 7.21 Оптимальные и допустимые реактивные мощности, выдаваемые в линию длиной 1000 км

яются прямыми, параллельными оси абсцисс. При вариантах III и V в зависимости от активных мощностей могут изменяться как напряжение, так и реактивные мощности. Принято, что в результате оптимального регулирования напряжение в начале линии может снизиться до минимально допустимого значения 375 кВ и далее оставаться неизменным, равно как и выдаваемые реактивные мощности.

Рассмотрение графиков на рис. 7.21 показывает, что при изменении выдаваемой активной мощности от нуля до максимума ни один из вариантов оптимального ведения режимов в «чистом» виде не осуществим. При максимальных активных нагрузках во избежание чрезмерного повышения напряжения в конце линии приходится снижать выдаваемую в электропередачу опережающую (емкостную) реактивную мощность и отказываться сначала от оптимального регулирования реактивных мощностей (вариант II), а затем и от их оптимального распределения (вариант IV). Наоборот, при небольших нагрузках во избежание чрезмерного снижения напряжения в конце линии следует выдавать в нее емкостную мощность, получаемую за счет КУ либо коротких линий. В «чистом» виде здесь применим только вариант II. Примерно такие же результаты получаются для линии 750 км.

При принятых пределах регулирования напряжения всегда оказывается возможным выдавать в линию 250 км такую индуктивную мощность, какая необходима по условиям выдачи емкостной мощности в дальние линии.

* При выборе установленной мощности реакторов необходимо учитывать также условия устойчивости параллельной работы и защиты от коммутационных перенапряжений.

Установленная мощность КУ приемных подстанций мало зависит от способа ведения режимов напряжений и реактивных мощностей в начале линии, так как в основном определяется как раз режимами наименьших и наибольших активных нагрузок.

Рассмотренный пример подтверждает, что при располагаемых мощностях различных компенсирующих устройств и диапазонах регулирования трансформаторов или автотрансформаторов необходимо стремиться к созданию в протяженных электропередачах режима оптимальных напряжений и реактивных мощностей, обеспечивающего с учетом возможных ограничений относительный минимум потерь активной мощности и энергии. Наиболее вероятно и целесообразно обычно оптимальное распределение между электропередачами располагаемой реактивной мощности источников в сочетании с оптимальным регулированием напряжения.

ЛИТЕРАТУРА

Глазунов А. А., Глазунов А. А. Электрические сети и системы. Госэнергоиздат, 1960.

Каменский М. Д. Электрические системы. Госэнергоиздат, 1952.

Электрические системы. Под ред. В. А. Веникова. Т. I—III. «Высшая школа», 1970—1972.

Электрические системы. Электрические расчеты, программирование и оптимизация режимов. Под ред. В. А. Веникова. «Высшая школа», 1973.

Справочник по проектированию электрических систем. Под ред. С. С. Рокотьяна, И. М. Шапиро. «Энергия», 1971.

Баркан Я. Д. Автоматизация регулирования напряжения в распределительных сетях. «Энергия», 1971.

Будзко И. А., Захарин А. Г., Эбин Л. Е., Левин М. С. Теоретические основы электроснабжения в сельском хозяйстве. «Колос», 1964.

Веников В. А., Сиуда И. П. Расчеты режимов дальних электропередач переменного тока. «Высшая школа», 1966.

Горнштейн В. М. Наивыгоднейшее распределение нагрузок между параллельно работающими электростанциями. Госэнергоиздат, 1949.

Журавлев В. Г. Алгоритмические проблемы управления нормальными режимами энергосистем. «Штиинца», Кишинев, 1971.

Карпов Ф. Ф., Солдаткина Л. А. Регулирование напряжения в электросетях промышленных предприятий. «Энергия», 1970.

Керного В. В., Поспелов Г. Е., Федин В. Т. Местные электрические сети. «Высшая школа», Минск, 1972.

Маркович И. М. Режимы энергетических систем. «Энергия», 1969.

Мельников Н. А. Расчеты режимов работы сетей электрических систем. Госэнергоиздат, 1950.

Мельников Н. А. Матричный метод анализа электрических цепей. «Энергия», 1972.

Мельников Н. А., Солдаткина Л. А. Регулирование напряжения в электрических сетях. «Энергия», 1968.

Мельников Н. А., Рокотьян С. С., Шеренцис А. Н. Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330 ÷ 500 кВ. Госэнергоиздат, 1963.

Поярков К. М. Регулирование напряжения электрических сетей сельских районов. «Энергия», 1965.

Совалов С. А. Режимы электропередачи 400 ÷ 500 кВ ЕЭС. «Энергия», 1967.

Солдаткина Л. А. Регулирование напряжения в городских электрических сетях. «Энергия», 1967.

Фазылов Х. Ф. Теория и методы расчета электрических систем (стационарные режимы). Изд. АН УзССР, 1955.

Фазылов Х. Ф. Методы режимных расчетов электрических систем (к единому алгоритму расчетов). «Наука» 1964.

Холмский В. Г. Применение регулируемых трансформаторов в электрических сетях. Госэнергоиздат, 1950.

Холмский В. Г., Колесниченко Б. В. Оптимальные режимы напряжения в городских и сельских электрических сетях. Укр. НИИНТИ, Киев, 1969.

Специализированные вычислительные устройства для оптимизации распределения активных нагрузок в энергосистемах. Под ред. Д. В. Холмского. Институт техн. информации, Киев, 1965.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	<i>Стр.</i>
Предисловие	3
Глава I. Расчеты установившихся режимов электрических сетей . . .	5
§ 1.1. Общие положения	5
§ 1.2. Расчет коэффициентов распределения	8
§ 1.3. Режим напряжений и сопротивления влияния	15
§ 1.4. Расчет режима напряжений по средним линейным мощностям . . .	19
§ 1.5. Итерационный расчет в мощностях режима замкнутой электрической сети с помощью коэффициентов распределения	22
§ 1.6. Итерационный расчет режима замкнутой электрической сети в токах с помощью коэффициентов распределения и сопротивлений влияния	28
§ 1.7. Расчет режима замкнутой электрической сети путем приведения ее к эквивалентной разомкнутой	34
§ 1.8. Расчеты режимов с учетом статических характеристик нагрузок	42
§ 1.9. Расчет режима замкнутой сети методом расщепления схемы . . .	46
Глава II. Основы расчета наивыгоднейшего распределения нагрузок в энергосистемах.	52
§ 2.1. Общие положения	52
§ 2.2. Условия наивыгоднейшего распределения мощностей в энергосистемах	52
§ 2.3. Возможности раздельной оптимизации режимов активных и реактивных нагрузок и основные требования к точности расчетов	58
§ 2.4. Расчет удельных приростов потерь мощности в электрических сетях	60
§ 2.5. Порядок расчета наивыгоднейшего распределения нагрузок в энергосистеме	64
Глава III. Распределение реактивных мощностей в энергосистемах	69
§ 3.1. Общие положения	69
§ 3.2. Потребление и генерирование реактивной мощности в энергосистемах.	72
§ 3.3. Распределение реактивных мощностей, обеспечивающее желательный режим напряжений	80
§ 3.4. Оптимальное распределение реактивных мощностей при отсутствии технических ограничений	84
§ 3.5. Оптимальное распределение реактивных мощностей с учетом ограничений по режиму напряжений	96
Глава IV. Оптимизация режима напряжений в районных электрических сетях	100
§ 4.1. Общие положения	100
§ 4.2. Регулирование напряжения трансформаторов	101
§ 4.3. Особенности регулирования напряжения автотрансформаторов . . .	110
§ 4.4. Линейные регуляторы в электрических сетях	117
§ 4.5. Установки продольной емкостной компенсации в электрических сетях	123
§ 4.6. Комплексное использование регулируемых трансформаторов и компенсирующих устройств	126
Глава V. Оптимизация режима напряжений в местных электрических сетях	132
§ 5.1. Общие положения	132
§ 5.2. Предельные отклонения напряжения в контрольных точках сети .	137
§ 5.3. Проектные расчеты при заданном режиме напряжений центра питания	138
§ 5.4. Эксплуатационные расчеты при заданном режиме напряжений центра питания	147

		Стр.
	§ 5.5. Оптимизация режима напряжений центра питания	149
	§ 5.6. Компенсация реактивных параметров в местных электрических сетях	153
	Г л а в а VI. Оптимизация режимов электрических сетей с высокой степенью неоднородности	164
Л	§ 6.1. Общие положения	164
	§ 6.2. Влияние трансформаторов, входящих в замкнутый контур, на работу последнего	170
Г	§ 6.3. Оптимизация режима работы сетей одного напряжения с помощью вольтодобавочных трансформаторов	177
	§ 6.4. Оптимизация режима работы сетей одного напряжения за счет применения установок продольной компенсации	188
П	§ 6.5. Оптимизация режима работы неоднородных сетей путем размыкания контуров	194
М	§ 6.6. Оптимизация режима работы кабельно-воздушных сетей с учетом ограничений по току	196
Р	§ 6.7. Оптимизация режима работы сетей с трансформаторными связями путем комплексного использования основных и вольтодобавочных трансформаторов	197
Л	§ 6.8. Расчет режима работы сетей с трансформаторными связями с использованием коэффициентов распределения и сопротивлений влияния	209
Д	§ 6.9. Расчет режима работы сетей с трансформаторными связями методом разрезания контуров	222
Р	§ 6.10. Оптимизация режима работы сетей с трансформаторными связями с помощью установок продольной компенсации	231
Р	§ 6.11. Приближенный расчет экономического потокораспределения в сетях с трансформаторными связями	239
В	Г л а в а VII. Особенности электрических расчетов протяженных электропередач переменного тока	243
Т	§ 7.1. Общие положения	243
	§ 7.2. Электрические параметры протяженных электропередач	244
С	§ 7.3. Основные задачи расчетов электрических режимов протяженных электропередач	247
«	§ 7.4. Оптимальное регулирование напряжений и реактивных мощностей в протяженных электропередачах	251
Н	§ 7.5. Рациональное ведение режима протяженных электропередач с учетом ограничений по напряжению	261
Р	§ 7.6. Ведение режимов напряжений и реактивных мощностей в протяженных электропередачах, связанных в узловой точке	267
Г	Литература	278

Х о л м с к и й В а с и л и й Г р и г о р ь е в и ч
РАСЧЕТ И ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ (СПЕЦИАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ)

Редактор В. А. Титова. Переплет художника В. З. Казакевича. Худож. редактор Н. К. Гурторов. Техн. редактор С. П. Передерий. Корректор В. В. Кожуткина.

Т—18611 Сдано в набор 7/VI—74 г. Подписано к печати 24/X—74 г.

Формат 60×90¹/₁₆. Бум. тип. № 3. Объем 17,5 печ. л. Усл. печ. л. 17,5 Уч.-изд. л. 17,94.

Изд. № Стд-179. Тираж 14 000 экз. Цена 86 коп. Зак. 971.

План выпуска литературы издательства «Высшая школа» (вузы и техникумы) на 1975 год.

Позиция № 159. Москва, К-51, Неглинная ул., д. 29/14, Издательство «Высшая школа»

Московская типография № 4 Союзполнграфпрома при Государственном комитете Совета Министров СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли, г. Москва, И 41, Б. Переяславская ул., д. 46.

