

Ю.П.Рыжов

# ДАЛЬНИЕ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ СВЕРХВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

учебник для вузов

НТБ МЭИ

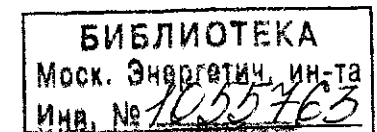


0482689

*Допущено Министерством образования и на,  
Российской Федерации в качестве учебника для студентов  
высших учебных заведений, обучающихся по специальности  
"Электроэнергетические системы и сети" направления  
подготовки "Электроэнергетика"*

*Рекомендовано Корпоративным энергетическим  
университетом РАО "ЕЭС России" в качестве учебника  
для системы подготовки, переподготовки  
и повышения квалификации персонала РАО, а также  
студентам вузов, входящих в состав Открытого  
энергетического университета*

Москва  
Издательский дом МЭИ  
2007



УДК 621.315.4  
ББК 31.279  
Р 939

Издано при финансовой поддержке  
Федерального агентства по печати и массовым коммуникациям  
в рамках Федеральной целевой программы «Культура России»

**Рецензенты:** канд. техн. наук доцент кафедры электрических систем  
Ивановского государственного энергетического университета  
*В.П. Голов;*  
канд. техн. наук зам. директора ВЭИ *В.Н. Ивакин;*  
доктор техн. наук профессор МЭИ *И.П. Верецагин*

**Рыжов Ю.П.**

Р 939 Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: учебник  
для вузов / Ю.П. Рыжов. — М.: Издательский дом МЭИ, 2007. —  
488 с.: ил.

ISBN 978-5-383-00158-5

Книга посвящена теоретическим и практическим вопросам применения протяженных линий электропередачи сверхвысоких и ультравысоких напряжений переменного и постоянного тока.

Содержание книги, относящееся к переменному току, полностью соответствует утвержденной программе учебного курса, который читается студентам вузов, обучающимся по специальности «Электрические системы и сети». Часть книги, посвященная электропередачам постоянного тока, носит ознакомительный характер и может быть использована для самостоятельного изучения этой области электроэнергетики.

В книге впервые описаны управляемые (гибкие) линии переменного тока, их назначение, способы управления передаваемой мощностью, возможные пути технической реализации гибких линий. Особое место в книге отведено электропередачам и вставкам постоянного тока, которые все чаще применяются для решения разнообразных задач.

Предназначена в качестве учебника для студентов электроэнергетических специальностей вузов, а также полезна инженерно-техническим работникам электростанций, подстанций и электрических сетей.

УДК 621.315.1  
ББК 31.279

ISBN 978-5-383-00158-5

© ЗАО «Издательский дом МЭИ», 2007

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие .....	8
<b>Глава первая. Роль электропередач сверхвысокого напряжения в современной энергетике</b> .....	10
Введение .....	10
1.1. Краткий исторический обзор развития электропередач СВН .....	10
1.2. Существующие шкалы напряжений и их применение в разных странах мира .....	19
1.3. Области применения электропередач СВН в современных электроэнергетических системах .....	24
1.4. Особенности линий СВН и основные требования к ним .....	29
1.5. Возможные схемы выполнения линий электропередачи СВН .....	31
Контрольные вопросы .....	36
<b>Глава вторая. Конструкция фазы. Удельные погонные параметры линий сверхвысокого напряжения</b> .....	37
2.1. Конструктивные особенности линий сверхвысокого напряжения .....	37
2.2. Корона на проводах линии электропередачи .....	40
2.3. Конструкция фазы воздушных линий СВН и выбор ее параметров. Определение удельных погонных параметров линии .....	47
2.3.1. Конструкция фазы воздушных линий СВН .....	47
2.3.2. Выбор конструктивных параметров фазы .....	48
2.3.3. Удельные погонные параметры линий СВН .....	59
Контрольные вопросы .....	60
<b>Глава третья. Основные характеристики некомпенсированной линии переменного тока</b> .....	61
3.1. Уравнения длинной линии .....	61
3.2. Волновые характеристики линии .....	68
3.3. Уравнения идеализированной линии .....	71
3.4. Натуральная мощность линии .....	73
3.5. Уравнения длинной линии в относительных единицах .....	77
3.6. Векторные и круговые диаграммы идеализированной линии .....	81
3.6.1. Векторные диаграммы линии длиной до 1500 км .....	81
3.6.2. Круговые диаграммы идеализированной линии .....	87
3.7. Реактивные мощности по концам линии. Распределение параметров режима вдоль протяженной линии .....	92
3.7.1. Реактивные мощности идеализированной линии .....	92
3.7.2. Реактивные мощности реальной линии .....	96

3.7.3. Распределение напряжения, тока и реактивной мощности вдоль протяженной линии СВН.....	99
3.8. Экстремальные значения напряжения в промежуточных точках линии в режимах малых нагрузок.....	107
3.9. Режимные характеристики некомпенсированных линий длиной 1500—3000 км.....	110
Контрольные вопросы .....	119
<b>Глава четвертая. Схемы замещения протяженных электропередач переменного тока .....</b>	<b>120</b>
4.1. Математические модели линии .....	120
4.2. Методы учета распределенности параметров в схемах замещения линии.....	124
4.2.1. Метод прямого вычисления параметров схем замещения .....	124
4.2.2. Метод поправочных коэффициентов.....	124
4.2.3. Метод А.А. Горева .....	127
4.3. Учет элементов электропередачи с сосредоточенными параметрами .....	132
Введение .....	132
4.3.1. Учет элементов, включаемых в линию последовательно .....	133
4.3.2. Учет элементов, включаемых в линию параллельно .....	136
4.3.3. Учет элементов с комбинированным включением в линию.....	137
4.4. Метод эквивалентного четырехполюсника.....	137
4.5. Собственное, взаимное и входное сопротивление линии .....	148
Контрольные вопросы .....	151
<b>Глава пятая. Компенсированные линии. Круговые диаграммы. Распределение напряжения и реактивной мощности .....</b>	<b>152</b>
Введение.....	152
5.1. Уравнения круговых диаграмм .....	152
5.2. Круговые диаграммы компенсированных линий .....	154
5.2.1. Линия с шунтирующим реактором .....	154
5.2.2. Линия с установкой продольной емкостной компенсации .....	157
5.3. Распределение напряжения и реактивной мощности по компенсированным линиям .....	161
5.3.1. Линия с шунтирующим реактором .....	161
5.3.2. Линия с установкой продольной емкостной компенсации .....	167
Контрольные вопросы .....	173
<b>Глава шестая. Расчеты нормальных и послеаварийных режимов электропередач сверхвысокого напряжения. Потери мощности и энергии в линиях СВН .....</b>	<b>175</b>
6.1. Общие положения .....	175
6.2. Расчет режима электропередач СВН без промежуточных подстанций .....	178
6.2.1. Возможные схемы электропередач.....	178

6.2.2. Основные уравнения и способы задания исходных данных ...	180
6.2.3. Алгоритмы расчета параметров режима по концам линии. Определение «внутренней» реактивной мощности.....	184
6.2.4. Расчет режимов наибольшей и наименьшей нагрузок.....	189
6.3. Расчет режима электропередач СВН с промежуточными подстанциями .....	201
6.3.1. Схемы электропередач и методика расчета их режимов .....	201
6.3.2. Электропередача с компенсирующими устройствами на промежуточной подстанции.....	205
6.3.3. Электропередача без компенсирующих устройств на промежуточной подстанции.....	212
6.3.4. Электропередача с промежуточной подстанцией, включенной только в одну цепь .....	214
6.4. Особенности расчетов послеаварийных и ремонтных режимов электропередач .....	217
6.5. Средства обеспечения баланса реактивной мощности в узлах электропередачи .....	219
6.6. Потери активной мощности и энергии в линиях СВН .....	226
Контрольные вопросы .....	234
<b>Глава седьмая. Режим одностороннего включения протяженной линии сверхвысокого напряжения .....</b>	<b>235</b>
7.1. Общая характеристика режима одностороннего включения линии.....	235
7.2. Режимы одностороннего включения линии без компенсирующих устройств .....	236
7.3. Режимы одностороннего включения линии с шунтирующим реактором.....	245
7.4. Самовозбуждение генераторов при их работе на протяженные воздушные линии СВН .....	256
7.4.1. Виды самовозбуждения и условия его возникновения .....	256
7.4.2. Мероприятия по устранению самовозбуждения генераторов .....	264
7.5. Синхронизационные режимы электропередачи с одной промежуточной подстанцией .....	266
Контрольные вопросы .....	271
<b>Глава восьмая. Пропускная способность электропередачи СВН и пути ее повышения .....</b>	<b>272</b>
8.1. Понятие пропускной способности воздушных линий СВН .....	272
8.2. Возможные пути повышения пропускной способности линий электропередачи .....	275
Введение .....	275
8.2.1. Повышение номинального напряжения.....	275
8.2.2. Изменение волновых свойств линии .....	280
8.2.3. Использование управляемой поперечной компенсации .....	287
8.2.4. Применение управляемой продольной емкостной компенсации .....	291
Контрольные вопросы .....	297

<b>Глава девятая. Управляемые (гибкие) линии переменного тока</b> .....	298
9.1. Назначение гибких линий. Способы управления передаваемой по линии мощностью .....	298
9.2. Возможные пути технической реализации гибких линий .....	300
9.2.1. Устройства воздействия на напряжение по концам линии ..	300
9.2.2. Устройства воздействия на электромагнитные характеристики линии .....	310
9.2.3. Устройства комбинированного воздействия на передаваемую по линии мощность .....	316
9.3. Режимные характеристики линии с векторным регулированием .....	323
Контрольные вопросы .....	326
<b>Глава десятая. Электропередачи и вставки постоянного тока.</b>	
<b>Схемы их выполнения. Анализ режимов преобразователей</b> .....	328
10.1. Области применения электропередач и вставок постоянного тока ...	328
10.2. Схемы электропередач и вставок постоянного тока .....	334
10.3. Схема замещения однофазного преобразователя. Допущения, принимаемые при анализе его характеристик .....	351
10.4. Математическая модель преобразователя .....	361
10.5. Режимы работы выпрямителя.....	365
10.5.1. Режим малых токов (режим 2) .....	365
10.5.2. Режим рабочих токов (режим 2—3) .....	377
10.5.3. Семейство внешних характеристик выпрямителя. Условие перехода выпрямителя в инверторный режим .....	393
Контрольные вопросы .....	395
<b>Глава одиннадцатая. Инверторный режим преобразователя.</b>	
<b>Совместная работа выпрямителя и инвертора</b> .....	397
11.1. Инверторный режим однофазного преобразователя.....	397
11.2. Особенности работы двухфазного преобразователя.....	410
11.3. Схема замещения линии постоянного тока.....	415
11.4. Совместная работа выпрямителя и инвертора.....	419
11.4.1. Совместная работа нерегулируемых выпрямителя и инвертора ( $\alpha = \text{const}$ , $\beta = \text{const}$ ).....	419
11.4.2. Совместная работа выпрямителя ( $\alpha = \text{const}$ ) и инвертора ( $\delta = \text{const}$ ) .....	422
11.4.3. Совместная работа выпрямителя и инвертора при действии основных регуляторов .....	424
Контрольные вопросы .....	430
<b>Глава двенадцатая. Энергетические характеристики преобразователей.</b>	
<b>Воздушные и кабельные линии. Основное оборудование преобразовательных подстанций</b> .....	431
12.1. Энергетические характеристики преобразователей.....	431
12.1.1. Гармонический состав тока фазы преобразователя при $\gamma = 0$ .....	431
12.1.2. Гармоники в токе реального преобразователя .....	436
12.1.3. Влияние высших гармоник на электрическую систему .....	440
12.1.4. Мероприятия по компенсации высших гармоник .....	444
12.2. Мощность на входе преобразователя.....	450
12.3. Компенсация реактивной мощности преобразователя .....	453
12.4. Потери мощности и энергии в электропередачах постоянного тока.....	458
12.5. Воздушные и кабельные линии постоянного тока. Основное оборудование преобразовательных подстанций .....	464
12.6. Техничко-экономические показатели электропередач постоянного тока.....	474
Контрольные вопросы.....	476
Список литературы .....	477
Список сокращений .....	481
Предметный указатель .....	484

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящая книга отражает содержание курсов лекций «Дальние электропередачи переменного тока» и «Электропередачи и вставки постоянного тока», читаемых в настоящее время в Московском энергетическом институте (техническом университете) студентам, специализирующимся в области электроэнергетических систем и сетей. Книга или отдельные ее главы могут быть полезны и при изучении других курсов, где рассматриваются вопросы передачи электрической энергии на расстояние.

Эти курсы лекций, названия которых иногда менялись при сохранении и обогащении их содержания, читаются с 60-х годов прошлого столетия. Они были поставлены по инициативе заведующего кафедрой «Электрические системы» проф. В.А. Веникова, выпустившего в 1960 г. книгу «Дальние электропередачи». В основу этой книги были положены исследования, выполнявшиеся им и сотрудниками кафедры на физической модели электропередачи Куйбышев — Москва. За последующие годы по этим курсам было издано два учебных пособия (1972 и 1985 гг.), в настоящее время ставших библиографической редкостью. Кроме того, был издан ряд методических пособий, были разработаны и введены в учебные планы лабораторные работы, расчетные задания, курсовое проектирование.

При написании данного учебника был использован весь опыт преподавания упомянутых курсов, накопленный за истекшее время кафедрой «Электроэнергетические системы» МЭИ. В учебнике применительно к требованиям учебного курса систематизируются сведения, приводимые в специальных изданиях и журнальных статьях, рассматриваются основные вопросы, связанные с теорией передачи электрической энергии переменным и постоянным током. При этом главное внимание уделяется режимным характеристикам электропередач.

Ряд других не менее важных вопросов, таких как перенапряжения и изоляция, конструктивная часть линий, экономические показатели электропередач, в соответствии с учебным планом излагаются в других курсах, поэтому здесь они рассматриваются сжато или вообще опускаются.

Представляется, что этот учебник, несмотря на отмеченные выше ограничения, будет полезен не только студентам и аспирантам, но также научным работникам и инженерам, работающим в области передачи электрической энергии.

Автор понимает, что эта книга, как и любая вновь написанная работа, не свободна от недостатков и с искренней благодарностью примет все замечания и пожелания, которые возникнут при ознакомлении с книгой.

Замечания просьба направлять по адресу: 111250, Москва, Красноказарменная, 14, Издательский дом МЭИ.

## РОЛЬ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ СВЕРХВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ В СОВРЕМЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

### Введение

Электропередачи сверхвысокого напряжения занимают особое место в современных электроэнергетических системах. Обладая большой пропускной способностью, они являются системообразующими линиями и повышают надежность и экономичность работы энергосистемы. Кроме того, они являются мощными межсистемными связями, обеспечивая большие межсистемные перетоки мощности, повышая тем самым живучесть объединенной системы.

В настоящее время СИГРЭ\* установлена следующая классификация линий электропередачи: к линиям высокого напряжения (ВН) относятся линии переменного и постоянного тока с междуфазным или междуполюсным напряжением до 400 кВ, к линиям сверхвысокого напряжения (СВН) — линии напряжением 400—1000 кВ, к линиям ультравысокого напряжения (УВН) — линии напряжением 1000 кВ и выше.

В то же время применительно к практике отечественной электроэнергетики к линиям СВН относятся и линии 330 кВ, поскольку они обладают многими свойствами, присущими линиям более высоких классов напряжения.

### 1.1. Краткий исторический обзор развития электропередач СВН

Первые опыты по передаче электрической энергии на расстояние, пусть для начала очень небольшое, измеряемое километрами, относятся к 70—80-м годам XIX в. В то время уже было известно два рода электрического тока — постоянный и однофазный переменный. При этом в качестве основного энергоносителя рассматривался только постоянный ток, поскольку известные тогда однофазные двигатели переменного тока имели очень низкий, практически нулевой, пусковой момент и для их пуска приходилось использовать дополнитель-

\*Международная конференция по большим электрическим системам высокого напряжения

ные механизмы. В то же время генераторы и двигатели постоянного тока обладали вполне приемлемыми характеристиками и могли быть использованы для промышленных целей. Поэтому и первые линии электропередачи строились на постоянном токе.

В 1873 г. французский инженер И. Фонтен на международной выставке в Вене продемонстрировал возможность передачи электроэнергии на расстояние несколько больше 1 км, включив между генератором и двигателем, приводившим в движение насос искусственного декоративного водопада, барабан с кабелем указанной длины. Правда, цель у него была другая — не транспорт энергии на дальние расстояния, а необходимость снизить напряжение на двигателе, который служил приводом для насоса, питавшего искусственный водопад. Передаваемая мощность составляла около 1 кВт, КПД этой передачи был очень низок из-за больших потерь мощности в кабеле. Тем самым была показана принципиальная возможность передачи электроэнергии на какое-то расстояние.

Уже тогда было ясно, что повысить КПД линии электропередачи можно было или увеличением сечения проводника, или повышением ее напряжения. Повысить напряжение источника постоянного тока техника того времени еще не могла. Поэтому усилия инженеров этого периода были направлены на поиск путей увеличения сечения проводов линий электропередачи.

Так, примерно в то же время (1874 г.) русский военный инженер Ф.А. Пироцкий предложил увеличить сечение проводников, используя рельсы железной дороги как средство для транспорта электроэнергии. Площадь сечения рельсов примерно в 600 раз больше сечения стального телеграфного провода. Опыты производились на Сестрорепской железной дороге, а рельсы изолировались от земли и один от другого с помощью инпал, промасленного брезента и смазки подошвы рельсов битумом. Дальность передачи составляла около 1 км.

Необходимо отметить, что Ф.А. Пироцкий был не единственным инженером, вставшим на путь увеличения сечения проводников. Так, известный немецкий электротехник Э. Сименс, оценив в 1875 г. энергетические возможности Ниагарского водопада, определил, что для передачи его энергии на расстояние 50 км потребуется проводник сечением 17 663 мм<sup>2</sup>.

Несмотря на неприемлемость предложения Ф.А. Пироцкого для электроэнергетики, впоследствии оно нашло применение при электрификации железных дорог.

Другой путь повышения КПД электропередачи — повышение ее напряжения. Этот путь потребовал длительного осмысления. То, что совершенно очевидно сейчас, было далеко не ясно в то время. Здесь следует отметить работы французского инженера (впоследствии ака-

демика) М. Депре и проф. Петербургского лесного института Д.А. Лачинова.

В 1882 г. М. Депре и немецкий инженер Миллер построили первую линию электропередачи постоянного тока Мисбах—Мюнхен длиной 57 км. Напряжение этой электропередачи составляло 1,5—2,0 кВ, энергия передавалась по стальным проводам диаметром 4,5 мм, поэтому КПД передачи не превышал 25 %. Несмотря на столь низкий КПД, эта передача имела очень большое значение, поскольку она показала принципиальную возможность передачи электроэнергии на достаточно большое — в десятки километров — расстояние.

В 1885 г. М. Депре построил новую электропередачу Крей—Париж протяженностью 56 км, где в качестве источника электроэнергии использовались специальные генераторы постоянного тока напряжением 6 кВ и массой около 70 т. КПД передачи здесь составлял уже 45 %.

Однако дальнейшее повышение напряжения машин постоянного тока, главным образом коллекторов и щеточных аппаратов, встретило серьезные трудности, связанные с их изоляцией.

Путь дальнейшего повышения напряжения электропередачи был намечен в работах Д.А. Лачинова. Он предложил для повышения напряжения соединить последовательно несколько машин на каждом конце линии. В этом случае каждая машина имеет меньшее напряжение и, следовательно, большую надежность. Однако и здесь возникают сложности, связанные с повышением потенциала каждой последующей машины по отношению к земле. Отсюда необходимость изоляции корпуса машины от земли, применения изолирующих муфт для связи с валом турбины или приводимого в движение агрегата.

Наиболее мощная передача такого типа была построена швейцарским инженером Р. Тюри от ГЭС Мутье в предгорьях Французских Альп до г. Лион. Эта линия была введена в работу в 1906 г. и имела длину 180 км. При напряжении 57 кВ по ней передавалась мощность 5 МВт. С одной стороны этой передачи — на ГЭС Мутье — стояли генераторы постоянного тока, соединенные последовательно, изолированные от земли и вращаемые турбинами через изолирующие муфты, с другой — в Лионе — были установлены двигатели постоянного тока, также соединенные последовательно и приводившие во вращение трехфазные генераторы, отдававшие энергию в сеть переменного тока. В 1927 г. линия была реконструирована. Последовательно с первой гидроэлектростанцией были включены еще две гидроэлектростанции. Длина линии при этом возросла на 80 км, а напряжение увеличилось до 125 кВ. Эта линия просуществовала почти до начала Второй мировой войны. В 1938 г. она была заменена трехфазной

линией. По этой схеме было построено около 15 линий электропередачи, в том числе одна в России.

Попытки решить проблему передачи электроэнергии с использованием только постоянного тока в то время не принесли успеха. Передачи постоянного тока этого периода имели крупные недостатки, важнейшими из которых являлись: невозможность дальнейшего повышения напряжения для передачи электроэнергии на более дальние расстояния при достаточно высоких КПД и сложность отбора мощности от таких передач.

Одновременно со строительством электропередач постоянного тока уже в 80—90-е годы XIX в. велись интенсивные работы по использованию переменного тока для промышленных целей. Так, в 80-х годах XIX в. Н. Тесла предложил двухфазную систему, где можно было получить вращающееся поле и тем самым создать двигатель с начальным вращающим моментом. Однако эта система имела ряд недостатков и потому не получила распространения.

Широкое применение получила трехфазная система, начало которой положил М.О. Доливо-Добровольский. Следует отметить, что в этом направлении работали в то время многие ученые, однако именно он получил наиболее удачные решения, к числу которых относится трехфазный асинхронный двигатель без выступающих полюсов как с короткозамкнутым, так и с фазным ротором, трехфазный трансформатор и четырехпроводная схема трехфазной сети с нулевым проводом. Буквально в течение 2—3 лет были разработаны все основные элементы такой трехфазной системы. Этот успех был обусловлен тем, что все это отвечало насущным потребностям практики.

Продуманность технических решений была такова, что позволила в течение 1 года спроектировать и изготовить оборудование для первой линии электропередачи с трехфазной системой тока. Эта линия должна была быть сооружена к открытию Международной электротехнической выставки в 1891 г. Она имела длину 170 км от ГЭС на р. Неккар близ местечка Лауффен (Германия) до г. Франкфурт-на-Майне, где открывалась выставка. Генератор мощностью 230 кВ · А и напряжением 95 В работал через трехфазные трансформаторы, погруженные в баки с маслом. Трехпроводная линия на деревянных опорах с пролетом около 60 м имела медные провода диаметром 4 мм, закрепленные на штыревых фарфорово-масляных изоляторах. Напряжение линии составляло 15 кВ (при испытаниях оно поднималось до 25 кВ). На приемном конце был установлен понижающий трансформатор, от которого при напряжении 65 В питалась нагрузка. В ее состав входили трехфазный двигатель, приводивший во вращение гидравличе-

ский насос мощностью около 100 л.с., и большое количество осветительных ламп.

Пуск линии электропередачи состоялся 25 августа 1891 г., КПД электропередачи при междуфазном напряжении 15 кВ составлял 75,2 %, а при повышении напряжения до 25 кВ увеличивался до 78,9 %, что значительно превосходило предполагаемое значение 50 %. С этого момента трехфазные линии электропередачи переменного тока начали широко внедряться в практику.

В 1901 г. в США была построена линия электропередачи на 50 кВ; в 1903 г. напряжение в линиях возросло до 60 кВ. Передаваемые мощности в начале века возросли до 17 МВт, а дальность в одном случае достигла 350 км.

В течение первого десятилетия XX в. на первый план выдвинулась проблема линейной изоляции. До этого времени применялись штыревые изоляторы, которые не позволяли поднять напряжение выше 70 кВ. В 1906 г. в США были изобретены подвесные тарельчатые изоляторы, позволившие решить проблему увеличения напряжений линий электропередач. Эти изоляторы были прообразом изоляторов, применяющихся в настоящее время. С их применением были сооружены в 1908—1912 гг. первые линии 110 кВ в США и Германии. В следующем десятилетии напряжение увеличилось еще в 2 раза — в 1920 г. до 165 кВ, в 1922 г. до 220 кВ. Соответственно увеличились и передаваемые мощности.

Одновременно с ростом напряжения возникла проблема коронирования проводов и связанные с ней потери энергии. Многочисленные исследования, проводившиеся в США, Англии и России, показали, что эту проблему можно решить двумя путями. Первый из них — при одном проводе в фазе — заключается в увеличении диаметра этого провода для снижения напряженности электрического поля на его поверхности. Второй (предложение В.Ф. Миткевича, 1910 г.) предполагает применение расщепленных проводов каждой фазы линии.

Оба эти направления нашли свое применение в практике и используются до настоящего времени.

Рост напряжений и передаваемых по линиям электропередачи мощностей позволил перейти от мелких локальных электростанций, питающих отдельные предприятия и даже отдельные дома, к сооружению крупных электростанций, которые могли обеспечивать электроэнергией целые промышленные районы.

В дореволюционной России было построено около 200 км линий электропередачи напряжением 10, 35 и 70 кВ. После Октябрьской революции по плану ГОЭЛРО в 1922 г. была построена первая линия 110 кВ Кашира—Москва. При сооружении гидроэлектростанции Днепрогэс для передачи ее мощности было решено использовать напряжение

150 кВ. Первая линия такого напряжения была введена в работу в 1932 г. В связи с сооружением Нижне-Свирской ГЭС на р. Свирь, соединяющей Ладожское и Онежское озера, в 1933 г. было начато строительство первой в СССР линии 220 кВ Нижнесвирская ГЭС — г. Ленинград.

План ГОЭЛРО заложил основу для создания энергетических систем. Первые энергосистемы — Московская и Петроградская — были созданы в 1921 г. Во второй половине 20-х годов были образованы Ивановская, Ростовская, Донбасская, Уральская энергосистемы и др.

Параллельная работа электростанций в энергосистеме дает важные преимущества по сравнению с их изолированной работой. При совместной работе электростанций уменьшается необходимый оперативный и ремонтный резерв, появляется возможность ремонта основного оборудования без отключения потребителей, создаются условия для выравнивания графика тепловых станций и более эффективного использования мощности гидравлических станций.

Широкое строительство электрических сетей 110 кВ в начале 30-х годов привело к тому, что эти сети охватили большую часть районов Центра, Урала и Донбасса. С этого времени началось соединение электрических сетей примыкающих одна к другой энергосистем. В 1933 г. соединились сети Ивановской и Горьковской энергосистем, сети Донбасса и Ростовской энергосистемы. В 1935 г. было осуществлено соединение сетей Московской и Горьковской систем. Таким образом было положено начало созданию энергообъединений, или объединенных энергосистем (ОЭС).

В то же время быстро развивалось строительство линий 220 кВ, которые стали приобретать характер системообразующих связей в мощных ОЭС. В 1940 г. была сооружена линия 220 кВ Днепр — Донбасс, соединившая Донбасскую и Киевскую энергосистемы, была создана ОЭС Юга со своим диспетчерским управлением. Осенью 1941 г. была введена в работу линия электропередачи 220 кВ Рыбинская ГЭС—Угличская ГЭС — Москва. После войны процесс создания объединенных энергосистем продолжился.

Выполнение плана ГОЭЛРО привело к необходимости модернизации старых и сооружения новых заводов электротехнической промышленности, без чего ни план ГОЭЛРО, ни дальнейшая электрификация страны не могли быть осуществлены.

Еще до Великой Отечественной войны в нашей стране были начаты исследования, связанные с созданием оборудования для линий еще более высоких напряжений: 400—500 кВ. После войны эти исследования были продолжены и завершились в 1956 г. вводом в работу линии электропередачи 400 кВ Куйбышевская ГЭС — Москва. Как показал опыт наладки и первых лет эксплуатации, разрабо-



танное оборудование имело определенные запасы прочности изоляции, что дало возможность после незначительных изменений сооружать такие электропередачи на напряжение 500 кВ. В 1959 г. была принята в эксплуатацию первая цепь 500 кВ линии электропередачи Волгоград — Москва, а через год вторая. В начале 60-х годов линия электропередачи Куйбышевская ГЭС — Москва также была переведена на напряжение 500 кВ. С этого времени линии 500 кВ начали широко применяться в нашей стране.

В конце 50-х годов были построены первые линии 330 кВ, которые получили распространение на Северо-Западе страны, Украине и Северном Кавказе.

Развитие промышленности в послевоенные годы потребовало увеличения выработки электроэнергии и, как следствие, увеличения мощности электростанций. В эти годы были разработаны генерирующие блоки мощностью 300—500—800 МВт для тепловых электростанций и до 640 МВт для гидроэлектростанций. На атомных электростанциях были введены блоки по 1000 МВт. В результате мощность отдельных тепловых электростанций достигла 2400 МВт, атомных 4000 МВт, гидроэлектростанций 6000 МВт. В перспективе в нашей стране возможно сооружение ГЭС мощностью 15—20 ГВт.

Сооружение ГЭС и АЭС мощностью 2,4—4,0 ГВт потребовало дальнейшего увеличения напряжения линий, предназначенных для передачи мощности таких станций. Поэтому еще в 50-е годы были начаты исследования по созданию оборудования для линий 600—750 кВ. Первая линия напряжением 750 кВ Конаково — Москва протяженностью около 100 км была введена в работу в 1967 г. Впоследствии в стране был построен еще целый ряд таких линий. Можно назвать две из них: Донбасс— Винница — Альбертирша (Венгрия) и Ленинград — Калининская АЭС — Конаково — Москва.

В 70-х годах были начаты работы по созданию оборудования для линий ультравысокого напряжения 1150 кВ. Первая в мире линия этого класса напряжения Экибастуз — Кокчетав — Кустанай — Челябинск вводилась в строй очередями во второй половине 80-х годов. Были также сооружены линии 1150 кВ Экибастуз — Барнаул и Барнаул — Итаг. Общая длина этих линий составляет 2350 км.

Освоение каждого следующего класса напряжения требовало больших усилий по выполнению серьезных научно-исследовательских работ, разработке и освоению выпуска нового оборудования. Важно отметить, что все эти работы были выполнены отечественными научно-исследовательскими и конструкторскими коллективами и все оборудование для линий электропередачи было изготовлено на отечественных заводах.

Как во время выполнения плана ГОЭРЛО, так и после его реализации в нашей стране осуществлялось интенсивное сетевое строительство. Особенно интенсивно оно велось в послевоенные годы, при этом наибольшее внимание уделялось распределительным сетям. В то же время быстро росла и протяженность системообразующих линий электропередачи 500—750 кВ. Представление об этом дает табл. 1.1.

Общая протяженность электрических сетей напряжением 110 кВ и выше к 1991 г. составляла свыше 650 тыс. км. Появление линий 330—500—750—1150 кВ с высокой пропускной способностью позволило приступить к решению задач системного характера: повысить надежность работы существующих энергосистем и создать объединенные энергосистемы, охватывающие крупные регионы страны, такие как ОЭС Центра, ОЭС Северо-Запада, ОЭС Средней Волги и ряд др.

Сооружение первых линий электропередачи 500 кВ положило начало созданию Единой энергетической системы (ЕЭС) страны. В 1956 г. с вводом в работу первой цепи электропередачи 400 кВ Куйбышев — Москва были соединены энергосистемы Центра и средней Волги. В 1959 г. была введена в работу линия электропередачи Куйбышев — Бугульма — Златоуст — Свердловск, соединившая ОЭС Средней Волги с энергосистемой Урала и энергосистемами Предуралья.

Таблица 1.1

Установленные мощности электростанций и протяженность электрических сетей 220—1150 кВ СССР

Показатель	Годы					
	1960	1965	1975	1980	1985	1991
Установленная мощность электростанций, ГВт	29,1	53,9	153,1	223,4	265,3	288,2
Высшее напряжение электрических сетей, кВ	500	500	750	750	750	1150
Протяженность электрических сетей, тыс. км:						
220 кВ	9,68	17,2	44,55	72,63	90,29	196,52
330 кВ	0,66	4,58	14,8	23,63	27,66	31,93
500 кВ	4,4	5,9	14,67	23,75	36,85	43,93
750 кВ	—	0,09	1,68	2,86	4,35	7,11
1150 кВ	—	—	—	—	0,89	1,9

БИБЛИОТЕКА  
 Моск. Энергетич. ин-та  
 Инв. № 1055765

В дальнейшем работа по созданию ЕЭС продолжалась. Формировались ОЭС Казахстана, Средней Азии, Сибири, где системообразующими были сети 500 кВ. К 1990 г. практически вся территория страны, за исключением Дальнего Востока и республик Средней Азии, была охвачена электрическими сетями Единой энергосистемы. Это давало целый ряд преимуществ: повышение надежности энергоснабжения, снижение мощности ремонтного резерва, возможность использования межсистемных перетоков мощности за счет сдвига по времени максимумов нагрузки и ряд др.

После распада СССР на территории России осталось 454 тыс. км электрических сетей, из них на каждый класс напряжения приходится (по состоянию на 2004 г.):

Напряжение, кВ.....	110—150	220	330	500	750	1150
Длина сетей, тыс. км.....	299	100,7	11,2	38,6	3,5	0,95

Однако параллельная работа энергосистем России, некоторых стран СНГ и Балтии, невзирая на ряд сложностей, сохранилась до настоящего времени.

Аналогичные процессы, связанные с ростом номинального напряжения и созданием энергосистем, в том числе объединенных, происходили и в др. государствах: США, Канаде, странах Европы и многих др. Рост номинального напряжения в США (совместно с Канадой) и СССР показан на рис. 1.1. Наиболее высокое напряжение, принятое в европейских странах, 380—420 кВ. В неевропейских странах получили широкое применение линии 500—550 кВ. Их строят также в США, Канаде, Японии, Бразилии, Австралии и ряде других стран. В некоторых странах — Канаде, США, Бразилии, Венесуэле и ЮАР — построены линии 735—800 кВ. Линии 750 кВ с помощью СССР сооружены в странах Восточной Европы: Венгрии, Польше, Болгарии и Румынии.

В 70-е годы XX столетия в ведущих странах мира (США, СССР, Японии и Италии) развернулись исследовательские работы по созданию оборудования для линий ультравысокого напряжения — свыше 1000 кВ. Линии УВН были сооружены в СССР (1984 г.) и Японии (1993 г.).

Интеграционные процессы в области энергетики продолжают существовать. Существует ряд проектов, которые широко обсуждаются и которые направлены на создание общего рынка электроэнергии на Евроазиатском континенте. Среди них можно упомянуть Балтийское энергетическое кольцо, связывающее 11 стран региона Балтийского моря, и Черноморское энергообъединение. Рассматриваются варианты развития связей между энергосистемами Египта, Ирана, Турции и их

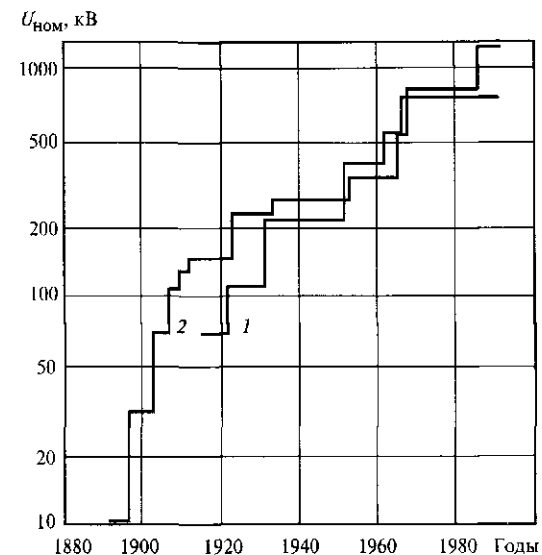


Рис. 1.1. Рост номинального напряжения линий электропередачи 110—1150 кВ в СССР (1) и США совместно с Канадой (2)

соединения с Объединенной энергосистемой Средней Азии, создание связей между энергообъединениями России, Китая, Японии, Кореи и др.

Начиная с 70-х годов XX в. усилия ученых и инженеров различных стран мира направлены на разработку линий электропередачи новых типов, имеющих повышенную пропускную способность и способных принудительно изменять передаваемую по ним мощность в соответствии с режимом системы. К таким линиям можно отнести управляемые самокомпенсирующиеся линии, линии со сближенными междуфазными расстояниями и иной конструкцией фазы по сравнению с традиционными линиями, гибкие линии переменного тока. Опытные-конструкторские проработки в этих направлениях продолжают до настоящего времени.

Для решения ряда задач электроэнергетики в некоторых странах используются электропередачи и вставки постоянного тока.

## 1.2. Существующие шкалы напряжений и их применение в разных странах мира

В России исторически сложились две шкалы номинальных напряжений, в которые входят как линии СВН, так и линии УВН. Первая шкала 110—150—330—750 кВ, вторая 110—220—500—1150 кВ.

Каждая из последующих ступеней в этих шкалах превышает предыдущую примерно в 2 раза, что позволяет поднять пропускную способность электропередачи примерно в 4 раза.

Эти шкалы напряжения имеют свои зоны применения. Первая шкала получила распространение в Северо-Западных областях России, Карелии, на Кольском полуострове и Северном Кавказе. Связи объединенной системы Северо-Запада с Кольской энергосистемой выполнены на напряжении 330 кВ, ОЭС Северо-Запада с ОЭС Центра — на напряжении 750 кВ.

Вторая шкала напряжений применяется в Центре России и регионах, расположенных к востоку от Москвы. В Центральной зоне упомянутые две шкалы иногда накладываются (линии 500 и 750 кВ). В то же время к востоку от Москвы, включая Сибирь и Дальний Восток, используется только вторая шкала напряжений. Такое разделение двух шкал по различным территориям имеет свои преимущества с точки зрения эксплуатации сетевого хозяйства.

*Западная Европа.* В Западной Европе существует энергообъединение UCTE, включающее 12 стран, к которому теперь подключены и страны Восточной Европы. Страны Северной Европы создали энергообъединение Nordel System, включающее Швецию, Норвегию, Финляндию и Данию. Энергосистема Англии работает параллельно с UCTE через подводную линию электропередачи постоянного тока. Подобные линии электропередачи связывают также энергосистемы Швеции, Дании и Германии с энергосистемами Швеции и Финляндии. Россия связана с Nordel System через вставку постоянного тока в г. Выборге мощностью 1420 МВт. Предполагается сооружение подводной линии постоянного тока Великобритания — Норвегия протяженностью 724 км с пропускной способностью 800 МВт.

Основными системообразующими линиями переменного тока в странах Западной Европы, входящих в UCTE, являются линии напряжением 380—420 кВ. Линии 230 кВ и линии 110—150 кВ выполняют функции распределительных сетей. Напряжения 500 и 750 кВ в Западной Европе не используются, однако во Франции в связи с ростом нагрузок разработан проект сооружения линий напряжением 750 кВ. При этом предполагается использовать вновь сооруженные линии 380 кВ с двумя проводниками в фазе на двухцепных опорах для подвески одной цепи 750 кВ с теми же проводниками.

*Соединенные Штаты Америки.* Первые электропередачи напряжением 110 кВ были построены в США еще в 1910 г., 220 кВ — в 1922 г. Затем появился ряд других номинальных напряжений, что обусловлено большим количеством фирм, производивших электротехническое оборудование. В 50-е годы были освоены линии 345 кВ,

в 1965 г. была включена первая линия 500 кВ, в 1969 г. — линия 765 кВ, а в 1970 г. вошла в работу линия электропередачи постоянного тока  $\pm 400$  кВ длиной 1400 км (Тихоокеанская передача), проходящая вдоль западного побережья США. Несмотря на пестроту номинальных напряжений в этой стране, можно выделить две шкалы, которые имеют свои зоны применения. Первая шкала включает напряжения 138—345—765 кВ и используется на Юго-Западе, в Центре и на Севере страны, вторая — напряжения 115—230—500 кВ и используется преимущественно на Западе и Юго-Востоке США.

В США существует ряд объединенных энергосистем, куда входят отдельные энергокомпании, которых насчитывается более трех тысяч. Некоторые из этих объединений управляются из единого диспетчерского пункта, другие просто осуществляют параллельную работу при координации распределения нагрузки и регулирования частоты. Роль межсистемных связей и системообразующих линий выполняют линии 345—765 кВ. Ведутся работы по созданию оборудования для линий электропередачи 1600 кВ.

На севере энергосистемы США имеют мощные связи с Канадой, включая несколько линий 765 кВ в восточной части границы, несколько линий 500 кВ в западной ее части, три вставки постоянного тока.

В 90-х годах прошлого столетия была сооружена многоподстанционная электропередача постоянного тока Канада—США (1486 км,  $\pm 400$  кВ, 2000 МВт) от ГЭС Ла Гранд в провинции Квебек (Канада) до г. Бостон (США). Эта передача имеет пять преобразовательных подстанций, три из которых расположены на территории Канады и две на территории США. Кроме этой линии электропередачи в США имеются еще три линии электропередачи и восемь вставок постоянного тока.

На юге энергосистемы США связаны линиями 230—345 кВ с энергосистемой Мексики. Энергосистемы Канады, США и Мексики работают параллельно.

*Канада.* В восточной части страны достаточно широко развита сеть напряжением 735 кВ, в западной — 500 кВ. Развитие сети 735 кВ вызвано необходимостью выдачи мощности одной из крупнейших в мире ГЭС на р. Черчилл мощностью 5,2 ГВт, а также каскада ГЭС на р. Св. Лаврентия. Для выдачи мощности ГЭС на р. Нельсон сооружена линия электропередачи постоянного тока Нельсон Ривер — Виннипег — двухцепная передача длиной 800 км: первая цепь на ртутных вентилях ( $\pm 450$  кВ, 1620 МВт), вторая цепь на высоковольтных тиристорных вентилях ( $\pm 500$  кВ, 2000 МВт). Кроме того, имеется вставка постоянного тока Ил Ривер 320 МВт, предназначенная для связи энергосистем Канады и США. На западном побережье

Канады проложена подводная передача от материка до о. Ванкувер, имеющая два кабеля переменного тока (138 кВ, 120 МВт) и два кабеля постоянного тока (+260÷280 кВ, 370 МВт). Имеется также вставка постоянного тока Шатегей (1000 МВт), связывающая сеть 735 кВ в Канаде и сеть 765 кВ в США.

Развитые сети 500 кВ в западной части Канады объединяют крупные электростанции и узлы нагрузки в промышленных районах западных провинций. Непосредственной связи энергосистемы восточной и западной частей Канады не имеют, поскольку они разделены горными хребтами. Связь осуществляется через энергосистемы США. Существуют межсистемные связи 500 кВ между энергосистемами Канады и США в западной части этих стран.

Таким образом, на севере США и юге Канады существуют два крупных энергообъединения: энергосистемы северо-восточной части США и юго-восточной части Канады и энергосистемы северо-западной части США и юго-западной части Канады.

*Мексика, Центральная и Южная Америка.* Энергосистема Мексики имеет несоизмеримо меньшую мощность, чем энергосистема США. Основная сеть в Мексике формируется на напряжениях 220 и 400 кВ.

Страны Центральной Америки (Панама, Коста-Рика, Гондурас, Никарагуа) образуют энергетически обособленный район с небольшой суммарной мощностью электростанций (3—4 ГВт). Имеются межгосударственные связи 230 кВ. В настоящее время создается Центрально-Американское энергетическое объединение на базе сооружения линий 230—500 кВ.

Среди стран Южной Америки наиболее мощным энергетическим потенциалом обладают Бразилия (54 %), Аргентина (20 %) и Венесуэла (10 %). Остальное приходится на другие страны континента. В то же время крупнейшей в Южной Америке является энергосистема Аргентины. Наивысшее напряжение сетей в Аргентине 500 кВ, суммарная протяженность линий этого класса напряжений составляет около 10 тыс. км.

Наивысшее напряжение электрических сетей в Бразилии 765 кВ. Имеются также сеть линий 500 кВ, отдельные линии 400 кВ и сеть 345 кВ. В Бразилии эксплуатируется линия электропередачи постоянного тока от крупнейшей в мире ГЭС Итайпу в район г. Сан-Паулу. Эта электропередача имеет две цепи напряжением ±600 кВ, ее протяженность свыше 800 км, суммарная передаваемая мощность 6300 МВт.

Наивысшее напряжение сетей в Венесуэле — 400 кВ. В остальных странах этого континента — 220 кВ. Существует ряд межсистемных связей 220 кВ.

Широкому объединению электроэнергетических систем Южной Америки препятствуют различные номинальные частоты отдельных стран: 50 и 60 Гц. Имеются две вставки постоянного тока. Одна из них мощностью 50 МВт между сетями Парагвая и Бразилии, другая мощностью 2000 МВт между сетями Бразилии и Аргентины.

*Африка.* При большой площади континента суммарная мощность электростанций относительно невелика. Из них примерно половина сосредоточена в ЮАР и свыше 10 % в Египте, остальные в других странах континента. При относительно скромных энергетических мощностях в энергосистемах Африки применяются достаточно высокие напряжения, что объясняется удаленностью источников энергии от центров потребления. В Египте применяется напряжение 500 кВ, в ЮАР — 400 кВ, Нигерии, Замбии и Зимбабве — 330 кВ, в других странах 220—230 кВ. На континенте сооружены две мощные линии электропередачи постоянного тока ГЭС: Инга — Шаба, связывающая два наиболее развитых, но обособленных района Заира, и ГЭС Кабора Басса (Мозамбик) — Аполо (ЮАР).

*Азия (без стран СНГ).* По этому региону из-за отсутствия достаточно полной информации могут быть приведены только самые общие сведения. Наивысшее напряжение системообразующих линий в Индии, Турции, Ираке, Иране — 400 кВ, в Китае, Пакистане, Японии — 500 кВ. В Индии и Китае большое внимание уделяется электропередам и вставкам постоянного тока. В этих странах уже сооружено несколько линий электропередачи и вставок постоянного тока и предполагается увеличение их количества и выполнение всех межсистемных связей на постоянном токе.

Среди энергосистем Азии передовые позиции занимают электроэнергетические системы Японии и Южной Кореи. Основой системообразующей сети Японии являются линии напряжением 275 и 500 кВ. Практически все линии 500 кВ имеют двухцепное исполнение. Для передачи электроэнергии в район Токио от крупной АЭС построена линия электропередачи напряжением 1100 кВ длиной 250 км. Эта линия сооружена на двухцепных опорах высотой до 120 м, что определяется требованиями экологии. В настоящее время ведется сооружение кольцевой линии 1100 кВ на о. Хонсю.

Сложность в создании единой энергосистемы этой страны представляет наличие разных номинальных частот (50 и 60 Гц) в северной и южной частях Японии. Граница между этими частями проходит по о. Хонсю. Для связи между ними сооружены две вставки постоянного тока по 300 МВт. Кроме того, два острова — Хоккайдо и Хонсю — связывает воздушно-кабельная электропередача постоянного тока (600 МВт, ±250 кВ).

Системообразующая сеть Южной Кореи имеет напряжение 345 кВ. В связи с небольшими размерами территории этого государства линии электропередачи имеют небольшую длину. Общая длина линий 345 кВ, проходящих в меридиональном направлении, составляет немногим более 300 км. Примерно такова же суммарная длина линий, проходящих в широтном направлении. Трассы этих линий, как правило, проходят по территориям, не затронутым хозяйственной деятельностью, что в условиях Южной Кореи представляет большую сложность. В связи с ростом нагрузки сооружается линия 765 кВ, что также требует преодоления трудностей с прокладкой трассы.

### 1.3. Области применения электропередач СВН в современных электроэнергетических системах

Под электропередачей СВН понимается комплекс устройств и сооружений, предназначенных для транспорта больших количеств электроэнергии на любое расстояние. В этот комплекс входят все цепи линии, концевые и промежуточные подстанции с трансформаторами, автотрансформаторами, коммутационной аппаратурой, компенсирующие устройства, средства повышения пропускной способности и другие устройства, обеспечивающие передачу электроэнергии.

Для того чтобы определить роль и место электропередач сверхвысокого напряжения в электроэнергетических системах, рассмотрим тенденции развития современной электроэнергетики.

Современная электроэнергетика характеризуется двумя основными тенденциями:

- 1) увеличением мощности электростанций и единичной мощности генераторных блоков;
- 2) созданием объединенных энергетических систем и крупных энергообъединений.

Мощность современных тепловых электростанций достигает 2,4—4,8, атомных — 4—6, гидростанций — 6—12 ГВт. Мощность генераторов на АЭС и ТЭС достигает 1 ГВт и более, на ГЭС — 700 МВт. Это объясняется рядом причин, в том числе и экономических. Стоимость и металлоемкость, приходящиеся на 1 МВт установленной мощности крупных агрегатов и крупных электростанций, существенно ниже, чем более мелких, но той же суммарной мощности. Кроме того, площадь земли, отводимая для сооружения одной крупной электростанции, в конечном итоге оказывается меньше, чем для сооружения нескольких менее мощных. В современных условиях, когда вопросы экологии выходят на одно из первых мест в решении инженерных задач, последнее обстоятельство имеет большое значение.

При этом возникает задача выдачи мощности таких крупных электростанций и передачи этой мощности в узлы нагрузки. Очевидно, что сделать это можно лишь с помощью линий большой пропускной способности. Такими возможностями обладают линии сверхвысокого напряжения с пропускной способностью от 1 до 5 ГВт на цепь.

Под *пропускной способностью* понимается максимальная мощность, которая может быть передана по линии с учетом всех технических ограничений. К таким ограничениям относятся: ограничения по статической и динамической устойчивости связываемых систем, допустимому нагреву проводов, максимальным уровням напряжения по концам линии, токам коммутационной аппаратуры. Для протяженных линий СВН пропускная способность ограничивается, как правило, условиями устойчивости параллельной работы связываемых систем или удаленных электростанций с системой. Для относительно коротких линий определяющими условиями могут быть как устойчивость, так и нагрев проводов.

Связь пропускной способности и возможной длины линий для различных классов напряжения приведена в табл. 1.2, где в качестве меры пропускной способности принята натуральная мощность, хотя в реальных условиях пропускная способность определяется многими факторами: длиной линии, учетом внешних сопротивлений и др. — и может отличаться от натуральной.

В ряде случаев крупные электростанции могут быть расположены на значительном расстоянии от приемной системы. Это относится к любым видам электростанций: ГЭС, построенным в удаленном створе реки, ТЭС, расположенным вблизи месторождения топлива, АЭС, которые после Чернобыльской аварии должны сооружаться на значительном удалении от населенных мест. В этом случае возникает проблема передачи энергии на большие расстояния, измеряемые

Таблица 1.2

Пропускная способность линий СВН 330—1150 кВ

Напряжение, кВ	Сечение фазы, мм <sup>2</sup>	Пропускная способность ВЛ, МВт		Предельная длина линии, км (КПД = 0,9)
		натуральная	при плотности тока 0,9 А/мм <sup>2</sup>	
330	2×240—2×400	360	221—368	700
500	3×330—3×500	900	630—1064	1200
750	5×300—5×400	2100	1500—2000	2200*
1150	8×300—8×500	5200	4000—6000	3000*

\*С управляемой поперечной компенсацией

многими сотнями, а в ряде случаев и тысячами километров. Эта задача может быть решена только с помощью линий СВН большой протяженности, обладающих большой пропускной способностью.

В качестве примеров таких линий электропередачи можно привести линии Куйбышев — Москва, Волгоград — Москва в первый период их работы, когда мощность свыше 2 ГВт передавалась только в направлении Москвы на расстояние около 1000 км. Аналогичные тенденции характерны и для зарубежной электроэнергетики: линия ГЭС Итайпу (Бразилия) — Сан-Пауло, мощность 12 600 МВт, протяженность около 900 км.

Электропередачи СВН применяются также при необходимости обеспечения электроэнергией крупного промышленного района, удаленного от энергосистемы и не имеющего собственных достаточно мощных источников энергии. Такое решение целесообразно в случаях, когда суммарная мощность нагрузки данного района соизмерима с расчетной пропускной способностью электропередачи.

Другой тенденцией развития современной электроэнергетики является объединение энергосистем и создание крупных энергообъединений. Их создание сопровождается усложнением структуры генерирующих мощностей и схемы системообразующих связей, но в то же время дает значительный экономический эффект.

Под *объединенной электроэнергетической системой* понимают несколько параллельно работающих энергосистем, связанных общностью режима и имеющих централизованное диспетчерское управление. В нашей стране имеется семь объединенных электроэнергетических систем: ОЭС Центра, ОЭС Северо-Запада, ОЭС Средней Волги, ОЭС Урала и ряд др. Все они, за исключением ОЭС Востока, входят в Единую энергетическую систему России. В странах ближнего зарубежья имеются свои энергосистемы. Некоторые из них — энергосистемы Белоруссии, Закавказья, стран Балтии, некоторых районов Украины — работают параллельно с ЕЭС России. Структурная схема ЕЭС России и соседних стран приведена на рис. 1.2.

За рубежом объединенные системы получили название энергообъединений (ЭО). Подобные энергообъединения с общим диспетчерским управлением имеются в ряде районов США, где так называемые пулы руководят работой входящих в их состав электроэнергетических систем (ЭЭС) в вопросах как режимного, так и коммерческого управления. В то же время во многих странах имеются ЭО, где единое диспетчерское управление отсутствует (Восток и Запад США, Западная Европа). Однако при этом существуют органы, в которые входят представители всех параллельно работающих ЭЭС и в кото-

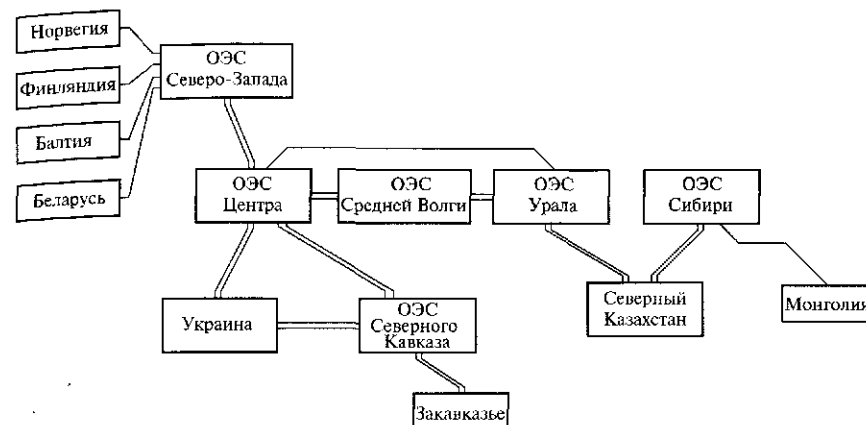


Рис. 1.2. Структурная схема ЕЭС России и связей с соседними странами

рых анализируются результаты работы ЭО, согласовываются планы работы и вопросы перспективного планирования.

Современные ОЭС или ЭО охватывают громадные территории, на которых весьма неравномерно распределены энергоресурсы и производительные силы.

Объединение электроэнергетических систем позволяет:

снизить суммарную установленную мощность электростанций, необходимую для покрытия максимума нагрузки объединенной системы;

снизить оперативный и ремонтный резерв мощности объединенной системы за счет взаимопомощи всех параллельно работающих систем;

укрупнять электростанции и увеличивать единичную мощность агрегатов, что позволяет повысить их экономичность, снизить удельные расходы топлива и себестоимость энергии;

повысить надежность электроснабжения потребителей при выходе из строя крупного генерирующего узла за счет использования общего резерва и повысить качество электроэнергии благодаря поддержанию стабильных значений частоты и напряжения;

более рационально использовать ГЭС и ГАЭС с целью поддержания баланса активной мощности в объединенной энергосистеме и стабилизации частоты в ней;

повысить экономичность работы всей объединенной системы за счет рационального распределения нагрузки между электростанциями различных типов.

Как показывает опыт проектирования и эксплуатации Единой энергетической системы в нашей стране, межсистемные перетоки

могут достигать нескольких тысяч мегаватт в отдельные промежутки времени. Это обстоятельство требует сооружения межсистемных связей большой пропускной способности, для чего также необходимо использовать линии СВН. Особое значение это имеет для нашей страны, географически вытянутой в широтном направлении и с расстояниями в сотни километров между отдельными энергосистемами.

Межсистемные связи можно разделить на несколько видов, причем это разделение носит условный характер. Если мощность передается в одном направлении от избыточной системы к дефицитной, то такая связь называется *питательной* или *магистральной*. Если в разное время суток и года условия баланса мощностей в связываемых системах меняются и система из дефицитной превращается в избыточную и наоборот, то направление перетока мощности по межсистемной связи меняется. Такие связи носят название *реверсивных*, или *маневренных*. Эти связи могут использоваться, например, в случае, когда одна из систем имеет достаточно значительную суммарную мощность ГЭС. Тогда в период паводка или в часы пик суточного графика дешевая энергия ГЭС передается в другую систему. В остальное время мощность передается в обратном направлении.

Межсистемные связи разделяют на сильные и слабые. Под *сильными связями* понимают связи электропередач, пропускная способность которых соизмерима с мощностью объединенных систем. *Слабые связи* — это электропередачи, которые имеют пропускную способность не выше 15 % мощности наименьшей из объединяемых систем.

При наличии слабых межсистемных связей возникают проблемы, определяемые регулированием обменной мощности между этими системами. Дело в том, что перетоки мощности, нормальные в рабочих режимах, в некоторых послеаварийных могут превысить пропускную способность связи, что приведет к нарушению совместной работы и разделению систем.

Линии СВН используются также для внутрисистемных связей, которые становятся как бы костяком энергосистемы. Обладая большой пропускной способностью, они могут обеспечить распределение больших потоков мощности между генерирующими и крупными узлами нагрузки данной системы как в нормальных, так и в послеаварийных режимах, способствуя тем самым повышению надежности обеспечения электроэнергией потребителей и устойчивости работы этой системы. Такие линии называются *системообразующими*.

Таким образом, подводя итоги сказанному, можно отметить возможные области применения линий СВН в современной энергетике:

передача мощности крупных электростанций, в том числе и при относительно небольших расстояниях между электростанцией и узлами нагрузки;

электропередачи от удаленных электростанций в приемную систему;

питание удаленных промышленных районов, не имеющих собственных источников энергии достаточной мощности;

межсистемные связи;

внутрисистемные электропередачи (системообразующие сети).

При развитии энергосистемы, при сооружении новых линий электропередачи и создании достаточно разветвленной сети линий СВН назначение и функции отдельных линий могут изменяться и усложняться. Например, линия электропередачи Волжская ГЭС—Москва начала свою работу как дальняя электропередача от ГЭС в приемную систему Москвы. Затем три переключательных пункта, предусмотренные проектом этой электропередачи, были превращены в промежуточные подстанции, которые связали ее с энергосистемами, расположенными вдоль трассы. По мере развития объединенной системы Центра, сооружения связи 750 кВ ОЭС Северо-Запада—ОЭС Центра и строительства Ленинградской и Калининской АЭС она полностью утратила функции дальней электропередачи и превратилась, по существу, во внутрисистемную связь с изменением направления перетоков мощности.

Аналогичные примеры можно привести и по другим линиям электропередачи. Отсюда следует, что при проектировании дальних линий электропередачи нужно учитывать многолетнюю перспективу их развития. Пропускные способности линий электропередачи СВН должны рассчитываться с учетом их назначения и перспектив дальнейшего развития. Это достаточно сложная задача, поскольку во всех перечисленных случаях необходимо рассматривать несколько вариантов ее решения и для каждого из них определять получаемый экономический эффект для системы в целом.

#### 1.4. Особенности линий СВН и основные требования к ним

При проектировании линий СВН и анализе их режимов необходимо учитывать особенности этих линий, что позволяет выделить их в отдельный класс и рассматривать отдельно от линий более низких классов напряжения. Учет этих особенностей сказывается на определении параметров линии (номинального напряжения, количества цепей электропередачи, сечения проводов, конструкции фазы) и составе оборудования электропередачи.

К особенностям линий СВН относятся:

высокая пропускная способность и соответственно большие значения токов фаз, что требует применения большого суммарного сечения проводов фазы;

большая протяженность, что требует учета их волновых свойств в анализе процессов, связанных с передачей электрической энергии по этим линиям;

применение расщепленных проводов фаз для решения двух задач: увеличения суммарного сечения проводников и распределения суммарного электрического заряда фазы по всем входящим в нее проводам;

большая зарядная мощность линий, особенно протяженных; это объясняется, с одной стороны, несколько повышенной удельной емкостной проводимостью за счет использования расщепленных проводов, с другой, более высоким напряжением (табл. 1.3).

Высокие удельные значения зарядных мощностей для протяженных линий в некоторых режимах (режимы малых нагрузок, одностороннего включения) будут приводить к значительным стокам реактивной мощности по концам линии и нежелательному повышению напряжения в средней зоне линии и — при недостаточной компенсации этих стоков — в приемной и передающей системах;

применение средств компенсации зарядной мощности (поперечная компенсация); в качестве таких средств используются неуправляемые и управляемые шунтирующие реакторы, а также статические устройства с применением силовой электроники; на основании опыта проектирования и эксплуатации таких линий принято считать, что для линий 500 кВ необходимо компенсировать 60—80 % их зарядной мощности, для линий 750 и 1150 кВ — 100 %;

сниженный уровень допустимых перенапряжений, поскольку запасы по прочности внутренней и внешней изоляции меньше, чем для линий более низких классов напряжения; уровень допустимых перенапряжений принят: для линий 500 кВ —  $2,5U_{\phi}$ , 750 кВ —  $2,1U_{\phi}$ , 1150 кВ —  $1,9U_{\phi}$  (для сравнения 220 кВ —  $3U_{\phi}$ ); линии СВН на всем протяжении защищены молниезащитными тросами, благодаря чему практически исключены прорывы молнии на провода линии;

Таблица 1.3

Удельная зарядная мощность линии

Параметр	Вид проводов				
	одиночные	расщепленные			
Напряжение, кВ	220	330	500	750	1150
Удельная зарядная мощность, Мвар/км	0,14	0,42	0,9	2,3	5,8

двустороннее питание линий СВН в отличие от тупиковых линий распределительной сети более низких классов напряжения, что предполагает применение соответствующих методов расчета их режимов;

применение средств повышения пропускной способности на протяженных линиях СВН: продольной емкостной компенсации, устройств, стабилизирующих напряжение в промежуточных точках линии;

отрицательное воздействие линий СВН на окружающую среду, заключающееся в повышенной напряженности электрического поля на поверхности земли, что неблагоприятно влияет на живые организмы; во избежание этого необходимо принимать определенные меры (увеличение высоты опор, экранирование при пересечении проезжей части дорог и т. д.), что отражается на стоимости линии.

Основные требования, которым должны отвечать линии СВН:

обеспечение баланса мощностей в системе, в первую очередь активных, в нормальных и послеаварийных режимах;

выравнивание графиков нагрузки электростанций в объединенной системе, расположенной в широтном направлении, за счет межсистемных обменов мощностью между энергообъединениями, расположенными в разных часовых поясах;

обеспечение экономичной работы системы путем передачи мощности от наиболее экономичных электростанций и разгрузки менее экономичных, а также путем снижения общего резерва мощности всей системы;

повышение надежности функционирования системы путем передачи больших потоков мощности в дефицитный район; для этого в системе должен быть необходимый оперативный резерв мощности и достаточная пропускная способность связей;

минимальное воздействие на окружающую среду;

повышенная конструктивная надежность всех элементов электропередачи, учитывая ее функции и роль в энергосистеме;

наибольшая простота конструктивного выполнения и наименьшая стоимость сооружения электропередачи при выбранных основных параметрах;

возможность постепенного развития электропередачи с постепенным вложением средств, материалов и оборудования по мере роста нагрузок системы.

## 1.5. Возможные схемы выполнения линий электропередачи СВН

Линии электропередачи СВН могут выполняться *одноцепными*, *двухцепными* или *многоцепными*. Число цепей определяется прежде всего ролью данной линии электропередачи в энергосистеме, а также



ее номинальным напряжением и максимальной мощностью, которую требуется передать

Поскольку капитальные затраты на сооружение линии электропередачи СВН достаточно значительны, то исходя из экономии средств на первом этапе строительства целесообразно сооружать *одноцепные линии СВН*. Однако при этом снижается надежность работы электропередачи, так как отключение одноцепной линии может привести к дефициту мощности в приемной энергосистеме. Поэтому при выборе числа цепей линии следует иметь в виду следующие обстоятельства.

В тех случаях, когда пропускная способность линии не превышает 10 % суммарной располагаемой мощности приемной энергосистемы и отключение линии не приведет к необходимости отключения части нагрузки системы, поскольку эта система имеет достаточный резерв мощности, можно говорить о сооружении одноцепной линии. Следует также учитывать, что устройства автоматического повторного включения (АПВ) существенно повышают надежность работы одноцепных линий.

В случае возникновения дефицита мощности в приемной системе при отключении одноцепной линии, который не может быть восполнен имеющимся резервом, необходимо учитывать возникающий ущерб, складывающийся из двух составляющих. Одна из них возникает при вводе резерва за счет загрузки неэкономичных агрегатов в данной энергосистеме, на что потребуется дополнительное топливо. Другая связана с покупкой недостающей энергии в соседних энергосистемах, что приведет к дополнительным перетокам мощности по межсистемным связям, которыми данная система связана с другими. Этот ущерб должен быть учтен в технико-экономическом обосновании сооружения одноцепной линии при сопоставлении с другими вариантами.

*Двухцепные линии* электропередачи СВН обладают большей надежностью и одновременно имеют большую стоимость. Поэтому при проектировании электропередачи необходимость сооружения двухцепной линии должна быть обоснована технико-экономическими расчетами. При соединении двух систем, соизмеримых по мощности, целесообразно применять двухцепные линии. Эти две цепи могут иметь общие шины по концам линии электропередачи или заходить на две разные подстанции связываемых систем. Впоследствии на этой электропередаче могут быть сооружены промежуточные подстанции для питания промежуточных потребителей или для связи с энергосистемами, расположенными по трассе линии.

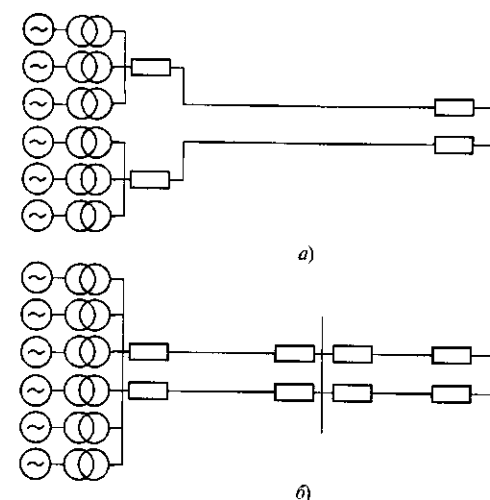


Рис. 1.3. Блочная (а) и связанная (б) схемы линии электропередачи

Возможны две принципиально различные схемы сооружения двухцепных линий электропередачи — *блочная* и *связанная* (рис. 1.3).

В *блочной* схеме одна часть генераторов станции работает на одну из цепей линии, другая — на вторую цепь. Обе цепи могут заходить как на одну и ту же, так и на различные узловые подстанции приемной системы. Трассы этих цепей могут совпадать или быть различными. Таким образом, линия электропередачи разделяется на две части, слабо связанные между собой. Такие схемы имеют некоторое преимущество, заключающееся в экономии средств за счет меньшего количества коммутационной аппаратуры на передающем конце, в частности, за счет применения схемы блок генераторов—трансформаторов—линия.

Однако такая блочная схема имеет и ряд серьезных недостатков, в результате чего она не получила применения в практике проектирования и строительства электропередач СВН. Один из недостатков этой схемы заключается в том, что при выходе одной цепи из работы теряется значительная часть мощности отправной электростанции, другой — в том, что при блочной схеме значительно труднее обеспечить высокую пропускную способность одной цепи вследствие отсутствия поперечных связей и секционирования передачи на промежуточных пунктах. Блочная схема может быть использована только для связи удаленной электростанции с приемной системой. Такие схемы были предложены на самом первом этапе освоения

дальних электропередач СВН. В настоящее время они не рассматриваются даже на первоначальных этапах проектирования. Неприемлемо применение блочных схем и на последующих этапах развития сети СВН.

Развитие электроэнергетических систем требует не строительства отдельных, изолированных элементов, а создания сети электропередач СВН, в которых крупные тепловые, атомные и гидравлические станции, а также крупные подстанции, обеспечивающие энергией промышленные районы, являлись бы узлами этой сети.

Такие возможности дают *связанные схемы*, где имеются поперечные связи между цепями на всем протяжении электропередачи. Как показал опыт проектирования и эксплуатации таких электропередач на первых этапах их существования, переключательные пункты, сооружаемые через каждые 250—300 км, обеспечивают при авариях отключение только отдельных участков каждой цепи, что позволяет лишь незначительно уменьшать пропускную способность передачи при сохранении устойчивости параллельной работы генераторов передающей станции с приемной системой. Кроме того, они существенно облегчают эксплуатацию и ремонты линий такой электропередачи. Впоследствии эти переключательные пункты могут быть преобразованы в промежуточные подстанции, предназначенные для питания нагрузки, появившейся в их зоне, и в конечном итоге превратиться в узлы сети СВН. Поэтому все протяженные линии электропередачи СВН в настоящее время проектируются как элементы развитой сети СВН.

На рис. 1.4 приведены упрощенные схемы поэтапного развития сети СВН одного из энергообъединений. На I этапе новая линия соединяет несколько узлов развитой сети более низкой ступени напряжения. На II этапе к подстанциям новой линии присоединяются радиальные линии для подключения крупных электростанций или мощных узлов нагрузки с большим годовым приростом мощности. На III этапе сеть новой ступени напряжения становится сложноразветвленной, включает в себя несколько контуров и превращается, по существу, в системообразующую. При этом существовавшая прежде сеть более низкого класса напряжения постепенно превращается в распределительную, хотя отдельные ее звенья, обладающие большой пропускной способностью, сохраняют функции системообразующих.

*Многоцепные* электропередачи СВН — три и более цепей — при проектировании, как правило, не рассматриваются. Если возникает потребность в многоцепной передаче для обеспечения заданной пропускной способности данной связи, то это говорит о том, что номинальное напряжение электропередачи выбрано неправильно и следует переходить на новую, более высокую ступень напряжения.

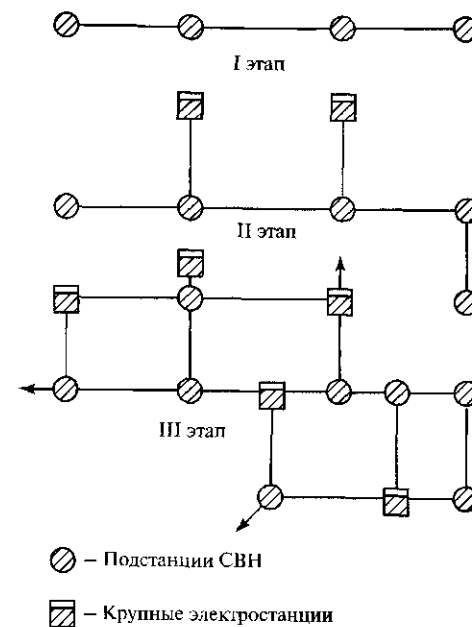


Рис. 1.4. Поэтапное развитие сети СВН

Однако решение о сооружении многоцепной электропередачи может быть вынужденным, когда необходимый более высокий класс напряжения еще не освоен, а пропускная способность линии электропередачи должна быть достаточно высокой. Такие решения были приняты, например, в Канаде и Бразилии при сооружении линии электропередачи уже упоминавшихся ГЭС на р. Черчилл и ГЭС Итайпу, когда необходимо было передать мощность около 6 ГВт на расстояние свыше 800 км. Наиболее высокие ступени напряжения в этих странах были соответственно 735 и 765 кВ. Поэтому были сооружены трехцепные линии электропередачи, так как в тех условиях других решений быть не могло.

Многоцепные линии электропередачи СВН могут быть и на межсистемных связях. Причем увеличение количества цепей происходит по мере развития связываемых систем и увеличения межсистемных потоков мощности, когда переходить на более высокую ступень невозможно по изложенной выше причине или просто нецелесообразно как по экономическим, так и по инженерным соображениям.

Так, например, в ЕЭС России существуют многоцепные связи между ОЭС Центра и ОЭС Средней Волги, ОЭС Центра и ОЭС Юга (Украина), ОЭС Сибири и ОЭС Северного Казахстана. Как правило, эти линии соединяют различные узлы связываемых систем и в ряде

случаев имеют различное номинальное напряжение, например 330 и 750 кВ. Естественно, наличие этих связей учитывается в расчетах межсистемных перетоков мощности и режимов ЕЭС России. В этих случаях принято говорить о пропускной способности не отдельно взятой линии, а о пропускной способности сечения, в которое входят все линии, связывающие рассматриваемые системы.

### Контрольные вопросы

1. Каковы области применения электропередач сверхвысокого напряжения?
2. Назовите основные особенности линий СВН.
3. Что такое пропускная способность электропередачи?
4. С какой целью на линиях СВН применяют расщепленные провода?
5. Что такое блочная и связанная схемы электропередачи? Назовите их преимущества и недостатки.

## КОНСТРУКЦИЯ ФАЗЫ. УДЕЛЬНЫЕ ПОГОННЫЕ ПАРАМЕТРЫ ЛИНИЙ СВЕРХВЫСОКОГО НАПЯЖЕНИЯ

### 2.1. Конструктивные особенности линий сверхвысокого напряжения

Электромагнитные процессы в линии во многом определяются такими параметрами, как ее индуктивность и емкость. Для протяженной линии, учитывая распределенность ее параметров по длине, на эти процессы будут оказывать влияние индуктивность и емкость каждого из элементарных участков линии. Для синусоидальных трехфазных систем напряжений и токов они определяются удельными погонными индуктивными сопротивлениями и емкостной проводимостью каждой фазы.

В свою очередь, индуктивность и емкость элементарного участка зависят от конструктивных особенностей линии, т.е. от высоты подвески проводов над землей, взаимного расположения фаз, междофазных расстояний и конструкции фазы (при использовании расщепленных проводов).

Номинальное или рабочее напряжение и емкость линии (конструкция фазы) определяют напряженность электрического поля на поверхности каждого провода и возможность возникновения общего коронирования проводов.

Не вдаваясь в детальное рассмотрение конструкций линий СВН, отметим их основные конструктивные особенности, оказывающие влияние на электрические параметры линии.

Линии СВН сооружаются с применением унифицированных металлических или железобетонных опор, стоящих свободно или с оттяжками. Для линий 500 и 750 кВ применяются только одноцепные опоры с горизонтальным расположением фаз. В России есть только одна линия 500 кВ длиной 40 км на двухцепных опорах (Балаковская АЭС — Саратов). Линии 330 кВ могут сооружаться как на одноцепных, так и на двухцепных опорах. При этом железобетонные опоры для этих линий только одноцепные, стальные могут быть как одноцепные, так и двухцепные.

На линиях 330 кВ применяется как горизонтальная, так и негоризонтальная подвеска фаз в зависимости от материала опор. На стальных одноцепных опорах 330 кВ применяется подвеска по схеме треугольника, на двухцепных — по схеме бочки. На железобетонных опорах применяется только горизонтальная подвеска. На линиях 500, 750 и 1150 кВ вне зависимости от материала опор используется только горизонтальная подвеска фаз. Типовые конструкции опор линий СВН представлены на рис. 2.1.

К основным конструктивным особенностям линий СВН, оказывающим влияние на их электрические и экономические характеристики, можно отнести:

большие размеры (габариты) опор, что объясняется необходимостью обеспечить требуемые изоляционные расстояния между фазами, а также изоляционные расстояния от проводов до земли и до частей опор;

большие токи фаз, что предопределяет большие сечения проводов фазы, значительно превышающие сечения одиночных проводов, выпускаемых промышленностью;

повышенная напряженность электрического поля на поверхности проводов, а также на земле под проводами линии;

применение расщепленных проводов для снижения потерь энергии на корону, ограничения радиопомех и акустических шумов от разрядов при коронировании;

повышенные требования к конструктивной надежности всех элементов линии.

Высота подвеса провода зависит от местности прохождения трассы линии. Местность может быть населенной, ненаселенной и труднодоступной (горные условия, болота и др.). Во всех этих случаях высота подвеса провода и соответственно высота опор будет различна. Кроме того, высота подвеса провода определяется условием обеспечения электрической прочности воздушного промежутка между проводом и землей при заезде под линию транспортного средства высотой 5 м.

Определение удельных погонных параметров линии производится, как известно, методом зеркальных отображений, при котором учитываются высота подвеса провода и междуфазные расстояния. Однако с учетом глубины протекания обратного тока в земле собственная индуктивность петли провод—земля оказывается много меньше взаимной индуктивности, определяемой междуфазными расстояниями. То же самое можно сказать о емкости. Поэтому высота подвеса провода мало влияет на индуктивное сопротивление и емкостную проводимость линии. Главное значение имеют междуфаз-

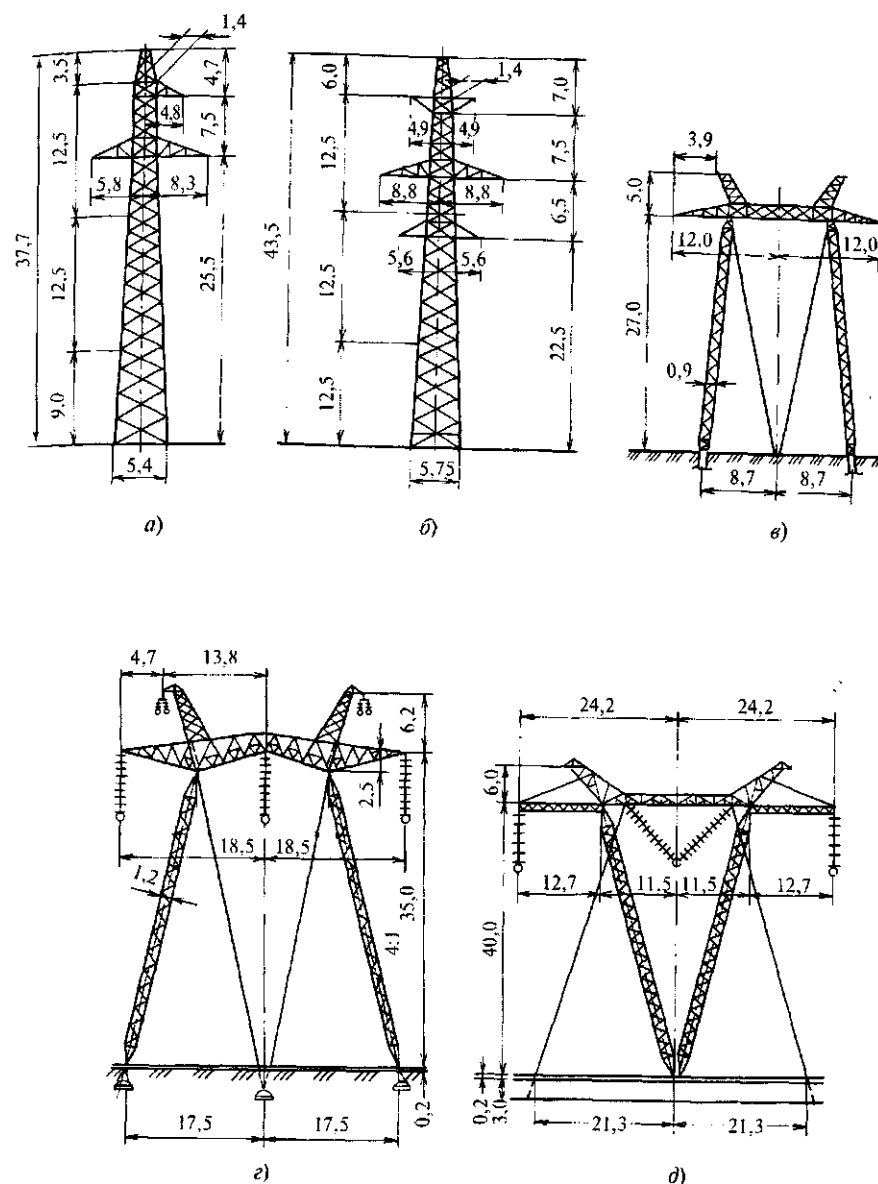


Рис. 2.1. Типовые конструкции опор линий СВН:

*а* — стальная промежуточная одноцепная опора ВЛ 330 кВ; *б* — стальная промежуточная двухцепная опора ВЛ 330 кВ; *в* — стальная промежуточная одноцепная опора на оттяжках ВЛ 500 кВ; *г* — стальная промежуточная одноцепная опора на оттяжках ВЛ 750 кВ; *д* — стальная промежуточная одноцепная опора на оттяжках ВЛ 1150 кВ

ные расстояния. Именно они входят в расчетные выражения для определения удельных погонных параметров линии.

Расстояния между фазами в пролете, а также между стойкой опоры и проводом определяются исходя из необходимости соблюдения требуемой электрической прочности этих воздушных промежутков при рабочем напряжении и грозовых или коммутационных перенапряжениях с учетом отклонения проводов от нормального положения под воздействием ветра. Кроме того, существенное влияние на междуфазные расстояния оказывают условия безопасного подъема на опору при ремонте и осмотрах линии.

Междуфазные расстояния для традиционных конструкций опор различных классов напряжения составляют:

Напряжение, кВ.....	330	500	750	1150
Междуфазные расстояния, м.....	8,4	11,5–12,0	16,0–18,5	24,5

Примечание. Меньшие значения для линий 500 и 750 кВ относятся к железобетонным опорам, большие — к металлическим; для одноцепных линий 330 кВ на железобетонных опорах эти расстояния составляют 8,2–8,4 м.

Именно эти расстояния определяют рабочую емкость линии и при указанных номинальных напряжениях высокие напряженности электрического поля на поверхности проводов фаз. Эти напряженности при определенных условиях могут превосходить начальную напряженность возникновения короны и привести к общему коронированию проводов, что недопустимо.

## 2.2. Корона на проводах линии электропередачи

Поскольку вопросы коронирования имеют самое непосредственное отношение к линиям СВН, рассмотрим их несколько подробнее.

Корона — это один из видов самостоятельного электрического разряда в газах в резко неоднородном электрическом поле. Не вдаваясь в детальное рассмотрение процесса коронирования, что изучается в соответствующих курсах, отметим некоторые моменты, влияющие на конструкцию фазы линий СВН.

Рассмотрим одиночный электрический провод, расположенный на некотором расстоянии от земли и находящийся под напряжением  $U$  по отношению к ней. Примем, что этот провод имеет форму гладкого полированного цилиндра радиусом  $r_{пр}$ . На поверхности провода возникает равномерное, но неоднородное электрическое поле, напряженность которого уменьшается по мере удаления от поверхности

провода. Напряженность этого поля на поверхности провода может быть определена по известной формуле

$$E_{ср} = \frac{q}{2\pi\epsilon_0\epsilon r_{пр}} = \frac{CU}{2\pi\epsilon_0\epsilon r_{пр}}, \quad (2.1)$$

где  $\epsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12}$  Ф/м — диэлектрическая постоянная вакуума;  $\epsilon \approx 1,0$  Ф/м — диэлектрическая постоянная воздуха;  $C$  — емкость провода на единицу его длины;  $q$  — заряд провода.

При протекании электрического тока по этому проводу возникает также и магнитная составляющая поля. Эти две составляющие (электрическая и магнитная) взаимодействуют на всем протяжении линии, определяя ее электромагнитные свойства. Распределение напряженностей этих составляющих поля около провода приведено на рис. 2.2.

Влияние земли из-за большого расстояния провод—земля, которое много больше радиуса провода, сказываться не будет. В трехфазной системе влияние соседних фаз на поле одиночного провода будет незначительным из-за больших междуфазных расстояний, и им обычно пренебрегают.

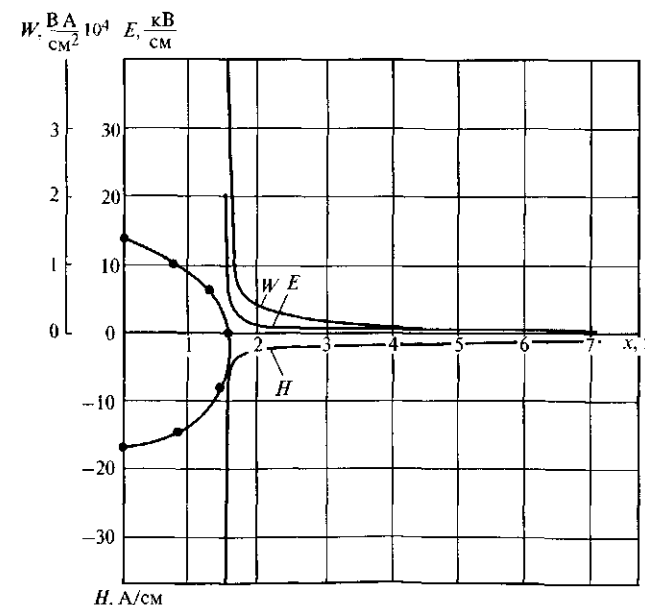


Рис. 2.2. Распределение напряженностей электрического  $E$  и магнитного  $H$  полей и плотности потока электромагнитной энергии  $W$  для крайней фазы линии 1150 кВ при количестве проводов  $n = 16$

Напряженность электрического поля пропорционально возрастает с увеличением емкости провода и уменьшается с увеличением его радиуса. При переменном напряжении напряженность электрического поля во времени также будет изменяться по синусоидальному закону.

Под воздействием этого поля, особенно в зоне вблизи амплитудного значения его напряженности, свободные электроны, имеющиеся в воздухе, будут приобретать дополнительную энергию и ускоряться. Энергия и ускорение будут тем больше, чем больше напряженность электрического поля. Эти электроны при соударениях с атомами газов воздуха будут выбивать из них вторичные электроны, которые также будут ускоряться под воздействием электрического поля провода. При некоторой напряженности поля этот процесс приобретает лавинообразный характер, в результате чего в тонком слое около провода создается ионизированная зона, насыщенная электронами. Эта зона, называемая *чехлом короны*, внешне проявляется в виде свечения вдоль всего провода, хорошо заметного в сумерках или в темное время суток (рис. 2.3). Если коронирование охватывает провод по всей его длине, это явление называется *общей короной*.



Рис. 2.3. Корона на ошиновке подстанции 1150 кВ

В чехле короны за счет процессов ударной ионизации происходит непрерывное образование заряженных частиц обоих знаков. Частицы, имеющие полярность, противоположную полярности провода, притягиваются к проводу и рекомбинируют на нем. Частицы той же полярности, что и провод, под воздействием электрического поля выходят из чехла короны и образуют ионный объемный заряд, который достаточно медленно перемещается к соседней фазе. Поскольку скорость перемещения ионов из-за большой массы существенно меньше скорости электронов, частицы, образующие объемный заряд, успевают отойти от провода только на расстояние в несколько десятков сантиметров. Лишь единичные заряды успевают дойти до соседней фазы и там рекомбинировать. После перемены полярности провода в следующий полупериод этот заряд притягивается к проводу, там рекомбинирует, и возникает заряд иной полярности.

Перемещение объемного заряда в электрическом поле создает ток короны, который на несколько порядков превышает ток утечки по изоляторам линии. Поскольку перемещение заряда в электрическом поле требует затрат энергии, то коронирование проводов сопровождается потерями энергии, которые определяются значением тока короны. Эти потери в определенных условиях (при плохой погоде) могут достигать больших значений и быть соизмеримыми с потерями энергии на нагрев проводов.

Помимо чехла короны на поверхности провода при достаточно высокой напряженности поля образуются небольшие частичные разряды — *стримеры*, по которым в пространство, окружающее провод, также внедряется объемный заряд. Эти разряды происходят в виде следующих одна за другой кратковременных вспышек и вызывают протекание импульсных токов разряда. Амплитуда тока разряда и его длительность определяются полярностью напряжения. При положительной полярности амплитуда тока разряда составляет несколько сот миллиампер при длительности около  $10^{-7}$  с. При отрицательной полярности напряжения эти импульсы имеют длительность около  $10^{-8}$  с и амплитуду в десятки миллиампер. Эти разряды вызывают радиопомехи в диапазоне частот от 0,1 до 30 МГц и выше, т.е. они захватывают весь диапазон радиочастот и полосу телевизионных частот.

Таким образом, коронирование проводов линии приводит к дополнительным потерям активной мощности и энергии, что снижает КПД линии и вызывает значительные радиопомехи в зоне, прилегающей к линии. Кроме того, частичные разряды сопровождаются характерным звуковым эффектом, который может быть достаточно сильным

и вызывать состояние дискомфорта у людей, находящихся вблизи линии. Этот звук называют *акустическими помехами*.

Ток короны имеет несинусоидальную форму, т.е. в токе линии появляются токи высших гармоник, что может привести к целому ряду нежелательных эффектов (дополнительные потери мощности, резонансные явления и пр.).

Из сказанного выше следует, что коронирование проводов должно быть по возможности исключено.

Начальная напряженность электрического поля  $E_0$ , кВ/см, при которой начинается коронирование гладкого цилиндрического провода, определяется эмпирической формулой

$$E_0 = 24,5\delta \left[ 1 + \frac{0,65}{(\delta r_{\text{пр}})^{0,38}} \right]. \quad (2.2)$$

Здесь  $\delta = (p/p_0)(T_0/T)$  — относительная плотность воздуха, где  $p_0 = 760$  мм рт. ст.;  $T_0 = 273$  К;  $p$  и  $T$  — давление и температура воздуха той местности, где проходит линия и определяются условия коронирования.

Уравнение (2.2) справедливо при  $r_{\text{пр}} > 1$  см, что характерно для марок проводов, используемых при сооружении линий СВН.

Поверхность провода линий электропередачи отличается от поверхности гладкого цилиндра. Она образована поверхностями проволок внешнего повива, и максимальная напряженность электрического поля будет создаваться на выступающих поверхностях этих проволок, радиус кривизны которых меньше, чем у всего провода. Поэтому начальная напряженность поля для витого провода  $E_{\text{нач}}$  будет меньше, чем для гладкого провода того же радиуса, и определяется выражением

$$E_{\text{нач}} = mE_0, \quad (2.3)$$

где коэффициент  $m$  называется *коэффициентом гладкости* (иногда его называют коэффициентом негладкости, коэффициентом шероховатости). Он равен отношению напряжения возникновения короны на витом проводе к напряжению возникновения короны на гладком цилиндрическом проводе. С увеличением количества проволок во внешнем повиве значение этого коэффициента возрастает, и в пределе он стремится к единице. Для чистых сухих проводов этот коэффициент обычно принимают равным 0,82—0,90.

В процессе изготовления проводов и их монтажа на поверхности провода всегда образуются различные заусеницы, шероховатости, на которых возникает местное увеличение напряженности электрического поля, в результате чего снижается начальная напряжен-

ность возникновения короны. Поэтому для новых смонтированных проводов потери на корону выше. По мере старения проводов (через 3—5 лет) их поверхность несколько выравнивается в результате окисления и загрязнения и потери снижаются.

Кроме того, коэффициент гладкости является функцией погоды. Для каждого вида погоды (дождь, снег, изморозь и пр.) определены свои значения этого коэффициента, которые могут быть много ниже указанных значений. Иголочки инея или изморози, осевшие на провод, имеют очень малый радиус кривизны, что снижает начальную напряженность короны. Различают шесть-семь видов погоды, для каждого из которых определено свое значение этого коэффициента. Например, для изморози, инея, гололеда он принимается равным 0,6; для дождя, снега значение этого коэффициента зависит от их интенсивности, и его можно принять в пределах 0,57—0,73.

Допустимая напряженность поля на поверхности витого провода должна быть меньше начальной напряженности короны с учетом коэффициента гладкости и коэффициента запаса, равного 0,9:

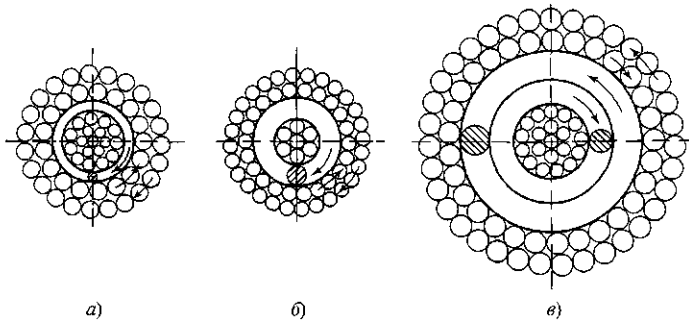
$$E_{\text{доп}} \leq 0,9mE_0 = 0,9E_{\text{нач}}. \quad (2.4)$$

Это условие является определяющим при выборе конструкции фазы или при проверке заданной конструкции по условиям коронирования.

Для снижения напряженности поля до допустимого значения необходимо увеличить поверхность провода, т.е. уменьшить плотность заряда. Это может быть достигнуто или за счет увеличения радиуса одиночного провода, или путем распределения заряда фазы по нескольким проводам, т.е. применением так называемых расщепленных проводов.

На практике используются оба пути. Для линий 110—220 кВ, как известно, ограничивается минимально допустимое сечение (радиус провода) по условиям короны, для линий СВН применяются расщепленные провода. Ошиновка подстанций СВН, как правило, выполняется расщепленными проводами, но иногда для этой цели используются медные или алюминиевые трубы необходимого радиуса.

Как показали многочисленные эксперименты и расчеты, условие (2.4) в случае использования одиночных проводов на линиях СВН может быть выполнено только при их радиусе, значительно превышающем радиус проводов стандартной номенклатуры сечений, выпускаемых промышленностью. Выпуск проводов обычной конструкции с требуемым по условиям короны радиусом неоправдан как с технической, так и с экономической точки зрения. Для решения данной задачи были разработаны иные конструкции проводов — полые и расщепленные провода.



**Рис. 2.4. Расширенные провода с каркасной спиралью:**  
 а — АСР-400,  $d = 34,2$  мм, б — АСР-500,  $d = 34,2$  мм, в — АСР-1000,  
 $d = 60$  мм

Полые провода собирают из отдельных сегментов таким образом, что образуется полый цилиндр требуемого радиуса. Площадь сечения стенок этого цилиндра определяется током линии. Эти провода используются для ошиновки подстанций. Для сооружения линий эти провода не применяются из-за недостаточной механической прочности и сложности монтажа.

В расширенных проводах (рис. 2.4) на стальной трос навивается с большим шагом каркасная спираль из стальной проволоки большого диаметра и уже на эту спираль в несколько повивов навивается алюминиевая проволока. В результате внешний радиус провода значительно увеличивается. Для некоторых марок расширенных проводов с целью еще большего увеличения радиуса провода используют две внутренние спирали, навитые на стальной трос в разных направлениях. Такие провода в нашей стране были изготовлены и испытаны на опытных пролетах. Однако в дальнейшем они также не получили применения из-за сложностей изготовления и монтажа. Кроме того, линии с одиночными расширенными проводами имеют меньшую натуральную мощность и, следовательно, меньшую пропускную способность по сравнению с линиями, в которых применяются расщепленные провода.

В настоящее время повсеместно для линий СВН используются расщепленные провода. В линиях с расщепленными проводами радиус эквивалентного одиночного провода намного превышает радиус расширенного провода, что влечет за собой более радикальное изменение параметров линии.

## 2.3. Конструкция фазы воздушных линий СВН и выбор ее параметров. Определение удельных погонных параметров линии

### 2.3.1. Конструкция фазы воздушных линий СВН

Под конструкцией фазы понимается количество проводов в фазе, их сечения, а точнее диаметры, и их взаимное расположение. Выбор конструкции фазы является достаточно сложной технико-экономической задачей, поскольку он определяет основные характеристики линии от пропускной способности до затрат на ее сооружение и эксплуатацию.

Применение расщепленных фаз на линиях СВН объясняется двумя причинами. Одна из них заключается в больших значениях передаваемой мощности, а следовательно, в больших значениях токов фазы, другая — в стремлении снизить высокие значения напряженности электрического поля на поверхности провода и тем самым исключить возникновение общей короны.

В режимах наибольших нагрузок фазные токи могут достигать значений:

Напряжение, кВ .....	330	500	750	1150
Фазные токи, кА .....	0,7—0,8	1,2—1,3	1,5—1,7	2,9—3,2

При рекомендуемых плотностях тока это требует больших суммарных сечений проводов фазы:  $1000—4000$  мм<sup>2</sup>.

Изготовление одиночных проводов обычной конструкции таких сечений связано с технологическими сложностями на заводе, трудностями при доставке их на трассу линии и последующем монтаже. Поэтому требуемое расчетное сечение создается за счет использования нескольких проводов меньших сечений. При этом провода не связывают в общий пучок, а располагают в определенном порядке по всей длине линии.

Основной целью выбора конструкции фазы является исключение общего коронирования проводов и уменьшение тем самым потерь энергии на корону, а также снижение уровня радиопомех, излучаемых короной, до допустимого значения. Следует отметить, что таким путем удастся исключить общую корону, однако очаги местного коронирования тем не менее остаются. Такими очагами могут служить детали линейной арматуры, резьба болтов и другие элементы.

В настоящее время известно несколько возможных конструкций фазы. Наибольшее распространение получила конструкция, в которой провода размещены по вершинам правильного многоугольника.



Эту конструкцию иногда называют *традиционной*. В то же время известны и другие конструкции, с иным расположением проводов.

Фиксация взаимного расположения проводов выполняется в местах их крепления на опорах с помощью линейной арматуры, а в пролетах с помощью дистанционных распорок различных типов, которые устанавливаются через каждые 50—60 м. Благодаря этому по всей длине линии провода сохраняют взаимное расположение, что позволяет рассматривать их как единый провод некоторым эквивалентным радиусом  $r_3$ , который в 10—20 раз больше радиуса одиночного провода. Важно отметить, что при этом линия остается однородной. Скорость распространения электромагнитной волны остается такой же, как для линий с одиночными проводами.

### 2.3.2. Выбор конструктивных параметров фазы

Традиционная конструкция фазы характеризуется двумя параметрами: количеством проводов и расстоянием между ними.

Выбор параметров фазы начинается с определения суммарного сечения проводов в фазе в соответствии с заданным расчетным током. Суммарное сечение проводов определяется по расчетному току фазы известными методами, в которых за основу принимается ток пятого года эксплуатации линии. После этого определяется несколько комбинаций числа проводов стандартных марок, которые в сумме дают требуемое сечение. Например, требуемое сечение фазы, равное  $2000 \text{ мм}^2$  или близкое к нему, можно обеспечить следующими комбинациями:  $4 \times 500 \text{ мм}^2$ ,  $5 \times 400 \text{ мм}^2$ ,  $7 \times 300 \text{ мм}^2$  и т.д. Выбранные провода в обязательном порядке проверяются на нагрев по току послеаварийного режима при заданной температуре воздуха для того климатического района, в котором сооружается линия.

Далее для каждого варианта определяется оптимальный шаг расщепления  $a$  и рассчитывается значение максимальной напряженности электрического поля  $E_{\text{max}}$ . Это значение сопоставляется с допустимыми значениями по условиям короны и радиопомех. Если данный вариант удовлетворяет этим условиям, для него определяются потери энергии на нагрев проводов, гололедные и ветровые нагрузки и т.д.

Аналогичные расчеты проводятся для нескольких вариантов, и на основании технико-экономических сопоставлений выбирается оптимальный.

Рассмотрим традиционную фазу, состоящую из  $n$  проводов (рис. 2.5), размещенных по вершинам правильного многоугольника. Для этой конструкции характерны следующие параметры:

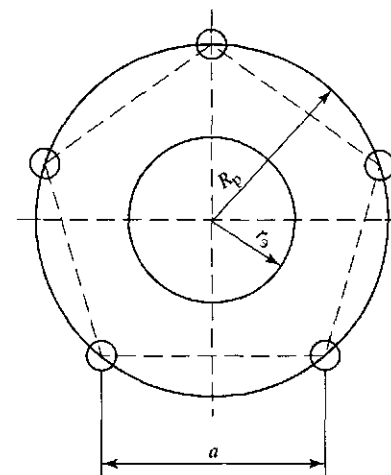


Рис. 2.5. Традиционная конструкция фазы

$R_p$  — радиус расщепления, представляющий собой радиус окружности, описанной вокруг многоугольника, в вершинах которого расположены центры проводов;

$a$  — шаг расщепления — расстояние между центрами соседних проводов фазы;

$r_3$  — радиус эквивалентного провода.

Исходя из рис. 2.5 можно установить взаимосвязь между радиусом и шагом расщепления:

$$R_p = \frac{a}{2 \sin(\pi/n)} \quad (2.5)$$

Строго говоря, при  $n$  проводах в каждой фазе следует учитывать все провода и в других фазах линии, что резко усложняет математическое описание такой системы. Поэтому удобнее представить расщепленную фазу одним эквивалентным проводом радиусом  $r_3$ . Это можно сделать, если принять допущение о равенстве токов во всех проводах фазы. Такое допущение может быть обосновано тем, что, во-первых, междуфазные расстояния в десятки раз больше расстояний между проводами фазы, поэтому ЭДС, наведенные в проводах данной фазы токами других фаз, можно считать одинаковыми, во-вторых, провода фазы расположены симметрично по вершинам правильного многоугольника, поэтому их взаимное влияние также одинаково.

Радиус эквивалентного провода может быть определен как среднегеометрическое значение расстояний от одного провода до других проводов той же фазы, приведенное к радиусу самого провода:

$$r_3 = \sqrt[n]{r_{\text{пр}} \prod_{i=2}^n d_{1i}}, \quad (2.6)$$

где  $\prod d_{1i}$  — произведение расстояний от первого провода до всех остальных проводов этой фазы.

Расчетное выражение имеет вид

$$r_3 = \sqrt[n]{nr_{\text{пр}}R_p^{n-1}} = R_p \sqrt[n]{nr_{\text{пр}}/R_p}. \quad (2.7)$$

Поскольку все провода фазы находятся под одним напряжением и токи в проводах одинаковы, общий заряд фазы равномерно распределен между всеми проводами. Отсюда заряд каждого провода

$$q_{\text{пр}} = q_{\text{ф}}/n. \quad (2.8)$$

Так как заряд на всех проводах имеет один и тот же знак, электрическое поле каждого провода будет неравномерным из-за взаимодействия этих зарядов. Максимальная напряженность поля провода при этом приходится на его поверхность, обращенную к внешней стороне многоугольника, минимальная напряженность будет на внутренней стороне провода. Электрическое поле расщепленной фазы при различном количестве проводов показано на рис. 2.6. Во всех случаях, приведенных на этом рисунке, поле каждого провода сугубо неравномерное, однако общее поле фазы приобретает все более равномерный характер по мере увеличения количества проводов в ней.

На поверхности провода (рис. 2.7) можно выделить три составляющие напряженности поля: максимальную  $E_{\text{max}}$ , минимальную  $E_{\text{min}}$  и среднюю  $E_{\text{ср}}$ . Последняя соответствует напряженности одиночного провода и определяется выражением (2.1).

При горизонтальном расположении проводов за счет того, что емкость между средней фазой и двумя крайними больше, чем

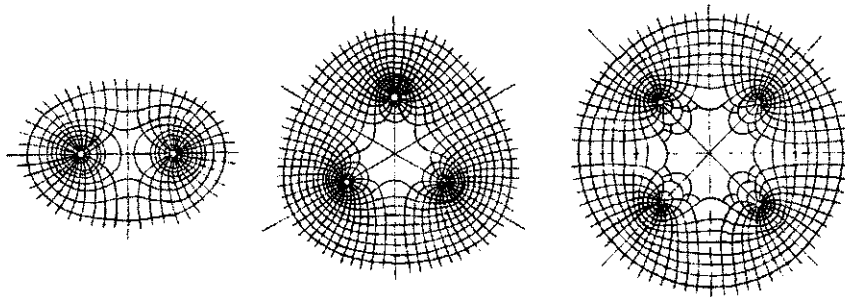


Рис. 2.6. Конфигурация электрического поля расщепленных проводов

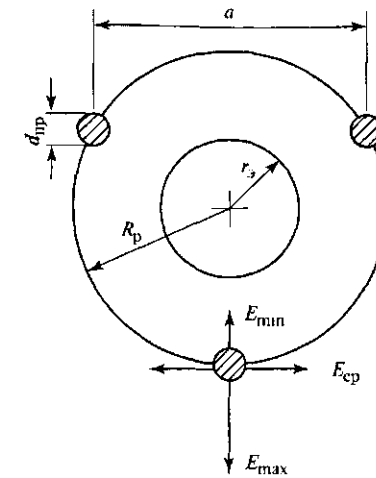


Рис. 2.7. Составляющие напряженности электрического поля провода расщепленной фазы

емкость между крайними фазами, рабочая емкость средней фазы оказывается на 5—7 % больше емкости крайних фаз. Отсюда более высокая напряженность поля на средней фазе, потери энергии на корону и более высокий уровень радиопомех. Поэтому все расчеты ведутся для средней фазы.

Если учесть значения диэлектрических постоянных воздуха и вакуума, емкость провода выразить в микрофарадах на километр, а в качестве напряжения принять действующее значение междуфазного напряжения, то амплитудное значение средней напряженности проводов средней фазы, кВ/см, может быть найдено так:

$$E_{\text{ср}} = 14,7 \frac{C_p^{\text{ср}} U}{nr_{\text{пр}}}. \quad (2.9)$$

Здесь  $C_p^{\text{ср}}$  — рабочая емкость средней фазы, мкФ/км;  $U$  — действующее значение междуфазного напряжения, кВ;  $n$  — число проводов фазы;  $r_{\text{пр}}$  — радиус провода, см.

Рабочая емкость средней фазы, мкФ/км, может быть найдена по выражению

$$C_p^{\text{ср}} = \frac{0,0253}{\lg(D_{\text{ср}}/r_3)}, \quad (2.10)$$

где  $D_{\text{ср}}$  — среднегеометрическое расстояние между фазами линии,

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{d_{12}d_{23}d_{13}};$$

при горизонтальном расположении фаз  $D_{\text{ср}} = 1,26d_{12}$ .

Максимальная напряженность поля на внешней поверхности провода находится как

$$E_{\text{max}} = E_{\text{ср}}k_{\text{н}}, \quad (2.11)$$

где  $k_{\text{н}}$  — коэффициент неравномерности поля, который для рассматриваемой конструкции фазы может быть определен по выражению

$$k_{\text{н}} = 1 + (n-1) \frac{r_{\text{пр}}}{R_p}. \quad (2.12)$$

Для традиционной конструкции фазы коэффициент неравномерности поля всегда больше единицы, для принятых на практике конструкций фаз  $k_{\text{н}} \approx 1,1 \div 1,15$ .

Поскольку взаимное влияние проводов одной фазы зависит от расстояний между ними, то напряженность поля на поверхности провода также является функцией этого расстояния (шага расщепления).

Изменение шага расщепления приводит к изменению взаимного влияния проводов одной фазы и, как следствие, к изменению максимальной напряженности поля на поверхности каждого провода. Однако здесь проявляется противоположное воздействие двух факторов. При увеличении шага расщепления увеличивается радиус эквивалентного провода и, следовательно, возрастает рабочая емкость фазы, что вызывает рост напряженности  $E_{\text{ср}}$ . С другой стороны, при этом снижается значение коэффициента неравномерности поля ( $k_{\text{н}} \rightarrow 1$ ).

При увеличении количества проводов в фазе (при условии сохранения их общего сечения) максимальная напряженность поля снижается за счет распределения заряда фазы по большей поверхности. В результате зависимости  $E_{\text{max}} = f(a)$  при разном количестве проводов в фазе приобретают вид, показанный на рис. 2.8. Они имеют некий неявно выраженный минимум, соответствующий оптимальному расстоянию между проводами  $a_{\text{опт}}$ .

Для исключения общего коронирования необходимо, чтобы при  $a = a_{\text{опт}}$  выполнялось условие (2.4). Для линии 500 кВ с тремя проводами в фазе обычно  $a_{\text{опт}} = 22 \div 25$  см. Поскольку минимум напряженности при  $a_{\text{опт}}$  выражен неявно, допустимы некоторые отклонения от значения  $a_{\text{опт}}$  в сторону увеличения.

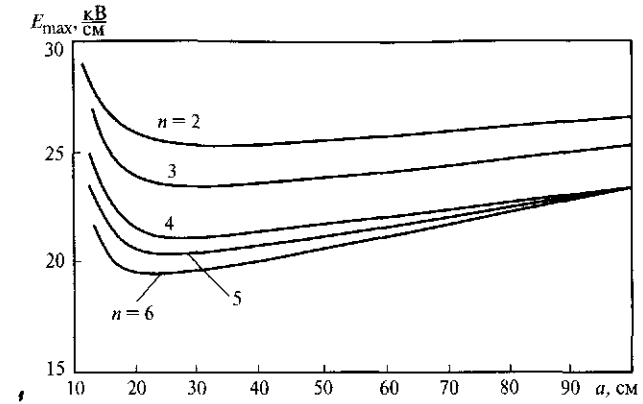


Рис. 2.8. Зависимости максимальной напряженности электрического поля от шага расщепления при разном количестве проводов фазы линии 750 кВ

При выборе конструкции расщепленной фазы необходимо учитывать и ее аэродинамические характеристики. При горизонтальных порывах ветра в направлении, перпендикулярном трассе линии или близком к нему, за каждым проводом фазы возникает зона, где возможны завихрения воздуха. Если соседний провод фазы попадает в эту зону, в нем возможно возникновение нежелательных вибраций, что может привести к излому его отдельных проволок. Для исключения этого явления необходимо, чтобы расстояние между проводами фазы было не менее  $10d_{\text{пр}}$ , где  $d_{\text{пр}}$  — диаметр провода.

Для расщепленной фазы термин «общая корона» несколько условен, так как корона может появиться только на внешней поверхности каждого провода, но не охватывать каждый провод целиком.

Полученные выше выражения позволяют найти допустимое напряжение по условиям короны  $U_{\text{доп кор}}$  и сопоставить его с рабочим напряжением линии в точке, для которой ведется расчет напряженности поля.

Для начала коронирования, используя выражения (2.5), (2.10), (2.12) и подставив в (2.9) значение  $U_{\text{доп кор}}$ , равное  $0,9U_{\text{кор}}$ , где  $U_{\text{кор}}$  — напряжение возникновения общего коронирования, будем иметь

$$E_{\text{доп. max}} = 14,7k_{\text{н}} \frac{C_p^{\text{ср}} U_{\text{доп кор}}}{r_{\text{пр}} n}. \quad (2.13)$$

Для рабочего режима максимальная напряженность поля определяется как

$$E_{\text{раб max}} = 14,7 k_n \frac{C_p^{\text{ср}} U_{\text{раб}}}{r_{\text{пр}}^n}, \quad (2.14)$$

где  $U_{\text{раб}}$  — напряжение рабочего режима.

Взяв отношение этих двух выражений, получим

$$\frac{E_{\text{доп max}}}{E_{\text{раб max}}} = \frac{U_{\text{доп кор}}}{U_{\text{раб}}} = \frac{0,9 E_{\text{нач}}}{E_{\text{раб max}}} = U_{* \text{ доп}}$$

или

$$U_{* \text{ доп}} = 0,9 E_{\text{нач}} / E_{\text{раб max}}. \quad (2.15)$$

Это выражение позволяет определить запас по напряжению в расчетной точке линии по условиям коронирования. В качестве расчетной точки могут быть приняты начало или конец линии, когда в режиме больших нагрузок напряжение на шинах подстанций может быть равно наибольшему рабочему напряжению, или середина линии, когда в режимах малых нагрузок напряжение в середине линии может превышать напряжение по ее концам.

Выше отмечалось, что коронный разряд на проводах линий СВН сопровождается непрерывно повторяющимися токовыми импульсами, что приводит к возникновению высокочастотного электромагнитного излучения, интенсивность которого непосредственно связана с напряженностью электрического поля. Это излучение является источником радиопомех в широком диапазоне частот.

Помехи от короны на линиях электропередачи разделяются на два вида:

1) радиопомехи, излучаемые линиями электропередачи и воздействующие на антенные радио- и телеприемники и радиостанции, расположенные в зоне, прилегающей к трассе линии;

2) помехи, распространяющиеся по проводам линии и нарушающие работу высокочастотных каналов связи, телеметрии и релейной защиты.

Напряженность поля, допустимая по уровню радиопомех для антенных устройств, определяется по следующим формулам для ВЛ 330—500 кВ и ВЛ 750 кВ соответственно:

$$\begin{aligned} E_{\text{доп}} &= 31,1 - 17,4 \lg r_{\text{пр}}; \\ E_{\text{доп}} &= 32,2 - 17,4 \lg r_{\text{пр}}. \end{aligned} \quad (2.16)$$

При этих напряженностях уровень радиопомех не должен превышать допустимый уровень в диапазоне 0,15—30 МГц на расстоянии 100 м от проекции крайнего провода линии СВН в течение не менее 80 % времени в году.

Задача защиты от помех высокочастотных каналов линии электропередачи решается в процессе проектирования и изготовления соответствующих устройств путем выбора необходимого значения превышения сигнала над помехой, в том числе и при плохой погоде.

В практике работ возникает задача проверки заданной конструкции фазы по условиям коронирования и радиопомех. В этом случае должны быть заданы все исходные данные: количество проводов, радиус провода расщепленной фазы, шаг расщепления, междуфазные расстояния, коэффициент гладкости провода (для соответствующих погодных условий), относительная плотность воздуха. В расчете используется режимный фактор — напряжение, значение которого определяется постановкой задачи (в какой точке линии и для какого режима требуется выполнить этот расчет). Это может быть номинальное напряжение, наибольшее расчетное или наибольшее рабочее напряжение, напряжение в средней точке линии для режима малых нагрузок. Расчет целесообразно начать с определения начальной и допустимой напряженности электрического поля по условиям коронирования (2.2)—(2.4), а также допустимой напряженности поля по условиям радиопомех (2.16).

Алгоритм расчета максимальной напряженности поля  $E_{\text{max}}$  (задано: количество проводов  $n$ , шаг расщепления  $a$ , радиус провода  $r_{\text{пр}}$ , среднегеометрическое междуфазное расстояние  $D_{\text{ср}}$ ) приведен на рис. 2.9.

Определение оптимального количества проводов в расщепленной фазе производится на основании следующих соображений. Выше было показано, что для традиционной конструкции фазы распределе-

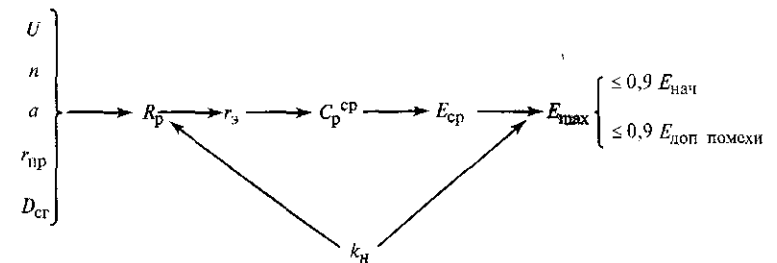


Рис. 2.9. Алгоритм расчета максимальной напряженности поля и проверки конструкции фазы по условиям коронирования и радиопомех

Таблица 2.1

Параметры линии 750 кВ в зависимости от количества проводов в расщепленной фазе

Параметр	Конструкция фазы			
	4×500/64	5×400/51	6×330/43	7×300/39
$a_{\text{опт}}$ , см	34,8	33,0	31,0	28,2
$R_p$ , см	24,6	28,1	31,0	32,5
$r_3$ , см	17,4	21,6	24,5	26,8
$x_0$ , Ом/км	0,31	0,295	0,287	0,281
$b_0 \cdot 10^{-6}$ , См/км	3,58	3,75	3,85	3,93
$Z_B$ , Ом	294	280,6	273	267
$P_{\text{нат}}$ , МВт	1913	2005	2060	2105
$P_{\text{нат}}$ , %	95,2	100	102,5	104,7

ние зарядов неравномерно. По мере увеличения числа проводов эта неравномерность возрастает, заряды вытесняются на внешнюю поверхность проводов и коэффициент использования провода снижается. В конечном итоге снижается и прирост натуральной мощности линии. Здесь натуральная мощность рассматривается как мера пропускной способности линии. При увеличении количества проводов с четырех до пяти прирост натуральной мощности составляет около 5%; при дальнейшем увеличении — с пяти до шести — всего 2,5% (табл. 2.1). Поэтому дальнейшее увеличение количества проводов после достижения определенного порога неэффективно.

При определении количества проводов фазы необходимо также учитывать возрастание массы проводов, гололедных и ветровых нагрузок, и в связи с этим возникает необходимость усиления опор и их фундаментов, что потребует увеличения капиталовложений в линию. Кроме того, изменение электрических параметров линии приведет к изменению мощности компенсирующих устройств, что также отразится на экономических показателях электропередачи.

Таким образом, применение расщепленных проводов, с одной стороны, снижает потери энергии на корону, с другой, увеличивает капиталовложения в линию и одновременно изменяет стоимость компенсирующих устройств. Поэтому однозначного решения этой задачи нет. Она решается методом технико-экономического сопоставления ряда вариантов конструкции фазы и проведения экспери-

ментов на полигонах и опытных пролетах линий. Определение оптимальной конструкции фазы обычно производится для вновь осваиваемых классов напряжения или для линий, на которых конструкция фазы отлична от традиционной.

Для уже освоенных классов напряжения линий СВН 330—750 кВ в России применяются конструкции фаз со следующим количеством проводов:

Напряжение, кВ ..	330	500	750
Количество проводов в фазе ..	2	3	4—5

Примечание. Для линий 1150 кВ конструкция фазы окончательно не определена, поскольку опыт сооружения и эксплуатации таких линий еще недостаточен.

Уменьшенное количество проводов в фазе — один провод для линий 330 кВ и два для линий 500 кВ — применяется лишь в исключительных случаях: при больших гололедных и ветровых нагрузках, например, в горных условиях, где добавляются еще и трудности доставки оборудования и монтажа\*.

Если исключить взаимное влияние электрических полей отдельных проводов расщепленной фазы, увеличив расстояние между ними примерно до 1 м, заряды распределятся по поверхности провода равномерно, электрическое поле также будет равномерным. При этом передаваемая мощность будет пропорциональна количеству проводов в фазе. Это можно показать следующим образом.

Ток фазы, соответствующий режиму натуральной мощности, определяется как

$$I_{\phi} = qv,$$

где  $v$  — скорость распространения электромагнитной волны вдоль линии;  $q$  — заряд,

$$q = E_{\text{доп}} \cdot 2\pi\epsilon_0\epsilon_r n k_{\text{исп}};$$

$k_{\text{исп}}$  — коэффициент использования провода, характеризующий распределение зарядов по поверхности каждого из проводов фазы,

$$k_{\text{исп}} \approx \frac{E_{\text{max}}}{E_{\text{доп}}} \frac{1}{k_n}. \quad (2.17)$$

\* В практике некоторых государств, например в КНР, на линиях 500 кВ применяется конструкция фазы из четырех проводов, что повышает пропускную способность этих линий.

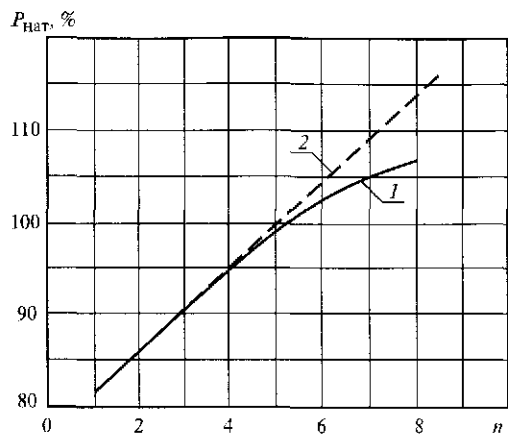


Рис. 2.10. Зависимость натуральной мощности линии от числа проводов для традиционной (1) и нетрадиционной (2) конструкций фаз

Отсюда натуральная мощность линии может быть определена следующим образом:

$$P_{\text{нат}} = 3U_{\text{ср}} I_{\text{ф}} = 3U_{\text{ф}} \cdot 2\pi E_{\text{доп}} \epsilon_0 \epsilon_r n k_{\text{исп}} \quad (2.18)$$

В рассмотренном случае  $k_{\text{исп}} \approx 1$  и натуральная мощность (пропускная способность) пропорциональна количеству проводов.

На рис. 2.10 представлены две зависимости этой мощности от количества проводов в фазе. Из этого рисунка и (2.18) следует, что при использовании нетрадиционной конструкции фазы пропускную способность линии можно увеличивать путем увеличения количества проводов в расщепленной фазе, не изменяя класса напряжения линии. Однако такие линии имеют ряд конструктивных недостатков. В настоящее время они находятся в стадии исследования.

На линиях СВН по условиям механической прочности проводов и надежности их работы не рекомендуется применять провода сечением менее  $240 \text{ мм}^2$ . Кроме того, невзирая на расщепленные фазы этих линий, введено ограничение минимально допустимого сечения по условиям короны:

Напряжение, кВ .....	330	500	750
Минимально допустимое сечение фазы. ....	2×АС-240/32	3×АС-300/66 (3×АС-330/27)*	5×АС-240/56

\* У проводов АС-300/66 и АС-330/27 диаметры практически одинаковые

### 2.3.3. Удельные погонные параметры линий СВН

К удельным погонным параметрам линии относятся активное  $r_0$  и реактивное  $x_0$  сопротивления, а также активная  $g_0$  и реактивная  $b_0$  поперечные проводимости на 1 км длины линии.

Поскольку провода расщепленной фазы в расчетах могут быть заменены одним эквивалентным проводом, то значения  $x_0$  и  $b_0$  могут быть определены по тем же выражениям, что и для линий с одиночными проводами, но при замене радиуса одиночного провода радиусом эквивалентного провода  $r_3$ .

Параметры  $r_0$  и  $g_0$  не зависят от геометрических параметров линии, но связаны с конструкцией фазы. Значение  $r_0$  определяется количеством проводов в фазе, а значение  $g_0$  — потерями активной мощности на корону, зависящими от конструкции фазы, и на утечки по изоляторам. Однако последние очень малы, и в расчетах их обычно не учитывают.

В расчетах значения  $g_0$  определяется только потерями на корону. При этом значение этих потерь зависит от погодных условий, для которых проводится расчет. В проектных расчетах следует принимать среднегодовые потери активной мощности на корону  $\Delta P_{\text{кор ст}}$  при номинальном напряжении.

Удельные погонные параметры линии СВН рассчитываются по следующим выражениям:

$$\begin{aligned} r_0^t &= r_{0\text{нр}}^t / n; \\ x_0 &= 0,1445 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_3} + \frac{0,0157}{n}; \\ b_0 &= \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg(D_{\text{ср}} / r_3)}; \\ g_0 &= \Delta P_{\text{кор ст}} / U_{\text{ном}}^2, \end{aligned} \quad (2.19)$$

где  $r_0^t$  и  $r_{0\text{нр}}^t$  — удельное погонное активное сопротивление фазы и провода соответственно при заданной температуре воздуха, Ом/км.

При расщеплении проводов (см. табл. 2.1) существенно снижается значение  $x_0$  и возрастает значение  $b_0$  по сравнению с аналогичными значениями для линии с одиночными проводами ( $x_0 \approx 0,41 \div 0,42$  Ом/км;  $b_0 \approx 2,62 \cdot 10^{-6}$  См/км). Это означает, что расщепление проводов приводит к увеличению пропускной способности линии и может рассматри-

ваться в качестве одного из путей решения этой задачи. С другой стороны, увеличение значения  $b_0$  ведет к увеличению зарядной мощности (реактивная мощность, определяемая емкостью линии) линии и, как следствие, к увеличению мощности компенсирующих устройств.

Активное сопротивление расщепленной фазы в  $n$  раз меньше сопротивления одиночного провода, что приводит к снижению потерь активной мощности на нагрев проводов.

### Контрольные вопросы

1. Какими факторами определяется расстояние между фазами воздушной линии при горизонтальной подвеске проводов?
2. Как конструкция опоры воздушной линии СВН влияет на удельное погонное сопротивление и проводимость линии?
3. С какой целью на линиях СВН применяются расщепленные провода фаз?
4. Поясните факторы отрицательного воздействия коронирования проводов на линии СВН, связав их с физической сущностью короны.
5. Как связаны между собой радиус расщепления и радиус эквивалентного провода?
6. Как влияет изменение радиуса расщепления на удельные значения активного и индуктивного сопротивлений и емкостной проводимости линии?
7. Каким образом погода влияет на изменение условий коронирования и потери мощности в линии?
8. Как определяется оптимальная конструкция фазы?
9. Как влияет расщепление проводов фаз на потери активной мощности, на нагрев проводов и зарядную мощность линии?
10. Поясните влияние расщепления проводов на пропускную способность линии.

## ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕКОМПЕНСИРОВАННОЙ ЛИНИИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

### 3.1. Уравнения длинной линии

Под *некомпенсированной линией* без промежуточных отборов мощности понимается линия, не имеющая никаких компенсирующих устройств с сосредоточенными параметрами (реакторов, конденсаторных батарей и др.), включенных последовательно или параллельно в каких-либо промежуточных точках на всем ее протяжении. В этом случае линия является однородной.

Передача электрической энергии по линии переменного тока осуществляется распространением вдоль нее электромагнитной волны, что создает электромагнитное поле линии. Это поле имеет две составляющие: магнитное поле, обусловленное протеканием электрического тока в проводах, и электрическое поле, создаваемое напряжением между фазами линии и между каждой фазой и землей.

Поскольку ток и напряжение линии переменны, обе составляющих электромагнитного поля также изменяются во времени. Условное изображение магнитного и электрического полей приведено на рис. 3.1. Электрические параметры линии — активное сопротивление

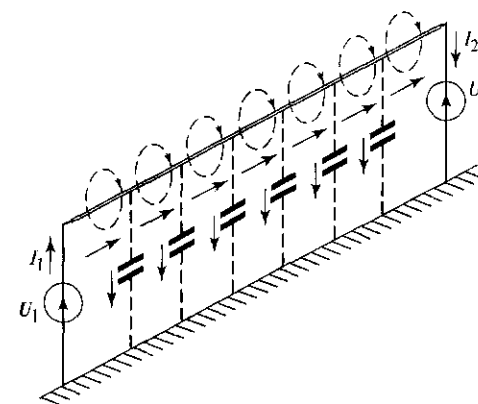


Рис. 3.1. Условное изображение магнитного и электрического поля вдоль линии

ние проводов, индуктивность и емкость — равномерно распределены вдоль всей длины линии. Переменное напряжение, распределенное вдоль линии, приводит к появлению токов в емкостях между проводами и между проводами и землей. Емкостные токи, накладываясь на каждом элементарном участке линии на рабочий ток, определяемый передаваемой мощностью, вызывают непрерывное изменение суммарного тока по всей длине линии. В результате изменяются ЭДС самоиндукции и взаимной индукции в проводах на каждом участке и значения напряжения вдоль линии. Все это приводит к достаточно сложным закономерностям изменения значений тока, напряжения и мощности вдоль линии.

Для определения этих закономерностей рассмотрим некоторый элементарный участок линии длиной  $dl$ , расположенный на расстоянии  $l_x$  от начала линии (рис. 3.2, а). В сложных электрических сетях с большим количеством узлов и источников питания понятия «начало» и «конец» линии определить трудно. В то же время для рассмотрения характеристик одиночной линии это необходимо знать. Поэтому условимся здесь и далее под началом линии понимать тот узел системы, от которого активная мощность направлена в линию, соответственно под концом — узел системы, к которому активная мощность направлена с линии.

Схема замещения такого элементарного участка приведена на рис. 3.2, б. Эта схема справедлива как для однофазной, так и для трехфазной линии. Для однофазной линии в качестве напряжения и тока

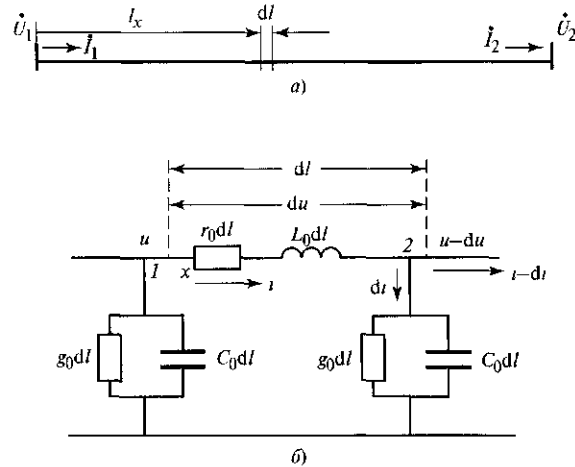


Рис. 3.2. Элементарный участок линии (а) и схема его замещения (б)

должны рассматриваться их фазные значения, для трехфазной — междуфазное напряжение и линейный ток.

При протекании тока  $i$  в продольной ветви схемы замещения выделенного участка напряжение в конце этого участка будет меньше, чем в его начале, на величину  $du$  за счет потери напряжения в активном сопротивлении и индуктивности на протяжении  $dl$ . Ток в продольной ветви следующего участка уменьшится на величину  $dI$  за счет поперечной ветви рассматриваемого участка. Последний имеет две составляющие — ток в активной и ток в емкостной проводимости

Изменения напряжения и тока на протяжении  $dl$  определяются уравнениями:

$$\left. \begin{aligned} -\frac{\partial u}{\partial l} dl &= r_0 dl i + L_0 dl \frac{\partial i}{\partial t}; \\ -\frac{\partial i}{\partial l} dl &= g_0 dl u + C_0 dl \frac{\partial u}{\partial t}. \end{aligned} \right\} \quad (3.1)$$

Разделив оба уравнения на  $dl$ , получим

$$\left. \begin{aligned} -\frac{\partial u}{\partial l} &= r_0 i + L_0 \frac{\partial i}{\partial t}; \\ -\frac{\partial i}{\partial l} &= g_0 u + C_0 \frac{\partial u}{\partial t}. \end{aligned} \right\} \quad (3.2)$$

В уравнениях (3.2) использованы мгновенные значения тока и напряжения линии, которые являются функциями двух переменных: времени и длины линии. Эти уравнения справедливы для любых изменений тока и напряжения во времени, т.е. для установившихся и переходных режимов.

При синусоидальном напряжении источника питания для установившегося режима в точке  $x$  можно записать:

$$\left. \begin{aligned} -\frac{d\dot{U}_x}{dl} &= (r_0 + j\omega L_0)\dot{I}_x, \\ -\frac{d\dot{I}_x}{dl} &= (g_0 + j\omega C_0)\dot{U}_x \end{aligned} \right\} \quad (3.3)$$

Здесь  $\dot{U}_x, \dot{I}_x$  — действующие комплексные значения напряжения и тока в точке  $x$ ;  $r_0, g_0$  — активные сопротивление и проводимость;  $L_0, C_0$  — индуктивность и емкость элементарного участка линии

Длину элементарного участка удобно принять равной 1 км и в дальнейшем использовать удельные погонные параметры линии.



Обозначим удельное продольное сопротивление линии  $Z_0$  и удельную поперечную проводимость  $Y_0$  как:

$$\left. \begin{aligned} Z_0 &= r_0 + jx_0; \\ Y_0 &= g_0 + jb_0, \end{aligned} \right\} \quad (3.4)$$

где  $x_0 = \omega L_0$  и  $b_0 = \omega C_0$  — удельные погонные индуктивное сопротивление и емкостная проводимость линии соответственно;  $r_0$  — активное сопротивление проводов;  $g_0$  — проводимость с учетом потерь энергии на корону и утечек по изоляторам.

Уравнения (3.3) при этом будут иметь вид:

$$\left. \begin{aligned} -\frac{d\dot{U}_x}{dl} &= Z_0 \dot{I}_x; \\ -\frac{d\dot{I}_x}{dl} &= Y_0 \dot{U}_x. \end{aligned} \right\} \quad (3.5)$$

Взяв первые производные от тока и напряжения по  $l$ , получим:

$$\left. \begin{aligned} \frac{d^2 \dot{U}_x}{dl^2} &= -Z_0 \frac{d\dot{I}_x}{dl} = Z_0 Y_0 \dot{U}_x; \\ \frac{d^2 \dot{I}_x}{dl^2} &= -Y_0 \frac{d\dot{U}_x}{dl} = Z_0 Y_0 \dot{I}_x. \end{aligned} \right\} \quad (3.6)$$

Эти уравнения характеризуют изменения тока и напряжения вдоль линии.

Для напряжения и тока в некоторой точке  $x$ , отстоящей на расстоянии  $l_x$  от начала линии, решения этих уравнений имеют следующий вид:

для напряжения

$$\dot{U}_x = A_1 \exp(\gamma_0 l_x) + A_2 \exp(-\gamma_0 l_x); \quad (3.7)$$

для тока с учетом (3.5)

$$\begin{aligned} \dot{I}_x &= -\frac{1}{Z_0} \frac{d\dot{U}}{dl} = -\frac{1}{Z_0} [A_1 \exp(\gamma_0 l_x) - A_2 \exp(-\gamma_0 l_x)]; \\ \dot{I}_x &= \frac{Y_0}{Z_0} [A_2 \exp(-\gamma_0 l_x) - A_1 \exp(\gamma_0 l_x)] = \\ &= \frac{1}{Z_B} [A_2 \exp(-\gamma_0 l_x) - A_1 \exp(\gamma_0 l_x)]. \end{aligned} \quad (3.8)$$

Здесь  $\gamma_0 = \pm \sqrt{Z_0 Y_0}$  — корни характеристического уравнения системы (3.6).

Отношение  $\gamma_0 / Z_0$  может быть представлено как

$$\gamma_0 / Z_0 = 1 / Z_B,$$

где  $Z_B = \sqrt{Z_0 / Y_0}$  — волновое сопротивление линии.

Физический смысл  $Z_B$  и  $\gamma_0$  будет пояснен ниже. Переменной величиной здесь является  $l_x$  — текущая координата, постоянные интегрирования  $A_1$  и  $A_2$  определяются из начальных условий.

Ниже приводятся выражения для расчета параметров режима линии.

Расчет по данным начала линии. При  $l_x = 0$ ,  $\dot{U}_x = \dot{U}_1$ ,  $\dot{I}_x = \dot{I}_1$  или

$$\left. \begin{aligned} U_1 &= \dot{A}_1 + \dot{A}_2; \\ \dot{I}_1 &= \frac{1}{Z_B} (\dot{A}_2 - \dot{A}_1). \end{aligned} \right\} \quad (3.9)$$

Решая систему этих уравнений, получаем:

$$\dot{A}_1 = \frac{\dot{U}_1 - \dot{I}_1 Z_B}{2}; \quad \dot{A}_2 = \frac{\dot{U}_1 + \dot{I}_1 Z_B}{2}.$$

Подставляя значения  $\dot{A}_1$  и  $\dot{A}_2$  в (3.7) и (3.8) и учитывая, что

$$\begin{aligned} \frac{\exp(\gamma_0 l_x) + \exp(-\gamma_0 l_x)}{2} &= \text{ch } \gamma_0 l_x, \\ \frac{\exp(\gamma_0 l_x) - \exp(-\gamma_0 l_x)}{2} &= \text{sh } \gamma_0 l_x, \end{aligned}$$

после преобразований получаем выражения для расчета параметров режима в промежуточной точке линии  $x$ :

$$\left. \begin{aligned} U_x &= U_1 \text{ch } \gamma_0 l_x - \dot{I}_1 Z_B \text{sh } \gamma_0 l_x; \\ \dot{I}_x &= \dot{I}_1 \text{ch } \gamma_0 l_x - \frac{\dot{U}_1}{Z_B} \text{sh } \gamma_0 l_x; \\ \dot{S}_x &= \dot{U}_x \dot{I}_x = P_x \pm jQ_x. \end{aligned} \right\} \quad (3.10)$$

Параметры режима конца линии при  $l_x = L$  по данным ее начала определяются следующими уравнениями:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_2 &= \dot{U}_1 \operatorname{ch} \gamma_{\underline{0}} L - \dot{I}_1 Z_{\underline{B}} \operatorname{sh} \gamma_{\underline{0}} L; \\ \dot{I}_2 &= \dot{I}_1 \operatorname{ch} \gamma_{\underline{0}} L - \frac{\dot{U}_1}{Z_{\underline{B}}} \operatorname{sh} \gamma_{\underline{0}} L; \\ \dot{S}_2 &= \dot{U}_2 \dot{I}_2 = P_2 \pm j Q_2. \end{aligned} \right\} \quad (3.11)$$

где  $L$  — полная длина линии.

*Расчет по данным конца линии.* В качестве начальных условий могут быть приняты также параметры режима конца линии  $\dot{U}_2, \dot{I}_2$ , где  $\dot{I}_2 = \dot{S}_2 / \dot{U}_2$ . В этом случае отсчет текущей координаты  $l_x$  должен вестись в противоположном направлении, т.е. от конца линии.

Опуская промежуточные преобразования, для промежуточной точки  $x$  в этом случае можно записать:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_x &= \dot{U}_2 \operatorname{ch} \gamma_{\underline{0}} l_x + \dot{I}_2 Z_{\underline{B}} \operatorname{sh} \gamma_{\underline{0}} l_x; \\ \dot{I}_x &= \dot{I}_2 \operatorname{ch} \gamma_{\underline{0}} l_x + \frac{\dot{U}_2}{Z_{\underline{B}}} \operatorname{sh} \gamma_{\underline{0}} l_x; \\ \dot{S}_x &= \dot{U}_x \dot{I}_x = P_x \pm j Q_x. \end{aligned} \right\} \quad (3.12)$$

Связь между параметрами режима начала линии по данным ее конца при  $l_x = L$  определяется следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_1 &= \dot{U}_2 \operatorname{ch} \gamma_{\underline{0}} L + \dot{I}_2 Z_{\underline{B}} \operatorname{sh} \gamma_{\underline{0}} L; \\ \dot{I}_1 &= \dot{I}_2 \operatorname{ch} \gamma_{\underline{0}} L + \frac{\dot{U}_2}{Z_{\underline{B}}} \operatorname{sh} \gamma_{\underline{0}} L; \\ \dot{S}_1 &= \dot{U}_1 \dot{I}_1 = P_1 \pm j Q_1. \end{aligned} \right\} \quad (3.13)$$

Уравнения (3.10)—(3.13) справедливы как для однофазной линии, так и для трехфазной. Различие заключается лишь в том, что для однофазной линии в этих уравнениях используются значения фазного напряжения и тока. Кроме того, значения волнового сопротивления  $Z_{\underline{B}}$  и коэффициента распространения электромагнитной волны  $\gamma_{\underline{0}}$  определяются с использованием иных значений удельных погон-

ных параметров линии  $x_0$  и  $b_0$ , поскольку в однофазной линии отсутствуют взаимные индуктивность и емкость фаз.

При использовании уравнений (3.10)—(3.13) для трехфазной линии в них учитываются комплексные действующие значения междуфазного напряжения и линейного тока

$$\dot{I}_{\pi} = \sqrt{3} \dot{I}_{\phi}.$$

В этом случае полная мощность трехфазной линии в промежуточной точке  $x$  определяется как

$$\dot{S}_x = \dot{U}_x \dot{I}_x, \quad (3.14)$$

где  $\dot{I}_x$  — сопряженное комплексное значение линейного тока.

При использовании фазного тока и междуфазного напряжения трехфазной линии уравнения (3.10) и (3.12) для промежуточной точки примут вид:

*по данным начала трехфазной линии*

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_x &= \dot{U}_1 \operatorname{ch} \gamma_{\underline{0}} l_x - \sqrt{3} \dot{I}_1 Z_{\underline{B}} \operatorname{sh} \gamma_{\underline{0}} l_x; \\ \dot{I}_x &= \dot{I}_1 \operatorname{ch} \gamma_{\underline{0}} l_x - \frac{\dot{U}_1}{\sqrt{3} Z_{\underline{B}}} \operatorname{sh} \gamma_{\underline{0}} l_x; \\ \dot{S}_x &= \sqrt{3} \dot{U}_x \dot{I}_x; \end{aligned} \right\} \quad (3.15)$$

*по данным конца трехфазной линии*

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_x &= \dot{U}_2 \operatorname{ch} \gamma_{\underline{0}} l_x + \sqrt{3} \dot{I}_2 Z_{\underline{B}} \operatorname{sh} \gamma_{\underline{0}} l_x; \\ \dot{I}_x &= \dot{I}_2 \operatorname{ch} \gamma_{\underline{0}} l_x + \frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3} Z_{\underline{B}}} \operatorname{sh} \gamma_{\underline{0}} l_x; \\ \dot{S}_x &= \sqrt{3} \dot{U}_x \dot{I}_x; \end{aligned} \right\} \quad (3.16)$$

Приняв  $l_x = L$ , по (3.15) и (3.16) можно найти фазные токи, напряжения и мощности в начале и конце линии.

Полученные выше уравнения (3.7) и (3.8) дают основание рассматривать напряжение и ток в любой промежуточной точке линии как наложение двух волн (падающей и отраженной), движущихся в противоположные стороны. Первый член правой части этих уравнений представляет собой падающую волну, второй — отраженную. Эта теория позволяет анализировать различные режимы линии, в том числе и переходные. Однако для решения практических инженерных

задач обычно напряжение и ток рассматриваются как единые результирующие величины без разделения их на отдельные составляющие.

### 3.2. Волновые характеристики линии

Корни характеристического уравнения  $\gamma_0$  и волновое сопротивление  $Z_0$  являются волновыми характеристиками линии. Величина  $\gamma_0$  определяет условия распространения электромагнитной волны на единицу длины линии. Эта величина называется *коэффициентом распространения электромагнитной волны* и имеет комплексную форму, причем этот коэффициент характеризует распространение лишь одной из волн — падающей или отраженной, но не суммарной:

$$\gamma_0 = \sqrt{Z_0 Y_0} = \sqrt{(r_0 + jx_0)(g_0 + jb_0)} = \alpha_0 + j\beta_0. \quad (3.17)$$

В дальнейшем  $\gamma_0$  принимается положительной величиной.

Действительная часть (3.17)  $\alpha_0$  — *коэффициент затухания* — определяет затухание электромагнитной волны на единицу длины линии. Для линии электропередачи, даже достаточно протяженной, затухание электромагнитной волны обычно очень невелико. На единицу длины линии, в качестве которой принимается 1 км,  $\alpha_0$  имеет очень малое значение, равное  $2 \cdot 10^{-5}$ — $6 \cdot 10^{-5}$ , причем меньшее значение относится к линии с одним проводом в фазе, большее — к линиям с расщепленными фазами за счет больших потерь на корону.

Так, для линий 750 кВ с проводами 5×АС-300/66 при  $r_0 = 0,288$  Ом/км и  $g_0 = 2,44 \cdot 10^{-8}$  См/км  $\alpha_0 = 4,15 \cdot 10^{-5}$ . Здесь значение  $g_0$  определено по среднегодовым потерям на корону для линий этого класса напряжения. Оно может резко увеличиваться в условиях плохой погоды (туман, изморозь и т.д.) с соответствующим увеличением коэффициента затухания\*.

Мнимая часть уравнения (3.17)  $\beta_0$  называется *коэффициентом изменения фазы электромагнитной волны* при ее перемещении вдоль линии на 1 км длины последней.

Оценить значение  $\beta_0$  можно по уравнению

$$\beta_0 = 2\pi f/v, \quad (3.18)$$

где  $f$  — частота сети;  $v$  — скорость света.

При  $f = 50$  Гц и  $v = 3 \cdot 10^5$  км/с  $\beta_0 = 1,05 \cdot 10^{-3}$  рад/км (или 0,06 град/км). Отсюда следует, что длина электромагнитной волны

\* Коэффициент затухания в проектных расчетах обычно не учитывают в силу его малости

при  $f = 50$  Гц равна 6000 км. Для реальной линии с учетом различий в значениях величин  $x_0$  и  $b_0$  для различных марок проводов и конструкций опор значение  $\beta_0$  может незначительно меняться.

В ряде случаев при расчете режимов протяженных линий удобно пользоваться не географической длиной линии, определенной в километрах, а ее волновой длиной  $\lambda$ , выраженной в градусах:

$$\lambda = \beta_0 L, \quad (3.19)$$

где  $L$  — полная длина линии, км.

Например, линия длиной 500 км имеет волновую длину  $30^\circ$ , линия 1000 км —  $60^\circ$  и т.д. Линии длиной 1500 и 3000 км имеют волновую длину соответственно  $90^\circ$  и  $180^\circ$ . Иногда их называют *четвертьволновыми* и *полуволновыми линиями*. Такие линии обладают особыми свойствами, о чем будет сказано ниже.

Волновое сопротивление также относится к волновым характеристикам линии:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{Z_0}{Y_0}} = \sqrt{\frac{r_0 + jx_0}{g_0 + jb_0}} = Z_0 \angle \zeta. \quad (3.20)$$

$\zeta$  — фазный угол волнового сопротивления.

Для реальной линии с учетом активного сопротивления проводов и потерь на корону, представленных величиной  $g_0$ , волновое сопротивление имеет комплексный характер с незначительной отрицательной мнимой составляющей. Фазный угол волнового сопротивления  $\zeta$  обычно составляет  $-(2-4)^\circ$ , поэтому обычно волновое сопротивление рассматривают как действительную величину. В то же время в некоторых расчетах его следует учитывать как величину комплексную.

Численное значение  $Z_0$  в значительной мере определяется конструкцией фазы линии. Для линий 110—220 кВ с одиночными проводами в фазе его значение близко к 400 Ом. Для линий с расщепленными проводами оно определяется главным образом количеством проводов в фазе.

Средние значения волнового сопротивления  $Z_0$  в зависимости от количества проводов в фазе составляют:

Количество проводов в фазе.....	1	2	3	4—5	8
Волновое сопротивление, Ом.....	400	310	290	270—280	250

Этими данными можно пользоваться при предварительных оценочных расчетах, когда еще не выбраны конструкция фазы и марки проводов линии. Точное значение  $Z_0$  определяется не только количеством проводов в фазе, но и всей конструкцией линии: междуфазными рас-

стояниями, маркой используемых проводов и др. Однако, как правило, оно близко к вышеуказанным значениям.

Значения волновых параметров линии для обычно используемых проводов и их количества для разных классов напряжения приведены в табл. 3.1.

Волновое сопротивление — важная характеристика линии, поскольку оно является одной из составляющих, определяющих ее пропускную способность. При работе линии на нагрузку, эквивалентное сопротивление которой равно волновому, в линии отсутствуют отра-

Таблица 3.1

Удельные погонные и волновые параметры воздушных линий 330—1150 кВ						
Сечение и число проводов	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$b_0$ , $10^{-6}$ СМ/км	$Z_B$ , Ом	$\beta_0$ , град/км	$x_0/r_0$
<i>Линии 330 кВ</i>						
2×240/32	0,06	0,33	3,38	312	0,0605	5,5
2×300/39	0,048	0,328	3,41	310	0,0606	6,83
2×400/51	0,0375	0,323	3,46	306	0,0606	8,6
2×500/64	0,03	0,326	3,5	305	0,0612	10,86
<i>Линии 500 кВ</i>						
3×300/66	0,034	0,31	3,97	279	0,0635	9,11
3×330/43	0,029	0,308	3,6	292	0,0603	10,62
3×400/51	0,025	0,306	3,62	290,7	0,0603	12,24
3×500/64	0,02	0,304	3,64	289	0,0602	15,2
<i>Линии 750 кВ</i>						
5×240/56	0,024	0,308	3,76	286	0,0617	12,83
5×300/66	0,021	0,288	4,11	264,7	0,0625	13,7
5×400/51	0,015	0,286	4,13	263	0,0623	19,1
4×500/64	0,015	0,303	3,9	278,7	0,0623	20,2
<i>Линии 1150 кВ</i>						
8×300/48	0,0125	0,266	4,43	245	0,0622	21,8
8×330/43	0,011	0,27	4,38	248	0,0623	24,5

женные волны и передаваемая при этом активная мощность (для протяженных линий) близка к предельно допустимой. Поэтому целесообразно снижать волновое сопротивление линии путем изменения ее конструкции.

### 3.3. Уравнение идеализированной линии

При использовании расщепленных проводов для линий 330—1150 кВ активное сопротивление фазы снижается пропорционально количеству проводов в ней, в то время как реактивное уменьшается в меньшей степени. Поэтому отношение  $x_0/r_0$  возрастает по мере увеличения количества проводов фазы. Это соотношение для используемых марок проводов и стандартных конструкций фазы (см. табл. 3.1) лежит в пределах 5,5—24,5. Иными словами, для линий СВН индуктивное сопротивление много больше активного ( $x_0 \gg r_0$ ), в особенности для линий 500 кВ и выше. Это еще одно отличие линий этих классов напряжений от линий 110—220 кВ, где в некоторых случаях эти сопротивления примерно равны или их соотношение имеет существенно меньшие значения.

Следует учесть и то обстоятельство, что значение  $g_0$  определяется главным образом потерями мощности и энергии на корону. Однако потери на корону рассчитываются иными методами и учитываются в виде отбора мощности по концам линии. На параметры режима самой линии, в частности на экстремальные значения напряжения в некоторых режимах, эти потери практически не влияют. Поэтому для упрощенных расчетов режимов линии рассматриваемых классов напряжения можно пренебречь величинами  $r_0$  и  $g_0$ , приняв  $r_0 = 0$  и  $g_0 = 0$ . В этом случае коэффициент затухания  $\alpha_0 = 0$ , а выражения для коэффициента распространения волны  $\gamma_0$  и волнового сопротивления приобретают такой вид:

$$\left. \begin{aligned} \gamma_0 &= j\sqrt{x_0 b_0} = j\beta_0; \\ Z_B &= \sqrt{x_0 / b_0}. \end{aligned} \right\} \quad (3.21)$$

Это позволяет, в свою очередь, упростить уравнения длинной линии, исключив гиперболические функции комплексного переменного, вычисление которых вызывает определенные трудности, и заменить их тригонометрическими.

Рассмотрим преобразование гиперболических функций при принятых выше допущениях, имея в виду, что  $\text{sh}j\beta_0 L = j \sin\beta_0 L$ ;  $\text{ch}j\beta_0 L =$

$= \cos\beta_0 L$ , а также, что при  $\alpha_0 = 0$   $\operatorname{sh}\alpha_0 L = 0$ ;  $\operatorname{ch}\alpha_0 L = 1$ . Отсюда будем иметь

$$\operatorname{sh}_0 L = \operatorname{sh}(\alpha_0 + j\beta_0)L = \operatorname{sh}\alpha_0 L \cdot \operatorname{ch}j\beta_0 L + \operatorname{ch}\alpha_0 L \cdot \operatorname{sh}j\beta_0 L = j \sin\beta_0 L.$$

Аналогично

$$\operatorname{ch}_0 L = \operatorname{ch}(\alpha_0 + j\beta_0)L = \operatorname{ch}\alpha_0 L \cdot \operatorname{ch}j\beta_0 L + \operatorname{sh}\alpha_0 L \cdot \operatorname{sh}j\beta_0 L = \cos\beta_0 L.$$

Тогда уравнения (3.10)—(3.13) применительно к идеализированной трехфазной линии могут быть записаны следующим образом. При заданных данных *начала линии* параметры режима в промежуточной точке линии будут определяться как

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_x &= \dot{U}_1 \cos\lambda_x - j\dot{I}_1 Z_B \sin\lambda_x; \\ \dot{I}_x &= \dot{I}_1 \cos\lambda_x - j\frac{\dot{U}_1}{Z_B} \sin\lambda_x; \\ \dot{S}_x &= \dot{U}_x \dot{I}_x = P_x \pm jQ_x. \end{aligned} \right\} \quad (3.22)$$

Здесь значение  $\lambda_x$  отсчитывается от начала линии до точки  $x$ .

Параметры режима конца линии по данным ее начала:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_2 &= \dot{U}_1 \cos\lambda - j\dot{I}_1 Z_B \sin\lambda; \\ \dot{I}_2 &= \dot{I}_1 \cos\lambda - j\frac{\dot{U}_1}{Z_B} \sin\lambda; \\ \dot{S}_2 &= \dot{U}_2 \dot{I}_2 = P_2 \pm jQ_2. \end{aligned} \right\} \quad (3.23)$$

При заданных параметрах *конца линии* параметры режима в промежуточной точке линии будут определяться следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_x &= \dot{U}_2 \cos\lambda_x + j\dot{I}_2 Z_B \sin\lambda_x; \\ \dot{I}_x &= \dot{I}_2 \cos\lambda_x + j\frac{\dot{U}_2}{Z_B} \sin\lambda_x; \\ \dot{S}_x &= \dot{U}_x \dot{I}_x = P_x \pm jQ_x. \end{aligned} \right\} \quad (3.24)$$

Здесь значение  $\lambda_x$  отсчитывается от конца линии.

Параметры режима в начале линии по данным ее конца:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_1 &= \dot{U}_2 \cos\lambda + j\dot{I}_2 Z_B \sin\lambda; \\ \dot{I}_1 &= \dot{I}_2 \cos\lambda + j\frac{\dot{U}_2}{Z_B} \sin\lambda; \\ \dot{S}_1 &= \dot{U}_1 \dot{I}_1 = P_1 \pm jQ_1. \end{aligned} \right\} \quad (3.25)$$

Для идеализированной линии активная мощность во всех точках одинакова:

$$P_1 = P_2 = P_x. \quad (3.26)$$

Напряжения и токи в промежуточных точках линии зависят от значения передаваемой активной мощности.

### 3.4. Натуральная мощность линии

Одной из важных характеристик линии является ее *натуральная мощность*  $P_{\text{нат}}$ . Рассмотрим это понятие несколько подробнее. Выделим элементарный участок трехфазной линии длиной  $dl$ , аналогичный рассматриваемому ранее, но не имеющий активного сопротивления  $r_0$  и активной проводимости  $g_0$  (рис. 3.3, а). Потери реактивной мощности в проводах линии на этом участке при некотором токе  $I$ , протекающем по этому участку,

$$\Delta Q_L = I^2 x_0 dl.$$

Генерация реактивной мощности участка

$$Q_C = -U^2 b_0 dl.$$

В этих выражениях ток — линейный, напряжение — междуфазное. Суммарное значение реактивной мощности данного участка

$$Q_\Sigma = \Delta Q_L - Q_C. \quad (3.27)$$

Зависимости этих составляющих от тока приведены на рис. 3.3, б. При некотором значении тока  $I = I_{\text{нат}}$  сумма реактивных мощностей участка переходит через нуль и меняет знак. Это означает, что при данном значении тока на этом участке обеспечивается баланс реак-

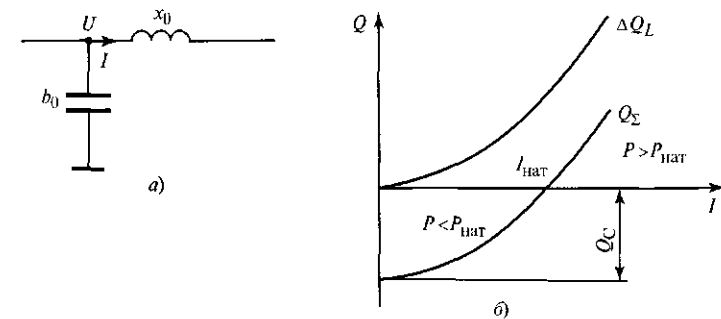


Рис. 3.3. Реактивная мощность элементарного участка идеализированной линии:

а — схема участка; б — зависимость составляющих реактивной мощности от тока

тивных мощностей, т.е. осуществляется взаимная компенсация реактивной мощности на каждом элементарном участке линии на всем ее протяжении. Такой режим называется *режимом передачи натуральной мощности*. Передаваемая активная мощность, соответствующая условию  $Q_{\Sigma} = 0$ , называется *натуральной мощностью*.

Ток, соответствующий этому режиму, может быть найден из (3.27) при  $Q_{\Sigma} = 0$ :

$$I^2 x_0 dl - U^2 b_0 dl = 0,$$

откуда

$$I = \frac{U}{\sqrt{(x_0/b_0)}} = \frac{U}{Z_B} = I_{\text{нат}}. \quad (3.28)$$

Этот ток, в данном случае линейный, называют *натуральным током*. Соответствующий ему фазный ток определяется как

$$I_{\text{нат ф}} = U / (\sqrt{3} Z_B).$$

Помножив правую и левую части уравнения (3.28) на  $U$ , получим мощность

$$S = U^2 / Z_B = P_{\text{нат}}. \quad (3.29)$$

Отметим, что поскольку  $Z_B$  в данном случае есть действительная величина, то  $I$  также действительная величина, совпадающая по фазе с напряжением  $U$ , а  $S$  — это активная мощность.

Такой режим возникает при нагрузке линии на эквивалентное сопротивление нагрузки, равное волновому ( $Z_H = Z_B$ ). При этом, как известно, в линии отсутствуют отраженные волны.

Если принять напряжение в конце линии

$$\dot{U}_2 = U_2 \angle 0^\circ,$$

то ток в конце линии определяется как

$$\dot{I}_2 = U_2 / Z_B = I_2 \angle 0^\circ,$$

а мощность в конце линии будет только активная:

$$S_2 = \dot{U}_2 \dot{I}_2 = P_2 = U_2^2 / Z_B.$$

Для этого режима из (3.24) найдем напряжение и ток в промежуточной точке:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_x &= U_2 \cos \lambda_x + j I_2 Z_B \sin \lambda_x = U_2 (\cos \lambda_x + j \sin \lambda_x); \\ \dot{I}_x &= I_2 \cos \lambda_x + j \frac{U_2}{Z_B} \sin \lambda_x = I_2 (\cos \lambda_x + j \sin \lambda_x). \end{aligned} \right\} (3.30)$$

В этих уравнениях второй сомножитель правой части одинаков. Он представляет собой уравнение окружности единичного радиуса в комплексной плоскости. Это говорит о том, что в любой точке линии фазный сдвиг тока по отношению к напряжению в этой точке также одинаков и равен нулю, т.е. по линии без потерь передается только активная мощность, равная натуральной, а реактивная мощность во всех точках линии равна нулю.

Из этих уравнений следует также, что напряжение и ток в любой точке линии по модулю равны напряжению и току в конце линии. Они лишь сдвинуты по отношению к последним на некоторый угол  $\lambda_x$ .

Отсюда следуют два важных вывода:

1) при передаче по идеализированной линии активной мощности, равной натуральной, реактивная мощность в любой ее точке, включая начало и конец, равна нулю, поэтому потребность в каких-либо компенсирующих устройствах отсутствует;

2) напряжение и ток распределены вдоль линии равномерно, отсутствуют какие-либо превышения напряжения в промежуточных точках линии, требующие мероприятий по их снижению.

Отметим, что эти выводы в полной мере справедливы только для идеализированной линии\*. При изменении значения напряжения  $U$  изменяется генерация реактивной мощности линии и, следовательно, изменяются условия баланса ее реактивных мощностей, который будет осуществляться при ином токе, т.е. при передаче иной активной мощности. Поэтому следует различать значения натуральной мощности для различных значений напряжения.

В расчетах могут быть использованы значения номинального напряжения  $U_{\text{ном}}$ , напряжения приемной системы  $U_2$ , наибольшего расчетного  $U_{\text{нб расч}}$  или наибольшего рабочего напряжения  $U_{\text{нб раб}}$ . Для всех этих значений напряжения будут различны и значения натуральной мощности, например,  $P_{\text{нат ном}} = U_{\text{ном}}^2 / Z_B$ ,  $P_{\text{нат нб}} = U_{\text{нб раб}}^2 / Z_B$  и т.д.

Передаваемая по линии активная мощность является величиной непостоянной. Она изменяется во времени в соответствии с изменением нагрузки системы в достаточно широком диапазоне, который определяется ролью данной линии в системе. В любом случае передаваемая по линии мощность будет изменяться от некоторой минимальной до наибольшей. При этом будут нарушаться условия баланса реактивных мощностей линии.

\*Для реальной линии режим будет близок к этому, но с некоторыми отличиями.

При передаваемой мощности меньше натуральной ( $P < P_{\text{нат}}$ ), т.е. при  $I < I_{\text{нат}}$ , в линии возникает избыток реактивной мощности, который будет вызывать повышение напряжения в промежуточных точках линии и стекать с ее концов в прилегающие системы (узлы). Все это может привести к ряду нежелательных последствий и вынуждает принимать меры по ограничению стоков реактивной мощности и снижению напряжения в промежуточных точках линии. В качестве таких мер применяется установка реакторов, поглощающих избыточную реактивную мощность.

При  $P > P_{\text{нат}}$ , т.е. при  $I > I_{\text{нат}}$ , в линии возникает дефицит реактивной мощности, приводящий к понижению напряжения в ее промежуточных точках и узлах, к которым она подключена и в которых может потребоваться установка дополнительных источников реактивной мощности. Поскольку диапазон изменения передаваемой мощности достаточно широк, то для обеспечения баланса реактивных мощностей необходимо применять компенсирующие устройства различных типов.

Натуральная мощность характеризует пропускную способность линии. При средних значениях волнового сопротивления натуральная мощность для линий различного класса напряжения, определенная по номинальному напряжению, имеет следующие значения:

Напряжение, кВ.....	330	500	750	1150
Натуральная мощность, МВт.....	350	860	2100	5300

Разумеется, конкретная линия в зависимости от ее длины, конструкции и других факторов может иметь пропускную способность, отличающуюся от приведенных значений. Эти значения характеризуют лишь порядок величин.

При выводе уравнений длинной линии мы не задавались длиной последней. Поэтому эти уравнения справедливы для линий любой длины. Для относительно коротких линий, длина которых меньше длины электромагнитной волны, эти уравнения могут иметь другой вид. Например, если учесть, что при малых значениях аргумента  $\sin \lambda \approx \lambda$  и  $\cos \lambda \approx 1$ , что справедливо для идеализированных линий 100—150 км, уравнения (3.25) для случая связи параметров режима по концам линии будут иметь вид:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_1 &= \dot{U}_2 + j\dot{I}_2 x_0 L; \\ \dot{I}_1 &= \dot{I}_2 + j\dot{U}_2 b_0 L. \end{aligned} \right\} \quad (3.31)$$

Таким образом, короткая линия является частным случаем длинной линии.

### 3.5. Уравнения длинной линии в относительных единицах

Выше были получены уравнения, в которых в параметры режима начала и конца линии, а также промежуточной точки входило комплексное значение тока. В то же время в практических расчетах режимов электрических систем и дальних линий электропередачи, как правило, используют значение мощности. Поэтому для удобства расчетов и придания им общности путем перехода к относительным единицам введем мощность в уравнения (3.10)—(3.13).

Предварительно условимся о положительных направлениях активной и реактивной мощностей. За положительное направление активной мощности принимается направление от начала к концу линии. За положительное направление реактивной мощности — направление, совпадающее с направлением активной мощности. Это значит, что на передающем конце положительное направление реактивной мощности — это направление от шин передающей подстанции к линии, на приемном — с линии на шины приемной подстанции. Как будет показано в дальнейшем, в некоторых режимах направления реактивных мощностей начала и конца линии могут быть противоположны направлению активной. В этом случае реактивная мощность меняет знак на отрицательный.

Далее приводятся выражения для расчета параметров режима реальной и идеализированной линий в относительных единицах.

*Расчет по данным начала реальной линии.* Полная мощность начала линии при положительном значении ее реактивной составляющей может быть выражена как

$$\dot{S}_1 = \dot{U}_1 \dot{I}_1 = P_1 \pm jQ_1,$$

откуда прямой комплексный ток

$$\dot{I}_1 = (P_1 - jQ_1) / \dot{U}_1. \quad (3.32)$$

Подставив это значение тока в уравнение напряжения (3.11), помножив и разделив второй член этого уравнения на прямое комплексное напряжение, получим промежуточное уравнение

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 \operatorname{ch} \gamma_0 L - \frac{P_1 - jQ_1}{U_1^2 / Z_B} \dot{U}_1 \operatorname{sh} \gamma_0 L.$$

Введем базисную мощность начала линии. Для реальной линии это будет комплексная величина, поскольку  $Z_B$  имеет комплексный характер:

$$\dot{S}_{1\text{баз}} = U_1^2 / Z_B. \quad (3.33)$$

Разделив второй член промежуточного уравнения на  $S_{1\text{баз}}$ , после преобразований будем иметь

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1(\text{ch } \gamma_{\underline{0}} L - \dot{P}_{*1} \text{sh } \gamma_{\underline{0}} L + j\dot{Q}_{*1} \text{sh } \gamma_{\underline{0}} L). \quad (3.34)$$

Подставив  $\dot{I}_1$  из (3.32) в уравнение тока (3.11), помножив и разделив первый член этого уравнения на произведение  $\dot{U}_1 Z_{\text{в}}$ , после преобразований получим

$$\dot{I}_2 = \frac{\dot{U}_1}{Z_{\text{в}}}(\dot{P}_{*1} \text{ch } \gamma_{\underline{0}} L - \text{sh } \gamma_{\underline{0}} L - j\dot{Q}_{*1} \text{ch } \gamma_{\underline{0}} L). \quad (3.35)$$

В уравнениях (3.34) и (3.35) относительные величины составляющих мощности начала линии равны

$$\dot{P}_{*1} = P_1 / \dot{S}_{1\text{баз}};$$

$$\dot{Q}_{*1} = Q_1 / \dot{S}_{1\text{баз}}.$$

Следует отметить, что в этих уравнениях используются комплексные величины  $\dot{S}_{1\text{баз}}$ ,  $Z_{\text{в}}$ ,  $\gamma_{\underline{0}}$ , поэтому мощности  $\dot{P}_{*1}$  и  $\dot{Q}_{*1}$  будут также комплексными.

Мощность конца линии определяется как

$$S_2 = \dot{U}_2 \dot{I}_2 = P_2 + jQ_2. \quad (3.36)$$

Положив  $\dot{U}_1 = U_1 \angle 0^\circ$ , получим

$$\dot{U}_2 = U_2 \angle -\delta.$$

При заданных параметрах режима начала линии  $P_1$ ,  $Q_1$ ,  $U_1$  и отсчете текущей координаты длины  $l_x$  также от начала линии параметры режима для некоторой промежуточной точки  $x$  определяются как

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_x &= \dot{U}_1(\text{ch } \gamma_{\underline{0}} l_x - P_{*1} \text{sh } \gamma_{\underline{0}} l_x + j\dot{Q}_{*1} \text{sh } \gamma_{\underline{0}} l_x); \\ \dot{I}_x &= \frac{\dot{U}_1}{Z_{\text{в}}}(\dot{P}_{*1} \text{ch } \gamma_{\underline{0}} l_x - \text{sh } \gamma_{\underline{0}} l_x - j\dot{Q}_{*1} \text{ch } \gamma_{\underline{0}} l_x); \\ \dot{S}_x &= \dot{U}_x \dot{I}_x = P_x \pm jQ_x. \end{aligned} \right\} \quad (3.37)$$

Расчет по данным начала идеализированной линии. Преобразования уравнений (3.22) и (3.23), аналогичные проведенным выше, приводят к следующим результатам.

Для некоторой промежуточной точки, находящейся на расстоянии  $\lambda_x$  от начала линии, можно записать:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_x &= \dot{U}_1(\cos \lambda_x - Q_{*1} \sin \lambda_x) - jP_{*1} \sin \lambda_x; \\ \dot{I}_x &= \frac{\dot{U}_1}{Z_{\text{в}}}[P_{*1} \cos \lambda_x - j(\sin \lambda_x + Q_{*1} \cos \lambda_x)]; \\ S_{*x} &= \dot{U}_x \dot{I}_x = P_{*1} \pm jQ_{*1}. \end{aligned} \right\} \quad (3.38)$$

Здесь  $P_{*1} = P_{*1} = P_{*2}$ .

Для конца линии имеем

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_2 &= \dot{U}_1(\cos \lambda - Q_{*1} \sin \lambda - jP_{*1} \sin \lambda); \\ \dot{I}_2 &= \frac{\dot{U}_1}{Z_{\text{в}}}[P_{*1} \cos \lambda - j(\sin \lambda + Q_{*1} \cos \lambda)]; \\ \dot{S}_{*2} &= \dot{U}_2 \dot{I}_2 = P_{*1} \pm jQ_{*1}. \end{aligned} \right\} \quad (3.39)$$

Отметим, что  $P_{*1} = P_{*2} = P_{*}$ , поскольку в соответствии с принятыми допущениями ( $r_0 = 0$ ,  $g_0 = 0$ ) потери активной мощности в линии отсутствуют. Для идеализированной линии базисная мощность есть действительная величина, поскольку  $Z_{\text{в}}$  также величина действительная

$$S_{1\text{баз}} = U_1^2 / Z_{\text{в}}.$$

Расчет по данным конца реальной линии. Аналогичные уравнения могут быть получены и при заданных параметрах режима конца линии  $\dot{U}_2$ ,  $\dot{I}_2$ .

Выразив ток  $\dot{I}_2$  через мощность и напряжение конца линии в (3.12) подобно тому, как это было сделано при выводе уравнений для расчета по данным начала линии, и сделав соответствующие преобразования, для некоторой точки, расположенной на расстоянии  $l_x$  от конца линии, получим:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_x &= \dot{U}_2(\text{ch } \gamma_{\underline{0}} l_x + \dot{P}_{*2} \text{sh } \gamma_{\underline{0}} l_x - j\dot{Q}_{*2} \text{sh } \gamma_{\underline{0}} l_x); \\ \dot{I}_x &= \frac{\dot{U}_2}{Z_{\text{в}}}[P_{*2} \text{ch } \gamma_{\underline{0}} l_x + j(\text{sh } \gamma_{\underline{0}} l_x - \dot{Q}_{*2} \text{ch } \gamma_{\underline{0}} l_x)]; \\ S_x &= \dot{U}_x \dot{I}_x = P_x \pm jQ_x. \end{aligned} \right\} \quad (3.40)$$



Для начала линии имеем:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_1 &= \dot{U}_2(\operatorname{ch} \gamma_0 L + \dot{P}_{*2} \operatorname{sh} \gamma_0 L - j \dot{Q}_{*2} \operatorname{sh} \gamma_0 L); \\ \dot{I}_1 &= \frac{\dot{U}_2}{Z_B}(\dot{P}_{*2} \operatorname{ch} \gamma_0 L + \operatorname{sh} \gamma_0 L - j \dot{Q}_{*2} \operatorname{ch} \gamma_0 L); \\ \dot{S}_1 &= \dot{U}_1 \dot{I}_1 = P_1 + j Q_1. \end{aligned} \right\} \quad (3.41)$$

В уравнениях (3.40) и (3.41) относительные значения мощностей  $P_{*2}$  и  $Q_{*2}$  определяются по базисным условиям конца линии:

$$\left. \begin{aligned} P_{*2} &= P_2 / S_{2\text{баз}}, \\ Q_{*2} &= Q_2 / S_{2\text{баз}}, \end{aligned} \right\} \quad (3.42)$$

где  $S_{2\text{баз}} = U_2^2 / Z_B$ .

Расчет по данным конца идеализированной линии. Для промежуточной точки, расположенной на расстоянии  $l_x$  от конца линии, уравнения (3.40) записываются как

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_x &= \dot{U}_2(\cos \lambda_x + Q_{*2} \sin \lambda_x + j P_{*2} \sin \lambda_x); \\ \dot{I}_x &= \frac{\dot{U}_2}{Z_B}[P_{*2} \cos \lambda_x + j(\sin \lambda_x - Q_{*2} \cos \lambda_x)]; \\ \dot{S}_x &= \dot{U}_x \dot{I}_x = P_x \pm j Q_x. \end{aligned} \right\} \quad (3.43)$$

Для начала линии уравнения (3.43) принимают вид:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_1 &= \dot{U}_2(\cos \lambda + Q_{*2} \sin \lambda + j P_{*2} \sin \lambda); \\ \dot{I}_1 &= \frac{\dot{U}_2}{Z_B}[P_{*2} \cos \lambda + j(\sin \lambda - Q_{*2} \cos \lambda)]; \\ \dot{S}_1 &= \dot{U}_1 \dot{I}_1 = P_1 \pm j Q_1. \end{aligned} \right\} \quad (3.44)$$

При расчетах параметров режима линии по данным конца удобно расположить вектор  $\dot{U}_2$  по действительной оси

$$\dot{U}_2 = U_2 \angle 0^\circ$$

и угловые сдвиги всех величин определять от него, тогда

$$\dot{U}_1 = U_1 \angle \delta.$$

Уравнения (3.37)—(3.44) определяют связь между параметрами линии и параметрами режима. Из них следует, что при заданных параметрах линии и заданных напряжениях по ее концам по ней можно передать требуемую активную мощность лишь при строго определенных реактивных мощностях по концам линии.

### 3.6. Векторные и круговые диаграммы идеализированной линии

#### 3.6.1. Векторные диаграммы линии длиной до 1500 км

Уравнения (3.44) позволяют построить векторную диаграмму линии в комплексных координатах, представленную на рис. 3.4. При построении диаграммы было принято  $\dot{U}_2 = U_2 \angle 0^\circ$ .

В этом случае все действительные величины расположены по действительной оси, в том числе и мощность  $Q_{*2} \sin \lambda$ , что соответствует положительному направлению реактивной мощности конца линии. Эта диаграмма справедлива при длине линии  $L \leq 1500$  км. Из рис. 3.4 следует:

$$\sin \delta = U_2 P_{*2} \sin \lambda / U_1.$$

Учитывая, что относительное значение активной мощности

$$P_{*2} = \frac{P}{S_{2\text{баз}}} = P \frac{Z_B}{U_2^2},$$

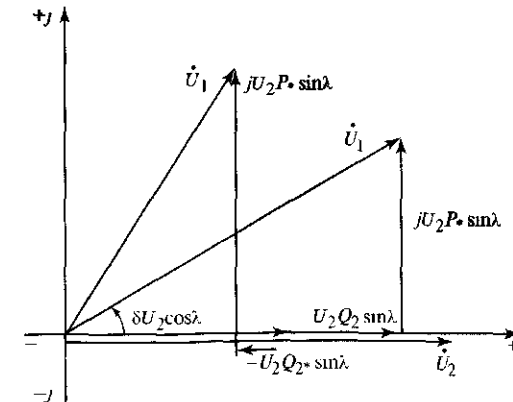


Рис. 3.4. Векторная диаграмма идеализированной линии

после преобразований получаем

$$P = \frac{U_1 U_2}{Z_B \sin \lambda} \sin \delta = P_{\max} \sin \delta, \quad (3.45)$$

где  $P_{\max}$  — максимальная мощность, которая может быть передана по линии и которая определяется ее электромагнитными свойствами.

Максимальная мощность

$$P_{\max} = U_1 U_2 / (Z_B \sin \lambda). \quad (3.46)$$

Отметим, что по линии переменного тока, для которой превалирующее значение имеет индуктивное сопротивление, активная мощность может быть передана при равных по модулю напряжениях  $U_1$  и  $U_2$ , но это может быть осуществлено только при наличии фазового сдвига на угол  $\delta$  между этими напряжениями. При этом активная мощность передается от опережающего вектора к отстающему.

Если в (3.46) принять  $U_1 = U_2 = U_{\text{ном}}$  (при этом  $S_{2 \text{ баз}} = P_{\text{нат}}$ ) и разделить правую и левую части на  $P_{\text{нат}}$ , то в результате получим

$$P_{*\max} = 1 / \sin \lambda. \quad (3.47)$$

Соответствующая зависимость приведена на рис. 3.5. Значение  $P_{*\max}$  снижается по мере увеличения длины линии, и при  $\lambda = \pi/2$ , что соответствует  $L = 1500$  км, максимальная мощность равна единице, т.е. равна натуральной. При увеличении длины линии свыше 1500 км максимальная мощность вновь возрастает, однако, как это будет показано ниже, это увеличение сопровождается рядом отрица-

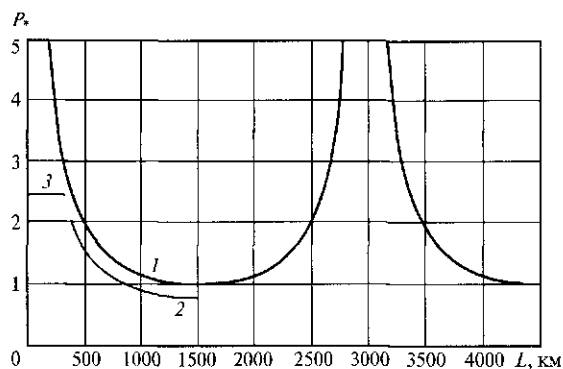


Рис. 3.5. Зависимость максимальной  $P_{*\max}$  (кривая 1) и наибольшей передаваемой мощности  $P_{*\text{нб}}$  (кривая 2) от длины линии  $L$ ; ограничение по нагреву проводов (кривая 3)

тельных явлений, затрудняющих передачу мощности в диапазоне длин 1500—3000 км.

Как уже отмечалось в гл. 1, пропускная способность линии определяется рядом ограничений по отношению к  $P_{*\max}$ , основными из которых являются ограничения по нагреву проводов и по устойчивости связываемых систем. Если учесть нормативный коэффициент запаса по статической апериодической устойчивости, равный 20 %, то зависимость наибольшей мощности  $P_{\text{нб}}$ , которую можно передать по линии с учетом этого коэффициента, пойдет несколько ниже.

Коэффициент запаса по устойчивости определяется как

$$k_3 = \frac{P_{\max} - P_{\text{нб}}}{P_{\max}}.$$

Отсюда наибольшая мощность, которую можно передать по линии по условию сохранения статической устойчивости связываемых систем

$$P_{\text{нб}} = P_{\max}(1 - k_3).$$

С учетом (3.47) получим:

$$P_{*\text{нб}} = \frac{1 - k_3}{\sin \lambda}. \quad (3.48)$$

В то же время этой наибольшей мощности соответствует угол  $\delta_{\text{нб}}$  между напряжениями по концам линии  $\dot{U}_1$  и  $\dot{U}_2$ :

$$P_{\text{нб}} = P_{\max} \sin \delta_{\text{нб}}.$$

Отсюда следует

$$\sin \delta_{\text{нб}} = 1 - k_3,$$

или

$$\delta_{\text{нб}} = \arcsin(1 - k_3) = 53,1^\circ.$$

Значение  $\delta_{\text{нб}}$  не зависит от длины линии и справедливо при  $U_1 = U_2 = \text{const}$ . Иногда угол  $\delta_{\text{нб}}$  называют *углом по линии*.

Используя полученные здесь выражения и значения  $\delta_{\text{нб}}$ , можно построить (см. рис. 3.5) зависимость  $P_{*\text{нб}}$  от длины линии, из которой следует, что натуральную мощность ( $P_{*\text{нб}} = 1$ ) можно передать лишь при длине линии 855 км, а при длине линии 1500 км  $P_{*\text{нб}} = 0,8$ , т.е. наибольшая мощность меньше натуральной. В практике возможны случаи, когда по соображениям динамической или результирующей устойчивости наибольшая передаваемая мощность ограничивается еще больше.

При уменьшении длины линии как максимальная, так и наибольшая передаваемая мощности возрастают и при очень малых длинах стремятся к бесконечности. Однако здесь вступает в силу ограничение, связанное с нагревом проводов линии и пропускной способностью коммутационной аппаратуры подстанций. Если говорить об ограничении по нагреву проводов, то оно зависит от марки проводов и температуры окружающего воздуха. Обычно оно лежит в пределах  $2,3-3,0P_{\text{нат}}$ .

Для коротких линий, когда можно принять  $\sin \lambda \approx \lambda$ , с учетом (3.46) будем иметь хорошо известную формулу.

$$P = \frac{U_1 U_2}{x_0 L} \sin \delta = P_{\text{max}} \sin \delta \quad (3.49)$$

Ранее говорилось, что реактивная мощность линии СВН является одним из важных показателей ее режима.

Векторная диаграмма (см. рис. 3.4) позволяет найти зависимость реактивной мощности  $Q_2$  от угла  $\delta$ . Из диаграммы следует, что

$$\cos \delta = \frac{U_2 \cos \lambda + U_{*2} Q_{*2} \sin \lambda}{U_1}$$

Определив отсюда значение  $Q_{*2}$  и учитывая, что

$$Q_{*2} = Q_2 Z_B / U_2^2,$$

в результате получаем выражение для  $Q_2$  как функции угла  $\delta$ :

$$Q_2 = \frac{U_1 U_2}{Z_B \sin \lambda} \cos \delta - \frac{U_2^2}{Z_B} \operatorname{ctg} \lambda. \quad (3.50)$$

Построив векторную диаграмму по данным начала линии (3.39), можно получить аналогичное выражение для  $Q_1$ , которое может быть использовано при расчете параметров режима по данным начала линии:

$$Q_1 = \frac{U_1^2}{Z_B} \operatorname{ctg} \lambda - \frac{U_1 U_2}{Z_B \sin \lambda} \cos \delta \quad (3.51)$$

Отметим, что  $Q_1$  и  $Q_2$  — реактивные мощности, которые генерируются или потребляются непосредственно самой линией.

На рис. 3.6 приведены зависимости  $Q_{*1} = f(\delta)$  и  $Q_{*2} = f(\delta)$  для линии длиной менее 1500 км. В них можно выделить две характерные точки. Одна из них — точка перехода этих величин через нуль, что соответствует передаче натуральной мощности; при этом  $\delta = \lambda$  (см. ниже), что позволяет определить длину линии. Другая — это

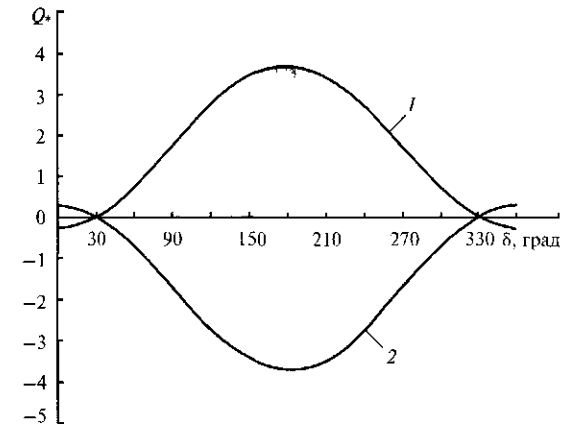


Рис. 3.6. Зависимость реактивной мощности начала линии  $Q_{*1}$  (кривая 1) и конца линии  $Q_{*2}$  (кривая 2) от угла  $\delta$

точка, где электрический угол  $\delta = 180^\circ$ , что соответствует противофазе напряжений  $U_1$  и  $U_2$ . При этом ток достигает максимально возможного для этой линии значения. Однако в нормальных условиях такого режима быть не может. Он возможен лишь при асинхронном ходе связываемых систем

При нулевой длине линии, как это следует из (3.50), значения  $Q_1 = Q_2 = 0$ , что соответствует физическим представлениям.

При  $L = 1500$  км ( $\lambda = \pi/2$ ) реактивные мощности равны:

$$\left. \begin{aligned} Q_1 &= -\frac{U_1 U_2}{Z_B} \cos \delta; \\ Q_2 &= \frac{U_1 U_2}{Z_B} \cos \delta. \end{aligned} \right\} \quad (3.52)$$

Вторая составляющая (3.50) здесь отсутствует, так как  $\operatorname{ctg} \lambda = 0$ .

При длине линии свыше 1500 км котангенс в (3.50) меняет знак и значения  $Q_1$  и  $Q_2$  являются уже не разностью двух составляющих, а их суммой, поскольку при  $L > 1500$  км  $\delta < 90^\circ$  (см. ниже). Это означает увеличение стоков реактивной мощности с линии по сравнению со случаем, когда  $L < 1500$  км.

Векторная диаграмма линии длиной менее 1500 км (см. рис. 3.4) позволяет найти взаимосвязь между углом  $\delta$  и волновой длиной линии. Взяв отношение двух катетов, будем иметь

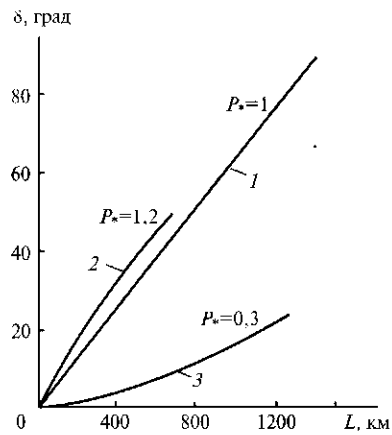


Рис. 3.7. Зависимость угла  $\delta$  от длины линии при  $P_* = P_{*нат}$  (кривая 1),  $P_* > P_{*нат}$  (кривая 2),  $P_* < P_{*нат}$  (кривая 3)

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{P_* \sin \lambda}{\cos \lambda + Q_{*2} \sin \lambda}, \quad (3.53)$$

откуда следует, что угол сдвига между напряжениями по концам линии зависит не только от передаваемой активной мощности, но и от реактивной. В случае, если  $P_* = 1$ , то  $Q_{*2} = 0$  и при этом  $\operatorname{tg} \delta = \operatorname{tg} \lambda$ , или  $\delta = \lambda$ .

Таким образом, при передаче натуральной мощности по идеализированной линии угол  $\delta$  всегда равен волновой длине линии. Это может служить контрольной точкой при проверке результатов расчета режима наибольших нагрузок, когда передаваемая мощность близка к натуральной. Учет активных сопротивлений проводов при расчете режима реальной линии относительно слабо скажется на значении  $\delta$ , увеличив его на несколько градусов.

В режимах, значительно отличающихся от режима передачи натуральной мощности, например в режимах малых нагрузок, проявляется влияние реактивной мощности. Зависимость угла  $\delta$  от длины линии при различных значениях  $P_*$  приведена на рис. 3.7.

### 3.6.2. Круговые диаграммы идеализированной линии

Для пояснения соотношения основных параметров режимов линии могут быть использованы круговые диаграммы. Для расчета режимов электропередач эти диаграммы обычно не используются вследствие малой точности графических методов решения, однако они удобны для пояснения физической сущности процессов, происходящих в линии при изменении передаваемой мощности и длины линии. Кроме того, уравнения круговых диаграмм позволяют получить некоторые расчетные выражения, которые могут быть использованы в практике.

Круговыми диаграммами называются зависимости активной и реактивной мощности начала и конца линии от угла  $\delta$ , построенные в прямоугольных комплексных координатах  $P, Q$ . Воспользуемся уравнениями (3.25). Найдя из первого уравнения ток  $\dot{I}_2$  и подставив его во второе, после преобразований получим прямой комплексный ток

$$\dot{I}_1 = -j \frac{\dot{U}_1}{Z_B} \operatorname{ctg} \lambda + j \frac{\dot{U}_2}{Z_B \sin \lambda}. \quad (3.54)$$

Сопряженный комплексный ток

$$\hat{I}_1 = j \frac{\hat{U}_1}{Z_B} \operatorname{ctg} \lambda - j \frac{\hat{U}_2}{Z_B \sin \lambda}. \quad (3.55)$$

Полная мощность начала линии

$$\dot{S}_1 = \dot{U}_1 \hat{I}_1$$

или

$$\dot{S}_1 = j \frac{U_1^2}{Z_B} \operatorname{ctg} \lambda - j \frac{U_1 \hat{U}_2}{Z_B \sin \lambda}. \quad (3.56)$$

Положив  $\hat{U}_2 = U_2 \angle 0^\circ$ , будем иметь  $\hat{U}_2 = U_2 \angle 0^\circ$ ,  $\hat{U}_1 = U_1 \angle \delta$ . В этом случае уравнение круговой диаграммы начала линии имеет вид

$$\dot{S}_1 = j \frac{U_1^2}{Z_B} \operatorname{ctg} \lambda - j \frac{U_1 U_2}{Z_B \sin \lambda} \angle \delta. \quad (3.57)$$

Как можно видеть из (3.57), вектор полной мощности  $\dot{S}_1$  есть разность двух векторов:

$$\dot{S}_1 = j \gamma_n - \rho \angle \delta.$$

Эта диаграмма представлена на рис. 3.8, а.

Конец вектора  $\gamma_n$  определяет собой центр окружности, который для идеализированной линии расположен на мнимой оси. Координата этого центра определяется первым членом (3.57). Значение модуля второго вектора определяется напряжениями по концам линии и ее длиной. Этот вектор является радиусом окружности, его начало расположено в центре окружности, а его положение определяется углом  $\delta$ . Таким образом, он является радиусом-вектором  $\rho$ . При  $\delta = 0$  он расположен вдоль мнимой оси и его конец направлен вниз. При увеличении электрического угла в пределах  $0-360^\circ$  этот конец описывает окружность, причем, поскольку вектор  $\hat{U}_1$  — прямое комплексное напряжение, вращение радиуса происходит в положительном направлении, т.е. против часовой стрелки.

Проекция конца радиуса-вектора на оси действительных и мнимых величин определяют значения активной и реактивной мощности начала линии. Максимальная мощность, которую можно передать по линии (без учета коэффициента запаса по устойчивости),

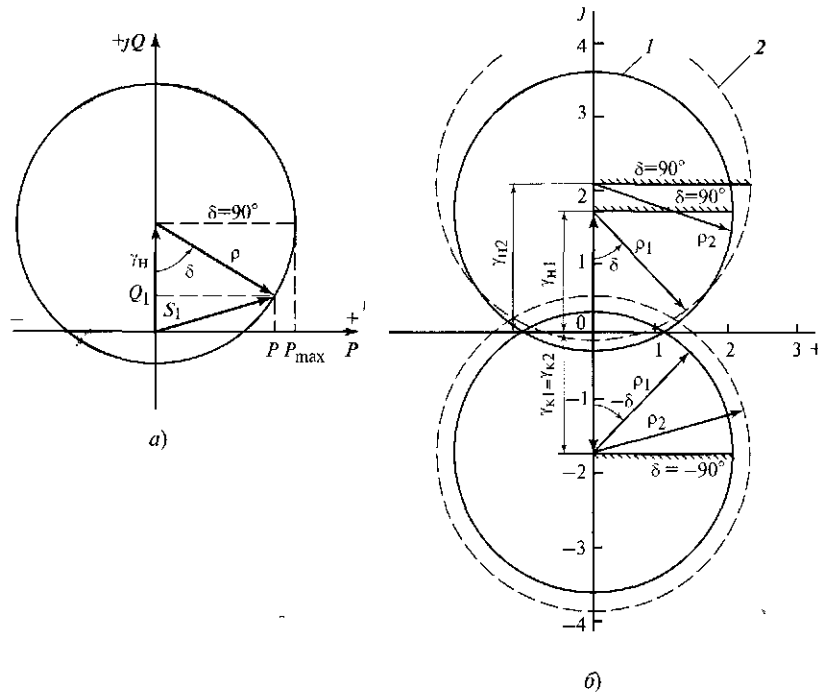


Рис. 3.8. Круговые диаграммы некомпенсированной линии:

*a* — диаграмма начала линии, *b* — совмещенные диаграммы начала и конца линии при разных значениях перепада напряжений 1 —  $k = 1,0$ , 2 —  $k = 1,1$

соответствует  $\delta = 90^\circ$ , и поэтому численное значение радиуса-вектора определяет  $P_{\max}$ .

Отметим, что каждому значению активной мощности на круговой диаграмме соответствуют два значения реактивной, однако рабочей является точка, лежащая в диапазоне изменения электрических углов  $0 \leq \delta \leq 90^\circ$

Воспользовавшись уравнениями (3.23) и проведя аналогичные преобразования, получим уравнение круговой диаграммы конца линии:

$$\dot{S}_2 = -j \frac{U_2^2}{Z_B} \operatorname{ctg} \lambda + j \frac{\hat{U}_1 \hat{U}_2}{Z_B \sin \lambda} \quad (3.58)$$

При  $\hat{U}_2 = U_2 \angle 0^\circ$  и  $\hat{U}_1 = U_1 \angle -\delta$  окончательно имеем

$$S_2 = -j \frac{U_2^2}{Z_B} \operatorname{ctg} \lambda + j \frac{U_1 U_2}{Z_B \sin \lambda} \angle -\delta \quad (3.59)$$

или

$$\dot{S}_2 = -j \gamma_k + \rho \angle -\delta.$$

Круговые диаграммы линии могут быть записаны в относительных единицах. Для этого введем величину *перепада напряжений*

$$\dot{k} = \hat{U}_1 / \hat{U}_2 = k \angle -\delta. \quad (3.60)$$

В общем виде  $\dot{k}$  — это вектор, однако для практических расчетов обычно его рассматривают как отношение модулей напряжений  $U_1$  и  $U_2$ , и сам он является модулем:

$$k = U_1 / U_2.$$

Учитывая, что  $U_1 = k U_2$  и  $U_2^2 / Z_B = P_{\text{баз}} = P_{\text{нат}}$ , получаем:

$$\left. \begin{aligned} S_{*1} &= j k^2 \operatorname{ctg} \lambda - j \frac{k}{\sin \lambda} \angle \delta; \\ S_{*2} &= -j \operatorname{ctg} \lambda + j \frac{k}{\sin \lambda} \angle -\delta. \end{aligned} \right\} \quad (3.61)$$

Совмещенные круговые диаграммы начала и конца некомпенсированной линии 500 кВ длиной 500 км при разных значениях перепада напряжений  $k$  приведены на рис. 3.8, б. На этом рисунке круговые диаграммы даны в относительных единицах, индексом 1 обозначены величины, соответствующие  $k = 1,0$ , индексом 2 —  $k = 1,1$ .

Отметим следующие отличия круговых диаграмм конца линии от диаграмм ее начала:

центры круговых диаграмм конца линии  $\gamma_{k1}$  и  $\gamma_{k2}$  смещены в отрицательную область мнимой оси координат, и численное значение их координат определяется длиной линии;

отсчет угла  $\delta$  для круговой диаграммы конца линии ведется в отрицательном направлении, т. е. по часовой стрелке;

при равных напряжениях по концам линии ( $k = 1$ ) центры окружностей начала и конца линии удалены на равные расстояния от начала координат ( $\gamma_{n1} = -\gamma_{k1}$ ), значения радиусов-векторов равны ( $\rho_1 = \rho_2$ );

при наличии перепада напряжений на линии ( $k > 1$ ) центр круговой диаграммы начала линии  $\gamma_{n2}$  смещается вверх по оси ординат, в то время как положение центра окружности конца линии  $\gamma_{k2}$  не меняется (при условии, что напряжение  $U_2 = \text{const}$ ) Одновре-

менно изменяется значение радиусов-векторов начала и конца линии, но они остаются равными.

Отсюда может быть сделан вывод, что изменение перепада напряжений влияет на положение центра круговой диаграммы только начала линии и не влияет на положение центра диаграммы конца линии. Кроме того, изменение перепада напряжений влияет и на значение радиуса-вектора круговых диаграмм начала и конца линии и, следовательно, на ее пропускную способность.

Следует отметить, что обе диаграммы при  $k = 1$  пересекаются с осью абсцисс в одной точке при  $P_* = 1$ ; при этом  $Q_{*1} = Q_{*2} = 0$ , что соответствует передаче натуральной мощности.

Рассмотрим изменение круговых диаграмм при увеличении длины линии от нуля до 3000 км. Параметры обеих круговых диаграмм — значения радиусов-векторов и положение их центров — зависят от длины линии. При ее нулевой длине ( $\lambda = 0$ ;  $\operatorname{ctg}\lambda = \infty$ ;  $\sin\lambda = 0$ ) положение центров смещается в бесконечность, соответственно значение радиусов-векторов также равно бесконечности. Поэтому обе диаграммы вырождаются в прямые, которые совпадают с осью абсцисс (рис. 3.9, а).

По мере увеличения длины линии центры круговых диаграмм смещаются в направлении центра координат, а значение радиусов-векторов уменьшается, что свидетельствует о снижении пропускной способности линии (рис. 3.9, б).

При длине линии  $L = 1500$  км (четвертьволновая линия,  $\lambda = \pi/2$ ) центры обеих диаграмм совпадают с началом координат, значение радиусов-векторов определяется значением перепада напряжений  $k$ . При  $k = 1$  и  $\delta = 90^\circ$  обе диаграммы пересекают ось абсцисс при  $P_* = 1$ , что подтверждает сделанный ранее вывод о том, что при данной длине  $P_{\max} = P_{\text{нат}}$  (рис. 3.9, в).

При дальнейшем увеличении длины линии  $1500 < L < 3000$  км центры круговых диаграмм продолжают смещаться в том же направлении, так как в этом диапазоне длин  $\operatorname{ctg}\lambda < 0$ . При этом диаграммы начала и конца линии меняются местами: центр диаграммы начала линии переходит в отрицательную полуплоскость, центр диаграммы конца — в положительную. Важно отметить, что положение рабочих зон каждой из диаграмм на окружности не меняется, поскольку в указанном диапазоне длин  $\sin\lambda > 0$ , и знак второго члена уравнений круговых диаграмм (3.57), (3.59) тоже не меняется. Это приводит к тому, что режим линии резко меняется по сравнению с режимом линий, длина которых меньше 1500 км.

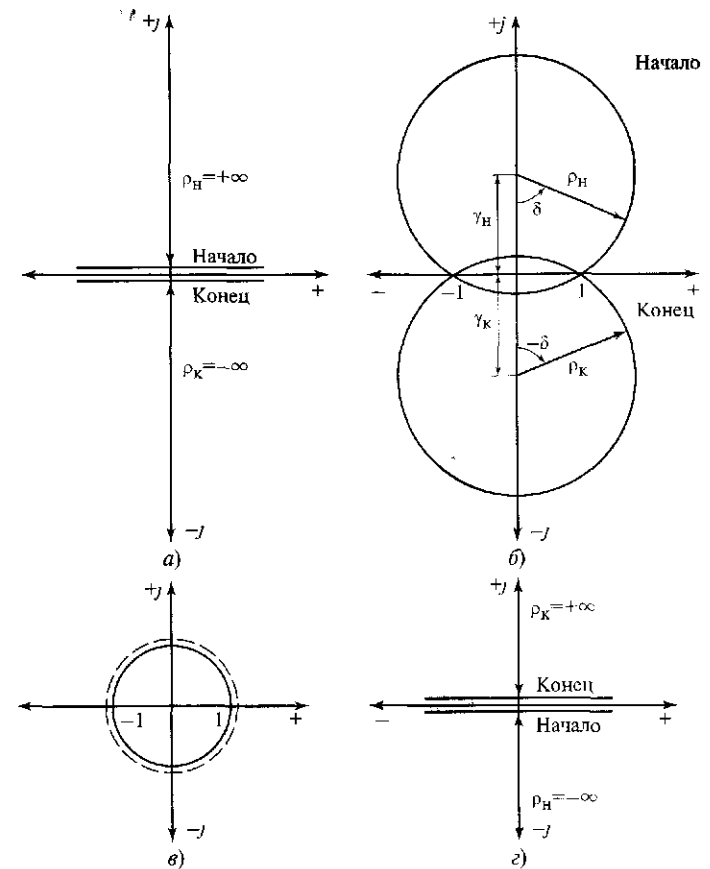


Рис. 3.9. Круговые диаграммы линии при изменении ее длины от нуля до 3000 км: а —  $L = 0$ ; б —  $L < 1500$ ; в —  $L = 1500$ ; г —  $L = 3000$  км

Когда длина линии достигает 3000 км, центры обеих диаграмм смещаются в бесконечность (начало линии — в минус бесконечность, конец линии — в плюс бесконечность). Радиусы-векторы обеих окружностей также равны бесконечности, а сами окружности вырождаются в прямые, которые совпадают с осью абсцисс (рис. 3.9, г). Это говорит о том, что пропускная способность линии длиной 3000 км равна пропускной способности линии нулевой длины, т.е. теоретически также равна бесконечности.

Более подробно режимы линий длиной свыше 1500 км рассматриваются ниже.

### 3.7. Реактивные мощности по концам линии. Распределение параметров режима вдоль протяженной линии СВН

#### 3.7.1. Реактивные мощности идеализированной линии

Расчетное выражение для определения значения реактивной мощности конца линии в зависимости от других параметров режима может быть получено из (3.44). Перенеся в левую часть первого уравнения напряжение  $\dot{U}_2$ , получим

$$\frac{\dot{U}_1}{\dot{U}_2} = k = \cos \lambda + Q_{*2} \sin \lambda + jP_* \sin \lambda.$$

Возведя в квадрат левую и правую части этого уравнения, будем иметь

$$k^2 = (\cos \lambda + Q_{*2} \sin \lambda)^2 + (P_* \sin \lambda)^2,$$

откуда может быть получено значение  $Q_{*2}$ . Выражение для определения реактивной мощности начала линии может быть получено из первого уравнения (3.39). После проведения некоторых преобразований в результате будем иметь

$$\left. \begin{aligned} Q_{*1} &= \operatorname{ctg} \lambda - \sqrt{\frac{1}{(k - \sin \lambda)^2} - P_*^2}; \\ Q_{*2} &= -\operatorname{ctg} \lambda + \sqrt{\left(\frac{k}{\sin \lambda}\right)^2 - P_*^2}. \end{aligned} \right\} \quad (3.62)$$

Выше говорилось, что в соответствии с круговой диаграммой каждому значению мощности  $P$  соответствуют два значения мощности  $Q$ , что выражается в двух знаках перед корнем ( $\pm$ ). В уравнениях (3.62) различные знаки перед корнем соответствуют условию  $\delta < 90^\circ$ . Оба уравнения выражены в относительных единицах. Важно отметить, что базисные условия для них различны. В первом уравнении базисная мощность определяется по напряжению  $U_1$ , во втором — по напряжению  $U_2$ . В практических расчетах удобнее применять единую базисную мощность. Обычно для этого используется мощность, определенная по напряжению конца линии  $U_2$ . Для получения расчетного выражения  $Q_{*1}$ , определенного через базисную мощность конца линии, можно воспользоваться уравнениями (3.23) и (3.56).

Ток в конце линии  $\dot{I}_2$  может быть определен как

$$\dot{I}_2 = \dot{U}_2 / Z_{\text{н}},$$

где  $Z_{\text{н}}$  — сопротивление эквивалентной нагрузки, включенной в конце линии.

Подставив это значение тока в первое уравнение (3.25):

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 \cos \lambda + j \frac{\dot{U}_2}{Z_{\text{н}}} Z_{\text{в}} \sin \lambda.$$

Представим отношение  $Z_{\text{в}} / Z_{\text{н}}$  как

$$\frac{Z_{\text{в}} \hat{Z}_{\text{н}}}{Z_{\text{н}} \hat{Z}_{\text{н}}} = \frac{Z_{\text{в}}(r_{\text{н}} - jx_{\text{н}})}{Z_{\text{н}}^2}$$

и, подставив его в уравнение для  $\dot{U}_1$ , получим

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 \cos \lambda + j \frac{\dot{U}_2}{Z_{\text{н}}^2} (r_{\text{н}} - jx_{\text{н}}) Z_{\text{в}} \sin \lambda.$$

Подставив это выражение вместо  $\dot{U}_1$  в уравнение круговой диаграммы (3.56), после преобразований получим:

$$S_1 = \frac{U_2^2}{Z_{\text{н}}^2} r_{\text{н}} + j \left( \frac{U_1^2 - U_2^2}{Z_{\text{в}}} \operatorname{ctg} \lambda - \frac{U_2^2}{Z_{\text{н}}^2} x_{\text{н}} \right). \quad (3.63)$$

В этом уравнении действительная часть есть активная мощность конца линии, равная мощности нагрузки, а поскольку рассматривается идеализированная линия, она равна мощности начала линии, т.е.  $P_2 = P_1$ . Мнимая часть уравнения есть реактивная мощность начала линии  $Q_1$ . Она имеет две составляющие, причем вторая составляющая есть реактивная мощность нагрузки, т.е. реактивная мощность конца линии  $Q_2$ .

Отсюда реактивная мощность начала линии может быть записана как

$$Q_1 = \frac{U_1^2 - U_2^2}{Z_{\text{в}}} \operatorname{ctg} \lambda - Q_2$$

или

$$Q_1 = \frac{U_2^2}{Z_{\text{в}}} (k^2 - 1) \operatorname{ctg} \lambda - Q_2. \quad (3.64)$$

В относительных единицах это выражение имеет вид

$$Q_{*1} = (k^2 - 1) \operatorname{ctg} \lambda - Q_{*2}. \quad (3.65)$$

Подставив сюда значение  $Q_{*2}$  из (3.62), окончательно получим

$$Q_{*1} = k^2 \operatorname{ctg} \lambda - \sqrt{\left(\frac{k}{\sin \lambda}\right)^2 - P_*^2}. \quad (3.66)$$

Здесь знак «минус» перед корнем отвечает условию  $\delta < 90^\circ$ .

Первая составляющая правой части уравнений (3.64) и (3.65) не является реактивной мощностью, которая определяется внутренними процессами в самой линии. Это так называемый *сквозной переток реактивной мощности*, который возникает лишь при  $k \neq 1$ , т.е. при наличии перепада напряжений по концам линии. Он создается двумя факторами. Первый и основной из них — это генерация реактивной мощности внешними по отношению к линии источниками: генераторами, синхронными компенсаторами и др. В результате этого повышается напряжение в узле, к которому подключено начало линии, за счет чего и возникает этот переток, например, от генераторов удаленной электростанции в приемную систему. При этом возникают дополнительные потери активной мощности в линии. Вопрос о целесообразности такого перетока следует рассматривать отдельно с учетом технико-экономических показателей.

Вторым, менее существенным, фактором является повышенная генерация реактивной мощности емкостью линии на участках, прилегающих к узлу с более высоким напряжением.

Качественная картина влияния перепада напряжений на распределение реактивной мощности по идеализированной линии приведена на рис. 3.10. При  $k > 1$  из-за сквозного перетока эпюра реактивной мощности смещается вверх от положения, имеющего место при  $k = 1$ . В результате при  $P > P_{\text{нат}}$  увеличивается значение  $Q_1$  и уменьшается значение  $Q_2$ , при  $P < P_{\text{нат}}$  снижается значение  $Q_1$  и увеличивается значение  $Q_2$ . При  $k < 1$  направление сквозного перетока меняется на противоположное, соответственно меняется и его знак. Эпюра реактивной мощности смещается вниз от положения при  $k = 1$  с соответствующим изменением значений  $Q_1$  и  $Q_2$ .

Как следует из приведенных выше уравнений, сквозной переток является функцией длины линии. При относительно коротких линиях, когда значение  $\operatorname{ctg} \lambda$  достаточно велико, возникновение даже незначительного перепада напряжений может привести к большим сквозным перетокам реактивной мощности. Так, например, для линий 100 и 300 км при  $k = 1,05$  значения сквозных перетоков реактивной мощности  $Q_{*\text{скв}}$  составляют 0,975 и 0,315 соответственно.

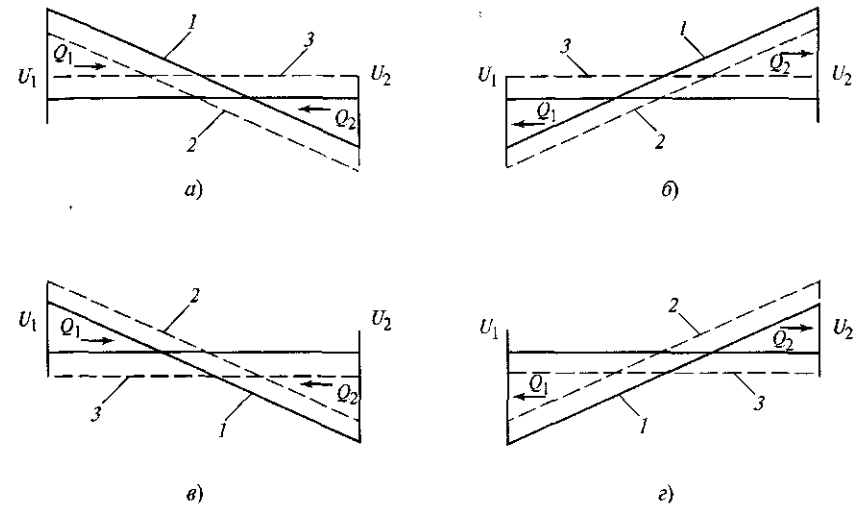


Рис. 3.10. Влияние перепада напряжений на распределение реактивной мощности по идеализированной линии:

а —  $P > P_{\text{нат}}$ ,  $k > 1$ ; б —  $P < P_{\text{нат}}$ ,  $k > 1$ ; в —  $P > 1$ ,  $k < 1$ ; г —  $P < P_{\text{нат}}$ ,  $k < 1$ ;  
1 — эпюра  $Q$  при  $k > 1$ ; 2 — эпюра  $Q$  при  $k = 1$ ; 3 — сквозной переток  $Q$

В первом случае сквозной переток практически равен натуральной мощности линии, что приводит к резкому возрастанию потерь активной мощности в ней и возможному нарушению баланса реактивных мощностей в ее приемном узле. На более длинной линии эти последствия будут также проявляться, но в меньшей степени. Все это требует принятия соответствующих мер по нормализации режима путем выбора оптимального значения перепада напряжений.

Уравнения (3.66) и (3.62) могут быть преобразованы следующим образом. Первый член правой части перенесем в левую часть, возведем обе части уравнений в квадрат и после преобразований получим:

$$\left. \begin{aligned} (Q_{*1} - k^2 \operatorname{ctg} \lambda)^2 + P_*^2 &= \frac{k^2}{\sin^2 \lambda}; \\ (Q_{*2} + \operatorname{ctg} \lambda)^2 + P_*^2 &= \frac{k^2}{\sin^2 \lambda}. \end{aligned} \right\} \quad (3.67)$$

Уравнения (3.67) также являются уравнениями круговых диаграмм идеализированной линии, записанными в несколько иной форме, чем уравнения, полученные выше. Это можно показать следующим образом.



Каноническое уравнение окружности, расположенной в первом квадранте в осях  $x, y$  имеет вид

$$(x - x_0)^2 + (y - y_0)^2 = R^2, \quad (3.68)$$

где  $x_0$  и  $y_0$  — координаты центра;  $R$  — радиус окружности.

Сопоставив уравнения (3.67) и (3.68), можно видеть, что в (3.67) смещения центра по оси абсцисс нет. Центр смещен только по оси ординат, причем отрицательный знак соответствует смещению по положительной полуоси ординат, положительный — по отрицательной. Иными словами, центр окружности начала линии смещен вверх, конца линии — вниз от центра координат, что было показано ранее.

### 3.7.2. Реактивные мощности реальной линии

Выше были получены уравнения для определения реактивных мощностей  $Q_{*1}$  и  $Q_{*2}$  по концам идеализированной линии. Они позволяют дать лишь приближенные значения этих мощностей.

В то же время в реальных линиях активные сопротивления проводов, несмотря на их относительную малость, будут оказывать заметное влияние на параметры режима линии, в особенности на значение реактивных мощностей последней. Для оценки этого влияния необходимо получить уравнения реактивных мощностей концов линии, в которых учтено активное сопротивление проводов.

Выше была получена система уравнений (3.11), из которой возьмем первое уравнение

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 \operatorname{ch} \gamma_0 L - \dot{I}_1 Z_B \operatorname{sh} \gamma_0 L.$$

В этом уравнении произведение  $Z_B \operatorname{sh} \gamma_0 L$  есть сопротивление продольной ветви  $\Pi$ -схемы замещения линии\*, которое может быть представлено как

$$Z_{\Pi} = Z_B \frac{r_0}{2x_0} (\lambda \cos \lambda + \sin \lambda) + j Z_B \sin \lambda.$$

Комплексное значение тока  $\dot{I}_1$  определяется как

$$\dot{I}_1 = (P_1 - jQ_1) / \dot{U}_1.$$

Подставляя значения  $Z_{\Pi}$  и  $\dot{I}_1$  в уравнение  $\dot{U}_2$  и пренебрегая величинами второго порядка, после преобразований получаем уравнение реактивной мощности начала реальной линии:

$$Q_{*1} = \operatorname{ctg} \lambda - \sqrt{\frac{1}{(k \sin \lambda)^2} - P_{*1}^2 + P_{*1} \frac{r_0}{x_0} \left( \frac{\lambda}{\sin^2 \lambda} + \operatorname{ctg} \lambda \right)}. \quad (3.69)$$

Здесь мощности  $P_{*1}$  и  $Q_{*1}$  даны в относительных единицах; за базисную принята мощность  $S_{\text{баз}} = U_1^2 / Z_B$ .

Подставив значение  $Q_{*1}$  из (3.69) в (3.37), можно получить комплексные значения режимных параметров для промежуточных точек линии и найти распределение этих параметров для реальной линии по данным ее начала.

Аналогичные преобразования могут быть проведены применительно к первому уравнению (3.13):

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 \operatorname{ch} \gamma_0 L + \dot{I}_2 Z_B \operatorname{sh} \gamma_0 L,$$

где

$$\dot{I}_2 = (P_2 - jQ_2) / \dot{U}_2.$$

Подставив в уравнение для  $\dot{U}_1$  значения  $Z_{\Pi}$  и  $\dot{I}_2$  и проведя преобразования, получим уравнение реактивной мощности конца реальной линии:

$$Q_{*2} = -\operatorname{ctg} \lambda + \sqrt{\frac{k^2}{\sin^2 \lambda} - P_{*2}^2 - P_{*2} \frac{r_0}{x_0} \left( \frac{\lambda}{\sin^2 \lambda} + \operatorname{ctg} \lambda \right)}. \quad (3.70)$$

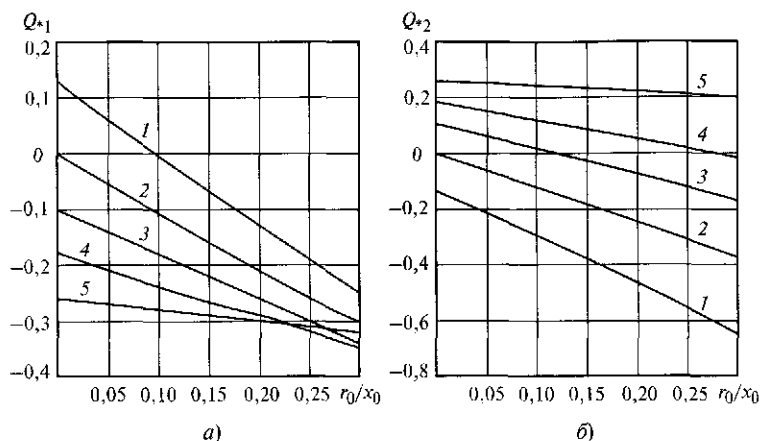
Здесь в качестве базисной величины принимается  $S_{\text{баз}} = U_2^2 / Z_B$ .

Найдя значение  $Q_{*2}$  для реальной линии и подставив его в (3.40), можно найти распределение режимных параметров по этой линии.

Уравнения (3.69, 3.70), невзирая на ряд допущений, принятых при их выводе, дают достаточную для инженерных расчетов точность. Погрешность не превышает 1—2% по сравнению с другими методами расчета, апробированными в практике.

Зависимости реактивных мощностей  $Q_{*1}$  и  $Q_{*2}$  от отношения  $r_0/x_0$  для реальной линии 500 кВ длиной 500 км без учета короны приведены на рис. 3.11, а, б. Диапазон изменения аргумента охватывает все его возможные значения от нуля (для идеализированной линии) до значений, характерных для линий напряжением от 220 кВ и выше при использующихся на этих линиях марках проводов. Так, например, для линии 330 кВ при проводах 2×АС-240 значение аргумента равно 0,18. Это же значение характерно для линии 220 кВ с проводами АС-400. Таким образом, приведенное значение отношения  $r_0/x_0$  является границей между линиями с одиночными проводами и линиями с расщеп-

\* Более подробно о схемах замещения см. в гл. 4.



**Рис. 3.11.** Зависимости реактивной мощности начала линии  $Q_{*1}$  (а) и конца линии  $Q_{*2}$  (б) от соотношения  $r_0/x_0$  при  $L = 500$  км,  $U_1 = U_2 = 500$  кВ,  $x_0 = 0,308$  Ом/км,  $b_0 = 3,62 \cdot 10^{-6}$  См/км:  
 1 —  $1,2P_{\text{нат}}$ ; 2 —  $P_{\text{нат}}$ ; 3 —  $0,8P_{\text{нат}}$ ; 4 —  $0,6P_{\text{нат}}$ ; 5 —  $0,2P_{\text{нат}}$

ленной фазой. Меньшие значения соответствуют линиям с расщепленной фазой, большие — линиям с одиночными проводами.

Приведенные на рис. 3.11 зависимости свидетельствуют о том, что активное сопротивление проводов оказывает заметное влияние на значения реактивных мощностей по концам линии. При этом степень этого влияния зависит от передаваемой мощности: большее влияние проявляется в режимах больших нагрузок, меньшее — в режимах малых нагрузок, что характеризуется наклоном приведенных зависимостей.

Объяснить этот эффект можно только с учетом волновой природы передачи электроэнергии по линии. Однако такого объяснения в имеющейся литературе нет. Поэтому приближенное объяснение может быть дано с использованием схемы замещения элементарного участка линии (см. рис. 3.2).

Продольная ветвь схемы замещения элементарного участка линии состоит из последовательно включенных сопротивлений: активного  $r_0$  и реактивного  $x_0$ . При протекании активной мощности слева направо на активном сопротивлении происходит потеря напряжения, и напряжение в точке 3 снижается. В результате на индуктивном сопротивлении возникает перепад напряжений и напряжение в точке 3 оказывается больше, чем в точке 2. Возникает «сквозной переток» реактивной мощности аналогично тому, как это происходит в идеа-

лизированной линии при наличии перепада напряжений ( $k < 1$ ). «Сквозной переток» реактивной мощности направлен навстречу потоку активной мощности, т.е. всегда имеет отрицательное значение. Это объяснение подтверждается эпюрами распределения напряжения, тока и реактивной мощности по реальной линии.

### 3.7.3. Распределение напряжения, тока и реактивной мощности вдоль протяженной линии СВН

Полученные выше уравнения позволяют проанализировать изменения напряжения, тока и реактивной мощности вдоль протяженной некомпенсированной линии как идеализированной, так и реальной.

Для построения эпюр распределения режимных параметров следует определить условия задания исходных данных (начало или конец линии). Далее при известных параметрах линии нужно задать значениями трех режимных величин: напряжениями начала  $U_1$  и конца линии  $U_2$  и передаваемой активной мощности  $P_1$ . Это позволит найти реактивную мощность того конца линии, от которого ведется построение эпюр. Затем, используя системы уравнений (3.37) и (3.38) (при задании исходных данных в начале линии) или (3.40) и (3.43) (при задании данных конца) и разбив линию на ряд участков, можно найти режимные параметры для каждой точки\*.

Ниже в качестве примера приводятся эпюры распределения режимных параметров для идеализированной и реальной линий 500 кВ длиной 500 км с проводами  $3 \times \text{АС-400/51}$  ( $r_0 = 0,021$  Ом/км при  $t = -10$  °С,  $x_0 = 0,308$  Ом/км,  $b_0 = 3,62 \cdot 10^{-6}$  См/км). Расчет проводился по данным начала линии для наиболее характерных режимов:  $P_1 < P_{\text{нат}}$ ,  $P_1 = P_{\text{нат}}$ ,  $P_1 > P_{\text{нат}}$ .

*Режим малых нагрузок* ( $P_1 = 0,4P_{\text{нат}}$ ). Рассмотрим характеристики режима малых нагрузок линии при отсутствии перепада напряжений по ее концам ( $k = 1$ ).

Характерной особенностью этого режима является избыток реактивной мощности в линии. В результате повышается напряжение в промежуточных точках линии, достигающее максимального значения в ее середине. При этом эпюры напряжений идеализированной  $U_n$  и реальной  $U_p$  линий практически совпадают (рис. 3.12, а). Максимум напряжения находится в середине линии.

Максимальное значение напряжения в рассматриваемом примере не превосходит допустимых значений. Однако при увеличении

\* При решении этой задачи целесообразно использовать современные вычислительные системы типа Mathcad, Matlab и др.

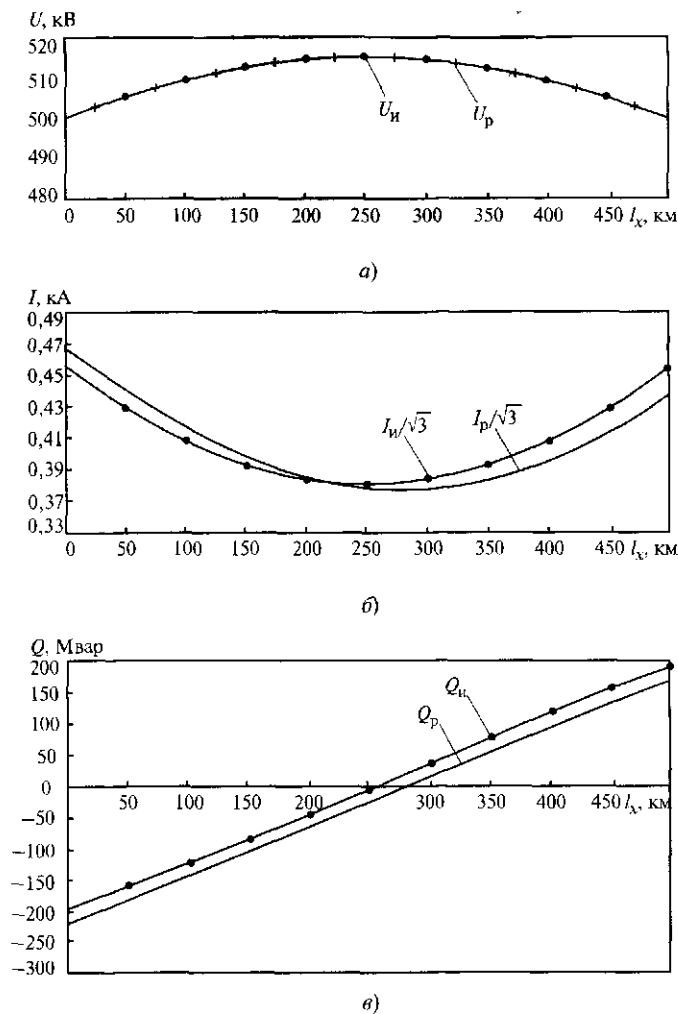


Рис. 3.12. Распределение напряжения (а), тока (б) и реактивной мощности (в) по линии 500 кВ длиной 500 км при  $P = 0,4P_{\text{нат}}$ ,  $k = 1$

длины линии оно может значительно превзойти допустимые значения. Так, например, для такой же линии, но длиной 1000 км и при той же передаваемой активной мощности напряжение в середине линии достигает 570 кВ, что требует применения мероприятий по его снижению.

Токи в промежуточных точках рассматриваемой линии меньше токов ее концов (рис. 3.12, б). Минимальное значение тока идеализи-

рованной линии приходится на ее середину; для реальной линии этот минимум смещен вправо. Для идеализированной линии токи по концам линии равны, для реальной они различны. В последнем случае ток начала линии больше тока ее конца, что объясняется неравными значениями реактивных мощностей  $Q_1$  и  $Q_2$ .

Эпюра реактивной мощности реальной линии (рис. 3.12, в) расположена ниже эпюры идеализированной линии, что объясняется влиянием активного сопротивления проводов и возникновением перетока реактивной мощности от конца линии к ее началу. Поэтому точка потокораздела реактивных мощностей смещена от середины линии вправо и совпадает с точкой минимума тока. Значения реактивных мощностей по концам линии различны. В режиме малых нагрузок они достаточно велики ( $Q_1 = -215$  Мвар,  $Q_2 = 177$  Мвар), и при проектировании такой линии потребуются решение вопроса о необходимости компенсации этих мощностей и применения компенсирующих устройств.

Особенности распределения режимных характеристик, рассмотренные в данном случае, характерны для всего режима малых нагрузок в диапазоне от холостого хода до режима передачи натуральной мощности. Различия будут заключаться в значениях экстремального напряжения в середине линии и реактивных мощностей по ее концам. При уменьшении передаваемой мощности эти значения будут возрастать, при увеличении — снижаться.

Увеличение длины линии, как уже отмечалось, приводит к возрастанию напряжения в средней точке и росту значений реактивных мощностей по ее концам. Так, например, для реальной линии с теми же параметрами, но длиной 1000 км значения реактивных мощностей в начале и конце линии увеличиваются:  $Q_1 = -460$  Мвар,  $Q_2 = 470$  Мвар, что усугубляет ситуацию с их компенсацией.

Режим передачи натуральной мощности ( $P = P_{\text{нат}}$ ) при  $k = 1$ . Значение натуральной мощности для идеализированной линии с приведенными выше параметрами и  $U_2 = 500$  кВ составляет 857,5 МВт. Эпюры напряжения (рис. 3.13, а) и тока идеализированной линии (рис. 3.13, б) показывают, что эти величины распределены равномерно вдоль линии, что объясняется физическими процессами в идеализированной линии. Реактивная мощность в любой точке линии равна нулю, ее эпюра совпадает с осью абсцисс (рис. 3.13, в).

Для реальной линии при том же значении активной мощности в начале линии картина несколько иная. Напряжение в промежуточных точках линии отличается от напряжения по ее концам (см. рис. 3.13, а). Однако это отличие очень незначительно, в точке экстремума оно составляет всего 0,1 %. Поэтому и для реальной линии данной длины

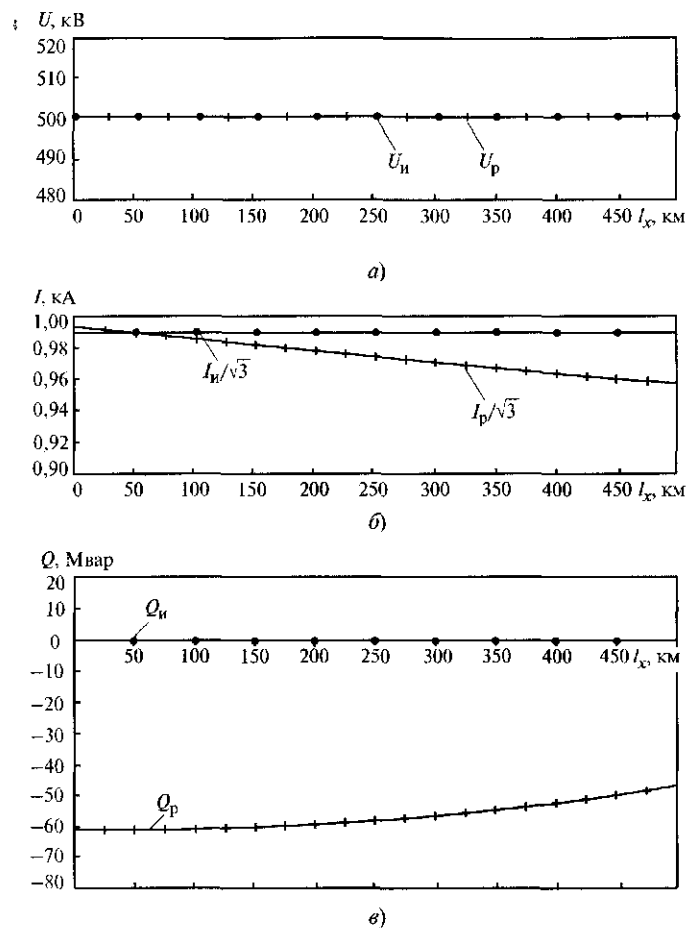


Рис. 3.13. Распределение напряжения (а), тока (б) и реактивной мощности (в) по линии 500 кВ длиной 500 км при  $P = P_{\text{нат}}$ ,  $k = 1$

распределение напряжения практически равномерное. При увеличении длины линии до 1000 км напряжение в точке экстремума возрастает, отличие от напряжения по концам достигает 1 %, при этом точка экстремума смещается вправо. Однако и в этом случае на линии сохраняется практически равномерное распределение напряжения.

Токи начала и конца линии не равны, как в идеализированной линии. Однако и здесь это отличие невелико и составляет примерно 3,5 % (см. рис. 3.13, б).

Главное отличие заключается в том, что в линии имеется реактивная мощность, причем ее знак (отрицательный) не изменяется

по всей длине линии (см. рис. 3.13, в), т.е. эта мощность направлена в линию на ее приемном конце и стекает с линии на передающем. Иными словами, это есть сквозной переток реактивной мощности, определяемый наличием активного сопротивления проводов, о чем говорилось выше. Значение этого перетока при перемещении точки отсчета от конца линии к ее началу несколько возрастает, что объясняет различие в токах начала и конца линии.

*Режим наибольших нагрузок ( $P_1 = 1,4P_{\text{нат}}$ ).* Рассмотрим характеристики режима при  $P_* = 1,4P_{\text{нат}}$  и  $k = 1$ . Эпюры распределения напряжения по идеализированной и реальной линиям приведены на рис. 3.14, а. В связи с дефицитом реактивной мощности в самой линии, характерным для режима больших нагрузок, напряжение в ее промежуточных точках снижается и достигает минимального значения в середине линии. При этом минимальное напряжение идеализированной линии оказывается несколько ниже, чем реальной. У реальной линии точка минимума напряжения сдвинута относительно середины линии вправо на 1,5 км. При данной длине линии снижение напряжения в средней зоне линии невелико и составляет около 5 % напряжения по ее концам.

Ток в средней зоне линии больше тока в ее начале и конце (рис. 3.14, б). Для идеализированной линии максимум тока приходится на середину линии, для реальной линии он смещен влево от середины линии и совпадает с точкой потокораздела реактивных мощностей. В целом ток в реальной линии несколько меньше, чем в идеализированной, однако это различие невелико и составляет 3—4 %, причем большее различие в конце линии. Практически влияние активного сопротивления не отражается на расчетах, связанных с выбором сечения проводов и проверкой их по допустимому нагреву.

Несмотря на увеличение реактивной мощности конца реальной линии по сравнению с линией идеализированной, ток конца реальной линии все же меньше, что объясняется снижением активной мощности в конце такой линии.

В рассматриваемом режиме реактивные мощности начала и конца линии направлены в линию на покрытие дефицита реактивной мощности в ней. Эпюра реактивной мощности реальной линии смещена вниз от эпюры идеализированной линии (рис. 3.14, в) по той же причине, что и в других режимах, — сквозного перетока реактивной мощности от конца линии к ее началу, поэтому реактивная мощность начала реальной линии по модулю существенно меньше реактивной мощности ее конца ( $Q_1 = 162,3$  Мвар,  $Q_2 = -310,8$  Мвар). Передаю-

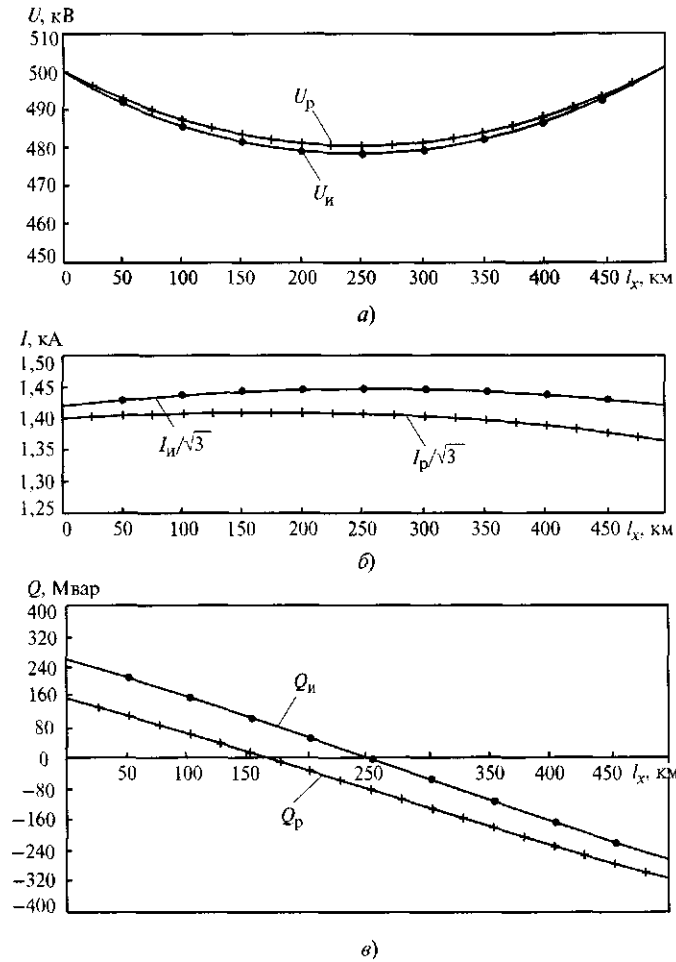


Рис. 3.14. Распределение напряжения (а), тока (б) и реактивной мощности (в) по линии 500 кВ длиной 500 км при  $P = 1,4P_{\text{нат}}$ ,  $k = 1$

шая и приемная системы должны обеспечить генерацию этой мощности. Без выполнения этого условия заданную активную мощность при сохранении принятых значений напряжений по концам линии передать невозможно.

*Влияние перепада напряжений по концам линии.* Рассмотрим случай, когда  $k > 1$ . Влияние перепада напряжений по концам линии сказывается в возникновении сквозного перетока реактивной мощности от конца линии с более высоким напряжением к ее другому концу,

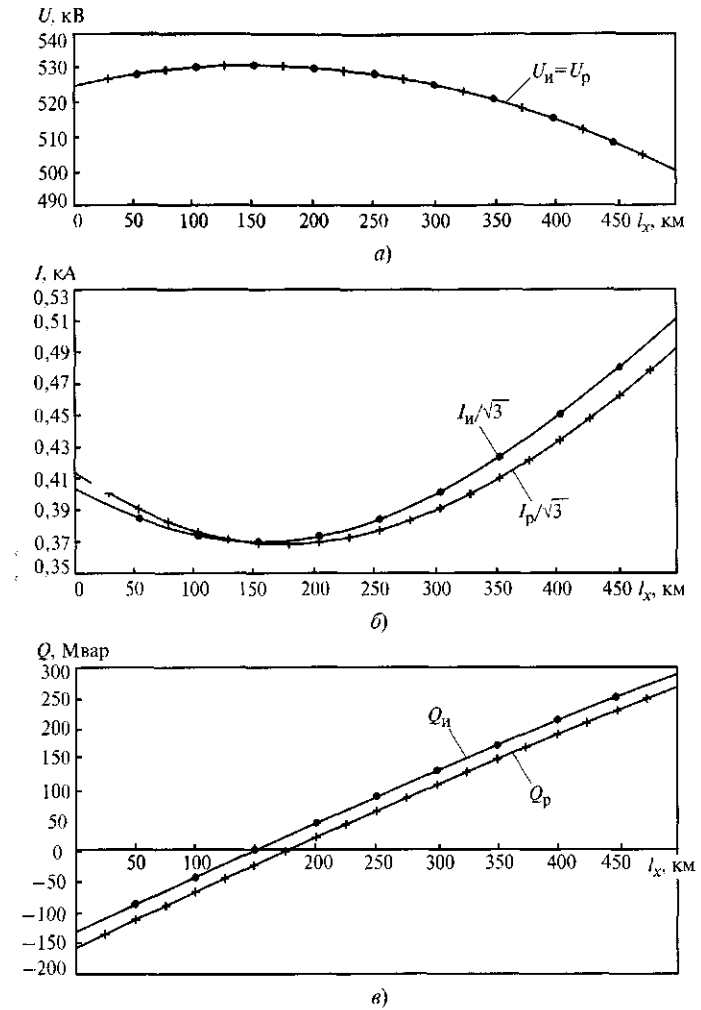


Рис. 3.15. Распределение напряжения (а), тока (б) и реактивной мощности (в) по линии 500 кВ длиной 500 км при  $P = 0,4P_{\text{нат}}$ ,  $k = 1,05$

где напряжение ниже. При  $k > 1$ , т.е. когда напряжение в начале линии больше напряжения в ее конце, этот переток будет направлен от начала к концу линии. При этом в реальной линии будут возникать два встречных сквозных перетока, результирующее воздействие которых будет определяться передаваемой мощностью и значением перепада напряжений. Для рассматриваемой реальной линии прева-

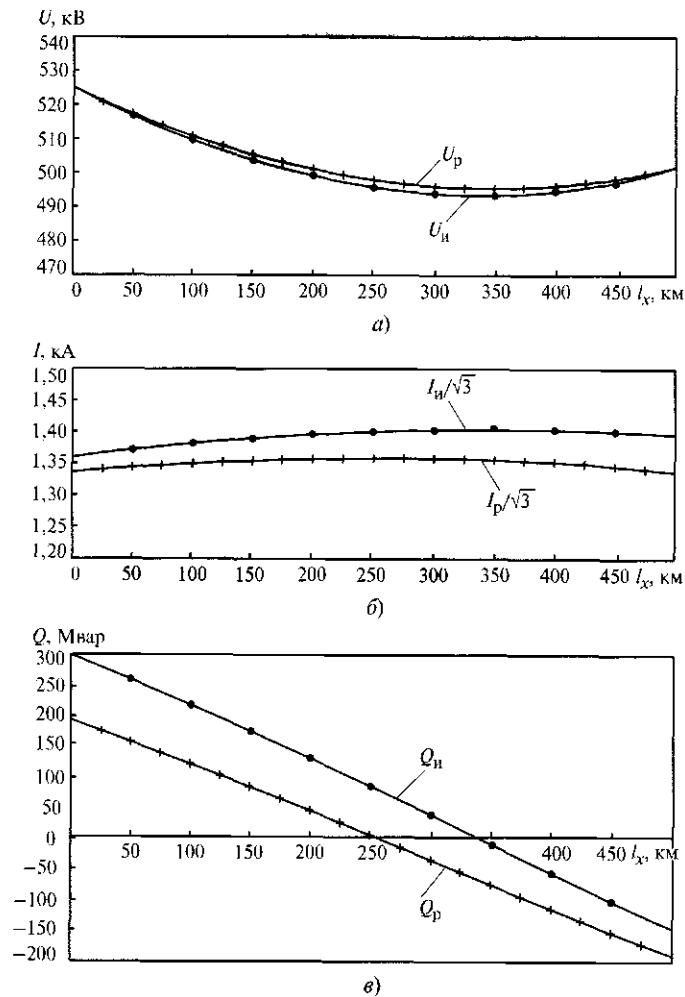


Рис. 3.16. Распределение напряжения (а), тока (б) и реактивной мощности (в) по линии 500 кВ длиной 500 км при  $P = 1,4P_{\text{нат}}$ ,  $k = 1,05$

лирующее значение при  $k = 1,05$  имеет переток, создаваемый перепадом напряжений (152 против примерно 60 Мвар). В целом точки экстремума напряжений (рис. 3.15, а) и токов (рис. 3.15, б) при  $P < P_{\text{нат}}$  смещаются влево. Точка потокораздела реактивных мощностей также смещается влево (рис. 3.15, в). Для реальной линии это смещение меньше, чем для идеализированной, где встречный переток отсутствует.

В режимах больших нагрузок при  $P > P_{\text{нат}}$  происходит обратное: меняются направления реактивных мощностей начала и конца линии, при этом  $Q_1$  увеличивается, а  $Q_2$  уменьшается. Это обстоятельство также может быть использовано в практике, поскольку позволяет уменьшить реактивную мощность  $Q_2$ , потребляемую линией, а следовательно, уменьшить и мощность компенсирующих устройств, предназначенных для этой цели в приемной системе. Однако, как это уже отмечалось, такое решение должно иметь технико-экономическое обоснование.

Эпюры распределения режимных параметров при  $P > P_{\text{нат}}$  приведены на рис. 3.16.

### 3.8. Экстремальные значения напряжения в промежуточных точках линии в режимах малых нагрузок

Выше было показано, что в режимах малых нагрузок напряжение в промежуточных точках линии превышает напряжение по концам линии. Поскольку эпюры напряжений реальной и идеализированной линий практически совпадают, для получения расчетных выражений целесообразно использовать уравнения идеализированной линии. При равных напряжениях по концам линии ( $k = 1$ ) точка потокораздела реактивных мощностей находится в середине линии при  $l_x = \lambda/2$ . В этой точке  $Q_{\text{ср}} = 0$ . Воспользовавшись методом условного разрезания линии по точке потокораздела и рассматривая это точку как конец левой половины линии, принимая  $\dot{U}_2 = \dot{U}_{\text{ср}}$ , можно записать из (3.44):

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_{\text{ср}}(\cos(\lambda/2) + jP_* \sin(\lambda/2)).$$

Перенесем  $\dot{U}_2$  в левую часть и, возведя в квадрат обе части уравнения, будем иметь

$$(U_1/U_{\text{ср}})^2 = \cos^2(\lambda/2) + P_*^2 \sin^2(\lambda/2),$$

откуда

$$U_{\text{ср}} = \frac{U_1}{\sqrt{\cos^2(\lambda/2) - P_*^2 \sin^2(\lambda/2)}}. \quad (3.71)$$

В этом выражении мощность  $P_*$  приведена к базисным условиям конца линии с напряжением  $U_2$ , но не середины линии с напряжением  $U_{\text{ср}}$ . Поэтому расчет следует вести в два этапа: сначала по

(3.71) найти предварительное значение  $U_{\text{ср}}$ , затем мощность  $P_*$  привести к новым базисным условиям, где  $S_{\text{баз}} = U_{\text{ср}}^2 / Z_{\text{в}}$ , и еще раз определить уточненное значение  $U_{\text{ср}}$ .

Возможен другой способ, в котором середина линии рассматривается как начало правого ее участка. Используя для этого случая (3.65), можно записать:

$$Q_{* \text{ср}} = (k_{\text{ср}}^2 - 1) \text{ctg}(\lambda/2) - Q_{*2},$$

где  $k_{\text{ср}} = U_{\text{ср}} / U_2$ .

После несложных преобразований получим

$$U_{\text{ср}} = U_2 \sqrt{Q_{*2} \text{tg}(\lambda/2) + 1}. \quad (3.72)$$

При большой длине линии напряжение в середине может значительно превышать напряжение по концам, что требует разработки и выполнения мероприятий по его нормализации.

Наибольших значений напряжение в середине линии достигает при ее холостом ходе. Под *холостым ходом* линии понимается режим, при котором линия подключена с двух сторон к шинам источников напряжения, но передаваемая по ней активная мощность равна нулю. Этот режим может возникнуть, например, сразу после синхронизации удаленной электростанции с приемной системой, когда генераторы еще набирают мощность. Этот режим не следует путать с режимом одностороннего включения (см. ниже, гл. 7), при котором линия включена только с одной стороны.

Напряжение в середине линии в режиме холостого хода при  $k = 1$  может быть определено из (3.43). Условно разрезав линию по точке потокоузла реактивной мощности и рассматривая середину линии как конец ее левой половины, при  $P_* = 0$  и  $Q_{\text{ср}} = 0$  для  $\lambda_x = \lambda/2$  получим

$$U_{\text{ср}} = U_1 / \cos(\lambda/2). \quad (3.73)$$

Реактивная мощность по концам линии в этом режиме определяется из (3.62) и (3.65):

$$|Q_{*1}| = |Q_{*2}| = \text{tg}(\lambda/2). \quad (3.74)$$

По мере увеличения длины линии в диапазоне  $0 < L < 1500$  км реактивная мощность по ее концам по значению будет стремиться к натуральной.

Если при  $U_1 = U_{\text{ном}}$  максимально допустимое напряжение в середине линии принять равным наибольшему рабочему  $U_{\text{макс ср}} = U_{\text{нб раб}} = 1,05 U_{\text{ном}}$ , то из (3.73) можно найти предельную волновую

длину линии  $\lambda_{\text{пред}}$ , при которой напряжение в середине линии не будет превосходить допустимые значения:

$$\lambda_{\text{пред}} = 2 \arccos \frac{1}{1,05}.$$

Следовательно,  $L_{\text{пред}} = 592$  км.

В случае, если по линии передается мощность  $P < P_{\text{нат}}$  при  $k > 1$ , экстремальное значение напряжения в некоторой точке  $x$  на расстоянии  $l_x$  ( $\lambda_x$ ) от конца линии (см. рис. 3.15, а) может быть найдено по уравнению

$$\dot{U}_{\text{экстр}} = U_2 (\cos \lambda_x + Q_{*2} \sin \lambda_x) + j U_2 P_* \sin \lambda_x.$$

Перенесем  $\dot{U}_2$  в левую часть и, возведя в квадрат обе части уравнения, получим:

$$\left( \frac{U_{\text{экстр}}}{U_2} \right)^2 = (\cos \lambda_x + Q_{*2} \sin \lambda_x)^2 + P_*^2 \sin^2 \lambda_x.$$

Для нахождения точки экстремума следует взять производную по  $\lambda_x$  отношения  $U_x / U_2$  (для упрощения выкладок — значения  $(U_x / U_2)^2$ , положение точки экстремума от этого не изменится) и приравнять ее нулю:

$$\frac{d}{d\lambda_x} \left( \frac{U_{\text{экстр}}}{U_2} \right)^2 = 0.$$

После дифференцирования и преобразований получим

$$\lambda_x = \frac{1}{2} \text{arctg} \frac{2Q_{*2}}{1 - S_{*2}^2}, \quad (3.75)$$

где  $S_{*2}^2 = P_*^2 + Q_{*2}^2$ .

Зная расположение точки экстремума  $\lambda_x$ , можно найти значение напряжения  $U_{\text{экстр}}$ :

$$\dot{U}_{\text{экстр}} = \dot{U}_2 (\cos \lambda_x + Q_{*2} + j P_* \sin \lambda_x). \quad (3.76)$$

В случае, если  $U_{\text{экстр}}$  превосходит допустимое значение напряжения, следует принять меры по его снижению. В качестве таких мер можно рассматривать снижение напряжения по концам линии или, если этого недостаточно, установку реактора в линии вблизи точки экстремума.

Если принять напряжение в точке экстремума равным допустимому напряжению ( $U_{\text{экстр}} = U_{\text{доп}}$ ), то напряжения по концам линии могут быть определены по уравнениям:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_1 &= U_{\text{доп}} [\cos(\lambda - \lambda_x) + jP_* \sin(\lambda - \lambda_x)]; \\ \dot{U}_2 &= U_{\text{доп}} (\cos \lambda_x - jP_* \sin \lambda_x). \end{aligned} \right\} \quad (3.77)$$

### 3.9. Режимные характеристики некомпенсированных линий длиной 1500—3000 км

В подпараграфе 3.6.2. было показано, что при увеличении длины линии свыше 1500 км круговые диаграммы начала и конца линии меняются местами, поскольку изменяется знак первого члена уравнений (3.57), (3.59), (3.61), который определяет положение центра круговых диаграмм. Центр диаграммы начала линии переходит в отрицательную полуплоскость, центр диаграммы конца — в положительную (рис. 3.17).

При этом знак второго члена указанных уравнений не изменяется, поэтому положение рабочих зон, соответствующих углу  $\delta < 90^\circ$ , на круговых диаграммах не меняется (на рис. 3.17 рабочие зоны заштрихованы). Если при длине линии менее 1500 км рабочие зоны

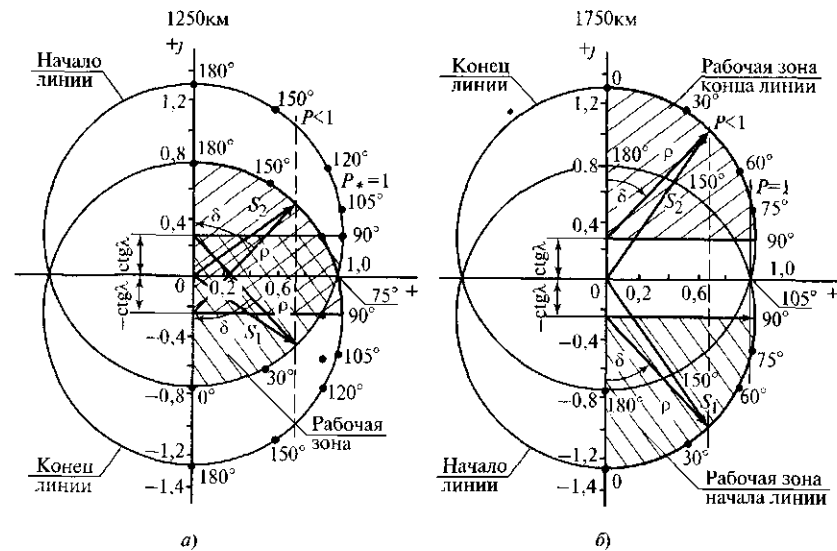


Рис. 3.17. Круговые диаграммы линий:  
а — длина 1250 км, б — длина 1750 км

начала и конца линии пересекаются у оси действительных величин, то при длине линий более 1500 км они разделены. Значение этого разрыва определяется длиной линии и составляет  $2 \operatorname{ctg} \lambda$ . В то же время рабочие зоны, как и ранее, расположены в нижней (начало линии) и верхней (конец линии) части окружностей.

При длине линии более 1500 км во всем диапазоне передаваемых мощностей от нуля до  $P_{*\max}$  резко увеличиваются значения реактивных мощностей, стекающих с линии. Значения этих мощностей (в относительных единицах) лежат в пределах от  $\pm \operatorname{ctg} \lambda$  при  $P = P_{*\max}$  до  $\pm \operatorname{tg} \lambda/2$  при  $P_* = 0$ . Знак «плюс» соответствует концу линии, знак «минус» — ее началу. Это означает, что в любом режиме реактивная мощность стекает с линии и отсутствует режим ее потребления. Это означает также, что напряжение в промежуточных точках линии во всех режимах будет превышать напряжение по концам линии так же, как это было для линий, длина которых менее 1500 км, в режимах малых нагрузок.

Из рис. 3.17 видно, что, точка пересечения окружностей начала и конца линии, которая соответствует передаче натуральной мощности при  $k = 1$ , здесь лежит вне рабочих зон, поскольку в этой точке угол  $\delta > 90^\circ$ . Поэтому в рассматриваемом диапазоне длин нельзя применять понятие «натуральная мощность» в том смысле, как это принято для линий длиной менее 1500 км (отсутствие стоков реактивной мощности по концам линии, равномерное распределение вдоль линии тока и напряжения).

Реактивную мощность концов линии можно найти по выражениям (3.62), (3.66). При передаче мощности, равной натуральной ( $P_* = 1$ ), при  $k = 1$  и  $\lambda > 90^\circ$  получим

$$Q_{*2} = 2 \operatorname{ctg} \lambda.$$

При увеличении длины линии и приближении ее к 3000 км ( $\lambda = \pi$ ) центры окружностей будут стремиться к  $\pm\infty$ , вектор-радиус круговых диаграмм будет также стремиться к бесконечности. Отсюда резкое увеличение стоков реактивной мощности по концам линии при увеличении ее длины и возрастание напряжения в ее середине.

В качестве примера рассмотрим три линии различной длины: линию 1500 км, линию на 250 км короче и линию на 250 км длиннее первой. Значения  $Q_{*2}$  при  $P = P_{*\text{нб}}$  и  $Q_{*2}$  при предельных углах по линии  $\delta = 56^\circ$  приведены в табл. 3.2.

Из таблицы следует, что при равных активных мощностях реактивная мощность при длине линии 1750 км резко возрастает (в 2,73 раза по сравнению с линией длиной 1250 км).

Напряжение и ток в промежуточных точках идеализированной линии могут быть найдены с помощью уравнений (3.38) или (3.43).



Значения реактивной мощности конца линии для линий различной длины при  $P = P_{*нб}$

Мощность	Длина линии $L$ , км		
	1250	1500	1750
Передаваемая наибольшая $P_{*нб}$	0,858	0,858	0,858
Реактивная конца линии $Q_{*2}$	0,31	0,559	0,847

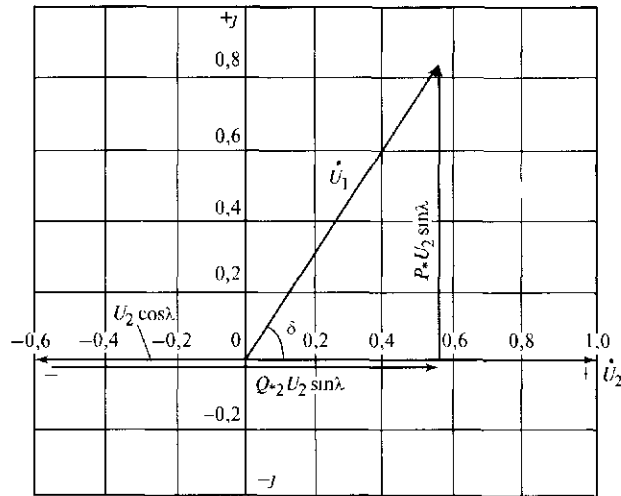


Рис. 3.18. Векторная диаграмма линии 1150 кВ с проводами 8×АС-330/43 длиной 2000 км при  $P_* = 1$ ,  $Q_{*2} = 1,36$

Первое уравнение (3.44) позволяет построить векторную диаграмму линии. На рис. 3.18 приведена такая диаграмма линии 1150 кВ длиной 2000 км с проводами 8×АС-400/51 при передаче мощности, равной натуральной. Как можно видеть, перевод вектора  $U_1$  в первый квадрант при  $\delta < 90^\circ$  возможен за счет значительной составляющей, определяемой значением реактивной мощности  $Q_{*2}$ .

Уравнения (3.43) позволяют построить распределение напряжения, тока и реактивной мощности вдоль линии в относительных единицах при заданном значении передаваемой мощности  $P$ .

Рассмотрим две линии, равно отстоящих по длине от 1500 км: линии длиной 1250 и 1750 км с одинаковыми удельными параметрами при передаче мощности, равной натуральной. Распределение

токов, напряжений и реактивной мощности для этих линий приведены на рис. 3.19, а, б.

Для линии 1250 км ( $\lambda = 75^\circ$ ) характерно равномерное распределение режимных параметров вдоль линии при  $Q_1 = Q_2 = 0$ , что соответствует представлениям о передаче натуральной мощности (рис. 3.19, а). При  $P_* = 1$  и  $\delta = \lambda$  данная линия может передать натуральную мощность только при  $\delta = 75^\circ$ , что не соответствует нормативному коэффициенту запаса по статической устойчивости. Этому условию отвечает угол  $\delta = 53^\circ$  при  $U_1 = U_2 = \text{const}$ . Однако для данной задачи это не имеет значения.

Для линии 1750 км ( $\lambda = 105^\circ$ ) характерно иное распределение режимных параметров (рис. 3.19, б). Здесь устойчивая работа возможна только в зоне  $\delta < 90^\circ$ , и в данном случае передача мощности, равной натуральной, возможна при  $\delta = 75^\circ$  (см. рис. 3.17, б). Однако при этом, как следует из вышеизложенного, возникают стоки реактивной мощности по концам линии, что в конечном итоге приводит к неравномерному распределению режимных параметров вдоль

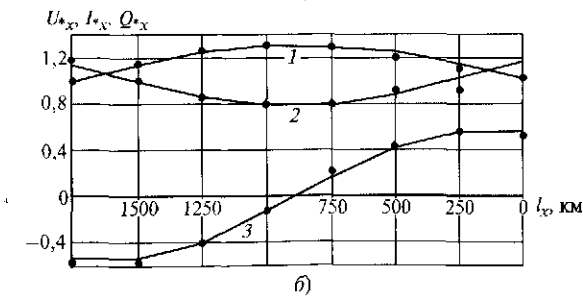
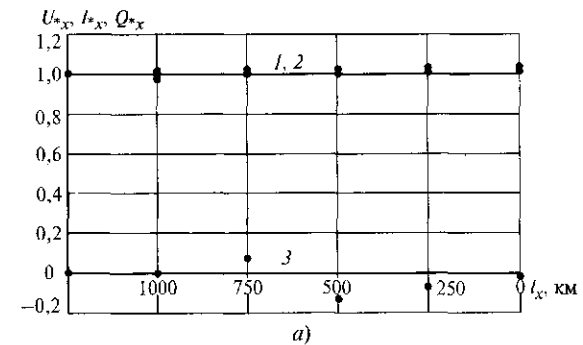


Рис. 3.19. Распределение напряжения (линии 1), тока (линии 2) и реактивной мощности (линии 3) вдоль линии при передаче мощности  $P_* = 1$ :

а — длина 1250 км, б — длина 1750 км

Таблица 3.3

Режимные параметры линий длиной 1250—2500 км

Длина линии $L$ , км	$P_* = P_{*нб}$				$P_* = 0$			
	$P_{*нб}$	$Q_{*2} = -Q_{*1}$	$U_{*ср}$	$I_{*1} = I_{*2}$	$Q_{*2} = -Q_{*1}$	$U_{*ср}$	$I_{*1} = I_{*2}$	
1250	0,862	0,304	1,11	0,915	0,767	1,26	0,767	
1750	0,862	0,841	1,45	1,212	1,303	1,64	1,302	
2000	1,01	1,36	1,895	1,695	1,905	2,15	1,904	
2500	2,03	3,57	4,195	4,102	4,655	4,7	4,655	

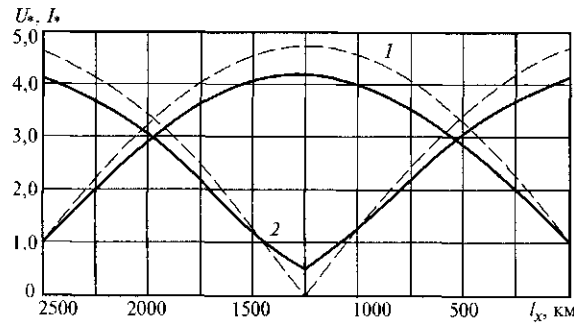


Рис. 3.20. Распределение напряжения (кривые 1) и тока (кривые 2) вдоль линии 1150 кВ длиной 2500 км при передаче мощности  $P_* = P_{*нб}$  (сплошные линии) и  $P_* = 0$  (штриховые линии)

линии, в частности к значительному повышению напряжения в ее середине.

Расчеты, связанные с распределением режимных параметров, были проведены также и для других длин линий: 2000, 2500 и 2800 км. При этом во всех случаях рассматривались два режима — режим холостого хода линии ( $P = 0$ ) и режим ее наибольшей нагрузки  $P_{*нб}$ , где  $P_{*нб}$  определялась по (3.47) с учетом коэффициента запаса 20 %.

Результаты этих расчетов в относительных единицах приведены в табл. 3.3.

На рис. 3.20 показаны в качестве примера эпюры распределения тока и напряжения для линии 1150 кВ длиной 2500 км в указанных выше режимах.

Данные табл. 3.3 и рис. 3.20 позволяют отметить некоторые особенности рассмотренных режимов.

При длине линии свыше 1500 км передача активной мощности во всем диапазоне от нуля до  $P_{*нб}$  сопровождается избыточной реактив-

ной мощностью линии и, как следствие, стоками ее с концов и повышением напряжения в промежуточных точках. Напряжение в середине линии достигает столь высоких значений, что делает невозможной нормальную работу некомпенсированной линии как по условиям прочности изоляции, так и по условиям короны.

Кроме того, начиная с длины линии 2300 км, токи по концам линии достигают предельных значений по нагреву проводов с учетом температурного коэффициента  $2,7 \div 2,8 I_{нат}$  а при увеличении длины свыше 2300 км превышают эти значения, что также делает невозможной эксплуатацию такой линии.

Следует отметить, что чем ближе длина линии к полуволновой, тем стремительнее нарастают экстремальные значения токов и напряжений, как это происходит при приближении к точке резонанса.

С учетом реальных значений  $x_0$  и  $b_0$  длина линии, отвечающая половине электромагнитной волны, лежит в пределах 2930—2980 км. Затем режим линии радикально меняется и соответствует режиму линий малой длины.

Далее рассмотрим установившийся режим одностороннего включения линий анализируемого диапазона длин. Более подробно этот режим рассматривается в гл. 7 (для линий длиной менее 1500 км). Здесь он приводится лишь для расширения представлений о характеристиках линий данного диапазона.

Воспользовавшись уравнениями (3.24) и положив  $I_2 = 0$  (выключатель конца линии отключен), можно получить уравнения напряжения, тока, реактивной мощности для любой точки линии (см. гл. 7).

Используя эти уравнения, можно построить эпюры распределения этих параметров в рассматриваемом режиме. Одна из таких эпюр линии 1150 кВ длиной 2000 км приведена на рис. 3.21. Экстремальные значения напряжения, тока, мощности для других длин линий приведены в табл. 3.4.

Анализ установившегося режима одностороннего включения таких линий позволяет отметить следующие особенности.

Таблица 3.4

Параметры режима одностороннего включения линий длиной 1750—2500 км

$L$ , км	$U_{*2}$	$Q_{*1}$	$I_{*1}$
1750	-3,07	+j2,90	-j2,90
2000	-1,76	+j1,45	-j1,45
2500	-1,10	+j0,45	-j0,45

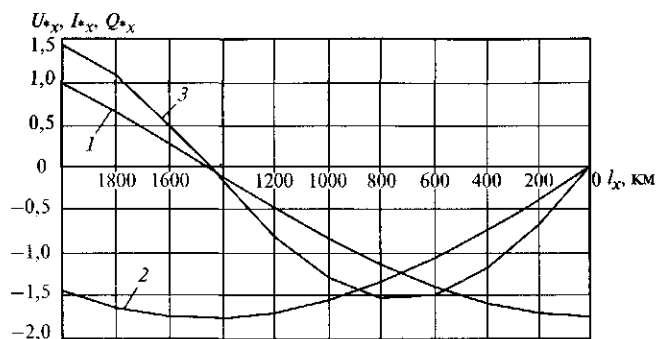


Рис. 3.21. Распределение напряжения (кривая 1), тока (кривая 2) и реактивной мощности (кривая 3) вдоль линии 1150 кВ длиной 2500 км в режиме одностороннего включения

В отличие от линий длиной менее 1500 км, на которых наблюдается монотонное возрастание напряжения от питающего конца к отключенному, здесь напряжение сначала снижается, затем переходит через нуль и его знак меняется, т.е. изменяется фаза на  $180^\circ$ , после чего оно начинает возрастать. Наибольшее значение напряжения на отключенном конце у наиболее короткой из рассматриваемых линий — 1750 км. По мере увеличения длины линии напряжение на отключенном конце снижается.

Ток линии по всей длине носит индуктивный характер по отношению к напряжению  $\dot{U}_1$  и возрастает от конца линии к ее началу.

Реактивная мощность в зоне, прилегающей к отключенному концу линии, имеет емкостный характер, затем в точке перехода напряжения через нуль ее знак также меняется и на шинах питающей системы она имеет индуктивный характер. Иными словами, разомкнутая на конце линия в рассматриваемом диапазоне длин воспринимается питающей системой как индуктивная нагрузка в отличие от линий длиной менее 1500 км. Таким образом, здесь исключаются проблемы, связанные со стоком большой реактивной мощности в синхронизационных режимах (загрузка генераторов емкостной реактивной мощностью, возможность их самовозбуждения и т.д.).

Все это объясняется тем, что входное сопротивление линии при  $I_2 = 0$  и  $L < 1500$  км имеет емкостный характер, а при  $L > 1500$  км знак котангенса, входящего в выражение для определения этого сопротивления, меняется, и оно становится индуктивным.

Следует отметить негативные последствия внезапного возникновения такого режима. Во-первых, это резкое возрастание напряжения на отключенном конце, во-вторых, значительный наброс реактивной

мощности на питающую систему, что может привести к нарушению баланса реактивной мощности в ней, резкому снижению напряжения в узлах, примыкающих к данной электропередаче, и возникновению проблемы устойчивости нагрузки.

Из табл. 3.4 следует, что на линии длиной 1750 км на ее отключенном конце возможен более чем трехкратный бросок напряжения, а на питающем конце — наброс реактивной мощности, равный  $2,9P_{\text{нат}}$  что для линии 1150 кВ составит свыше 15 тыс. Мвар. По мере увеличения длины линии эти негативные последствия несколько снижаются, однако значение реактивной мощности питающего конца остается достаточно высоким вплоть до длины 2500 км.

Проведенный анализ позволяет сделать следующие выводы:

передача активной мощности по линиям переменного тока в диапазоне длин от 1500 до 3000 км и при угле между напряжениями по концам линии меньше  $90^\circ$  ( $dP/d\delta < 0$ ) возможна, но сопровождается избыточной реактивной мощностью во всем диапазоне передаваемых мощностей от нуля до  $P_{\text{нб}}$ ;

избыточная реактивная мощность приводит к значительному повышению напряжения в промежуточных точках линии, особенно в ее середине, которое увеличивается с ростом длины линии. Этот рост напряжения столь значителен, что делает невозможной работу линии без устройств регулируемой поперечной компенсации, распределенных вдоль линии;

стоки реактивной мощности по концам некомпенсированной линии настолько велики, что могут вызвать недопустимый нагрев проводов концевых участков линии;

при возникновении режима одностороннего включения линии в рассматриваемом диапазоне длин линия потребляет значительную реактивную мощность, что может привести к негативным последствиям в питающей системе;

для нормализации режима линии необходима или распределенная управляемая поперечная компенсация, или (для более длинных линий данного диапазона) настройка на половину электромагнитной волны. Оптимальный вариант должен выбираться на основании технико-экономических сопоставлений.

Рассмотрим режимные характеристики линии длиной 3000 км (половина электромагнитной волны при частоте 50 Гц). Волновая длина такой линии равна  $180^\circ$  ( $\lambda = \pi$ ). Подставив это значение  $\lambda$  в уравнение (3.23), связывающее токи и напряжения по концам линии, будем иметь:

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= -\dot{U}_2; \\ \dot{I}_1 &= -\dot{I}_2, \end{aligned}$$

те напряжения полуволновой линии равны по модулю, но сдвинуты на  $180^\circ$ . То же относится и к токам по концам этой линии. Если учесть, что индуктивное сопротивление продольной ветви схемы замещения такой линии равно нулю, то пропускная способность этой линии равна пропускной способности линии нулевой длины. Отсюда стремление инженеров-электроэнергетиков использовать это свойство полуволновой линии для транспортирования электроэнергии на сверхдальние расстояния. Для линий несколько меньшей длины это можно сделать путем их настройки на полуволновую длину с помощью настраивающих устройств реакторов и конденсаторных батарей, включаемых в линию.

В то же время в самой линии происходят достаточно сложные электромагнитные процессы. Рассмотрим параметры режима в средней точке линии. Из (3.24) при  $\lambda = \pi/2$  будем иметь  $U_{\text{ср}} = jI_2 Z_{\text{в}}$ . Отсюда следует, что напряжение в этой точке и прилегающей к ней зоне будет определяться током нагрузки. Если передаваемая мощность равна натуральной, напряжение в середине линии равно напряжению в ее конце. При увеличении нагрузки оно будет повышаться, при уменьшении — снижаться. Диапазон этих изменений будет достаточно большим, что может весьма затруднять сооружение промежуточных подстанций в этой зоне из-за невозможности обеспечить стабильное напряжение на шинах, от которых питаются потребители.

Натурный эксперимент по исследованию свойств полуволновой линии был поставлен в нашей стране в 1968 г. Для его проведения было выделено по одной цепи на электропередачах 500 кВ Волгоград — Москва, Москва — Волжская ГЭС, Волжская ГЭС — Урал. Каждый из этих участков имеет длину около 1000 км, некоторый недостаток индуктивного сопротивления был восполнен сопротивлением автотрансформатора на приемной подстанции. Результаты эксперимента подтвердили все теоретические расчеты.

### Контрольные вопросы

1. Поясните физический смысл корней характеристического уравнения при выводе уравнений длинной линии.
2. Назовите волновые параметры линии и поясните их физический смысл.
3. Чем отличаются волновые параметры реальной и идеализированной линий? В чем это проявляется?
4. Поясните физический смысл понятия «натуральная мощность линии». Зависит ли эта величина от эксплуатационного значения напряжения?
5. Каким образом частота сети влияет на волновые параметры линии?
6. Какие допущения принимаются при анализе характеристик идеализированной линии? Обоснуйте эти допущения.

7. Как изменяется наибольшая передаваемая мощность при изменении длины линии? Какие ограничения при этом учитываются?
8. Как найти длину линии по зависимости  $Q_2 = f(\delta)$ ?
9. Возможен ли режим натуральной мощности при  $k > 1$ ?
10. Каким образом перепад напряжений влияет на параметры круговых диаграмм линии?
11. Как влияет значение перепада напряжений на реактивные мощности по концам линии при  $P > P_{\text{нат}}$  и  $P < P_{\text{нат}}$ ?
12. Поясните распределение напряжения, тока и реактивной мощности для реальной и идеализированной линий при  $k = 1$  и  $P_{\text{нат}}$ . Какие нежелательные явления возможны в этом режиме?
13. Как влияет активное сопротивление проводов линии на распределение реактивной мощности в линии при  $P < P_{\text{нат}}$ ?
14. В чем заключается влияние активного сопротивления проводов на распределение режимных параметров при  $P > P_{\text{нат}}$ ?
15. Как выбрать напряжение по концам линии при  $P < P_{\text{нат}}$  и  $k > 1$ ?
16. Как изменяются параметры круговых диаграмм при увеличении длины линии до 1500 км?
17. Каковы особенности режимов линий длиной свыше 1500 км? Обоснуйте свой ответ.
18. Какова пропускная способность линий длиной 3000 км?
19. Охарактеризуйте режим в средней зоне линии длиной 3000 км.

## СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ПРОТЯЖЕННЫХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

### 4.1. Математические модели линии

В третьей главе были рассмотрены некоторые характеристики электросетей, основанные на использовании уравнений длинной линии. Эти уравнения позволяют найти основные закономерности процессов, происходящих в линии при передаче по ней электрической энергии, определить распределение основных режимных параметров, получить некоторые расчетные выражения и построить круговые диаграммы линии.

В то же время применение этих уравнений, в которых используются гиперболические функции комплексных переменных, для расчета режимов сложных электроэнергетических систем существенно усложняет задачу. Кроме того, при расчетах режимов сложной электрической сети, как правило, требуется найти параметры режима по концам линии и напряжение в ее узлах. Для решения такой задачи используются другие методы, в которых линия представляется иными математическими моделями: схемами замещения или четырехполюсниками (рис. 4.1).

Известны следующие схемы замещения линии: П-образная, Т-образная и Г-образная. В практике энергетических расчетов наиболее широкое применение получила П-образная схема замещения (П-схема), менее широкое — Т-образная (Т-схема) и Г-образная (Г-схема).

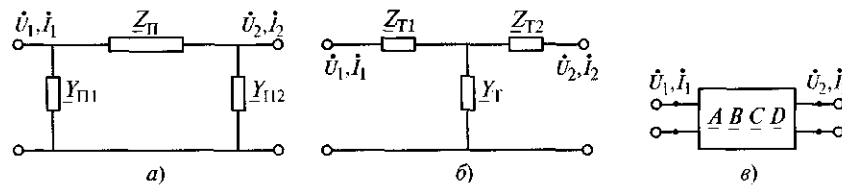


Рис. 4.1. Возможные модели линий электропередачи:  
а — П-образная схема замещения, б — Т-образная схема замещения, в — четырехполюсник

Для расчета параметров режима сложных сетей четырехполюсники также не получили широкого применения. Однако применительно к расчету протяженных электропередач, при котором помимо линий с распределенными параметрами необходимо учитывать реакторы, установки продольной компенсации (УПК) и другие элементы с сосредоточенными параметрами, четырехполюсники позволяют получить более быстрое и простое решение, чем схемы замещения.

Следует отметить одно важное обстоятельство: схемы замещения и четырехполюсники являются математическими моделями, которые позволяют получить правильные решения лишь на входе и выходе того элемента, который представлен этой моделью. Любые токи и мощности в промежуточных точках схемы замещения не являются отражением параметров режима и не могут быть измерены в оригинале никакими приборами, поэтому использование этих величин является лишь расчетным приемом.

Поскольку основой всех методов расчета режима линии являются уравнения длинной линии, найдем соотношения между этими уравнениями и параметрами применяемых моделей линии.

Сопоставим уравнения некомпенсированной линии, связывающие параметры режима по ее концам, и уравнения четырехполюсника:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_1 &= \dot{U}_2 \operatorname{ch} \gamma_0 L + \dot{I}_2 Z_B \operatorname{sh} \gamma_0 L; \\ \dot{I}_1 &= \dot{I}_2 \operatorname{ch} \gamma_0 L + \frac{\dot{U}_2}{Z_B} \operatorname{sh} \gamma_0 L; \\ \dot{U}_1 &= \underline{A} \dot{U}_2 + \underline{B} \dot{I}_2; \\ \dot{I}_1 &= \underline{C} \dot{U}_2 + \underline{D} \dot{I}_2, \end{aligned} \right\} (4.1)$$

откуда для реальной линии будем иметь

$$\left. \begin{aligned} \underline{A} &= \operatorname{ch} \gamma_0 L; & \underline{B} &= Z_B \operatorname{sh} \gamma_0 L; \\ \underline{C} &= \frac{1}{Z_B} \operatorname{sh} \gamma_0 L; & \underline{D} &= \operatorname{ch} \gamma_0 L; \end{aligned} \right\} (4.2)$$

для идеализированной линии

$$\left. \begin{aligned} \underline{A} &= \cos \lambda; & \underline{B} &= j Z_B \sin \lambda; \\ \underline{C} &= j \frac{1}{Z_B} \sin \lambda; & \underline{D} &= \cos \lambda. \end{aligned} \right\} (4.3)$$

Найдем соотношение между параметрами четырехполюсника и параметрами П- и Т-схем замещения. При этом для общности будем рассматривать несимметричные П-схемы, у которых две поперечные проводимости не равны ( $Y_{П1} \neq Y_{П2}$ ), и Т-схемы, у которых различные сопротивления продольных ветвей ( $Z_{Т1} \neq Z_{Т2}$ ). Такие соотношения параметров могут встречаться не только в схемах замещения линий, но и в схемах замещения различных элементов с сосредоточенными параметрами. В качестве примера можно привести схему замещения УПК с разными реакторами на ее выводах, схему замещения автотрансформатора с различными сопротивлениями обмоток и др. Тогда линия с симметричной схемой замещения может рассматриваться как частный случай общего подхода.

Сопоставляя несимметричную П-схему и четырехполюсник, на основании опыта холостого хода ( $\dot{I}_2 = 0$ ) можно получить:

для П-схемы

$$\begin{aligned}\dot{U}_1 &= \dot{U}_2(1 + Y_{П2}Z_{П}); \\ \dot{I}_1 &= \dot{U}_2(Y_{П1} + Y_{П2} + Y_{П1}Y_{П2}Z_{П});\end{aligned}$$

для четырехполюсника

$$\begin{aligned}\dot{U}_1 &= A\dot{U}_2; \\ \dot{I}_1 &= C\dot{U}_2.\end{aligned}$$

Проделав опыт короткого замыкания ( $\dot{U}_2 = 0$ ), получим:

для П-схемы

$$\begin{aligned}\dot{U}_1 &= \dot{I}_2Z_{П}; \\ \dot{I}_1 &= \dot{I}_2(1 + Y_{П1}Z_{П});\end{aligned}$$

для четырехполюсника

$$\begin{aligned}\dot{U}_1 &= B\dot{I}_2; \\ \dot{I}_1 &= D\dot{I}_2.\end{aligned}$$

Сопоставив результаты, получим коэффициенты четырехполюсника, выраженные через параметры несимметричной П-схемы:

$$\left. \begin{aligned}A &= 1 + Y_{П2}Z_{П}; & B &= Z_{П}; \\ C &= Y_{П1} + Y_{П2} + Y_{П1}Y_{П2}Z_{П}; & D &= 1 + Y_{П1}Z_{П}.\end{aligned} \right\} \quad (4.4)$$

Для несимметричной Т-схемы будем иметь

$$\left. \begin{aligned}A &= 1 + Y_{Т}Z_{Т1}; & B &= Z_{Т1} + Z_{Т2} + Z_{Т1}Y_{Т}Z_{Т2}; \\ C &= Y_{Т}; & D &= 1 + Z_{Т2}Y_{Т}.\end{aligned} \right\} \quad (4.5)$$

Для симметричной П-схемы замещения линии при  $Y_{П1} = Y_{П2} = Y_{П}$  на основании (4.4) получим:

$$\left. \begin{aligned}A &= 1 + Y_{П}Z_{П}; & B &= Z_{П}; \\ C &= 2Y_{П} + Y_{П}^2Z_{П}; & D &= 1 + Y_{П}Z_{П}.\end{aligned} \right\} \quad (4.6)$$

С учетом (4.2) и (4.6) продольное сопротивление и поперечные проводимости П-схемы для реальной линии находятся следующим образом:

$$\left. \begin{aligned}Z_{П} &= Z_{в} \operatorname{sh} \gamma_0 L = r_{П} + jx_{П}; \\ Y_{П} &= \frac{A-1}{Z_{П}} = \frac{\operatorname{ch} \gamma_0 L - 1}{Z_{в} \operatorname{sh} \gamma_0 L} = \frac{1}{Z_{в}} \operatorname{th} \gamma_0 \frac{L}{2} = g_{П} + jb_{П}.\end{aligned} \right\} \quad (4.7)$$

Для идеализированной линии будем иметь

$$\left. \begin{aligned}x_{П} &= jZ_{в} \sin \lambda; \\ b_{П} &= j \frac{1}{Z_{в}} \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2}.\end{aligned} \right\} \quad (4.8)$$

Выражения (4.7) и (4.8) при переходе к схеме замещения с сосредоточенными параметрами учитывают распределенность параметров линии.

С учетом (4.2) и (4.5) параметры симметричной Т-схемы замещения линии при  $Z_{Т1} = Z_{Т2} = Z_{Т}$  могут быть определены следующим образом:

для реальной линии

$$\left. \begin{aligned}Z_{Т} &= Z_{в} \operatorname{th} \gamma_0 \frac{L}{2} = r_{Т} + jx_{Т}; \\ Y_{Т} &= \frac{1}{Z_{в}} \operatorname{sh} \gamma_0 L = g_{Т} + jb_{Т};\end{aligned} \right\} \quad (4.9)$$

для идеализированной линии

$$\left. \begin{aligned} \underline{x}_T &= jZ_B \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2}; \\ \underline{b}_T &= j \frac{1}{Z_B} \sin \lambda. \end{aligned} \right\} \quad (4.10)$$

## 4.2. Методы учета распределенности параметров в схемах замещения линии

### 4.2.1. Метод прямого вычисления параметров схем замещения

Рассматриваемый метод предполагает использование уравнений (4.7) или (4.9) без каких-либо упрощений и допущений, поэтому он наиболее точен. Зная удельные погонные параметры линии, можно определить комплексные значения волнового сопротивления  $Z_B$  и коэффициента распространения электромагнитной волны  $\underline{\gamma}_0$  и, подставив их в указанные уравнения, получить конечный результат. Расчет производится на компьютерах, имеющих соответствующее программное обеспечение типа Mathcad, Matlab и др.

### 4.2.2. Метод поправочных коэффициентов

Выразив сопротивление  $Z_B$  в выражении для  $Z_{\Pi}$  (4.7) через удельные параметры линии, помножив и разделив подкоренное выражение на  $Z_0 L^2$ , будем иметь

$$Z_{\Pi} = \sqrt{\frac{Z_0}{Y_0} \frac{Z_0 L^2}{Y_0 L^2}} \operatorname{sh} \underline{\gamma}_0 L = Z_0 L \frac{\operatorname{sh} \underline{\gamma}_0 L}{\underline{\gamma}_0 L}$$

или

$$Z_{\Pi} = Z_0 L k_s, \quad (4.11)$$

где  $k_s = \operatorname{sh} \underline{\gamma}_0 L / (\underline{\gamma}_0 L)$  — поправочный коэффициент, учитывающий распределенность параметров линии.

При малых значениях аргумента (малой длине линии)  $\operatorname{sh} \underline{\gamma}_0 L \approx \underline{\gamma}_0 L$ ,  $k_s \approx 1$ . Поэтому в этих случаях сопротивление продольной ветви схемы замещения  $Z_{\Pi}$  можно определять просто как произведение

удельного погонного параметра  $Z_0$  на длину линии  $L$ , что обычно и делается. Однако при значительной длине линии значение  $k_s$  будет заметно отличаться от единицы, причем это различие будет тем больше, чем больше длина линии. Поэтому для достаточно протяженных линий учет этого коэффициента обязателен.

Аналогичные преобразования могут быть проделаны и для выражения  $Y_{\Pi}$  (4.7). Помножив и разделив правую часть этого уравнения на  $\underline{\gamma}_0(L/2)$  и учтя выражения для  $Z_B$  и  $\gamma_0$  (3.17) и (3.20), после преобразований получим

$$Y_{\Pi} = \underline{\gamma}_0 \frac{L \operatorname{th} \underline{\gamma}_0(L/2)}{2 \underline{\gamma}_0(L/2)}$$

или

$$Y_{\Pi} = \underline{\gamma}_0 \frac{L}{2} k_y, \quad (4.12)$$

где  $k_y = \frac{\operatorname{th} \underline{\gamma}_0(L/2)}{\underline{\gamma}_0(L/2)}$  — поправочный коэффициент, для которого спра-

ведливы все соображения, приведенные выше для коэффициента  $k_s$ .

В практических расчетах использование коэффициентов  $k_s$  и  $k_y$  в том виде, в каком они приведены выше, достаточно сложно. Поэтому упростим их, воспользовавшись разложением в ряд.

Разложение в ряд гиперболического синуса имеет вид

$$\operatorname{sh} x = x + \frac{x^3}{3!} + \frac{x^5}{5!} + \frac{x^7}{7!} + \dots$$

Отметим, что этот ряд не знакопеременный в отличие от ряда  $\sin x$ . Учитывая, что здесь  $x = \underline{\gamma}_0 L$ , получаем

$$k_s = \frac{\operatorname{sh} \underline{\gamma}_0 L}{\underline{\gamma}_0 L} = 1 + \frac{(\underline{\gamma}_0 L)^2}{3!} + \frac{(\underline{\gamma}_0 L)^4}{5!} + \frac{(\underline{\gamma}_0 L)^6}{7!} + \dots$$

или

$$k_s = 1 + \frac{(\underline{\gamma}_0 L)^2}{6} + \frac{(\underline{\gamma}_0 L)^4}{120} + \frac{(\underline{\gamma}_0 L)^6}{5040} + \dots \quad (4.13)$$

Разложение в ряд гиперболического тангенса имеет вид

$$\operatorname{th} x = x - \frac{1}{3}x^3 + \frac{2}{15}x^5 - \frac{17}{315}x^7 + \dots$$

Учитывая, что в данном случае

$$x = \gamma_0 L / 2,$$

и подставляя это значение в выражение для  $k_y$ , будем иметь

$$k_y = 1 - \frac{(\gamma_0 L)^2}{3 \cdot 4} + \frac{2(\gamma_0 L)^4}{15 \cdot 16} - \frac{17(\gamma_0 L)^6}{315 \cdot 64} + \dots$$

или

$$k_y = 1 - \frac{(\gamma_0 L)^2}{12} + \frac{(\gamma_0 L)^4}{120} - \frac{(\gamma_0 L)^6}{1186} + \dots \quad (4.14)$$

Отделив действительные и мнимые части в выражениях (4.13) и (4.14) и отбросив члены ряда далее второго в силу их малости, получим поправочные коэффициенты для определения активных и реактивных сопротивлений и проводимостей П-образной схемы замещения:

$$\left. \begin{aligned} k_r &= 1 - \frac{L^2}{3} x_0 b_0 = 1 - \frac{\lambda^2}{3}; \\ k_x &= 1 - \frac{L^2}{6} x_0 b_0 = 1 - \frac{\lambda^2}{6}; \\ k_b &= 1 + \frac{L^2}{12} x_0 b_0 = 1 + \frac{\lambda^2}{12}. \end{aligned} \right\} \quad (4.15)$$

Выражение поправочного коэффициента  $k_g$  для определения значения активной проводимости  $g_{\Pi}$  здесь не приводится, так как потери мощности и энергии на корону учитываются не введением этой проводимости в схему замещения линии, а другими методами.

При использовании этих коэффициентов параметры П-схемы замещения определяются как

$$\left. \begin{aligned} r_{\Pi} &= r_0 L k_r; \\ x_{\Pi} &= x_0 L k_x; \\ b_{\Pi} &= b_0 \frac{L}{2} k_b \end{aligned} \right\} \quad (4.16)$$

В практических расчетах для линий длиной до 250 км поправочные коэффициенты близки к единице и поэтому обычно не учитываются. Погрешность при этом составляет 1—2 %, что вполне допустимо для инженерных расчетов. Для линий большей длины учет

поправочных коэффициентов обязателен. Следует подчеркнуть, что он также обязателен и при вводе исходных данных по ветвям (для линий длиной более 250 км) в расчетные программы на ЭВМ.

Для линий длиной свыше 600 км следует использовать другие методы, поскольку упрощения, принятые при выводе выражений (4.15) (разложение в ряд и отбрасывание членов после второго) приводят к заметным погрешностям. Таким образом, диапазон длины линий, в котором следует применять поправочные коэффициенты, составляет 250—600 км.

### 4.2.3. Метод А.А. Горева

Рассматриваемый метод может быть использован при определении параметров схем замещения для линий длиной от 250 до 1500 км. Его суть заключается в замене гиперболических функций комплексных переменных выражениями, в которых используются только тригонометрические функции. Он даст более точные результаты, чем метод поправочных коэффициентов.

Основное допущение метода А.А. Горева состоит в пренебрежении потерями энергии на корону ( $g_0 = 0$ ). Это допущение обосновывается тем, что на практике они определяются иными методами.

При указанном допущении коэффициент распространения электромагнитной волны  $\underline{\gamma}_0$  и волновое сопротивление линии  $Z_B$  могут быть записаны следующим образом:

$$\underline{\gamma}_0 = \sqrt{(r_0 + jx_0) j b_0};$$

$$Z_B = \sqrt{\frac{r_0 + jx_0}{j b_0}}.$$

После простых преобразований эти выражения могут быть представлены в виде

$$\underline{\gamma}_0 = j \sqrt{x_0 b_0} \sqrt{1 - j \frac{r_0}{x_0}};$$

$$Z_B = \sqrt{\frac{x_0}{b_0}} \sqrt{1 - j \frac{r_0}{x_0}}.$$

Как можно видеть, первый множитель в этих двух уравнениях соответственно есть фазный коэффициент и волновое сопротивление



для идеализированной линии; второй множитель одинаков в обоих уравнениях.

Для исключения иррационального выражения представим второй множитель в виде степенного ряда при  $x \leq 1$ :

$$\sqrt{1+x} = 1 + \frac{x}{2} - \frac{1 \cdot 2}{2 \cdot 4} x^2 + \dots,$$

где  $x = -j(r_0/x_0)$ .

Как было показано выше, для линий СВН  $r_0 < x_0$ , поэтому их отношение удовлетворяет приведенному выше условию. Отбросив члены ряда далее второго ввиду их малости, получим

$$\left. \begin{aligned} \underline{\gamma}_0 &= j\sqrt{x_0 b_0} \left(1 - j\frac{r_0}{2x_0}\right); \\ \underline{Z}_B &= \sqrt{\frac{x_0}{b_0}} \left(1 - j\frac{r_0}{2x_0}\right). \end{aligned} \right\} \quad (4.17)$$

Учтем, что  $\lambda = \sqrt{x_0 b_0}$ , поэтому выражение  $\underline{\gamma}_0 L$  в этом случае будет иметь вид:

$$\underline{\gamma}_0 L = j\lambda + \lambda \frac{r_0}{2x_0},$$

отсюда

$$\text{sh } \underline{\gamma}_0 L = \text{sh} \left( j\lambda + \lambda \frac{r_0}{2x_0} \right).$$

Представив  $\text{sh } \underline{\gamma}_0 L$  как функцию двух аргументов, будем иметь

$$\text{sh } \underline{\gamma}_0 L = \text{sh } j\lambda \text{ ch } \lambda \frac{r_0}{2x_0} + \text{ch } j\lambda \text{ sh } \lambda \frac{r_0}{2x_0}.$$

Поскольку величина  $\lambda(r_0/2x_0) \ll 1$ , можно принять  $\text{ch } \lambda(r_0/2x_0) \approx 1$  и  $\text{sh } \lambda(r_0/2x_0) \approx \lambda(r_0/2x_0)$ . Кроме того, учтем, что  $\text{sh } j\lambda = j \sin \lambda$ , а  $\text{ch } j\lambda = \cos \lambda$ .

Проделав аналогичные преобразования с выражением  $\text{ch } \underline{\gamma}_0 L$ , получим

$$\left. \begin{aligned} \text{sh } \underline{\gamma}_0 L &= \lambda \frac{r_0}{2x_0} \cos \lambda + j \sin \lambda; \\ \text{ch } \underline{\gamma}_0 L &= \cos \lambda + j \lambda \frac{r_0}{2x_0} \sin \lambda; \\ \text{th } \underline{\gamma}_0 L &= \lambda \frac{r_0}{2x_0} \frac{1}{\cos^2 \lambda} + j \text{tg } \lambda. \end{aligned} \right\} \quad (4.18)$$

С учетом (4.7), (4.17) и (4.18) сопротивление продольной ветви П-схемы для реальной линии можно записать как

$$\underline{Z}_\Pi = \underline{Z}_B \text{sh } \underline{\gamma}_0 L = \underline{Z}_B \left(1 - j\frac{r_0}{2x_0}\right) \left(\frac{r_0}{2x_0} \lambda \cos \lambda + j \sin \lambda\right).$$

После преобразований будем иметь

$$\underline{Z}_\Pi = \underline{Z}_B \frac{r_0}{2x_0} (\lambda \cos \lambda + \sin \lambda) + j \underline{Z}_B \left[ \sin \lambda - \left(\frac{r_0}{2x_0}\right)^2 \lambda \cos \lambda \right],$$

где  $\underline{Z}_B = \sqrt{x_0/b_0}$  — волновое сопротивление идеализированной линии.

В полученном выражении для  $\underline{Z}_\Pi$  второй член мнимой составляющей очень мал в силу малого значения  $r_0$ , и в практических расчетах им можно пренебречь.

Тогда выражение для  $\underline{Z}_\Pi$  упрощается и будет иметь вид

$$\underline{Z}_\Pi = \underline{Z}_B \frac{r_0}{2x_0} (\lambda \cos \lambda + \sin \lambda) + j \underline{Z}_B \sin \lambda. \quad (4.19)$$

Поперечная проводимость  $\underline{Y}_\Pi$  для П-схемы может быть определена аналогичным путем. Опуская промежуточные преобразования, приведем расчетные выражения:

$$\underline{Y}_\Pi = \frac{1}{\underline{Z}_B} \left[ \frac{r_0}{2x_0} \left( \frac{\lambda}{2 \cos^2(\lambda/2)} - \text{tg } \frac{\lambda}{2} \right) + j \text{tg } \frac{\lambda}{2} \right]$$

или

$$\underline{Y}_\Pi = \frac{1}{\underline{Z}_B} \left[ \frac{r_0}{2x_0} \frac{\lambda - \sin \lambda}{1 + \cos \lambda} + j \text{tg } \frac{\lambda}{2} \right]. \quad (4.20)$$

Используя этот метод, можно получить расчетные выражения и для параметров Т-схемы:

$$\left. \begin{aligned} Z_{\Gamma} &= Z_{\Pi} \left[ \frac{r_0}{2x_0} \left( \frac{\lambda}{2 \cos^2(\lambda/2)} + \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2} \right) + j \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2} \right]; \\ Y_{\Gamma} &= \frac{1}{Z_{\Pi}} \left[ \frac{r_0}{2x_0} (\lambda \cos \lambda - \sin \lambda) + j \sin \lambda \right]. \end{aligned} \right\} \quad (4.21)$$

Обратим внимание на одно важное обстоятельство. Невзирая на то что при выводе уравнений для определения параметров схем замещения по методу А.А. Горева в самом начале было принято допущение о неучете потерь на корону ( $g_0 = 0$ ), в выражениях для определения значений  $Y_{\Pi}$  и  $Y_{\Gamma}$  есть действительная составляющая. Эта составляющая очень незначительна для линий относительно малой длины (500—600 км), и в практических расчетах ею можно пренебречь. Однако при увеличении длины линии (до 1000 км и более) она возрастает и ее следует учитывать. Эта составляющая компенсирует непропорциональное изменение активного сопротивления схемы замещения при увеличении длины линии и снижает потерь активной мощности в проводах линии. При ее учете суммарные потери мощности в элементах схемы замещения остаются такими же, как в реальной линии.

В проектных расчетах часто не учитываются изменения активного сопротивления проводов при изменении температуры окружающего воздуха. Однако эти изменения для разных времен года могут достигать 10—12 % и более по отношению к табличным значениям, что вызывает соответственные изменения потерь активной мощности и энергии в линии. В связи с большими потоками мощности в линиях СВН эти изменения следует учитывать. В зависимости от постановки задачи можно использовать среднегодовую, среднеянварскую или среднеиюльскую температуру воздуха той местности, по которой проходит данная линия.

Изменение активного сопротивления проводов линии может быть учтено в виде изменения значения их удельного погонного сопротивления:

$$r_0' = r_0^{120} [1 + 0,004(t - 20 \text{ } ^\circ\text{C})], \quad (4.22)$$

где  $t$  — температура воздуха в градусах Цельсия, при которой производится расчет.

Полученные выше выражения для определения параметров схем замещения протяженных линий (4.7) позволяют построить зависимости этих параметров от длины линии. Соответствующие зависи-

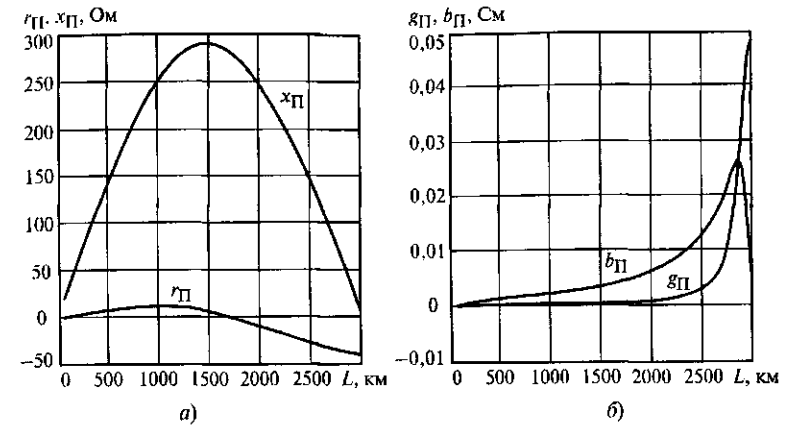


Рис. 4.2. Зависимость параметров П-схемы замещения от длины линии: а — активного  $r_{\Pi}$  и реактивного  $x_{\Pi}$  сопротивлений; б — активной  $g_{\Pi}$  и емкостной  $b_{\Pi}$  проводимостей

мости для линии 500 кВ с проводами 3×АС-400/51 при отсутствии короны приведены на рис. 4.2, из которого видно, что индуктивное сопротивление продольной ветви схемы замещения изменяется по синусоиде. При малой длине линии оно растет почти пропорционально длине, затем его рост замедляется и прекращается при длине линии около 1500 км. При дальнейшем увеличении длины линии индуктивное сопротивление снижается и достигает нуля при длине линии около 2930—2980 км. Одновременно резко возрастает емкостная проводимость. При длине линии около 2850 км она достигает максимума, затем резко снижается и переходит через нуль при той же длине, что и продольное индуктивное сопротивление. Все это объясняется волновыми процессами в линии. Теоретически половина электромагнитной волны соответствует длине линии 3000 км, чему соответствует значение электрического угла  $\beta_0 = 0,06$  град/км. Однако на практике это значение несколько больше ( $\beta_0 = 0,0605 \div 0,0615$  град/км) Отсюда некоторое уменьшение длины электромагнитной волны.

Активное сопротивление продольной ветви сначала нелинейно возрастает и при длине линии около 1000 км достигает максимума. Затем оно снижается и в зоне 1800—1950 км переходит через нуль и становится отрицательным. Отрицательное активное сопротивление противоестественно, поскольку оно означает не потери энергии в линии, а ее генерацию, чего не может быть, поскольку для этого

Таблица 4.1

Поперечная активная проводимость схемы замещения и потери мощности для линий 500 кВ различной длины

Параметр	Длина линии $L$ , км				
	500	1000	1500	2000	2500
$g_{\Pi}$ , См	$0,18 \cdot 10^{-5}$	$1,73 \cdot 10^{-5}$	$8,19 \cdot 10^{-5}$	$3,04 \cdot 10^{-4}$	$26 \cdot 10^{-4}$
$\Delta P_{\Sigma}$ , МВт	0,9	8,46	40,9	152	1300

не затрачивается никакой энергии извне. Это можно объяснить следующим образом.

Выше отмечалось, что рассмотренные математические модели основаны на уравнениях, связывающих параметры режима только по концам линии, поэтому и математическая модель также должна давать верные соотношения на входе и выходе схемы замещения или четырехполюсника. Снижение активного сопротивления компенсируется возрастанием действительной составляющей поперечной проводимости  $g_{\Pi}$  и увеличением потерь активной мощности в ней.

В табл. 4.1 приведены числовые данные, характеризующие изменение значения  $g_{\Pi}$  в зависимости от длины линии. Там же приводятся суммарные потери мощности в двух активных проводимостях схемы замещения линии.

При длине линии 1000 км и более потери мощности в поперечных активных проводимостях становятся заметными, и их необходимо учитывать в общих потерях активной мощности в линии.

### 4.3. Учет элементов электропередачи с сосредоточенными параметрами

#### Введение

Электропередача может включать в свою схему элементы, имеющие сосредоточенные параметры: компенсирующие устройства (реакторы, УПК), автотрансформаторы, промежуточные подстанции со своей нагрузкой и другие элементы, которые должны учитываться в расчетах режимов.

Существует два способа учета всех этих элементов. Один из них возможен в случае, когда электропередача имеет несколько участков, каждый из которых представлен П- или Т-схемой замещения. Параметры таких схем определяются согласно вышеизложенному. Все элементы с сосредоточенными параметрами включаются в соответствующие узлы электропередачи, и расчет режима каждого участка

ведется по известной методике (по данным конца или начала линии). Потребление активной и реактивной мощности элементами с сосредоточенными параметрами определяется балансом соответствующих мощностей в узлах, в которые включены эти элементы.

Другой способ применяется в том случае, когда вся электропередача рассматривается как единое целое. В этом случае она должна быть представлена одним эквивалентным четырехполюсником. Тогда все ее элементы — линия, автотрансформаторы, компенсирующие устройства — также должны быть представлены своими четырехполюсниками и включены в этот эквивалентный четырехполюсник.

Такое представление позволяет упростить расчеты при определении собственного и взаимного сопротивлений электропередачи, не прибегая к методу преобразования отдельных схем замещения, найти значения напряжений и токов в узлах электропередачи и пр. Замещение собственно линии четырехполюсником было показано выше (4.6).

Рассмотрим представление отдельных элементов, имеющих сосредоточенные параметры, четырехполюсниками. Эти элементы могут быть двух типов. К первому из них отнесем элементы, включаемые в линию последовательно, ко второму — элементы, подключаемые к линии параллельно.

#### 4.3.1. Учет элементов, включаемых в линию последовательно

К элементам с сосредоточенными параметрами, включаемым в линию последовательно, относятся трансформаторы генераторных блоков, работающих на шины, к которым подключена линия, обмотки высшего напряжения согласующих автотрансформаторов, установки продольной емкостной компенсации и др.

Последовательное включение трансформатора в линию электропередачи возможно на передающей электростанции в схеме генератор—трансформатор—линия. Схемы замещения трансформатора с учетом ветви намагничивания  $Y_{\mu}$  и сопротивления его обмоток  $Z_{\text{тр}}$  как четырехполюсника представлены на рис. 4.3. Обе схемы могут рассматриваться как несимметричные П-схемы, у которых одна из поперечных проводимостей равна нулю. Используя (4.4), для схемы (рис. 4.3, а) можно получить

$$\left. \begin{aligned} \underline{A} &= 1; & \underline{B} &= Z_{\text{тр}}; \\ \underline{C} &= Y_{\mu}; & \underline{D} &= 1 + Z_{\text{тр}} Y_{\mu}. \end{aligned} \right\} \quad (4.23)$$

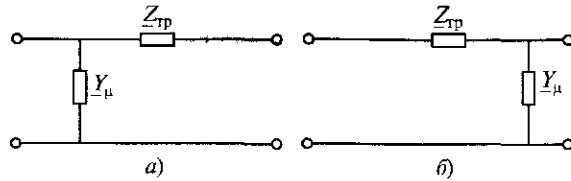


Рис. 4.3. Схемы замещения трансформатора с учетом ветви намагничивания: *a* — ветвь намагничивания на стороне генератора; *б* — ветвь намагничивания на стороне линии

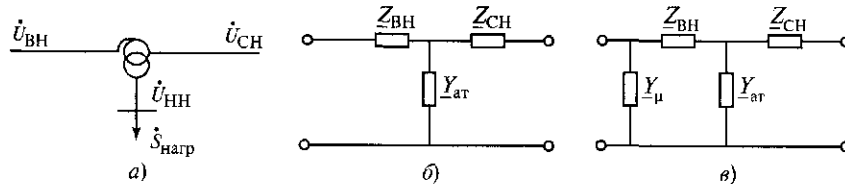


Рис. 4.4. Схема включения автотрансформатора (*a*) и его схемы замещения: без учета ветви намагничивания (*б*); с учетом ветви намагничивания (*в*)

Аналогичный подход к другой схеме (рис. 4.3, *б*) дает следующие результаты:

$$\left. \begin{aligned} A &= 1 + Z_{тр} Y_{\mu}; & B &= Z_{тр}; \\ C &= Y_{\mu}; & D &= 1, \end{aligned} \right\} \quad (4.24)$$

где  $Z_{тр} = r_{тр} + jx_{тр}$ ;  $Y_{\mu} = g_{\mu} - jb_{\mu}$  — сопротивление обмоток трансформатора и проводимость его ветви намагничивания, приведенные к ступени номинального напряжения линии (эти значения определяются известными методами).

Если трансформатор вводится в расчет только реактивным сопротивлением его обмоток, то при  $r_{тр} = 0$  и  $Y_{\mu} = 0$  параметры соответствующего четырехполюсника (см. рис. 4.3) приобретают вид

$$\left. \begin{aligned} A &= 1; & B &= jx_{тр}; \\ C &= 0; & D &= 1. \end{aligned} \right\} \quad (4.25)$$

Если отдельные участки электропередачи имеют различное номинальное напряжение, в линию последовательно включается согласующий *автотрансформатор* (рис. 4.4, *a*). В случае, когда в расчетах не учитываются потери мощности холостого хода этого автотрансформатора, он может быть представлен Т-схемой замещения

(рис. 4.4, *б*). В этой схеме  $Z_{ВН}$ ,  $Z_{СН}$  — сопротивления обмоток высшего и среднего напряжения,  $Y_{ат}$  — проводимость обмотки низшего напряжения,

$$Y_{ат} = 1/Z_{НН}.$$

Если к шинам низшего напряжения автотрансформатора подключены потребитель, шунтирующие реакторы, конденсаторные батареи (но не синхронный компенсатор с его ЭДС), то сопротивление этих элементов, или их эквивалентное сопротивление  $Z_{н экв}$ , должно включаться последовательно с сопротивлением обмотки низшего напряжения. В этом случае проводимость параллельной ветви Т-схемы определяется как

$$Y_{ат} = \frac{1}{Z_{НН} + Z_{н экв}}. \quad (4.26)$$

Параметры четырехполюсника, замещающего автотрансформатор без учета ветви намагничивания, могут быть получены из (4.5):

$$\left. \begin{aligned} A &= 1 + Y_{ат} Z_{ВН}; & B &= Z_{ВН} + Z_{СН} + Z_{ВН} Z_{СН} Y_{ат}; \\ C &= Y_{ат}; & D &= 1 + Z_{СН} Y_{ат}. \end{aligned} \right\} \quad (4.27)$$

При учете ветви намагничивания автотрансформатора

$$Y_{\mu} = g_{\mu} + jb_{\mu}$$

параметры четырехполюсника (рис. 4.4, *в*), найденные с помощью опыта холостого хода и короткого замыкания, определяются как

$$\left. \begin{aligned} A &= 1 + Y_{ат} Z_{ВН}; & B &= Z_{ВН} + Z_{СН} + Z_{ВН} Z_{СН} Y_{ат}; \\ C &= Y_{ат} + Y_{\mu} + Y_{ат} Y_{\mu} Z_{ВН}; \\ D &= 1 + Z_{СН} Y_{\mu} + Y_{\mu} (Z_{ВН} + Z_{СН}) + Z_{ВН} Z_{СН} Y_{ат} Y_{\mu}. \end{aligned} \right\} \quad (4.28)$$

Если в некоторой промежуточной точке линии включена установка *продольной компенсации* (рис. 4.5) с сопротивлением  $-jx_k$ , то при отсутствии реакторов на ее зажимах матрица ( $Y_p = 0$ ) ее параметров из (4.4) будет иметь вид:

$$\begin{vmatrix} A_k & B_k \\ C_k & D_k \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1 & -jx_k \\ 0 & 1 \end{vmatrix}. \quad (4.29)$$

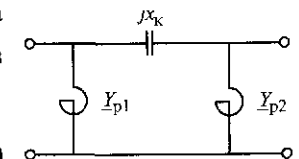


Рис. 4.5. Схема УПК с реакторами

### 4.3.2. Учет элементов, включаемых в линию параллельно

К элементам с сосредоточенными параметрами, включаемым в линию параллельно, относятся шунтирующие реакторы и конденсаторные батареи, трансформаторы и автотрансформаторы, питающие нагрузку подстанций, эквивалентная нагрузка подстанций и др. Для их учета удобно использовать T-схему замещения при  $Z_{T1} = Z_{T2} = 0$  (рис. 4.6). При этом условии из (4.5) можно получить:

$$\left. \begin{aligned} A &= 1; & B &= 0; \\ \underline{C} &= \underline{Y}; & D &= 1, \end{aligned} \right\} \quad (4.30)$$

где проводимость  $\underline{Y}$  определяется типом элемента, включенного в линию.

Значение проводимости нагрузки промежуточной подстанции электропередачи определяется по мощности  $\dot{S}_{ВН}$ , потребляемой всеми автотрансформаторами от шин высшего напряжения подстанции, включая потери холостого хода:

$$\underline{Y} = \dot{S}_{ВН} / U_{ном}^2. \quad (4.31)$$

С учетом наличия устройств регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) на автотрансформаторах значения  $\dot{S}_{ВН}$  и  $\underline{Y}_н$  могут быть приняты постоянными, не зависящими от изменения напряжения на шинах СВН подстанций.

Проводимость *неуправляемого шунтирующего реактора* определяется по номинальной мощности трехфазной группы реакторов и их номинальному напряжению:

$$y_p = Q_{ном p} / U_{ном p}^2. \quad (4.32)$$

Отметим, что номинальное напряжение реакторов равно наибольшему рабочему напряжению для оборудования данного класса напряжения (не номинальному напряжению сети):  $U_{ном p} = U_{нб раб}$ .

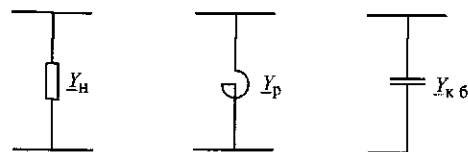


Рис. 4.6. Элементы с сосредоточенными параметрами, включаемые в линию параллельно ;

Проводимость *конденсаторной батареи*, включенной параллельно на шинах СВН промежуточной подстанции, определяется по ее номинальной мощности и номинальному напряжению сети СВН:

$$y_{кб} = Q_{ном кб} / U_{ном сети}^2. \quad (4.33)$$

### 4.3.3. Учет элементов с комбинированным включением в линию

В практике возможно комбинированное (последовательное и параллельное) включение элементов с сосредоточенными параметрами в линию. Например, если на выводах конденсаторной батареи УПК включены реакторы, предназначенные для снижения напряжения на этих выводах (см. рис. 4.5), то реакторы могут быть учтены двумя способами. Первый из них заключается в том, что каждый из реакторов учитывается своей матрицей (4.30). Это позволяет найти ток и мощность, генерируемую конденсаторами УПК. По второму способу УПК (вместе с реакторами) рассматривается как П-схема и может быть представлена одним четырехполюсником, параметры которого определяются по (4.4).

В этом случае

$$\left. \begin{aligned} \underline{Z}_{П} &= -jx_k; \\ \underline{Y}_{П1} &= -jy_{p1}; \\ \underline{Y}_{П2} &= -jy_{p2}; \end{aligned} \right\} \quad (4.34)$$

при одинаковых реакторах

$$\underline{Y}_{П1} = \underline{Y}_{П2} = -jy_p.$$

### 4.4. Метод эквивалентного четырехполюсника

Использование метода эквивалентного четырехполюсника при расчете режимов сложных электропередач, оснащенных различными компенсирующими устройствами, с промежуточными отборами мощности дает определенные преимущества по сравнению с применением П- или Т-схем замещения. Эти преимущества заключаются в более простом определении собственных, взаимных и входных сопротивлений электропередачи, исключая преобразование схемы, применение метода единичного тока и других методов, требующих сложных и громоздких вычислений.

Рассматриваемый метод позволяет найти соотношения не только между параметрами на входе и выходе эквивалентного четырехпо-

люсника, но и определить параметры режима в любой промежуточной точке исследуемой электропередачи, если эта точка находится на входе или выходе какого-либо из элементарных четырехполюсников, входящих в состав эквивалентного.

Параметры режима на выходе четырехполюсника при заданных параметрах его входа могут быть найдены путем совместного решения уравнений (4.1):

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_2 &= \underline{D}\dot{U}_1 - \underline{B}\dot{I}_1; \\ \dot{I}_2 &= -\underline{C}\dot{U}_1 + \underline{A}\dot{I}_1; \\ S_2 &= U_2\dot{I}_2 = P_2 + jQ_2, \end{aligned} \right\} \quad (4.35)$$

что позволяет найти параметры режима в любой точке электропередачи при заданных параметрах ее начала.

В схеме электропередачи элементарные четырехполюсники могут соединяться как последовательно, так и параллельно. При их последовательном соединении матрица параметров эквивалентного четырехполюсника находится путем последовательного перемножения матриц параметров элементарных четырехполюсников. При этом в процессе вычисления создаются промежуточные матрицы, позволяющие определить параметры режима в той или иной точке электропередачи.

Необходимость в параллельном соединении четырехполюсников появляется в случае двухцепной электропередачи, в частности, когда цепи электропередачи неидентичны, при анализе неоднородной сети, когда параллельно с рассматриваемой линией включена линия более низкого напряжения, или в каких-либо иных случаях.

Рассмотрим два различных четырехполюсника, включенные параллельно, с отличающимися коэффициентами  $A, B, C, D$  (рис. 4.7).

Из курса ТОЭ следует, что собственные и взаимные проводимости эквивалентного четырехполюсника связаны с такими же проводимостями элементарных четырехполюсников следующими соотношениями:

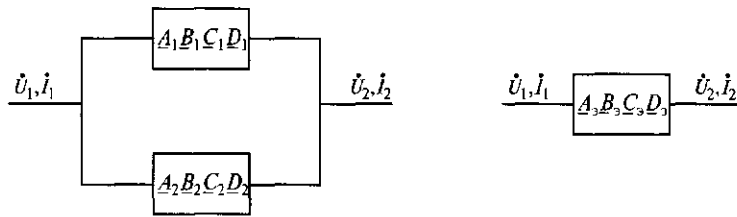


Рис. 4.7. Параллельное соединение четырехполюсников

$$\begin{vmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \underline{Y}'_{11} + \underline{Y}''_{11} & \underline{Y}'_{12} + \underline{Y}''_{12} \\ \underline{Y}'_{21} + \underline{Y}''_{21} & \underline{Y}'_{22} + \underline{Y}''_{22} \end{vmatrix}, \quad (4.36)$$

где  $\underline{Y}_{11}, \underline{Y}_{12}, \underline{Y}_{21}, \underline{Y}_{22}$  — собственные и взаимные проводимости элементарных четырехполюсников (одним штрихом обозначена проводимость первого четырехполюсника, двумя — второго).

Выразим проводимости через параметры четырехполюсников:

$$\begin{aligned} \underline{Y}'_{11} &= \frac{\underline{D}_1}{\underline{B}_1}; & \underline{Y}'_{12} &= \frac{1}{\underline{B}_1}; & \underline{Y}'_{22} &= \frac{\underline{A}_1}{\underline{B}_1}; & \underline{Y}'_{21} &= \frac{1}{\underline{B}_1}; \\ \underline{Y}''_{11} &= \frac{\underline{D}_2}{\underline{B}_2}; & \underline{Y}''_{12} &= \frac{1}{\underline{B}_2}; & \underline{Y}''_{22} &= \frac{\underline{A}_2}{\underline{B}_2}; & \underline{Y}''_{21} &= \frac{1}{\underline{B}_2}. \end{aligned}$$

Подставив эти проводимости в исходное уравнение (4.36), после преобразований получим коэффициенты эквивалентного четырехполюсника:

$$\left. \begin{aligned} \underline{A}_3 &= \frac{\underline{A}_1\underline{B}_2 + \underline{A}_2\underline{B}_1}{\underline{B}_1 + \underline{B}_2}; & \underline{B}_3 &= \frac{\underline{B}_1\underline{B}_2}{\underline{B}_1 + \underline{B}_2}; \\ \underline{C}_3 &= \frac{\underline{A}_3\underline{D}_3 - 1}{\underline{B}_3}; & \underline{D}_3 &= \frac{\underline{D}_1\underline{B}_2 + \underline{D}_2\underline{B}_1}{\underline{B}_1 + \underline{B}_2}. \end{aligned} \right\} \quad (4.37)$$

Значение  $\underline{C}_3$  может быть также найдено через параметры каждого из четырехполюсников:

$$\underline{C}_3 = \frac{(\underline{A}_1\underline{B}_2 + \underline{A}_2\underline{B}_1)(\underline{D}_1\underline{B}_2 + \underline{D}_2\underline{B}_1) - (\underline{B}_1 + \underline{B}_2)^2}{\underline{B}_1\underline{B}_2(\underline{B}_1 + \underline{B}_2)}. \quad (4.38)$$

В случае, когда параллельно включенные четырехполюсники одинаковы (две идентичные цепи одной линии, два параллельно работающих одинаковых трансформатора или автотрансформатора), параметры эквивалентного четырехполюсника будут равны:

$$\left. \begin{aligned} \underline{A}_3 &= \underline{A}_1 = \underline{A}_2; & \underline{B}_3 &= \underline{B}_1/2 = \underline{B}_2/2; \\ \underline{C}_3 &= 2\underline{C}_1 = 2\underline{C}_2; & \underline{D}_3 &= \underline{D}_1 = \underline{D}_2. \end{aligned} \right\} \quad (4.39)$$

Различные варианты соединения четырехполюсников с другими элементами электропередачи приведены в табл. 4.2.

Соотношения между параметрами схемы замещения

Схема	$A_3$	$B_3$	$C_3$	$D_3$
	1	Z	0	1
	1	0	Y	1
	$A_1 A_2 + B_2 C_2$	$A_1 B_2 + B_1 D_2$	$C_1 A_2 + D_1 C_2$	$D_1 D_2 + C_1 B_2$
	$\frac{A_1 B_2 + B_1 A_2}{B_1 + B_2}$	$\frac{B_1 B_2}{B_1 + B_2}$	$C_1 + C_2 + \frac{(A_1 - A_2)(D_2 - D_1)}{B_1 + B_2}$	$\frac{B_2 D_2 + D_1 B_2}{B_1 + B_2}$
	$A + Z_1 C$	$B + Z_1 D$	C	D
	A	$B + Z_2 A$	C	$D + Z_2 C$

Окончание табл. 4.2

Схема	$A_1$	$B_1$	$C_1$	$D_1$
	$A + Z_1 C$	$B + Z_1 D + Z_2 A + Z_1 Z_2 C$	C	$D + Z_2 C$
	A	B	$C + Y_1 A$	$D + Y_1 B$
	$A + Y_2 B$	B	$C + Y_2 D$	D
	$A + Y_2 B$	B	$C + Y_1 A + Z_2 D + Y_1 Y_2 B$	$D + Y_1 B$
	$A_1 A_2 + B_1 C_2 + A_1 C_2 Z$	$A_1 B_2 + B_1 D_2 + A_1 D_2 Z$	$A_2 C_1 + C_2 D_1 + C_1 C_2 Z$	$B_2 C_1 + D_1 D_2 + C_1 D_2 Z$
	$A_1 A_2 + B_1 C_2 + A_2 B_1 Y$	$A_1 B_2 + B_1 D_2 + B_1 B_2 Y$	$A_2 C_1 + C_2 D_1 + A_2 D_1 Y$	$B_2 C_1 + D_1 D_2 + B_2 D_1 Y$

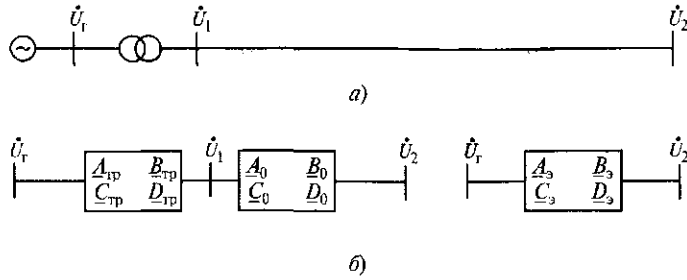


Рис. 4.8. Схема генератор—трансформатор—линия (а) и ее представление эквивалентным четырехполюсником (б)

Рассмотрим применение метода эквивалентного четырехполюсника на конкретных примерах для наиболее характерных случаев.

Схема генератор—трансформатор—линия (рис. 4.8). Матрица параметров эквивалентного четырехполюсника, замещающего всю электропередачу, определяется как произведение матриц входящих в нее четырехполюсников:

$$\begin{aligned} \begin{vmatrix} A_3 & B_3 \\ C_3 & D_3 \end{vmatrix} &= \begin{vmatrix} A_{гр} & B_{гр} \\ C_{гр} & D_{гр} \end{vmatrix} \begin{vmatrix} A_0 & B_0 \\ C_0 & D_0 \end{vmatrix} = \\ &= \begin{vmatrix} A_{гр}A_0 + B_{гр}C_0 & A_{гр}B_0 + B_{гр}D_0 \\ C_{гр}A_0 + D_{гр}C_0 & C_{гр}B_0 + D_{гр}D_0 \end{vmatrix} \end{aligned} \quad (4.40)$$

Здесь и далее индексом «0» (нуль) обозначены параметры четырехполюсника, замещающего линию без промежуточных подстанций и без каких-либо устройств с сосредоточенными параметрами.

В случае, если трансформатор представлен только своим сопротивлением рассеяния, параметры эквивалентного четырехполюсника определяются как

$$\begin{vmatrix} A_3 & B_3 \\ C_3 & D_3 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1 & jx_{гр} \\ 0 & 1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} A_0 & B_0 \\ C_0 & D_0 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} A_0 + jx_{гр}C_0 & B_0 + jx_{гр}D_0 \\ C_0 & D_0 \end{vmatrix}.$$

Для идеализированной линии, учитывая (4.3), будем иметь

$$\left. \begin{aligned} A_3 &= \cos \lambda - \frac{x_{гр}}{Z_B} \sin \lambda; & B_3 &= j(Z_B \sin \lambda + x_{гр} \cos \lambda); \\ C_3 &= j \frac{1}{Z_B} \sin \lambda; & D_3 &= \cos \lambda. \end{aligned} \right\} \quad (4.41)$$

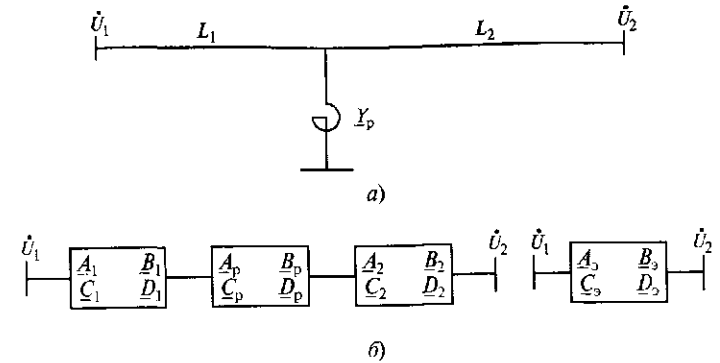


Рис. 4.9. Схема линии с одним реактором (а) и ее представление эквивалентным четырехполюсником (б)

При заданных параметрах режима генератора ( $\dot{U}_r, \dot{I}_r$ ) параметры режима в начале линии определяются следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_1 &= D_{тр} \dot{U}_r - B_{тр} \dot{I}_r; \\ \dot{I}_1 &= -C_{тр} \dot{U}_r + A_{тр} \dot{I}_r; \\ \dot{S}_1 &= \dot{U}_1 \dot{I}_1 = P_1 \pm jQ_1. \end{aligned} \right\} \quad (4.42)$$

Или, учитывая, что  $A_{тр} = D_{тр} = 1$ ;  $B_{тр} = jx_{тр}$ ;  $C_{тр} = 0$ , получаем

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_r - jx_{тр} \dot{I}_r; \quad \dot{I}_1 = \dot{I}_r.$$

Линия с одним реактором, включенным в некоторой промежуточной точке (рис. 4.9). Параметры эквивалентного четырехполюсника находятся как

$$\begin{aligned} \begin{vmatrix} A_3 & B_3 \\ C_3 & D_3 \end{vmatrix} &= \begin{vmatrix} A_1 & B_1 \\ C_1 & D_1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ Y_p & 1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} A_2 & B_2 \\ C_2 & D_2 \end{vmatrix} = \\ &= \begin{vmatrix} (A_1 + B_1 Y_p)A_2 + B_1 C_2 & (A_1 + B_1 Y_p)B_2 + B_1 D_2 \\ (C_1 + D_1 Y_p)A_2 + D_1 C_2 & (C_1 + D_1 Y_p)B_2 + D_1 D_2 \end{vmatrix}. \end{aligned} \quad (4.43)$$

Раскроем выражения для параметров эквивалентного четырехполюсника:

$$\begin{aligned} A_3 &= A_1 A_2 + A_2 B_1 Y_p + B_1 C_2; & B_3 &= A_1 B_2 + B_1 D_2 + B_1 B_2 Y_p; \\ C_3 &= C_1 A_2 + C_2 D_1 + D_1 A_2 Y_p; & D_3 &= C_1 B_2 + D_2 D_2 + D_1 B_2 Y_p. \end{aligned}$$



Подставив сюда выражения для параметров элементарных четырехполюсников идеализированной линии и учтя, что  $\underline{Y}_p = -jy_p$ , после преобразований получим

$$\begin{aligned} \underline{A}_3 &= \cos \lambda + Z_B y_p \sin \lambda_1 \cos \lambda_2; & \underline{B}_3 &= jZ_B \sin \lambda + jy_p Z_B^2 \sin \lambda_1 \sin \lambda_2; \\ \underline{C}_3 &= j \left( \frac{1}{Z_B} \sin \lambda - y_p \cos \lambda_1 \cos \lambda_2 \right); & \underline{D}_3 &= \cos \lambda + Z_B y_p \sin \lambda_2 \cos \lambda_1. \end{aligned} \quad (4.44)$$

Обратим внимание на то, что при включении реактора в некоторой промежуточной точке линии значение  $B_3 > B_0$ , что свидетельствует о снижении пропускной способности линии, в то время как при включении его на любом из концов линии  $B_3 = B_0$  и пропускная способность не уменьшается. Это объясняется тем, что при подходе, принятом выше, внутреннее сопротивление источников питания не учитывается и напряжение в начале и конце линии остается неизменным.

При большем количестве реакторов определение параметров эквивалентного четырехполюсника производится по схемам, приведенным в табл. 4.2.

Линия с установкой продольной емкостной компенсации (без реакторов), включенной в промежуточной точке (рис. 4.10). Параметры эквивалентного четырехполюсника находятся, как обычно:

$$\begin{aligned} \begin{vmatrix} \underline{A}_3 & \underline{B}_3 \\ \underline{C}_3 & \underline{D}_3 \end{vmatrix} &= \begin{vmatrix} \underline{A}_1 & \underline{B}_1 \\ \underline{C}_1 & \underline{D}_1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} 1 & \underline{X}_k \\ 0 & 1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \underline{A}_2 & \underline{B}_2 \\ \underline{C}_2 & \underline{D}_2 \end{vmatrix} = \\ &= \begin{vmatrix} \underline{A}_1 \underline{A}_2 + (\underline{A}_1 \underline{X}_k + \underline{B}_1) \underline{C}_2 & \underline{A}_1 \underline{B}_2 + (\underline{A}_1 \underline{X}_k + \underline{B}_1) \underline{D}_2 \\ \underline{C}_1 \underline{A}_2 + (\underline{C}_1 \underline{X}_k + \underline{D}_1) \underline{C}_2 & \underline{C}_1 \underline{B}_2 + (\underline{C}_1 \underline{X}_k + \underline{D}_1) \underline{D}_2 \end{vmatrix}. \end{aligned} \quad (4.45)$$

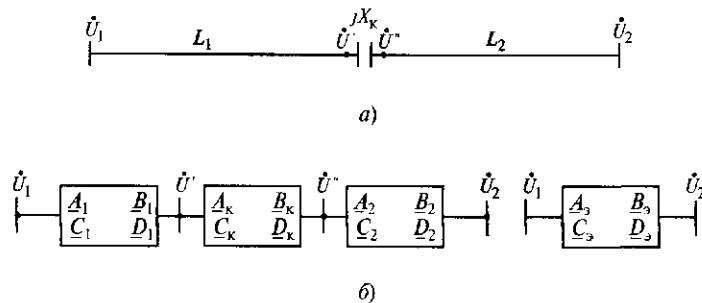


Рис. 4.10. Схема линии с УПК без реакторов (а) и ее представление эквивалентным четырехполюсником (б)

Подставив сюда выражения для параметров составляющих четырехполюсников и учтя, что  $\underline{X}_k = -jx_k$ , окончательно для идеализированной линии получим

$$\left. \begin{aligned} \underline{A}_3 &= A_0 - j \frac{x_k}{Z_B} A_1 C_2 = \cos \lambda + \frac{x_k}{Z_B} \cos \lambda_1 \sin \lambda_2; \\ \underline{B}_3 &= B_0 - j x_k A_1 A_2 = j Z_B \sin \lambda - j x_k \cos \lambda_1 \cos \lambda_2; \\ \underline{C}_3 &= C_0 - j x_k C_1 C_2 = j \frac{1}{Z_B} \sin \lambda + j \frac{x_k}{Z_B^2} \sin \lambda_1 \sin \lambda_2; \\ \underline{D}_3 &= D_0 - j x_k C_1 D_2 = \cos \lambda + \frac{x_k}{Z_B} \sin \lambda_1 \cos \lambda_2. \end{aligned} \right\} \quad (4.46)$$

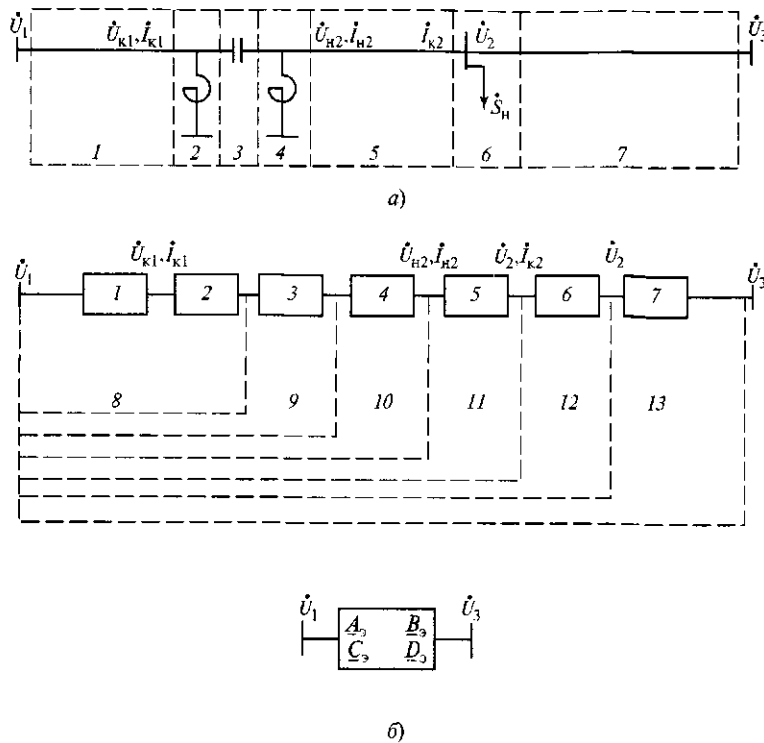
Здесь в отличие от предыдущего случая  $B_3 < B_0$ , что свидетельствует об увеличении пропускной способности линии. Если учесть, что  $\lambda_2 = \lambda - \lambda_1$ , подставить это значение в выражение  $B_3$  (4.46) и взять производную по  $\lambda_1$ , то после преобразований можно получить

$$\lambda_1 = \lambda / 2. \quad (4.47)$$

Это означает, что минимальное значение  $B_3$ , или, иными словами, наибольшая пропускная способность линии при заданном значении  $x_k$ , будет при размещении УПК в середине линии.

Отметим, что при включении в линию элемента с сосредоточенными параметрами все коэффициенты эквивалентного четырехполюсника имеют два слагаемых. Одно из них есть соответствующая постоянная непосредственно линии, другое — величина, зависящая от параметров этого элемента (сопротивления, проводимости) и места его включения в линию. Это правило относится и к случаю, когда в линии имеется несколько элементов с сосредоточенными параметрами. Тогда количество слагаемых увеличивается, но одно из них будет соответствовать непосредственно линии, а другие будут отражать параметры элементов с сосредоточенными параметрами и места их включения в линию.

Схема электропередачи с промежуточной подстанцией и установкой продольной компенсации на первом участке электропередачи (рис. 4.11, а). Элементарные четырехполюсники и эквивалентный четырехполюсник, замещающий эту электропередачу, показаны на рис. 4.11, б. Там же приведены границы объединенных четырехполюсников, позволяющие найти параметры режима в промежуточных точках.



**Рис. 4.11. Компенсированная электропередача с одним промежуточным отбором мощности:**  
*а* — схема электропередачи; *б* — эквивалентный четырехполюсник и его составляющие

Параметры эквивалентного четырехполюсника в данном случае определяются как

$$\begin{vmatrix} \underline{A}_3 & \underline{B}_3 \\ \underline{C}_3 & \underline{D}_3 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \underline{A}_1 & \underline{B}_1 \\ \underline{C}_1 & \underline{D}_1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \underline{A}_2 & \underline{B}_2 \\ \underline{C}_2 & \underline{D}_2 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \underline{A}_3 & \underline{B}_3 \\ \underline{C}_3 & \underline{D}_3 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \underline{A}_4 & \underline{B}_4 \\ \underline{C}_4 & \underline{D}_4 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \underline{A}_5 & \underline{B}_5 \\ \underline{C}_5 & \underline{D}_5 \end{vmatrix} \times \\ \times \begin{vmatrix} \underline{A}_6 & \underline{B}_6 \\ \underline{C}_6 & \underline{D}_6 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \underline{A}_7 & \underline{B}_7 \\ \underline{C}_7 & \underline{D}_7 \end{vmatrix}. \quad (4.48)$$

Для проверки расчета целесообразно использовать известное для четырехполюсников соотношение:

$$\underline{AD} - \underline{BC} = 1.$$

При заданных параметрах режима конца электропередачи  $\dot{U}_3, \dot{I}_3$  параметры режима ее начала определяются как

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_1 &= \underline{A}_3 \dot{U}_3 + \underline{B}_3 \dot{I}_3; \\ \dot{I}_1 &= \underline{C}_3 \dot{U}_3 + \underline{D}_3 \dot{I}_3; \\ \dot{S}_1 &= \dot{U}_1 \dot{I}_1. \end{aligned} \right\} \quad (4.49)$$

Если заданы параметры режима начала  $\dot{U}_1, \dot{I}_1$ , параметры конца находятся из следующих выражений:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_3 &= \underline{D}_3 \dot{U}_1 - \underline{B}_3 \dot{I}_1; \\ \dot{I}_3 &= -\underline{C}_3 \dot{U}_1 + \underline{A}_3 \dot{I}_1; \\ \dot{S}_3 &= \dot{U}_3 \dot{I}_3. \end{aligned} \right\} \quad (4.50)$$

Параметры объединенных четырехполюсников, предназначенных для нахождения параметров режима в промежуточных точках электропередачи, определяются путем перемножения матриц, входящих в эти четырехполюсники. Так, например, напряжение, ток и мощность в конце первого участка первой линии (перед УПК) находятся как

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{к1} &= \underline{D}_1 \dot{U}_1 - \underline{B}_1 \dot{I}_1; \\ \dot{I}_{к1} &= -\underline{C}_1 \dot{U}_1 + \underline{A}_1 \dot{I}_1; \\ \dot{S}_{к1} &= \dot{U}_{к1} \dot{I}_{к1}. \end{aligned} \right\} \quad (4.51)$$

Напряжение и ток в начале второго участка первой линии (за УПК) составляют:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{н2} &= \underline{D}_{10} \dot{U}_1 - \underline{B}_{10} \dot{I}_1; \\ \dot{I}_{н2} &= -\underline{C}_{10} \dot{U}_1 + \underline{A}_{10} \dot{I}_1; \\ \dot{S}_{н2} &= \dot{U}_{н2} \dot{I}_{н2}. \end{aligned} \right\} \quad (4.52)$$

где  $\begin{vmatrix} \underline{A}_{10} & \underline{B}_{10} \\ \underline{C}_{10} & \underline{D}_{10} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \underline{A}_1 & \underline{B}_1 \\ \underline{C}_1 & \underline{D}_1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \underline{A}_2 & \underline{B}_2 \\ \underline{C}_2 & \underline{D}_2 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \underline{A}_3 & \underline{B}_3 \\ \underline{C}_3 & \underline{D}_3 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \underline{A}_4 & \underline{B}_4 \\ \underline{C}_4 & \underline{D}_4 \end{vmatrix}$

Напряжение на шинах промежуточной подстанции, ток и мощность в конце первой линии будут равны:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_2 &= \underline{D}_{11} \dot{U}_1 - \underline{B}_{11} \dot{I}_1; \\ \dot{I}_{k1} &= -\underline{C}_{11} \dot{U}_1 + \underline{A}_{11} \dot{I}_1; \\ \dot{S}_{k1} &= \dot{U}_2 \dot{I}_{k1}. \end{aligned} \right\} \quad (4.53)$$

Здесь  $\underline{A}_{11}$ ,  $\underline{B}_{11}$ ,  $\underline{C}_{11}$ ,  $\underline{D}_{11}$  находятся из произведения соответствующих матриц (см. рис. 4.11).

Аналогичным путем находятся параметры режима во всех остальных интересующих нас точках электропередачи. Этот метод позволяет достаточно просто найти параметры синхронизационных режимов электропередачи при отключении любого из выключателей. При отключении выключателя в начале первой линии ( $\dot{I}_1 = 0$ ) из (4.50) можно найти напряжение на этом выключателе со стороны линии:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_3 / \underline{D}_3.$$

При отключении выключателя приемной системы напряжение на этом выключателе со стороны линии может быть найдено из (4.49) при условии  $\dot{I}_3 = 0$ :

$$\dot{U}_3 = \dot{U}_1 / \underline{A}_3.$$

#### 4.5. Собственное, взаимное и входное сопротивление линии

Значения собственного, взаимного и входного сопротивлений бывают необходимы при определении пропускной способности электропередачи, при расчетах статической и динамической устойчивости системы и синхронизационных режимов. Напомним, что понятия собственных и взаимных сопротивлений используются при расчете схем с несколькими источниками питания.

Под *собственным сопротивлением*  $i$ -го источника понимается отношение напряжения этого источника к его току при напряжении всех других источников, равном нулю (они закорочены):

$$\underline{Z}_{ii} = \dot{U}_i / \dot{I}_i.$$

Под *взаимным сопротивлением* между источниками  $i$  и  $j$  понимается отношение напряжения  $i$ -го источника к току в цепи  $j$ -го источника:

$$\underline{Z}_{ij} = \dot{U}_i / \dot{I}_j.$$

Под *входным сопротивлением* понимается отношение напряжения  $i$ -го источника к его току, когда ток всех остальных источников равен нулю (они отключены):

$$\underline{Z}_{вх} = \dot{U}_i / \dot{I}_i.$$

Применительно к реальной некомпенсированной одиночной линии с двухсторонним питанием все эти сопротивления могут быть определены из уравнений длинной линии (3.13).

Собственное и взаимное сопротивления такой линии при  $U_2 = 0$  составят соответственно:

$$\left. \begin{aligned} \underline{Z}_{11} &= \dot{U}_1 / \dot{I}_1 = \underline{Z}_в \operatorname{th} \gamma_0 L; \\ \underline{Z}_{12} &= \dot{U}_1 / \dot{I}_2 = \underline{Z}_в \operatorname{sh} \gamma_0 L. \end{aligned} \right\} \quad (4.54)$$

Входное сопротивление линии при  $I_2 = 0$  находится как

$$\underline{Z}_{вх} = \dot{U}_1 / \dot{I}_1 = \underline{Z}_в \operatorname{ch} \gamma_0 L. \quad (4.55)$$

Для идеализированной линии эти уравнения принимают вид:

$$\left. \begin{aligned} jx_{11} &= jZ_в \operatorname{tg} \lambda; \\ jx_{12} &= jZ_в \sin \lambda; \\ -jx_{вх} &= -jZ_в \operatorname{ctg} \lambda. \end{aligned} \right\} \quad (4.56)$$

Применительно к схемам замещения линии собственные и взаимные сопротивления находятся следующим образом.

Для П-схемы при  $U_2 = 0$  напряжение и ток начала линии равны:

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= \dot{I}_2 \underline{Z}_{\Pi}; \\ \dot{I}_1 &= \dot{I}_2 + \dot{U}_1 \underline{Y}_{\Pi} = \dot{I}_2 (1 + \underline{Y}_{\Pi} \underline{Z}_{\Pi}), \end{aligned}$$

откуда

$$\left. \begin{aligned} \underline{Z}_{11} &= \frac{\underline{Z}_{\Pi}}{1 + \underline{Y}_{\Pi} \underline{Z}_{\Pi}} = \frac{\underline{B}}{\underline{D}}; \\ \underline{Z}_{12} &= \underline{Z}_{\Pi} = \underline{B}. \end{aligned} \right\} \quad (4.57)$$

Подчеркнем, что для П-схемы, которая чаще используется в расчетах, взаимное сопротивление есть сопротивление продольной ветви этой схемы.

Для T-схемы замещения напряжение в средней точке при  $U_2 = 0$

равно:

$$\dot{U}_{\text{ср}} = \dot{I}_2 Z_T,$$

откуда напряжение и ток в начале схемы определяются как

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_{\text{ср}} + \dot{I}_1 Z_T = \dot{I}_2 (2Z_T + Z_T^2 Y_T);$$

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 + \dot{U}_{\text{ср}} Y_T = \dot{I}_2 (1 + Y_T Z_T),$$

а собственное и взаимное сопротивления T-схемы составят:

$$\left. \begin{aligned} Z_{11} &= \frac{2Z_T + Z_T^2 Y_T}{1 + Y_T Z_T} = \frac{\underline{B}}{\underline{D}}, \\ Z_{12} &= 2Z_T + Z_T^2 = \underline{B}. \end{aligned} \right\} \quad (4.58)$$

Если рассматривать линию как четырехполюсник, то из (4.1) при  $\dot{U}_2 = 0$  можно получить значения собственного и взаимного сопротивлений:

$$Z_{11} = \underline{B}/\underline{D}; \quad Z_{12} = \underline{B}; \quad (4.59)$$

при  $\dot{I}_2 = 0$  можно найти входное сопротивление линии

$$Z_{\text{вх}} = \underline{A}/\underline{C}. \quad (4.60)$$

Выражениями (4.59) и (4.60) удобно пользоваться при определении собственных, взаимных и входных сопротивлений для сложной схемы электропередачи при наличии промежуточных подстанций с местной нагрузкой, при различных количествах цепей на отдельных участках, наличии компенсирующих устройств и т.д. В противном случае эти сопротивления приходится определять, пользуясь методом преобразования схемы или методом единичного тока, что сложнее.

При использовании указанных уравнений для сложных схем следует применять параметры эквивалентного четырехполюсника  $\underline{A}_3$ ,  $\underline{B}_3$ ,  $\underline{C}_3$ ,  $\underline{D}_3$ . Так например, для рассмотренной выше электропередачи (см. рис. 4.11) собственное, взаимное и входное сопротивления могут быть определены по параметрам эквивалентного четырехполюсника, найденного по (4.48).

## Контрольные вопросы

1. Чем различаются известные математические модели линии? Назовите области их применения.
2. Назовите возможные способы определения параметров схем замещения линии.
3. Какие физические свойства линии отражают элементы ее схем замещения?
4. Что лежит в основе определения расчетных выражений поправочных коэффициентов для параметров П-схемы замещения?
5. Назовите основное допущение в методе А.А. Горева. Возможно ли при использовании этого метода получение активной составляющей в поперечной проводимости П-схемы? Ответ обоснуйте.
6. Как изменяются параметры П-схемы замещения при изменении длины линии от нуля до 3000 км? Почему это происходит и к чему это приводит?
7. Как учитываются в схеме замещения линии устройства, имеющие сосредоточенные параметры, при их последовательном и параллельном включении?
8. Как найти собственное и взаимное сопротивления линии с реактором в промежуточной точке?
9. Чему равны значения  $x_{\Pi}$  и  $b_{\Pi}$  для линий длиной 1500 км ( $\beta_0 = 0,06$  град/км)?
10. Как определить параметры режима в промежуточной точке электропередачи, пользуясь П-схемами замещения?
11. Поясните сущность метода эквивалентного четырехполюсника. Как с его помощью найти параметры режима в промежуточной точке сложной электропередачи?
12. Как найти собственное, взаимное и входное сопротивления сложной электропередачи?

## КОМПЕНСИРОВАННЫЕ ЛИНИИ. КРУГОВЫЕ ДИАГРАММЫ. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

### Введение

Под *компенсированными линиями* понимаются линии, в которых применены средства поперечной и продольной компенсации.

Под средствами *поперечной компенсации* понимают устройства, подключенные к линии параллельно. К таким устройствам относятся реакторы, предназначенные для компенсации зарядной мощности линии, а также синхронные или статические компенсаторы реактивной мощности, стабилизирующие напряжение в заданных узлах электропередачи.

К средствам *продольной компенсации* относятся установки продольной емкостной компенсации, предназначенные для компенсации части продольного индуктивного сопротивления линии с целью увеличить ее пропускную способность. Для этого используется батарея статических конденсаторов, включаемая в какой-либо точке линии последовательно в каждую ее фазу.

### 5.1. Уравнения круговых диаграмм

Поскольку круговые диаграммы линии отражают режимные параметры начала и конца линии, целесообразно воспользоваться математической моделью компенсированной линии, в которой линия представлена эквивалентным четырехполюсником. Коэффициенты этого четырехполюсника ( $A_3, B_3, C_3, D_3$ ) учитывают все компенсирующие устройства, включенные в линию.

Напряжение и ток начала компенсированной линии связаны с такими же параметрами конца линии следующими уравнениями:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_1 &= A_3 \dot{U}_2 + B_3 \dot{I}_2; \\ \dot{I}_1 &= C_3 \dot{U}_2 + D_3 \dot{I}_2. \end{aligned} \right\} \quad (5.1)$$

Найдем из первого уравнения (5.1) ток  $\dot{I}_2$ :

$$\dot{I}_2 = (\dot{U}_1 - A_3 \dot{U}_2) / B_3,$$

подставим его во второе уравнение (5.1), и учтя, что

$$A_3 D_3 - B_3 C_3 = 1,$$

после несложных преобразований получим

$$\dot{I}_1 = \dot{U}_1 \frac{D_3}{B_3} - \frac{\dot{U}_2}{B_3}.$$

Полная мощность начала линии определяется выражением

$$\dot{S}_1 = \dot{U}_1 \dot{I}_1.$$

Подставив в это уравнение сопряженное комплексное значение тока  $\dot{I}_1$ , будем иметь

$$\dot{S}_1 = U_1^2 \frac{\dot{D}_3}{\dot{B}_3} - \frac{\dot{U}_1 \dot{U}_2}{\dot{B}_3}.$$

Примем, что вектор напряжения  $\dot{U}_2$  совпадает с осью абсцисс ( $\dot{U}_2 = U_2 \angle 0$ ), тогда  $\dot{U}_1 = U_1 \angle \delta$ , и окончательно получим

$$\dot{S}_1 = U_1^2 \frac{\dot{D}_3}{\dot{B}_3} - \frac{U_1 U_2}{\dot{B}_3} \angle \delta. \quad (5.2)$$

Это уравнение есть уравнение круговой диаграммы начала компенсированной линии. Оно же есть уравнение некомпенсированной линии, если коэффициенты четырехполюсника отражают только параметры самой линии.

В уравнении (5.2), в котором используются коэффициенты эквивалентного четырехполюсника, учитывающие все элементы с сосредоточенными параметрами, включенные в линию, первый член уравнения есть координата центра окружности  $\gamma_H$  (начало линии), второй — радиус-вектор  $\rho$ , положение которого изменяется при изменении угла  $\delta$ . Положение центра окружности и значение радиуса-вектора являются функциями параметров и места расположения компенсирующих элементов, включенных в линию.

Найдем уравнение круговой диаграммы конца компенсированной линии.

Решив уравнения (5.1) относительно напряжения и тока конца линии, получим

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_2 &= D_3 \dot{U}_1 - B_3 \dot{I}_1; \\ \dot{I}_2 &= -C_3 \dot{U}_1 + A_3 \dot{I}_1. \end{aligned} \right\} \quad (5.3)$$

Найдя из первого уравнения (5.3) ток  $\dot{I}_1$ , подставив его во второе уравнение и проделав преобразования, аналогичные предыдущему случаю, получим

$$\dot{S}_2 = -U_2^2 \frac{\hat{A}_2}{\hat{B}_2} - \frac{\hat{U}_1 \hat{U}_2}{\hat{B}_2}.$$

Сориентировав, как и ранее, вектор напряжения  $\hat{U}_2$  по оси абсцисс ( $\hat{U}_2 = U_2 \angle 0^\circ$ ), получим  $\hat{U}_1 = U_1 \angle -\delta$ . Окончательно будем иметь

$$\dot{S}_2 = -U_2^2 \frac{\hat{A}_2}{\hat{B}_2} - \frac{U_1 U_2}{\hat{B}_2} \angle -\delta. \quad (5.4)$$

Это уравнение есть уравнение круговой диаграммы конца компенсированной линии. Здесь также первый член уравнения определяет положение центра окружности, второй член есть радиус-вектор.

## 5.2. Круговые диаграммы компенсированных линий

### 5.2.1. Линия с шунтирующим реактором

В гл. 4.4 были получены выражения для коэффициентов эквивалентного четырехполюсника (4.44), замещающего линию с реактором, включенным в некоторой промежуточной точке:

$$A_3 = \cos \lambda + Z_B y_p \sin \lambda_1 \cos \lambda_2; \quad B_3 = j(Z_B \sin \lambda + y_p Z_B^2 \sin \lambda_1 \sin \lambda_2);$$

$$C_3 = j\left(\frac{1}{Z_B} \sin \lambda - y_p \cos \lambda_1 \cos \lambda_2\right); \quad D_3 = \cos \lambda + Z_B y_p \sin \lambda_2 \cos \lambda_1.$$

Из этих уравнений следует, что в общем случае коэффициенты  $A_3$  и  $D_3$  при  $\lambda_1 \neq \lambda_2$  не равны. Поэтому координаты центров круговых диаграмм начала и конца линии будут различны и сами круговые диаграммы будут несимметричны относительно оси абсцисс. Коэффициенты  $A_3$  и  $D_3$  могут быть равны только при включении реактора в середине линии, когда  $\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda/2$ . Тогда постоянные эквивалентного четырехполюсника линии будут определяться следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} A_3 &= \cos \lambda + Z_B y_p \sin \frac{\lambda}{2} \cos \frac{\lambda}{2}; & B_3 &= j\left(Z_B \sin \lambda + y_p Z_B^2 \sin^2 \frac{\lambda}{2}\right); \\ C_3 &= j\left(\frac{1}{Z_B} \sin \lambda - y_p \cos^2 \frac{\lambda}{2}\right); & D_3 &= \cos \lambda + Z_B y_p \sin \frac{\lambda}{2} \cos \frac{\lambda}{2}. \end{aligned} \right\} (5.5)$$

Для оценки влияния реактора, включенного в середине линии, сопоставим параметры круговых диаграмм некомпенсированной линии 500 кВ длиной 500 км и такой же линии с реактором. При этом проводимость реактора меняется в 2 раза — от  $y_p = 6,53 \cdot 10^{-4}$  до  $y_p = 13,06 \cdot 10^{-4}$  См (один или два таких реактора 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый). Сама линия имеет следующие параметры:  $Z_B = 291,7$  Ом,  $\beta_0 = 0,0605$  град/км. Сопоставляемые данные приведены в табл. 5.1.

В этой таблице указаны координаты центра круговой диаграммы начала линии. Поскольку реактор включен в середине линии, то при  $U_1 = U_2$  координата центра круговой диаграммы конца имеет то же численное значение, но обратный знак. Реактивные мощности концов линии также равны по значению, но имеют разные знаки.

При включении реактора центр круговой диаграммы начала линии смещается вверх, а центр круговой диаграммы конца линии — вниз по отношению к центрам диаграмм некомпенсированной линии. Одновременно уменьшается значение радиуса-вектора. Смещение центра круговых диаграмм и уменьшение радиуса-вектора тем больше, чем больше проводимость (мощность) реактора (рис. 5.1). Все это приводит к тому, что в режиме малых нагрузок, в частности в режиме холостого хода при  $P = 0$  ( $\delta = 0$ ), реактивная мощность, стекающая с концов компенсированной линии и равная

Таблица 5.1

Параметры круговых диаграмм некомпенсированной линии и линии с реакторами разной проводимости

Линия	Параметр			
	проводимость реактора $y_p$ , См	координата центра $\gamma$ , МВ·А	радиус-вектор $\rho$ , МВ·А	реактивная мощность начала линии ( $P = 0$ ) $Q_1$ , Мвар
Некомпенсированная	0	1470	1700	-230
С реактором	$6,53 \cdot 10^{-4}$	1513	1659	-146
	$13,06 \cdot 10^{-4}$	1553	1618	-65

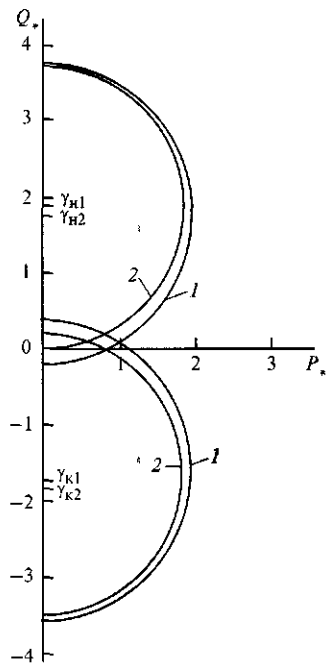


Рис. 5.1. Круговые диаграммы идеализированной некомпенсированной линии ( $U = 500$  кВ,  $L = 500$  км) (кривая 1) и линии с шунтирующим реактором (кривая 2) в ее середине (проводимость реактора  $y_p = 13,06 \cdot 10^{-4}$  См)

$$\left. \begin{aligned} Q_1 &= \gamma_{н2} - \rho; \\ Q_2 &= -\gamma_{к2} + \rho, \end{aligned} \right\} \quad (5.6)$$

уменьшается по сравнению с реактивной мощностью некомпенсированной линии. Это соответствует физическим процессам, происходящим в компенсированной линии, поскольку часть зарядной мощности последней поглощается реактором.

Следует также отметить, что уменьшение радиуса-вектора свидетельствует о снижении пропускной способности компенсированной линии. Это снижение достаточно заметно (около 9,5% при одном реакторе и 19% при двух реакторах). Однако главная задача при включении реактора в середине линии заключается

в снижении напряжения в этой точке в режиме малых нагрузок. Поэтому некоторое уменьшение пропускной способности в этом режиме неопасно, поскольку в режиме больших нагрузок реактор должен быть отключен.

Рассмотрим, каким образом перемещение точки включения реактора влияет на параметры круговых диаграмм линии. Возьмем предельные случаи.

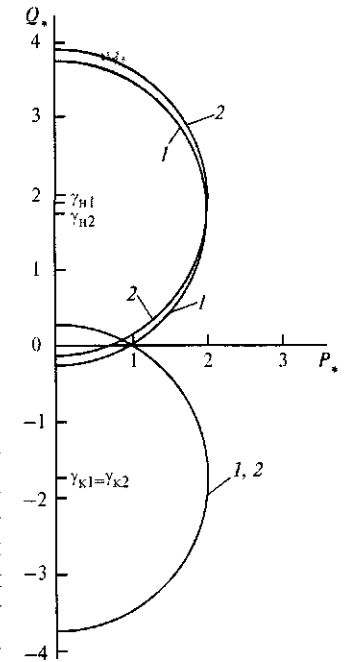
*Реактор включен в начале линии:*  $\lambda_1 = 0$ ;  $\lambda_2 = \lambda$ . В этом случае параметры эквивалентного четырехполюсника линии будут записаны как

$$\left. \begin{aligned} A_s &= A_0 = \cos \lambda; & B_s &= B_0 = jZ_B \sin \lambda; \\ \underline{C}_s &= j\left(\frac{1}{Z_B} \sin \lambda - y_p \cos \lambda\right); & D_s &= \cos \lambda + Z_B y_p \sin \lambda. \end{aligned} \right\} \quad (5.7)$$

*Реактор включен в конце линии:*  $\lambda_1 = \lambda$ ;  $\lambda_2 = 0$ . Постоянные четырехполюсника здесь определяются следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} A_s &= \cos \lambda + y_p Z_B \sin \lambda; & B_s &= B_0 = jZ_B \sin \lambda; \\ \underline{C}_s &= j\left(\frac{1}{Z_B} \sin \lambda - y_p \cos \lambda\right); & D_s &= \cos \lambda. \end{aligned} \right\} \quad (5.8)$$

Рис. 5.2. Круговые диаграммы некомпенсированной линии (1) и линии с реактором, включенным в ее начале (2)



Уравнения (5.7) и (5.8) позволяют сделать следующие выводы:

при включении реактора в начале или конце линии значение радиуса-вектора будет таким же, как у некомпенсированной линии. Это объясняется тем, что напряжения по концам линии приняты неизменными. Поэтому включение реактора не оказывает влияния на пропускную способность линии;

при включении реактора в начале линии центр диаграммы начала линии будет смещен вверх по отношению к центру диаграммы некомпенсированной линии, а центр диаграммы конца линии и сама диаграмма совпадают с круговой диаграммой некомпенсированной линии. При включении реактора в конце линии взаимное расположение круговых диаграмм будет обратное.

Круговые диаграммы при включении реактора в начале и конце линии приведены на рис. 5.2.

### 5.2.2. Линия с установкой продольной емкостной компенсации

Рассмотрим линию с установкой продольной емкостной компенсации (конденсаторной батареи) без реакторов, включенной в некоторой промежуточной точке линии. Коэффициенты эквивалентного четырехполюсника, замещающего линию с УПК (см. § 4.4), определяются выражениями:

$$\left. \begin{aligned} A_s &= \cos \lambda + \frac{x_k}{Z_B} \cos \lambda_1 \sin \lambda_2; & B_s &= jZ_B \sin \lambda - jx_k \cos \lambda_1 \cos \lambda_2; \\ \underline{C}_s &= j\frac{1}{Z_B} \sin \lambda + j\frac{x_k}{Z_B^2} \sin \lambda_1 \sin \lambda_2; & D_s &= \cos \lambda + \frac{x_k}{Z_B} \sin \lambda_1 \cos \lambda_2. \end{aligned} \right\}$$

Здесь так же, как и для линии с реактором, круговые диаграммы в общем случае будут несимметричны относительно начала координат. Симметрия достигается лишь в одном случае, когда УПК распо-

ложена в центре линии при  $\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda/2$ . В этом случае коэффициенты эквивалентного четырехполюсника будут определяться как

$$\left. \begin{aligned} A_3 &= \cos \lambda + \frac{x_k}{Z_B} \cos \frac{\lambda}{2} \sin \frac{\lambda}{2}; & B_3 &= jZ_B \sin \lambda - jx_k \cos \frac{2\lambda}{2}; \\ C_3 &= j \left( \frac{1}{Z_B} \sin \lambda + j \frac{x_k}{Z_B^2} \sin \frac{2\lambda}{2} \right); & D_3 &= \cos \lambda + \frac{x_k}{Z_B} \sin \frac{\lambda}{2} \cos \frac{\lambda}{2}. \end{aligned} \right\} (5.9)$$

В этом случае коэффициенты  $A_3$  и  $D_3$  равны и круговые диаграммы начала и конца линии будут симметричны.

Координаты центров диаграмм начала и конца линии, значения радиуса-вектора будут определяться, помимо прочих факторов, также степенью компенсации линии  $k$ , поскольку  $x_k = kx_{\text{л}}$ , где  $x_k$  — емкостное сопротивление конденсаторной батареи;  $x_{\text{л}}$  — индуктивное сопротивление линии.

Оценка влияния степени компенсации на параметры круговых диаграмм такой же линии, как и в случае с реактором, приведена в табл. 5.2. Данные в таблице приводятся для случая, когда УПК включена в середине линии. Индуктивное сопротивление некомпенсированной линии составляет  $x_{\text{л}} = jZ_B \sin \lambda = 147$  Ом; емкостное сопротивление УПК при степени компенсации 40 %  $x_k = -j58,8$  Ом, при степени компенсации 20 %  $x_k = -j29,4$  Ом.

Круговые диаграммы для рассматриваемых случаев показаны на рис. 5.3.

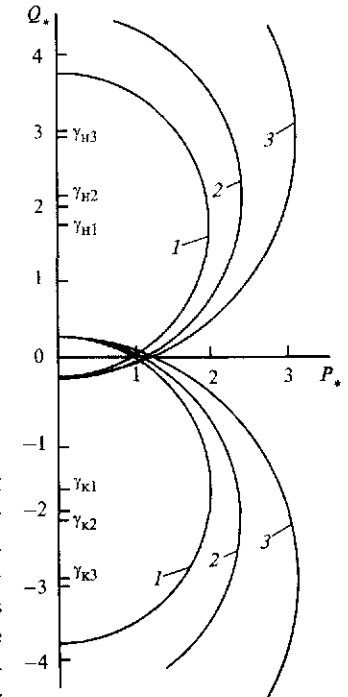
Анализ данных, приведенных в табл. 5.2, и полученных параметров круговых диаграмм (см. рис. 5.3) позволяет сделать следующие выводы:

Таблица 5.2

Параметры круговых диаграмм некомпенсированной линии и линии с УПК при различных степенях компенсации

Линия	Емкостное сопротивление $x_k$ , Ом	Координата центра $\gamma$ , МВ · А	Радиус-вектор $\rho$ , МВ · А	Реактивная мощность начала линии ( $P = 0$ ) $Q_1$ , Мвар
Некомпенсированная	0	1469	1701	-231,7
С УПК	29,4	1859	2091	-231,7
	58,8	2481	2713	-231,7

Рис. 5.3. Круговые диаграммы некомпенсированной линии (кривые 1), линии с УПК, включенной в ее середине при  $k = 20$  % (кривые 2), линии с УПК, включенной в ее середине при  $k = 40$  % (кривые 3)



при введении продольной емкостной компенсации возрастает значение  $\rho$ , что означает увеличение пропускной способности линии по сравнению с линией некомпенсированной;

увеличение пропускной способности зависит от степени компенсации индуктивного сопротивления линии;

введение устройства емкостной компенсации, включенного в середине идеализированной линии, не влияет на сток реактивной мощности с нее при  $P = 0$ . Это можно объяснить тем, что УПК включена в точку раздела реактивных мощностей линии, поэтому при  $P = 0$  ток в УПК и напряжение на ее выводах также равны нулю. Иными словами, здесь влияние УПК не проявляется. Отсюда сток реактивной мощности с компенсированной линии в этом режиме равен стоку реактивной мощности с обычной некомпенсированной линии. При  $P > 0$  через УПК начинает протекать ток, на ее выводах появляется напряжение, компенсирующее часть потерь напряжения в индуктивном сопротивлении линии и режим определяется круговой диаграммой компенсированной линии.

Рассмотрим влияние точки включения УПК на параметры круговых диаграмм. Как и в предыдущем случае, примем предельное смещение УПК от центра.

УПК включена в начале линии:  $\lambda_1 = 0$ ;  $\lambda_2 = \lambda$ . В этом случае коэффициенты эквивалентного четырехполюсника, замещающего линию, записываются следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} A_3 &= \cos \lambda + \frac{x_k}{Z_B} \sin \lambda; & B_3 &= j(Z_B \sin \lambda - x_k \cos \lambda); \\ C_3 &= j \frac{1}{Z_B} \sin \lambda; & D_3 &= \cos \lambda. \end{aligned} \right\} (5.10)$$

Применительно к рассмотренному выше примеру линии 500 кВ длиной 500 км при  $x_k = 58,8$  Ом (степень компенсации 40 %) пара-



метры круговых диаграмм будут иметь следующие значения:  $\gamma_{\text{н}} = j2246 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $\gamma_{\text{к}} = -j2509 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $\rho = 2600 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ .

УПК включена в конце линии:  $\lambda_1 = \lambda$ ;  $\lambda_2 = 0$ . Коэффициенты эквивалентного четырехполюсника в этом случае будут иметь вид:

$$\left. \begin{aligned} A_3 &= \cos \lambda; & B_3 &= j(Z_{\text{в}} \sin \lambda - x_{\text{к}} \cos \lambda); \\ C_3 &= j \frac{1}{Z_{\text{в}}} \sin \lambda; & D_3 &= \cos \lambda + \frac{x_{\text{к}}}{Z_{\text{в}}} \sin \lambda. \end{aligned} \right\} \quad (5.11)$$

Для рассматриваемого примера параметры круговых диаграмм будут иметь следующие значения:  $\gamma_{\text{н}} = j2509 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $\gamma_{\text{к}} = -j2246 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $\rho = 2600 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ .

Круговые диаграммы, соответствующие (5.10) и (5.11), приведены на рис. 5.4.

Из анализа уравнений (5.10) и (5.11) и полученных параметров круговых диаграмм можно сделать следующие выводы:

смещение УПК в начало или конец линии приводит к некоторому увеличению значения  $B_3$ , а следовательно, к снижению пропускной способности линии;

в общем случае круговые диаграммы начала и конца линии с УПК расположены несимметрично относительно начала координат, что предопределяет различные значения реактивной мощности по концам линии даже при равенстве напряжений  $U_1$  и  $U_2$ . В приведенном примере при включении УПК в начале линии при  $P = 0$  реактивные мощности концов линии равны:  $Q_1 = -354 \text{ Мвар}$ ,  $Q_2 = 91 \text{ Мвар}$ ;

совпадения круговых диаграмм одного из концов компенсированной линии и линии некомпенсированной, как это было в случаях, когда в линию включался реактор, здесь нет. Причиной тому является значение коэффициента  $B_3$ , которое в данном случае всегда остается меньше значения  $B_0$  вне зависимости от места включения УПК.

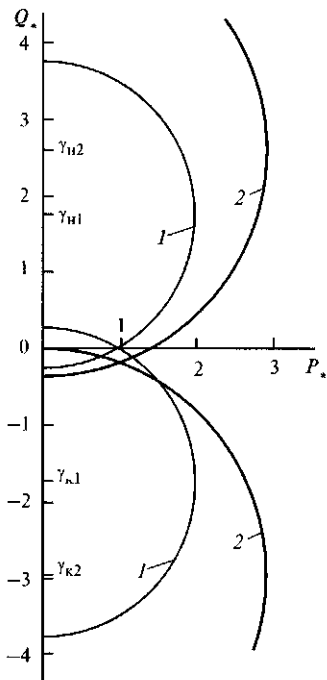


Рис. 5.4. Круговые диаграммы некомпенсированной линии (кривые 1) и линии с УПК, включенной в ее начале при  $k = 40 \%$  (кривые 2)

### 5.3. Распределение напряжения и реактивной мощности по компенсированной линии

#### 5.3.1. Линия с шунтирующим реактором

Рассмотрим линию с неизменным напряжением по ее концам ( $U_1 = \text{const}$ ,  $U_2 = \text{const}$ ), в промежуточной точке которой включен реактор (рис. 5.5, а). Будем исходить из того, что все параметры линии, передаваемая активная мощность в начале линии  $P_{\text{н1}}$  и диапазон ее изменения известны. Здесь возможны две задачи.

**Задача 1.** Заданы параметры реактора (его мощность, проводимость) и точка его включения. Необходимо определить напряжение в точке включения реактора, а также распределение напряжения и реактивной мощности по линии.

Задачу можно решить двумя способами. Один из них заключается в следующем. При известных параметрах схемы определяем параметры П-схем замещения первого и второго участков линии (рис. 5.5, б) и параметры эквивалентного четырехполюсника  $A_3$ ,  $B_3$ ,  $C_3$ ,  $D_3$  (рис. 5.5, в). Далее находим собственное и взаимное сопротивление

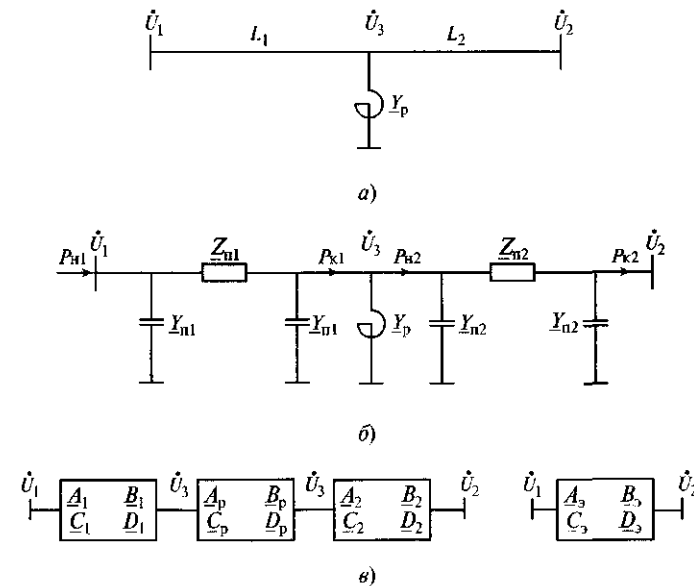


Рис. 5.5. Линия с шунтирующим реактором в промежуточной точке:

а — схема линии, б — схема замещения участков линии П-схемами, в — схема замещения линии эквивалентным четырехполюсником

всей схемы, используя параметры эквивалентного четырехполюсника (или иными методами), и определяем параметры режима в начале компенсированной линии при заданном значении  $P_{н1}$ .

Из уравнения

$$P_{н1} = \frac{U_1^2}{Z_{11}} \sin \alpha_{11} + \frac{U_1 U_2}{Z_{12}} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) \quad (5.12)$$

находим угол  $\delta$  между напряжениями  $\dot{U}_1$  и  $\dot{U}_2$  при  $\dot{U}_2 = U_2 \angle 0^\circ$ :

$$\delta_{12} = \arcsin \frac{(P_{н1} - (U_1^2 / Z_{11}) \sin \alpha_{11}) Z_{12}}{U_1 U_2} + \alpha_{12}. \quad (5.13)$$

Здесь  $\alpha_{11}$  и  $\alpha_{12}$  — дополнительные углы до  $90^\circ$  для собственного и взаимного сопротивлений.

Реактивная мощность в начале линии определяется как

$$Q_{н1} = \frac{U_1^2}{Z_{11}} \cos \alpha_{11} - \frac{U_1 U_2}{Z_{12}} \cos(\delta_{12} - \alpha_{12}). \quad (5.14)$$

Полная мощность в начале первого участка линии

$$\dot{S}_{н1} = P_{н1} + jQ_{н1}. \quad (5.15)$$

Далее известными методами, используя П-схемы замещения (рис. 5.5, б), находим потери мощности на первом участке линии  $\Delta \dot{S}_1$ , а затем мощность в конце этого участка линии  $\dot{S}_{к1}$ :

$$\dot{S}_{к1} = \dot{S}_{н1} - \Delta \dot{S}_1 = P_{к1} + jQ_{к1}, \quad (5.16)$$

а также потери напряжения на первом участке  $\Delta \dot{U}_1$ .

Напряжение в точке включения реактора  $\dot{U}_3$  определяем следующим образом:

$$\dot{U}_3 = \dot{U}_1 - \Delta \dot{U}_1. \quad (5.17)$$

Пренебрегая активными потерями в реакторе, можно принять  $P_{н2} = P_{к1}$ .

Аналогичным путем при известных значениях напряжений по концам второго участка  $\dot{U}_3$ ,  $\dot{U}_2$  и активной мощности в начале второго участка находим угол  $\delta_{32}$  между напряжениями  $\dot{U}_3$  и  $\dot{U}_2$ , реактивную мощность в начале второго участка  $Q_{н2}$  и мощности в конце линии  $P_{к2}$  и  $Q_{к2}$ .

Реактивная мощность, потребляемая реактором, может быть определена двумя путями: или по найденному значению напряжения  $U_3$ :

$$Q_p = U_3^2 y_p, \quad (5.18)$$

или по условию баланса реактивных мощностей в точке включения реактора

$$Q_p = Q_{к1} - Q_{н2}. \quad (5.19)$$

Очевидно, что мощности реактора, найденные по этим двум уравнениям, должны быть равны.

Включение реактора в промежуточной точке линии в режимах малых нагрузок приводит к снижению напряжения в данной точке, но не исключает повышения напряжения в середине каждого из участков линии. Поэтому необходимо найти экстремальные значения напряжения на каждом участке линии и сопоставить их с допустимым значением. В качестве последнего принимается значение наибольшего рабочего напряжения линии.

Определение экстремального значения напряжения осуществляется по приведенной в гл. 3.8 методике: (3.74) и (3.75). Сначала по данным режима конца участка находится расстояние  $\lambda_{\text{экстр}}$  от конца участка до точки экстремума и затем при известном напряжении конца первого участка (в данном случае  $U_3$ ) и  $U_2$  для второго находится  $U_{\text{экстр}}$ . Если  $U_{\text{экстр}} \leq U_{\text{доп}}$ , расчет на этом заканчивается. Если  $U_{\text{экстр}} > U_{\text{доп}}$ , необходимо принимать меры по его снижению. В качестве таковых могут рассматриваться увеличение проводимости (мощности) реактора или снижение напряжения по концам линии  $U_1$  и  $U_2$ .

Другой способ решения этой задачи заключается в использовании метода эквивалентного четырехполюсника (рис. 5.5, в).

Определив ток начала линии  $\dot{I}_1$  по известным значениям  $P_1$  и  $Q_1$ , параметры режима конца первого участка линии можно найти следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_3 &= D_1 \dot{U}_1 - B_1 \dot{I}_1; \\ \dot{I}_{к1} &= -C_1 \dot{U}_1 + A_1 \dot{I}_1; \\ \dot{S}_{к1} &= \dot{U}_3 \dot{I}_{к1} = P_{к1} + jQ_{к1}. \end{aligned} \right\} \quad (5.20)$$

Параметры режима второго участка находятся как

$$\begin{aligned} P_{н2} &= P_{к1}; \\ Q_{н2} &= Q_{к1} - Q_p. \end{aligned}$$

Параметры режима конца всей линии могут быть найдены при использовании параметров эквивалентного четырехполюсника:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_2 &= \underline{D}_3 \dot{U}_1 - \underline{B}_3 \dot{I}_1; \\ \dot{I}_2 &= -\underline{C}_3 \dot{U}_1 + \underline{A}_3 \dot{I}_1; \\ S_2 &= \dot{U}_2 \dot{I}_2 = P_2 + jQ_2. \end{aligned} \right\} \quad (5.21)$$

Распределения напряжения, тока и реактивной мощности вдоль некомпенсированных участков начала линии определяются в соответствии с (3.38) при найденных выше параметрах режима для начала каждого из участков: для первого из них —  $U_1, P_1$  и  $Q_1$ , для второго —  $U_3, P_{н2}$  и  $Q_{н2}$ . Отсчет текущей координаты длины линии  $l_x(\lambda_x)$  для первого участка производится от нуля до  $L_1$  ( $0 \leq l_x \leq L_1$ ), для второго — от  $L_1$  до  $L$  ( $L_1 \leq l_x \leq L$ ). Эти эпюры могут быть построены также по данным концов участков линии с использованием уравнений (3.43). При построении эпюр распределения режимных параметров вдоль линии в режиме малых нагрузок, который здесь рассматривается, могут быть использованы уравнения идеализированной линии. В гл. 3 было показано, что в данном режиме эпюры реальной и идеализированной линий практически совпадают. При необходимости использования уравнений реальной линии следует воспользоваться уравнениями (3.37) и (3.40).

Эпюры распределения напряжения и реактивной мощности по линии с шунтирующим реактором приведены на рис. 5.6.

Следует отметить, что эта методика может быть использована и при большем количестве реакторов, включенных в нескольких точках линии.

**Задача 2.** Задано напряжение в точке включения реактора  $U_3$ . Требуется определить проводимость или мощность реактора, необходимую для выполнения условия  $U_3 = \text{const}$ . В случае управляемого реактора следует найти требуемый диапазон изменения его проводимости при изменении передаваемой мощности в заданных пределах.

Этот случай характерен для режима малых нагрузок линии при  $P < P_{\text{нат}}$ . Здесь линия делится на два участка с фиксированными напряжениями по концам, поэтому каждый участок может рассматриваться как отдельная некомпенсированная линия длиной, равной длине этого участка.

Для каждого из участков определяются собственное и взаимное сопротивление. Далее при известных напряжениях по концам этих участков ( $U_1, U_3$  для первого и  $U_3, U_2$  для второго) и заданном значе-

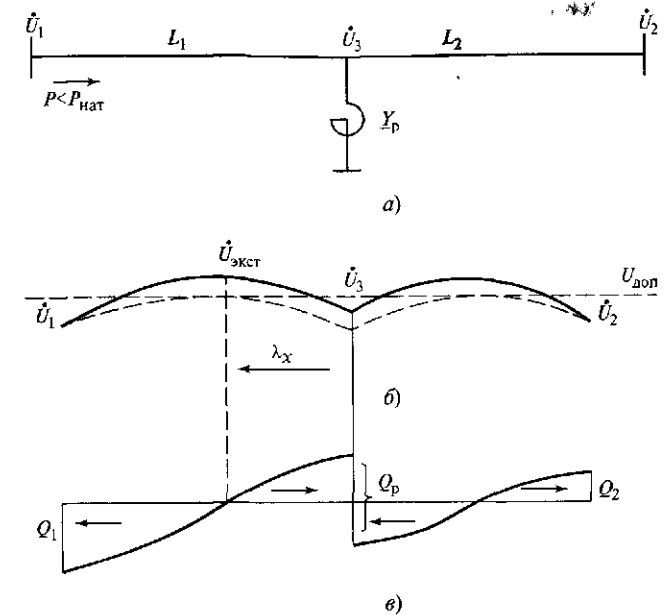


Рис. 5.6. Распределение режимных параметров по линии с шунтирующим реактором:

*a* — схема линии; *b* — распределение напряжения; *в* — распределение реактивной мощности

нии передаваемой мощности  $P_1$  находятся параметры режима конца первого и начала второго участка  $P_{к1}, Q_{к1}, P_{н2}, Q_{н2}$ .

Затем по балансу реактивных мощностей на стыке двух участков находится необходимая мощность реактора:

$$Q_p = Q_{к1} - Q_{н2}.$$

Распределение напряжения, тока и реактивной мощности по каждому участку можно рассчитать по (3.38) или (3.43), используя данные начала или конца каждого из них. Отсчет текущей координаты длины линии производится для каждого участка отдельно, как это было показано в предыдущей задаче. Изменяя передаваемую активную мощность в диапазоне  $0 \leq P_1 \leq P_{\text{нат}}$  можно получить диапазон изменения мощности реактора, необходимый для выполнения условия  $U_3 = \text{const}$ .

Аналогичный подход может быть использован и для случая, когда в промежуточной точке линии включен не реактор, а статические тиристорные компенсаторы (СТК) или Статком. Различие будет лишь

в том, что здесь верхняя граница диапазона изменения передаваемой мощности может быть больше  $P_{\text{нат}}$  и, поскольку в этом режиме потребляется генерация реактивной мощности для поддержания напряжения  $U_3 = \text{const}$ , определяться она будет лишь мощностью компенсатора. Нижняя граница передаваемой мощности будет определяться потреблением реактивной мощности этим компенсатором, так как, чем ниже напряжение  $U_3$ , тем больше сток реактивной мощности к этой точке.

Вопрос о выборе значения  $U_3$ , которое необходимо поддерживать в промежуточной точке линии с помощью управляемого реактора, синхронного компенсатора (СК) или иных средств компенсации (СТК, Статком), заслуживает отдельного рассмотрения.

В режиме малых нагрузок при  $P < P_{\text{нат}}$  напряжение в промежуточных точках первого и второго участков линии будет выше напряжения по концам этих участков. В определенных условиях (большая длина участков, малая передаваемая мощность) напряжение в точке экстремума может превзойти допустимое значение ( $U_{\text{экстр}} > U_{\text{доп}}$ ), поэтому значение  $U_3$  необходимо выбирать так, чтобы в точках экстремума каждого участка линии выполнялось условие  $U_{\text{экстр}} \leq U_{\text{доп}}$ . Значение  $U_{\text{экстр}}$  будет определяться длиной участков и минимальным значением передаваемой мощности.

Расчет ведется итерационным методом. При заданных параметрах линии, заданном значении передаваемой мощности и значениях  $U_1, U_2, U_3$  находятся мощности  $Q_{к1}, S_{к1}, Q_{н2}, S_{н2}$  и мощность реактора, соответствующая принятому значению  $U_3$ . По этим данным по (3.75) рассчитываются значения  $\lambda_{x1}$  и  $\lambda_{x2}$ , определяющие положение точки экстремума напряжения на первом и втором участках линии. По ним находятся значения  $U_{\text{экстр}1}$  и  $U_{\text{экстр}2}$ . Если значения  $U_{\text{экстр}}$  на одном из участков больше или меньше допустимого напряжения, значение  $U_3$  изменяется в ту или иную сторону и расчет повторяется.

Необходимое значение  $U_3$  может быть найдено по уравнению

$$U_3 = U_{\text{доп}} \cos \lambda_x,$$

если превышение допустимого напряжения происходит на первом участке, или по уравнению

$$U_3 = U_{\text{доп}} \cos(\lambda - \lambda_x),$$

если это происходит на втором участке.

При изменении значения передаваемой мощности расчет повторяется заново. Таким образом, для данной линии находится необходимый диапазон и закономерность изменения напряжения  $U_3$  и соответственно мощности реактора при изменении передаваемой по

линии активной мощности. Изменение мощности реактора в процессе регулирования напряжения в точке его включения неизбежно приведет к изменению реактивных мощностей по концам линии, что необходимо учитывать при выборе мощности компенсирующих устройств на передающей и приемной подстанциях.

### 5.3.2. Линия с установкой продольной емкостной компенсации

Рассмотрим линию с установкой продольной компенсации, включенной в ее середине. Примем для начала, что реакторы на выводах УПК отсутствуют (рис. 5.7, а); будем, как и ранее, считать, что все параметры линии и УПК заданы, известны также напряжения на концах линии  $U_1, U_2$  и активная мощность  $P_1$ .

Алгоритм расчета здесь такой же, как в подпараграфе 5.3.1. По заданным параметрам линии и УПК находятся параметры эквивалентного четырехполюсника (рис. 5.7, б), и по ним определяются собственные и взаимные сопротивления всей электропередачи. То же самое можно сделать, используя П-схемы участков линии (рис. 5.7, в). Затем находятся угол  $\delta$  между напряжениями по концам линии  $U_1$  и  $U_2$  и реактивная мощность начала линии  $Q_{н1}$ . По параметрам режима

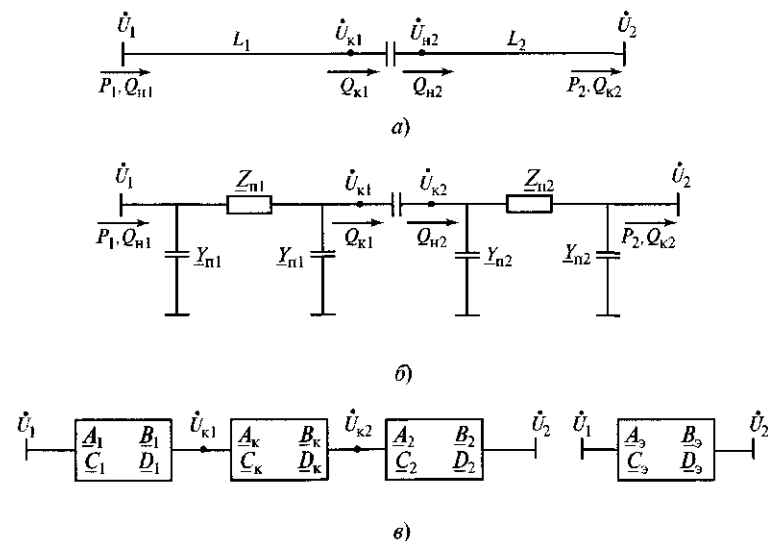


Рис. 5.7. Линия с УПК в промежуточной точке:

а — схема линии; б — схема замещения участков линии П-схемами; в — схема замещения линии эквивалентным четырехполюсником

Параметры режима линии с УПК в зависимости от передаваемой мощности

Параметр линии	Передаваемая мощность $P_1$ , МВт					
	400	930	1200	400	930	1200
	$r_0 = 0$			$r_0 = 0,025, \text{ Ом/км}$		
$U_{к1}$ , кВ	597,06	575,4	552	601,4	587	570,5
$U_{н2}$ , кВ	597,06	575,4	552	592,8	566,7	543,7
$Q_{к1}$ , Мвар	-22,74	-134,7	-248,5	-72,8	-241,6	-370,6
$\Delta Q_{\text{УПК}}$ , Мвар	44,8	274,8	498	25,9	251,6	449,5
$Q_{н2}$ , Мвар	22,74	134,7	248,5	-28,7	10,03	75,6
$Q_1$ , Мвар	-486,9	-224,5	42,1	-529	-339,3	-137,4
$Q_2$ , Мвар	486,9	224,5	-42,1	447	151,65	-101,7

в начале линии можно определить напряжение на выводах конденсаторной батареи  $U_{к1}$  и  $U_{н2}$ , реактивную мощность в конце первого и начале второго участков линии  $Q_{к1}$  и  $Q_{н2}$  и в конечном итоге параметры режима на приемном конце электропередачи. Зная параметры по концам каждого из участков линии, пользуясь методикой, приведенной в подпараграфе 5.3.1, можно построить эпюры распределения напряжения, тока и реактивной мощности по каждому из участков линии.

Характерной особенностью режима линии с УПК является повышение напряжения на выводах конденсаторной батареи по сравнению с напряжениями по концам линии. При некоторых условиях, определяемых длиной участков линии и емкостью батареи, напряжения на ее выводах могут превышать допустимые значения, что вынуждает принимать меры по их снижению. В рассматриваемой схеме повышение напряжения на конденсаторной батарее определяется двумя причинами.

Одна из них заключается в том, что конденсаторная батарея (КБ) при протекании по ней рабочего тока линии генерирует реактивную мощность

$$Q_{к.б} = 3I^2 x_{к}, \quad (5.22)$$

значение которой может достигать сотен мегавар. Эта мощность растекается в обе стороны от КБ через индуктивные сопротивления участков линии, увеличивая тем самым напряжение на выводах УПК.

Другая причина связана с тем, что емкость, включенная последовательно в линию, компенсирует часть ее индуктивного сопротивления, как бы уменьшая тем самым длину линии на  $l_k$ . В то же время емкостная проводимость этого участка длиной  $l_k$

$$b_k = \frac{1}{Z_b} \operatorname{tg} \lambda_k \quad (5.23)$$

остаётся некомпенсированной. Эта емкость избыточна, она не участвует в балансе реактивных мощностей линии, что также ведет к повышению напряжения на выводах конденсаторной батареи.

Обе эти причины определяют распределение напряжения и реактивной мощности по линии.

В табл. 5.3 приведены результаты расчета режима по упомянутой выше методике для линии 500 кВ длиной 1000 км с проводами 3×АС-400/51; УПК включена в середине линии (рис. 5.8, а); степень компенсации 40%; напряжение по концам линии во всех режимах  $U_1 = U_2 = 520$  кВ. Расчет проводился для трех характерных режимов

идеализированной и реальной линий:  $P_1 < P_{\text{нат}}$ ,  $P_1 = P_{\text{нат}}$ ,  $P_1 > P_{\text{нат}}$  ( $P_{\text{нат}} = 930$  МВт при  $U = 520$  кВ).

Эпюры реактивных мощностей и напряжения на некомпенсированных участках линии могут быть построены по (3.38) или (3.43) для идеализированной линии и по (3.37) или (3.40) для реальной линии с учетом того, что базисная мощность определяется по напряжению того конца участка линии, от которого ведется отсчет текущей координаты.

Распределение напряжения по идеализированной линии при включении УПК в ее середине приведено на рис. 5.8, б. Для такой линии напряжения по обе стороны конденсаторной батареи равны ( $U_{к1} = U_{н2}$ ), что возможно только при включении УПК в середине линии. Для реальной линии при учете активного сопротивления проводов эти напряжения не равны ( $U_{к1} > U_{н2}$ ). В зависимости от длины линии, степени компенсации и передаваемой мощности это различие может достигать 4—5% номинального напряжения. При этом напряжение  $U_{к1}$  для реальной линии несколько выше, а напряжение  $U_{н2}$  несколько ниже, чем для идеализированной линии. Однако оба эти напряжения остаются, как правило, выше допустимых значений.

При передаваемой мощности меньше натуральной конденсаторная батарея генерирует относительно небольшую реактивную мощность, которая дополняется избыточной зарядной мощностью самой линии. В результате с обоих концов линии стекает реактивная мощность большая, чем в линии без УПК в таком же режиме (рис. 5.8, в).

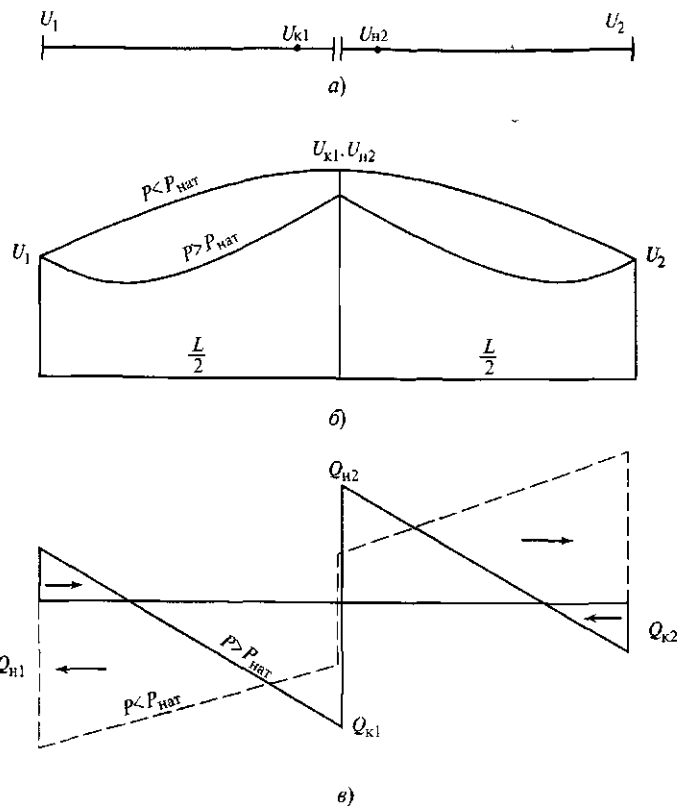


Рис. 5.8. Распределение напряжения и реактивной мощности по линии с УПК, включенной в ее середине:

*a* — схема линии; *б* — распределение напряжения; *в* — распределение реактивной мощности

В случае, когда передаваемая мощность больше натуральной, генерация реактивной мощности КБ существенно увеличивается за счет возрастания тока линии. Эта мощность в значительной мере компенсирует тот дефицит реактивной мощности, который возникает в линии при передаваемой мощности больше натуральной. Однако в общем случае полной компенсации за счет КБ может не быть, поэтому оставшийся дефицит покрывается за счет передающей и приемной систем, реактивная мощность которых направлена в линию (рис 5.8, *в*).

Для реальной линии с учетом активного сопротивления эпюры реактивных мощностей расположены несколько ниже. Здесь сказывается встречный переток реактивной мощности, о котором говорилось в подпараграфе 3.7.2.

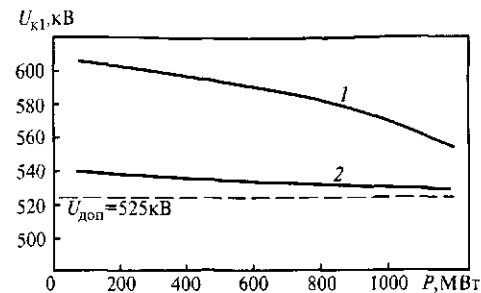


Рис. 5.9. Зависимость напряжения на выводах КБ от передаваемой мощности для линий различной длины:

1 —  $L = 1000$  км; 2 —  $L = 500$  км

Зависимости напряжения на выводах КБ от передаваемой мощности для различных длин идеализированной линии 500 кВ при степени компенсации 40 % приведены на рис. 5.9, из которого видно, что эти напряжения ( $U_{к1}$  и  $U_{н2}$ ) много выше допустимых. При этом для более длинной линии (1000 км) эта зависимость выражена более явно, чем для линии 500 км.

Для снижения напряжения до допустимых значений на выводах КБ необходимо компенсировать избыточную зарядную мощность линии и реактивную мощность, генерируемую КБ. С этой целью на выводы КБ включаются реакторы, желательны регулируемые (в особенности для протяженных линий), что необходимо для уменьшения их отрицательного влияния на пропускную способность линии. Для относительно коротких линий эта проблема менее остра, так как напряжение на выводах КБ слабо зависит от передаваемой мощности, и поэтому в этих случаях могут использоваться неуправляемые реакторы.

Включение реакторов на выводы конденсаторных батарей отрицательно сказывается на пропускной способности линии, поскольку при этом увеличивается значение коэффициента  $B_2$  эквивалентного четырехполюсника. Выбор реакторов является отдельной задачей, которая здесь не рассматривается. Эта многофакторная задача имеет оптимизационный характер при двух ограничениях: напряжения на КБ должны быть не выше допустимых значений и пропускная способность линии должна быть максимально возможной. Решение этой задачи следует искать для каждого конкретного случая с учетом длины линии, места установки УПК, степени компенсации и других факторов.

Выше был рассмотрен случай, когда установка продольной компенсации включена в середине линии. При смещении точки включения УПК в ту или иную сторону картина меняется. Ниже приводятся результаты анализа режимов для той же линии 500 кВ, что рассмотрена выше, и при тех же значениях мощностей  $P_1$ , что указаны в табл. 5.3, но при включении УПК на расстоянии 250 км от начала линии.

При смещении УПК от центра линии в сторону передающей системы (рис. 5.10, а) и при  $P > P_{\text{нат}}$  напряжение на левом выводе УПК снижается, а на правом возрастает (рис. 5.10, б), что объясняется изменением соотношения сопротивлений первого и второго участков линии. Снижается реактивная мощность, генерируемая КБ, в сторону передающей системы, но одновременно возрастает мощность, направленная в сторону приемной системы. В результате уменьше-

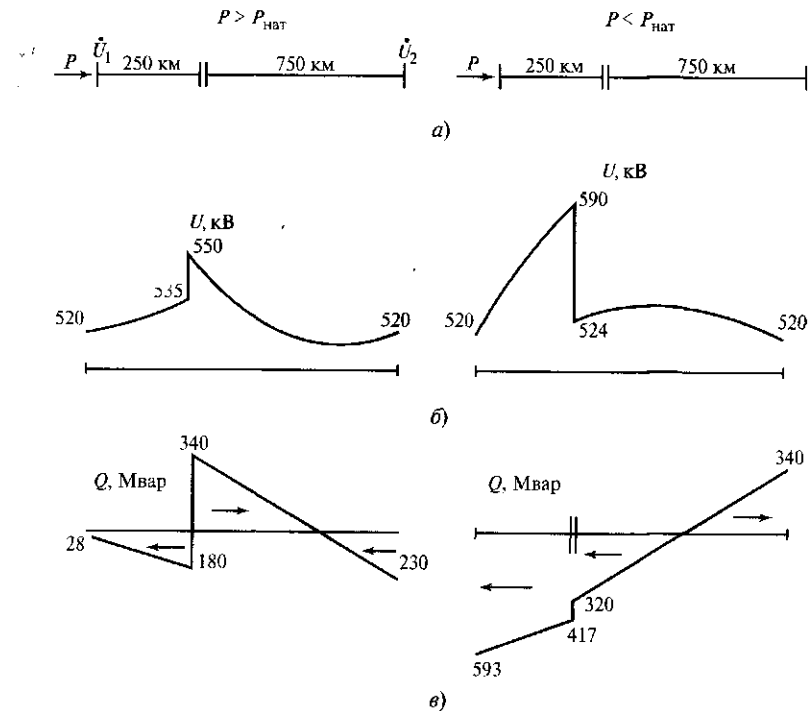


Рис. 5.10. Распределение напряжения и реактивной мощности по линии с несимметричным включением УПК при  $P > P_{\text{нат}}$  и  $P < P_{\text{нат}}$ :

а — схема линии; б — распределение напряжения; в — распределение реактивной мощности

ния длины первого участка линии баланс реактивных мощностей в нем складывается так, что, несмотря на некоторое снижение реактивной мощности КБ, о чем сказано выше, на этом участке возникает избыток реактивной мощности, стекающей в сторону приемной системы (сравните с рис. 5.8, б), где УПК включена в середине линии).

При  $P < P_{\text{нат}}$  напряжение и реактивная мощность УПК со стороны передающей системы становятся больше, чем аналогичные параметры с другой стороны УПК (рис. 5.10, в), что объясняется избыточной в данном режиме реактивной мощностью второго, более длинного, участка. Эта реактивная мощность стекает в конденсаторную батарею и, проходя через нее, участвует в выработке дополнительной реактивной мощности. Отсюда реактивная мощность конца первого участка

$$Q_{к1} = Q_{к2} + \Delta Q_{кб} \quad (5.24)$$

К этой реактивной мощности добавляется избыточная в этом режиме реактивная мощность первого участка линии, и в результате в приемную систему стекает значительная реактивная мощность, что требует применения мер по ее компенсации.

Включение УПК на расстоянии 250 км от конца линии приводит к таким же результатам, но со стороны приемного конца линии. Эшоры напряжения и реактивной мощности являются зеркальным отображением эпюр, приведенных на рис. 5.10, при этом эпюры реактивной мощности меняют знак.

### Контрольные вопросы

1. Как определяются параметры круговых диаграмм линии при учете компенсирующих устройств?
2. Сопоставьте круговые диаграммы компенсированной и некомпенсированной линий и назовите возможные отличия.
3. Как изменяются круговые диаграммы некомпенсированной линии при включении шунтирующего реактора в ее промежуточной точке и включении его на одном из концов линии? Как это отражается на пропускной способности линии?
4. Как изменяются перетоки реактивной мощности в линии и распределение напряжения по ней при включении шунтирующего реактора в промежуточной точке?
5. Какие две задачи возникают при включении шунтирующего реактора на линии? Опишите алгоритмы решения этих задач.
6. Как изменяются круговые диаграммы линии и ее пропускная способность при включении УПК в ее середине и при перемещении УПК на один из концов?
7. Как изменяются перетоки реактивной мощности и распределение напряжения по линии при включении УПК в ее середине в режимах  $P > P_{\text{нат}}$  и  $P < P_{\text{нат}}$ ?

8. Опишите распределение напряжения и реактивной мощности при включении УПК на расстоянии  $0,25L$  от начала линии. Значения реактивной мощности начала и конца линии поясните с помощью круговых диаграмм.
9. Поясните, почему при включении УПК в середине идеализированной линии реактивные мощности начала и конца линии в режиме холостого хода ( $P = 0$ ) остаются такими же, как у некомпенсированной линии.
10. Если перенести точку включения шунтирующего реактора из середины линии в ее начало, пропускная способность линии возрастает до пропускной способности некомпенсированной линии. Если провести ту же операцию с УПК, то пропускная способность линии остается выше, чем у некомпенсированной, хотя и несколько снижается. В чем причина?

## РАСЧЕТЫ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ СВЕРХВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ЛИНИЯХ СВН

### 6.1. Общие положения

Расчеты режимов электропередач в соответствии с их целями и задачами могут быть разделены на две группы.

К первой из них относятся *расчеты, связанные с проектированием электропередачи*. Их целью является определение основных параметров и состава оборудования электропередачи, обеспечение надежности ее работы, удобства эксплуатации, ремонтпригодности и возможности ее модернизации в перспективе. В этих расчетах определяются ее номинальное напряжение, схема, сечения проводов и конструкция фазы (последнее, если осваивается новый класс напряжения), мощности трансформаторов, автотрансформаторов и компенсирующих устройств и места их установки, потоки активной и реактивной мощностей, пропускная способность (и при необходимости мероприятия по ее повышению), а также другие данные, которые могут потребоваться при сооружении данной электропередачи.

К другой группе расчетов относятся *эксплуатационные расчеты* применительно к электропередаче, находящейся в эксплуатации, параметры и состав оборудования которой известны. Их основной целью является определение условий, при которых обеспечиваются минимизация потерь активной мощности, энергии и минимальная себестоимость передачи электроэнергии. К эксплуатационным расчетам можно также отнести расчеты ремонтных режимов, которые проводятся в целях обеспечения надежности электропередачи в данном ремонтном режиме, ее пропускной способности, статической и динамической устойчивости связываемых электроэнергетических систем, требуемых уровней напряжения на промежуточных подстанциях.

Особенность *проектных расчетов*, как правило, заключается в неполноте и неточности исходной информации. Поэтому проектные расчеты режимов электропередач СВН на первом этапе обычно ведутся с учетом ряда допущений, которые, упрощая вычисления, в то же время не влияют на принципиальные решения.



На этом этапе обычно не учитываются потери активной мощности в трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах, а также потери на корону в силу их относительной малости. Как показывает опыт, эти допущения мало влияют на выбор основных параметров электропередачи и состав ее оборудования. Однако на последующих этапах при технико-экономическом сопоставлении данного варианта электропередачи с другими вариантами эти потери должны быть учтены.

В *эксплуатационных расчетах* режимов учитываются, как правило, все потери мощности и энергии в трансформаторах и автотрансформаторах, реакторах и других компенсирующих устройствах в линиях, в том числе потери на корону и утечки по изоляторам. Кроме того, применительно к конкретным условиям принимаются во внимание все ограничения по значениям токов, уровням напряжения, балансу реактивной мощности в узлах электропередачи, а также ограничения, связанные с износом оборудования, находящегося в эксплуатации. В них также учитываются все особенности схем коммутации, возникающие в процессе эксплуатации. Особое внимание должно уделяться ремонтным и послеаварийным режимам.

Электропередачи СВН могут находиться в одном из следующих режимов: нормальном, послеаварийном, особом, переходном электромагнитном, переходном электромеханическом. Обеспечение надежной работы электропередачи во всех этих режимах является основным условием проектирования и последующей ее эксплуатации.

Под *нормальным режимом* понимается длительный режим, при котором все оборудование электропередачи включено (за исключением реакторов в некоторых режимах) и в работе находятся все цепи линии. Обычно расчеты проводятся для режимов наибольшей передаваемой мощности (зимний вечер) и наименьшей мощности (летняя ночь). Если области существования этих режимов будут находиться в допустимых границах, то все промежуточные режимы также могут быть осуществлены.

Под *послеаварийным режимом* понимается режим, при котором часть оборудования электропередачи отключена. Это может быть одна из цепей линии, автотрансформатор на одной из подстанций электропередачи, синхронный компенсатор и другое основное оборудование. Послеаварийные режимы могут быть в часы как максимальных, так и минимальных нагрузок. Основная задача расчета послеаварийных режимов заключается в определении значений напряжения на подстанциях, токов в проводах линии, коэффициентов запаса по устойчивости связываемых систем и других параметров режима. При отклонении параметров режима от допустимых по послеаварийным условиям значений необходима разработка мероприятий по введению режима в допустимые границы. Для линий СВН послеаварий-

ный режим может продолжаться до суток и более, поэтому этот режим также рассматривается как длительный.

К *особым режимам* относятся неполнофазные, несимметричные, несинусоидальные режимы, а также режимы одностороннего включения (синхронизационные). *Неполнофазные режимы* в линиях СВН возникают только на время кратковременной бестоковой паузы в цикле однофазного АПВ. Длительные неполнофазные режимы для линий СВН нехарактерны, поэтому здесь эти режимы рассматриваться не будут.

*Несимметричные и несинусоидальные режимы* также нехарактерны для электропередач СВН. Нагрузки подстанций СВН всегда симметричны и синусоидальны. Несимметричные и несинусоидальные нагрузки возможны для отдельных промышленных предприятий или цехов, которые питаются, как правило, от сети напряжением до 110 кВ. Учитывая строгие санкции за нарушение ГОСТ на качество электроэнергии, на этих предприятиях принимаются меры по компенсации вносимых искажений, в результате чего эти искажения до сети СВН не доходят.

*Режим одностороннего включения*, невзирая на его относительную кратковременность, может оказать заметное воздействие на условия работы электропередачи СВН и состав ее оборудования. Поэтому в дальнейшем этот режим будет рассмотрен.

Кратковременные переходные процессы, связанные с включением и отключением коммутационной аппаратуры и приводящие к возникновению перенапряжений, здесь рассматриваться не будут. Не будут также рассматриваться *переходные электромагнитные и электромеханические режимы*. Для изучения этих режимов требуются иные методы и иной математический аппарат, поэтому они излагаются в других курсах.

В настоящее время при наличии мощных промышленных программ типа RASTR и др., используемых для расчета сложных электрических сетей с большим количеством узлов и несколькими классами напряжений, расчет установившихся режимов отдельной электропередачи как элемента сложной сети может быть выполнен с помощью этих программ. Однако в проектных расчетах (а тем более в учебных) удобнее выделить данную электропередачу из схемы всей системы и вести ее расчет независимо от режимов остальных ее частей. Передающая и приемная системы в этом случае могут быть представлены шинами неизменного напряжения в узлах примыкания данной электропередачи. При необходимости каждая из систем может быть представлена также эквивалентным сопротивлением, приведенным к узлу присоединения электропередачи, подключенным с другой стороны к шинам неизменного напряжения дан-

ной системы. Обычно это необходимо при определении пропускной способности электропередачи и при расчете режимов одностороннего включения.

## 6.2. Расчет режима электропередач СВН без промежуточных подстанций

### 6.2.1. Возможные схемы электропередач

Схемы электропередач могут быть разнообразными. Электропередача может быть без промежуточных подстанций, иметь одну или несколько таких подстанций, различное количество цепей на разных участках; схемы присоединения электропередачи на передающей и приемной подстанциях могут быть различны и т.д.

Электропередачи без промежуточных подстанций могут быть разделены на два вида. К первому из них относятся транспортные электропередачи, предназначенные для передачи электрической энергии от удаленной электростанции в приемную систему. Ко второму — межсистемные или внутрисистемные связи. Возможные типы таких электропередач показаны на рис. 6.1.

На этом рисунке условно показаны одноцепные линии, хотя на практике эти линии могут быть двух- или многоцепными (последние

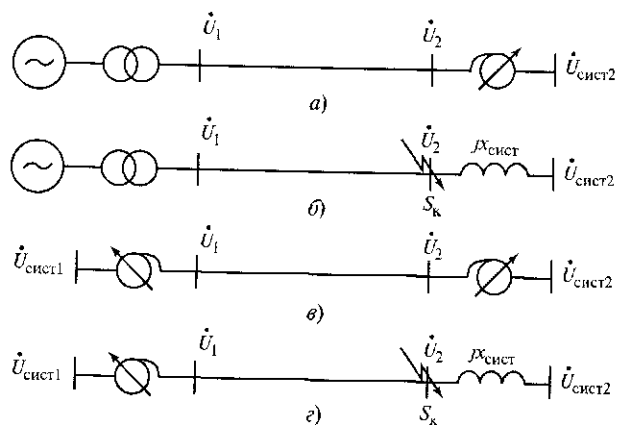


Рис. 6.1. Возможные схемы электропередач без промежуточных отборов мощности:

*а* — электростанция — приемная система с автотрансформатором на приемной подстанции; *б* — электростанция — приемная система с учетом эквивалентного сопротивления системы; *в* — межсистемная связь с автотрансформаторами на передающей и приемной подстанциях; *г* — межсистемная связь с автотрансформатором на передающей подстанции

на некоторых межсистемных связях). При этом другие цепи могут идти по другим трассам и, следовательно, иметь другие параметры, иметь промежуточные подстанции и т.д. Поэтому методически целесообразнее рассматривать одну цепь. В случае, если вторая цепь двухцепной электропередачи идентична первой, то эти две цепи могут рассматриваться как единое целое с соответствующим изменением параметров схем замещения электропередачи.

На передающем конце электропередача может быть включена или на шины высшего напряжения электростанции, или на шины передающей системы того же номинального напряжения. Кроме того, она может быть связана с шинами передающей системы через автотрансформаторы. Линии электропередачи на приемном конце могут заходить на шины того же номинального напряжения, что и сама электропередача, или быть связаны с шинами системы через автотрансформаторы. Разумеется, приведенные на рис. 6.1 схемы не исчерпывают всего многообразия возможных схем электропередач без промежуточных подстанций. Однако они позволяют рассмотреть основные характеристики режимов, присущие большинству таких электропередач.

Рассмотрим некоторые основные положения, которые будут использованы в дальнейшем.

Одним из таких положений является допущение о неизменности напряжений в начале и конце электропередачи. Это можно мотивировать следующими соображениями.

Если электропередача подключена к генерирующему узлу, напряжение в нем будет поддерживаться за счет возбуждения генераторов этого узла (рис. 6.1, *а*, *б*). При подключении электропередачи на передающей или приемной подстанции к шинам СВН, которые связаны с шинами неизменного напряжения своих систем через автотрансформаторы, оснащенные устройствами РПН (рис. 6.1, *а*, *в*), напряжение на шинах СВН может поддерживаться неизменным за счет этих устройств. Отметим, что такой подход справедлив только при расчете установившихся режимов.

Электропередача может быть подключена к шинам СВН такого же класса напряжения подстанции приемной или передающей системы. Обычно эта подстанция является одной из узловых подстанций системы, и на ней, как правило, должны быть средства, обеспечивающие баланс реактивной мощности в этом узле. Поэтому напряжение на этих шинах также может быть принято неизменным (см. рис. 6.1, *б*, *г*).

Иногда шины СВН, на которые включена данная электропередача, могут быть отделены от шин неизменного напряжения передающей или приемной систем некоторым эквивалентным сопротивлением  $x_{\text{сист}}$ . Это сопротивление может быть найдено по модулям тока или

мощности трехфазного короткого замыкания на шинах СВН данной подстанции (эти величины должны быть известны из расчета токов коротких замыканий в этой системе):

$$x_{\text{сист}} = U_{\text{ном}}^2 / S_{\text{к}}$$

или

$$x_{\text{сист}} = U_{\text{ном}} / (\sqrt{3} I_{\text{к}}^{(3)}); \quad (6.1)$$

для шин бесконечной мощности  $x_{\text{сист}} = 0$ .

### 6.2.2. Основные уравнения и способы задания исходных данных

Целью расчетов нормальных режимов является определение параметров режима в узлах электропередачи (напряжения, мощности и тока по ее концам). Распределение напряжения и других параметров режима вдоль линии в этих расчетах обычно не анализируется. Исключением может быть определение напряжения в середине линии (для протяженных линий) в режиме малых нагрузок с целью принять в случае необходимости соответствующие меры.

При расчетах режима будем исходить из того, что параметры системы (схемы замещения) известны, поэтому определяются только параметры режима. В этих расчетах линия обычно представляется какой-либо схемой замещения. Условимся, что в дальнейшем в расчетах будет использована П-схема, параметры которой определяются в соответствии с правилами, изложенными в гл. 4. При этом П-схема учитывает количество цепей линии.

Параметры режима по концам рассматриваемой линии (рис. 6.2) связаны известной системой уравнений, где параметры указаны как модули комплексных значений:

$$\left. \begin{aligned} P_1 &= \frac{U_1^2}{Z_{11}} \sin \alpha_{11} + \frac{U_1 U_2}{Z_{12}} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}); \\ Q_1 &= \frac{U_1^2}{Z_{11}} \cos \alpha_{11} - \frac{U_1 U_2}{Z_{12}} \cos(\delta_{12} - \alpha_{12}); \\ P_2 &= -\frac{U_2^2}{Z_{22}} \sin \alpha_{22} + \frac{U_1 U_2}{Z_{21}} \sin(\delta_{21} + \alpha_{21}); \\ Q_2 &= -\frac{U_2^2}{Z_{22}} \cos \alpha_{22} + \frac{U_1 U_2}{Z_{21}} \cos(\delta_{21} + \alpha_{21}). \end{aligned} \right\} \quad (6.2)$$

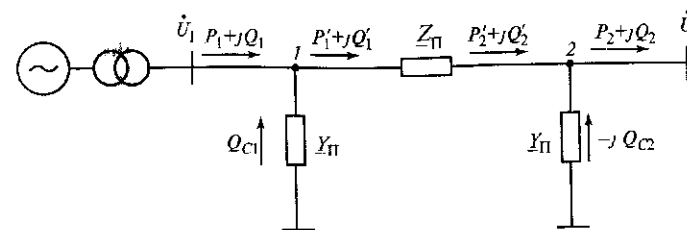


Рис. 6.2. Схема замещения линии электропередачи без промежуточных подстанций

где  $Z_{11}$ ,  $Z_{22}$  — собственные сопротивления начала и конца линии соответственно;  $Z_{12}$ ,  $Z_{21}$  — взаимные сопротивления начала и конца линии;  $\alpha_{11}$ ,  $\alpha_{22}$ ,  $\alpha_{12}$ ,  $\alpha_{21}$  — дополнительные углы этих сопротивлений;  $\delta_{12} = -\delta_{21}$  — углы сдвига по фазе между напряжениями по концам линии.

Для симметричной линии  $Y_{П1} = Y_{П2}$ ;  $Z_{11} = Z_{22}$ ;  $Z_{12} = Z_{21}$ ;  $|\delta_{12}| = |\delta_{21}| = \delta$ .

В случаях, когда в проводимостях  $Y_{П}$  отсутствует действительная составляющая ( $g_{П} = 0$ ), т. е. потери на корону не учитываются,  $P_1 = P'_1$ ;  $P_2 = P'_2$ .

Обычно потери мощности и энергии на корону рассчитываются иными способами в соответствии с «Руководящими указаниями по расчету потерь на корону» и затем учитываются в виде отборов мощности по концам линии, а в ряде случаев в проектных расчетах они вообще не учитываются. Тогда поперечные проводимости схемы замещения представляются только емкостной составляющей. Это широко распространенный прием. Так, например, в известных программах расчета режимов сложной сети RASTR, REGIM и др. активная составляющая поперечной проводимости линии не учитывается. Поэтому в дальнейшем будет учитываться только емкость линии. В то же время при расчете параметров схем замещения достаточно протяженных линий в поперечной проводимости этих схем будет появляться активная составляющая. Вопрос учета или неучета этой составляющей будет зависеть от поставленной задачи и должен решаться в каждом конкретном случае.

Для линии, представленной только продольной ветвью схемы замещения без учета поперечной проводимости, первые два уравнения из (6.2) могут быть представлены в следующем виде:

$$\left. \begin{aligned} P_1 &= \frac{U_1^2}{Z_{\Pi}} \sin \alpha_{\Pi} + \frac{U_1 U_2}{Z_{\Pi}} \sin(\delta - \alpha_{\Pi}); \\ Q_1 &= \frac{U_1^2}{Z_{\Pi}} \cos \alpha_{\Pi} - \frac{U_1 U_2}{Z_{\Pi}} \cos(\delta - \alpha_{\Pi}), \end{aligned} \right\} \quad (6.3)$$

где  $Z_{\Pi}$  — модуль продольного сопротивления схемы замещения;  $\alpha_{\Pi}$  — дополнительный угол этого сопротивления.

Уравнения (6.3) будут справедливы для определения значений  $P_1$  и  $Q_1$  в продольной ветви схемы замещения, как будет показано ниже.

Реактивная мощность начала линии  $Q_1$  может быть найдена по уравнению баланса реактивных мощностей в узле 1 с учетом зарядной мощности линии  $Q_{C1}$ . Аналогичным образом может быть найдена реактивная мощность конца линии  $Q_2$ .

Четыре уравнения (6.2) содержат семь неизвестных:  $U_1$ ,  $U_2$ ,  $P_1$ ,  $P_2$ ,  $Q_1$ ,  $Q_2$ ,  $\delta$ , поэтому решение этих уравнений в общем виде невозможно. Необходимо задаваться какими-то тремя параметрами режима, сообразуясь с инженерной целесообразностью и опытом подобных расчетов. В качестве таких параметров могут рассматриваться активная мощность в начале или конце линии, определяемая диспетчерским графиком, напряжения в начале и конце линии  $U_1$  и  $U_2$  и реактивная мощность также в начале или конце линии.

Существует два способа задания исходных данных.

В первом из них задаются все параметры режима одного из концов линии, например  $P_1$ ,  $U_1$ ,  $Q_1$  (или  $P_2$ ,  $U_2$ ,  $Q_2$ ), и с использованием (6.2) определяются параметры режима ее другого конца.

Во втором способе задаются активная мощность начала линии  $P_1$  и модули напряжений в начале и конце линии  $U_1$ ,  $U_2$  (или  $P_2$ ,  $U_1$ ,  $U_2$ ). Остальные параметры режима подлежат определению. Значение мощности  $P_1$  здесь определяется режимом, для которого производится расчет. Для режима наибольших нагрузок принимается максимальная мощность, которая может быть передана по линии в соответствии с диспетчерским графиком, для режима малых нагрузок — минимальная передаваемая мощность по этому графику.

Большое значение имеют напряжения по концам линии  $U_1$  и  $U_2$ , которые не могут быть приняты произвольно и должны отвечать определенным требованиям: они должны соответствовать режиму работы электропередачи, а в режиме наибольших нагрузок в целях

Наибольшие рабочие и наибольшие расчетные значения напряжений

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$U_{\text{нб. раб.}}, \text{кВ}$	$U_{\text{нб. расч.}}, \text{кВ}$
330	363	355
500	525	520
750	787	780

снижения потерь активной мощности их целесообразно поддерживать по возможности более высокими.

ГОСТ 721—77 регламентирует значения длительно допустимых наибольших рабочих напряжений, определяемых условиями работы оборудования подстанций: для сетей 330 кВ  $U_{\text{нб. раб.}} = 1,1U_{\text{ном}}$ ; для сетей 500 и 750 кВ —  $1,05U_{\text{ном}}$ . Эти значения приведены в табл. 6.1. Эти же напряжения принимаются в качестве наибольших рабочих и для линий электропередачи. В то же время наибольшие расчетные значения напряжений рекомендуется принимать несколько ниже значений  $U_{\text{нб. раб.}}$  (на 1 % от номинала для линий 500—750 кВ и на 2,5 % для линий 330 кВ). Эти значения также приведены в табл. 6.1.

В случаях, когда наибольшая передаваемая мощность меньше натуральной  $P_{\text{нб.}} = 0,7 \div 0,9P_{\text{нат}}$ , напряжения по концам линии целесообразно принимать выше номинальных для снижения потерь активной мощности. В случае, если линия должна работать с перепадом напряжений по условиям компенсации реактивной мощности в приемной системе, напряжение в начале линии принимается больше номинального, в конце — равным номинальному. В этих случаях напряжение в промежуточных точках линии может превышать допустимое напряжение по условиям работы изоляции и коронирования проводов.

Экстремальное значение напряжения в промежуточной точке может быть найдено в соответствии с методикой, изложенной в гл. 3.8. При равных напряжениях по концам линии это напряжение будет в середине линии и может быть найдено по (3.73) при  $P = 0$ .

При наличии перепада напряжений и  $P > 0$  следует найти точку экстремума напряжения по (3.75) и определить его значение по (3.76). В случае, если напряжение в точке экстремума превышает допустимое напряжение  $U_{\text{доп}}$ , что может привести к коронированию проводов в зоне экстремума, необходимо принять меры к его снижению. В качестве одного из мероприятий можно использовать включение реактора в промежуточной точке линии, близкой к ее середине (рис. 6.3, а). Однако на практике это не всегда возможно, если на

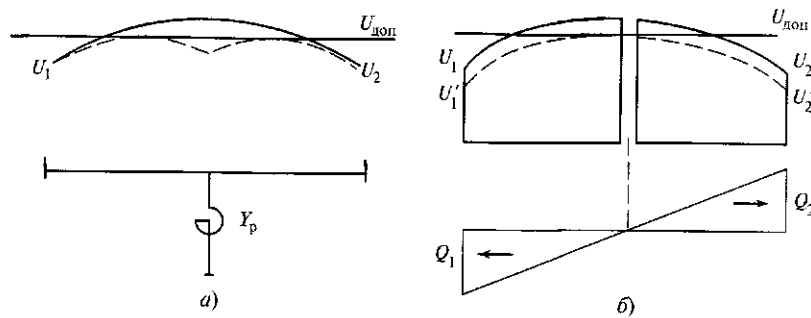


Рис. 6.3. Пути снижения напряжения в средней зоне линии при  $P < P_{\text{нат}}$ :

*а* — включение реактора в средней зоне линии, *б* — выбор напряжений по концам линии методом ее условного разрезания

линии отсутствуют промежуточные подстанции или переключательные пункты, на которых можно установить реакторы. Другим мероприятием может служить снижение напряжения на одном, а при необходимости и на обоих концах линии. Используя метод условного разрезания линии по точке потокоораздела реактивных мощностей (рис. 6.3, б) при известном значении волновой длины участка  $\lambda_{\text{экстр}}$  желаемые значения напряжения по концам линии можно найти по уравнениям:

$$\left. \begin{aligned} U_{1\text{жел}} &= U_{\text{экстр}} [\cos(\lambda - \lambda_{\text{экстр}}) + jP_* \sin(\lambda - \lambda_{\text{экстр}})]; \\ U_{2\text{жел}} &= U_{\text{экстр}} (\cos \lambda_{\text{экстр}} - jP_* \sin \lambda_{\text{экстр}}), \end{aligned} \right\} (6.4)$$

где  $U_{\text{экстр}} = U_{\text{нб раб}}$ ;  $\lambda_{\text{экстр}} = \frac{1}{2} \arctg \frac{2Q_{*2}}{1 - S_*}$ .

В режимах малых нагрузок, когда  $P_1 \approx 0,3-0,4P_{\text{нат}}$ , рекомендуется снижать напряжения по концам линии до номинальных значений или несколько ниже ( $U_1 = U_2 = 0,95U_{\text{ном}}$ ) в целях уменьшения зарядной мощности и ее стоков с концов линии.

### 6.2.3. Алгоритмы расчета параметров режима по концам линии. Определение «внутренней» реактивной мощности

Упомянутые выше способы задания исходных данных имеют разные алгоритмы решения и различные конечные результаты. В первом способе возникает задача обеспечения необходимого уровня напряжения на противоположном конце линии. Во втором — необходимость обеспечения баланса реактивных мощностей в узлах начала и конца

линии при заданных значениях напряжения  $U_1$  и  $U_2$  путем установки дополнительных компенсирующих устройств в этих узлах.

Рассмотрим в общем виде алгоритмы решения задачи, соответствующие этим способам.

При задании исходных данных по первому способу задаются параметры режима одного из концов линии, например ее начала  $P_1, Q_1, U_1$ , которые позволяют найти потери мощности и потери напряжения в линии, а также параметры режима другого конца  $P_2, Q_2, U_2$  и угол сдвига между напряжениями  $\delta$  по концам линии. Однако, поскольку значение  $Q_1$  здесь задается произвольно, напряжение на приемном конце может значительно отличаться от желаемых значений. В таком случае необходимо скорректировать заданное ранее значение  $Q_1$  и повторить расчет. Для нахождения желаемого значения  $U_{2\text{жел}}$  могут быть использованы два метода: метод «систематизированного подбора» и метод итераций.

В методе «систематизированного подбора» при неизменных значениях активной мощности  $P_1$  и напряжения  $U_1$  задаются рядом значений мощности  $Q_1$ , для каждого из них определяют значения напряжения  $U_2$  и строят зависимость  $U_2 = f(Q_1)$  (рис. 6.4). Затем на ось  $U_2$  наносят желаемое значение  $U_{2\text{жел}}$  (или возможный диапазон изменения этих значений) и по полученной зависимости определяют требуемые значения  $Q_1$ . При изменении активной мощности  $P_1$  все расчеты повторяются.

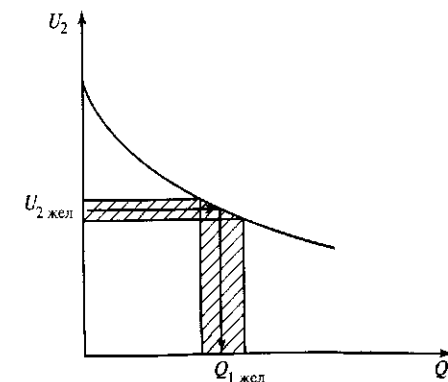


Рис. 6.4. Выбор реактивной мощности  $Q_1$  начала линии методом «систематизированного подбора»

В методе итераций, который применяется при использовании ЭВМ, задаются тремя упомянутыми параметрами первого узла, определяют значение напряжения  $U_2$  и сопоставляют его с желаемым значением  $U_{2\text{жел}}$ . При наличии отклонения от этого значения корректируют в нужную сторону значения  $Q_1$ , снова определяют значение  $U_2$  и так далее до получения значения  $U_2$ , отличающегося от  $U_{2\text{жел}}$  на некоторую наперед заданную допустимую погрешность, т.е. задается цикл по параметру  $U_2$ . Этот способ может быть использован и при расчете режимов электропередачи с промежуточными подстанциями.

При задании исходных данных по второму способу задаются параметры  $U_1, U_2, P_1$ . Из первого уравнения (6.2) определяется значение угла  $\delta$  и подставляется во второе уравнение. В результате определяется значение  $Q_1$ , соответствующее заданным значениям параметров режима. Затем находят значения «внутренней» реактивной мощности  $Q'_1$  (при  $g_0 = 0$ ), определяются потери мощности в продольном сопротивлении схемы замещения  $Z_{\Pi}$  и наконец параметры режима конца линии.

Это дает возможность оценить КПД линии по мощности и энергии и, записав уравнение баланса реактивных мощностей в узлах примыкания линии, определить требуемую для данного режима мощность компенсирующих устройств в этих узлах. Подобный алгоритм может быть использован для режима как наибольших, так и наименьших нагрузок. Структурная схема такого алгоритма приведена на рис. 6.5. Этот алгоритм может быть несколько упрощен, если известна «внутренняя» реактивная мощность  $Q'_1$ , которая определяется из уравнения баланса реактивных мощностей в узле 1 П-схемы замещения линии (см. рис. 6.2). Однако этому предшествует работа по вычислению собственного и взаимного сопротивления П-схемы. При нахождении значения  $Q'_1$  достаточно знать значение сопротивления продольной ветви схемы замещения  $Z_{\Pi}$ .

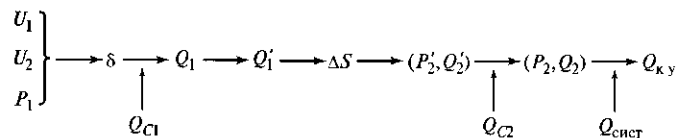


Рис. 6.5. Алгоритм нахождения параметров режима линии при исходных данных  $P_1, U_1, U_2$

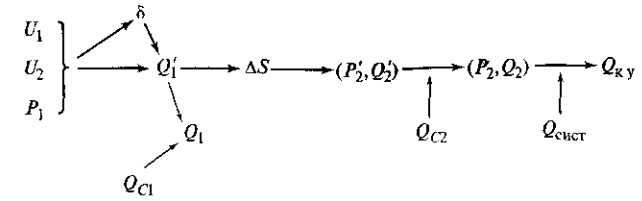


Рис. 6.6. Алгоритм решения задачи при задании в исходных данных «внутренней» реактивной мощности  $Q'_1$

Известно несколько путей определения «внутренней» реактивной мощности:

1. Если рассматривать линию без учета ее емкости и учитывать только продольное сопротивление схемы замещения  $Z_{\Pi}$ , то значение  $Q'_1$  определяется по уравнениям (6.3). Как и ранее, из первого уравнения (6.3) определяется угол  $\delta$  и с его помощью значение  $Q'_1$ . Далее определяются потери мощности в сопротивлении  $Z_{\Pi}$  и параметры режима  $P'_2$  и  $Q'_2$ . Затем при известных значениях  $Q_{C1}$  и  $Q_{C2}$  из условия баланса реактивных мощностей в узлах 1 и 2 находят значения реактивных мощностей по концам линии  $Q_1$  и  $Q_2$  (см. рис. 6.2). Далее по условию баланса реактивной мощности на шинах передающей и приемной систем находят мощности компенсирующих устройств по концам линии, которые необходимы для обеспечения заданного режима. Соответствующий алгоритм приведен на рис. 6.6.

2. Определение значения  $Q'_1$  состоит в следующем. Применительно к П-схеме замещения напряжение конца линии находится как

$$U_2 = \sqrt{\left( U_1 - \frac{P_1 r_{\Pi} + Q'_1 x_{\Pi}}{U_1} \right)^2 + \left( \frac{P_1 x_{\Pi} - Q'_1 r_{\Pi}}{U_1} \right)^2}. \quad (6.5)$$

Отсюда при заданных  $U_1, U_2, P_1$  и параметрах схемы замещения может быть найдено значение  $Q'_1$ . Возведя правую и левую части этого уравнения в квадрат, после преобразований получим

$$Q'_{*1} = \frac{x_{\Pi}}{Z_{\Pi}} - \sqrt{\left( \frac{x_{\Pi}}{Z_{\Pi}} \right)^2 - P_{*1}^2 + 2P_{*1} \left( \frac{r_{\Pi}}{x_{\Pi}} \right) + \frac{1}{k^2} - 1}, \quad (6.6)$$

где величины  $Q'_{*1} = Q'_1 / S_{\text{баз}}$ ;  $P_{*1} = P_1 / S_{\text{баз}}$  выражены в относительных единицах;  $k = U_1 / U_2$  — модуль перепада напряжения;  $Z_{\Pi}$  —

модуль продольного сопротивления П-схемы замещения; в качестве базисной принята мощность  $S_{\text{баз}} = U_1^2 / Z_{11}$ .

В случае, если задана активная мощность  $P_2$  и режим линии рассчитывается по данным ее конца, может быть получено выражение, аналогичное предыдущему:

$$Q'_{*2} = -\frac{x_{\Pi}}{Z_{\Pi}} + \sqrt{\left(\frac{x_{\Pi}}{Z_{\Pi}}\right)^2 - P_{*2}^2 + 2P_{*2}\left(\frac{r_{\Pi}}{x_{\Pi}}\right) + k^2 - 1}, \quad (6.7)$$

где в качестве базисной принята мощность  $S_{\text{баз}} = U_2^2 / Z_{\Pi}$ .

3. Определение значения  $Q'_1$  основано на установлении соответствия между параметрами круговой диаграммы мощности для начала линии и параметрами П-схемы замещения:

$$Q'_{*1} = \frac{1}{\sin \lambda} \left\{ 1 - \sqrt{\frac{1}{k^2} - \left[ P'_{*1} \sin \lambda - \left( \frac{r_0}{2x_0} \right) \left( \frac{\lambda}{\sin \lambda} + \cos \lambda \right) \right]^2} \right\}, \quad (6.8)$$

где  $S_{\text{баз}} = U_1^2 / Z_0$ .

В приведенных выше уравнениях следует учитывать активные сопротивления проводов, которые зависят от температуры окружающего воздуха [см. (4.22)]. В расчете режимов сетей с относительно короткими линиями этой зависимостью иногда пренебрегают. Однако при большой длине линий изменение активных сопротивлений проводов и, следовательно, потерь мощности и энергии при изменении температуры окружающего воздуха достаточно заметно. Поэтому при расчете того или иного режима электропередачи следует учитывать температуру воздуха, характерную для данного режима.

В условиях, характерных для России, режим наибольших нагрузок обычно приходится на зимний вечер в период прохождения осенне-зимнего максимума нагрузки, минимальных — на летнюю ночь. Однако, как показывает опыт, режим больших нагрузок возможен и летом, что в условиях жаркой погоды (особенно в послеаварийных режимах) может привести к недопустимому провисанию проводов. Поэтому для этих условий должны быть заранее определены допустимые потоки мощности по линиям.

В уравнениях (6.6) и (6.7) принимается условие  $P_1 = P'_1$ , т.е. не учитываются потери мощности на корону по причинам, изложенным выше. В случае, если эти потери будут учитываться в виде отбора

мощности в поперечных ветвях схемы замещения, в эти уравнения для определения значения  $Q'_1$  следует подставлять  $P'_1$  вместо  $P_1$ :

$$P'_1 = P_1 - U_1^2 g_{\Pi}, \quad (6.9)$$

при этом

$$P_2 = P'_2 - U_2^2 g_{\Pi}.$$

Это же следует делать и при анализе режимов протяженных линий (1000—1100 км и более) даже при отсутствии учета короны, что объясняется увеличением действительной составляющей  $g_{\Pi}$  в поперечной проводимости схемы замещения и уменьшением значения  $r_{\Pi}$  при большой длине линии.

#### 6.2.4. Расчет режимов наибольшей и наименьшей нагрузок

Рассмотрим наиболее характерные особенности расчета указанных режимов. Будем исходить из того, что количество цепей и все параметры схемы замещения известны. Известны также количество генераторов на электростанции и их параметры, эквивалентное сопротивление системы и другие параметры сети. Задачей расчета режимов в данном случае является определение условий баланса реактивных мощностей по концам электропередачи и выбор мощности компенсирующих устройств при заданных значениях напряжения на передающей и приемной подстанциях. В задачи расчета входят также определение напряжения в средней зоне линии в режиме малых нагрузок и разработка соответствующих мероприятий в случае необходимости. Следует также рассмотреть вопрос оптимизации мощности компенсирующих устройств в сочетании с выбором оптимального перепада напряжения в режиме наибольших нагрузок.

В расчетах, связанных с выбором мощности компенсирующих устройств, вводится допущение о пренебрежении потерями активной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах в силу их малости.

*Расчет режима наибольших нагрузок.* Условимся под режимом наибольших нагрузок понимать режим, при котором по каждой цепи линии передается мощность больше натуральной.

Алгоритм расчета режима линии без промежуточных подстанций при заданных значениях  $P_1, U_1, U_2$  был приведен выше. В соответствии с ним определяются значения полных мощностей по концам линии  $\dot{S}_1$  и  $\dot{S}_2$  для рассматриваемого режима:

$$\left. \begin{aligned} \dot{S}_1 &= P_1 + jQ_1; \\ \dot{S}_2 &= P_2 - jQ_2. \end{aligned} \right\} \quad (6.10)$$

Если на передающем конце линии расположена электростанция (см. рис. 6.1, а), то для режима наибольших нагрузок при  $P > P_{\text{нат}}$  следует проверить возможность выдачи генераторами станции реактивной мощности  $Q_1$ , которая потребляется линией.

Рассмотрим случай, когда вся мощность станции передается в приемную систему по данной электропередаче.

Для станции, выполненной по блочной схеме (блок генератор—трансформатор) и при  $N$  блоках на станции, полная мощность начала электропередачи  $\dot{S}_1$  будет распределяться между этими блоками следующим образом:

$$\dot{S}_{\text{бл}} = \dot{S}_1 / N = P_{\text{бл}} + jQ_{\text{бл}}, \quad (6.11)$$

где  $\dot{S}_{\text{бл}}$  — полная мощность блока, приведенная к стороне высшего напряжения.

Полная мощность генератора определяется как

$$\dot{S}_1 = P_{\text{Г}} + jQ_{\text{Г}} = \dot{S}_{\text{бл}} + \Delta\dot{S}_{\text{ТЭ}}, \quad (6.12)$$

где  $\Delta\dot{S}_{\text{ТЭ}}$  — потери мощности в трансформаторе блока.

Коэффициент мощности генератора определяется по (6.12), и проверяется его соответствие допустимому значению. Кроме того, необходимо проверить выполнение условия

$$\dot{S}_{\text{Г}} + \dot{S}_{\text{СН}} \leq \dot{S}_{\text{Гном}},$$

где  $\dot{S}_{\text{СН}}$  — мощность собственных нужд блока.

Выше говорилось об электропередаче, по которой вся мощность станции передается в приемную систему. Если мощность станции передается в двух-трех направлениях и к шинам станции присоединены другие линии, не относящиеся к рассматриваемой электропередаче, то условия баланса активных и реактивных мощностей на шинах станции необходимо определять с учетом всех линий, отходящих от этих шин. Тогда необходимо располагать сведениями о нагрузке других линий, не относящихся к рассматриваемой электропередаче, что потребует расчета всей прилегающей сети СВН. В этом случае уравнения баланса активной и реактивной мощностей для шин СВН станции записываются следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} NP_{\text{бл}} &= P_1 + \sum P_i; \\ NQ_{\text{бл}} &= Q_1 \pm \sum Q_i, \end{aligned} \right\} \quad (6.13)$$

откуда

$$\begin{aligned} Q_{\text{бл}} &= (Q_1 \pm \sum Q_i) / N; \\ P_{\text{бл}} &= (P_1 \pm \sum P_i) / N. \end{aligned}$$

Здесь  $P_i, Q_i$  — активные и реактивные мощности других линий, отходящих с шин электростанции. В этом случае следует учитывать значение и знаки мощностей этих линий.

Далее определяются условия работы генераторов и их соответствие допустимым значениям режима.

Рассмотрим приемный конец электропередачи для случая, когда обе цепи линии заходят на шины приемной системы того же номинального напряжения, что и электропередача (см. рис. 6.1, б, в). Схема замещения приемного конца электропередачи приведена на рис. 6.7, а.

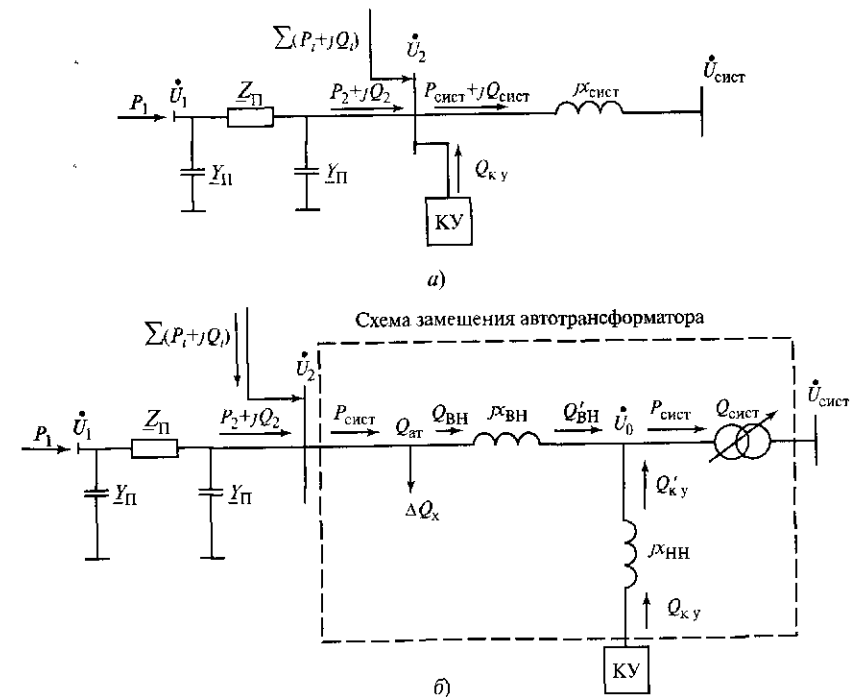


Рис. 6.7. Схемы замещения приемного конца электропередачи при  $P_1 > P_{\text{нат}}$ : а — с учетом эквивалентного сопротивления системы; б — с автотрансформатором на приемной подстанции



При проектировании обычно задается коэффициент мощности  $\text{tg}\varphi_{\text{сист}}$ , с которым активная мощность от электропередачи должна поступать в приемную систему. Отсюда реактивная мощность, которая требуется системе,

$$Q_{\text{сист}} = P_2 \text{tg}\varphi_{\text{сист}} \quad (6.14)$$

Для рассматриваемой схемы уравнение баланса реактивных мощностей на шинах системы имеет вид

$$-Q_2 + Q_{\text{к у}} - Q_{\text{сист}} = 0,$$

откуда

$$Q_{\text{к у}} = Q_{\text{сист}} + Q_2, \quad (6.15)$$

где  $Q_{\text{к у}}$  — суммарная мощность компенсирующих устройств (КУ), необходимая для обеспечения баланса реактивных мощностей на шинах приемной системы. В (6.15) учтены направления реактивных мощностей (к узлу «+», от узла «-»).

Так как в рассматриваемом режиме в линии существует дефицит реактивной мощности, компенсирующие устройства должны генерировать эту мощность. Обычно компенсирующие устройства подключаются через согласующий трансформатор, поэтому при определении их мощности необходимо учитывать потери реактивной мощности в трансформаторе

$$Q_{\text{к у}} = Q_{\text{сист}} + Q_2 + \Delta Q_{\text{тс}}. \quad (6.16)$$

Если к шинам системы помимо линий рассматриваемой электропередачи подключены и другие линии, то реактивная мощность, требуемая системе,

$$Q_{\text{сист}} = P_{\text{сист}} \text{tg}\varphi_{\text{сист}} \quad (6.17)$$

где

$$P_{\text{сист}} = P_2 \pm \Sigma P_i,$$

а уравнение баланса реактивных мощностей на шинах системы будет иметь вид

$$-Q_2 + Q_{\text{к у}} \pm \Sigma Q_i - Q_{\text{сист}} = 0.$$

Мощность компенсирующих устройств в этом случае определяется как

$$Q_{\text{к у}} = Q_{\text{сист}} - Q_2 \pm \Sigma Q_i. \quad (6.18)$$

Знаки  $P_i$  и  $Q_i$  для различных линий могут быть различны, что следует учитывать в расчетах.

В случае, когда шины приемной подстанции связаны с приемной системой через автотрансформаторы (см. рис. 6.1, а, в), мощность компенсирующих устройств определяется с учетом потерь реактив-

ной мощности  $Q_{\text{ВН}}$  в их обмотках высшего напряжения (ВН) (рис. 6.7, б). На этом рисунке схема замещения учитывает количество параллельно включенных автотрансформаторов.

Мощность на входе в обмотку высшего напряжения автотрансформатора  $\dot{S}_{\text{ВН}}$  при учете других линий может быть записана как

$$\dot{S}_{\text{ВН}} = P_{\text{сист}} + jQ_{\text{ВН}}, \quad (6.19)$$

где

$$Q_{\text{ВН}} = Q_{\text{ат}} - \Delta Q_{\text{х}}.$$

Потери реактивной мощности в обмотке высшего напряжения автотрансформатора, реактивная и полная мощность на выходе этой обмотки равны:

$$\left. \begin{aligned} \Delta Q_{\text{ВН}} &= \frac{P_{\text{сист}}^2 + Q_{\text{ВН}}^2}{U_2^2} x_{\text{ВН}}; \\ Q'_{\text{ВН}} &= Q_{\text{ВН}} - \Delta Q_{\text{ВН}}; \\ \dot{S}'_{\text{ВН}} &= P_{\text{сист}} + jQ'_{\text{ВН}}. \end{aligned} \right\} \quad (6.20)$$

Уравнение баланса реактивных мощностей в нулевой точке  $(U_0)_{\text{ном}}$  схемы замещения автотрансформатора записывается как

$$Q'_{\text{ВН}} + Q'_{\text{к у}} - Q_{\text{сист}} = 0, \quad (6.21)$$

где  $Q_{\text{сист}}$  определяется в соответствии с (6.17).

Отсюда

$$Q'_{\text{к у}} = Q_{\text{сист}} - Q'_{\text{ВН}}. \quad (6.22)$$

В рассматриваемой схеме компенсирующее устройство следует включить в третичную обмотку автотрансформатора, хотя в общем случае КУ может быть включено иначе, например на шины среднего напряжения приемной подстанции через ее трансформатор. При включении КУ в третичную обмотку автотрансформатора мощность компенсирующего устройства составит

$$Q_{\text{к у}} = Q'_{\text{к у}} + \Delta Q_{\text{НН}}, \quad (6.23)$$

где  $\Delta Q_{\text{НН}}$  — потери реактивной мощности в обмотке низшего напряжения (НН) автотрансформатора.

Как показывают расчеты, необходимая мощность КУ может быть достаточно большой. Учитывая, что мощность третичной обмотки автотрансформатора обычно значительно меньше его номинальной

мощности, необходимо проверить соответствие мощностей этой обмотки и КУ. Здесь необходимо выполнить условие

$$S_{\text{НН}} \geq Q_{\text{к.у}}, \quad (6.24)$$

где  $S_{\text{НН}}$  — номинальная мощность обмотки низшего напряжения (третичной обмотки) автотрансформатора.

Если это условие по каким-либо причинам не может быть выполнено, следует часть КУ, соответствующую (6.23), оставить включенной в третичную обмотку при выполнении условия (6.24). Для включения остальных компенсирующих устройств использовать иные пути: рассредоточить КУ по прилегающим подстанциям системы, подключить конденсаторные батареи к шинам среднего напряжения приемной подстанции и др.

В случае, если цепи двухцепной электропередачи заходят на разные подстанции приемной системы, как это часто бывает на практике, алгоритм расчета не изменяется. Мощности  $P_2$  и  $Q_2$  следует рассматривать как мощность одной цепи. Может оказаться, что мощность КУ, которые надо установить на приемной подстанции, будет достаточной большой и ее нецелесообразно сосредоточивать в одном узле приемной ссти. В этом случае ее следует рассредоточить по прилегающим узлам сети.

Отметим, что балансы реактивной мощности, на основании которых определяется мощность КУ, справедливы лишь при определенных значениях напряжения по концам линии. При изменении этих напряжений расчет следует сделать заново.

*Расчет режима наименьших нагрузок.* Под режимом наименьших нагрузок понимается режим, в котором по каждой цепи линии передается мощность много меньше натуральной ( $P_{\text{нм}} \approx 0,3 \div 0,4 P_{\text{нат}}$ ). Характерными чертами этого режима, как уже отмечалось, являются значительные стоки реактивной мощности с линии и повышение напряжения в ее средней зоне. Особенности этого режима проявляются и в случаях, когда передаваемая мощность в режиме наибольших нагрузок несколько меньше натуральной ( $P_{\text{нб}} \approx 0,8 \div 0,9 P_{\text{нат}}$ ).

Методика расчета режима наименьших нагрузок и расчетные выражения такие же, как и для режима наибольших нагрузок. Различие заключается главным образом в направлениях и значениях реактивных мощностей по концам линии. Соответственно меняется и вид компенсирующих устройств: если в режиме наибольших нагрузок требовались устройства, генерирующие реактивную мощность, то в режиме малых нагрузок нужны устройства, способные ее потреблять. Возможность потребления реактивной мощности синхронными машинами — генераторами и компенсаторами — ограничена. Поэтому, как правило,

требуется установка дополнительных устройств — шунтирующих реакторов, способных погребить избыточную реактивную мощность.

Рассмотрим передающий конец электропередачи. Реактивная мощность, стекающая с линии, будет распределяться между блоками электростанции в соответствии с (6.11) и (6.12). Найдя мощности каждого из генераторов и пользуясь  $PQ$ -диаграммами для этих генераторов или рекомендациями завода-изготовителя, следует решать вопрос о возможности их работы в данном режиме. Если же этот режим недопустим по тем или иным условиям, надо применять дополнительные КУ, устанавливаемые на передающем конце электропередачи.

Мощность таких КУ определяется на основании баланса реактивных мощностей на шинах СВН станции в данном режиме. Для рассматриваемой схемы станции допустимая загрузка блока реактивной мощностью  $Q_{\text{бл.доп}}$  определяется как сумма допустимой реактивной мощности генератора в режиме ее потребления  $Q_{\text{г.доп}}$  и потерь реактивной мощности в трансформаторе блока:

$$Q_{\text{бл.доп}} = Q_{\text{г.доп}} + \Delta Q_{\text{т}\Sigma}, \quad (6.25)$$

где  $\Delta Q_{\text{т}\Sigma}$  — потери полной мощности, проходящей через трансформатор.

Мощность КУ (шунтирующих реакторов), включаемых на стороне СВН, определяется как

$$Q_{\text{к.у}} = Q_1 - NQ_{\text{бл.доп}}, \quad (6.26)$$

В случае, когда на шины станции заходят другие линии, кроме линий рассматриваемой электропередачи, в режимах малых нагрузок на шины СВН станции стекает реактивная мощность со всех присоединенных линий. Мощность компенсирующих устройств, установленных на стороне СВН станции, возрастает и определяется по условию

$$Q_{\text{к.у}} = Q_1 + \Sigma Q_i - NQ_{\text{бл.доп}}, \quad (6.27)$$

В качестве КУ, как правило, используются шунтирующие реакторы. Схемы распределительных устройств СВН предусматривают подключение реакторов не к шинам СВН, а к линии непосредственно за линейным выключателем, поскольку реакторы играют важную роль в режимах одностороннего включения линии. Подключение реактора непосредственно к шинам требует специального обоснования.

Рассмотрим приемный конец электропередачи. В режиме малых нагрузок стоки реактивной мощности с линий создают ее избыток на приемной подстанции.

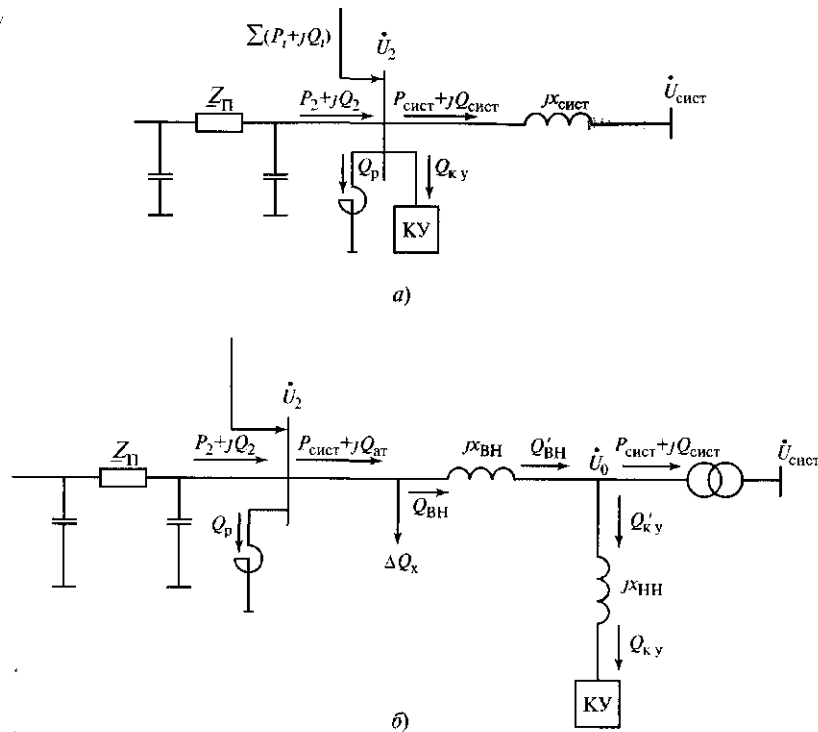


Рис. 6.8. Схемы замещения приемного конца электропередачи при  $P_1 < P_{\text{нат}}$ :  
 а — с учетом эквивалентного сопротивления системы, б — с автотрансформатором на приемной подстанции

В случае, когда линия подключена к шинам приемной подстанции того же номинального напряжения (рис. 6.8, а), узловое уравнение баланса реактивных мощностей имеет вид

$$Q_2 - Q_{\text{сист}} - Q_{\text{кy}} = 0,$$

откуда

$$Q_{\text{кy}} = Q_2 - Q_{\text{сист}} \quad (6.28)$$

Здесь реактивная мощность системы состоит из двух составляющих: реактивной мощности нагрузки системы в этом режиме и некоторой избыточной реактивной мощности, которую система может принять дополнительно:

$$Q_{\text{сист}} = Q_{\text{нагр}} + Q_{\text{изб}} \quad (6.29)$$

Эта мощность будет потребляться в линиях, трансформаторах и других элементах системы. Это может привести к некоторому повы-

шению напряжения в узлах системы и возрастанию потерь активной мощности.

Точный расчет повышения напряжений в узлах системы, вызываемого стоком реактивной мощности, требует тщательного анализа условий работы отдельных генераторов и представляет достаточно сложную задачу. Допустимые значения напряжений должны определяться для каждой конкретной системы с учетом ее схемы, изношенности оборудования и т.д. Поэтому в практических расчетах режимов электропередач СВН можно руководствоваться опытными данными.

Как показывают расчеты и опыт эксплуатации, существуют некоторые допустимые значения избыточной реактивной мощности, которые не приводят к отрицательным последствиям. В процессе учебного проектирования, когда точные данные по приемной системе неизвестны, ориентировочно можно принять значения избыточной реактивной мощности от 200 до 400 Мвар на одну подстанцию СВН.

Реактивная мощность нагрузки системы определяется как

$$Q_{\text{нагр}} = P_2 \operatorname{tg} \varphi_{\text{сист}} \quad (6.30)$$

где  $P_2$  — активная мощность, потребляемая системой в режиме малых нагрузок;  $\operatorname{tg} \varphi_{\text{сист}}$  — коэффициент мощности системы в этом режиме.

Суммарная мощность компенсирующих устройств, определенная по (6.28), также имеет две составляющие. Одна из них — это реактивная мощность, которую может потребить синхронный компенсатор с учетом потерь этой мощности в согласующем трансформаторе, другая — мощность дополнительно устанавливаемых реакторов:

$$Q_{\text{кy}} = Q_{\text{ск потр}} + \Delta Q_{\text{T}} + Q_{\text{р}}, \quad (6.31)$$

отсюда находится мощность реакторов  $Q_{\text{р}}$ .

Возможности потребления реактивной мощности синхронными компенсаторами будут рассмотрены в § 6.3.

В случае, когда к шинам СВН приемной подстанции подключены и другие линии, кроме линий рассматриваемой электропередачи, уравнение узлового баланса реактивных мощностей будет иметь вид

$$Q_2 + \sum Q_i - Q_{\text{сист}} - Q_{\text{кy}} = 0, \quad (6.32)$$

отсюда находится суммарная мощность компенсирующих устройств  $Q_{\text{кy}}$ .

Если шины СВН связаны с шинами неизменного напряжения системы через автотрансформатор (рис. 6.8, б), расчет узлового баланса реактивных мощностей на шинах СВН следует начинать от шин среднего напряжения приемной подстанции. Задаваясь значением  $Q_{\text{сист}}$ , как сказано выше, нужно идти по схеме замещения автотранс-

форматора к шинам СВН. При этом получим следующую систему уравнений:

$$\left. \begin{aligned} Q'_{ВН} &= Q_{\text{сист}} + Q_{\text{к.у.потр}} + \Delta Q_{\text{НН}}; \\ Q_{\text{ат}} &= Q'_{ВН} + \Delta Q_{\text{ВН}} + \Delta Q_{\text{х}}. \end{aligned} \right\} \quad (6.33)$$

Узловое уравнение баланса реактивных мощностей на шинах СВН будет записываться как

$$Q_2 - Q_{\text{ат}} - Q_{\text{р}} = 0. \quad (6.34)$$

Если к шинам СВН этой подстанции подключены и другие линии, то уравнение (6.34) принимает вид

$$Q_2 + \sum Q_l - Q_{\text{ат}} - Q_{\text{р}} = 0, \quad (6.35)$$

отсюда находится мощность реакторов, которые должны быть установлены на стороне СВН приемной подстанции.

*Оптимизация перепада напряжений для режима наибольших нагрузок.* Мощность компенсирующих устройств на приемной подстанции электропередачи в режиме наибольших нагрузок при  $P > P_{\text{нат}}$  будет определяться, помимо других факторов, и перепадом напряжений по концам линии  $k$ . В зависимости от значения  $k$  будет изменяться реактивная мощность концов линии и, следовательно, мощность компенсирующих устройств. С другой стороны, при изменении значения перепада напряжений изменяется распределение реактивной мощности по линии и, как следствие, потери активной мощности и энергии в ней. Поскольку на установку компенсирующих устройств и покрытие затрат на потери энергии требуется вкладывать определенные средства, то перепад напряжений оказывается величиной экономической и следует найти его оптимальное значение.

При определении оптимального значения перепада напряжения  $k_{\text{опт}}$  будем исходить из того, что в начале линии в целях снижения потерь активной мощности поддерживается неизменным возможно более высокое напряжение. Примем  $U_1 = U_{\text{нб. расч}} = \text{const}$ . Методика определения оптимального перепада напряжения сводится к тому, что при заданном значении  $U_1$  варьируется в определенных пределах значение напряжения  $U_2$  и для каждого из этих значений определяются требуемая мощность  $Q_{\text{к.у}}$  в соответствии с приведенными выше алгоритмами, суммарные потери энергии за год, а также стоимость компенсирующих устройств и затраты на покрытие потерь энергии.

Отметим, что на этом этапе определяется лишь мощность компенсирующего устройства, необходимая по условиям баланса реактивных мощностей при заданном значении  $U_2$ . Окончательный выбор типа и количества КУ производится позднее. Затем рассчитываются

суммарные приведенные или дисконтированные затраты, строится зависимость этих затрат от напряжения конца линии  $U_2$  и по ней находится оптимальное значение  $U_2_{\text{опт}}$

Известное выражение для дисконтированных затрат имеет вид

$$Z = \sum_{t=1}^{T_{\text{расч}}} (K_t + I_t)(1 + E_{\text{н.д}})^{1-t}, \quad (6.36)$$

где  $K_t$  — капитальные годовые затраты;  $I_t$  — эксплуатационные годовые издержки;  $E_{\text{н.д}}$  — норма дисконта;  $t$  — текущие годы строительства и эксплуатации объекта;  $T_{\text{расч}}$  — срок службы объекта.

Эксплуатационные годовые издержки

$$I_t = I_3 + Z_{\Delta\text{э}}, \quad (6.37)$$

где  $I_3$  — ежегодные издержки на эксплуатацию объекта;  $Z_{\Delta\text{э}}$  — затраты на возмещение потерь электроэнергии.

В расчетах по определению оптимального перепада напряжений исходим из того, что переменными составляющими являются только мощность компенсирующего устройства и потери электроэнергии. Все остальное (параметры линии, схемы распределительных устройств и пр.) остается неизменным, таким, каким оно было определено ранее.

Затраты на возмещение потерь электроэнергии имеют две составляющие, одна из которых определяется потерями энергии в линии, другая — потерями энергии в компенсирующем устройстве:

$$Z_{\Delta\text{э}} = Z_{\Delta\text{э.л}} + Z_{\Delta\text{э.к.у}}. \quad (6.38)$$

Потери электроэнергии в линии определяются по известным выражениям для каждого значения напряжения  $U_2$  в принятом диапазоне его изменения в соответствии с приведенным выше алгоритмом. При этом учитываются только потери на нагрев проводов. Потери энергии на корону практически не зависят от вариации напряжения  $U_2$  вследствие близости этого диапазона к номинальному напряжению. Поэтому потери энергии на корону в этих расчетах не учитываются.

Потери энергии в КУ зависят от вида устройств (СК, Статком, СТК). Тем не менее для всех этих устройств потери энергии можно разделить на две составляющие: условно постоянные потери, не зависящие от изменения мощности КУ в процессе ее регулирования, и условно переменные, зависящие от изменения этой мощности. В синхронных компенсаторах, например, к условно постоянным потерям энергии относятся потери в стали статора, вентиляционные потери, потери на трение в подшипниках. К условно переменным — потери в обмотках статора и ротора.

Суммарные потери мощности в СК составляют

$$\Delta P_{\Sigma \text{с.к}} = \Delta P_{\text{пост}} + \Delta P_{\text{пер}}$$

При отсутствии более точных данных в первом приближении можно принять  $\Delta P_{\text{с.к}} \approx 1,5\% Q_{\text{ном}}$ ,  $\Delta P_{\text{пост}} \approx 0,4\Delta P_{\Sigma \text{с.к}}$ ,  $\Delta P_{\text{пер}} \approx 0,6\Delta P_{\Sigma \text{с.к}}$ .

Потери энергии в СК можно выразить следующим образом:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{с.к}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{пост}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{пер}} \quad (6.39)$$

где

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{пост}} T_{\text{с.к}} + \Delta P_{\text{пер}} \tau_{\text{с.к}}$$

$T_{\text{с.к}}$  — время включения СК в году (в зависимости от условий оно составляет 4—8 тыс. ч в год);  $\tau_{\text{с.к}} = 0,2T_{\text{с.к}}$  — время потерь для синхронного компенсатора.

Для других видов компенсирующих устройств (СТК и Статком) приведенные выше числовые показатели могут быть иными, поскольку должны учитываться иные виды потерь (потери энергии в тиристорах, конденсаторах, реакторах). Пока опыта проектирования и эксплуатации таких установок еще нет и необходимые данные в литературе отсутствуют.

Следует отметить, что основную роль в расчете дисконтированных затрат играют потери энергии в линии. При изменении напряжения  $U_2$  от некоторого минимально допустимого значения до максимально возможного потери энергии в линии будут снижаться. Следовательно, будут снижаться затраты на возмещение этих потерь. В то же время потребная мощность компенсирующего устройства и его стоимость будут возрастать. Поэтому результирующая зависимость затрат от напряжения  $U_2$  будет иметь характер вогнутой кривой с некоторым минимумом, который и будет определять оптимальное напряжение  $U_{2\text{опт}}$ . Соответствующие зависимости приведены на рис. 6.9.

На этом рисунке также обозначены допустимые границы, в которых можно изменять напряжение  $U_2$ . Верхняя граница определяется максимально допустимым напряжением, в качестве которого принимается значение  $U_{\text{нб.расч}}$ ; нижняя — допустимым изменением коэффициента трансформации автотрансформатора в схеме на рис. 6.1, а, чтобы выполнялось условие  $U_{\text{сист}} = \text{const}$ . В схеме на рис. 6.1, б нижняя граница определяется допустимым снижением напряжения  $U_2$  на шинах СВН приемной подстанции по условиям работы системы.

По оптимальному значению напряжения  $U_{2\text{опт}}$  определяют мощность, тип и количество компенсирующих устройств, которые следует установить на приемной подстанции.

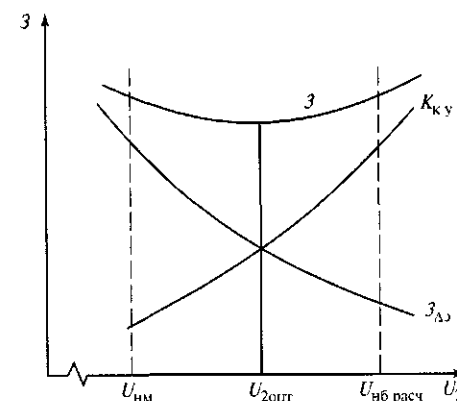


Рис. 6.9. Зависимость затрат  $Z$  и их составляющих  $K_{\text{к.у}}$ ,  $Z_{\Delta z}$  от напряжения  $U_2$

Отметим, что полученные результаты будут справедливы только для заданного ранее значения мощности  $P_1$ . При других значениях мощности результаты будут иными, поэтому для определения оптимальных значений установленной мощности компенсирующих устройств необходимо выполнить аналогичные расчеты для наиболее характерных режимов данной электропередачи.

### 6.3. Расчет режима электропередач СВН с промежуточными подстанциями

#### 6.3.1. Схемы электропередач и методика расчета их режимов

Протяженные электропередачи СВН могут иметь несколько промежуточных подстанций, предназначенных для питания крупных узлов нагрузки, расположенных вдоль трассы электропередачи. Эти подстанции могут быть оснащены устройствами компенсации реактивной мощности в режимах больших и малых нагрузок. Возможная схема такой электропередачи приведена на рис. 6.10.

Расчет режимов подобной электропередачи проводится в соответствии с методикой, изложенной в подпараграфе 6.2.3, и уравнениями (6.2). Различие заключается лишь в том, что здесь в качестве собственных и взаимных сопротивлений используются не сопротивления отдельной линии, а сопротивления всей электропередачи.

Электропередача может быть представлена или схемами замещения отдельных участков и эквивалентной нагрузкой каждой из подстанций, или четырехполюсниками, замещающими участки линий и подстанции. Собственные и взаимные сопротивления электропере-

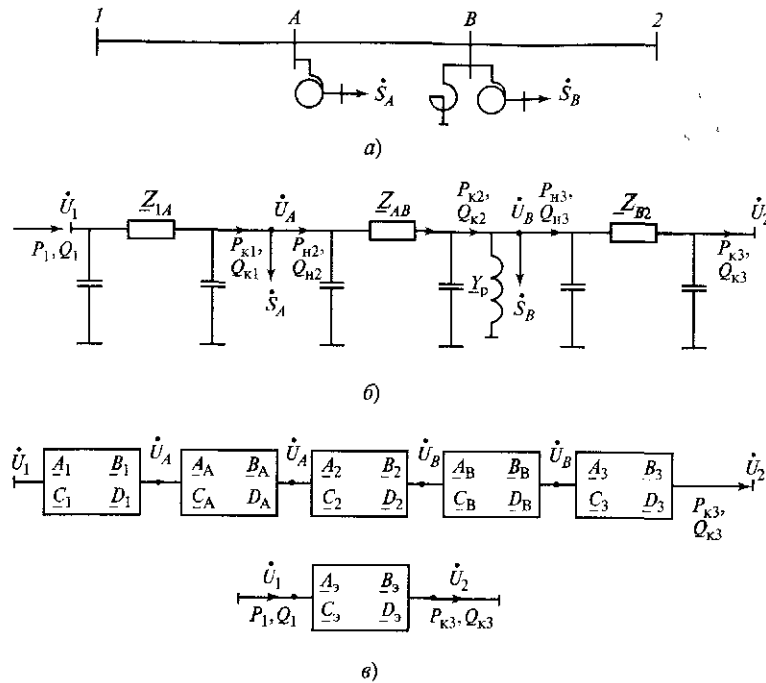


Рис. 6.10. Электропередача с двумя промежуточными подстанциями:  
 а — схема электропередачи; б — схема замещения; в — представление электропередачи четырёхполюсниками

дачи в целом могут быть получены как путем преобразования схем, так и с помощью параметров эквивалентного четырёхполюсника. Далее расчет электропередачи ведется по ее участкам, следуя или от ее начала, или от конца в зависимости от того, какие исходные данные вводятся в расчет (данные начала или конца электропередачи).

В зависимости от способа задания исходных данных используется различная методика расчета. Если в режиме наибольших нагрузок заданы  $P_1$ ,  $U_1$  и  $U_2$  (или  $P_2$ ,  $U_1$  и  $U_2$ ), используется методика, изложенная в подпараграфе 6.2.3. Вначале определяется угол  $\delta_{12}$ , затем находится реактивная мощность начала первого участка  $Q_{н1}$ . Далее по полученным данным начала первого участка  $U_{н1}$ ,  $P_{н1}$ ,  $Q_{н1}$  находятся потери напряжения на этом участке и напряжение  $U_A$  на шинах подстанции  $A$ , а также активная и реактивная мощности конца первого участка  $P_{к1}$ ,  $Q_{к1}$ .

Если на подстанции  $A$  отсутствуют средства стабилизации напряжения на ее шинах СВН, то следует сопоставить полученное значение  $U_A$  с диапазоном регулирования РПН автотрансформатора. Это необходимо для оценки возможности поддержания напряжения на шинах среднего напряжения этой подстанции в рассматриваемом режиме. Если это условие выполняется, то расчет продолжается.

Из условий баланса активных и реактивных мощностей на шинах СВН подстанции  $A$  находятся активная и реактивная мощности в начале второго участка  $P_{н2}$ ,  $Q_{н2}$ . Затем по приведенной методике находится напряжение на шинах СВН подстанции  $B$ , которое также сопоставляется с диапазоном регулирования РПН автотрансформатора подстанции  $B$ . Если и на этой подстанции выполняется условие поддержания напряжения на шинах среднего напряжения, то рассчитываются параметры режима конца второго  $P_{к2}$ ,  $Q_{к2}$  и начала третьего участка  $P_{н3}$ ,  $Q_{н3}$ . Далее определяются параметры режима конца третьего участка  $P_{к3}$ ,  $Q_{к3}$ .

Мощность компенсирующих устройств на приемной подстанции системы определяется из условия баланса реактивных мощностей при известной реактивной мощности системы, как это было показано в подпараграфе 6.2.3.

Этот алгоритм расчета справедлив для режима как наибольших, так и наименьших нагрузок электропередачи. Различие будет заключаться лишь в значениях принимаемых напряжений  $U_1$  и  $U_2$ , а также в необходимости проверки напряжения в средней зоне линии в режиме малых нагрузок для участков длиной более 600 км.

В случаях, когда на одной или обеих подстанциях рассматриваемой схемы напряжение на шинах СВН выходит за допустимые пределы как сверху, так и снизу, необходимо устанавливать компенсирующие устройства. Под ограничением сверху здесь понимается наибольшее рабочее напряжение для оборудования подстанции (см. табл. 6.1), под ограничением снизу — минимально допустимое напряжение по условиям работы РПН автотрансформаторов.

Мощность и тип компенсирующих устройств (источники или потребители реактивной мощности) определяются из условия баланса реактивных мощностей на шинах СВН подстанций при заданных значениях напряжения, лежащих внутри допустимого диапазона. Если используются регулируемые компенсирующие устройства (СК, Статком, управляемые реакторы), то напряжение на шинах СВН данной подстанции может быть принято неизменным, не зависящим от передаваемой мощности. В этом случае меняется методика расчета режима электропередачи, последняя как бы разбивается на несколько участков, каждый из которых лежит между под-



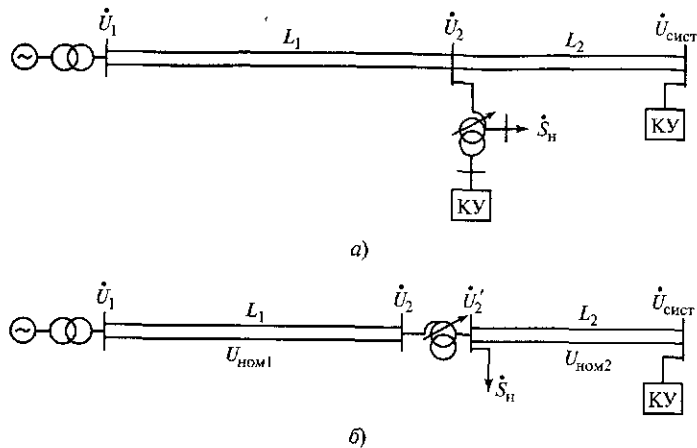


Рис. 6.12. Схемы электропередач с одной промежуточной подстанцией:  
 а — номинальное напряжение обоих участков одинаково; б — номинальное напряжение участков различно

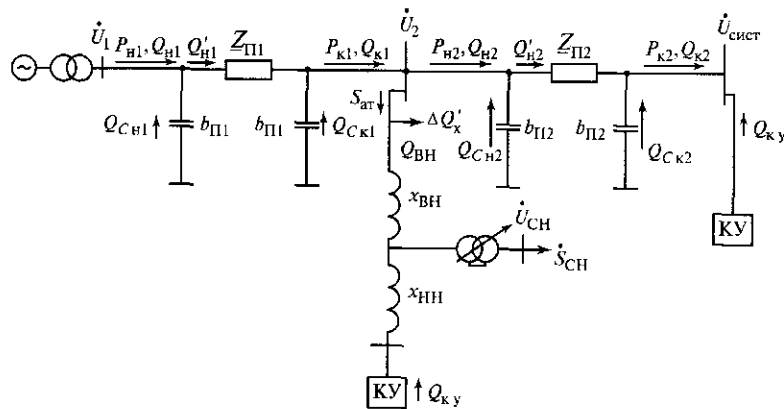


Рис. 6.13. Схема замещения электропередачи с одинаковым номинальным напряжением участков (СН — среднее напряжение)

дающей электростанции и приемной системы здесь не показаны, поскольку они принимаются идентичными тем, что рассмотрены в § 6.2. Целью расчета режима наибольших нагрузок здесь является определение мощности компенсирующих устройств на промежуточной подстанции. Исходными данными являются напряжения на шинах передающей станции  $U_1$  и приемной системы  $U_{\text{сист}}$ , а также активная мощность в начале первого участка электропередачи  $P_{н1}$ .

Задаваясь значением напряжения  $U_2$  на шинах промежуточной подстанции и принимая его неизменным, рассчитываем режим первого участка электропередачи как отдельно взятой линии при заданных значениях напряжения  $U_1$  и  $U_2$  и мощности в начале участка  $P_{н1} = P_1$ . Затем в соответствии с алгоритмом, приведенным в подпараграфе 6.2.3, рассчитываются параметры режима конца этого участка  $P_{к1}$  и  $Q_{к1}$ .

Из уравнения баланса активных мощностей на шинах подстанции находится активная мощность в начале второго участка

$$P_{н2} = P_{к1} - P_{\text{н.пс}}, \quad (6.40)$$

где  $P_{к1}$  — активная мощность конца первого участка линии;  $P_{\text{н.пс}}$  — активная мощность нагрузки подстанции, приведенная к напряжению на шинах СВН.

По данным начала второго участка  $U_2$ ,  $P_{н2}$  и заданному напряжению системы  $U_{\text{сист}}$  рассчитывается режим второго участка линии, определяются значения реактивной мощности начала второго участка  $Q_{н2}$  и параметры режима его конца  $P_{к2}$  и  $Q_{к2}$ .

По уравнению баланса реактивных мощностей определяется реактивная мощность, потребляемая подстанцией с шин СВН:

$$Q_{\text{пс}} = Q_{к1} - Q_{н2}. \quad (6.41)$$

Отметим, что здесь следует строго следить за знаками реактивных мощностей концов линии, прилегающих к подстанции. Эти знаки будут определяться длиной участков линии и значениями передаваемых по ним активных мощностей.

Далее по известному алгоритму определяются потери реактивной мощности в обмотке высшего напряжения автотрансформатора. По уравнению баланса реактивных мощностей в нулевой точке его схемы замещения с учетом мощности нагрузки на шинах среднего напряжения подстанции находится мощность в конце обмотки низшего напряжения и в конечном итоге мощность компенсирующего устройства, подключенного к шинам низшего напряжения. Это могут быть шины 10 или 38,5 кВ. Мощность обмоток низшего напряжения автотрансформаторов СВН значительно ниже их номинальной мощности (обычно 30—50 % номинальной). Поэтому следует проверить соответствие требуемой мощности компенсирующих устройств и мощности обмоток низшего напряжения автотрансформаторов, установленных на этой подстанции. Если КУ предполагается включить на шины среднего напряжения, его мощность определяется из уравнения баланса реактивных мощностей на этих шинах.



В случае, если в качестве КУ используются синхронные компенсаторы, в алгоритме расчета режимов такой электропередачи должна быть учтена их мощность. При  $Q_{с к} \leq 0,3P_{нб}$  можно учитывать только мощность синхронного компенсатора без ЭДС. При большей мощности синхронного компенсатора его следует учитывать как синхронную машину при  $P_{с к} \approx 0$ . В зависимости от типа регулирования возбуждения (пропорциональное, сильное) синхронный компенсатор может быть представлен в расчетах постоянным напряжением на его выводах и мощностью или ЭДС, приложенной за соответствующим сопротивлением. В результате схема электропередачи с одной промежуточной подстанцией, на которой установлены мощные синхронные компенсаторы, должна рассматриваться как схема с тремя синхронными машинами, что значительно усложняет расчет.

Полученные в результате расчета параметры конца второго участка  $P_{к2}$  и  $Q_{к2}$  позволяют определить необходимую мощность компенсирующих устройств на приемном конце электропередачи. Соответствующая методика расчета была рассмотрена в подпараграфе 6.2.4; она может быть применена и здесь.

Характерной особенностью рассмотренной схемы электропередачи является то, что при изменении напряжения  $U_2$  меняется режим второго участка: меняются реактивные мощности по его концам и, как следствие, мощность КУ на промежуточной и приемной подстанциях системы, а также общие потери активной мощности.

Если в задачу расчета не входит выбор оптимального значения напряжения  $U_2$ , расчет на этом заканчивается. Алгоритм расчета приведен на рис. 6.14. По этому алгоритму осуществляется и расчет минимальных нагрузок электропередачи. Исходными данными при этом являются  $P_1 = P_{нм}$ ,  $U_1$ ,  $U_2$ ,  $U_{сист}$ , причем напряжения во всех узлах электропередачи принимаются равными  $U_{ном}$  или несколько ниже, чтобы снизить зарядную мощность линии.

В случае, если требуется определить оптимальный перепад напряжений на первом участке, то расчет выполняется для ряда заданных значений  $U_2$  и для каждого из них определяются потери активной мощности на первом и втором участках линии и мощность КУ на промежуточной и приемной подстанциях системы.

В расчетах дисконтированных затрат при этом учитываются суммарные потери энергии на первом и втором участках линии и потери в компенсирующих устройствах на промежуточной и приемной подстанциях системы.

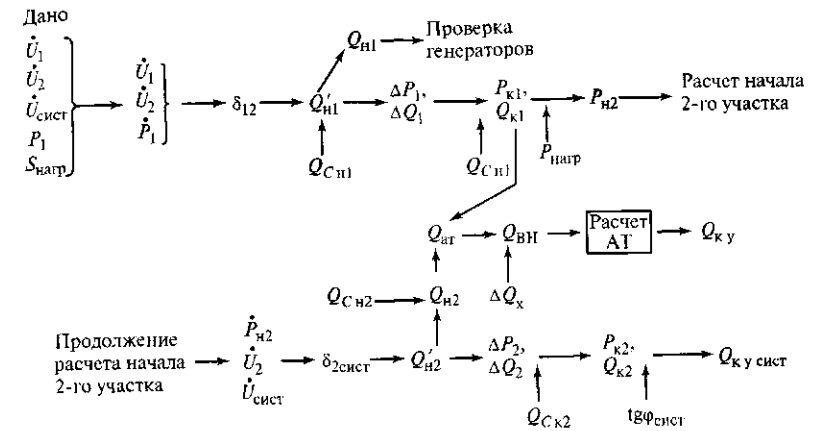


Рис. 6.14. Алгоритм расчета режима электропередачи с одинаковым номинальным напряжением участков (АТ — автотрансформатор)

Суммарные капиталовложения в компенсирующие устройства на двух этих подстанциях, а также затраты на их эксплуатацию составляют:

$$Z = \sum_{t=1}^{T_{расч}} (K_{т\Sigma} + I_{т\Sigma})(1 + E_{нп})^{t-1}. \quad (6.42)$$

Здесь  $K_{т\Sigma}$  — капитальные затраты в год на КУ промежуточной подстанции и системы,

$$K_{т\Sigma} = K_{т1} + K_{т2};$$

$I_{т\Sigma}$  — эксплуатационные годовые издержки,

$$I_{т\Sigma} = (K_{т1} + K_{т2})a + Z_{\Delta\Sigma 1} + Z_{\Delta\Sigma 2},$$

где  $a$  — коэффициент отчислений на эксплуатацию объекта;  $Z_{\Delta\Sigma 1}$ ,  $Z_{\Delta\Sigma 2}$  — затраты на возмещение потерь энергии на первом и втором участках линии соответственно.

После этого строятся зависимости  $K_{т\Sigma}$ ,  $Z_{\Delta\Sigma}$ ,  $Q_{к у пс}$ ,  $Q_{к у сист}$  в функции  $U_2$ , определяется значение напряжения  $U_{2 опт}$  и соответствующие ему мощности  $Q_{к у пс}$  и  $Q_{к у сист}$ . Затем определяются типы и количества КУ и проверяется возможность включения их в соответствующие обмотки автотрансформаторов.

Если отдельные участки линии имеют *разное номинальное напряжение* и связь между ними осуществляется через автотрансформатор с устройством РПН (см. рис. 6.12, б), то алгоритм расчета будет

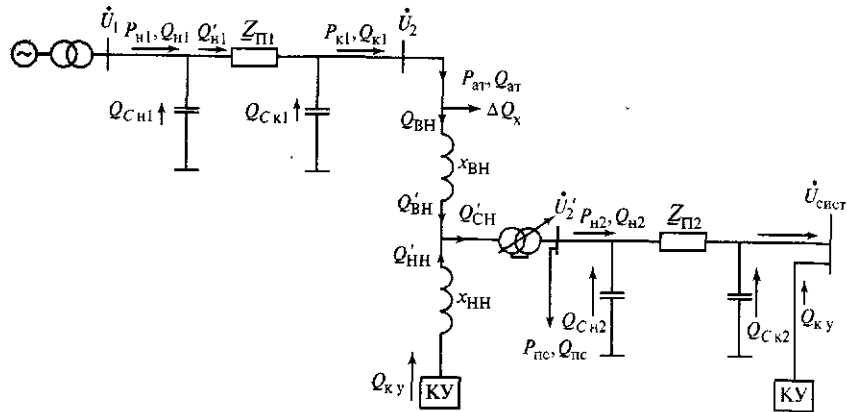


Рис. 6.15. Схема замещения электропередачи с разным номинальным напряжением

несколько отличаться от предыдущего. Основное отличие этой схемы заключается в том, что при изменении напряжения  $U_2$  напряжение  $U'_2$  в начале второго участка остается неизменным за счет действия РПН автотрансформатора. Поэтому изменения параметров режима происходят только на первом участке, что и отражается в расчетах балансов реактивных мощностей.

Применительно к схеме замещения такой электропередачи (рис. 6.15) можно записать

$$P_{н2} = P_{к1} - P_{пс} \quad (6.43)$$

Далее по известным выражениям  $P_{н2}$ ,  $U'_2$  и  $U_{сист}$  находится реактивная мощность в начале второго участка  $Q_{н2}$ . Определяются потери реактивной мощности  $\Delta Q_{ВН}$  в обмотке высшего напряжения автотрансформатора и значение реактивной мощности  $Q'_{ВН}$  в конце этой обмотки:

$$Q'_{ВН} = Q_{к1} - (\Delta Q_x + \Delta Q_{ВН}).$$

Затем записывается уравнение баланса реактивных мощностей в нулевой точке схемы замещения автотрансформатора:

$$Q'_{ВН} + Q'_{НН} - Q_{СН} = 0, \quad (6.44)$$

где

$$Q_{СН} = Q_{н2} + Q_{пс}.$$

Из уравнения баланса находится значение  $Q'_{НН}$ , а затем определяется значение  $\Delta Q_{НН}$ .

Мощность компенсирующего устройства, включенного на третичную обмотку автотрансформатора

$$Q_{к.у} = Q'_{НН} + \Delta Q_{НН}.$$

Мощность КУ на приемной подстанции системы в данном случае определяется по приведенным выше алгоритмам при известных значениях  $Q_{к2}$  и  $Q_{сист}$

В случае, если необходимо определить оптимальный перепад напряжения на первом участке, изменение напряжения  $U_2$  осуществляется в пределах, допустимых диапазоном регулирования РПН автотрансформатора. При этом напряжение  $U'_2$  остается неизменным и параметры режима второго участка также не меняются. Изменение напряжения  $U_2$  приводит к изменению параметров режима только первого участка и мощности компенсаторных устройств, устанавливаемых на промежуточной подстанции. Поэтому при определении дисконтированных затрат неизменные составляющие должны быть исключены, что придаст искомой зависимости более выраженный характер.

В режимах малых нагрузок для рассмотренных схем электропередач следует, пользуясь приведенными алгоритмами расчета, оценить возможности потребления избыточной реактивной мощности компенсирующими устройствами, выбранными по условиям режима наибольших нагрузок. Если эти возможности недостаточны для обеспечения баланса реактивных мощностей при принятых значениях напряжений на подстанциях, необходимо использовать шунтирующие реакторы, которые, как правило, включаются по концам линий. Включение реакторов непосредственно на шины подстанции требует дополнительного обоснования. Необходимая мощность реакторов определяется по условиям баланса реактивной мощности в каждом узле электропередачи: на электростанции, промежуточной и приемной подстанциях системы.

Выбор компенсирующих устройств на подстанции приемной системы следует выполнять по методике, изложенной в подпараграфе 6.2.4.

В качестве одной из действенных мер по уменьшению зарядной мощности линий можно использовать снижение напряжения на шинах электростанции и системы на 3—5 % номинального. Поскольку речь идет о режимах малых нагрузок, то такое снижение не должно отразиться на статической и динамической устойчивости систем, связываемых этой электропередачей.

Одним из приемов разгрузки генераторов электростанции от стекающей с линии реактивной мощности может быть создание незначительного перепада напряжений на линии, связывающей передающую

щую электростанцию с системой для оттока реактивной мощности от станции. Разумеется, в этом случае необходимо проверить возможность погребления дополнительной реактивной мощности на приемном конце линии — на промежуточной подстанции и в приемной системе.

### 6.3.3. Электропередача без компенсирующих устройств на промежуточной подстанции

При отсутствии компенсирующих устройств на промежуточной подстанции основная задача расчета режимов электропередачи, помимо расчетов режимов концевых подстанций, сводится к определению напряжения на шинах СВН промежуточной подстанции во всем диапазоне передаваемых мощностей. Это необходимо для того, чтобы выявить возможные отклонения напряжения на шинах СВН этой подстанции и сопоставить их с диапазоном РПН автотрансформаторов. Это необходимо для определения возможности поддерживать напряжение на шинах среднего напряжения, от которых питается распределительная сеть. Схема такой электропередачи и схема ее замещения представлены на рис. 6.16.

Представим нагрузку подстанции эквивалентной проводимостью, значение которой определяется по мощности подстанции на шинах СВН:

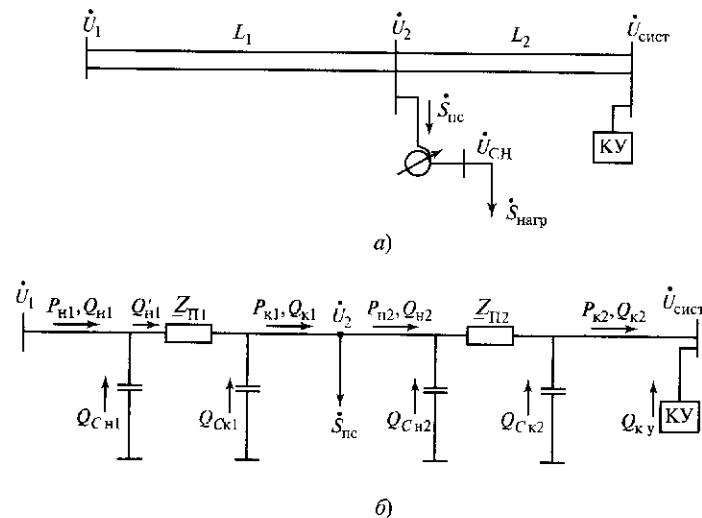


Рис. 6.16. Схема электропередачи с одной промежуточной подстанцией без компенсирующих устройств (а) и схема ее замещения (б)

$$Y_{\text{пс}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{\dot{S}_{\text{пс}}} = g_{\text{пс}} - jb_{\text{пс}},$$

где  $\dot{S}_{\text{пс}}$  — эквивалентная нагрузка подстанции с учетом потерь мощности в обмотке высшего напряжения и потерь холостого хода автотрансформатора,

$$\dot{S}_{\text{пс}} = \dot{S}_{\text{нагр}} + j\Delta Q_{\Sigma \text{ат}}.$$

Затем, используя метод эквивалентного четырехполюсника или путем преобразования схемы замещения, находим собственное и взаимное сопротивление всей электропередачи. При использовании метода эквивалентного четырехполюсника будем иметь

$$\begin{vmatrix} A_3 & B_3 \\ C_3 & D_3 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} A_1 & B_1 \\ C_1 & D_1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ Y_{\text{пс}} & 1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} A_2 & B_2 \\ C_2 & D_2 \end{vmatrix},$$

откуда

$$Z_{11} = B_3 / D_3;$$

$$Z_{12} = B_3.$$

Для анализируемого режима при заданных значениях  $P_1$ ,  $U_1$  и  $U_{\text{сист}}$  по приведенному выше алгоритму определяем значение  $Q_1$ , а также потери напряжения на первом участке электропередачи и находим напряжение  $U_2$ . Далее определяются потери напряжения в обмотке высшего напряжения автотрансформатора и в заключение приведенное к стороне ВН значение напряжения на шинах среднего напряжения подстанции.

Затем выбирается ответвление РПН, необходимое для поддержания заданного значения напряжения  $U_{\text{сн}}$  в заданном режиме. Если удастся подобрать соответствующее ответвление для всех рассматриваемых режимов, то задача решена, и далее следует расчет второго участка электропередачи. Алгоритм решения этой задачи приведен на рис. 6.17.

В случае, если напряжение на шинах СВН этой подстанции оказывается настолько сниженным, что изменением коэффициента трансформации автотрансформатора не удастся обеспечить желаемое значение  $U_{\text{сн}}$ , необходимо определить, насколько полученное значение  $U_{\text{сн}}$  отличается от желаемого и возможно ли компенсировать это отличие за счет РПН трансформаторов распределительной сети среднего напряжения. Конечной целью регулирования напряжения является обеспечение требуемых уровней напряжения на шинах 10 кВ подстанций распределительной сети. Если же эта задача не может

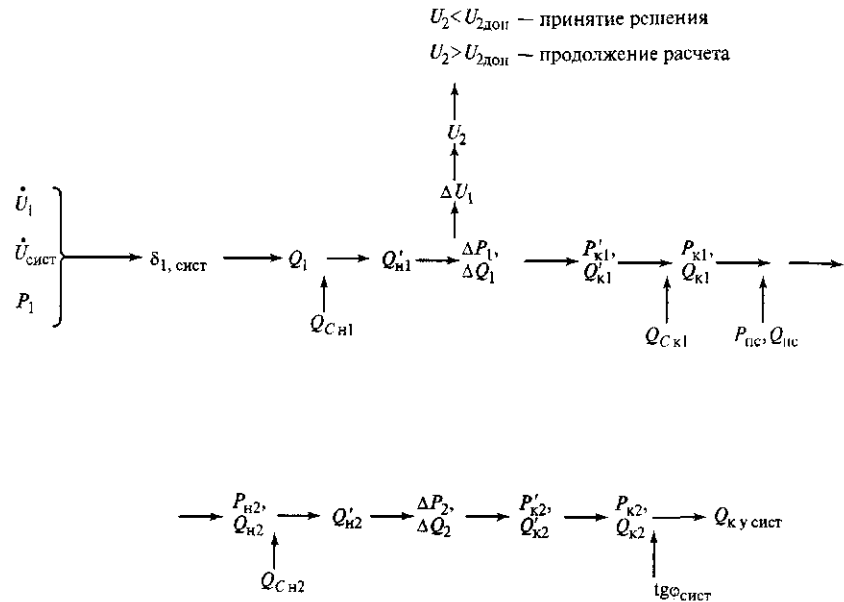


Рис. 6.17. Алгоритм расчета режима электропередачи с промежуточной подстанцией без компенсирующих устройств

быть решена, следует рассматривать вопрос об установке компенсирующих устройств на этой промежуточной подстанции.

Выбор мощности компенсирующих устройств на подстанции приемной системы выполняется в соответствии с рекомендациями изложенными в подпараграфе 6.2.4.

### 6.3.4. Электропередача с промежуточной подстанцией, включенной только в одну цепь

Рассмотрим алгоритм расчета режимов электропередачи с промежуточным отбором мощности для случая, когда на промежуточную подстанцию заходит только одна цепь двухцепной электропередачи (рис. 6.18, а); другая цепь может проходить по иной трассе или обе цепи проходят в стороне от промежуточной подстанции. Такое проектное решение встречается в практике, и оно продиктовано, как правило, стремлением упростить схему промежуточной подстанции и сократить количество выключателей в распределительном устройстве СВН. При этом сохраняется двустороннее питание подстанции и она не может быть обесточена при отключении любого из участков электропередачи.

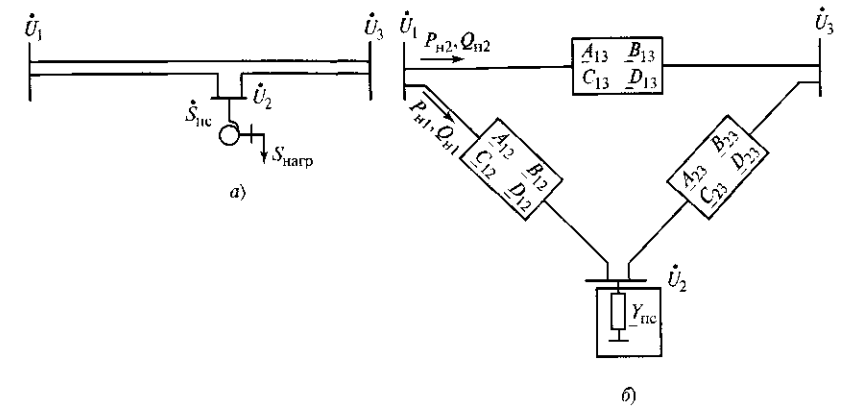


Рис. 6.18. Схема электропередачи с промежуточной подстанцией, включенной в одну цепь (а), и схема ее замещения (б)

Примем, что сеть, питающаяся от промежуточной подстанции, не имеет собственных генерирующих узлов или связей с другими энергосистемами. Распределение потоков мощности между двумя неоднородными цепями электропередачи помимо других факторов (сопротивления линий, мощности нагрузки) будет определяться значением угла  $\delta$  между векторами напряжений передающей и приемной систем. Этот угол одинаков для обеих цепей. Для его определения надо всю электропередачу представить обобщенными параметрами — параметрами эквивалентного четырехполюсника или собственным и взаимным сопротивлениями. Нагрузка промежуточной подстанции представляется, как и ранее, эквивалентной проводимостью  $Y_{пс}$ , определенной по мощности на стороне СВН подстанции.

При представлении всех элементов электропередачи четырехполюсниками (рис. 6.18, б) коэффициенты эквивалентного четырехполюсника, замещающего цепь с промежуточной подстанцией, определяется как

$$\begin{vmatrix} A_{13} & B_{13} \\ C_{13} & D_{13} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} A_{12} & B_{12} \\ C_{12} & D_{12} \end{vmatrix} \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ Y_{пс} & 1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} A_{23} & B_{23} \\ C_{23} & D_{23} \end{vmatrix}. \quad (6.45)$$

Отсюда могут быть найдены собственное и взаимное сопротивления этой цепи  $Z'_{11}$  и  $Z'_{1,сист}$ , а также их дополнительные углы  $\alpha'_{11}$  и  $\alpha'_{1,сист}$ .

Параметры четырехполюсника цепи без промежуточной подстанции  $A_3, B_3, C_3, D_3$  определяются по (4.2).

Отсюда находят собственное и взаимное сопротивления этой цепи  $Z''_{11}$  и  $Z''_{1, \text{сист}}$  и их дополнительные углы  $\alpha''_{11}$  и  $\alpha''_{1, \text{сист}}$ .

Параметры эквивалентного четырехполюсника, замещающего всю электропередачу, находятся путем параллельного соединения двух четырехполюсников, замещающих каждую ее цепь:

$$\left| \begin{array}{cc} A_3 & B_3 \\ C_3 & D_3 \end{array} \right| = \left| \begin{array}{cc} A_{13} & B_{13} \\ C_{13} & D_{13} \end{array} \right| // \left| \begin{array}{cc} A_{13} & B_{13} \\ C_{13} & D_{13} \end{array} \right|; \quad (6.46)$$

здесь знак «//» указывает на параллельное соединение двух четырехполюсников.

Формулы для определения параметров эквивалентного четырехполюсника приведены в табл. 4.2.

По найденным параметрам эквивалентного четырехполюсника определяются модули собственного  $Z_{11}$  и взаимного  $Z_{1, \text{сист}}$  сопротивлений всей электропередачи и соответствующие или дополнительные углы  $\alpha_{11}$  и  $\alpha_{1, \text{сист}}$ .

Первое уравнение (6.2) в этом случае приобретает вид:

$$P_1 = \frac{U_1^2}{Z_{11}} \sin \alpha_{11} + \frac{U_1 U_{\text{сист}}}{Z_{1, \text{сист}}} \sin(\delta_{1, \text{сист}} - \alpha_{1, \text{сист}}), \quad (6.47)$$

где  $P_1$  — полная активная мощность всей электропередачи, передаваемая по двум цепям от генерирующего узла.

Отсюда находится угол  $\delta_{1, \text{сист}}$  определяющий значения активной и реактивной мощностей в начале каждой цепи электропередачи.

Для первой цепи будем иметь:

$$\left. \begin{array}{l} P_{н1} = \frac{U_1^2}{Z'_{11}} \sin \alpha'_{11} + \frac{U_1 U_{\text{сист}}}{Z'_{1, \text{сист}}} \sin(\delta_{1, \text{сист}} - \alpha'_{1, \text{сист}}); \\ Q_{н1} = \frac{U_1^2}{Z'_{11}} \cos \alpha'_{11} - \frac{U_1 U_{\text{сист}}}{Z'_{1, \text{сист}}} \cos(\delta_{1, \text{сист}} - \alpha'_{1, \text{сист}}). \end{array} \right\} \quad (6.48)$$

Аналогично определяются параметры режима и второй цепи электропередачи:

$$\left. \begin{array}{l} P_{н2} = \frac{U_1^2}{Z''_{11}} + \frac{U_1 U_{\text{сист}}}{Z''_{1, \text{сист}}} \sin(\delta_{1, \text{сист}} - \alpha''_{1, \text{сист}}); \\ Q_{н2} = \frac{U_1^2}{Z''_{11}} \cos \alpha''_{11} - \frac{U_1 U_{\text{сист}}}{Z''_{1, \text{сист}}} \sin(\delta_{1, \text{сист}} - \alpha''_{1, \text{сист}}). \end{array} \right\} \quad (6.49)$$

В дальнейшем расчет параметров режима каждой из цепей ведется в соответствии с приведенными выше алгоритмами.

#### 6.4. Особенности расчетов послеаварийных и ремонтных режимов электропередач

*Послеаварийный режим* — это режим, при котором в результате аварии отключается один из основных элементов электропередачи, обеспечивающих транспорт электроэнергии (одна из цепей линии на каком-либо участке, один из автотрансформаторов приемной подстанции). В результате этого снижается пропускная способность электропередачи и возможна перегрузка оставшегося в работе оборудования. Послеаварийный режим — это длительный режим, и его время определяется временем ликвидации аварии, которое для линий СВН может составлять сутки и более.

Наиболее тяжелый режим возникает в период максимума нагрузки при отключении одной цепи всей электропередачи или одного из участков линии между промежуточными подстанциями или переключательными пунктами. При этом снижаются пропускная способность электропередачи, напряжение на шинах СВН промежуточных подстанций без источников реактивной мощности и, возможно, на подстанциях, на которых такие устройства есть.

В этих условиях возникает вопрос об обеспечении надлежащего значения напряжения на шинах СН промежуточной подстанции, от которой питаются линии распределительной сети, и в конечном итоге напряжения на шинах 6—10 кВ подстанций этой сети.

При отсутствии источников реактивной мощности на промежуточных подстанциях задача сводится к определению напряжения на шинах СВН этих подстанций при увеличенном сопротивлении линии и сниженной емкости на участке электропередачи, где одна из цепей отключена. Расчет следует вести для режима наибольших нагрузок. Алгоритмы расчета приведены выше.

Если полученные отклонения напряжений на шинах СВН вписываются в диапазон регулирования РПН автотрансформатора, желаемое значение напряжения на шинах СН, как правило, может быть обеспечено, в чем следует убедиться расчетом. Если это не может быть достигнуто и напряжение на шинах СН ниже желаемого значе-

ния, то следует использовать РПН трансформаторов распределительной сети. При этом нужно исходить из того, что в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ) напряжение на шинах 6—10 кВ распределительных подстанций в послеаварийном режиме может быть снижено до  $U_{\text{ном}}$  (вместо  $1,05U_{\text{ном}}$  в нормальном режиме).

При наличии на промежуточной подстанции источников реактивной мощности (СК, СТК, Статком) нужно также исходить из этой предпосылки. Если при проектировании промежуточной подстанции распределительная сеть не задана, то можно принять на шинах СН рекомендуемое расчетное значение напряжения для данного класса напряжения (см. табл. 6.1). В случае, если в послеаварийном режиме это значение обеспечить невозможно (при использовании всего диапазона регулирования РПН и номинальной мощности компенсирующих устройств), следует рассмотреть возможность форсировки мощности компенсирующих устройств. Применительно к СТК и Статкому возможность такой форсировки должна быть заложена при определении установленной мощности этих устройств при проектировании.

Иными словами, мощность КУ должна проверяться по наиболее тяжелому послеаварийному режиму. В нормальных режимах она недоиспользуется. В то же время, как показывают расчеты, мощность КУ, выбранная по послеаварийному режиму, может быть значительно больше мощности, выбранной по нормальному режиму. Очевидно, что при таком подходе возможно «омертвление» вложенного капитала. Вопрос этот достаточно сложный, и решать его надо на основании технико-экономических сопоставлений для каждого конкретного случая\*.

*Ремонтные режимы* электропередачи рассчитываются аналогично послеаварийным. Различие заключается лишь в том, что ремонтный режим не возникает внезапно, подобно аварийному. К нему можно подготовиться заранее. Для ремонтов, связанных с отключением цепи электропередачи или отдельных ее участков, выбирается время, когда электропередача работает с мощностью меньшей, чем в период зимнего максимума. Поэтому и последствия будут более мягкими, чем при внезапных отключениях зимой.

\*В настоящее время в литературе отсутствуют сведения о возможности форсировки мощности синхронных компенсаторов известных типов. Учитывая напряженность тепловых режимов этих машин, вопрос о возможности форсировки их мощности следует решать с заводом-изготовителем.

## 6.5. Средства обеспечения баланса реактивной мощности в узлах электропередачи

Все узлы электропередачи могут быть разделены на две группы. К первой из них относятся узлы, в которых задано значение напряжения на шинах высшего напряжения подстанции, которое должно поддерживаться неизменным в том или ином режиме. К этой группе относятся и генерирующие узлы в начале и конце электропередачи (шины передающей и приемной систем). Ко второй группе относятся узлы, в которых это напряжение не фиксируется, а может изменяться в определенных пределах в зависимости от передаваемой мощности.

В узлах первой группы при расчете режимов следует определить мощность компенсирующих устройств, необходимую для поддержания заданного значения напряжения. В узлах второй группы необходимо определить возможный диапазон изменения напряжения на шинах ВН и согласовать этот диапазон с возможностями устройств РПН автотрансформаторов, для того чтобы обеспечить требуемые в данном режиме значения напряжения на шинах среднего напряжения подстанции.

Для электропередач и сетей СВН большое значение имеет проблема потребления избыточной реактивной мощности линий в режимах малых нагрузок. В качестве средств компенсации реактивной мощности в узлах электропередачи могут рассматриваться:

в генерирующих узлах — синхронные генераторы и шунтирующие реакторы;

на шинах приемной системы и промежуточных подстанциях — синхронные компенсаторы, статические регулируемые устройства, основанные на применении средств силовой электроники, шунтирующие реакторы, как управляемые, так и неуправляемые.

*Синхронные генераторы* (турбогенераторы и гидрогенераторы) проектируются и изготавливаются как генераторы реактивной мощности для покрытия реактивной мощности нагрузки в сети. В то же время в определенных режимах они могут потреблять некоторую реактивную мощность из сети. Возможности генерации и потребления реактивной мощности синхронным генератором определяются его  $PQ$ -диаграммой. Типовая  $PQ$ -диаграмма турбогенератора мощностью 300 МВт представлена на рис. 6.19, а.  $PQ$ -диаграммы турбогенераторов других мощностей имеют похожий вид и обычно характеризуются некоторыми численными отличиями от приведенной на этом рисунке.

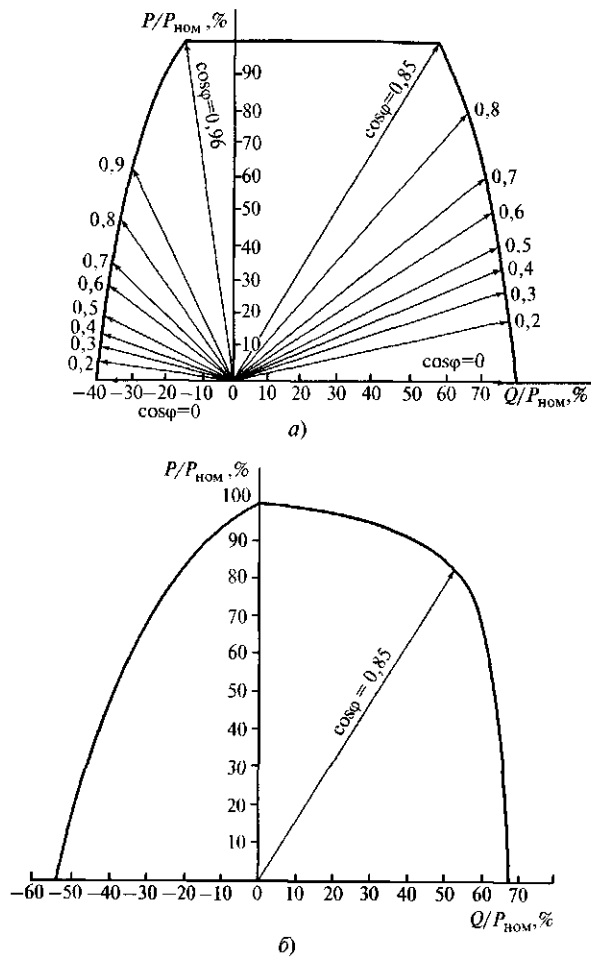


Рис. 6.19.  $PQ$ -диаграммы синхронных генераторов: турбогенератора (а) и гидрогенератора (б)

Следует отметить, что, поскольку конструкция и характеристики турбогенераторов практически не зависят от места их установки, представляется возможным иметь  $PQ$ -диаграммы для всех серийных образцов этих машин\*. В то же время гидрогенераторы проектируются для каждой отдельной гидроэлектростанции с учетом особенностей створа реки, в котором предполагается соорудить гидроэлектростанцию

\* Диаграммы приводятся в соответствующих справочниках

(расхода воды, уровней верхнего и нижнего бьефов и пр.). Поэтому типовых диаграмм для гидрогенераторов нет, они рассчитываются при проектировании гидрогенератора и снимаются в процессе испытаний по месту его установки.  $PQ$ -диаграмма гидрогенератора мощностью 240 МВт приведена на рис. 6.19, б.

Диаграммы, представленные на рис. 6.19, а, б (или подобные им), определяют предельные значения активной и реактивной мощности генератора в различных режимах его работы по условиям допустимого нагрева отдельных элементов его конструкции. Эти диаграммы снимаются в процессе тепловых испытаний генераторов.

В этих диаграммах можно выделить три ограничения. Правая граница диаграммы — это *ограничение по току ротора*. При работе в номинальном режиме генератор может работать с номинальной активной мощностью и выдавать в сеть реактивную мощность, определяемую номинальным значением коэффициента мощности генератора. Увеличение выдачи реактивной мощности потребует увеличения тока ротора, что вызовет его дополнительный нагрев и, как следствие, необходимость снижения тока статора и соответствующего снижения активной мощности.

Верхняя горизонтальная граница — *ограничение по току статора*. Генератор может работать с номинальной активной мощностью, а в некоторых случаях и превысить ее на 3—5 % при коэффициенте мощности, близком к единице, и соответствующем снижении тока ротора. Здесь допустимый нагрев генератора определяется током статора.

Левая граница диаграммы *ограничивает возможную область работы генератора в режиме потребления реактивной мощности*. Перевод генератора в этот режим потребует дополнительного снижения тока ротора и, как следствие, снижения ЭДС генератора. Поэтому работа с номинальной активной мощностью в этом режиме чревата нарушением статической устойчивости работы генератора совместно с системой, что требует снижения активной мощности. Кроме того, в этом режиме происходит перераспределение магнитных полей генератора, в результате чего начинают интенсивно нагреваться торцевые части статора генератора и лобовые части обмотки статора, расположенные на этих торцевых частях. Поэтому верхняя часть левой границы диаграммы определяется устойчивостью синхронной работы генератора, а остальная часть ее — допустимым нагревом торцевых частей статора и лобовых частей обмоток статора генератора.

Из диаграммы (рис. 6.19, а) видно, что зона работы турбогенератора мощностью 300 МВт в режиме потребления реактивной мощности существенно меньше зоны ее генерации, поэтому генератор

в режимах малых нагрузок может потреблять незначительную реактивную мощность, соответствующую 30—40 % номинальной.

Аналогичные соотношения характерны и для гидрогенераторов. Гидрогенераторы по согласованию с заводом-изготовителем могут переводиться в длительный режим синхронного компенсатора при соблюдении всех температурных ограничений. При этом для снижения потерь активной мощности вода из рабочей камеры турбины отжимается сжатым воздухом, чтобы рабочее колесо турбины не вращалось в воде. Потребление реактивной мощности гидрогенератором при работе в режиме синхронного компенсатора также невелико и не превышает 45 % его номинальной мощности.

Из вышесказанного следует, что возможности потребления генераторами значительных реактивных мощностей, стекающих с линий СВН на шины электростанций в режимах малых нагрузок, весьма невелики. Отсюда возникает необходимость применения других средств потребления избыточной реактивной мощности, например асинхронизируемых турбогенераторов или шунтирующих реакторов.

*Асинхронизированные турбогенераторы* (АСТГ), выпуск которых начался лишь в последнее время, обладают существенно большими возможностями в потреблении реактивной мощности. Основные технические характеристики таких генераторов приведены в табл. 6.2.

При переходе в асинхронный режим эти генераторы сохраняют возможность генерировать активную мощность, равную  $0,8P_{\text{ном}}$  и потреблять такое же значение реактивной мощности из сети, поэтому асинхронизированные турбогенераторы сейчас рассматриваются как одно из наиболее действенных регулируемых средств обеспечения баланса реактивной мощности в генерирующих узлах сети СВН.

В крупных нагрузочных узлах электрических сетей для обеспечения баланса реактивной мощности используются *синхронные ком-*

*пенсаторы* — явнополюсные синхронные машины, не имеющие нагрузки на своем валу и способные при включении в цепь работать в режиме как генерации, так и потребления реактивной мощности. Реактивная мощность в этих режимах может изменяться за счет регулирования тока возбуждения в зависимости от потребности сети в целях стабилизации напряжения в точке включения СК.

Реактивная мощность синхронной явнополюсной машины определяется уравнением

$$Q = \frac{E_q U}{x_d} \cos \delta - \frac{U^2 x_d + x_q}{2 x_d x_q} + \frac{U^2 x_d - x_q}{2 x_d x_q} \cos 2\delta. \quad (6.50)$$

Синхронный компенсатор не имеет первичного двигателя (турбины), и поэтому активная мощность, которую он потребляет из сети, определяется только незначительными потерями в нем (нагрев обмоток, вентиляционные потери, потери на трение в подшипниках и пр.). Отсюда угол  $\delta$  между ЭДС  $E_q$  и напряжением сети  $U$  близок к нулю.

Изменение реактивной мощности СК осуществляется за счет изменения значения  $E_q$  путем воздействия на ток возбуждения. В режиме генерации  $E_q > U$ , и предельная мощность в этом режиме определяется допустимым нагревом обмоток ротора и статора.

При снижении тока возбуждения СК переходит в режим потребления реактивной мощности. Предельная мощность, которую СК может потребить из сети при снижении возбуждения до нуля ( $E_q = 0$ ) и  $\delta = 0$ , может быть получена из (6.50) при допущении  $x_d \approx x_q$ :

$$Q_{\text{с.к.потр}} \approx -U^2/x_d \quad (6.51)$$

Здесь знак «минус» говорит о том, что реактивная мощность потребляется синхронной машиной из сети. Переходя к относительным единицам, будем иметь

$$Q_{\text{с.к.потр}} = Q_{\text{с.к.ном}}/x_{*d} \quad (6.52)$$

(эти выражения имеют приближенный, оценочный характер).

Для синхронных компенсаторов мощностью 50 Мвар и выше сопротивление по продольной оси

$$x_{*d} = 2,0 \div 2,2,$$

поэтому СК может потребить только  $0,45 \div 0,5 Q_{\text{ном}}$ , т.е. значительно меньше его номинальной мощности. Уменьшение значения  $x_d$  в целях увеличения потребляемой мощности приводит к увеличению расхода активных материалов (меди и трансформаторной стали), трудозатрат и в конечном итоге к увеличению стоимости СК.

Таблица 6.2

Основные технические характеристики асинхронизированных генераторов

Тип генератора	$P_{\text{ном}}$	$Q_{\text{потр.мах}}$ при		Максимальная длительная нагрузка в асинхронном режиме	
		$P = P_{\text{ном}}$	$P = 0$	$P$	$Q_{\text{нат}}$
АСТГ-200	200	124	235	150	180
ТЗВА-110	110	68	129	84	98
ТЗВА-220*	220	136	259	174	192
ТЗВА-320*	320	186	353	228	269

\*В разработке.



Более рациональным и экономичным способом увеличения потребляемой реактивной мощности является поворот продольной оси ротора на  $90^\circ$  относительно вектора напряжения сети (для явнополюсных машин на одно полюсное деление), поэтому в схему замещения машины будет входить сопротивление поперечной оси  $x_q$ . Это может быть сделано путем подачи на обмотку ротора тока возбуждения отрицательной полярности, в результате чего возникает момент, при котором ротор смещается на этот угол и потребляемая реактивная мощность возрастает:

$$Q_{с.к.потр} \approx U^2/x_{*q}$$

Поскольку для явнополюсных машин сопротивление  $x_q$  значительно меньше сопротивления по продольной оси  $x_{*d}$  ( $x_{*q} \approx 1,1 \div 1,3$ ), то значение потребляемой реактивной мощности возрастает:

$$Q_{с.к.потр} = 0,8Q_{с.к.ном}$$

Для поворота ротора на нем размещается дополнительная обмотка, на которую подается отрицательный ток возбуждения. Магнитодвижущая сила (МДС) необходимая для смещения ротора на угол  $90^\circ$ , относительно невелика и составляет около 15 % МДС основной обмотки, поэтому дополнительная обмотка имеет незначительные габариты. Для удержания ротора в этом положении требуется знакопеременное возбуждение. При отклонении ротора в ту или иную сторону от положения, соответствующего углу  $90^\circ$ , подается ток возбуждения, имеющий такой знак, чтобы синхронный момент препятствовал отклонению ротора и возвращал его в прежнее положение. Для этого требуется быстродействующая система возбуждения и специальный регулятор\*.

Еще большие возможности имеют *асинхронизированные синхронные компенсаторы*, у которых потребляемая реактивная мощность равна номинальной ( $Q_{с.к.потр} = Q_{ном}$ ). Такой компенсатор может и генерировать, и потреблять реактивную мощность, равную номинальной, и может стать действенным средством стабилизации напряжения в узлах электропередачи. Однако при этом он остается вращающейся электрической машиной с присущими ей недостатками: относительно большой электромагнитной инерционностью и повышенными потерями активной мощности.

В качестве средства, потребляющего избыточную реактивную мощность электропередачи, в настоящее время широко используются *шунтирующие реакторы*. Эти аппараты, не имеющие подвиж-

ных частей, обладают достаточно высокой надежностью и могут быть созданы на большие напряжения и мощности.

В России освоен выпуск неуправляемых реакторов практически на все классы напряжения — от 38 до 1150 кВ, исключая напряжения 220 и 330 кВ. Это объясняется тем, что в сетях 220 кВ необходимости в таких реакторах, как правило, нет. Что же касается сетей 330 кВ, то по сложившейся практике на них используются реакторы 110 и 38 кВ, которые подвключаются к шинам среднего напряжения подстанций 330/110 кВ или к третичной обмотке автотрансформатора, которая выполняется в этом случае на напряжение 38 кВ.

Шунтирующие реакторы являются многофункциональным элементом электрической сети СВН, поскольку они не только компенсируют избыточную реактивную мощность, но и используются также для снижения напряжения на отключенном конце протяженной линии и для защиты оборудования подстанций от грозовых и коммутационных перенапряжений, приходящих с линии, поглощая их энергию.

Основным недостатком шунтирующих реакторов до недавнего времени являлась невозможность регулирования их мощности. Поэтому они включаются только в режимах малых и отключаются в режимах больших нагрузок. Включение и отключение осуществляется обычными выключателями, что вызывает ускоренный износ последних. Для реакторов 750 и 1150 кВ разработаны специальные коммутационные аппараты — включатели-отключатели. В некоторых случаях могут быть использованы неотключаемые реакторы, которые постоянно подключены к шинам какой-либо крупной электростанции. Целесообразность такого решения должна быть специально обоснована.

В настоящее время разработаны управляемые шунтирующие реакторы (УШР), в которых мощность может изменяться в широких пределах — от 5 до 110 % номинальной мощности. При этом обеспечивается высокая скорость ее изменения — несколько периодов частоты сети при ее изменении от минимальной до максимальной. Это позволяет не отключать УШР в режимах больших нагрузок и использовать его для решения значительно более широкого круга задач, чем неуправляемый реактор.

Для решения аналогичных задач, помимо упомянутых выше устройств, могут быть использованы также средства, основанные на применении силовой электроники. К таким устройствам относятся *статические тиристорные компенсаторы* различных типов, *преобразователи новых типов* (Статком) и др. Отметим, что статический компенсатор Статком является аналогом синхронного компенсатора с ЭДС, значение которой может изменяться, и Статком может работать в режиме как генерации, так и потребления реактив-

\* В обозначении синхронных компенсаторов этого типа имеется буква О (КСВБО).

ной мощности. При этом мощности в режиме потребления и генерации равны номинальной. Отметим также, что устройства, основанные на применении силовой электроники, пока не получили широкого распространения, как синхронные компенсаторы и неуправляемые реакторы, однако их следует рассматривать как весьма перспективные средства решения многих задач, стоящих перед электроэнергетикой.

### 6.6. Потери активной мощности и энергии в линиях СВН

Потери энергии в сетях всех классов напряжения составляют около 13 % всей вырабатываемой электроэнергии (данные 2005 г.). При этом основная доля потерь (свыше 70 %) приходится на сети напряжением 110 кВ и ниже. Потери энергии в сетях 330—750 кВ составляют около 18 % суммарных потерь. Однако, учитывая большие потоки мощности, передаваемые по этим сетям, в абсолютных значениях потери достаточно велики. Поэтому снижение потерь энергии в электропередачах СВН очень важно.

Рассмотрим этот вопрос подробнее. В соответствии с действующими нормативными документами потери электроэнергии складываются из технологических потерь при ее транспортировке и потерь, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии при ее реализации.

Под технологическими потерями электроэнергии понимается сумма двух составляющих: технических потерь, связанных с физическими процессами в линиях и другом оборудовании электропередачи, и потерь за счет расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.

Ниже рассматриваются только технические потери активной мощности и энергии в электропередачах СВН. Их сумма складывается из потерь на нагрев проводов, потерь на корону, потерь в трансформаторах, автотрансформаторах, синхронных компенсаторах (СТК, Статком) и шунтирующих реакторах, потерь на утечки по изоляторам и плавку гололеда.

Приведенные технические потери в свою очередь могут быть разделены на следующие группы:

нагрузочные потери, зависящие от нагрузки электропередачи (потери на нагрев проводов, нагрузочные потери в трансформаторах, автотрансформаторах, синхронных компенсаторах);

условно-постоянные потери, зависящие от состава включенного оборудования (потери в стали трансформаторов и автотрансформаторов, потери в синхронных компенсаторах и шунтирующих реакторах);

потери, зависящие от погодных условий и, следовательно, от региона, в котором проходит данная электропередача (потери на корону, на утечки по изоляторам, на плавку гололеда).

Все эти потери зависят от длины линии, передаваемой мощности, состава оборудования и других факторов, которые учесть достаточно трудно. Расчеты потерь активной мощности и энергии следует вести для каждого конкретного случая с учетом всех его особенностей. Однако следует отметить, что основными составляющими потерь в электропередаче являются потери на нагрев проводов и на их коронирование.

Для оценки долевого участия всех перечисленных выше составляющих в суммарных потерях электропередачи в качестве примера рассмотрим электропередачу 500 кВ длиной 500 км с проводами 3×АС-400/51 при наибольшей передаваемой мощности  $P_{нб} = 1200$  МВт. На электропередаче установлено два реактора мощностью 3×60 Мвар; число часов использования наибольшей нагрузки линии  $T_{нб} = 5930$  в год; время потерь  $\tau = 4500$  ч/год; регион — средняя полоса европейской части России.

Расчеты отдельных составляющих среднегодовых потерь, проведенные по общепринятым методикам, позволили получить для данной линии результаты, представленные в табл. 6.3.

Коэффициент полезного действия электропередачи по энергии равен 95 %.

Как можно видеть, основными составляющими потерь для данной линии являются потери энергии на нагрев проводов и на корону

Таблица 6.3

Потери энергии в электропередаче 500 кВ длиной 500 км

Потери энергии	АЭ, тыс. МВт·ч	Отношение к суммарным потерям, %
На нагрев проводов линии	273,25	76,6
На корону	50	14,0
В синхронных компенсаторах	9,36	2,62
В шунтирующих реакторах	6,15	1,72
В автотрансформаторах с двух сторон электропередачи	16,08	4,51
На утечки по изоляторам	1,8	0,5
На плавку гололеда	0,09	0,025
Итого	356,73	100

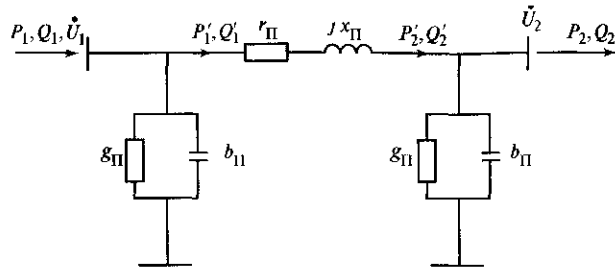


Рис. 6.20. Схема замещения линии для расчета потерь активной мощности

(свыше 90 % суммарных потерь). Аналогичные соотношения будут и для других протяженных линий СВН.

Поэтому для уменьшения потерь энергии в электропередачах необходимо прежде всего рассматривать мероприятия, направленные на снижение потерь энергии на нагрев проводов линии и на корону. При этом желательно, чтобы эти мероприятия носили режимный характер, поскольку при этом не требуются большие капиталовложения.

Рассмотрим составляющие потерь активной мощности в линии, представленной П-схемой замещения (рис. 6.20). При этом будем исходить из того, что параметры схемы замещения определены прямым методом, исключая какие-либо упрощения и погрешности.

Суммарные потери мощности в некомпенсированной линии для схемы на рис. 6.20 определяются как

$$\Delta P_{\Sigma} = U_2^2 g_{II} + \frac{(P'_2)^2 + (Q'_2)^2}{U_2^2} r_{II} + U_1^2 g_{II}. \quad (6.53)$$

Выразим величины  $P'_2$ ,  $Q'_2$ ,  $U_1$  через параметры режима конца линии:

$$\left. \begin{aligned} P'_2 &= P_2 + U_2^2 g_{II}; \\ Q'_2 &= Q_2 - U_2^2 b_{II}. \end{aligned} \right\} \quad (6.54)$$

Квадрат напряжения в начале линии определяется как

$$U_1^2 = \left( U_2 + \frac{P'_2 r_{II} + Q'_2 x_{II}}{U_2} \right)^2 + \left( \frac{P'_2 x_{II} - Q'_2 r_{II}}{U_2} \right)^2$$

или

$$U_1^2 = U_2^2 + 2P'_2 r_{II} + 2Q'_2 x_{II} + \frac{(P'_2)^2}{U_2^2} Z_{II}^2 + \frac{(Q'_2)^2}{U_2^2} Z_{II}^2, \quad (6.55)$$

где  $Z_{II}^2 = r_{II}^2 + x_{II}^2$ .

Подставив (6.54) и (6.55) в уравнение (6.53), после преобразований получим

$$\Delta P_{\Sigma} = a U_2^2 + \frac{P_2^2}{U_2^2} b + P_2 c + \frac{Q_2^2}{U_2^2} b + Q_2 d, \quad (6.56)$$

где  $a$ ,  $b$ ,  $c$ ,  $d$  — коэффициенты, не зависящие от режима линии и определяемые только параметрами схемы замещения:

$$\left. \begin{aligned} a &= (1 + 2g_{II} r_{II} - 2x_{II} g_{II} + g_{II}^2 Z_{II}^2 + b_{II}^2 Z_{II}^2) g_{II} + \\ &+ g_{II} + g_{II}^2 r_{II} + b_{II}^2 r_{II}; \\ b &= r_{II} + Z_{II}^2 g_{II}; \\ c &= 2(2r_{II} g_{II} + g_{II}^2 Z_{II}^2); \\ d &= 2(x_{II} g_{II} - b_{II} g_{II}^2 Z_{II}^2 - b_{II} r_{II}). \end{aligned} \right\} \quad (6.57)$$

Коэффициент  $a$  имеет единицу измерения проводимости (1/Ом), коэффициент  $b$  — сопротивления (Ом), коэффициенты  $c$  и  $d$  — безразмерные.

В уравнении (6.56) можно выделить три составляющие. Первая из них представляет собой потери холостого хода и не зависит от потоков активной и реактивной мощностей по линии, вторая определяется передаваемой активной мощностью, третья — потоками реактивной мощности.

Режимные условия, соответствующие минимуму потерь в линии ( $\Delta P_{\Sigma} = \min$ ), можно найти, взяв частные производные по напряжению  $U_2$ , по реактивной мощности  $Q_2$  и приравняв их к нулю.

Из производной  $\partial \Delta P_{\Sigma} / \partial U_2 = 0$  получим

$$a U_2^2 = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} b. \quad (6.58)$$

Левая часть (6.58) представляет собой потери холостого хода, правая — нагрузочные потери. Отсюда следует, что минимальные потери в линии (максимальный КПД) будут при малой нагрузке

линии, поскольку потери холостого хода составляют незначительную часть нагрузочных потерь в режимах больших нагрузок. По мере увеличения длины линии потери холостого хода будут возрастать за счет увеличения потерь на корону, и, следовательно, максимальный КПД будет обеспечиваться при больших нагрузках линии.

Взяв производную  $\partial \Delta P_{\Sigma} / \partial Q_2$  и приравняв ее к нулю, будем иметь

$$Q_2 = -\frac{d}{2b} U_2^2. \quad (6.59)$$

Отсюда следует, что значение реактивной мощности  $Q_2$ , соответствующее минимальным потерям, определяется значением напряжения  $U_2$ .

Подставив это значение  $Q_2$  в уравнение (6.58), после преобразования получим

$$U_2 = \sqrt{k_U P_2}, \quad (6.60)$$

где  $k_U$  — коэффициент, определяемый параметрами схемы замещения,

$$k_U = \sqrt{4b^2 / (4ab - d^2)}. \quad (6.61)$$

Из (6.60) следует, что для обеспечения минимальных потерь в линии следует изменять напряжение  $U_2$  в функции  $\sqrt{P_2}$ . Соответствующие зависимости, построенные по уравнению (6.60) применительно к линии 500 кВ с проводами 3×АС-400/51 для линий разной длины, приведены на рис. 6.21.

Анализ этих зависимостей показывает следующее:

при изменении передаваемой по линии мощности от  $0,3P_{\text{нат}}$  до  $1,1P_{\text{нат}}$  требуемый по условиям снижения потерь мощности диапазон изменения напряжения  $U_2$  очень широк. При этом его верхняя граница далеко выходит за допустимые пределы по условиям изоляции линии ( $U_{\text{нб раб}}$ ). Нижнюю границу невозможно обеспечить за счет существующих в настоящее время средств регулирования (РПН автотрансформаторов), так как для этого требуется значительное снижение напряжения  $U_2$ ;

при учете технических ограничений по напряжению (сверху —  $U_{\text{нб раб}}$ , снизу — возможный диапазон регулирования за счет устройств РПН автотрансформаторов) диапазон изменения активной мощности, в котором возможно такое регулирование, получается очень узким. При этом ширина этого диапазона снижается с уменьшением длины линии (для линии длиной 1000 км этот диапазон составляет 450—650 МВт, для линии 300 км — 220—320 МВт).

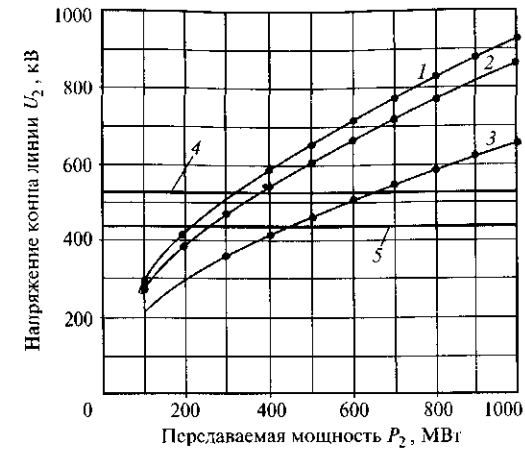


Рис. 6.21. Зависимость напряжения конца линии от передаваемой мощности при минимизации потерь:

1 —  $L = 300$  км; 2 —  $L = 500$  км, 3 —  $L = 1000$  км, 4 — ограничение сверху (525 кВ), 5 — ограничение снизу (440 кВ)

Кроме того, этот диапазон расположен в зоне малых нагрузок, когда потери в линии и без того относительно малы;

похожие зависимости получаются и для линий 750 и 1150 кВ. При этом для относительно коротких линий (300—500 км) ситуация примерно такая же, как и для линий 500 кВ. Однако для линии 1150 кВ длиной 1000 км диапазон возможного регулирования напряжения  $U_2$  смещен в зону мощностей  $0,6 \div 0,9 P_{\text{нат}}$ ;

при существующих ограничениях диапазона изменения напряжения метод снижения потерь активной мощности путем регулирования напряжения в конце линии целесообразно применять только для протяженных линий ультравысокого напряжения. Однако и там могут возникать сложности с созданием необходимого оборудования. Для линий более низких классов напряжения применение этого метода представляется нецелесообразным.

Одним из действенных средств снижения потерь энергии может служить уменьшение плотности тока в проводах линии. Однако это требует увеличения сечения проводов и, как следствие, увеличения стоимости линии.

Поскольку потери активной мощности и энергии зависят от перетоков реактивной мощности в линии, которые возрастают с увеличением расстояния (плеча) перетока, то одним из мероприятий по снижению этих потерь может служить уменьшение длины плеча перетока. Для этого следует использовать возможно более равномер-

ную расстановку компенсирующих устройств вдоль линии. Однако при этом к потерям в самой линии будут добавлены потери в компенсирующих устройствах. Оптимальное распределение компенсирующих устройств по линии с целью снизить суммарные потери мощности и энергии требует отдельного рассмотрения, которое здесь не приводится.

Снижение потерь на корону достигается главным образом выбором рациональной конструкции фазы. Снижение этих потерь за счет режимных мероприятий малоэффективно.

Выше (гл. 3) было показано, что при передаче мощности, равной натуральной, в идеализированной линии осуществляется взаимная компенсация емкостной и индуктивной составляющих реактивной мощности. Поэтому может сложиться впечатление, что этот режим оптимален с точки зрения потерь и при этом достигается максимальный КПД линии по мощности. Однако это впечатление ошибочно, так как в реальной линии при передаче активной мощности, равной натуральной, реактивная мощность не равна нулю, она только минимизируется. Кроме того, остаются потери холостого хода и потери за счет активной мощности [см. (6.56)]. При этом последние будут иметь достаточно большое значение, поскольку натуральная мощность сама по себе велика. Потери холостого хода будут возрастать с увеличением длины линии.

Максимальный КПД при передаче натуральной мощности может быть достигнут лишь при длине линии 1500 км. При меньшей длине линий мощность, соответствующая максимальному КПД, будет меньше натуральной.

На рис. 6.22 приведены зависимости КПД по мощности линий 500 кВ различной длины от передаваемой мощности. Расчеты проводились по П-схеме замещения с проводами 3×АС-400/51 с учетом среднегодовых потерь на корону. При относительно малой длине линий (300—500 км) мощность, соответствующая максимальному КПД, много меньше натуральной. При увеличении длины линии эта мощность также увеличивается и при длине линии 1400 км достигает  $0,9P_{\text{нат}}$ . При этом одновременно снижается КПД линии. Это связано с тем, что при увеличении длины линии возрастает влияние потерь на корону, что проявляется в снижении максимального КПД линии и увеличении мощности, ему соответствующей. Результаты расчетов для линий с учетом влияния короны приведены в табл. 6.4.

Годовые потери энергии в линии  $\Delta \mathcal{E}_л$  рассчитываются по уравнению

$$\Delta \mathcal{E}_л = \Delta P_{\text{кор}} \cdot 8760 + \Delta P_{\text{нб}} \tau, \quad (6.62)$$

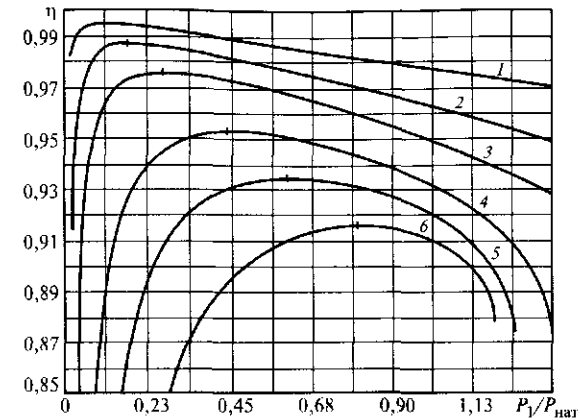


Рис. 6.22. Зависимость КПД линии от передаваемой мощности при разнй длине линий:

1 — 300 км, 2 — 500 км, 3 — 700 км, 4 — 1000 км, 5 — 1200 км, 6 — 1400 км

Таблица 6.4

КПД по мощности для линий различной длины в зависимости от влияния короны

L, км	$\eta_{\text{max}}$		$P_{\eta \text{ max}}$	
	без учета короны	с учетом короны	без учета короны	с учетом короны
300	0,9953	0,9845	0,108	0,3375
700	0,9755	0,9592	0,270	0,459
1000	0,9525	0,9353	0,4455	0,6075
1400	0,9149	0,8982	0,7965	0,9045

где  $\Delta P_{\text{кор}}$  — среднегодовые потери мощности на корону;  $\Delta P_{\text{нб}}$  — потери мощности на нагрев проводов в режиме наибольших нагрузок;  $\tau$  — время потерь.

Потери энергии в шунтирующих реакторах  $\Delta \mathcal{E}_р$  определяются как

$$\Delta \mathcal{E}_р = \Delta P_p T_p, \quad (6.63)$$

где  $\Delta P_p$  — потери мощности в реакторе при номинальном напряжении  $U_{\text{ном}}$ ;  $T_p$  — время работы реактора в течение года (при  $T_{\text{max}} < 4000$  ч  $T_p = 6000$  ч; при  $T_{\text{max}} > 4000$  ч  $T_p = 3000 \cdot 5000$  ч; для неотключенных реакторов  $T_p = 8760$  ч).

Определение потерь мощности и энергии в синхронных компенсаторах было рассмотрено в подпараграфе 6.2.4.

## РЕЖИМ ОДНОСТОРОННЕГО ВКЛЮЧЕНИЯ ПРОТЯЖЕННОЙ ЛИНИИ СВЕРХВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

В заключение сформулируем возможные мероприятия по снижению потерь мощности и энергии в воздушных линиях СВН:

выбор рациональной конструкции фазы, позволяющей снизить потери на корону;

снижение плотности тока в проводах линии (в допустимых пределах);

равномерное распределение компенсирующих устройств вдоль электропередачи, чтобы уменьшить длину плеча перетока реактивной мощности;

поддержание возможно более высокого напряжения в узлах электропередачи для снижения значения тока в фазах линии (в режимах наибольших нагрузок);

регулирование напряжения в конце линии (для очень протяженных электропередач).

### Контрольные вопросы

1. Какими схемами замещения и какой системой уравнений может быть представлена электропередача при расчете параметров режимов?
2. Какие исходные данные необходимы для расчета параметров режимов электропередачи?
3. Какие алгоритмы определения параметров режима используются при различных способах задания исходных данных?
4. Какие режимно-технические ограничения должны быть учтены при расчете параметров режима электропередачи?
5. Можно ли, используя метод эквивалентного четырехполюсника, определить параметры режима в промежуточных точках электропередачи?
6. В чем различие методик расчета мощности компенсирующих устройств на приемной подстанции системы при отсутствии и наличии на ней автотрансформаторов?
7. Какими факторами ограничивается потребление реактивной мощности синхронными машинами (генераторами и СК)?
8. Что такое  $PQ$ -диаграмма синхронного генератора, какие ограничения она учитывает?
9. Каковы основная задача и метод расчета режима электропередачи с одной промежуточной подстанцией без компенсирующих устройств?
10. В чем особенности расчета режимов электропередачи с различными номинальными напряжениями отдельных участков?
11. Как рассчитывается режим двухцепной электропередачи, на которой промежуточная подстанция включена только в одну цепь?
12. Как определяются напряжения по концам линии при передаче по ней мощности меньше натуральной и наличии перепада напряжений?
13. Назовите виды потерь активной мощности и энергии в протяженных электропередачах.
14. Каковы возможные пути минимизации потерь активной мощности и энергии в линиях СВН?
15. Как зависит мощность, соответствующая максимальному КПД линии, от ее длины?

### 7.1. Общая характеристика режима одностороннего включения линии

Под режимом одностороннего включения линии понимается режим, при котором линия включена только с одной стороны. Этот режим может возникнуть внезапно или быть заранее запланированным. Внезапное возникновение такого режима возможно в результате неправильной работы устройств защиты и автоматики или ошибочных действий персонала в процессе оперативных переключений. Естественно, в этом случае никакой предварительной подготовки к этому режиму не проводилось. Заранее запланированный режим одностороннего включения может быть при выводе линии в ремонт и последующем ее включении или в синхронизационных режимах электропередачи. В этих случаях возможна предварительная подготовка к этому режиму.

Режим одностороннего включения протяженных линий СВН характеризуется значительным повышением напряжения на отключенном конце линии и резким увеличением стока реактивной мощности с линии на включенном конце. При определенной длине линии параметры режима могут выйти за допустимые пределы, если не принимать соответствующих предупреждающих мер. В качестве таких мер могут использоваться мероприятия режимного или схемного характера: снижение напряжения на включенном конце линии в тех случаях, когда это возможно, и установка шунтирующих реакторов с возможностью их мгновенного включения, если они перед этим были отключены (искровое включение реакторов).

Помимо повышения напряжения на отключенном конце линии и стоков реактивной мощности с линии этот режим может привести также к возникновению самовозбуждения синхронных машин: генераторов, синхронных компенсаторов и двигателей, что в свою очередь, требует выполнения предупреждающих мероприятий.

Режим одностороннего включения, несмотря на его кратковременность, может оказать существенное влияние на состав оборудова-

ния электропередачи, в частности на применение шунтирующих реакторов и их расстановку по линии.

## 7.2. Режим одностороннего включения линии без компенсирующих устройств

Рассмотрим линию длиной  $L$ , включенную с одной стороны на шины неизменного напряжения ( $U_1 = \text{const}$ ) и отключенную с противоположной стороны (рис. 7.1, а).

При токе  $I_2 = 0$  из уравнений длинной линии (3.13), (3.25) можно получить напряжение в конце реальной и идеализированной линий:

$$\left. \begin{aligned} U_2 &= U_1 / \text{ch} \gamma_0 L; \\ U_2 &= U_1 / \cos \lambda. \end{aligned} \right\} \quad (7.1)$$

В этой главе с целью упростить расчетные выражения в дальнейшем будут использоваться уравнения идеализированной линии.

Поскольку знаменатель дроби в (7.1) всегда меньше единицы, напряжение на отключенном конце линии будет больше напряжения в ее начале. Этот вывод также следует из схемы замещения (рис. 7.1, б), на которой индуктивное сопротивление продольной ветви схемы замещения  $jx_{11}$  в этом режиме оказывается последовательно соединенным с емкостным сопротивлением поперечной ветви  $1/jb_{\Pi}$ .

Из (3.24) при  $I_2 = 0$  напряжение в промежуточной точке идеализированной линии на расстоянии  $\lambda_x$  от ее конца будет определяться как

$$U_x = U_2 \cos \lambda_x$$

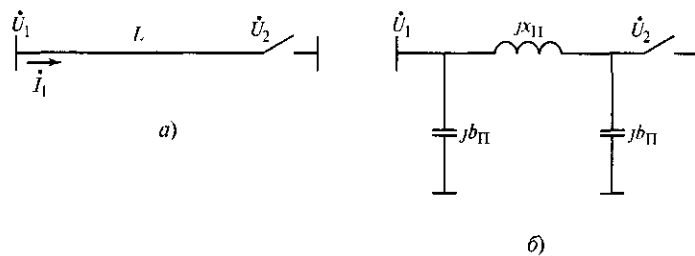


Рис. 7.1. Некомпенсированная линия в режиме одностороннего включения: а — схема линии, б — П-схема замещения идеализированной линии при отключенном выключателе в ее конце

или с учетом (7.1)

$$U_x = U_1 \frac{\cos \lambda_x}{\cos \lambda}. \quad (7.2)$$

Из уравнений (3.24) ток в промежуточной точке идеализированной линии при  $I_2 = 0$

$$I_x = j \frac{U_2}{Z_B} \sin \lambda_x.$$

Мощность в промежуточной точке линии находится как

$$\dot{S}_x = \dot{U}_x \hat{I}_x = -j \frac{U_2^2 \sin 2\lambda_x}{Z_B 2}$$

или с учетом (7.1)

$$\dot{S}_x = -j \frac{U_1^2 \sin 2\lambda_x}{Z_B 2 \cos^2 \lambda}. \quad (7.3)$$

Эпюры распределения напряжения и реактивной мощности приведены на рис. 7.2. Эта реактивная мощность стекает с линии в энергосистему или генераторы электростанции, к шинам которой эта линия подключена.

Ток и мощность в начале линии при  $\lambda_x = \lambda$  будут определяться следующим образом:

$$I_1 = j \frac{U_2}{Z_B} \sin \lambda = j \frac{U_1}{Z_B} \text{tg} \lambda; \quad (7.4)$$

$$\dot{S}_1 = \dot{U}_1 \hat{I}_1 = -j \frac{U_1^2}{Z_B} \text{tg} \lambda. \quad (7.5)$$

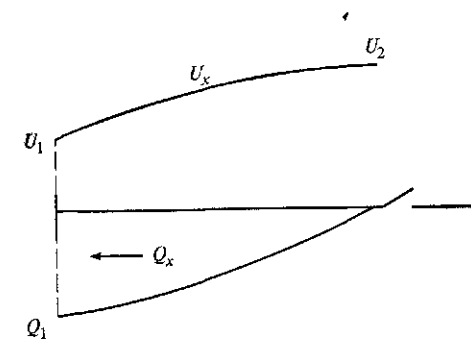


Рис. 7.2. Эпюры распределения модулей напряжения  $U_x$  и реактивной мощности  $Q_x$  по линии

Из уравнений (7.1) и (7.5) следует, что по мере увеличения длины линии возрастают значения напряжения на отключенном конце линии и реактивной мощности, стекающей с линии в этом режиме. При длине линии 1500 км (четверть волны) эти значения для идеализированной линии равны бесконечности. Для реальной линии при этой длине напряжение на отключенном конце будет иметь некоторое конечное значение за счет коронирования, однако и в этом случае напряжение будет достаточно высоким и будет представлять опасность для изоляции линии и оборудования. Мощность в начале реальной линии будет также достаточно высока, кроме того, в ней появится активная составляющая за счет потерь мощности на нагрев проводов и корону.

Зависимость напряжения конца идеализированной линии  $U_2$  от ее длины и распределение напряжения вдоль линии при различной длине представлены на рис. 7.3.

Входное сопротивление идеализированной линии для рассматриваемого режима определяется как

$$Z_{\text{вх}} = \dot{U}_1 / \dot{I}_1 = -jZ_B \operatorname{ctg} \lambda. \quad (7.6)$$

Из уравнения (7.6) видно, что входное сопротивление линии длиной менее 1500 км в данном режиме имеет емкостный характер и уменьшается по мере увеличения ее длины. При длине линии 1500 км ( $\lambda = \pi/2$ ) входное сопротивление линии равно нулю. Отметим, что при

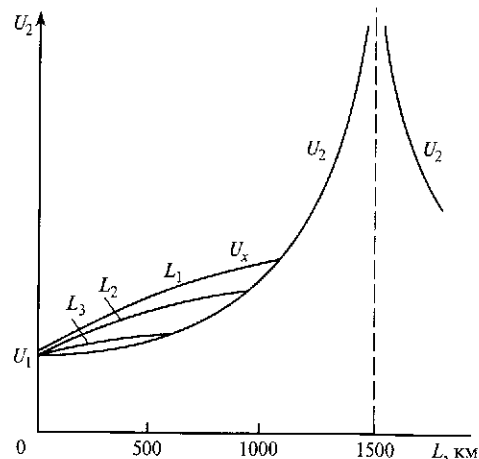


Рис. 7.3. Распределение напряжения  $U_2$  на отключенном конце линии в зависимости от ее длины ( $L_1 > L_2 > L_3$ )

этом напряжении в конце линии равно бесконечности. Это говорит о том, что такая линия работает в режиме резонанса напряжений.

Для пояснения этого явления рассмотрим схему замещения идеализированной линии в режиме одностороннего включения (см. рис. 7.1, б). В этом режиме индуктивное сопротивление продольной ветви

$$x_L = jZ_B \sin \lambda$$

и емкостное сопротивление поперечной ветви

$$x_C = -jZ_B \operatorname{ctg}(\lambda/2).$$

При длине линии 1500 км эти два сопротивления (индуктивное и емкостное) оказываются равными по модулю, а их сумма равна нулю, что и свидетельствует о резонансе напряжений. Такая трактовка несколько приближена, однако она достаточно точно отражает сущность процессов, происходящих в линии.

Как уже отмечалось, напряжение на отключенном конце линии в рассматриваемом режиме больше, чем напряжение в ее начале. В соответствии с Правилами технической эксплуатации по условиям работы изоляции оборудования подстанций СВН (выключателей, трансформаторов тока, реакторов и др.) допускается кратковременное повышение напряжения, но не более чем на 10 % выше номинального, причем длительность такого повышения должна быть не более 20 мин.

Таким образом, кратковременно допустимое напряжение на отключенном конце линии

$$U_{\text{кр.доп}} = 1,1U_{\text{ном}} \quad (7.7)$$

Приняв  $U_2 = U_{\text{кр.доп}}$ , можно определить критическую длину линии  $L_{\text{кр}}$ , выше которой напряжение  $U'_2 > 1,1U_{\text{ном}}$ . Эта длина составляет около 400 км. Незначительный разброс объясняется разбросом значений фазного коэффициента распространения электромагнитной волны  $\beta_0$ .

Для линии длиной 400 км напряжение на ее отключенном конце

$$U_2 = U_1 / \cos 24^\circ = 1,09U_1,$$

т.е. практически на грани допустимого напряжения.

При увеличении длины линии необходимо принимать меры по снижению напряжения в ее конце.

Реактивная мощность, стекающая с линии, может иметь достаточно большие значения. Так, например, для линии 500 кВ длиной



400 км при среднем значении волнового сопротивления  $Z_B = 290$  Ом мощность

$$Q_1 = \frac{U_1^2}{Z_B} \operatorname{tg} \lambda = \frac{500^2}{290} \operatorname{tg} 24^\circ = 383,8 \text{ Мвар.}$$

Столь большое значение реактивной мощности требует выполнения мероприятий по ее компенсации.

Рассмотрим ситуацию, когда шины, к которым подключена линия, не являются шинами неизменного напряжения, т.е. когда сопротивление питающей системы, приведенное к этим шинам, не равно нулю. На практике это может быть в следующих случаях:

1) рассматриваемая линия подключена к шинам электростанции, генераторы которой оснащены регуляторами возбуждения пропорционального или сильного действия, поддерживающими или переходную ЭДС генератора  $E'_g = \text{const}$ , или напряжение на выводах генератора  $U_T = \text{const}$ . Схема линии приведена на рис. 7.4, а (генератор плюс трансформатор).

В этом случае эквивалентное сопротивление питающей системы с регулятором пропорционального действия равно

$$x_{\Sigma T} = x'_d + x_T;$$

где  $x'_d$  — переходное сопротивление генератора;  $x_T$  — сопротивление трансформатора; с регулятором сильного действия

$$x_{\Sigma T} = x_T.$$

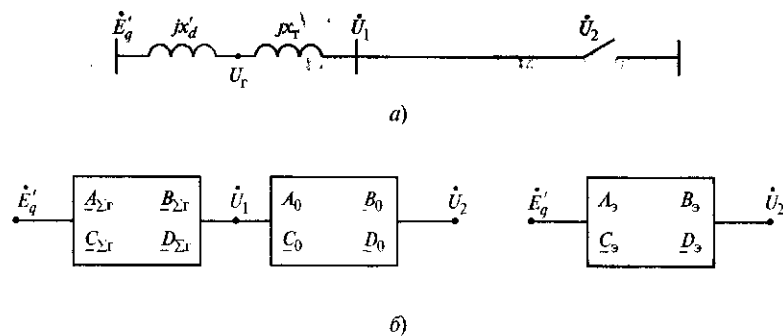


Рис. 7.4. Схема генератор—трансформатор—линия:  
а — схема линии, б — схема замещения линии четырехполюсником

Сопротивления  $x'_d$  и  $x_T$  определяются с учетом количества параллельно работающих генераторов и схемы станции;

2) шинами неизменного напряжения являются шины среднего напряжения питающей системы, а шины высшего напряжения, к которым подключена рассматриваемая линия, связаны с последними через автотрансформаторы; в этом случае  $x_{\Sigma T} = x_{ат}$ ; сопротивление  $x_{ат}$  определяется с учетом параллельно работающих автотрансформаторов;

3) шины высшего напряжения данной подстанции связаны с шинами неизменного напряжения системы некоторой сложной схемой, представленной эквивалентным сопротивлением  $x_{\Sigma T}$ .

Представление линии четырехполюсниками дано на рис. 7.4, б.

При учете сопротивления  $x_{\text{сист}}$  передающей системы напряжение на отключенном конце линии при заданном неизменном напряжении генератора или системы может быть найдено с помощью эквивалентного четырехполюсника, замещающего всю электропередачу. Матрица параметров этого четырехполюсника имеет вид

$$\begin{vmatrix} \underline{A}_s & \underline{B}_s \\ \underline{C}_s & \underline{D}_s \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1 & jx_{\text{сист}} \\ 0 & 1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \underline{A}_0 & \underline{B}_0 \\ \underline{C}_0 & \underline{D}_0 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \underline{A}_0 + jx_{\Sigma T} \underline{C}_0 & \underline{B}_0 + jx_{\Sigma T} \underline{D}_0 \\ \underline{C}_0 & \underline{D}_0 \end{vmatrix}, \quad (7.8)$$

где  $\underline{A}_0$ ,  $\underline{B}_0$ ,  $\underline{C}_0$ ,  $\underline{D}_0$  — коэффициенты четырехполюсника, замещающего собственно линию;  $x_{\text{сист}}$  — эквивалентное сопротивление питающей системы.

В этих случаях коэффициент эквивалентного четырехполюсника

$$\underline{A}_s = \underline{A}_0 + jx_{\text{сист}} \underline{C}_0 = \cos \lambda + jx_{\text{сист}} j \frac{1}{Z_B} \sin \lambda$$

или его модуль

$$A_s = \cos \lambda - \frac{x_{\text{сист}}}{Z_B} \sin \lambda. \quad (7.9)$$

Напряжение на отключенном конце линии

$$U_2 = U_T / A_s, \quad (7.10)$$

где  $U_T$  — напряжение генератора, приведенное к ступени напряжения линии.

Как следует из (7.9),  $A_s < A_0$ . Отсюда напряжение на отключенном конце линии в рассматриваемом случае будет больше, чем при питании линии от шин неизменного напряжения.

При определенном соотношении между параметрами системы и линии значение  $A_3$  может быть равно нулю, что приведет к возрастанию напряжения на отключенном конце до бесконечности. Наступает резонанс напряжений.

Длина линии, при которой наступает резонанс, может быть найдена из (7.9). Положив  $A_3 = 0$ , после некоторых преобразований можно получить

$$\lambda_{\text{рез}} = \arctg \frac{Z_B}{x_{\text{сист}}},$$

откуда

$$L_{\text{рез}} = \lambda_{\text{рез}} / \beta_0.$$

Изменение напряжения на отключенном конце линии в зависимости от ее длины и распределение напряжения в данном случае представлено на рис 7.5, из которого видно, что резонанс наступает при меньшей длине линии и напряжение на отключенном конце повышается более резко, чем в случае, когда сопротивление системы не учитывается.

Напряжение в начале линии при учете сопротивления системы

$$U_1 = U_2 \cos \lambda, \quad (7.11)$$

где  $U_2$  определяется по выражению (7.10).

Реактивная мощность в начале линии рассчитывается по (7.5), где  $U_1$  определяется по выражению (7.11).

В данном случае реактивная мощность на шинах системы

$$Q_{\text{сист}} = Q_1 - \Delta Q, \quad (7.12)$$

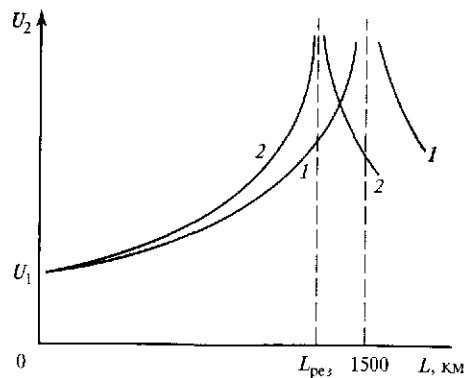


Рис. 7.5. Графики влияния сопротивления системы на напряжение  $U_2$ :

1 — сопротивление отсутствует, 2 — с учетом сопротивления системы

где  $\Delta Q$  — потери реактивной мощности в эквивалентном сопротивлении системы.

Распределение напряжения вдоль линии определяется из (7.2) при  $U_1$ , найденном по (7.11).

Подставив в уравнение (7.11) значения  $A_3$  из (7.9) и  $U_2$  из (7.10), получим

$$U_1 = U_2 \cos \lambda = \frac{U_{\text{сист}}}{A_3} \cos \lambda = \frac{U_{\text{сист}}}{\cos \lambda - (x_{\text{сист}} / Z_B) \sin \lambda} \cos \lambda. \quad (7.13)$$

Если сопоставить два рассмотренных выше случая (линия подключена к шинам неизменного напряжения и линия подключена к таким же шинам через некоторое реактивное сопротивление), то, как следует из полученных уравнений, напряжение на отключенном конце линии  $U_2$ , напряжение в начале линии  $U_1$  и реактивная мощность, стекающая с линии  $Q_1$  во втором случае, будут больше, что необходимо учитывать при проектировании линии

Как было показано выше, напряжение на отключенном конце электропередачи может превышать допустимые значения. Это обстоятельство требует применения средств, позволяющих снизить напряжение  $U_2$  до допустимых пределов. Можно рассмотреть два способа.

1) снижение напряжения в начале линии таким образом, чтобы напряжение в конце соответствовало желаемому значению  $U_{2\text{жел}}$ ;

2) включение шунтирующих реакторов в конце линии или в ее промежуточных точках, расположенных ближе к концу.

Первый способ может быть использован при плановом отключении линии и выполнен снижением напряжения на зажимах генератора в случае, когда рассматриваемая линия питается от удаленной электростанции и на нее работает выделенный генератор. В случае, если линия подключена к шинам неизменного напряжения системы через автотрансформатор, необходимо изменение коэффициента трансформации (за счет РПН) этого автотрансформатора.

В этих случаях напряжение в начале линии определяется как

$$U_1 = U_{2\text{жел}} \cos \lambda, \quad (7.14)$$

где желаемое напряжение  $U_{2\text{жел}}$  может быть принято равным  $U_{\text{нб раб}}$  или  $U_{\text{кр доп}}$ .

Реактивная мощность в начале линии определяется выражением (7.5) при подстановке в него значения  $U_1$  из (7.14):

$$Q_1 = -j \frac{U_{2\text{жел}}^2}{Z_B} \frac{\sin 2\lambda}{2}. \quad (7.15)$$

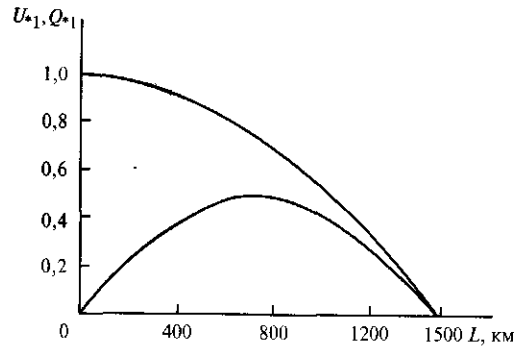


Рис. 7.6. Зависимости напряжения  $U_{*1}$  (кривая 1) и реактивной мощности  $Q_{*1}$  (кривая 2) от длины линии при заданном напряжении отключенного конца

Зависимости  $U_{*1}$  и  $Q_{*1}$  (в относительных единицах) от длины линии при  $U_2 = U_{2\text{жел}}$  приведены на рис. 7.6; за базисные величины здесь приняты  $U_{2\text{жел}}$  и  $P_{\text{нат}}$ .

Для схемы генератор—трансформатор—линия (см. рис. 7.4, а) реактивная мощность, стекающая с линии в генератор, находится как

$$Q_{\Gamma} = Q_1 - \Delta Q_{\Gamma}, \quad (7.16)$$

где

$$\Delta Q_{\Gamma} = \frac{Q_1^2}{U_1^2} x_{\Gamma} + \Delta Q_x$$

— потери мощности в трансформаторе.

Напряжение на выводах генератора составляет

$$U_{\Gamma} = \left( U_1 - \frac{Q_1 x_{\Gamma}}{U_1} \right) \frac{1}{k_{\Gamma}}, \quad (7.17)$$

где  $k_{\Gamma}$  — коэффициент трансформации трансформатора.

Снижение напряжения на выводах генератора допустимо лишь до  $0,8U_{\Gamma\text{ном}}$ , так как по условиям работы системы автоматического регулирования возбуждения необходимо, чтобы  $U_{\Gamma} \geq 0,8U_{\Gamma\text{ном}}$ .

Если данная линия связана с шинами неизменного напряжения системы через автотрансформатор, возможное снижение напряжения в начале линии  $U_1$  определяется диапазоном регулирования коэффициента трансформации автотрансформатора (диапазоном РПН).

Следует иметь в виду, что мощность  $Q_{\Gamma}$  при снижении напряжения в начале линии не может быть использована для проверки рабо-

тоспособности генератора в этом режиме по  $PQ$ -диаграмме, которая построена при номинальном напряжении генератора, в то время как в рассматриваемом случае  $U_{\Gamma} < U_{\text{ном}}$ . Здесь необходимо определить ток статора генератора  $I_{\text{стГ}}$ , чтобы проверить выполнение условия

$$I_{\text{стГ}} \leq I_{\text{стГном}} \quad (7.18)$$

Иными словами, ток статора генератора в этом режиме не должен превышать его номинальное значение.

Ток  $I_{\text{стГ}}$  может быть определен по выражению

$$I_{\text{стГ}} = Q_{\Gamma} / \sqrt{3} U_{\Gamma}. \quad (7.19)$$

Для гидрогенератора допустимая потребляемая мощность в режиме одностороннего включения линии может быть определена следующим образом:

$$Q_{\Gamma\text{доп}} = \frac{1}{x_{*d}} \frac{U_{\Gamma}}{U_{\Gamma\text{ном}}} \left( \frac{U_{\Gamma}}{U_{\Gamma\text{ном}}} - 0,2 \right) S_{\Gamma\text{ном}}, \quad (7.20)$$

где  $x_{*d}$  — сопротивление гидрогенератора по продольной оси в относительных единицах;  $S_{\Gamma\text{ном}}$  — номинальная мощность гидрогенератора, МВ · А.

В случае, если условия (7.18) и (7.20) не выполняются, необходимо рассмотреть возможность совместной работы двух генераторов на данную линию или использовать шунтирующие реакторы.

Снижение напряжения в начале линии как средство нормализации режима не может быть рекомендовано во всех случаях. В частности, его нельзя использовать, когда к шинам, от которых отходит рассматриваемая линия, подключены другие линии, несущие нагрузку, или эти шины являются шинами системы, в которой напряжение может изменяться лишь в незначительных пределах.

В последних случаях для нормализации режима линии, отключенной с одного конца, необходимо использовать шунтирующие реакторы.

### 7.3. Режимы одностороннего включения линии с шунтирующим реактором

Рассмотрим линию в режиме одностороннего включения с шунтирующим реактором в некоторой промежуточной точке; при этом напряжение в начале линии  $U_1$  примем неизменным.

В этом случае напряжение на отключенном конце линии  $U_2$  при  $I_2 = 0$  определяется выражением

$$U_2 = U_1 / A_3, \quad (7.21)$$

где  $A_3$  — модуль коэффициента эквивалентного четырехполюсника, замещающего линию с реактором.

Методика определения коэффициентов эквивалентного четырехполюсника для рассматриваемой схемы была дана в гл. 4. Здесь приводятся окончательные выражения для этих коэффициентов, когда реактор включен в промежуточной точке линии:

$$\left. \begin{aligned} A_3 &= \cos \lambda + Z_B y_p \sin \lambda_1 \cos \lambda_2; & B_3 &= j(Z_B \sin \lambda + Z_B^2 y_p \sin \lambda_1 \sin \lambda_2); \\ C_3 &= j\left(\frac{1}{Z_B} \sin \lambda - y_p \cos \lambda_1 \cos \lambda_2\right); & D_3 &= \cos \lambda + Z_B y_p \sin \lambda_2 \cos \lambda_1, \end{aligned} \right\} (7.22)$$

где  $\lambda = \lambda_1 + \lambda_2$  — волновая длина всей линии.

Входное сопротивление линии в режиме одностороннего включения в данном случае определяется как

$$Z_{\text{вх}} = U_1 / I_1 = A_3 / C_3$$

Рассмотрим несколько случаев включения реактора в разных точках линии, приняв  $U_1 = \text{const}$ .

*Реактор включен в начале линии* (рис. 7.7, а),  $\lambda_1 = 0$ ;  $\lambda_2 = \lambda$ . При этом коэффициенты эквивалентного четырехполюсника будут равны:

$$\left. \begin{aligned} A_3 &= \cos \lambda; & B_3 &= jZ_B \sin \lambda; \\ C_3 &= j\left(\frac{1}{Z_B} \sin \lambda - y_p \cos \lambda\right); & D_3 &= \cos \lambda + Z_B y_p \sin \lambda. \end{aligned} \right\} (7.23)$$

Эпюры распределения напряжения и реактивной мощности при включении реактора в начале линии приведены на рис. 7.7, б.

Очевидно, что в этом случае реактор не оказывает никакого воздействия на напряжение в конце линии и его распределение вдоль нее, а также на реактивную мощность в начале линии  $Q_1$  и ее распределение. Иными словами, в рассматриваемом случае параметры режима аналогичны параметрам режима линии без реактора. Реактор здесь может рассматриваться только как средство для поглощения реактивной мощности, стекающей с линии.

Мощность, стекающая с линии в систему,

$$Q_{\text{сист}} = Q_1 - Q_p$$

Из (7.22) для данного случая получим входное сопротивление линии

$$Z_{\text{вх}} = -j \frac{\cos \lambda}{(1/Z_B) \sin \lambda - y_p \cos \lambda}. \quad (7.24)$$

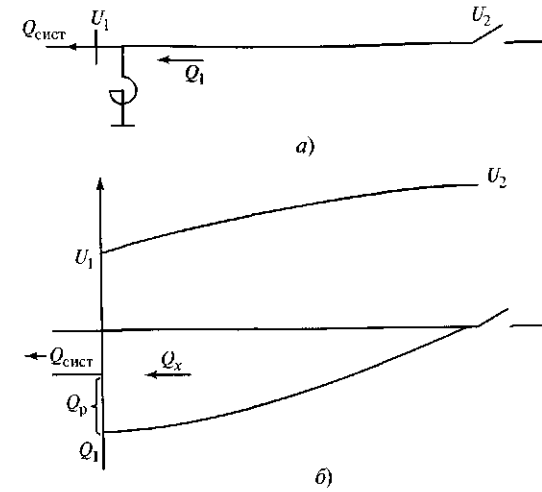


Рис. 7.7. Эпюры распределения напряжения и реактивной мощности при включении реактора в начале линии:

а — схема линии, б — распределение напряжения и реактивной мощности по линии

Отсюда следует, что входное сопротивление линии с реактором, включенным в ее начале, больше, чем у некомпенсированной линии. Это обстоятельство может иметь значение для предупреждения самовозбуждения генераторов в синхронизационных режимах, что рассматривается ниже.

*Реактор включен в конце линии* (рис. 7.8, а),  $\lambda_1 = \lambda$ ,  $\lambda_2 = 0$ . Постоянные эквивалентного четырехполюсника будут равны:

$$\left. \begin{aligned} A_3 &= \cos \lambda + Z_B y_p \sin \lambda; & B_3 &= jZ_B \sin \lambda; \\ C_3 &= j\left(\frac{1}{Z_B} \sin \lambda - y_p \cos \lambda\right); & D_3 &= \cos \lambda. \end{aligned} \right\} (7.25)$$

Напряжение в конце линии при ее одностороннем включении

$$U_2 = \frac{U_1}{A_3} = \frac{U_1}{\cos \lambda + Z_B y_p \sin \lambda}. \quad (7.26)$$

Из этого выражения следует, что, поскольку в данном случае  $A_3 > A_0$ , напряжение в конце линии будет меньше, чем при включении реактора в начале линии.

Выражение (7.26) может служить при выборе необходимой проводимости реактора для обеспечения желаемого значения напряжения

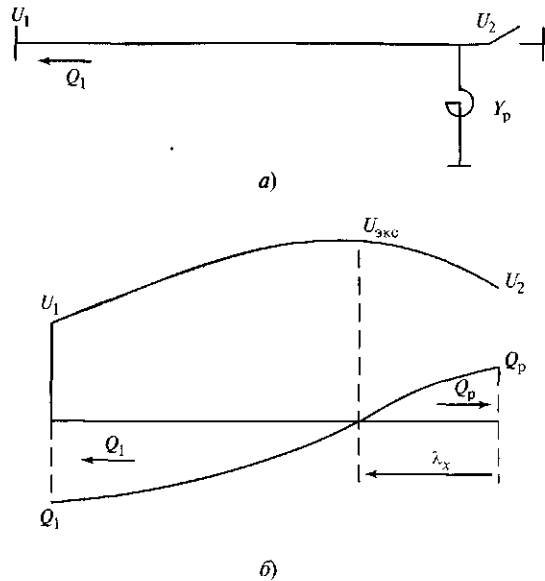


Рис. 7.8. Эпюры распределения напряжения и реактивной мощности при включении реактора в конце линии:  
 а — схема линии, б — распределение напряжения и реактивной мощности по линии

$U_{2\text{жел}}$  в рассматриваемом режиме. Если принять  $U_2 = U_{2\text{жел}}$ , можно получить

$$y_p = \frac{U_1 / U_{2\text{жел}} - \cos \lambda}{Z_B \sin \lambda}. \quad (7.27)$$

Из этого выражения видно, что решение справедливо лишь при  $U_1 / U_{2\text{жел}} > \cos \lambda$ , т.е. при длине линии свыше 400 км.

Распределение напряжения по линии при установке реактора в ее конце определяется выражением (3.43). При  $P = 0$  (выключатель в конце линии отключен) это выражение приобретает вид

$$U_x = U_2 (\cos x + Q_{*2} \sin \lambda_x), \quad (7.28)$$

здесь  $U_2$  — фактическое значение напряжения в конце линии.

Мощность  $Q_{*2}$  в рассматриваемом случае есть реактивная мощность, потребляемая реактором с проводимостью  $y_p$  при напряжении  $U_2$  и отнесенная к базисной мощности, определенной также по напряжению  $U_2$ :

$$Q_{*2} = \frac{U_2^2 y_p Z_B}{U_2^2} = y_p Z_B. \quad (7.29)$$

Распределение напряжения и реактивной мощности вдоль линии в данном случае приведено на рис. 7.8, б.

В общем случае напряжение в промежуточных точках линии выше напряжения по концам. Существует некоторый экстремум напряжения  $U_{\text{эксстр}}$ , расположенный на расстоянии  $\lambda_x$  от конца линии. В ряде случаев напряжение в этой точке может превышать допустимые значения. Для нахождения значения напряжения в этой точке необходимо определить координаты точки экстремума. Для этого необходимо взять производную  $dU_x / d\lambda_x$  и приравнять ее нулю:

$$\frac{dU_x}{d\lambda_x} = -U_2 \sin \lambda_x + U_2 Q_{*2} \cos \lambda_x = 0,$$

откуда расположение точки экстремума напряжения определяется как

$$\lambda_{\text{эксстр}} = \arctg Q_{*2}$$

или, учитывая (7.29),

$$\lambda_{\text{эксстр}} = \arctg(y_p Z_B) \quad (7.30)$$

Обратим внимание на то, что расположение точки экстремума напряжения не зависит от длины линии и определяется только проводимостью реактора и волновым сопротивлением линии. Поэтому при уменьшении длины линии и неизменной проводимости реактора точка экстремума будет смещаться к началу линии. При этом будет снижаться и напряжение в этой точке. Далее, определив в соответствии с (7.30) расстояние  $\lambda_{\text{эксстр}}$ , находим напряжение в точке экстремума по (7.28) и проверяем допустимость режима по условиям коронирования и радиопомех.

Учитывая, что точка экстремума является точкой потока раздела реактивной мощности, реактивная мощность линии, стекающая в реактор, определяется как

$$Q_2 = \frac{U_2^2}{Z_B} \operatorname{tg} \lambda_{\text{эксстр}}. \quad (7.31)$$

В то же время реактивная мощность, стекающая с линии в передающую систему,

$$Q_1 = -\frac{U_1^2}{Z_B} \operatorname{tg}(\lambda - \lambda_{\text{эксстр}}). \quad (7.32)$$

Компенсация этой реактивной мощности при необходимости выполняется с помощью реактора, установленного в начале линии,

мощность которого выбирается по условию баланса мощностей в точке подвключения линии к шинам системы:

$$Q_p = Q_1 - Q_{\text{сист доп}} \quad (7.33)$$

где  $Q_{\text{сист доп}}$  — допустимая реактивная мощность, которая может быть принята питающей системой.

Входное сопротивление линии в рассматриваемом случае может быть определено из (7.25):

$$Z_{\text{вх}} = -j \frac{\cos \lambda + Z_B y_p \sin \lambda}{(1/Z_B) \sin \lambda - y_p \cos \lambda}, \quad (7.34)$$

из которого видно, что числитель этого выражения больше, чем у аналогичного выражения для линии без реактора и линии с реактором в ее начале, а знаменатель меньше. Отсюда следует, что входное сопротивление линии в данном случае будет больше, чем в двух предыдущих случаях. Это говорит о том, что включение реактора в конце линии более эффективно.

Реактор включен в некоторой промежуточной точке линии (рис. 7.9, а). В этом случае коэффициент эквивалентного четырехполюсника, определяющий напряжение в конце линии  $A_3$ , задается системой (7.22). Напряжение в конце линии

$$U_2 = \frac{U_1}{\cos \lambda + Z_B y_p \sin \lambda_1 \cos \lambda_2}. \quad (7.35)$$

Отсюда при заданных значениях напряжений  $U_1$  и  $U_{2\text{жел}}$  можно найти проводимость реактора:

$$y_p = \frac{U_1 / U_{2\text{жел}} - \cos \lambda}{\cos \lambda + Z_B \sin \lambda_1 \cos \lambda_2}. \quad (7.36)$$

Нетрудно видеть, что решение справедливо при тех же условиях, что и (7.27), т.е. при длине линии более 400 км.

Распределение напряжения вдоль линии и эпюры реактивных мощностей здесь определяются точкой включения и проводимостью реактора. В зависимости от их соотношения режим линии будет меняться. Здесь можно рассмотреть три случая:

1) примем, что мощность реактора точно соответствует зарядной мощности второго участка линии в точке включения реактора  $Q_p = Q_{н2}$  (условно примем, что шкала мощности реакторов непрерывна). При этом линия как бы делится на два независимых участка (рис. 7.9, б). Реактивная мощность первого участка в точке включения реактора равна нулю, а в дальнейшем изменяется так же, как для линии длиной  $L_1$  без реактора на конце. Это дает возможность рассматривать каждый участок отдельно от другого. Реактивная мощность начала второго

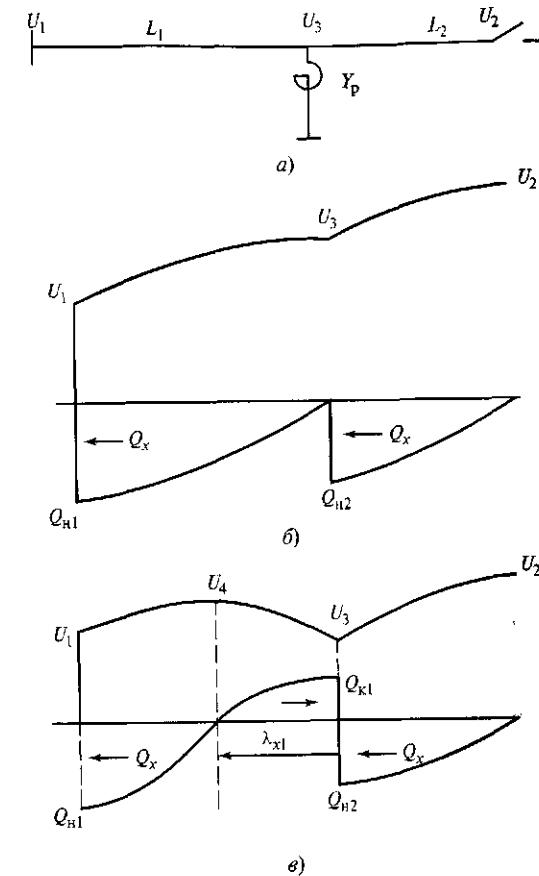


Рис. 7.9. Эпюры распределения напряжения и реактивной мощности при включении реактора в промежуточной точке линии:

а — схема линии, б — распределение напряжения и реактивной мощности по линии при  $Q_p = Q_{н2}$ , в — тоже при  $Q_p > Q_{н2}$

участка  $Q_{н2}$  и мощность реактора  $Q_p$  определяются следующими выражениями:

$$\left. \begin{aligned} Q_{н2} &= \frac{U_3^2}{Z_B} \operatorname{tg} \lambda_2; \\ Q_p &= U_3^2 y_p. \end{aligned} \right\} \quad (7.37)$$

Приравнявая эти величины, получаем

$$y_{p1} = \operatorname{tg} \lambda_2 / Z_B. \quad (7.38)$$

**Напряжение** в точке включения реактора может быть найдено как

$$U_3 = U_2 \cos \lambda_2 = \frac{U_1}{A_3} \cos \lambda_2. \quad (7.39)$$

Учитывая, что первый участок линии может рассматриваться независимо от второго, напряжение  $U_3$  можно также определить как

$$U_3 = U_1 / \cos \lambda_1. \quad (7.40)$$

Реактивная мощность, стекающая с линии в ее начале, определяется длиной первого участка

$$Q_{н1} = \frac{U_1^2}{Z_B} \operatorname{tg} \lambda_1 = \frac{U_3^2}{2Z_B} \sin 2\lambda_1; \quad (7.41)$$

2) примем, что мощность реактора больше, чем зарядная мощность второго участка линии (рис. 7.9, в). Здесь вся зарядная мощность второго участка линии и часть зарядной мощности первого стекают в реактор. Второй участок линии длиной  $L_2$ , не имеющий нагрузки на конце, идентичен по своим характеристикам линии без реактора в конце.

Напряжение  $U_3$  в точке включения реактора

$$U_3 = U_2 \cos \lambda_2. \quad (7.42)$$

Распределение напряжения по второму участку определяется выражением

$$U_x = U_3 \frac{\cos \lambda_{x2}}{\cos \lambda_2}. \quad (7.43)$$

Реактивная мощность в начале второго участка линии, стекающая в реактор,

$$Q_{н2} = \frac{U_3^2}{Z_B} \operatorname{tg} \lambda_2. \quad (7.44)$$

В рассматриваемом случае распределение напряжения по первому участку таково, что имеется экстремум напряжения  $U_4$  в точке, отстоящей на расстояние  $\lambda_{x1}$  от места включения реактора; при этом  $U_4 > U_3$

Напряжение в точке экстремума  $U_4$  и расположение этой точки могут быть найдены из следующих соотношений с учетом, что эта точка является одновременно и точкой потокораспределения на первом участке линии:

$$\left. \begin{aligned} U_1 &= U_4 \cos(\lambda_1 - \lambda_{x1}); \\ U_3 &= U_4 \cos \lambda_{x1}. \end{aligned} \right\} \quad (7.45)$$

Решая совместно эти уравнения, получаем

$$\frac{U_1}{U_3} = \frac{\cos(\lambda_1 - \lambda_{x1})}{\cos \lambda_{x1}} = \cos \lambda_1 + \sin \lambda_1 \operatorname{tg} \lambda_{x1},$$

откуда

$$\lambda_{x1} = \operatorname{arctg} \frac{(U_1 / U_3) - \cos \lambda_1}{\sin \lambda_1}. \quad (7.46)$$

Реактивная мощность в начале первого участка

$$Q_{н1} = \frac{U_1^2}{Z_B} \operatorname{tg}(\lambda_1 - \lambda_{x1}). \quad (7.47)$$

Реактивная мощность в конце первого участка, стекающая в реактор, определяется выражением

$$Q_{к1} = \frac{U_3^2}{Z_B} \operatorname{tg} \lambda_{x1}. \quad (7.48)$$

Мощность, поглощаемая реактором,

$$Q_p = U_3^2 y_p = Q_{к1} + Q_{н2}$$

или

$$Q_p = \frac{U_3^2}{Z_B} (\operatorname{tg} \lambda_2 + \operatorname{tg} \lambda_{x1}); \quad (7.49)$$

3) мощность реактора меньше, чем зарядная мощность второго участка линии. В этом случае зарядная мощность второго участка линии частично поглощается реактором, а частично стекает на первый участок линии, поэтому реактивная мощность в конце первого участка

$$Q_{к1} = Q_{н2} - Q_p, \quad (7.50)$$

где

$$\left. \begin{aligned} Q_{н2} &= \frac{U_3^2}{Z_B} \operatorname{tg} \lambda_2; \\ Q_p &= U_3^2 y_p. \end{aligned} \right\} \quad (7.51)$$

В свою очередь, напряжение  $U_3$  определяется следующими соотношениями:

$$\left. \begin{aligned} U_2 &= U_1 / A_3; \\ U_3 &= U_2 \cos \lambda_2. \end{aligned} \right\} \quad (7.52)$$

Реактивная мощность в начале первого участка находится как сумма двух составляющих: собственно зарядной мощности первого участка и мощности, стекающей со второго участка,

$$Q_{н1} = \frac{U_1^2}{Z_B} \operatorname{tg} \lambda_1 + Q_{к1}. \quad (7.53)$$

Распределение напряжения по первому и второму участкам линии определяется уравнениями:

$$\left. \begin{aligned} U_{x1} &= U_3 (\cos \lambda_{x1} - Q_{*к1} \sin \lambda_{x1}); \\ U_{x2} &= U_2 \cos \lambda_{x2}, \end{aligned} \right\} \quad (7.54)$$

здесь  $Q_{*к1} = Q_{к1} Z_B / U_3^2$ .

Обратим внимание на то, что текущие координаты  $\lambda_{x1}$  и  $\lambda_{x2}$  отсчитываются от концов соответственно первого и второго участков в сторону начала линии.

Входное сопротивление линии с реактором в промежуточной точке определяется выражением

$$Z_{вх} = -j \frac{\cos \lambda + Z_B \sin \lambda_1 \cos \lambda_2}{(1/Z_B) \sin \lambda - y_p \cos \lambda_1 \cos \lambda_2}, \quad (7.55)$$

из которого видно, что входное сопротивление в данном случае также больше входного сопротивления некомпенсированной линии.

Реакторы включены по концам линии (рис. 7.10, а). В этом случае линия может быть представлена эквивалентным четырехполюсником следующего вида:

$$\left| \begin{array}{cc} \underline{A}_3 & \underline{B}_3 \\ \underline{C}_3 & \underline{D}_3 \end{array} \right| = \left| \begin{array}{cc} 1 & 0 \\ \underline{Y}_{p1} & 1 \end{array} \right| \left| \begin{array}{cc} \underline{A}_0 & \underline{B}_0 \\ \underline{C}_0 & \underline{D}_0 \end{array} \right| \left| \begin{array}{cc} 1 & 0 \\ \underline{Y}_{p2} & 1 \end{array} \right| =$$

$$= \left| \begin{array}{cc} \underline{A}_0 + \underline{B}_0 \underline{Y}_{p2} & \underline{B}_0 \\ \underline{A}_0 \underline{Y}_{p1} + \underline{C}_0 + \underline{Y}_{p2} (\underline{Y}_{p1} \underline{B}_0 + \underline{D}_0) & \underline{Y}_{p1} + \underline{B}_0 + \underline{D}_0 \end{array} \right|. \quad (7.56)$$

При равных проводимостях реакторов  $\underline{Y}_{p1} = \underline{Y}_{p2} = -j y_p$  коэффициенты эквивалентного четырехполюсника будут иметь вид:

$$\left. \begin{aligned} \underline{A}_3 &= \cos \lambda + y_p Z_B \sin \lambda; & \underline{B}_3 &= j Z_B \sin \lambda; \\ \underline{C}_3 &= j \left( \frac{1}{Z_B} \sin \lambda - 2 y_p \cos \lambda - Z_B y_p^2 \sin \lambda \right); & \underline{D}_3 &= \cos \lambda + y_p Z_B \sin \lambda. \end{aligned} \right\} \quad (7.57)$$

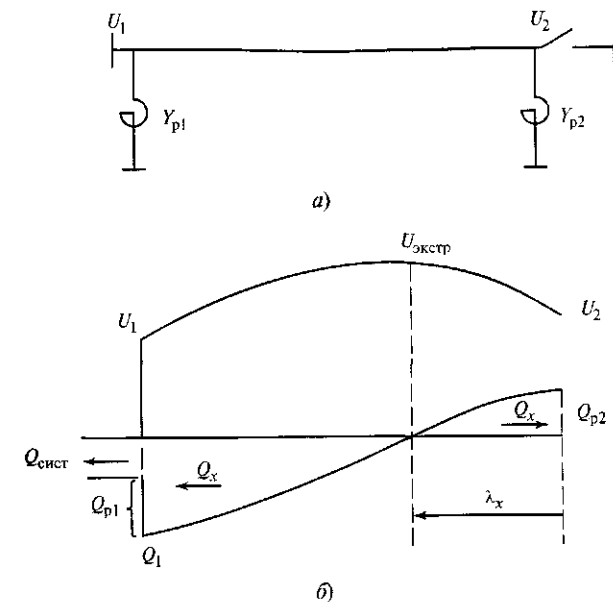


Рис. 7.10. Линия с двумя реакторами, включенными по ее концам:

а — схема линии, б — эпюры распределения напряжения и реактивной мощности по линии

Сопоставляя коэффициенты  $A_3$  из (7.25) (для случая включения одиночного реактора в конце линии) и (7.57), можно видеть, что они равны. Поэтому напряжения  $U_2$  в этих двух случаях также будут одинаковы. Распределения напряжения и реактивной мощности будут также идентичны (рис. 7.10, б).

Реактор, включенный в начале линии, не оказывает никакого влияния на параметры ее режима, так как напряжение в точке его включения  $U_1 = \text{const}$ . Его основная задача в данном режиме заключается в поглощении реактивной мощности, стекающей с линии. В то же время, если в расчете учитывать сопротивление питающей системы ( $U_1 \neq \text{const}$ ), то реактор, включенный в начале линии, помимо поглощения реактивной мощности, стекающей с линии, будет снижать и напряжение в ее конце. При этом выражения для коэффициентов эквивалентного четырехполюсника будут иметь вид, отличный от (7.56) и (7.57). На протяженных линиях реакторы включаются, как правило, с двух сторон линии. Это делается как для компенсации ее зарядной мощности, так и для нормализации параметров режима при отключении любого из выключателей по концам линии.



Входное сопротивление линии в режиме одностороннего включения при двух одинаковых реакторах

$$Z_{\text{вх}} = -j \frac{\cos \lambda + Z_{\text{в}} y_{\text{р}} \sin \lambda}{(1/Z_{\text{в}}) \sin \lambda - 2y_{\text{р}} \cos \lambda - Z_{\text{в}} y_{\text{р}}^2 \sin \lambda}; \quad (7.58)$$

оно существенно больше по сравнению с входным сопротивлением некомпенсированной линии и линии, на которой включен лишь один реактор.

Влияние реакторов на входное сопротивление линии в режиме одностороннего включения можно показать на следующем примере.

Рассмотрим линию 500 кВ длиной 500 км с волновым сопротивлением  $Z_{\text{в}}$ , равным 290 Ом. Проводимость реактора  $y_{\text{р}}$  равна  $6,53 \cdot 10^{-4}$  См (типовой неуправляемый реактор 525 кВ).

Входное сопротивление линии  $Z_{\text{вх}}$ , Ом, в зависимости от места включения реактора будет изменяться следующим образом:

Линия без реактора .....	$-j502$
Реактор в начале линии.....	$-j744,5$
Реактор в конце линии .....	$-j829$
Реакторы в начале и конце линии .....	$-j1467$

Таким образом, включение реакторов с двух сторон линии позволяет увеличить ее входное сопротивление в режиме одностороннего включения почти в 3 раза.

#### 7.4. Самовозбуждение генераторов при их работе на протяженные воздушные линии СВН

##### 7.4.1. Виды самовозбуждения и условия его возникновения

Под самовозбуждением синхронной машины понимается самопроизвольное резкое возрастание напряжения на выводах машины и тока в цепи, не зависящее от тока возбуждения или даже при его отсутствии. Этот режим возникает при работе синхронной машины (в дальнейшем — синхронного генератора) совместно с емкостной нагрузкой.

Это явление, по существу являющееся резонансным, заключается в следующем. Как известно, при работе генератора на емкостную нагрузку возникает подмагничивающая реакция якоря, в результате чего напряжение генератора становится больше, чем его ЭДС. Некоторое произвольное увеличение напряжения приводит к росту тока линии, следовательно, к увеличению реакции якоря и дальнейшему

увеличению напряжения, новому росту тока линии и т.д. В результате развивается лавинообразный процесс. Однако этот процесс, как и всякий резонанс, развивается лишь при определенных соотношениях параметров контура, в который входят генератор и линия.

Это несколько упрощенная трактовка весьма сложного процесса, точный анализ которого возможен лишь с помощью уравнений Парка—Горева. Мы же в дальнейшем будем использовать упрощенный подход, который тем не менее позволяет получить достаточно точные инженерные критерии.

Различают два вида самовозбуждения генераторов. При первом из них напряжение и ток статора возрастают аperiodически и теоретически могут достигать бесконечно больших значений. Однако этому препятствует насыщение магнитных цепей машины. В результате существует некоторый потолок, ограничивающий рост тока и напряжения, который все же существенно превышает их номинальные значения. Такой вид самовозбуждения называют *синхронным*. Характер изменения напряжения в этом случае приведен на рис. 7.11, а.

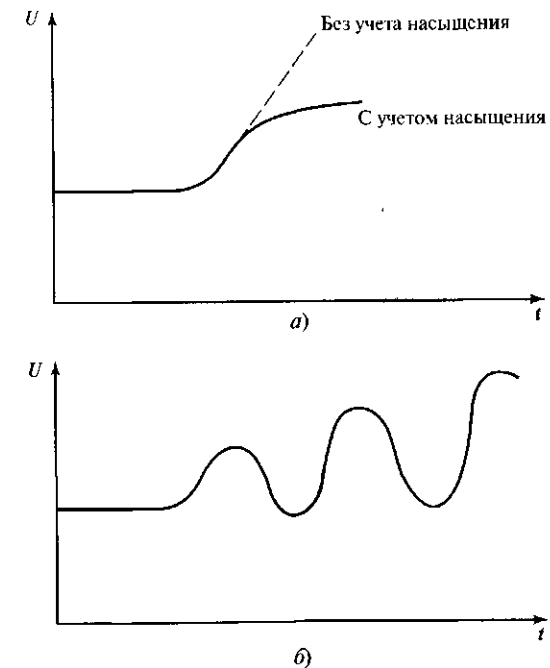


Рис. 7.11. Кривые изменения напряжения генератора во времени при синхронном самовозбуждении (а) и асинхронном самовозбуждении (б)

Второй тип самовозбуждения генераторов характеризуется колебаниями тока и напряжения генератора, напоминающими колебания, которые возникают при асинхронном ходе машины, в связи с чем этот вид самовозбуждения называют *асинхронным*. При этом значения тока и напряжения также превышают номинальные. Характер изменения напряжения для данного случая иллюстрируются на рис. 7.11, б.

Как отмечалось, самовозбуждение возникает при работе генератора на некоторое эквивалентное сопротивление, реактивная составляющая которого имеет емкостной характер. Таким сопротивлением может служить или протяженная линия СВН, работающая с малой нагрузкой вплоть до режима холостого хода, или линия, включенная с одной стороны — со стороны генератора. Сразу отметим, что режим малых нагрузок линии обычно не представляет опасности с точки зрения возникновения самовозбуждения, хотя в ряде случаев оно и может возникать. Наиболее опасными являются режимы одностороннего включения и холостого хода линии.

Самовозбуждение — один из видов нарушения статической устойчивости синхронного генератора, когда процесс протекает без изменения угла  $\delta$ , иными словами, это — электромагнитная неустойчивость генератора. Выявление границ, в которых возможно появление самовозбуждения, может быть осуществлено на основании известной методики.

Характеристическое уравнение нерегулируемой синхронной машины имеет вид:

$$a_0 p^3 + a_1 p^2 + a_2 p + a_3 = 0, \quad (7.59)$$

где  $p$  — корни характеристического уравнения.

Известно, что одно из условий устойчивости синхронной машины заключается в том, чтобы все коэффициенты этого уравнения были больше нуля. Как правило, при реально существующих параметрах генераторов для коэффициентов  $a_1$  и  $a_2$  это условие выполняется. В то же время коэффициент  $a_0$  в ряде случаев может быть отрицательным, что будет свидетельствовать о нарушении устойчивости.

Коэффициент

$$a_0 = T_J T'_d, \quad (7.60)$$

где  $T_J$  — постоянная инерции агрегата (генератор—турбина), которая всегда положительна;  $T'_d$  — постоянная времени обмотки возбуждения при замкнутой обмотке статора через некоторое внешнее сопротивление связи генератора с системой  $x_{св}$ .

Для простейшей системы при *неявнополюсном* генераторе и при активном сопротивлении генератора и линии  $r = 0$  постоянная времени  $T'_d$  определяется выражением:

$$T'_d = T_{d0} \frac{x'_d + x_{св}}{x_d + x_{св}}, \quad (7.61)$$

где  $T_{d0}$  — постоянная времени обмотки возбуждения при разомкнутой обмотке статора;  $x_{св}$  — сопротивление внешних устройств, связывающих генератор с шинами системы.

Для схемы, в которой генератор через повышающий трансформатор работает на линию связи с системой, значения  $x_{св}$  определяются как

$$x_{св} = x_T + x_L.$$

При одностороннем включении сопротивление линии будет иметь емкостной характер, т.е. знак сопротивления  $x_L$  меняется. При этом выражение для  $T'_d$  приобретает вид:

$$T'_d = \frac{x'_d + x_T - x_L}{x_d + x_T - x_L} = \frac{x'_{d\Sigma} - x_L}{x_{d\Sigma} - x_L}; \quad (7.62)$$

Нетрудно видеть, что значение  $T'_d$  становится отрицательным при выполнении условия

$$x'_{d\Sigma} < x_L < x_{d\Sigma}.$$

Это условие определяет соотношения между параметрами схемы, при которых возможно самовозбуждение, в случае, когда не учитывается активное сопротивление цепей.

При учете активного сопротивления выражение для  $T'_d$  имеет вид:

$$T'_d = \frac{(x'_{d\Sigma} - x_L)(x_{d\Sigma} - x_L) + r^2}{(x_{d\Sigma} - x_L)^2 + r^2}, \quad (7.63)$$

где  $r$  — суммарное активное сопротивление генератора, трансформатора и линии.

Приравняв числитель (7.63) нулю (граничное условие), будем иметь

$$x'_{d\Sigma} x_{d\Sigma} - x_{d\Sigma} x_L - x'_{d\Sigma} x_L + x_L^2 + r^2 = 0. \quad (7.64)$$

Можно показать, что это уравнение является уравнением окружности в плоскости  $x = f(r)$ . В самом деле, представив выражение (7.64) как

$$x'_{d\Sigma} x_{d\Sigma} - x_L(x_{d\Sigma} + x'_{d\Sigma}) + x_L^2 + r^2 = 0,$$

можно записать:

$$\frac{1}{2}x'_{d\Sigma}x_{d\Sigma} + \frac{1}{2}x'_{d\Sigma}x_{d\Sigma} - 2x_{\Pi} \frac{x_{d\Sigma} + x'_{d\Sigma}}{2} + x_{\Pi}^2 + r^2 + \frac{x_{d\Sigma}^2}{4} - \frac{x_{d\Sigma}^2}{4} + \frac{x'^2_{d\Sigma}}{4} - \frac{x'^2_{d\Sigma}}{4} = 0,$$

и после преобразований получим:

$$\left(x_{\Pi} - \frac{x_{d\Sigma} + x'_{d\Sigma}}{2}\right)^2 + r^2 = \left(\frac{x_d - x'_d}{2}\right)^2. \quad (7.65)$$

Уравнение (7.65) является уравнением окружности в осях  $x, r$ , радиус которой

$$R = (x_d - x'_d)/2,$$

а центр ее смещен по мнимой оси  $x$  на величину

$$\gamma = (x_{d\Sigma} + x'_{d\Sigma})/2.$$

Значения активного сопротивления контура, обозначены на рис. 7.12 штриховыми линиями.

Уравнение (7.64) имеет физический смысл только при  $r > 0$ . Иными словами, уравнение (7.64) является уравнением полуокружности, определяющей собой область параметров, внутри которой возможно самовозбуждение (рис. 7.12, а). В этой области (на рисунке она обозначена как область II) происходит лишь асинхронное само-

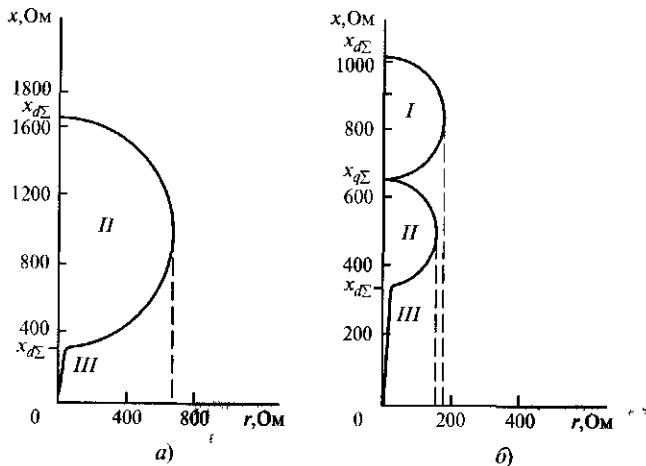


Рис. 7.12. Области самовозбуждения синхронных генераторов: а — турбогенератора ТГВ 300 МВт, б — гидрогенератора СВФ 300 МВт

возбуждение. На рис. 7.12, а показана еще одна узкая область — область III, в которой также возможно асинхронное самовозбуждение. Эта область определяется наличием демпферных контуров турбогенератора.

При *явнополюсном* генераторе выражение для  $T'_d$  при учете активного сопротивления имеет вид:

$$T'_d = \frac{(x'_{d\Sigma} - x_{\Pi})(x_{q\Sigma} - x_{\Pi}) + r^2}{(x_{d\Sigma} - x_{\Pi})(x_{q\Sigma} - x_{\Pi}) + r^2} T_{d0}. \quad (7.66)$$

Очевидно, что здесь так же, как и в предыдущем случае, значение  $T'_d$  может стать отрицательным в случае, если дробь, являющаяся множителем перед  $T_{d0}$ , будет отрицательной. Это, в свою очередь, возможно, когда числитель либо знаменатель этой дроби (но не одновременно) будет меньше нуля.

Запишем граничные условия, при которых появляются отрицательные значения для числителя и знаменателя:

для числителя

$$(x'_{d\Sigma} - x_{\Pi})(x_{q\Sigma} - x_{\Pi}) + r^2 = x'_{d\Sigma}x_{q\Sigma} - x_{\Pi}(x'_{d\Sigma} + x_{q\Sigma}) + x_{\Pi}^2 + r^2 = 0;$$

для знаменателя

$$(x_{d\Sigma} - x_{\Pi})(x_{q\Sigma} - x_{\Pi}) + r^2 = x_{d\Sigma}x_{q\Sigma} - x_{\Pi}(x_{d\Sigma} + x_{q\Sigma}) + x_{\Pi}^2 + r^2 = 0.$$

Проведя преобразования, аналогичные приведенным выше, получим два уравнения окружностей со смещенными центрами относительно начала координат:

$$\left\{ \begin{aligned} \left(x_{\Pi} - \frac{x_{q\Sigma} + x'_{d\Sigma}}{2}\right)^2 + r^2 &= \left(\frac{x_d - x'_d}{2}\right)^2; \\ \left(x_{\Pi} - \frac{x_{d\Sigma} + x_{q\Sigma}}{2}\right)^2 + r^2 &= \left(\frac{x_d - x_q}{2}\right)^2. \end{aligned} \right. \quad (7.67)$$

Как и ранее, уравнения (7.67) имеют физический смысл только при положительных значениях  $r$ , иными словами, они являются уравнениями полуокружностей в осях  $x, r$ . Эти полуокружности приведены на рис. 7.12, б. Они определяют собой границы двух областей параметров системы, в которых возможно самовозбуждение генератора. В одной из них (область I) возможно синхронное самовозбуждение, которое сопровождается монотонным нарастанием тока и напряжения, ограничиваемых насыщением магнитных цепей генератора и трансформатора. В другой области (область II) изменения

тока и напряжения будет сопровождаться колебаниями этих величин (асинхронное самовозбуждение).

Помимо областей *I* и *II* у гидрогенератора также существует еще и область *III*, где возможно асинхронное самовозбуждение. Так же как и у турбогенератора, эта область определяется наличием демпферных контуров машины. При этом область *III* у турбогенераторов обычно несколько больше, чем у гидрогенераторов.

Синхронное самовозбуждение возможно только у *явнополюсных* машин. При этом оно может быть как при замкнутой, так и при разомкнутой обмотках возбуждения. Оно возникает и поддерживается за счет так называемого реакционного момента (активной мощности), определяемого разностью сопротивлений в продольной и поперечных осях машины. Эта мощность идет на покрытие потерь мощности в активном сопротивлении цепи. Ее значение определяется как

$$P_p \approx \frac{U_1^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_{d\Sigma} x_{q\Sigma}} \sin 2\delta, \quad (7.68)$$

где  $U_1$  — напряжение в начале линии.

Потери активной мощности в цепи

$$\Delta P = \frac{U^2}{Z_{\text{экв}}^2} r_{\text{экв}},$$

где  $Z_{\text{экв}}$  — модуль суммарного полного сопротивления генератора, трансформатора и линии;  $r_{\text{экв}}$  — их эквивалентное активное сопротивление.

Приравнивая максимальное значение отдаваемой генератором мощности в этом режиме к суммарным потерям в цепи, получаем

$$\frac{U^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_{d\Sigma} x_{q\Sigma}} = \frac{U^2}{Z_{\text{экв}}^2} r_{\text{экв}},$$

откуда

$$r_{\text{экв}} = (x_d - x_q) / 2. \quad (7.69)$$

Выражение (7.69) определяет граничное значение активного сопротивления цепи, при превышении которого режим существовать не может, т.е. эквивалентное активное сопротивление должно находиться внутри области *I* самовозбуждения.

В области *II* самовозбуждения *явнополюсной* машины потери активной мощности в цепи покрываются за счет динамического

момента явнополюсности, который возникает из-за различия сопротивлений  $x'_d$  и  $x_q$ :

$$P_d \approx \frac{U^2}{2} \frac{x_1 - x'_d}{x'_{d\Sigma} x_{q\Sigma}},$$

поэтому

$$r_{\text{экв}} \leq \frac{x_q - x'_d}{2}. \quad (7.70)$$

В области *III* самовозбуждение поддерживается за счет асинхронного момента, возникающего из-за наличия демпферных контуров и скольжения поля статора по отношению к полю ротора. При отсутствии демпферных обмоток у генератора область *III* исчезает.

Следует отметить, что для существования реакционного и динамического моментов необходимо напряжение на выводах генератора. В начальной стадии самовозбуждения это напряжение определяется остаточным намагничиванием машины, и в дальнейшем оно растет за счет подмагничивающей реакции якоря при емкостном токе генератора.

В *неявнополюсных* машинах самовозбуждение возможно лишь при наличии тока в обмотке возбуждения. У них отсутствует реакционный момент явнополюсности, поэтому синхронное самовозбуждение исключено. Самовозбуждение возможно лишь под воздействием динамического момента, возникающего за счет разности сопротивлений  $x_d$  и  $x'_d$  или за счет асинхронного момента, т.е. в областях *II* и *III*.

Самовозбуждение в областях *II* и *III* не может быть устранено существующими в настоящее время автоматическими системами регулирования возбуждения. Если при этом учесть, что самовозбуждение в области *I* возможно вообще при отсутствии тока возбуждения, то отсюда следует, что устранение или предупреждение этого нежелательного явления возможно лишь путями, не предусматривающими воздействия на систему возбуждения генераторов.

На основании изложенного можно сформулировать условия возникновения самовозбуждения. Необходимым и достаточным условием для его возникновения является попадание точки, характеризующей входное сопротивление внешней сети, в одну из областей самовозбуждения. При этом входное сопротивление сети, будучи емкостным по своему характеру, берется со знаком «плюс». Входное сопротивление линии должно учитывать все реакторы, в том числе и реакторы, установленные по условиям нормализации других режимов (по ограничению стоков реактивной мощности в генераторы, ограничению напряжения на отключенном конце линии).

В случае, если точка, характеризующая сопротивление внешней сети, попадает на границу одной из областей самовозбуждения, необходим более точный анализ условий его возникновения.

#### 7.4.2. Мероприятия по устранению самовозбуждения генераторов

Если в рассматриваемом режиме возможно самовозбуждение генераторов, то для его исключения можно использовать два пути:

1. Сокращение областей самовозбуждения за счет параллельной работы двух или нескольких генераторов на рассматриваемую линию таким образом, чтобы точка, характеризующая параметры внешней сети, оказалась вне этих областей. В этом случае все параллельно включенные генераторы заменяются одним эквивалентным, сопротивление которого в  $n$  раз меньше суммарного сопротивления всех генераторов ( $n$  — количество параллельно включенных генераторов). При этом области самовозбуждения резко уменьшаются.

В то же время следует иметь в виду, что параллельная работа генераторов на общую емкостную нагрузку в ряде случаев может оказаться неустойчивой. В этом случае возможность такой работы следует проверить, используя методы, применяющиеся при анализе переходных электромеханических процессов в электрических системах.

Для примера рассмотрим параллельную работу двух гидрогенераторов на отключенную с противоположного конца линию (рис. 7.13, а). Схема замещения такой линии электропередачи представлена на рис. 7.13, б. Каждый турбогенератор представлен ЭДС  $E_Q$ , приложенной за сопротивлением  $x_q$ .

При параллельной работе двух генераторов на отключенную с противоположного конца линию их эквивалентное сопротивление уменьшается в 2 раза и, как следствие, сокращаются области самовозбуждения. Поэтому точка, соответствующая входному сопротивлению линии  $x_{вх}$ , оказывается вне этих областей (рис. 7.13, в).

Для сохранения устойчивой совместной работы генераторов необходимо выполнить условие  $dP/d\delta > 0$ .

При пренебрежении активным сопротивлением элементов схемы мощность каждого из генераторов равна

$$P_1 = P_2 = \frac{E_Q^2}{x_{12}} \sin \delta_{12}.$$

В рассматриваемом случае

$$\frac{dP}{d\delta} = \frac{E_Q^2}{x_{12}} \cos \delta_{12} > 0;$$

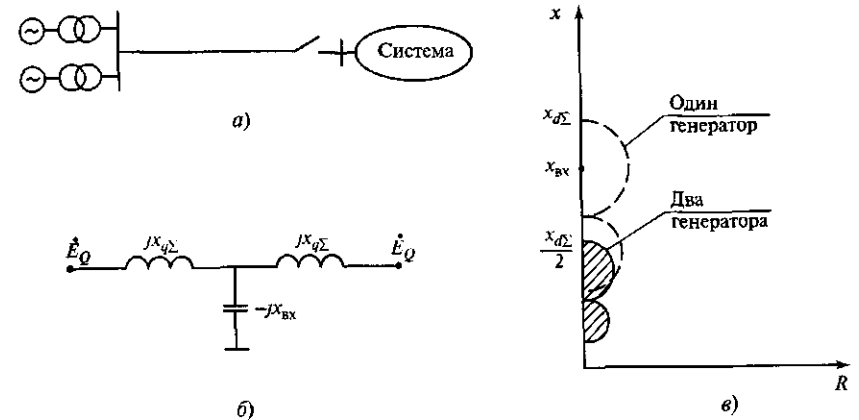


Рис. 7.13. Схемы совместной работы двух генераторов на линию, отключенную с противоположного конца:

а — схема электропередачи, б — схема замещения, в — области самовозбуждения одного и двух генераторов

поскольку здесь  $\delta_{12} = 0$ , то

$$dP/d\delta = E_Q^2/x_{12} > 0.$$

Иными словами, знак производной определяется знаком взаимного сопротивления  $x_{12}$ . Для обеспечения устойчивой работы генераторов необходимо, чтобы было  $x_{12} > 0$ .

Для рассматриваемой схемы взаимное сопротивление

$$jx_{12} = jx_{q\Sigma} + jx_{q\Sigma} - j\frac{x_{q\Sigma}^2}{x_{вх}} > 0,$$

поэтому для обеспечения устойчивой совместной работы двух генераторов необходимо выполнение условия

$$x_{вх} > x_{q\Sigma} / 2.$$

2. Выведение точки, характеризующей параметры внешней сети, за пределы областей самовозбуждения путем увеличения входного сопротивления внешней сети. Это возможно с помощью включения цунтирующих реакторов. Выше было показано, что при установке реакторов существенно увеличивается входное сопротивление линии в режиме ее одностороннего включения. В этом случае точка, характеризующая параметры внешней сети по отношению к генератору в начале линии, может оказаться за границей зоны самовозбуждения.

Однако это произойдет лишь при достаточной суммарной мощности включенных реакторов, что необходимо проверить расчетом.

При этом следует иметь в виду, что, поскольку активные сопротивления элементов, включенных в схему замещения электропередачи в режиме одностороннего включения, много меньше их реактивных сопротивлений, точка, характеризующая параметры внешней сети, будет лежать практически на оси ординат. Поэтому для приближенных расчетов активные сопротивления элементов можно не учитывать.

### 7.5. Синхронизационные режимы электропередачи с одной промежуточной подстанцией

*Синхронизационные режимы*, рассматриваемые здесь, возможны главным образом в пусковой период электропередачи, когда на ее первом участке построена лишь одна цепь линии и на удаленной электростанции пущена только часть генераторов; второй участок электропередачи, связывающий промежуточную подстанцию с приемной системой, уже сооружен (количество цепей на нем в данном случае не имеет значения). На рис. 7.14, а дана схема такой электропередачи.

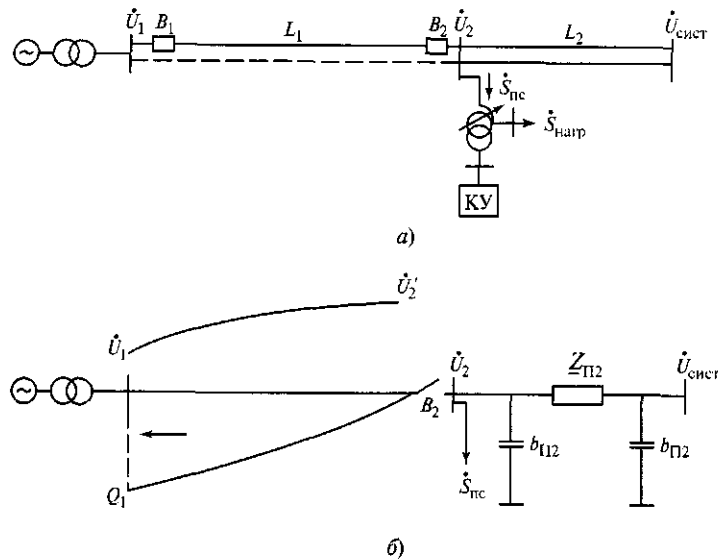


Рис. 7.14. Схема синхронизации генератора на промежуточной подстанции: а — схема электропередачи; б — схема замещения и эпюры распределения напряжения и реактивной мощности по первому участку электропередачи

Синхронизационные режимы могут возникнуть при отключении выключателей  $B_1$  или  $B_2$ , показанных на рис. 7.14, а.

Отключение выключателя  $B_2$  на промежуточной подстанции. В этом случае режим головного участка электропередачи (рис. 7.14, б) аналогичен режиму одностороннего включения одиночной линии, рассмотренному выше. Он описывается теми же уравнениями и характеризуется такими же эпюрами распределения напряжения и реактивной мощности, как и ранее.

При синхронизации с системой выделенного для этой цели генератора на шинах промежуточной подстанции необходимо выполнить условие  $U'_2 = U_2$ .

Напряжение  $U_2$  на шинах промежуточной подстанции в рассматриваемой схеме определяется как

$$U_2 = U_{\text{сист}} - \Delta U, \quad (7.71)$$

где  $\Delta U$  — потери напряжения на втором включенном участке линии, который питает нагрузку промежуточной подстанции. Напряжение  $U_2$  определяется известными методами. Напряжение и реактивную мощность в начале первого участка линии при отсутствии реакторов можно определить по выражениям (7.1) и (7.5).

Выравнивание напряжений  $U_2$  и  $U'_2$  в данном случае может быть выполнено как путем регулирования напряжения на зажимах генератора, так и с помощью реактора, включаемого в конце линии. Выбор метода выравнивания напряжений  $U_2$  и  $U'_2$  определяется конкретными условиями и характеристиками электропередачи.

Кроме того, поскольку в этом режиме с первого участка линии на шины электростанции стекает значительная реактивная мощность, необходимо проверить возможность ее поглощения генератором, подключенным к этой линии. При этом необходимо учесть реакторы, установленные на электростанции по условиям режима малых нагрузок (при необходимости их количество следует увеличить), а также проверить возможность самовозбуждения генератора, подключенного к линии, по приведенной выше методике с учетом всех реакторов, имеющихся на данном участке линии.

Следует также отметить, что на промежуточной подстанции для выполнения синхронизации необходимо располагать средствами телеметрии и соответствующим каналом связи, позволяющим передавать необходимую информацию с промежуточной подстанции на удаленную электростанцию.

Отключение выключателя  $B_1$  в начале головного участка электропередачи (рис. 7.15, а). С точки зрения выполнения самого про-

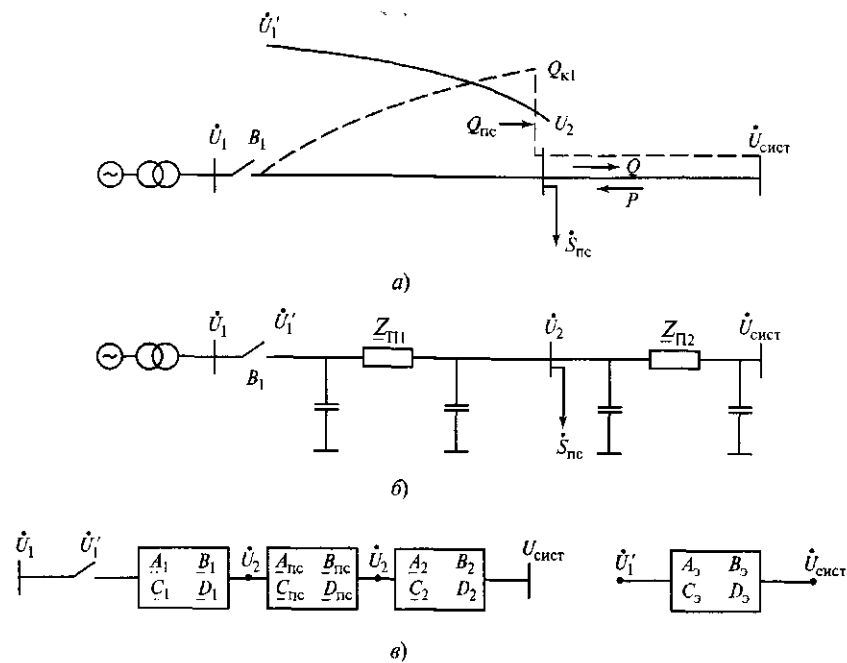


Рис. 7.15. Схемы синхронизации генератора на удаленной электростанции: а — схема электропередачи и распределение напряжения и реактивной мощности по первому участку; б — линия, представленная П-схемой; в — электропередача, представленная четырехполюсниками

процесса синхронизации это более удобный случай, так как при этом исключается необходимость в средствах телеметрии и канале связи. Всю необходимую информацию можно получить непосредственно на самой электростанции. Схемы замещения электропередачи для данного случая приведены на рис. 7.15, б, в.

Промежуточная подстанция, если она питает нагрузочный узел, не имеющий связи с промежуточной электроэнергетической системой, может быть представлена некоторой постоянной проводимостью  $\underline{Y}$  на шинах СВН подстанции:

$$\underline{Y} = \frac{S_{пс}}{U_{ном}^2} (\cos \varphi_{пс} - j \sin \varphi_{пс}), \quad (7.72)$$

где  $S_{пс}$  — модуль мощности, измеренной на стороне высшего напряжения автотрансформаторов промежуточной подстанции.

Эпюры распределения напряжения и реактивной мощности по электропередаче приведены на рис. 7.15, а, на котором реактивная мощность первого участка расположена в положительной полуплоскости, поскольку ее направление совпадает с направлением передачи активной мощности в нормальном режиме.

При отсутствии реакторов в начале линии напряжение  $U'_1$  на выключателе  $B_1$  со стороны линии может превосходить значение  $U_{нб\text{ раб}}$ . Поэтому выполнить условие равенства напряжений ( $U_1 = U'_1$ ) за счет повышения  $U_1$  сверх допустимого значения в данном случае невозможно. Снизить напряжение  $U_2$  на промежуточной подстанции для обеспечения условий синхронизации также нельзя из-за отсутствия средств регулирования напряжения на шинах СВН, а также по условиям работы нагрузки этой подстанции.

Кроме того, следует учитывать другую особенность этого режима, которая заключается в стоке значительной зарядной мощности первого участка на шины СВН промежуточной подстанции. В случае, если эта зарядная мощность не будет полностью компенсирована на подстанции, ее остаток будет стекать в сторону системы по второму участку, что может привести к повышению напряжения на шинах СВН промежуточной подстанции и системы.

Отсюда следует, что в случае протяженной линии на первом участке электропередачи необходимо включение реакторов как в начале, так и в конце этого участка: в начале участка для снижения напряжения  $U'_1$ , в конце — для компенсации стока реактивной мощности. Необходимость установки реакторов и их мощность определяются в процессе расчета параметров рассматриваемого режима, алгоритм которого зависит от способа представления участков линии в схеме замещения электропередачи.

В случае, если участки линии представлены П-схемами замещения (рис. 7.15, б), расчет проводят итерационным методом. На первом шаге итерации напряжения на шинах системы и промежуточной подстанции принимаются равными номинальному ( $U_2 = U_{сист} = U_{ном}$ ). При  $U_2 = U_{ном}$  определяются напряжение  $U'_1$  и реактивная мощность в конце первого участка линии  $Q_{к1}$ . Затем из уравнения баланса реактивных мощностей на шинах СВН подстанции

$$Q_{к1} - Q_{пс} - Q_{н2} = 0$$

находится реактивная мощность в начале второго участка линии  $Q_{н2}$ .

Далее по известной методике определяются потери напряжения в линии второго участка и при известном напряжении на шинах сис-

## Контрольные вопросы

1. Чем опасен режим одностороннего включения протяженных линий СВН?
2. При какой длине линии напряжение на отключенном конце может превышать допустимые значения?
3. Какие меры могут быть приняты для исключения повышения напряжения на отключенном конце линии при плановом и внезапном отключении одного из выключателей?
4. Проанализируйте режим одностороннего включения для случая, когда линия представлена П-схемой замещения.
5. Как сказывается наличие предвключенного индуктивного сопротивления на параметрах режима одностороннего включения линий?
6. В чем опасность режима одностороннего включения для синхронных машин?
7. Как сказывается включение реактора в начале или конце линии на значениях напряжения в конце линии и реактивной мощности в ее начале и на их распределении по линии?
8. Для каких целей может использоваться входное сопротивление линии в режиме одностороннего включения? Как определить эту величину для некомпенсированной и компенсированной линий?
9. Что такое самовозбуждение синхронных генераторов, каковы условия его возникновения?
10. Назовите мероприятия по предотвращению самовозбуждения синхронных генераторов.
11. Каковы задачи и алгоритм расчета режима при синхронизации генераторов удаленной электростанции на промежуточной подстанции электропередачи?
12. Каковы задачи и алгоритм расчета режима электропередачи с промежуточной подстанцией при синхронизации генераторов на шинах удаленной электростанции?

темы находится новое значение напряжения  $U_2$ . Затем уточняются значения напряжения  $U'_1$  и реактивной мощности  $Q_{к1}$ , и расчет повторяется. Как показывает опыт, для получения нужного результата достаточно двух-трех итераций.

В случае, если участки линии представлены *четыреполюсниками* (рис. 7.15, в), то определяются коэффициенты эквивалентного четырехполюсника  $A_3, B_3, C_3, D_3$ , а напряжение  $\dot{U}'_1$  и мощность системы  $\dot{S}_{\text{сист}}$  находятся из уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{\text{сист}} &= \dot{U}'_1 D_3 - \dot{I}_1 B_3; \\ \dot{I}_{\text{сист}} &= -\dot{U}'_1 C_3 + \dot{I}_1 A_1, \end{aligned} \right\} \quad (7.73)$$

из которой при  $\dot{I}_1 = 0$  определяются

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}'_1 &= \dot{U}_{\text{сист}} / D_3; \\ \dot{S}_{\text{сист}} &= \dot{U}_{\text{сист}} \hat{I}_{\text{сист}}. \end{aligned} \right\} \quad (7.74)$$

На основании полученного значения  $U'_1$  определяется необходимость установки реактора в начале первого участка линии.

Параметры режима в конце первого участка линии находятся из системы уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_2 &= \dot{U}'_1 D_1 - \dot{I}_1 B_1; \\ \dot{I}_{к1} &= -\dot{U}'_1 C_1 + \dot{I}_1 A_1, \end{aligned} \right\} \quad (7.75)$$

из которой при  $\dot{I}_1 = 0$  будем иметь:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_2 &= \dot{U}'_1 D_1; \\ \dot{I}_{к1} &= -\dot{U}'_1 C_1; \\ \dot{S}_к &= \dot{U}_2 \hat{I}_к = jQ_{к1}. \end{aligned} \right\} \quad (7.76)$$

Далее составляется уравнение баланса реактивных мощностей на шинах СВН подстанции и определяется необходимость установки реакторов в конце первого участка линии. Если устанавливаются реакторы, то они учитываются в параметрах четырехполюсников, замещающих участки линии и соответственно в параметрах эквивалентного четырехполюсника.

Определение параметров режима производится по приведенной выше методике.



## ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ СВН И ПУТИ ЕЕ ПОВЫШЕНИЯ

### 8.1. Понятие пропускной способности воздушных линий СВН

Пропускная способность является одной из важнейших характеристик электропередачи, поскольку она определяет экономические показатели и роль линии в электроэнергетической системе. Чем выше пропускная способность, тем лучше экономические характеристики линии и тем большее влияние она может оказать на режим всей системы и надежность ее работы. Поэтому усилия исследователей, проектировщиков и инженеров, работающих в области передачи электрической энергии, всегда были направлены на увеличение пропускной способности электропередач.

При рассмотрении проблемы, связанной с пропускной способностью, необходимо различать: пропускную способность отдельной линии, пропускную способность всей электропередачи в целом и пропускную способность сечения применительно к межсистемным связям. Однако пропускная способность электропередачи и сечения будет определяться в конечном итоге пропускной способностью отдельных линий. Поэтому в дальнейшем будет рассматриваться главным образом пропускная способность отдельной линии, но в случаях, когда требуется учесть элементы с сосредоточенными параметрами, речь пойдет о пропускной способности электропередачи.

Под *пропускной способностью линии* понимается наибольшая активная мощность, которая может быть передана по линии с учетом всех возможных ограничений.

Как следует из (3.46), максимальная мощность, передаваемая по идеализированной линии,

$$P_{\max} = \frac{U_1 U_2}{Z_b \sin \lambda} \approx \frac{U_{\text{ном}}^2}{Z_b \sin \lambda}; \quad (8.1)$$

для реальной линии эта мощность определяется выражением

$$P_{\max} = \frac{U_1^2}{Z_{11}} \sin \alpha_{11} + \frac{U_1 U_2}{Z_{12}} \quad (8.2)$$

(собственное  $Z_{11}$  и взаимное  $Z_{12}$  сопротивления, как известно, являются функцией удельных погонных параметров линии и ее длины).

Выражения (8.1) и (8.2) определяют амплитуду характеристики  $P = f(\delta)$ . Большую мощность линия данного класса напряжения и данной длины пропустить не в состоянии в силу ее электромагнитных свойств. Знаменатели дробей определяются электромагнитными свойствами линии — ее индуктивностью и емкостью, т.е. конструкцией и длиной линии. Увеличение передаваемой мощности для данной линии может быть достигнуто за счет увеличения напряжения по ее концам сверх номинального значения. Однако эти напряжения не должны превышать значения наибольшего рабочего напряжения, принятого для данного класса напряжения (см. табл. 6.1).

Передавать по линии мощность, рассчитанную по (8.1) или (8.2), даже с учетом ограничения напряжений  $U_1$  и  $U_2$ , недопустимо, поскольку необходимо выполнить требования по устойчивости связываемых систем или удаленной электростанции с приемной системой. При этом следует предварительно определить, какая устойчивость — статическая, динамическая или результирующая — будет иметь преобладающее значение, и именно ее учитывать в расчетах.

Учет требований по обеспечению статической аperiодической устойчивости работы связываемых систем производится путем введения в (8.1) и (8.2) коэффициента  $k_3$  ( $k_3 < 1$ ) и снижения передаваемой по линии мощности. В результате этого значения наибольших передаваемых мощностей  $P_{\text{нб}}$  будут составлять:

для идеализированной линии

$$P_{\text{нб}} = \frac{U_1 U_2}{Z_b \sin \lambda} (1 - k_3); \quad (8.3)$$

для реальной линии

$$P_{\text{нб}} = \left( \frac{U_1^2}{Z_{11}} \sin \alpha_{11} + \frac{U_1 U_2}{Z_{12}} \right) (1 - k_3). \quad (8.4)$$

Для относительно коротких линий СВН (250—300 км) при передаче мощности, соответствующей (8.4), токи в фазах могут превышать допустимые значения по условиям нагрева проводов что вызовет их провисание и возможность пробоя воздушного промежутка между проводом и землей. Поэтому при определении пропускной способности линии следует учитывать ограничение по нагреву проводов.

Кроме допустимых токов по нагреву проводов при определении наибольшей передаваемой мощности следует также учитывать допустимые токи всей коммутационной аппаратуры распределительных устройств, к которым присоединена данная линия (разъедините-

лей, выключателей, трансформаторов тока и других аппаратов, включенных последовательно в фазы линии). Поэтому для относительно коротких линий наибольшая передаваемая мощность обычно ограничивается условиями нагрева проводов, допустимыми токами коммутационной аппаратуры.

В качестве минимально допустимого КПД линии обычно принимается значение, равное 90 %, которое по условиям нормальных режимов может быть принято только для очень протяженных линий электропередачи. Для линий средней длины (300—400 км) это значение КПД может приниматься для послеаварийных режимов. При тяжелых системных авариях в целях сохранения живучести системы по данной электропередаче может передаваться значительная мощность (при соблюдении других ограничений) в течение достаточно длительного времени.

Ориентировочные значения пропускной способности линий на одну цепь для различных классов напряжения приведены в табл. 8.1.

Из таблицы следует, что в указанном диапазоне длин для линий 330 кВ ограничение пропускной способности по нагреву является определяющим. В то же время для линий 500 и 750 кВ основным является ограничение по устойчивости. При уменьшении длины линий определяющим становится ограничение по нагреву.

Пропускная способность электропередачи с промежуточными подстанциями, компенсирующими устройствами, автотрансформаторами связи на концевых подстанциях и другими элементами с сосредоточенными параметрами будет определяться параметрами эквивалентного четырехполюсника, замещающего всю электропередачу, или ее собственными и взаимными сопротивлениями:

Таблица 8.1

Пропускная способность (приблизительная) для воздушных линий 330—1150 кВ при  $U_1 = U_2 = U_{\text{нб.расч}}$

$U_{\text{ном}}$ , кВ	$L$ , км	Провода марки АС	$P_{\text{нат}}$ , МВт	Пропускная способность по статической устойчивости		Пропускная способность по нагреву	
				$P_{\text{нб}}$ , МВт	в долях от $P_{\text{нат}}$	$P_{\text{нб}}$ , МВт	в долях от $P_{\text{нат}}$
330	200—300	2×300	406	1052	2,59	760	1,32
500	400—500	3×450	930	1490	1,6	1740	2,25
750	400—500	5×300	2250	3600	1,6	4600	2,05
1150	400—500	8×300	5700	9200	1,6	11 000	1,93

$$P_{\text{нб}} = \left( U_1^2 \frac{D_3}{B_3} + \frac{U_1 U_2}{B_3} \right) (1 - k_3). \quad (8.5)$$

Подводя итог сказанному, перечислим основные факторы, ограничивающие пропускную способность линий и электропередач:

- электромагнитные свойства линии;
- статическая и динамическая устойчивость связываемых систем;
- допустимый нагрев проводов;
- допустимые токи оборудования;
- минимально допустимый КПД линии;
- максимально допустимые значения напряжения по концам линии.

*Пропускная способность сечения*, в которое обычно входят несколько линий различных классов напряжения и в котором линии «заходят» на различные узлы связываемых систем, определяется путем расчета на ЭВМ нормальных и послеаварийных режимов сложной сети. При этом также должны учитываться все ограничения, о которых говорилось выше.

## 8.2. Возможные пути повышения пропускной способности линий электропередачи

### Введение

В случае, если пропускная способность линии или электропередачи оказывается недостаточной, необходимо принимать меры для ее повышения. Часто в таких случаях увеличивают количество цепей линии. Однако это, как правило, увеличивает капиталовложения в электропередачу, расходы на ее эксплуатацию и требует дополнительного отвода земли. Поэтому следует искать пути повышения пропускной способности отдельных линий и электропередач в целом.

Основываясь на (8.3) и (8.4), к таким путям можно отнести:

- повышение номинального напряжения;
- изменение волнового сопротивления линии;
- уменьшение волновой длины линии (уменьшение расстояния между точками линии, в которых поддерживается неизменное напряжение);
- уменьшение значения коэффициента  $B_3$  эквивалентного четырехполюсника.

### 8.2.1. Повышение номинального напряжения

Номинальное напряжение линий электропередачи непрерывно возрастало в течение всей истории развития электроэнергетики, что объяснялось ростом потоков энергии и увеличением расстояний

от пунктов ее генерации до центров потребления. Если в начале XX в. было освоено напряжение 110 кВ с пропускной способностью на одну цепь 30—40 МВт, то в конце века была включена под напряжение линия 1150 кВ, по которой можно передать мощность свыше 5000 МВт. Освоение каждого нового класса напряжения требовало значительного времени и серьезных научно-исследовательских и конструкторских работ, связанных с разработкой оборудования, методов ограничения перенапряжений, новых видов изоляции и т.д. Каждый новый класс напряжения осваивался через 10—15 лет после предыдущего, причем по мере роста напряжения этот срок увеличивался.

Возникает вопрос: будет ли увеличиваться номинальное напряжение в дальнейшем? Для получения ответа на этот вопрос предстоит решить целый ряд сложнейших научно-технических и экономических задач. При этом следует иметь в виду, что освоение нового класса напряжения целесообразно лишь тогда, когда этот класс позволит поднять пропускную способность линий в несколько раз. Если взять существующие шкалы номинальных напряжений, то каждая следующая ступень напряжения превышает предыдущую в 2 раза, что позволяет повысить пропускную способность линий в 4 раза. Основываясь на этой логике, можно утверждать, что следующий класс должен иметь напряжение 1600—1800 кВ с пропускной способностью 10—13 ГВт на цепь. Разработать оборудование для этого напряжения и освоить его выпуск — задача далеко не простая.

Из большого комплекса проблем, связанных с созданием линий новых классов напряжений, можно выделить наиболее важные:

обеспечение надежной и устойчивой работы всей электроэнергетической системы при аварийных выходах таких линий из работы;

преодоление ограничений воздушной изоляции при ультравысоких напряжениях, поскольку при таких напряжениях электрическая прочность воздуха исчерпана и он перестает быть изолирующей средой;

технические возможности глубокого ограничения внутренних перенапряжений;

возможности создания трансформаторов, автотрансформаторов, реакторов и другого оборудования;

разработка рациональной конструкции фазы и опор воздушных линий;

решение достаточно острых экологических проблем, связанных с отводом земли и воздействием электрического поля на живые организмы.

Рассмотрим эти вопросы несколько подробнее.

Следующая ступень напряжения, эскизные проработки которой проводились в некоторых странах, — это напряжение 1600—1800 кВ

при натуральной мощности цепи 10—13 ГВт, что равно мощности нескольких крупных тепловых или атомных станций. Внезапное отключение такой линии в результате аварии приведет к столь сильному возмущению в связываемых системах, что это может привести к крупной системной аварии.

Разумеется, с экономической точки зрения передача столь большой мощности по одной линии выгоднее, чем передача той же мощности по нескольким цепям, однако ущерб от возможной аварии может быть значительно выше полученной экономии. Поэтому при решении таких вопросов в первую очередь должны приниматься во внимание требования надежности. Для исключения подобных аварийных ситуаций необходимо применение сложных и дорогостоящих инженерных решений (создание многоцепных линий, кольцевых сетей и пр.), исключающих системные аварии при внезапных отключениях отдельных линий.

Дальнейшее повышение номинального напряжения не может быть осуществлено без проведения сложных работ, связанных с исследованием электрической прочности воздуха при импульсных напряжениях свыше 2,5 МВ. При таких напряжениях воздух перестает быть изолирующей средой. Волна перенапряжений в линии ультравысокого напряжения может вызвать пробой воздушного промежутка провод—земля в нижней точке стрелы провеса проводов.

Исследования в этом направлении крайне скупы и в настоящее время осложняются отсутствием необходимого испытательного оборудования. Создать такое оборудование чрезвычайно сложно из-за недостаточной электрической прочности воздуха, поскольку это оборудование должно быть рассчитано на еще более высокие напряжения, чем номинальное напряжение линии.

Сложности в создании изоляции аппаратуры для линий сверхвысоких и ультравысоких напряжений привели к тому, что по мере роста напряжений расчетное напряжение этой изоляции все более приближалось к рабочему. Отсюда необходимость снижения уровня допустимых перенапряжений по мере роста номинального напряжения. В настоящее время приняты следующие значения допустимых перенапряжений по отношению к фазному:

Напряжение, кВ .....	220	500	750	1150
Допустимое перенапряжение (по отношению к фазному).....	3,0	2,5	2,1	1,6

Допустимый уровень перенапряжений для более высоких классов напряжения предстоит еще определить, однако, без сомнения, он будет еще ниже.

Все это предопределяет выполнение целого ряда мероприятий по снижению внутренних перенапряжений линии. К их числу следует отнести разработку новых ограничителей перенапряжений, основанных на применении оксидно-цинковых нелинейных элементов; полную компенсацию и, возможно, перекомпенсацию зарядной мощности линий; применение шунтирующих резисторов у выключателей.

Большие сложности представляет изготовление необходимого оборудования, рассчитанного на новые напряжения. Если коммутационная аппаратура может быть изготовлена в элегазовом\* исполнении, что связано с большими трудностями, то создание трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов осложняется помимо прочего еще двумя факторами. Один из них — внутренняя и внешняя изоляция трансформаторов и реакторов. Все, что говорилось выше об электрической прочности воздуха при напряжениях свыше 2,5 МВ, справедливо и здесь и должно учитываться при создании внешней изоляции этих аппаратов. Внутренняя изоляция трансформаторов и реакторов также потребует новых конструктивных решений и разработки новых ее видов. Другой фактор — большие мощности трансформаторов и проблема их транспортировки от завода-изготовителя до места установки. Их внушительные размеры и масса (свыше 500 т) делают эту проблему весьма сложной.

Достаточно сложные задачи предстоит решить и при выборе конструкций фазы и опор линии. Количество проводов в расщепленной фазе должно быть больше, чем в фазе линии 1150 кВ. Если предположить, что количество проводов увеличивается пропорционально напряжению, то в фазе линии 1800 кВ должно быть 13—15 проводов. При шаге расщепления 60 см диаметр расщепления будет около 3 м, что резко увеличивает ветровые и гололедные нагрузки на опоры линии.

Для увеличения воздушного промежутка провод—земля в нижней точке провеса провода, а также для снижения напряженности электрического поля на поверхности земли необходимо, чтобы опора линии имела достаточную высоту. Высота опоры может достигать 50 м более при длине траверсы 55—60 м. Одна из возможных конструкций таких опор приведена на рис. 8.1.

Подвеску проводов на промежуточных опорах необходимо выполнять на двухцепных гирляндах изоляторов, учитывая суммарную массу проводов и требования повышенной надежности. Большие габаритные размеры опоры, ее повышенная надежность, количество про-

\*Элегаз SF<sub>6</sub> — изолирующий газ, электрическая прочность которого примерно в 2,5 раза больше, чем у воздуха.

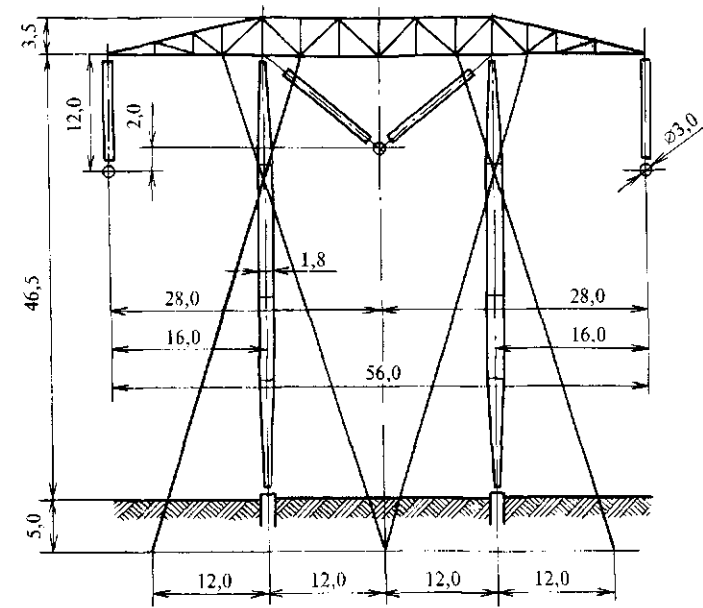


Рис. 8.1. Промежуточная порталная опора ВЛ 1800 кВ (размеры даны в метрах)

водов в фазе, двухцепные гирлянды, сложная линейная арматура — все это приводит к достаточно высокой удельной стоимости линии.

На рис. 8.2 приведены зависимости стоимости  $K$  1 км линии, ячейки воздушного выключателя и удельной стоимости трансформатора от номинального напряжения. Эти зависимости даны в относительных единицах по отношению к соответствующим стоимостям линии и оборудования 110 кВ по данным на 2005 г.

Экстраполяция данных, приведенных на рис. 8.2, показывает, что стоимость 1 км линии 1800 кВ оказывается примерно в 35—40 раз выше стоимости километра линии 110 кВ, стоимость ячейки выключателя — в 80—90 раз, что позволяет судить о возможных экономических показателях линии 1800 кВ. Ее натуральная мощность (пропускная способность) при этом возрастет почти в 400 раз!

Воздействие линий УВН на окружающую среду еще более усиливается по сравнению с линиями СВН. Среди многочисленных факторов этого воздействия следует прежде всего отметить повышенную напряженность электрического поля на поверхности земли, которая неблагоприятно влияет на живые организмы; во избежание этого необходимо принимать определенные меры (увеличение высоты

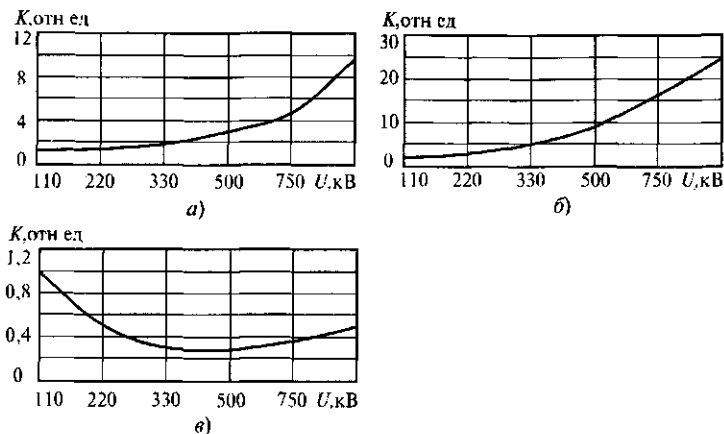


Рис. 8.2. Зависимости относительной стоимости 1 км линии (а), ячейки выключателя (б) и трансформатора (в) от номинального напряжения

опор, экранирование при пересечении проезжей части дорог и т.д.), что отражается на стоимости линии.

Серьезные меры следует принимать и по защите персонала подстанций УВН от воздействия электрического поля (экранирование рабочих мест и путей осмотра оборудования, находящегося под напряжением, работа в защитных костюмах и др.).

### 8.2.2. Изменение волновых свойств линии

Повышение пропускной способности линии можно осуществить путем воздействия на ее электромагнитные свойства за счет изменения конструкции линии и путем введения в нее равномерно распределенных компенсирующих устройств. Первый путь позволит изменить волновое сопротивление, не изменяя при этом волновую длину линии. Второй — позволяет воздействовать как на волновое сопротивление, так и на волновую длину линии. Рассмотрим возможные способы реализации этих путей.

*Изменение волнового сопротивления линии.* Как следует из (8.1), повышение пропускной способности возможно за счет снижения значения волнового сопротивления, связанного с конструкцией линии следующим соотношением:

$$Z_{\text{в}} = 138 \lg \frac{D_{\text{сг}}}{r_3}, \quad (8.6)$$

где  $D_{\text{сг}}$  — среднегеометрическое расстояние;  $r_3$  — радиус эквивалентного провода (см. гл. 2).

Отсюда следует, что снизить значение волнового сопротивления можно или за счет увеличения радиуса эквивалентного провода (изменения конструкции фазы), или за счет уменьшения расстояния между фазами линии (сближения фаз).

Использование расщепленных проводов приводит к снижению волнового сопротивления из-за значительного увеличения радиуса эквивалентного провода. Для линий с одиночными проводами при большом разнообразии применяемых марок проводов среднее значение волнового сопротивления равно примерно 400 Ом. При двух проводах в фазе оно составляет 310 Ом, при восьми — 250 Ом. Таким образом, расщепление проводов можно рассматривать не только как средство снижения напряженности электрического поля на поверхности одиночного провода, но и как возможность повышения пропускной способности линии.

Уменьшение расстояния между фазами также приводит к уменьшению волнового сопротивления линии. Принятые для традиционных конструкций опор расстояния между фазами при горизонтальной подвеске проводов определяются следующими факторами:

условиями допустимого сближения проводов в пролете в зависимости от стрелы провеса провода;

необходимым воздушным промежутком между стойкой опоры и проводом при его отклонении под действием ветра;

грозовыми и внутренними перенапряжениями;

условиями безопасного подъема на опору.

Наименьшие расстояния между проводами отдельных фаз при их горизонтальной подвеске зависят от стрелы провеса и определяются «Правилами устройства электроустановок». Их средние значения для различных номинальных напряжений приведены в табл. 8.2. Эти расстояния обусловлены допустимым сближением проводов в пролете

Таблица 8.2

Наименьшие расстояния между фазами линий, м

Расстояние	Напряжение, кВ		
	330	500	750
По ПУЭ	5,94	7,44	10,1
По грозовым перенапряжениям	2,6	3,2	—
По внутренним перенапряжениям	2,15	3,0	4,3
По рабочему напряжению	0,8	1,15	1,5
По условию безопасности подъема на опору	3,5	4,5	5,1
Фактические расстояния на опоре между фазами	8,4	12,0	18,5

под воздействием ветра. Здесь же приводятся минимально допустимые изоляционные расстояния по условиям грозových и внутренних перенапряжений, а также по условиям безопасного подъема на опору.

В этой таблице приведены фактические усредненные расстояния между точками крепления гирлянд изоляторов на опорах, которые и определяют электромагнитные свойства линии. Эти расстояния могут несколько изменяться в зависимости от конструкции опоры. Из таблицы видно, что они превышают значения остальных величин. Причины этого заключаются в следующем.

Как следует из (8.6), уменьшение расстояния между фазами  $D_{ст}$  приводит к уменьшению  $Z_{в}$ . При этом уменьшается индуктивное сопротивление линии  $x_0$ , но возрастает ее емкостная проводимость  $b_0$ . Это приводит, в свою очередь, к увеличению напряженности электрического поля на поверхности провода и, как следствие, к необходимости изменения конструкции фазы за счет увеличения радиуса расщепления и количества проводов. В результате происходит дальнейшее увеличение  $b_0$ , напряженности поля и т.д. При этом одновременно увеличивается зарядная мощность линии.

Как показывают расчеты, при использовании традиционной конструкции фазы для уменьшения напряженности электрического поля на поверхности провода при сближении фаз необходимо значительно увеличивать радиус расщепления и количество проводов в фазе, что делает эту конструкцию нерациональной.

В то же время, если радикально изменить конструкцию фазы и зафиксировать взаимное расположение проводов отдельных фаз в пролете и на опорах, междуфазные расстояния можно существенно уменьшить. В пролете это можно сделать с помощью междуфазных изолирующих распорок, на опорах — с помощью V-образной подвески проводов на гирляндах изоляторов. Разумеется, это значительно усложнит конструкцию линии и приведет к ее удорожанию, но при этом повысится ее пропускная способность. Такие линии в литературе получили название *компактных*, или *линий повышенной натуральной мощности* (линий ПНМ).

Для линий ПНМ были предложены нетрадиционные конструкции фазы: *плоская*, *эллиптическая* и др. (рис. 8.3). Характерной особенностью этих конструкций фазы является значительно большее (до 1 м) расстояние между отдельными проводами фазы. Это позволяет устранить взаимное влияние электрических полей отдельных проводов и обеспечить равномерное распределение зарядов по поверхности каждого из проводов в отличие от традиционной конструкции фазы, где заряды размещаются лишь на внешней поверхности проводов. При этом коэффициент использования провода близок к единице.

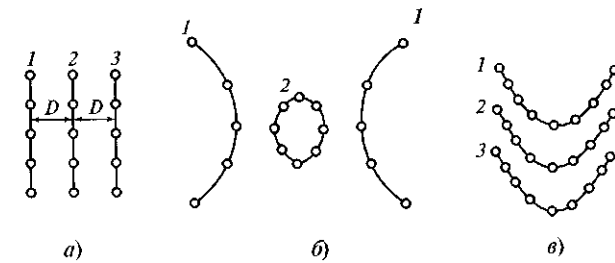


Рис. 8.3. Возможные конструкции фаз (1, 2, 3) для компактных линий:  
а — плоские; б — эллиптические (крайние 1 и средние 2); в — параболические

Зависимость пропускной способности линии от количества проводов в фазе становится линейной, и пропускную способность линии можно увеличивать путем увеличения количества проводов фазы.

Недостаток таких конструкций заключается в том, что для обеспечения свойств, присущих линиям ПНМ, провода всех фаз линии должны сохранять свое взаимное расположение не только при креплении на опорах, но и в пролетах, что выполнить достаточно сложно. Поэтому линии ПНМ пока не получили применения на практике, однако исследования в этом направлении продолжают.

*Комбинированное воздействие на волновое сопротивление и волновую длину линии.* Этот способ можно осуществить путем параллельного или последовательного включения в линию емкостных компенсирующих устройств. Обязательным условием при этом является их равномерное распределение по линии с минимально возможными расстояниями между ними. Только при этом условии можно придать линии желаемые свойства.

Поскольку речь идет об увеличении пропускной способности линии, то эти компенсирующие устройства должны иметь емкостный характер. При их индуктивном характере эффект будет обратный.

Схема параллельного включения компенсирующих устройств, в которой каждое КУ имеет емкостную проводимость  $b_k$ , приведена на рис. 8.4, а. Дополнительная удельная емкостная проводимость, создаваемая параллельными компенсирующими устройствами, может быть найдена как

$$b_{ок} = \sum b_k / L.$$

Соответственно волновое сопротивление и фазный коэффициент  $\beta_{ок}$  компенсированной линии будут определяться следующими соотношениями:

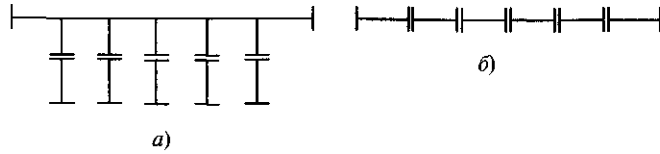


Рис. 8.4. Равномерно распределенная емкостная компенсация:  
 а — параллельная, б — последовательная

$$\left. \begin{aligned} Z_{вк} &= \sqrt{\frac{x_0}{b_0 + b_{0к}}} = Z_{в} \sqrt{\frac{1}{1 + k_b}}; \\ \beta_{0к} &= \sqrt{x_0(b_0 + b_{0к})} = \beta_0 \sqrt{1 + k_b}, \end{aligned} \right\} \quad (8.7)$$

где  $k_b = b_{0к} / b_0$ .

Отсюда можно сделать следующие выводы:

при параллельной емкостной компенсации волновое сопротивление компенсированной линии меньше, а натуральная мощность и пропускная способность больше, чем «естественной» линии без компенсирующих устройств;

фазный коэффициент распространения электромагнитной волны  $\beta_{0к}$  и волновая длина  $\lambda_{к}$  компенсированной линии будут больше, чем для «естественной» линии при той же длине; иными словами, четверти волны ( $\pi/2$ ) будет соответствовать длина не меньше 1500 км.

Мощность, передаваемая по линии при параллельной компенсации при  $U_1 = U_2 = U$ ,

$$P = \frac{U^2}{Z_{вк} \sin \lambda_{к}} \sin \delta, \quad (8.8)$$

где  $\lambda_{к} = \beta_{0к} L$  — эквивалентная волновая длина компенсированной линии.

Разделив мощность  $P$  на натуральную мощность некомпенсированной линии и подставив значения  $Z_{вк}$  и  $\lambda_{к}$ , получим

$$P_* = \frac{P}{P_{нат}} = \frac{\sqrt{1 + k_b}}{\sin(\sqrt{1 + k_b} \beta_0 L)} \sin \delta, \quad (8.9)$$

откуда предел передаваемой мощности

$$P_{*max} = \frac{\sqrt{1 + k_b}}{\sin(\sqrt{1 + k_b} \beta_0 L)}. \quad (8.10)$$

Для распределенной последовательной емкостной компенсации (рис. 8.4, б) удельное продольное емкостное сопротивление может быть найдено как

$$x_{0к} = - \Sigma x_{к} / L.$$

Волновое сопротивление и фазный коэффициент распространения электромагнитной волны для компенсированной линии в этом случае определяются следующими выражениями:

$$\left. \begin{aligned} Z_{вк} &= \sqrt{\frac{x_0 - x_{0к}}{b_0}} = Z_{в} \sqrt{1 - k_x}; \\ \beta_{0к} &= \sqrt{(x_0 - x_{0к})b_0} = \beta_0 \sqrt{1 - k_x}, \end{aligned} \right\} \quad (8.11)$$

здесь  $k_x = x_{0к} / x_0$ .

В данном случае волновое сопротивление, так же как при параллельном включении, меньше, чем у некомпенсированной линии; фазный коэффициент  $\beta_{0к}$  и, следовательно, волновая длина линии  $\lambda_{к}$  будут также меньше, чем у некомпенсированной линии (в отличие от предыдущего случая); четверти волны ( $\pi/2$ ) будет соответствовать длина линии больше 1500 км.

Применительно к последовательной распределенной емкостной компенсации выражение для максимальной мощности, передаваемой по линии, принимает вид

$$P_{*max} = \frac{U^2}{Z_{в} \sqrt{1 - k_x} \sin(\sqrt{1 - k_x} \beta_0 L)}, \quad (8.12)$$

или в относительных единицах по отношению к натуральной мощности некомпенсированной линии:

$$P_{*max} = \frac{1}{\sqrt{1 - k_x} \sin(\sqrt{1 - k_x} \beta_0 L)} \quad (8.13)$$

На рис. 8.5 приведены зависимости  $P_{*max}$  от длины линии, построенные по уравнениям (3.47) (для некомпенсированной линии) и (8.11), (8.13) при значениях  $k_b = k_x = 0,5$ . Из анализа этих зависимостей вытекают следующие выводы:

параллельная и последовательная емкостная компенсация изменяет волновую длину линии; при параллельной компенсации волновой длине (электрический угол)  $90^\circ$  ( $\pi/2$ ) соответствует длина линии 1124 км, при последовательной — 2121 км;

при одинаковой степени компенсации последовательная компенсация оказывается значительно более эффективной и позволяет

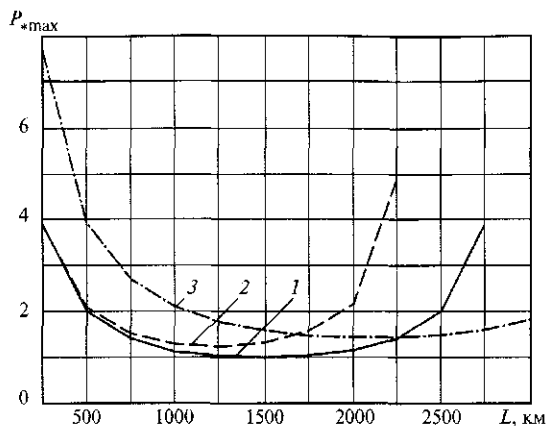


Рис. 8.5. Зависимости максимальной передаваемой мощности от длины линии для некомпенсированной линии (кривая 1); линии с параллельной емкостной компенсацией (кривая 2); линии с последовательной емкостной компенсацией (кривая 3)

повысить пропускную способность почти в 2 раза в диапазоне длины линий от 250 до 1000 км. Затем ее эффективность снижается, и при длине около 2100 км пропускные способности компенсированной и некомпенсированной линии становятся одинаковыми, однако при длине свыше 1500 км некомпенсированная линия переходит в режим повышенной генерации реактивной мощности и роста напряжения в промежуточных точках (см. гл. 3). В то же время компенсированная линия остается еще в зоне нормальных режимов при длине до 2120 км. Таким образом, последовательная компенсация позволяет сохранить нормальный режим до указанной длины, в то время как некомпенсированная линия при этой длине уже находится вне этого режима;

параллельная емкостная компенсация оказывается значительно менее эффективной, чем последовательная. Незначительное повышение пропускной способности наблюдается при длине линий около 500 км и возрастает при длине до 1100 км. При этом пропускная способность возрастает примерно на 20 % по сравнению с некомпенсированной линией. При дальнейшем увеличении длины линии волновая длина некомпенсированной линии становится больше  $90^\circ$  и режим ее работы меняется. Поэтому рассматривать распределенную поперечную емкостную компенсацию как достаточно эффективное средство повышения пропускной способности нельзя.

### 8.2.3. Использование управляемой поперечной компенсации

Компенсирующие устройства (СК, СТК, Статком), включенные параллельно по отношению к линии в каких-либо промежуточных ее точках и способные работать в режиме как потребления, так и генерации реактивной мощности, могут стабилизировать напряжение в точке включения во всех режимах работы линии. В этом случае линия как бы разбивается на ряд участков с неизменными напряжениями по их концам.

Пропускная способность всей линии при этом будет определяться пропускной способностью наиболее длинного участка. Тем самым мы как бы уменьшаем естественную длину линии, сводя ее к длине наиболее протяженного участка. Поэтому в выражении (8.1) следует учитывать не волновую длину всей линии, а волновую длину только этого участка. Угол сдвига между напряжениями по концам линии будет равен сумме углов сдвига между напряжениями по каждому участку.

Рассмотрим простейший случай, когда одно компенсирующее устройство включено в середине линии (рис. 8.6, а). Эпюры напряжения и реактивной мощности по участкам линии для режима наибольших нагрузок при  $P > P_{\text{нат}}$  приведены на рис. 8.6, б.

При  $U_1 = U_2 = U_3 = \text{const}$  реактивные мощности конца первого и начала второго участков определяются как

$$\left. \begin{aligned} Q_{*к1} &= -\text{ctg} \frac{\lambda}{2} + \sqrt{\frac{1}{\sin^2(\lambda/2)} - P_{*нб}^2} \\ Q_{*н2} &= \text{ctg} \frac{\lambda}{2} - \sqrt{\frac{1}{\sin^2(\lambda/2)} - P_{*нб}^2} \end{aligned} \right\} \quad (8.14)$$

где  $P_{*нб}$  — наибольшая передаваемая по линии мощность.

Для поддержания заданного значения напряжения реактивная мощность участков линии, примыкающих к точке включения компенсирующего устройства, должна быть скомпенсирована, поэтому мощность компенсирующего устройства, необходимая для обеспечения  $U_3 = \text{const}$ ,

$$Q_{*к.у} = Q_{*к1} + Q_{*н2}, \quad (8.15)$$

Угол сдвига между напряжениями по концам каждого участка и общий угол по линии находятся как



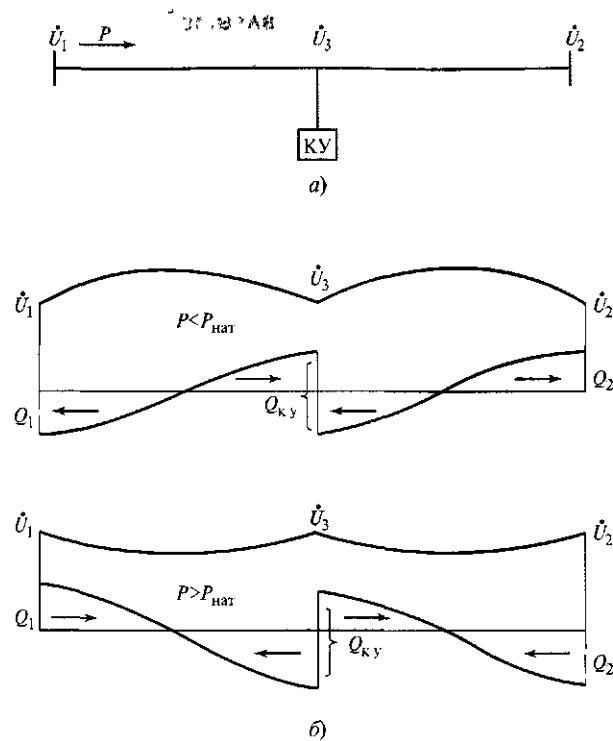


Рис. 8.6. Схема включения управляемого компенсирующего устройства (включено в средней точке линии) (а) и эпюры напряжения и реактивной мощности (б)

$$\left. \begin{aligned} \operatorname{tg} \delta_1 = \operatorname{tg} \delta_2 = \frac{P_{\text{нб}} \operatorname{tg}(\lambda/2)}{1 - Q_{\text{к1}} \operatorname{tg}(\lambda/2)}; \\ \delta_{\Sigma} = \delta_1 + \delta_2. \end{aligned} \right\} \quad (8.16)$$

Обратим внимание, что здесь  $\delta_{\Sigma}$  (общий угол по линии) может быть больше, чем допустимый по условиям статической устойчивости, хотя значения  $\delta_1$  и  $\delta_2$  будут меньше допустимых по каждому участку. Мощность  $Q_{\text{к у}}$  определена в предположении, что балансы реактивных мощностей на шинах передающей и приемной систем, т.е. потребности концов линии в реактивной мощности, обеспечиваются за счет этих систем.

Рассмотрим случай, когда линия разбита на  $n$  участков и в конце каждого участка, за исключением шин приемной системы, установ-

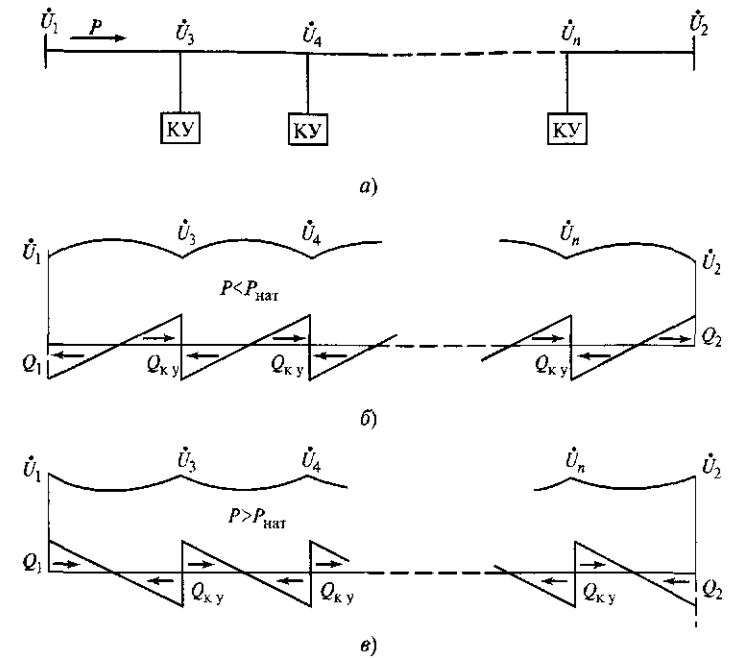


Рис. 8.7. Схема включения управляемых компенсирующих устройств (включены в нескольких точках линии) (а); эпюры напряжения и реактивной мощности при  $P < P_{\text{нат}}$  (б) и эпюры напряжения и реактивной мощности при  $P > P_{\text{нат}}$  (в)

лено компенсирующее устройство, стабилизирующее напряжение в точке включения (рис. 8.7). Здесь мощность каждого КУ определяется так же, как и в предыдущем случае. Суммарная мощность всех компенсирующих устройств для случая, когда балансы реактивных мощностей на шинах передающей и приемной систем обеспечиваются за счет этих систем, может быть найдена как

$$\sum Q_{* \text{к у}} = 2(n-1) \left( \operatorname{ctg} \lambda_i - \sqrt{(1/\sin^2 \lambda_i) - P_*^2} \right). \quad (8.17)$$

В случае, если требуется установить КУ на шинах системы, будем иметь

$$\sum Q_{* \text{к у}} = 2n \left( \operatorname{ctg} \lambda - \sqrt{(1/\sin^2 \lambda_i) - P_*^2} \right). \quad (8.18)$$

Уравнения (8.17) и (8.18) записаны в предположении, что все участки имеют равную длину  $l_i = L/n$ ,  $\lambda_i = \lambda/n$  и напряжения по концам всех участков равны:  $U_1 = U_2 = U_3 = \dots = U_i = U_{\text{сист}}$ .

Суммарный угол между напряжениями начала и конца линии равен сумме углов по каждому участку

$$\delta_{\Sigma} = \sum_1^n \delta_i, \quad (8.19)$$

Оценим потребную суммарную мощность всех установленных компенсирующих устройств на линии длиной 1000 км ( $\lambda = 60^\circ$ ), разбитой на три равных участка ( $n = 3, \lambda_i = 20^\circ$ ), для разных режимов.

*Режим холостого хода (режим потребления):*  $P_* = 0; Q_i = \text{tg}(\lambda_i / 2)$ .

Суммарная мощность всех установленных компенсирующих устройств составляет

$$\sum Q_{*кy} = 2(3 - 1) \text{tg}(\lambda_i / 2) = 0,705.$$

При компенсации реактивной мощности на передающей и приемной подстанциях электропередачи мощность компенсирующих устройств в режиме потребления возрастает до  $1,06P_{\text{нат}}$ .

*Режим максимальных нагрузок (режим генерации).* Наибольшая передаваемая мощность для некомпенсированной линии такой длины с учетом коэффициента запаса по устойчивости 20 % составляет  $P_{\text{нб}} = 0,924$ , т.е. меньше натуральной. Наибольшая мощность, определенная по длине одиночного участка с учетом коэффициента запаса,  $P_{\text{нб}} = 2,34$ , что превышает допустимое значение по нагреву проводов ( $P_* = 2,1$ ). Поэтому примем  $P_{*\text{нб}} = 1,4$ , что повышает пропускную способность на 50 %. Отсюда

$$\sum Q_{*кy} = 2(3 - 1) \left( \text{ctg}20^\circ - \sqrt{(1 / \sin^2 20^\circ) - 1,4^2} \right) = 0,723.$$

Для повышения пропускной способности линии на 50 % требуется установка промежуточных компенсирующих устройств суммарной мощностью  $0,723P_{\text{нат}}$ . Суммарный угол по линии составляет  $\delta_{\Sigma} = 86^\circ$ , что больше допустимого угла по некомпенсированной линии, равного  $53^\circ$ . При необходимости обеспечить компенсацию реактивной мощности и по концам линии суммарная мощность компенсирующих устройств возрастает до  $1,08P_{\text{нат}}$ . Столь высокая мощность КУ снижает рентабельность такого решения.

В приведенной выше методике в целях упрощения использовались уравнения реактивных мощностей для идеализированной линии. Однако эта методика справедлива и для реальной линии. Для реальной линии вместо уравнений (8.14) следует использовать уравнения (3.68) и (3.69).

## 8.2.4. Применение управляемой продольной емкостной компенсации

На практике равномерно распределенная емкостная компенсация не применяется из-за необходимости сооружения большого числа пунктов, где устанавливаются компенсирующие устройства. Поэтому на практике получили применение устройства, расположенные в одной или двух-трех точках линии, где устанавливаются конденсаторные батареи достаточной мощности, с помощью которых и осуществляется последовательная (продольная) емкостная компенсация линии.

Обычно установки продольной компенсации, представляющие собой сложное инженерное сооружение, размещаются на промежуточных подстанциях или переключательных пунктах электропередачи. Число УПК, установленная мощность каждой из них и место размещения должны быть обоснованы технико-экономическими расчетами.

Важной характеристикой компенсированной линии является степень компенсации ее индуктивного сопротивления. Под степенью компенсации понимается отношение суммарного емкостного сопротивления, включенного последовательно в линию, к ее полному индуктивному сопротивлению:

$$k_k = \sum x_k / x_{\text{л}}. \quad (8.20)$$

Необходимая степень компенсации определяется на основании расчетов устойчивости объединяемых линией систем, условий работы релейной защиты этой линии, допустимого КПД электропередачи, технико-экономических показателей и других факторов. Обычно принимается значение  $k_k \leq 0,5$ . Теоретически возможна и более высокая степень компенсации. Однако это связано со значительным возрастанием напряжения на конденсаторах.

При умеренной степени компенсации ( $k_k = 0,2 \div 0,3$ ) можно обойтись одной УПК, размещенной близко к середине линии. При  $k_k \geq 0,5$  из-за возрастания напряжения на зажимах конденсаторной батареи целесообразно рассредоточить УПК и размещать их на двух или более подстанциях. Возможные схемы включения УПК приведены на рис. 8.8.

На рис. 8.8, а показана схема, в которой УПК размещены в середине каждого участка. Оставляя в стороне вопрос о конструктивном решении такого расположения, отметим, что его достоинство заключается в том, что степень компенсации всей электропередачи при отключении какого-либо из участков не изменяется. Недостаток состоит в том, что при таком отключении ток оставшейся в работе

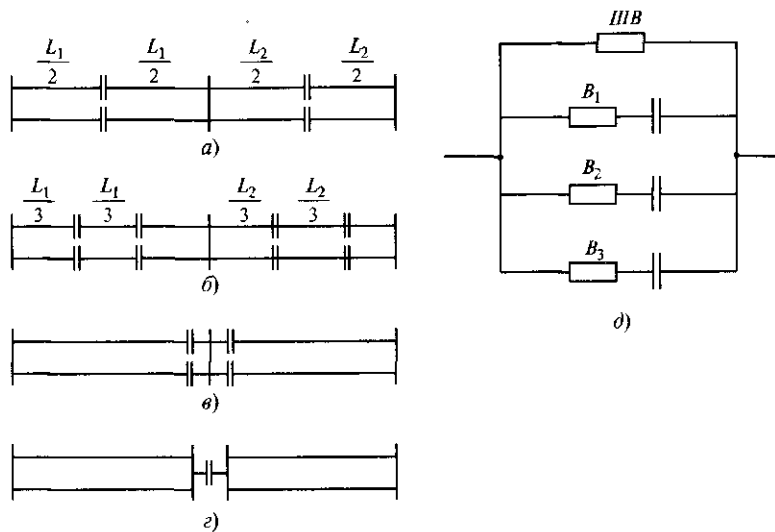


Рис. 8.8. Возможные схемы размещения УПК на электропередаче:

*a* — в середине каждого участка, *б* — распределенное размещение УПК на каждом участке, *в* — УПК каждого участка расположены на промежуточной подстанции, *г* — объединенная УПК для всех участков электропередачи расположена на промежуточной подстанции, *д* — возможная схема объединенной УПК

цепи линии удваивается, что приводит к необходимости выбирать установленную мощность УПК по удвоенному рабочему току. При этом в нормальных режимах эта мощность недоиспользуется.

Схеме на рис. 8.8, *б* в присущ тот же недостаток — необходимость выбора установленной мощности УПК по удвоенному рабочему току. Эти схемы целесообразно использовать при  $k_k \geq 0,5$  для уменьшения напряжения на выводах УПК и более равномерного распределения напряжения вдоль линии.

Как показывают расчеты, оптимальное распределение напряжения и минимальное значение параметра  $B_3$  эквивалентного четырехполюсника линии достигаются при расстоянии между УПК, равном  $1/3$  длины линии (рис. 8.8, *б*). Однако это требует сооружения переключательных пунктов, расположенных на указанном расстоянии, что увеличивает стоимость электропередачи. Тем не менее такое решение иногда используется. Примерно по этой схеме сооружена трехцепная электропередача переменного тока 765 кВ Итайпу (Бразилия) с длиной участков 332, 266 и 304 км.

В случаях, когда электропередача имеет только одну промежуточную подстанцию, расположенную примерно в ее середине, может быть использована схема, приведенная на рис. 8.8, *в*. Здесь УПК отне-

сены в конец каждого из участков, в результате чего их можно было разместить на подстанциях, входящих в состав этой электропередачи.

При расположении УПК по схеме на рис. 8.8, *г* исключается основной недостаток, присущий предыдущим схемам. При таком включении через УПК всегда протекает ток, определяемый передаваемой мощностью, вне зависимости от количества включенных цепей на каждом участке. Однако при неизменном значении сопротивления  $x_k$  степень компенсации всей линии будет уменьшаться при отключении одной из цепей на каком-либо участке. Этот недостаток может быть компенсирован за счет ступенчатого увеличения  $x_k$  в таких случаях.

Такую возможность дает схема, изображенная на рис. 8.8, *д*. На этом рисунке УПК состоит из трех секций, каждая из которых включается в линию с помощью своего выключателя ( $B_1, B_2, B_3$ ). Кроме того, имеется шунтирующий выключатель (ШВ), который шунтирует УПК в аварийных ситуациях. Изменяя количество включенных секций, можно изменить значение  $x_k$ . Такая схема была использована на первых электропередачах 500 кВ. В настоящее время имеются другие способы изменения сопротивления УПК (см. гл. 9).

Конденсаторная батарея, включенная последовательно в линию, компенсирует часть ее индуктивного сопротивления, которая определяется степенью компенсации. Поэтому длина линии как бы сокращается на  $l_k$  (по индуктивному сопротивлению), где  $l_k$  — длина компенсированного участка. Однако поперечная емкостная проводимость этого участка

$$b_k = \frac{1}{Z_b} \operatorname{tg} \lambda_k,$$

где  $\lambda_k = \beta_0 l_k$ , остается некомпенсированной. Поскольку линия находится под напряжением, она будет генерировать избыточную реактивную мощность, которая не компенсируется потерями в индуктивном сопротивлении линии, что приведет к повышению напряжения на выводах УПК.

Если на выводах УПК включить реакторы проводимостью

$$Y_p = -j \frac{1}{Z_b} \operatorname{tg} \frac{\lambda_k}{2},$$

то избыточная емкостная проводимость будет также компенсирована и участок линии длиной  $\lambda_k$  «электрически» как бы исчезает, за исключением его активного сопротивления. Поэтому компенсированная линия имеет меньшую волновую длину, чем некомпенсированная той же географической длины, и, естественно, большую пропускную способность.

Однако включение реакторов указанной выше проводимости не избавляет от повышения напряжения на выводах УПК. Это связано с тем, что конденсаторная батарея УПК под воздействием тока линии генерирует реактивную мощность

$$Q_{у.п.к} = 3I^2 x_k \quad (8.21)$$

которая может быть весьма значительной.

При расположении УПК в середине линии эта реактивная мощность растекается от УПК по линии в разные стороны в равных долях и, как следствие, вызывает дополнительное повышение напряжения на выводах УПК. Это вынуждает увеличивать проводимость реакторов, чтобы напряжение на выводах не превышало допустимых значений. Поскольку включение шунтирующих реакторов ведет к увеличению коэффициента  $B_3$  эквивалентного четырехполюсника линии и, следовательно, к снижению пропускной способности линии, необходимо изменять значение  $x_k$ , чтобы обеспечить заданную степень компенсации.

Выбор мощности (проводимости) реакторов на выводах УПК при одновременном сохранении заданной степени компенсации является самостоятельной и достаточно сложной задачей, которая решается применительно к конкретной электропередаче. В решении этой задачи необходимо учитывать многие факторы: месторасположение УПК, эквивалентные сопротивления примыкающих систем, активные сопротивления проводов и пр.

Повышение пропускной способности линии при наличии УПК можно объяснить также отрицательным скачком фазы напряжений на выводах УПК. Если передача активной мощности через индуктивное сопротивление возможна только от опережающего вектора напряжения к отстающему, то через емкостное сопротивление она происходит от отстающего вектора к опережающему. Скачок фазы напряжений на УПК поясняется векторными диаграммами на рис. 8.9. В результате этого скачка угол сдвига между напряжениями по концам линии  $\dot{U}_1$  и  $\dot{U}_2$  уменьшается на  $\Delta\delta$ , поэтому передаваемая мощность может быть увеличена вплоть до максимально допустимой по требованиям устойчивости связываемых систем, допустимому КПД или иным соображениям.

**Конструктивное выполнение УПК.** Батарея конденсаторов, входящая в состав УПК, набирается из отдельных конденсаторов, число и схема соединения которых определяются длительным током фазы линии и заданным значением емкостного сопротивления  $x_k$ .

Обычно для УПК используются конденсаторы специального изготовления, имеющие повышенную перегрузочную способность по току

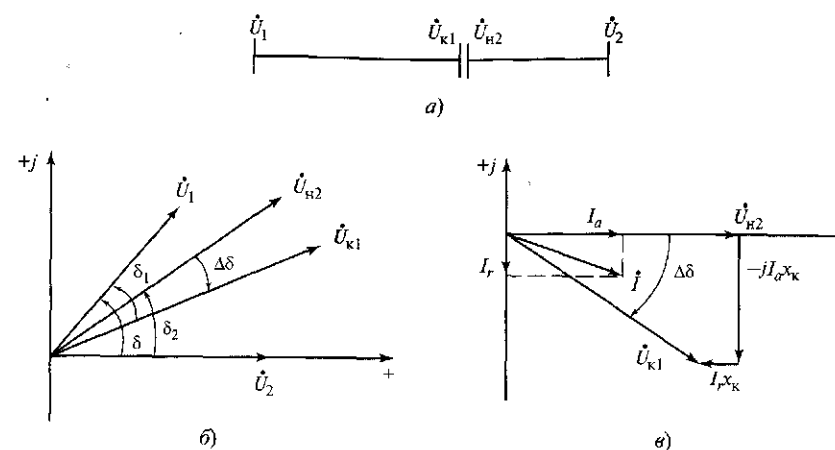


Рис. 8.9. Векторные диаграммы линии, оснащенной УПК:

*a* — схема линии; *б* — векторная диаграмма напряжений линии; *в* — векторная диаграмма токов и напряжений УПК

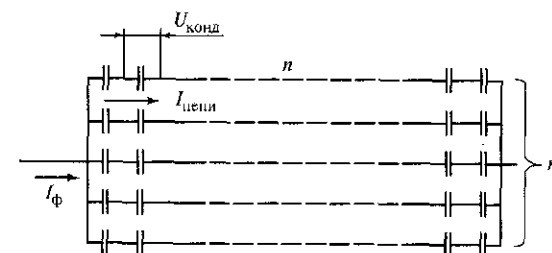


Рис. 8.10. Схема соединения конденсаторов УПК

и напряжению. Каждый из элементарных конденсаторов характеризуется номинальным током  $I_{конт}$ , сопротивлением  $x_{конт}$  и напряжением  $U_{конт}$ . Поскольку ток единичного конденсатора существенно меньше длительного тока фазы линии, а его напряжение и сопротивление значительно меньше требуемых, то прибегают к последовательно-параллельному соединению отдельных конденсаторов. Конденсаторная батарея каждой фазы состоит из нескольких параллельных цепочек последовательно соединенных конденсаторов (рис. 8.10).

Количество цепей  $m$  и последовательно соединенных конденсаторов  $n$  в каждой цепи определяются следующими соотношениями:

$$\left. \begin{aligned} m &= I_{\phi} / I_{\text{конд}}; \\ x_{\text{ц}} &= nx_{\text{конд}}; \\ x_{\text{к}} &= x_{\text{ц}} / m; \\ n &= m(x_{\text{к}} / x_{\text{конд}}), \end{aligned} \right\} \quad (8.22)$$

где  $x_{\text{ц}}$  — сопротивление отдельной цепи конденсаторов;  $x_{\text{к}}$  — общее сопротивление УПК.

Напряжение на отдельном конденсаторе, которое в рабочем режиме не должно быть выше его номинального напряжения, находится как

$$U_{\text{конд}} = \frac{I_{\phi}}{m} x_{\text{конд}} \leq U_{\text{конд ном}} \quad (8.23)$$

Установленная мощность конденсаторной батареи УПК для всех трех фаз

$$Q_{\text{уст}} = 3mnQ_{\text{конд}} \quad (8.24)$$

Количество параллельных ветвей и количество последовательно соединенных конденсаторов в каждой из них зависят от параметров используемых конденсаторов. Как показывает практика сооружения УПК в нашей стране, количество параллельных ветвей в фазе может составлять 10—20 на каждую цепь линии, а количество последовательно соединенных конденсаторов — 80—140 в зависимости от степени компенсации, передаваемой мощности и длины линии. Общее количество конденсаторов для УПК двухцепной передачи 500 кВ достигает 8—10 тыс.

Конденсаторы следует изолировать от земли и обеспечить междуфазную изоляцию. Здесь возможны два типа изоляции: опорная и подвесная. При использовании опорной изоляции металлические платформы с установленными на них изоляторами монтируются на опорных изоляторах для соответствующего класса напряжения. Междуфазная изоляция обеспечивается за счет воздушных промежутков между фазами. Обычно опорная изоляция используется при сооружении УПК относительно низких классов напряжения (до 220 кВ). Для линий 500 кВ используется подвесная изоляция. В этом случае платформы с изоляторами подвешиваются к гирляндам изоляторов порталных опор.

Большое внимание уделяется защите конденсаторов от перенапряжений при коротких замыканиях на линии и от коммутационных перенапряжений. С этой целью конденсаторы на платформе также устанавливаются на опорных изоляторах. Кроме того, УПК в целом и

отдельные группы конденсаторов защищены разрядниками и ограничителями перенапряжений.

В целом УПК для двухцепной линии представляет собой достаточно большое сооружение, например, УПК линии 500 кВ Братск — Иркутск занимает площадь 170×170 м.

Выше были рассмотрены пути повышения пропускной способности, связанные непосредственно с линией: увеличение номинального напряжения, изменение конструкции линии, применение компенсирующих устройств. Отдельно следует сказать о повышении пропускной способности электропередач за счет применения современных систем возбуждения синхронных генераторов и систем автоматического регулирования возбуждения (АРВ); об использовании современных устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, которые способствуют повышению устойчивости электроэнергетических систем и тем самым повышению пропускной способности электропередач. Однако это самостоятельная тема, и она выходит за рамки настоящего курса.

### Контрольные вопросы

1. Что такое пропускная способность линий СВН, и какие ограничения учитываются при ее определении?
2. Какие пути могут быть использованы для повышения пропускной способности электропередач СВН?
3. Какие факторы определяют пропускную способность линии и электропередачи СВН?
4. Назовите причины, затрудняющие дальнейшее повышение номинального напряжения линий СВН.
5. Сопоставьте два метода распределенной емкостной компенсации: параллельный и последовательный. Какова их физическая сущность? За счет чего при их применении повышается пропускная способность линии?
6. Какому из методов распределенной емкостной компенсации Вы отдадите предпочтение и почему?
7. Какие устройства могут быть использованы для стабилизации напряжения в промежуточных точках линии и как определить их суммарную мощность?
8. С какой целью применяется разделение УПК и включение их в разных точках линии?
9. Почему на конденсаторах УПК повышается напряжение? Какие возможны меры борьбы и к чему они приводят?
10. Как выбирают число и схему включения конденсаторов УПК?

## УПРАВЛЯЕМЫЕ ( ГИБКИЕ ) ЛИНИИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

### 9.1. Назначение гибких линий. Способы управления передаваемой по линии мощностью

Интенсивное строительство линий электропередачи в развитых странах во второй половине XX в. привело к тому, что сооружение новых линий стало весьма затруднительным, главным образом из-за проблем, связанных с отводом земли. Образовались неоднородные сложно замкнутые сети из линий различных классов напряжения, в которых линии более низких классов напряжения оказались перегруженными, в то время как линии СВН недогруженными. Причина этого — отсутствие средств принудительного распределения потоков мощности в сложной неоднородной сети.

Продолжающийся рост нагрузки требует увеличения пропускной способности существующих линий электропередачи и управления их режимами в целях оптимального распределения потоков мощности между ними. Возможны режимы, когда требуется принудительное распределение мощности между отдельными линиями. Поэтому в последние годы интенсивно обсуждаются возможные пути решения этой задачи.

В настоящее время разработан ряд устройств, позволяющих управлять потоками мощности по линиям переменного тока, причем выполнять это практически безынерционно. Линии, оснащенные такими устройствами, получили название *управляемых*, или *гибких*, линий.\*

Гибкие линии позволяют:

обеспечить оптимальное распределение мощности между линиями в сложной неоднородной электрической сети в соответствии с требованиями диспетчера;

повысить устойчивость системы путем демпфирования колебаний, возникающих в переходных электромеханических процессах;

повысить пропускную способность линий электропередачи на стадии их проектирования;

\* В англоязычной литературе они называются Flexible Alternating Current Transmission Systems (FACTS)

повысить пропускную способность существующих линий в тяжелых послеаварийных режимах вплоть до теплового предела по нагреву проводов (для относительно коротких линий).

Следует отметить, что начало работ в этом направлении было положено еще в 60-х годах XX в., когда в ряде стран, в том числе и нашей, были развернуты исследования по статическим источникам реактивной мощности, обладающим высоким быстродействием. Эти устройства позволяли стабилизировать напряжение в отдельных узлах электрической сети и тем самым способствовать повышению пропускной способности линий электропередачи и устойчивости систем. Были исследованы различные типы таких устройств и созданы опытно-промышленные образцы некоторых из них.

Однако широкому внедрению этих устройств в то время препятствовало отсутствие необходимой элементной базы полупроводниковой техники: силовых электронных ключей (запираемых тиристоров и силовых транзисторов), которые могли бы открываться и закрываться по данной извне команде.

В настоящее время в связи с развитием силовой электроники такие полупроводниковые приборы разработаны и имеют достаточно высокие параметры. Это позволяет создать устройства, которые могут применяться для решения многих задач современной электроэнергетики.

Активная мощность, передающаяся по линии переменного тока, в самом упрощенном виде определяется выражением для некомпенсированной линии:

$$P = \frac{U_1 U_2}{x_d} \sin \delta, \quad (9.1)$$

где  $U_1$  и  $U_2$  — напряжения по концам линии, или точнее, в тех узлах сети, к которым она подключена;  $x_d$  — реактивное сопротивление линии;  $\delta$  — фазовый угол сдвига между напряжениями  $U_1$  и  $U_2$ .

На рис. 9.1, а, б приведены векторная диаграмма и характеристика линии. Здесь же пунктиром показана характеристика линии большей длины, из которой видно, что максимальная мощность, которая может быть передана по такой линии, уменьшается. На рисунке также указаны величины  $P_0$  и  $\delta_0$  — мощность и угол исходного режима.

Из выражения (9.1) следует, что управление передаваемой по линии мощностью может осуществляться следующими путями:

изменением в допустимых пределах и стабилизацией на заданном уровне напряжений в узлах сложной сети, к которым подсоединена линия, или в промежуточных точках последней;

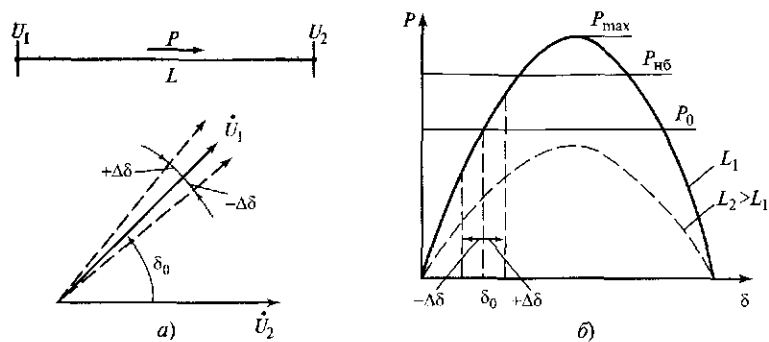


Рис. 9.1. Зависимость мощности  $P$ , передаваемой по линии, от угла  $\delta$ :  $a$  — линия и ее векторная диаграмма;  $b$  — характеристика линии

изменением угла фазового сдвига  $\delta$  между напряжениями по концам линии;  
 изменением реактивного сопротивления линии;  
 комбинацией этих способов.

В соответствии с этим к устройствам, способным управлять мощностью и пропускной способностью линий переменного тока, могут быть отнесены устройства, способные выполнять следующие функции:  
 регулировать и стабилизировать напряжение;  
 изменять угол фазового сдвига;  
 изменять реактивное сопротивление линии;  
 осуществлять комбинированное воздействие на линию.

## 9.2. Возможные пути технической реализации гибких линий

### 9.2.1. Устройства воздействия на напряжение по концам линии

Воздействие на напряжение по концам линии можно осуществить двумя путями:

регулируем и стабилизацией напряжения в узлах и промежуточных точках линии:

изменением фазного сдвига между напряжениями по концам линии.

К устройствам регулирования и стабилизации напряжения относятся: синхронные компенсаторы, управляемые шунтирующие реакторы и статические компенсаторы реактивной мощности.

*Синхронный компенсатор* — синхронная машина, способная работать как в режиме генерации реактивной мощности (основной режим), так и ее потребления и предназначенная для стабилизации

напряжения в узле электрической сети, к которому она подключена. Синхронные компенсаторы достаточно широко используются в электроэнергетических системах, однако для решения перечисленных выше задач они не вполне пригодны в силу относительно большой по сравнению с новыми устройствами электромагнитной инерционности, а также сложности изготовления и обслуживания.

*Управляемые шунтирующие реакторы* — это реакторы, мощность которых может изменяться с помощью управляющих устройств, что обеспечивает баланс реактивной мощности в точке их включения.

Управление шунтирующим реактором может выполняться двумя способами: изменением проводимости реактора за счет подмагничивания магнитопровода реактора постоянным током (использованием нелинейности кривой намагничивания стали) и изменением длительности протекания тока через реактор в течение каждого полупериода частоты сети путем управления тиристорами, включенными последовательно с реактором.

Рассмотрим эти способы.

Управляемый с помощью подмагничивания реактор имеет замкнутый или с воздушными зазорами магнитопровод из трансформаторной стали, на котором расположены две обмотки — рабочая и управляющая. Рабочая обмотка включается в сеть, в которой имеется избыток реактивной мощности и которую нужно компенсировать с помощью этого реактора. Вторая обмотка — управляющая. По ней протекает постоянный ток управления, изменяя значения которого можно изменять магнитное состояние магнитопровода и, следовательно, индуктивность рабочей обмотки и ее индуктивное сопротивление. Поэтому изменяется ток рабочей обмотки и реактивная мощность потребляется реактором.

Если обе обмотки расположены так, что оси их магнитных полей совпадают, то осуществляется *продольное подмагничивание магнитопровода*, если оси их магнитных полей не совпадают и в пространстве сдвинуты одна по отношению к другой на  $90^\circ$ , осуществляется *поперечное подмагничивание*.

Продольное подмагничивание имеет ряд серьезных недостатков, основными из которых являются взаимная индуктивная связь двух обмоток и сильное искажение формы тока, потребляемого реактором из сети. Из-за магнитной связи в обмотке управления наводится переменная составляющая напряжения, что вынуждает принимать меры по ее ограничению, а искажение формы тока, потребляемого из сети, требует использования сложной системы компенсационных обмоток, в которых замыкается часть токов высших гармоник, и при-

менения фильтров токов высших гармоник. Все это значительно усложняет конструкцию реактора.

В реакторах с поперечным подмагничиванием перпендикулярность осей двух обмоток исключает взаимную индуктивную связь, поэтому в обмотке управления отсутствует индуцированное переменное напряжение. Вольт-амперная характеристика такого реактора практически прямолинейна, содержание токов высших гармоник в токе главной обмотки менее 1%. В то же время реакторы этого типа требуют значительно большего расхода активных материалов, чем неуправляемые реакторы, причем дополнительный расход этих материалов диктуется глубиной регулирования. При десятикратной глубине регулирования (10—100%) расход активных материалов увеличивается более чем в 2 раза.

Следует отметить еще один тип реактора — реактор с *вращающимся полем*, где осуществляется так называемое *кольцевое подмагничивание*. Конструктивно он представляет собой синхронную машину с заторможенным ротором, на статоре которой размещена трехфазная главная обмотка, включаемая в сеть, на неподвижном роторе — обмотка подмагничивания. За счет трехфазной обмотки статора в воздушном зазоре машины создается вращающееся магнитное поле. Этот реактор обеспечивает достаточную глубину регулирования и практически полное отсутствие высших гармоник в токе, потребляемом из сети. Такой реактор был разработан на мощность 100 Мвар при напряжении сети 35 кВ. Однако в силу ряда причин, одной из которых была его конструктивная сложность и невозможность изготовления на трансформаторных заводах из-за отсутствия необходимой оснастки, такие реакторы также не получили распространения.

Развитие силовой электроники, появление во второй половине XX столетия мощных тиристоров и силовых транзисторов позволило по-иному подойти к решению задачи управления мощностью шунтирующих реакторов, используемых в электроэнергетических системах.

Рассмотрим принцип управления мощностью реактора, последовательно с которым включен тиристорный ключ. Этот ключ представляет собой два тиристора, включенных встречно-параллельно (рис. 9.2, а). Такая схема получила название *тиристорно-реакторной группы* (ТРГ). Моменты открытия тиристоров задаются системой управления, которая генерирует управляющие импульсы и подает их на управляющие электроды тиристоров. Фаза этих импульсов может изменяться от 0 до 90° за счет системы автоматического регулирования (регулятора).

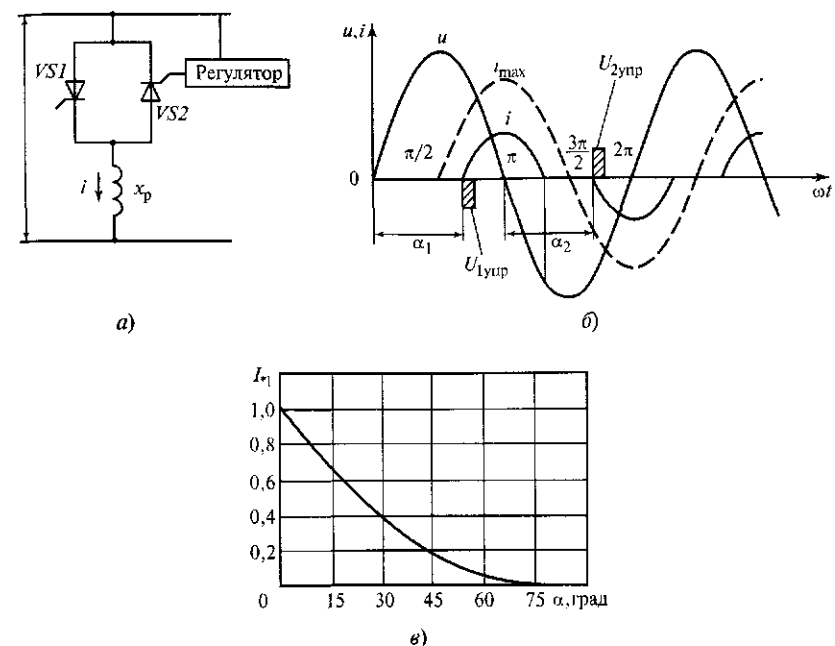


Рис. 9.2. Графики регулирования реактора с помощью тиристорного ключа: а — схема управления мощностью реактора; б — диаграмма токов и напряжений; в — зависимость тока первой гармоники от угла  $\alpha$

Если при значении угла  $\alpha_1$  на тиристор *VS1* подать управляющий импульс  $U_{1упр}$  (рис. 9.2, б), тиристор откроется, и через реактор начнет протекать ток, значение которого определяется уравнением

$$i = i_{пр} + i_{св} = I_{max}(\sin\omega t - \sin\alpha), \quad (9.2)$$

где  $i_{пр}$  — принужденная составляющая тока;  $i_{св}$  — свободная составляющая тока.

В силу того что активное сопротивление обмотки реактора как силового элемента электрической сети незначительно, затухание свободной составляющей тока  $i_{св}$  на протяжении первого полупериода частоты сети практически отсутствует. Поэтому эта составляющая может быть представлена в виде прямой, параллельной оси абсцисс. Через 180° аналогичный процесс начинается при включении тиристора *VS2*. Форма кривой результирующего тока фазы показана на рис. 9.2, б. Изменяя значение угла  $\alpha$  от 0 до 90°, можно изменять ток реактора от номинального до нуля, причем делать это практически мгновенно. Каждый следующий полупериод тиристоры могут



открываться при новом значении угла  $\alpha$ . Недостатком этого способа является несинусоидальность тока фазы. Зависимость амплитудного значения тока первой гармоники (в относительных единицах) от угла  $\alpha$  приведена на рис. 9.2, в; за базисную величину здесь принята амплитуда принужденного тока  $i_{пр}$  через реактор. Для компенсации токов гармоник, кратных трем, ТРГ соединяются в треугольник; для компенсации токов других гармоник используются фильтры.

Такие тиристорно-реакторные группы могут быть созданы на большие мощности и на достаточно высокие напряжения (до 110 кВ). Сдерживающим фактором здесь является сложность создания тиристорных блоков на более высокие напряжения. Поэтому разработанные образцы таких реакторов на напряжения до 1150 кВ предполагают включение их через промежуточные трансформаторы и автотрансформаторы.

К этому же типу реакторов может быть отнесен *управляемый шунтирующий реактор трансформаторного типа* (рис. 9.3), представляющий собой трансформатор специального изготовления с сопротивлением рассеяния, равным 100 %. Это означает, что при коротком замыкании на вторичной обмотке ток в первичной обмотке равен номинальному. Поэтому такой трансформатор идентичен реактору.

Трансформатор имеет три обмотки: первичную, включаемую в сеть, и две вторичные. На одну из вторичных обмоток включаются тиристорные блоки таким образом, что при открытии очередного тиристора на этой обмотке возникает короткое замыкание. При этом через первичную и вторичную обмотки протекает ток, не превышающий номинального значения. Длительность короткого замыкания определяется значением угла  $\alpha$ , изменением которого можно изменять ток, потребляемый из сети (точнее, действующее значение тока первой гармоники) так же, как в случае ТРГ. На другую вторичную обмотку включаются фильтры токов высших гармоник. В результате

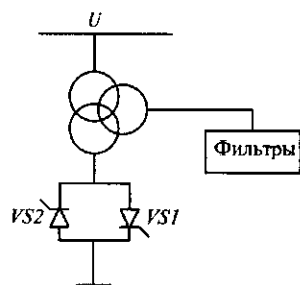


Рис. 9.3. Управляемый шунтирующий реактор трансформаторного типа

ток, потребляемый из сети, имеет синусоидальную форму. Такой реактор может быть непосредственно включен в сеть СВН без промежуточных трансформаторов.

Основным преимуществом реакторов с тиристорным регулированием является их высокое быстродействие, недостатком — большая мощность управляемого устройства (тиристорных блоков). Тиристоры в закрытом состоянии должны выдерживать амплитудное значение напряжения сети (фазного или междуфазного, в зависимости от схемы включения), в открытом —

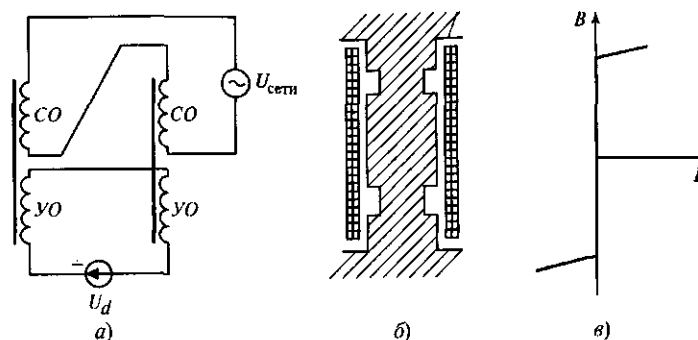


Рис. 9.4. Реактор с магнитно-вентильным управлением:

а — схемы соединения сетевой и управляющей обмоток, б — магнитопровод разного сечения, в — аппроксимированная кривая намагничивания сердечника

пропускать номинальный ток реактора. Это в конечном счете отражается на экономических показателях УШР.

Этого недостатка в значительной мере лишены реакторы с *магнитно-вентильным управлением*, разработанные и освоенные в России. Схемы соединения сетевой *СО* и управляющей *УО* обмоток приведены на рис. 9.4, а. В этих реакторах используется эффект предельного насыщения стали за счет подмагничивания и специальной конструкции магнитопровода, в котором есть участки меньшего сечения (рис. 9.4, б). За счет тока подмагничивания (тока управления) рабочая точка реактора выводится на участок насыщения (рис. 9.4, в), благодаря чему резко снижается индуктивное сопротивление сетевой обмотки и содержание токов высших гармоник в токе обмотки.

Благодаря такой схеме соединения в каждый полупериод происходит насыщение одного или двух стержней магнитопровода в зависимости от значения тока управления. В результате соответственно изменяется и сопротивление реактора от очень большого (применительно к аппроксимированной кривой намагничивания), равного бесконечности, до сравнительно небольшого, определяемого углом наклона участка кривой намагничивания в зоне насыщения. Эквивалентная схема такого реактора подобна схеме реактора с тиристорным управлением (см. рис. 9.2). Ток управления создается управляемым тиристорным выпрямителем. Изменяя момент открытия вентилей выпрямителя, можно изменять ток управления и соответственно мощность, потребляемую реактором.

Реакторы с магнитно-вентильным управлением обладают большим диапазоном регулирования — от 3—5 до 110—120 % номиналь-

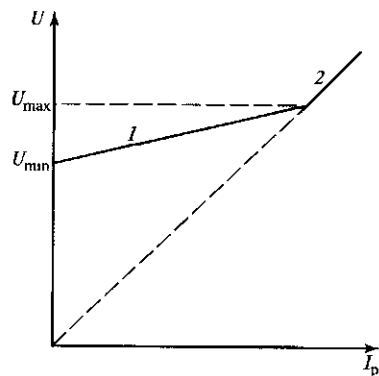


Рис. 9.5. Статическая характеристика реактора с магнитно-вентильным управлением:

1 — регулируемый режим реактора, 2 — нерегулируемый режим

реактора с магнитно-вентильным управлением приведена на рис. 9.5.

Статические компенсаторы реактивной мощности (СКРМ) основаны на использовании управляемых реакторов и конденсаторных батарей (рис. 9.6, а). При параллельном их включении мощность всего устройства равна алгебраической сумме мощностей реактора и КБ:

$$Q_{\Sigma} = Q_p - Q_{кб}. \quad (9.3)$$

Изменяя мощность реактора или КБ, можно изменить мощность всего устройства и получить при этом как генерацию, так и потребление реактивной мощности СКРМ.

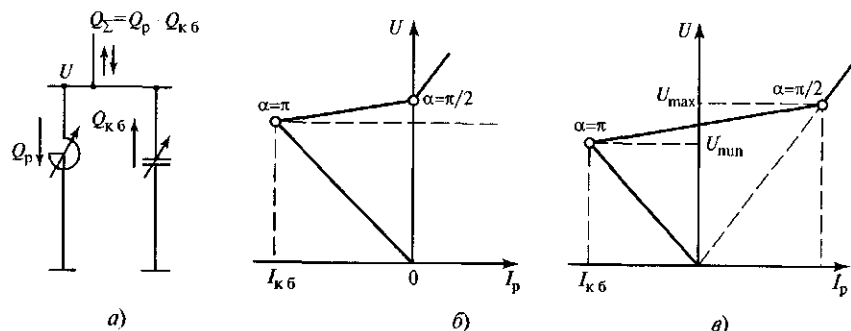


Рис. 9.6. Статический компенсатор реактивной мощности:

а — схема СКРМ, б — статическая характеристика при  $Q_p = Q_{кб}$ , в — статическая характеристика при  $Q_p = 2Q_{кб}$

ной мощности. Они имеют достаточно высокое быстродействие (максимальная скорость изменения мощности 300 Мвар/с), содержание токов высших гармоник в токе сетевой обмотки в стационарном режиме не превышает 3%, мощность управляющей системы составляет 1—2% номинальной мощности реактора, что существенно ниже, чем у реакторов с тиристорным управлением. Мощность реакторов с магнитно-вентильным управлением может достигать нескольких сотен мегавольт-ампер реактивных при напряжениях до 500 кВ, что позволяет включать их непосредственно в сеть. Статическая характеристика

Если рассматривать регулируемый реактор и нерегулируемую конденсаторную батарею, то при равенстве их установленных мощностей результирующая мощность будет равна нулю. В процессе регулирования реактора его мощность снижается, и результирующая мощность будет носить емкостный характер. В пределе, когда мощность реактора будет близка к нулю, в сеть будет выдаваться только мощность КБ, т.е. эта схема может работать только в режиме генерации реактивной мощности. Статическая характеристика такого устройства приведена на рис. 9.6, б.

Если данное устройство должно работать в режиме как генерации, так и потребления реактивной мощности, соотношение между мощностями реактора и КБ надо изменить. Мощность реактора в данном случае должна быть больше мощности КБ, например,  $Q_p = 2Q_{кб}$ . В этом случае результирующая мощность будет изменяться в диапазоне  $-1 \leq Q_{\Sigma} \leq 1$  (рис. 9.6, в).

Статические компенсаторы, в которых реактор регулируется с помощью тиристорного ключа, получили название *статических тиристорных компенсаторов* (СТК).

Статический компенсатор реактивной мощности (Статком) является улучшенным аналогом синхронного компенсатора. Он создан на базе преобразователя нового типа, в котором используются полностью управляемые (запираемые) тиристоры или силовые транзисторы. Этот статический компенсатор развивает свою ЭДС, которая может быть больше или меньше напряжения сети. В случае, если эта ЭДС больше напряжения сети, Статком генерирует реактивную мощность в сеть, если ЭДС меньше напряжения сети, он потребляет реактивную мощность из сети аналогично синхронному компенсатору. Изменение ЭДС в этом компенсаторе осуществляется за счет изменения моментов закрытия управляемых вентилях преобразователя. В отличие от синхронного компенсатора здесь мощность генерации и мощность потребления равны номинальной мощности Статкома. Следует также отметить, что изменение значения реактивной мощности как в режиме генерации, так и в режиме потребления осуществляется практически безынерционно.

Преобразователь через трансформатор включен параллельно нагрузке в узле сети, к которому подключена линия. Работая в режиме генерации или потребления реактивной мощности, он стабилизирует напряжение в этом узле сети на заданном уровне. Его статическая характеристика идентична характеристике, приведенной на рис. 9.6, в.

Управление передаваемой по линии мощностью может осуществляться изменением фазного угла сдвига между напряжениями

по концам линии. Для этой цели используются фазопоротные устройства (ФПУ), включаемые в начале линии последовательно.

Для создания ФПУ используется то обстоятельство, что напряжение каждой фазы сдвинуто по отношению к межфазному напряжению двух других фаз на  $90^\circ$ . ФПУ состоит из двух трансформаторов: последовательного 1 и возбуждающего 2. Первичная обмотка возбуждающего трансформатора включена на межфазное напряжение фаз B и C (рис. 9.7, а); эта обмотка имеет ответвления, которые могут переключаться с помощью устройства, аналогичному устройству РПН. Обмотка имеет также контакторы, с помощью которых изменяется полярность напряжения.

Вторичная обмотка возбуждающего трансформатора соединена со вторичной обмоткой последовательного трансформатора, первичная обмотка которого включена в фазу A линии. В результате напряжение в начале линии, создаваемое первичной обмоткой последовательного

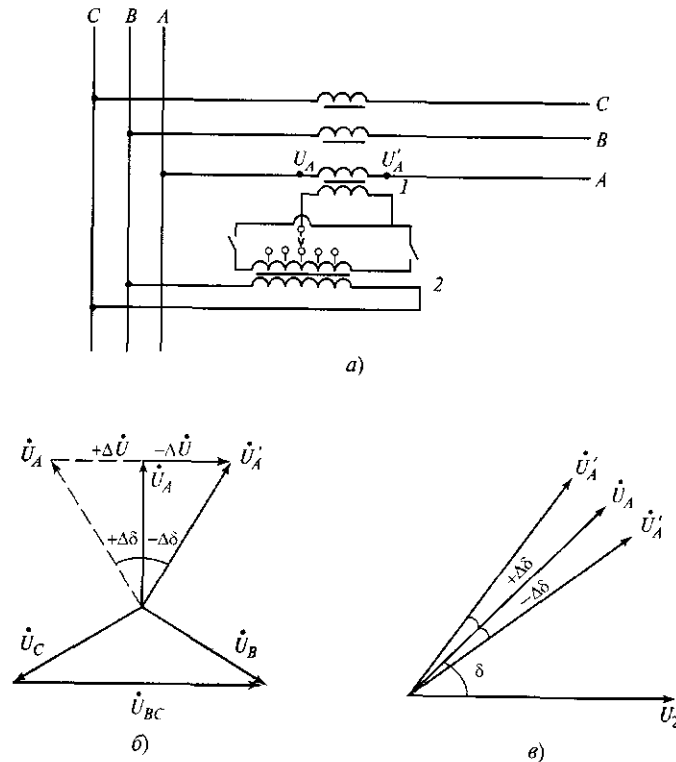


Рис. 9.7. Фазопоротное устройство:

а — схема ФПУ, б — векторная диаграмма ФПУ, в — векторная диаграмма линии

трансформатора (рис. 9.7, б), есть векторная сумма двух напряжений:  $\dot{U}_A$  и  $\dot{U}_B$ . В результате напряжение фазы A в начале линии смещается по отношению к напряжению шин, к которым подключена линия, на некоторый угол  $\pm\Delta\delta$ .

Угол между напряжениями по концам линии

$$\delta' = \delta \pm \Delta\delta.$$

Угол  $\Delta\delta$  может регулироваться как по значению, так и по знаку, поэтому угол  $\delta'$  может изменяться в сторону как увеличения, так и уменьшения.

Аналогичные устройства установлены и в других фазах. Поэтому напряжение в начале линии может смещаться на угол  $\pm\Delta\delta$  относительно напряжения конца линии  $\dot{U}_2$  (рис. 9.7, в), а значит, будет изменяться и передаваемая по линии мощность.

Такая схема получила название *схемы поперечного регулирования*. Она известна в практике. В качестве фазопоротного устройства используется автотрансформатор, в котором дополнительным механизмом служит устройство РПН автотрансформатора. Основным недостаток такой схемы заключается в малом быстродействии, что объясняется использованием электромеханических переключателей.

Электромеханические переключатели могут быть заменены средствами силовой электроники (рис. 9.8). В этом случае первичная обмотка возбуждающего трансформатора соединена в треугольник и подключена к шинам, к которым подсоединена линия. Вторичная обмотка этого трансформатора состоит из нескольких отдельных секций; все они имеют разное количество витков и, следовательно, разное напряжение. Каждая секция подключена к двум тиристорным ключам, состоящим из четырех тиристоров. Через тиристорные ключи каждая из секций соединена с вторичной обмоткой последовательного трансформатора, первичная обмотка которого включена в линию. Работа тиристорных ключей организована таким образом, что полярность вторичной обмотки последовательного трансформатора может изменяться.

Если напряжения секций соотносятся, например, как 1:3:9, то, используя различные комбинации включенных секций, можно иметь 27 ступеней регулирования угла сдвига выходного напряжения.

Блоки тиристорных ключей имеют систему управления, на вход которой подаются параметры режима (угол  $\delta$ , мощность линий и др.) и заданные значения регулируемых величин (уставки), на выходе имеется система команд на включение соответствующих комбинаций тиристорных ключей.

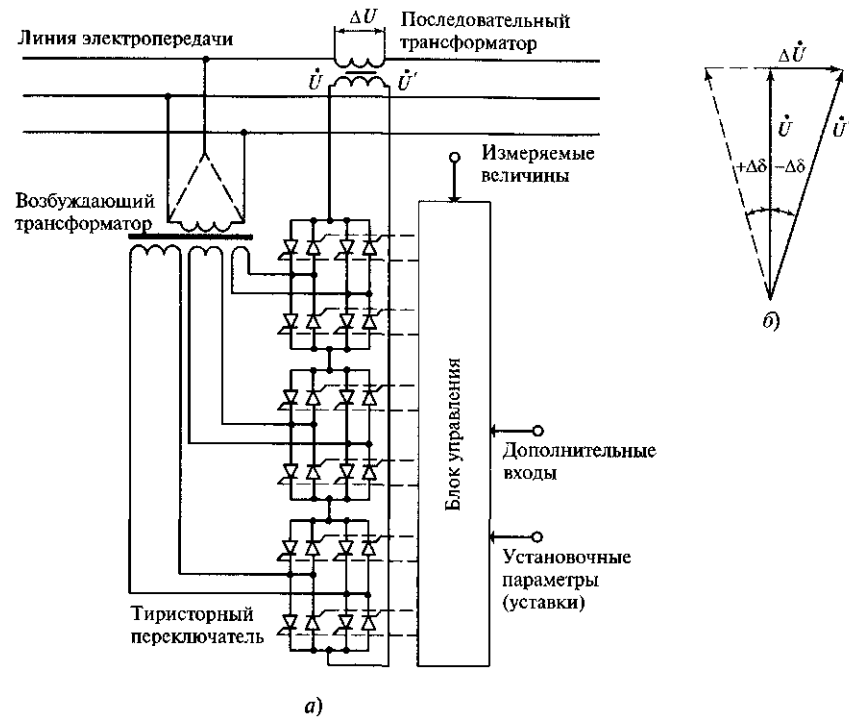


Рис. 9.8. Схема полупроводникового фазоповоротного устройства:  
 а — схема ФПУ, б — векторная диаграмма

### 9.2.2. Устройства воздействия на электромагнитные характеристики линии

Под воздействием на электромагнитные характеристики линии понимается изменение ее индуктивного сопротивления и емкостной проводимости в соответствии с требованиями режима электроэнергетической системы. Такое воздействие может быть осуществлено двумя путями. Первый из них заключается в том, что конструкция двухцепной линии изменяется таким образом, что ее индуктивное сопротивление и емкостная проводимость будут определяться фазой векторов напряжений по концам цепей этой линии. В этом случае осуществляется распределенная компенсация параметров линии. Такие линии получили название *управляемых самокомпенсирующихся воздушных линий (УСВЛ)*. Другой путь предполагает применение *управляемой продольной компенсации*, аналогичной той, что была рассмотрена в гл. 8, но с управляемой конденсаторной батареей и управляемыми шунтирующими реакторами. Здесь осуществляется сосредоточенная компенсация параметров линии.

Оставляя в стороне достаточно сложный математический аппарат, рассмотрим физическую сущность первого пути. Она состоит в том, что провода двух цепей линии располагаются на опорах и в пролетах таким образом, что расстояния между проводами одноименных фаз двух цепей значительно меньше междуфазных расстояний ( $d < D$ ) (рис. 9.9, а). В этом случае взаимная индуктивность между цепями будет проявляться значительно сильнее, чем при традиционном расположении цепей на двухцепной опоре.

Эквивалентное индуктивное сопротивление каждого провода на каждом участке линии будет определяться выражением

$$x_3 = x_l + x_M(\beta), \quad (9.4)$$

где  $x_l$  — сопротивление каждого провода без учета взаимоиндуктивности;  $x_M$  — сопротивление, определяемое взаимной индуктивностью;

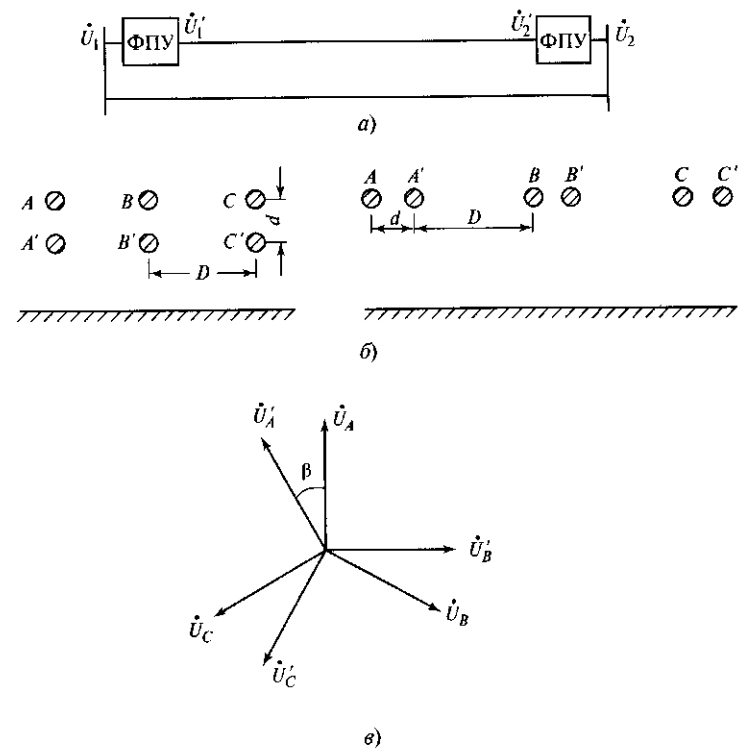
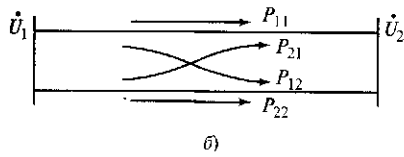
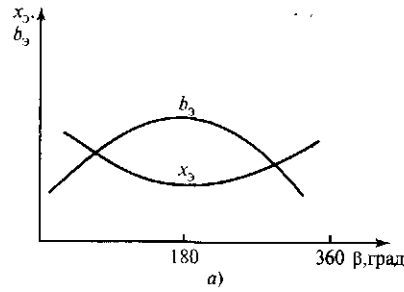


Рис. 9.9. Управляемая самокомпенсирующаяся воздушная линия (а); возможные схемы и расположение проводов на опоре (б); векторная диаграмма напряжений линии (в)



**Рис. 9.10. Характеристики УСВЛ:**  
*a* — зависимости индуктивного сопротивления и емкостной проводимости от угла сдвига векторов напряжений; *б* — обмен мощностью между цепями линии

стью двух цепей;  $\beta$  — угол сдвига между токами (магнитными потоками) каждой из цепей.

Взаимное расположение векторов тока каждой цепи, в свою очередь, будет определяться взаимным расположением векторов напряжений в начале каждой цепи (рис. 9.9, б). Поэтому, если с помощью фазоповоротных устройств изменять взаимное расположение этих векторов (угол  $\beta$ ) в пределах от нуля до  $180^\circ$  и более, сопротивление  $x_M$  будет также изменяться по значению и знаку, соответственно будет изменяться и значение  $x_3$  (рис. 9.10, а). Минимальное значение  $x_3$  будет при  $\beta = 180^\circ$ , поскольку  $x_M$  при этом будет иметь максимальное отрицательное значение. Одновременно будет изменяться и эквивалентная емкостная проводимость  $b_3$  каждого провода, увеличиваясь по мере увеличения угла  $\beta$  от нуля до  $180^\circ$ . Отсюда изменение значений волнового сопротивления и передаваемой мощности.

Изменяя с помощью ФПУ угол  $\beta$ , можно изменять передаваемую по этой линии активную мощность. При этом из-за близкого расположения проводов двух цепей при  $\beta > 0$  происходит взаимный обмен потоками мощности между ними (рис. 9.10, б).

Мощность каждой из цепей имеет три составляющие; для первой цепи она составит:

$$P_1 = P_{11} - P_{12} + P_{21}, \quad (9.5)$$

где  $P_{11}$  — собственная мощность первой цепи;  $P_{12}$  — обменная мощность из первой цепи во вторую;  $P_{21}$  — обменная мощность из второй цепи в первую.

Аналогичное уравнение может быть записано и для второй цепи.

Каждая из этих составляющих есть функция напряжений (комплексных значений) в начале и конце каждой из цепей, эквивалентных сопротивлений  $x_1, x_2$  и их взаимной проводимости  $b_{12}, b_{21}$ :

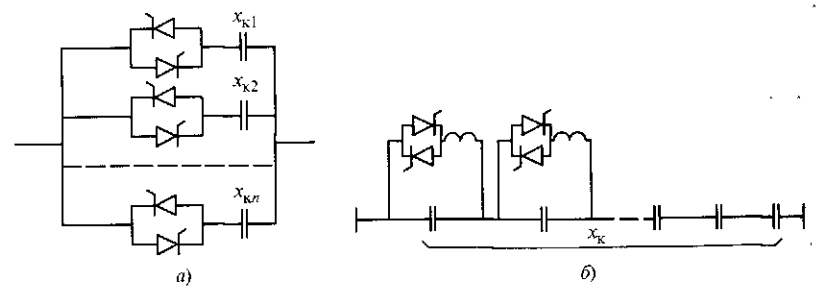
$$\left. \begin{aligned} P_{11} &= f(\dot{U}_{н1}, \dot{U}_{к1}, \dot{U}_{н2}, x_1, \angle(\dot{U}_{н1}, \dot{U}_{к1}), \angle(\dot{U}_{н1}, \dot{U}_{н2})); \\ P_{12} &= f(\dot{U}_{н1}, \dot{U}_{к2}, \angle(\dot{U}_{н1}, \dot{U}_{к2}), x_1, x_2, b_{12}); \\ P_{21} &= f(\dot{U}_{н2}, \dot{U}_{к1}, \angle(\dot{U}_{н2}, \dot{U}_{к1}), x_1, x_2, b_{21}). \end{aligned} \right\} (9.6)$$

При относительно малой длине линии значения  $b_{12}$  и  $b_{21}$  также малы, и поэтому составляющие  $P_{12}$  и  $P_{21}$  незначительны.

Для управления режимами таких линий необходимы фазоповоротные устройства, рассчитанные на мощность каждой из цепей. Однако желаемый эффект в неуправляемом режиме может быть получен, если два провода одной пары включить на напряжения разных фаз, сдвинутых одна по отношению к другой на  $120^\circ$ . Такой способ был исследован в нашей стране, и были сооружены опытные линии напряжением 10 кВ, работающие в неуправляемом режиме. На этих линиях были подтверждены результаты теоретических разработок и показано, что этот путь является одним из возможных путей создания управляемых (гибких) линий.

Другим путем изменения электромагнитных характеристик линии является применение *управляемой продольной емкостной компенсации* с управляемой конденсаторной батареей и управляемыми шунтирующими реакторами. Здесь также возможно несколько случаев.

В одном из них изменение сопротивления конденсаторной батареи может быть осуществлено разделением КБ на несколько секций желательного различного сопротивления ( $x_{к1}, x_{к2}$  и т.д.) в соотношении, например, 1:2:3:5 и включением каждой секции или комбинации нескольких из них с помощью тиристорных ключей последовательно в линию (рис. 9.11, а).



**Рис. 9.11. Возможные способы изменения сопротивления конденсаторной батареи УПК с помощью тиристорных:**

*a* — включение отдельных секций КБ; *б* — шунтирование секций КБ

В другом случае изменение сопротивления КБ может быть осуществлено шунтированием части секций КБ с помощью тиристорных ключей (рис. 9.11, б). При этом часть конденсаторов выводится из работы или, напротив, включается в работу и тем самым изменяется общее сопротивление КБ.

Недостатком этих способов изменения сопротивления конденсаторной батареи является их дискретность, а также достаточно большие мощности тиристорных ключей.

Дискретность может быть исключена, если параллельно КБ включить управляемый тем или иным способом реактор. Схема такого устройства приведена на рис. 9.12, а. В этой схеме изменение сопротивления реактора от минимально возможного до максимально допустимого ведет к увеличению суммарного сопротивления установки продольной компенсации, которое во всем диапазоне регулирования должно оставаться емкостным. Переход в индуктивный режим возможен только через прохождение резонанса токов в контуре LC. При этом токи в ветвях контура будут резко возрастать и теоретически при нулевом активном сопротивлении контура будут стремиться к бесконечности, что недопустимо.

Задача заключается в том, чтобы найти необходимый диапазон изменения сопротивления реактора при заданном диапазоне изменения степени компенсации линии. В рассматриваемой схеме получить

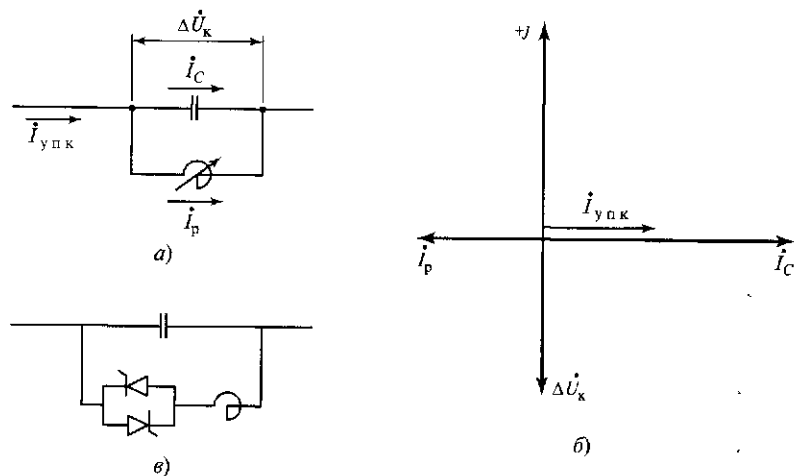


Рис. 9.12. Изменение сопротивления УПК с помощью параллельного управляемого реактора:

а — схема УПК; б — векторная диаграмма токов и напряжения УПК; в — схема УПК с реактором, управляемым тиристорными ключами

нулевую степень компенсации возможно только в случае, если сопротивление реактора может быть равным нулю. Однако на практике это не может быть достигнуто, поскольку сопротивление реактора может изменяться от некоторого минимума до максимума. При этом минимальное сопротивление реактора соответствует его максимальной мощности, а максимальное сопротивление — минимальной.

Отсюда следует, что необходимо задать некоторую начальную степень компенсации  $k_H$ , соответствующую отключенному реактору, которая при подключении реактора и его последующем регулировании будет возрастать до желаемого значения. По этой начальной степени компенсации можно определить сопротивление конденсаторной батареи

$$x_C = k_H Z_B \sin \lambda. \quad (9.7)$$

Рассмотрим контур УПК (см. рис. 9.12, а), для которого справедливы следующие соотношения:

$$\underline{x}_\Sigma = \frac{-jx_C \cdot jx_P}{-jx_C + jx_P} = -j \frac{x_C x_P}{x_P - x_C}. \quad (9.8)$$

Эквивалентное сопротивление  $x_\Sigma$  будет иметь емкостный характер при  $x_P > x_C$ . При этом в начальной стадии регулирования (при минимальных значениях степени компенсации) значение  $x_P$  должно быть максимально возможным. При уменьшении  $x_P$  эквивалентное сопротивление  $x_\Sigma$  будет возрастать, что соответствует увеличению степени компенсации линии.

Как показывают расчеты, сопротивление реактора зависит от начальной степени компенсации и длины линии и должно быть сравнительно небольшим (до 100 Ом) и в процессе регулирования уменьшаться примерно в 2 раза. При этом сопротивление реактора должно изменяться очень плавно, в некоторых случаях буквально на единицы ома, что предопределяет жесткие требования к системе его регулирования.

Поскольку данная схема работает в условиях, приближающихся к резонансу, токи в реакторе и конденсаторной батарее будут значительно превышать ток фазы линии (рис. 9.12, б). При степени компенсации, равной 0,5—0,6, это превышение может быть шестикратным, что неизбежно ведет к увеличению установленной мощности этих элементов. Векторная диаграмма токов и напряжения дана на рис. 9.12, б.

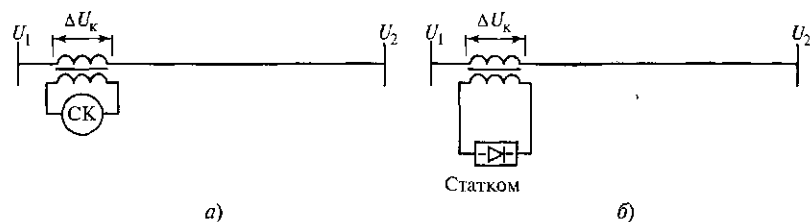


Рис. 9.13. Схемы последовательного регулятора потоков мощности:

а — с синхронным компенсатором, б — со Статком

В качестве управляемых реакторов в рассмотренной схеме УПК могут быть использованы как реакторы с тиристорным управлением, так и реакторы, управляемые подмагничиванием. В мировой практике известны электропередачи, оснащенные УПК, на которых используются реакторы с тиристорным управлением (см. рис. 9.12, в). Токи высших гармоник, сопровождающие такое регулирование, в данном случае замыкаются через конденсатор и в линию практически не выходят.

Отметим, что во всех рассмотренных выше способах регулирования сопротивления УПК этот процесс сопровождается одновременным изменением напряжения на выводах конденсаторной батареи. Отсюда следует, что если в линию последовательно ввести регулируемое напряжение, пропорциональное степени компенсации и отстающее по фазе от тока на  $90^\circ$ , то получим эффект, идентичный включению УПК. Ввести такое напряжение можно с помощью трансформатора, первичная обмотка которого включена в линию последовательно, а во вторичную обмотку включен какой-либо источник реактивной мощности — синхронный компенсатор (рис. 9.13, а) или Статком (рис. 9.13, б).

Наиболее перспективным следует считать применение Статком, поскольку это устройство по сравнению с СК не имеет подвижных частей и обладает высоким быстродействием. Наличие трансформатора позволяет включить Статком, в отличие от УПК, не на напряжение фазы, а на значительно более низкое, что значительно упрощает его конструкцию и обслуживание. Такое устройство в литературе получило название *последовательного регулятора потоков мощности (ПРПМ)*.

### 9.2.3. Устройства комбинированного воздействия на передаваемую по линии мощность

Выше были рассмотрены управляемые устройства продольной и поперечной компенсации линии, фазоворотные устройства, которые могут быть использованы для создания управляемых линий. Используемые по отдельности эти устройства оказывают лишь огра-

ниченное воздействие на режим линии. Одновременное применение нескольких таких устройств позволит осуществить более глубокое влияние на характеристики режима линии, однако при этом возникает комплекс проблем, связанных с установкой нескольких устройств на подстанциях электропередачи и созданием единой системы управления этими устройствами.

Комплексное воздействие на режим линии при значительном диапазоне изменения ее мощности может оказать устройство, выполняющее так называемое *векторное регулирование* (рис. 9.14, а). Это устройство представляет собой, по существу, вставку постоянного тока относительно небольшой мощности, состоящую из двух преобразователей напряжения ПН<sub>1</sub> и ПН<sub>2</sub>, объединенных по постоянному току с общим конденсатором в этой цепи. Эти преобразователи того же типа, что используются в Статкоме. Они могут работать во всех

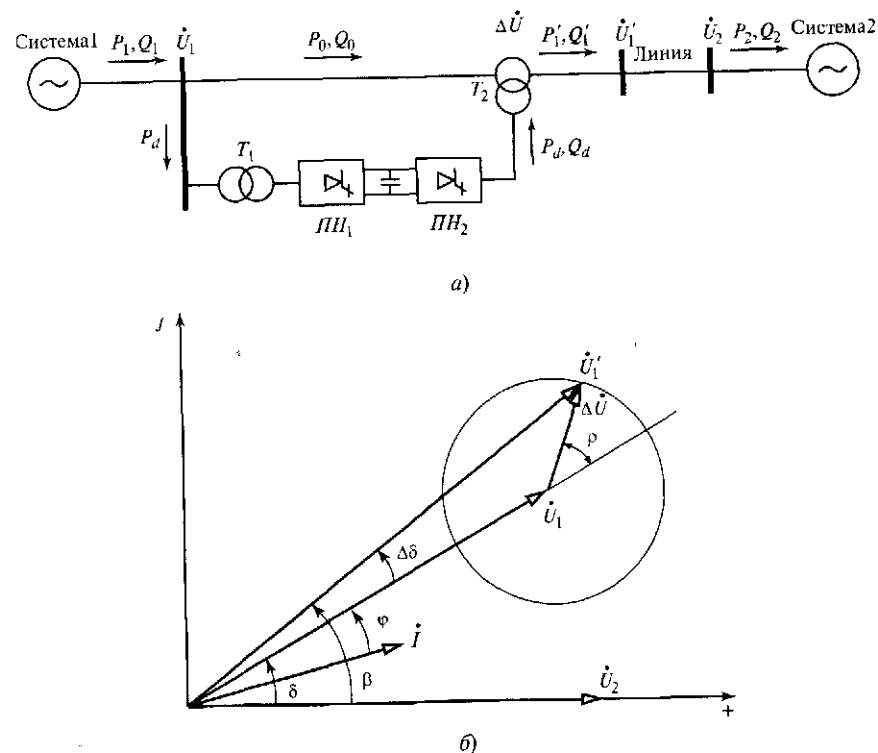


Рис. 9.14. Объединенный регулятор потоков мощности:

а — схема регулятора, б — векторная диаграмма

четырёх квадрантах плоскости  $PQ$ , т.е. быть выпрямителем или инвертором, и могут как потреблять, так и генерировать реактивную мощность в каждом из этих режимов.

Преобразователь  $ПН_1$ , связанный с шинами подстанции через трансформатор  $T_1$ , выполняет две функции. Одна из них состоит в создании контура циркуляции управляемой активной мощности между линией и шинами подстанции, другая — в стабилизации напряжения на этих шинах (преобразователь  $ПН_1$  выполняет роль Статкома). Преобразователь  $ПН_2$  связан с линией через трансформатор  $T_2$ , первичная обмотка (сетевая) которого включена в линию последовательно, вторичная (вентильная) присоединена к преобразователю. Такое устройство в литературе получило название *объединенного регулятора потоков мощности* (ОРПМ)\*.

Принцип работы ОРПМ заключается в том, что в линию с помощью последовательной обмотки трансформатора  $T_2$  вводится некоторое напряжение  $\Delta U$ , фаза вектора которого может изменяться от нуля до  $360^\circ$  по отношению к напряжению фазы, в которую включена эта обмотка.

Напряжение в начале линии  $\dot{U}'_1$  есть векторная сумма двух напряжений: напряжения на шинах подстанции  $\dot{U}_1$  и напряжения последовательной обмотки трансформатора  $T_2$   $\Delta\dot{U}$ :

$$\dot{U}'_1 = \dot{U}_1 + \Delta\dot{U}.$$

Изменение фазы напряжения  $\Delta\dot{U}$  приводит к изменению фазы напряжения  $\dot{U}'_1$  относительно напряжения конца линии  $\dot{U}_2$  и, как следствие, к изменению передаваемой по линии активной мощности (рис. 9.14, б).

Возможность изменения фазы напряжения  $\Delta\dot{U}$  можно пояснить следующим образом. Предположим, что на вентильную обмотку трансформатора  $T_2$  вместо преобразователя  $ПН_2$  будут последовательно включаться резистор  $r$ , конденсатор  $C$ , реактор  $L$  и источник активной мощности, имитирующий отрицательный резистор  $-r$  (рис. 9.15, а). Напряжение  $\Delta\dot{U}$  в соответствии с указанной последовательностью будет совпадать с вектором тока фазы линии, отставать

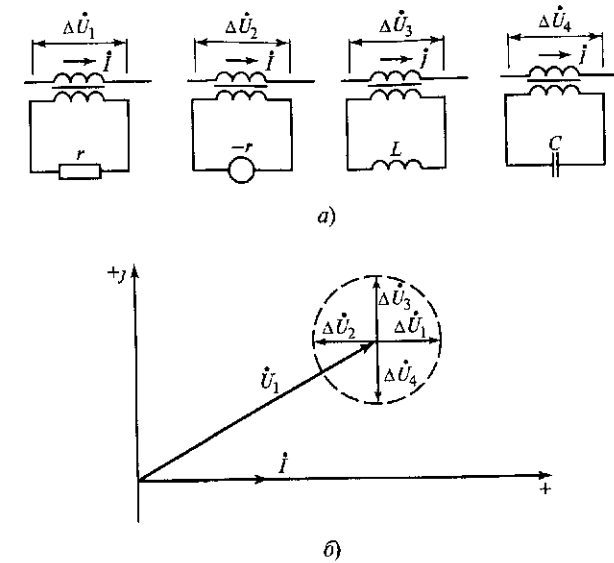


Рис. 9.15. К пояснению принципа действия ОРПМ:

а — схемы с различными сопротивлениями на вторичной обмотке последовательного трансформатора; б — векторная диаграмма

от него на  $90^\circ$ , опережать ток на  $90^\circ$ , быть смещенным по отношению к току на  $180^\circ$  (рис. 9.15, б).

Если же на вентильную обмотку трансформатора  $T_2$  подключить устройство, которое будет создавать эффект некоторого комплексного сопротивления

$$Z = \pm r \pm jx,$$

у которого действительная и мнимая составляющие будут изменяться по определенному закону, то вектор  $\Delta\dot{U}$  будет описывать окружность. При этом подключение, например, резистора на вторичную обмотку трансформатора  $T_2$  будет идентично включению такого же резистора, но с иным сопротивлением непосредственно в линию:

$$r' = rk_{T2}^2.$$

где  $k_{T2}$  — коэффициент трансформации.

Напряжение в начале линии

$$\dot{U}'_1 = \dot{U}_1 - \dot{I}r',$$

\* В англоязычной литературе это устройство называется Unified Power Flow Controller (UPFC).



откуда следует, что вектор  $\Delta \dot{U}$  должен иметь отрицательный знак. Практически это легко выполнить, изменив полярность одной из обмоток  $T_2$ . Поэтому в дальнейшем все векторные диаграммы даются с учетом этого знака.

Учтем теперь, что включение резистора означает потребление активной мощности трансформатором  $T_2$  из линии, включение отрицательного резистора — ее генерацию в линию, включение конденсатора — генерацию реактивной мощности, индуктивной катушки — ее потребление. Отсюда следует, что если в вентиляльную обмотку трансформатора  $T_2$  включить преобразователь, который может работать в режиме выпрямления (потребление активной мощности) и режиме инвертирования (ее генерация), а также потреблять реактивную мощность (индуктивность) или ее генерировать (емкость) в обоих этих режимах, то этот преобразователь полностью заменит указанное комплексное сопротивление и конец вектора  $\Delta \dot{U}$  будет описывать окружность. При этом необходимо обеспечить контур циркуляции активной мощности между преобразователем  $ПН_2$  и шинами подстанции, для чего используется преобразователь  $ПН_1$ .

При анализе удобней отсчитывать фазу вектора  $\Delta \dot{U}$  не от тока линии  $\dot{I}$ , а от напряжения  $\dot{U}_1$  (см. рис. 9.14, б). Эта фаза определяется углом  $\rho$ . Переток активной и реактивной мощности по линии будет определяться напряжением  $\dot{U}'_1$  в начале линии. Изменяя угол  $\rho$ , можно изменять активную и реактивную мощность линии, оснащенной таким устройством.

Рассматриваемый регулятор ОРПМ имеет три характерных режима (рис. 9.16):

1. Режим регулятора напряжения, когда вектор  $\Delta \dot{U}$  совпадает с вектором  $\dot{U}_1$ , при этом угол  $\rho = 0$  (рис. 9.16, а). В этом случае напряжение в начале линии  $\dot{U}'_1$  равно алгебраической сумме напряжений  $\dot{U}_1$  и  $\Delta \dot{U}$ . Регулирование передаваемой мощности осуществляется только за счет изменения значения напряжения  $\dot{U}'_1$  (в допустимых пределах).

2. Режим регулируемой продольной емкостной компенсации, когда вектор  $\Delta \dot{U}$  сдвинут по отношению к току линии на  $90^\circ$  (рис. 9.16, б). Из векторной диаграммы на этом рисунке можно получить

$$\delta + \rho = 90^\circ + \varphi,$$

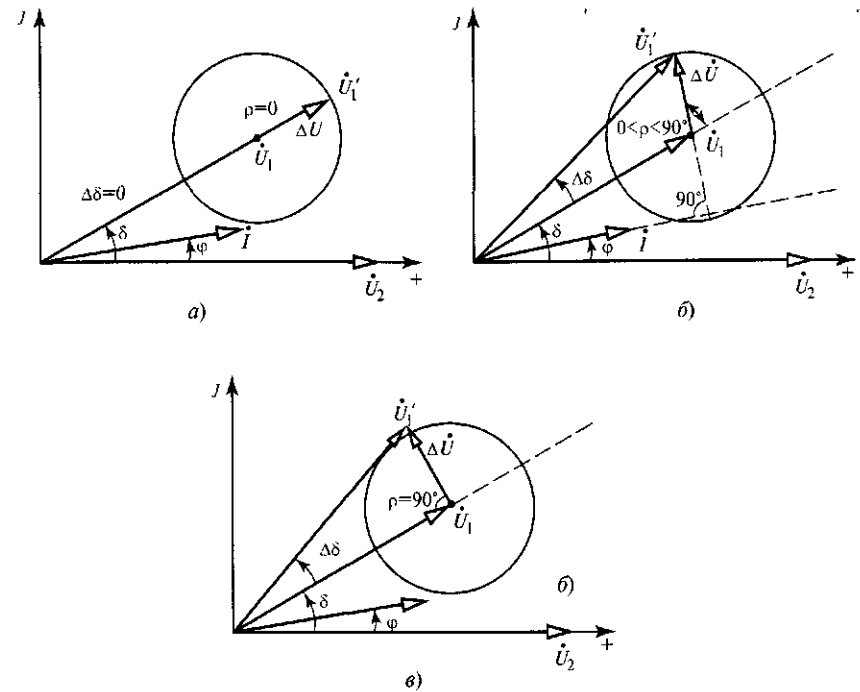


Рис. 9.16. Векторные диаграммы разных режимов ОРПМ:

а — режим регулятора напряжения; б — режим УПК; в — режим ФПУ

откуда

$$\rho = 90^\circ - (\delta - \varphi). \quad (9.9)$$

При  $\dot{U}_1 = \dot{U}_2$  будем иметь  $\operatorname{tg} \varphi = \operatorname{tg} \delta / 2$  или  $\varphi = \delta / 2$ ; отсюда

$$\rho = 90^\circ - \delta / 2. \quad (9.10)$$

3. Режим регулируемого фазоповоротного устройства, когда вектор напряжения  $\Delta \dot{U}$  сдвинут на электрический угол  $90^\circ$  по отношению к напряжению  $\dot{U}_1$  (рис. 9.16, в). В этом случае при постоянном угле  $\rho$ , равном  $\pm 90^\circ$ , изменение значения  $\Delta \dot{U}$  приведет к изменению дополнительного угла сдвига  $\Delta \delta$  и соответствующему изменению передаваемой мощности. Из векторной диаграммы (рис. 9.16, в) можно получить

$$\sin \Delta \delta = \Delta U / U'_1.$$

Учитывая, что

$$U'_1{}^2 = U_1^2 + \Delta U^2,$$

окончательно получаем

$$\Delta\delta = \arcsin \frac{\Delta U}{\sqrt{U_1^2 + \Delta U^2}}. \quad (9.11)$$

На круговых диаграммах линии управляющее воздействие будет проявляться в виде некоторых областей, наложенных на неуправляемый режим (рис. 9.17). Центр этих областей определяется параметрами исходного неуправляемого режима ( $P_0, \delta_0$ ), радиус — значением модуля напряжения  $\Delta \dot{U}$ . Для конца управляемой линии (рис. 9.17, а) эта область представляет собой окружность с центром, лежащим на круговой диаграмме, и радиусом, зависящим от значения  $\Delta U$ . Для начала линии положение центра окружности регулируется

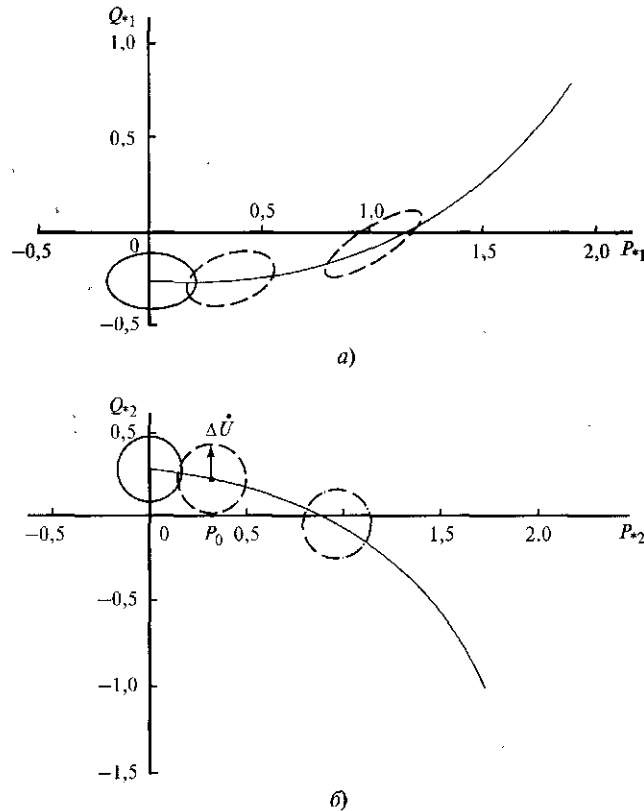


Рис. 9.17. Области управления на круговых диаграммах линии: а — для начала линии; б — для конца линии

мой зоны будет определяться не только значением  $P_0$ , но и значениями  $\Delta U$ , углов  $\rho$  и  $\delta$ . При неизменных значениях  $\Delta U$  и  $\delta$  для каждого значения  $\rho$  будет новое положение центра окружности, поэтому эти окружности превращаются в эллипсы (рис. 9.17, б).

Поскольку ОРПМ воздействует как на модуль, так и на фазу вектора  $\dot{U}'_1$ , линии, оснащенные таким регулятором, получили название *линий с векторным регулированием*.

### 9.3. Режимные характеристики линии с векторным регулированием

Для того чтобы продемонстрировать возможности векторного регулирования линий переменного тока, рассмотрим режимные характеристики линии 500 кВ длиной 500 км с проводами АС-400/51.

Под режимными характеристиками здесь понимаются зависимости активной и реактивной мощностей начала и конца линии, напряжения в начале линии, а также регулирующих воздействий (активной и реактивной мощностей преобразователя ПН<sub>2</sub>) от угла поворота  $\rho$  вектора  $\Delta \dot{U}$ .

На рис. 9.18 для  $P_{\text{нач}} = P_{\text{нат}}$  и  $\Delta U_* = 0,15$  приведены зависимости активной мощности  $P_1$ , реактивной мощности  $Q_1$ , напряжения  $U'_1$  в начале линии в функции угла  $\rho$  (под  $P_{\text{нач}}$  понимается мощность линии в нерегулируемом режиме при отключенном ОРПМ). Здесь же приведены зависимости мощностей  $P_d$  и  $Q_d$  преобразователя ПН<sub>2</sub> от угла  $\rho$ . Все эти зависимости даны в относительных единицах, где за базисные величины приняты натуральная мощность линии и ее номинальное напряжение.

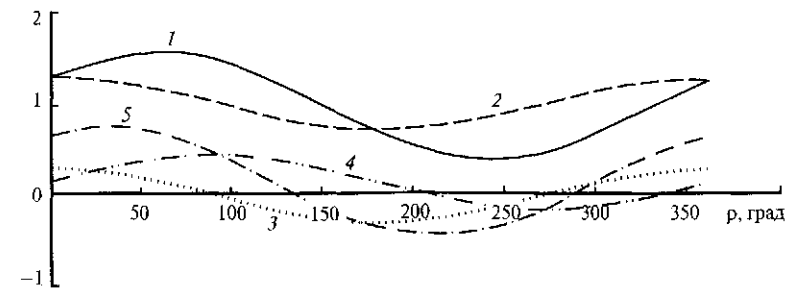


Рис. 9.18. Режимные характеристики линии с ОРПМ в зависимости от угла  $\rho$ : 1 —  $P_1$ ; 2 —  $U'_1$ ; 3 —  $P_d$ ; 4 —  $Q_d$ ; 5 —  $Q_1$

Как можно видеть, эти зависимости имеют синусоидальный характер с некоторым максимумом и минимумом. Разница между максимальным и минимальным значениями активной мощности  $P_1$  определяет диапазон регулирования. Амплитуды кривых  $P_d$  и  $Q_d$  представляют собой максимальные мощности, которые должен выдать преобразователь ПН<sub>2</sub> при работе в данном режиме. Отметим, что положительные значения мощности  $P_d$  соответствуют генерации активной мощности в линию (режиму инвертора), отрицательные — отбору мощности (режиму выпрямителя). Положительные значения мощности  $Q_d$  означают генерацию реактивной мощности в линию, отрицательные — ее отбор.

Максимальные значения  $P_d$  и  $Q_d$  позволяют определить мощность преобразователя ПН<sub>2</sub> и мощность последовательного трансформатора. Мощность преобразователя ПН<sub>1</sub> будет определяться как значением  $P_\phi$ , которая является обменной мощностью между линией и шинами системы 1 (см. рис. 9.14), так и значением реактивной мощности этого преобразователя. Последняя определяется балансом реактивной мощности в узле системы, в которую включена данная линия, при заданном значении напряжения  $U_1$ . Реактивная мощность преобразователя ПН<sub>1</sub> принималась равной нулю в предположении, что баланс реактивной мощности в узле обеспечивается за счет других средств системы.

Анализ зависимостей, приведенных на рис. 9.18, а также аналогичных зависимостей для других значений  $P_{нач}$  и  $\Delta U$  позволяет сделать следующие выводы:

используемый регулятор (ОРПМ) позволяет обеспечивать достаточно глубокое регулирование передаваемой по линии активной мощности. Диапазон регулирования активной мощности определяется главным образом значением  $\Delta U$  и слабо зависит от начального значения мощности в нерегулируемом режиме. При увеличении значения  $\Delta U$  возможно изменение направления ее потока, т.е. активная мощность будет передаваться в противоположном направлении. Необходимый диапазон регулирования мощности определяется местом и значением данной линии в энергосистеме и должен являться результатом специальных расчетов режимов конкретной энергосистемы, в которой находится эта линия. Следует лишь отметить, что увеличение диапазона регулирования требует увеличения мощности регулирующих устройств, прежде всего преобразователя ПН<sub>2</sub>;

максимальное значение полной мощности преобразователя ПН<sub>2</sub> определяется главным образом ее реактивной составляющей. Как

показано на рис. 9.18, максимум реактивной и, следовательно, полной мощности преобразователя совпадают с переходом кривой  $P_d = f(\rho)$  через нуль, что соответствует режиму продольной емкостной компенсации линии. Следует отметить, что при увеличении значения  $\Delta U$  мощность преобразователя ПН<sub>2</sub> возрастает и может стать соизмеримой с передаваемой по линии активной мощностью. Что же касается преобразователя ПН<sub>1</sub>, то его активная мощность должна быть равна активной мощности второго преобразователя, а реактивная мощность определяется условиями баланса реактивной мощности в передающей энергосистеме. Иными словами, суммарная мощность двух преобразователей может оказаться достаточно высокой. В этом случае может возникнуть вопрос о целесообразности такого регулирования линии переменного тока и поиске альтернативного решения, например, о сооружении электропередачи или вставки постоянного тока;

одним из важных параметров режима линии с векторным регулированием является напряжение в начале линии  $U'_1$ . Напряжение  $U'_1$  является функцией угла  $\rho$  (см. рис. 9.18), поэтому напряжение  $U'_1$  может значительно превышать номинальное напряжение или быть существенно ниже его в зависимости от значений  $\Delta U$  и этого угла. Наибольшее значение напряжения  $U'_1$  будет при электрическом угле  $\rho = 0$ , наименьшее — при  $\rho = 180^\circ$ :

$$U'_1 = U_1 \pm \Delta U;$$

при значении  $\Delta U_* = 0,3$  напряжение в начале линии 500 кВ будет изменяться в пределах 350—650 кВ, что недопустимо. При неизменном напряжении  $U_2$  это приведет к значительным перепадам напряжения по концам линии, что в свою очередь, вызовет большие перепады реактивной мощности, в особенности для относительно коротких линий. Все это требует установки дополнительных компенсирующих устройств, которые должны иметь значительную мощность. Приведенные выше максимальные значения  $U'_1$  недопустимы также и потому, что они будут превышать наибольшее рабочее напряжение аппаратуры подстанций — последовательного трансформатора и коммутационной аппаратуры. Кроме того, значительное увеличение напряжения в начале линии может также привести к возникновению общего коронирования проводов и потребует существенного усиления изоляции линии;

отсюда следует, что при использовании ОРПМ необходимо обеспечить ограничение напряжения в начале линии таким образом, чтобы оно не превышало допустимых значений как сверху, так

и снизу. Это можно сделать, используя соответствующие законы управления мощностью преобразователя ПН<sub>2</sub>. Введение ограничений напряжения  $U'_1$  практически не изменяет возможный диапазон регулирования активной мощности, передаваемой по линии. В то же время снижаются реактивные мощности по ее концам;

представляет интерес влияние длины линии на регулировочные характеристики и мощность преобразовательных устройств. Увеличение длины линии приводит к снижению диапазона изменения активной мощности в процессе регулирования (при неизменном значении  $\Delta U$ ). Снижается также реактивная мощность концов линии, что легко объяснимо характером процессов в ней при наличии перепада напряжений. Активная мощность  $P_d$  очень мало зависит от длины линии. Зависимости  $P_d = f(\rho)$  для разной длины линий практически совпадают во всем диапазоне изменения угла  $\rho$  для всех значений напряжения  $\Delta U$ . В то же время реактивная мощность  $Q_d$  от длины линии зависит заметно, возрастая с ее уменьшением. Это может объясняться двумя факторами: меньшей емкостью линии при малой ее длине и увеличением при этом возможной передаваемой мощности. Введение ограничения напряжения  $U'_1$  практически не влияет на значения  $Q_d$ ;

снижение напряжения  $\Delta U$  ведет к уменьшению мощности  $Q_d$ . Так, при снижении  $\Delta U$  от 0,6 до 0,3  $U_{\text{ном}}$  мощность  $Q_d$  уменьшается в 2,5—3,0 раза. Однако при этом уменьшается и диапазон изменения передаваемой активной мощности. Вопрос о выборе необходимого диапазона изменения  $\Delta U$  надо решать в каждом конкретном случае.

На основании изложенного выше можно заключить, что линии с векторным регулированием обладают приемлемыми техническими характеристиками установившихся режимов. Их экономические показатели, влияние на переходные процессы и распределение потоков мощности в сложной неоднородной сети требуют отдельного изучения.

### Контрольные вопросы

1. От каких факторов зависит мощность, передаваемая по линии переменного тока, и как ее можно регулировать?
2. Перечислите типы устройств, с помощью которых можно управлять мощностью, передаваемой по линии переменного тока. Назовите принципы, положенные в основу создания таких устройств.
3. Каким образом можно управлять мощностью реактора с помощью тиристорного ключа? Какие отрицательные свойства имеет этот способ управления?
4. Каковы отличия СТК от УШР трансформаторного типа?

5. Объясните основные принципы, заложенные в УШР с магнито-вентильным управлением.
6. На каком принципе основано создание фазоворотного устройства? Как с его помощью можно изменять активную мощность, передаваемую по линии? Будет ли при этом изменяться реактивная мощность?
7. Какие принципы заложены в основу работы УСВЛ, каким образом можно изменять передаваемую по ним мощность?
8. Какие способы управления степенью продольной емкостной компенсации линии Вы знаете? Какие аппараты и устройства для этого требуются?
9. Поясните принцип действия последовательного регулятора потоков мощности. Каким образом с его помощью можно управлять передаваемой по линии мощностью?
10. В чем заключается принцип векторного регулирования передаваемой по линии мощности? Какие устройства для этого требуются? Поясните, как они работают.
11. Что такое объединенный регулятор потоков мощности и как он работает?
12. Назовите три основных режима работы ОРПМ. Как они осуществляются?
13. Как изменяются в процессе регулирования с помощью ОРПМ активная и реактивная мощность линии, напряжение в начале линии, активная и реактивная мощности преобразователя ПН<sub>2</sub>?

## ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ВСТАВКИ ПОСТОЯННОГО ТОКА. СХЕМЫ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ. АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ

### 10.1. Области применения электропередач и вставок постоянного тока

В настоящее время для выработки электрической энергии, ее передачи на расстояние, распределения и потребления используется в основном переменный ток. Это объясняется прежде всего способностью переменного тока к трансформации, т.е. изменению напряжения с помощью достаточно простых аппаратов (трансформаторов), а также и тем, что электродвигатели переменного тока по своей конструкции значительно проще и, следовательно, надежнее электродвигателей постоянного тока. Кроме того, большое значение имеет и то, что значительно легче создать выключатели переменного тока, способные отключать токи в десятки тысяч ампер при напряжении в сотни киловольт. Благодаря этому переменный ток используется везде, за исключением некоторых промышленных производств и электрического транспорта. И тем не менее в последние десятилетия электроэнергетики разных стран все чаще применяют постоянный ток для решения ряда задач, в том числе и задач, связанных с передачей электрической энергии на расстояние.

Для ответа на вопрос, почему это делается, сопоставим характеристики линий переменного и постоянного тока.

Обе линии имеют однотипные параметры — активное сопротивление проводов, индуктивность и емкость. Активное сопротивление проводов определяет потери мощности и энергии в линии и, следовательно, ее КПД, а индуктивность и емкость — электромагнитные процессы в линии, связанные с передачей электроэнергии. В линии переменного тока эти процессы носят волновой характер, что и определяет основные характеристики такой линии. В линии постоянного тока в установившихся режимах волновые процессы отсутствуют. Именно это различие и лежит в основе всех решений, связанных с применением постоянного тока для транспорта электроэнергии.

Разумеется, генерация, передача, распределение и потребление электроэнергии осуществляются на переменном токе. Постоянный

ток используется лишь для решения сравнительно небольшого, но достаточно важного круга задач, что объясняется специфическими свойствами постоянного тока и характером электромагнитных процессов, связанных с передачей электроэнергии.

В настоящее время все известные объекты постоянного тока делятся на две группы. К первой из них относятся *электропередачи постоянного тока* (ППТ), по которым электрическая энергия передается на какое-то расстояние. Неотъемлемой частью этих электропередач является воздушная или кабельная линия постоянного тока. Ко второй группе относятся так называемые *вставки постоянного тока* (ВПТ), где линия постоянного тока отсутствует. Все звено постоянного тока расположено на одной подстанции, на которую заходят линии переменного тока от связываемых систем.

Структурные схемы ППТ и ВПТ приведены на рис. 10.1. По концам электропередачи включены *преобразователи*  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$ , которые преобразовывают переменный ток в постоянный на отправном конце и постоянный в переменный — на приемном. Устройство, преобразующее переменный ток в постоянный, называется *выпрямителем*, преобразующее постоянный ток в переменный — *инвертором*. По линии электропередачи передается постоянный ток.

Вставка постоянного тока может быть расположена или вблизи от одной из связываемых систем, или на одной из промежуточных подстанций электропередачи переменного тока, которая связывает эти две системы. В последнем случае линии, подходящие с разных сторон к ВПТ, могут иметь разное напряжение или связываемые системы могут иметь разную частоту. Линии переменного тока и

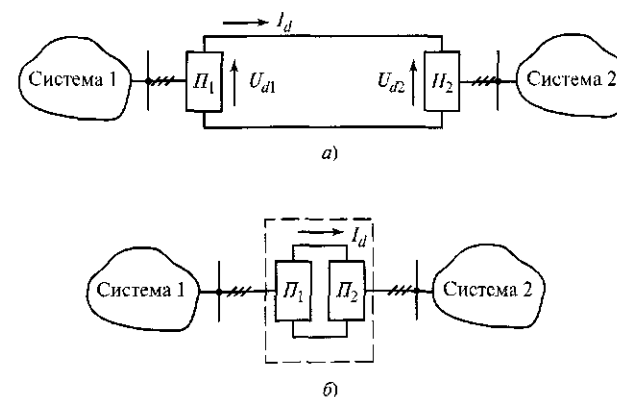


Рис. 10.1. Структурные схемы ППТ (а) и ВПТ (б)

вставки постоянного тока, используемые для связи двух несинхронно работающих систем или систем с разной частотой, имеют преимущество, которое состоит в том, что с их помощью проще обеспечить питание потребителей, расположенных вдоль трассы линии. Для этого нужно построить обычные трансформаторные подстанции. В случае связи систем с помощью ППТ это сделать значительно сложнее.

Процесс передачи электрической энергии по линии постоянного тока носит принципиально иной характер, поскольку в ней отсутствуют волновые процессы. Благодаря этому линия постоянного тока обладает качественно иными свойствами. Так как частота в данном случае равна нулю, то продольное индуктивное сопротивление линии и ее поперечная емкостная проводимость также равны нулю. Если пропускная способность линии переменного тока, определяемая главным образом электромагнитными свойствами, зависит от длины линии и уменьшается с увеличением последней, то в линии постоянного тока такая зависимость отсутствует. Именно поэтому линия постоянного тока рассматривается как одно из эффективных средств передачи больших мощностей на большие расстояния, когда задача не может быть решена с помощью линии переменного тока или когда применение передачи переменного тока оказывается менее экономичным решением.

В линии постоянного тока отсутствует зарядная мощность, характерная для линий переменного тока. Это обстоятельство имеет большое значение для кабельных линий. В кабельных линиях переменного тока зарядная мощность ограничивает их длину и полезную передаваемую мощность из-за нагрева токоведущих жил кабеля. В кабельных линиях постоянного тока это ограничение снимается, что позволяет делать их достаточно длинными. Так, например, кабельная линия постоянного тока, связывающая энергосистемы Швеции и Финляндии и проложенная по дну Балтийского моря, имеет длину 200 км при напряжении полюса 400 кВ. В перспективе предполагается сооружение кабельных линий постоянного тока длиной 600—700 км (Великобритания — Исландия). Построить такие линии на переменном токе не представляется возможным.

Кабельные линии постоянного тока высокого напряжения и с передаваемой мощностью в сотни мегаватт могут применяться и для ввода мощности в центры крупных городов и промышленных районов, которые занимают большие территории и потребляют весьма значительные мощности. Так, например, в Москве эти мощности составляют 35—40, в Берлине — до 100, в Нью-Йорке (Манхеттен) — до 500 МВт/км<sup>2</sup>. Причем эти мощности имеют тенденцию к возрастанию. Сооружение крупных электростанций в центральной

части города нецелесообразно по многим причинам, в том числе и экологическим. Поэтому мощности нужно вводить в центр города с его окраин или из пригородов, где возможно сооружение подстанций СВН, куда передается энергия от удаленных электростанций, а затем эту мощность передавать в центр города по кабельным линиям, так называемым *глубоким вводам*.

Глубокий ввод мощности в город по кабелям постоянного тока имеет преимущество, заключающееся в том, что при этом не увеличиваются токи коротких замыканий и исключаются мероприятия по их ограничению или замене коммутационных аппаратов, как это было бы при использовании ввода на переменном токе. Однако при

Таблица 10.1

Характеристика некоторых крупных электропередач и вставок постоянного тока

Название ППТ или ВПТ (страна)	Пропускная способность, МВт	Напряжение, кВ	Длина линии, км	
			воздушной	кабельной
Кабора—Баса (Мозамбик)—Апполо (ЮАР)	1920	±533	1440	—
Инга—Шаба (Заир)	1120	±500	1630	—
Итайпу (Бразилия), две цепи	2×3150	±600	816; 792	—
Нельсон Ривер—Виннипег (Канада)	2×1620	±450	2×900	—
Тихоокеанская (США)	3100	±500	1632	—
Интермаунтин (США)	1600	±500	788	—
МППТ ГЭС Ла Гранде (Канада)—Санди Понд (Бостон, США)	2250	±400	486	—
Англия—Франция (через Ла-Манш)	2×1000	±270	—	70
Швеция—Финляндия (Фено—Скан)	500	—400	35	200
Норвегия—Дания (через Скагеррак)	1000	±500	113	127
Швеция—Германия (Балтик кэйбл)	600	460	12	250
Хоккайдо — Хонсю (Япония)	600	±250	81	43
Готланд 2 (Швеция)	130	150	—	96
ВПТ Выборг (Россия—Финляндия)	4×355	±85	—	—
ВПТ Чатегей (Канада — США)	2×550	140	—	—
ВПТ Виндьяхал (Индия)	2×500	70	—	—
ВПТ Гараби (Бразилия — Аргентина)	4×550	±70	—	—
ВПТ Шин-Шинано (Япония)	2×150	+125	—	—

этом следует иметь в виду, что такое решение потребует сооружения преобразовательных подстанций в начале и конце кабельной линии.

Поскольку как в ППТ, так и в ВПТ мощность передается через звено постоянного тока, то осуществляется полная развязка по частоте. С их помощью можно связывать системы, работающие с разной номинальной частотой (ВПТ Шин-Шинано и Сакума, Япония) или с одной номинальной частотой, но несинхронно (ВПТ Россия—Финляндия в г. Выборге), а также системы с одной номинальной частотой, в которых применяются разные законы ее регулирования или имеются различные требования к ее поддержанию. И во всех этих случаях может быть обеспечена передача мощности в двух направлениях, т.е. *реверсивность* работы передачи.

Важно отметить при этом, что преобразователи ППТ и ВПТ оснащены весьма быстродействующей системой автоматического регулирования. Поэтому возмущения, возникшие в результате аварии в одной из связываемых систем, не передаются в другую, как это было бы при их связи по линиям переменного тока.

Таким образом, ППТ и ВПТ могут применяться для решения достаточно широкого круга задач электроэнергетики, а именно:

- передача энергии от удаленных электростанций;
- связь двух или нескольких систем, работающих несинхронно или с различной номинальной частотой;
- пересечение больших водных пространств с помощью кабельных линий;
- глубокие кабельные вводы в города и промышленные центры;
- межгосударственные связи.

Следует отметить, что наряду с перечисленными выше преимуществами электропередачи и вставки постоянного тока традиционного исполнения имеют ряд недостатков, как, впрочем, и любое другое инженерное решение. К их числу относятся:

большое потребление реактивной мощности преобразовательными устройствами, составляющее 0,5—0,6 квар/кВт на каждой преобразовательной подстанции; для мощных ППТ и ВПТ это требует установки дополнительных компенсирующих устройств на подстанциях и соответственно дополнительных затрат;

потребление преобразователями из сети или генерация в сеть тока несинусоидальной формы, т.е. тока, содержащего высшие гармоники. При большой мощности преобразователей токи высших гармоник имеют большие значения и, следовательно, могут оказывать отрицательное воздействие на примыкающие системы, поэтому на преобразовательных подстанциях принимают меры по их компенсации, что также требует дополнительных затрат.

Следует отметить, что новые типы преобразователей, разработанные в последнее время, в значительной мере лишены этих недостатков, однако в силу ряда причин они еще не получили широкого применения.

В результате преобразовательные подстанции электропередач и вставок постоянного тока имеют существенно большую стоимость, чем подстанции переменного тока при равной мощности. Удельная стоимость мощной подстанции постоянного тока составляет 55—75 долл/кВт против 20—40 долл/кВт для переменного тока.

Стоимость воздушной линии электропередачи определяется стоимостью проводов, опор, их фундаментов, линейной изоляции, условиями прокладки трассы, монтажа. По современным данным стоимость 1 км линии постоянного тока примерно на 20—25 % меньше стоимости 1 км линии переменного тока. Поскольку затраты на линию определяются ее длиной, то в результате для протяженных линий постоянного тока экономия на их сооружении компенсирует избыточные затраты на сооружение преобразовательных подстанций.

При некоторой длине линии, называемой *критической*  $L_{кр}$  ( $L_{кр1}$  и  $L_{кр2}$ ) затраты  $K$  на сооружение электропередачи постоянного и переменного тока становятся одинаковыми (рис. 10.2). При длине

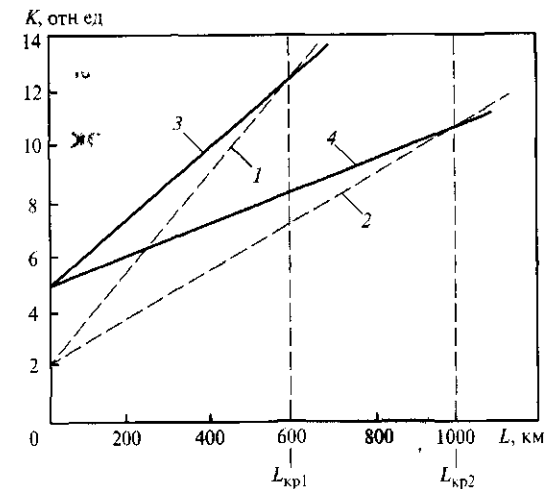


Рис. 10.2. Капитальные вложения в электропередачи переменного (штриховая линия) и постоянного тока (сплошная линия) одинаковой пропускной способности:

1, 3 — тяжелые условия прохождения трассы, 2, 4 — благоприятные условия прохождения трассы

линии свыше критической целесообразно сооружать линию постоянного тока, при длине линии менее критической — переменного тока.

Естественно, что значение критической длины линии определяется соотношением цен на аппаратуру и оборудование преобразовательных подстанций, а также на провода, изоляторы, опоры линий. Кроме того, значение критической длины линии определяется условиями прохождения трассы. При тяжелых условиях эта длина меньше, чем при благоприятных условиях. Применительно к условиям России критическая длина линии составляет 600—1000 км.

Выбор рода тока — постоянного или переменного, а также номинального напряжения при выборе варианта сооружения электропередачи производится на основании детальных технико-экономических сопоставлений. В них учитывается целый ряд факторов, таких как капитальные вложения в линии и подстанции, ежегодные издержки на эксплуатацию и ремонт линий и подстанций, стоимость потерь энергии на нагрев проводов и корону и пр. Одним из важных показателей является себестоимость электроэнергии на приемном конце электропередачи. Необходимо также учитывать и системные аспекты, которые возникнут при сооружении той или иной передачи: вопросы устойчивости генераторов удаленной станции или связываемых систем, перспективы развития системы и многое др. При выборе рода тока следует учитывать стабилизирующий эффект электропередач или вставок постоянного тока, о чем говорилось выше.

## 10.2. Схемы электропередач и вставок постоянного тока

Схема замещения передачи постоянного тока для установившегося режима приведена на рис. 10.3.

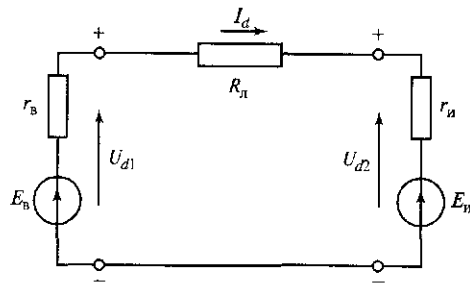


Рис. 10.3. Схема замещения ППТ

Ток в линии определяется выражением

$$I_d = \frac{E_B - E_H}{r_B + r_H + R_L}, \quad (10.1)$$

где  $E_B$  и  $E_H$  — ЭДС выпрямителя и противоЭДС инвертора соответственно;  $R_L$  — сопротивление линии постоянному току (омическое сопротивление линии);  $r_B$  и  $r_H$  — внутреннее сопротивление выпрямителя и инвертора соответственно, определяющее их свойства.

Мощность, отдаваемая выпрямителем в линию постоянного тока,

$$P_{d1} = U_{d1} I_d \quad (10.2)$$

Мощность, получаемая инвертором от линии,

$$P_{d2} = U_{d2} I_d \quad (10.3)$$

Для выпрямителя направления ЭДС и тока совпадают. Это говорит о том, что выпрямитель является генератором электрической энергии по отношению к линии постоянного тока. В то же время по отношению к передающей системе он является потребителем этой энергии.

В инверторе направления тока и противоЭДС противоположны. Это говорит о том, что инвертор потребляет энергию от линии постоянного тока и генерирует ее в приемную систему.

При этом выполняются условия:

$$\left. \begin{array}{l} E_B > U_{d1}; \\ E_H < U_{d2}. \end{array} \right\} \quad (10.4)$$

Эти свойства являются общими для цепей постоянного тока, и рассматриваемая схема не исключение. Аналогичные соотношения имеются для генераторов и двигателей постоянного тока, работающих совместно. Генератор, потребляя энергию от приводного двигателя, передает ее в цепь постоянного тока, а двигатель, потребляя энергию от цепи постоянного тока, передает ее машине (орудию). При этом сохраняются направления ЭДС и тока, показанные на рис. 10.3, и выполняются условия (10.4). Важно отметить, что для изменения тока в линии, а следовательно, и мощности от нуля до номинального значения достаточно незначительно изменять  $E_B$  и  $E_H$ , обычно в пределах 8—10 % номинальных значений.

В рассматриваемой схеме звеном, соединяющим выпрямитель и инвертор, является линия электропередачи, которая может иметь различные длину и исполнение. Возможные способы выполнения линий постоянного тока рассматриваются ниже.

Применительно к вставке постоянного тока в данной схеме замещения будет отсутствовать линия постоянного тока, но соотношения



(10.1)—(10.4) сохраняют свою силу (при  $R_{\Sigma} = 0$ ). В этом случае реактивные сопротивления линий переменного тока, подходящих к ВПТ, будут включены в величины  $r_B$  и  $r_H$ .

В настоящее время в качестве преобразователей в электропередачах и вставках постоянного тока повсеместно используются статические управляемые вентильные преобразователи. Эти преобразователи могут быть двух типов — преобразователи с неполностью управляемыми вентилями и преобразователи с полностью управляемыми вентилями.

К первому типу относится известная *трехфазная мостовая схема* (рис. 10.4, а). В этой схеме в качестве вентилей используются обычные тиристоры, у которых контролируется только момент их открытия путем подачи маломощного управляющего импульса на управляющий электрод вентиля. Закрываются такие вентили при переходе протекающего в них тока через нуль, что происходит под воздействием иных факторов (не за счет подачи управляющего сигнала). Такие преобразователи обладают свойствами *преобразователей тока*. Трехфазная мостовая схема была использована при сооружении почти всех существующих ППТ и ВПТ.

Создание второго типа преобразователей стало возможно благодаря успехам в развитии силовой полупроводниковой техники в последние два десятилетия. В это время были разработаны мощные силовые транзисторы (токи до 2 кА и более и напряжения до 3 кВ) и полностью управляемые тиристоры, у которых контролируется не только момент их открытия, но и момент закрытия. Тиристоры имеют достаточно высокие параметры — коммутлируемые токи до 5 кА и напряжения до 7—10 кВ.

Новые полупроводниковые приборы позволили создать второй тип преобразователей, получивших название *преобразователей напряжения* (ПН) (рис. 10.4, б). Этот тип преобразователей обладает иными, значительно улучшенными энергетическими характеристиками, чем обычная мостовая схема.

Сопоставляя два типа преобразователей, можно отметить следующие их различия:

преобразователь первого типа может работать как выпрямителем, так и инвертором, но при переходе из одного режима в другой у него меняется полярность выпрямленного напряжения, в то время как полярность тока остается неизменной. У преобразователя второго типа при переходе из режима выпрямления в режим инвертирования меняется направление (полярность) тока, но полярность напряжения не изменяется;

преобразователь первого типа при работе как в режиме выпрямления, так и режиме инвертирования потребляет из сети значительную

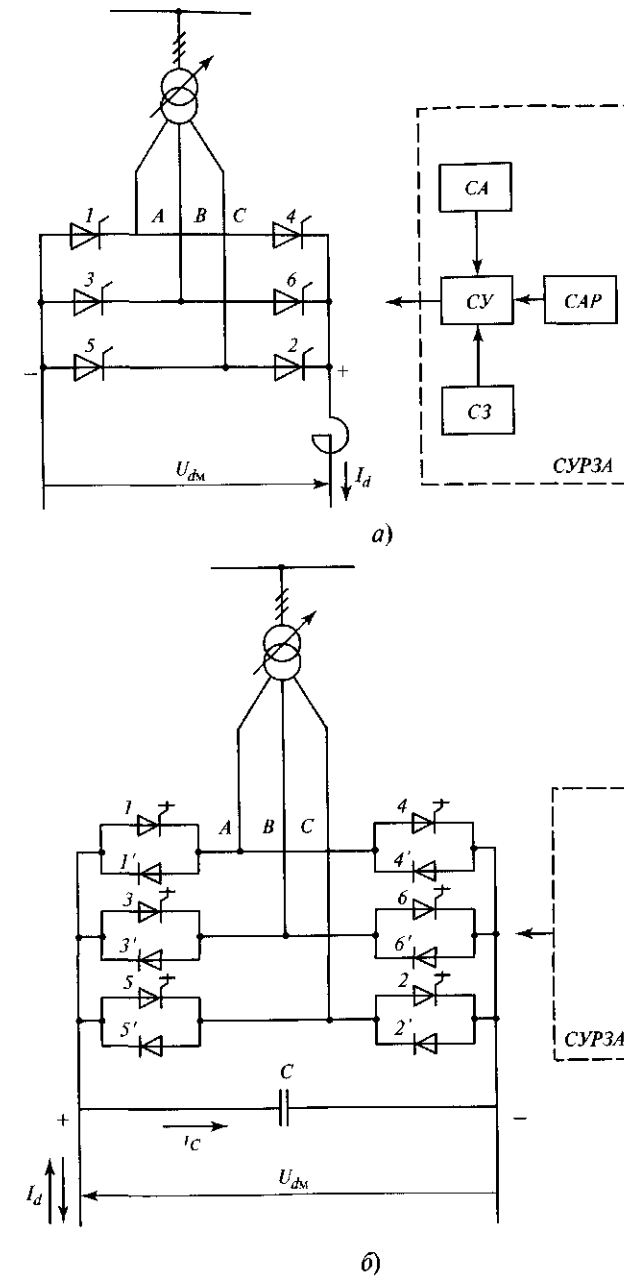


Рис. 10.4. Схемы преобразовательного моста на обычных тиристорах (а) и преобразователя напряжения на полностью управляемых вентилях (б)

реактивную мощность и имеет сугубо несинусоидальную форму тока фазы сети, что принуждает применять *фильтрокомпенсирующие устройства* (ФКУ) достаточно большой мощности. Преобразователь второго типа в обоих режимах может генерировать или потреблять реактивную мощность, что исключает необходимость применения мощных компенсирующих устройств. При этом форма тока фазы сети за счет применения широтно-импульсной модуляции близка к синусоидальной, что значительно уменьшает мощность фильтров на стороне переменного тока;

при использовании преобразователя первого типа короткое замыкание в цепи выпрямленного тока (в самом преобразователе или в линии) может быть отключено закрытием тиристорных путевых выключателей с них управляющих импульсов; у преобразователя второго типа этого сделать нельзя из-за наличия в его схеме неуправляемых диодов. Поэтому короткое замыкание следует отключать двумя выключателями в цепи переменного тока — со стороны выпрямителя и инвертора;

у преобразователя первого типа в цепи выпрямленного тока включен реактор, предназначенный для сглаживания пульсаций этого тока; у преобразователя напряжения такого реактора нет, но между полюсами включен конденсатор, что необходимо по условиям работы вентиля преобразователя. Реакторы включаются в фазы вентиля обмотки трансформатора;

в схеме преобразователя первого типа потери мощности в тиристорах меньше, чем в запираемых тиристорах или транзисторах в схеме преобразователя второго типа; кроме того их стоимость ниже.

В настоящее время преобразователи напряжения разработаны на мощность до 1100 МВт при напряжении  $\pm 300$  кВ. При их использовании сейчас сооружено несколько ВПТ и ППТ относительно небольшой мощности (200—600 МВт) с кабельными линиями. Электропередачи постоянного тока с преобразователями напряжения и воздушными линиями в настоящее время нет. Эти преобразователи еще находятся на стадии исследований и опытной эксплуатации.

Мощные дальние электропередачи постоянного тока с воздушными линиями сооружаются и в перспективе будут сооружаться с применением преобразователей на обычных тиристорах, опыт эксплуатации которых показал их высокую надежность. Поэтому в дальнейшем здесь будут рассматриваться характеристики традиционных преобразователей, выполненных по схеме рис. 10.4, а.

Современный мощный *высоковольтный преобразовательный блок* включает в себя не только преобразователь, но и ряд других элементов, составляющих неотъемлемую часть этого блока.

Рассмотрим их назначение.

Основным элементом преобразовательного моста является *вентиль*. В настоящее время в качестве вентиля используются высоковольтные тиристорные вентили (ВТВ), собранные из единичных тиристорных, включенных последовательно. При параметрах тиристорных, достигнутых к настоящему времени, необходимости в параллельном соединении тиристорных, как правило, нет.

Каждый вентиль характеризуется следующими основными параметрами:

средним значением тока  $I_{cp}$ , протекающего через него за период частоты сети;

максимальным напряжением  $U_{в. max}$ , которое прикладывается к нему как в прямом, так и в обратном направлении, когда вентиль закрыт, и которое этот вентиль должен выдержать.

В первом приближении можно принять

$$I_{cp} = I_d / 3;$$

$$U_{в. max} \approx 1,3 U_{dm}.$$

Тогда мощность преобразовательного моста будет функцией параметров вентиля

$$P_{dm} = U_{dm} I_d \approx 2,3 I_{cp} U_{в. max}. \quad (10.5)$$

Отсюда следует, чем выше ток и напряжение вентиля, тем большая единичная мощность моста может быть достигнута. Поэтому усилия инженеров и конструкторов направлены на разработку вентиля с возможно более высокими параметрами.

Одна из разработанных в нашей стране конструкций ВТВ со средним током до 700 А и напряжением до 480 кВ дает возможность получить единичную мощность преобразовательного моста 750 МВт с напряжением  $U_{dm} = 375$  кВ и током  $I_d = 2$  кА.

Такие вентили были разработаны и испытаны для ППТ Экибастуз — Центр. Тем не менее полученная мощность единичного моста и его напряжение оказались недостаточными для преобразования всей мощности ППТ, поэтому необходимо применять последовательное (каскадное) соединение отдельных преобразовательных мостов.

Группа вентиля, подключенная анодами к общей шине-полюсу, называется *анодной группой*, а те вентили, у которых к полюсу подключены катоды, — *катодной*. Часть преобразовательной схемы между полюсом и точкой, в которой подключена соответствующая фаза обмотки трансформатора, называется *плечом моста*. Есть анодное плечо моста и катодное плечо моста для каждой фазы соответственно.

Другим важным элементом преобразовательного блока является трансформатор, который связывает преобразовательный мост с сетью

передающей или приемной системы. Этот трансформатор выполняет две функции:

создает необходимое выпрямление напряжение моста  $U_{дм}$ , что обеспечивается выбором соответствующего коэффициента трансформации;

электрически отделяет цепь выпрямленного тока от сети переменного тока.

Необходимость такой гальванической развязки объясняется следующим обстоятельством. При глухо заземленной нейтрали сетей 220—500 кВ, куда включаются преобразователи ППТ и ВПТ, потенциалы фаз по отношению к земле жестко фиксированы и в нормальных режимах не превышают амплитуды фазного напряжения. В то же время потенциалы отдельных мостов по отношению к земле при их последовательном соединении различны и потенциал полюса может существенно превышать потенциал фазы. Так, например, при  $U_d = \pm 750$  кВ и напряжении сети 500 кВ потенциал полюса равен 750 кВ, амплитуда фазного напряжения сети составляет 407,5 кВ. Отсюда необходимость их электрического разделения.

Обмотку трансформатора, присоединенную к питающей сети, называют *сетевой обмоткой*, а обмотку, подключенную к вентильному мосту, — *вентильной*. Группами соединений обмоток трансформатора, которые обычно применяются на практике, являются Y/Y-12 или Y/Δ-11.

Трансформатор может быть как двухобмоточный, так и многообмоточный, обычно трех- или четырехобмоточный. В последнем случае одна сетевая и две вентильные обмотки присоединены к двум последовательно включенным мостам, к четвертой обмотке могут подключаться фильтры высших гармоник или синхронный компенсатор.

Отличительной особенностью преобразовательных трансформаторов является их более высокое реактивное сопротивление, чем у обычных трансформаторов той же мощности. Это объясняется условиями их работы в преобразовательных схемах. Увеличение сопротивления трансформатора необходимо для ограничения скорости изменения тока в вентилях в процессе их коммутации (значений  $di/dt$ ). Полная мощность трансформатора обычно превышает мощность питаемого им моста на 20—25 % в связи с большим потреблением реактивной мощности и увеличенными потерями активной мощности от токов высших гармоник.

Вентильные обмотки трансформаторов имеют усиленную изоляцию по отношению к земле в связи с подпором постоянного напряжения в многомостовых схемах.

Преобразовательные трансформаторы снабжены устройствами регулирования напряжения под нагрузкой, что необходимо для снижения потребления мостом реактивной мощности при изменении напряжения сети.

Вентили, применяемые в схеме моста, обладают свойством управляемости, т.е. они могут открыться только при подаче на управляющий электрод вентиля электрического импульса относительно небольшой мощности. Изменяя момент подачи этого импульса, можно в широких пределах регулировать параметры режима моста (мощность, напряжение), переводить мост из выпрямительного режима в инверторный и наоборот. Важно отметить, что изменение режима происходит практически безынерционно.

Управление режимом моста осуществляется с помощью *системы управления СУ* (рис. 10.4, а), которая генерирует управляющие импульсы, распределяет их по вентилям моста и выполняет необходимый сдвиг их по фазе относительно питающего напряжения. На систему управления воздействует *система автоматического регулирования САР*, поддерживающая параметры режима, например ток в линии, передаваемую мощность и ряд других, в заданных пределах путем изменения фазы подаваемых импульсов. На СУ воздействует также *система защиты СЗ*, автоматически снимающая передачу управляющих импульсов на вентили при возникновении аварийных ситуаций в преобразовательном мосту или в линии. Кроме того, на СУ воздействует *система автоматики СА*, которая осуществляет, например, автоматический ввод моста в работу после действия защиты и выполняет ряд других функций. Все эти системы объединены в один *комплекс СУРЗА* (система управления, регулирования, защиты, автоматики), который является неотъемлемой частью преобразовательного блока. На современных ППТ и ВПТ комплекс СУРЗА выполняется с использованием микропроцессорной техники.

В полюс моста включен реактор с индуктивностью  $L_d$ . В многомостовых схемах подстанций этот реактор включается в каждый полюс передачи перед линией. Обычно он имеет достаточно большую индуктивность 0,5—1,0 Гн. Этот реактор предназначен для сглаживания пульсаций выпрямленного тока и исключает совместно с фильтрами 6-й и 12-й гармоник, установленными на полюсах, проникновение этих гармоник в линию. Кроме того, этот реактор ограничивает значение  $di/dt$  при авариях на линии, что диктуется условиями работы вентиля, а также защищает оборудование подстанции, прежде всего преобразовательные мосты, от волн перенапряжений, которые могут прийти с линии. Для уменьшения потерь мощности реактор выполняется с очень высокой добротностью  $Q = x/R$  и обмотками без стального сердечника.

Одним из обязательных элементов преобразовательного блока являются фильтрокомпенсирующие устройства. Они предназначены для компенсации токов высших гармоник, генерируемых преобразователем, и реактивной мощности, которая им потребляется. В состав ФКУ входят фильтры токов высших гармоник, батареи статических компенсаторов, синхронные компенсаторы или статические источники реактивной мощности. Схемы включения и состав элементов ФКУ могут быть различными. Так, например, фильтры могут включаться как на дополнительную обмотку трансформатора преобразователя, так и непосредственно на шины, куда включена его сгетевая обмотка. Синхронные компенсаторы или иные компенсирующие устройства также могут быть включены или на шины сети через дополнительные трансформаторы, или на дополнительную обмотку преобразовательного трансформатора. Обычно этот вопрос решается в комплексе компоновки оборудования всей преобразовательной подстанции. Целесообразность размещения фильтров высших гармоник в той или иной точке ее схемы во многом определяется параметрами примыкающей сети переменного тока и ее частотными характеристиками.

Как уже отмечалось, для передачи Экибастуз — Центр был разработан и испытан преобразовательный мост мощностью 750 МВт. Мосты других ППТ имеют меньшие мощности. Так, например, преобразовательные мосты самой мощной ППТ Итайпу имеют мощность 400 МВт. В принципе при достигнутых параметрах тиристорных преобразовательных мостов можно конструировать на большие мощности. Однако здесь возникает ограничение, связанное с возможностью выполнения трансформаторов, питающих преобразователь. Выше уже отмечалось, что эти трансформаторы работают в значительно более тяжелых условиях, чем обычные, и их мощность должна быть больше мощности преобразовательного моста. Все это приводит к усложнению их конструкции и увеличению массы, что в конечном итоге вызывает большие сложности с их транспортировкой от завода-изготовителя до места установки. Поэтому максимальная мощность преобразовательного трансформатора, достигнутая в настоящее время, составляет около  $400 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  на фазу. По-видимому, эта мощность близка к предельной и резкое ее увеличение вряд ли возможно. Для сравнения укажем, что максимальная мощность обычного трансформатора 500 кВ составляет  $533 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  на фазу.

Отсюда возникает проблема увеличения мощности всей передачи при ограниченной мощности преобразовательных мостов. Эту проблему можно разделить на две — увеличение мощности электропередач постоянного тока и увеличение мощности вставок постоянного тока.

Для электропередач, особенно дальних, как известно, важнейшим фактором является увеличение мощности и, как следствие, напряжения линии. Поэтому увеличение мощности электропередачи и одновременно ее напряжения может быть достигнуто путем последовательного (каскадного) соединения нескольких преобразовательных мостов. При этом напряжение полюса равно сумме напряжений отдельных мостов (рис. 10.5, а). Для того чтобы ограничить количе-

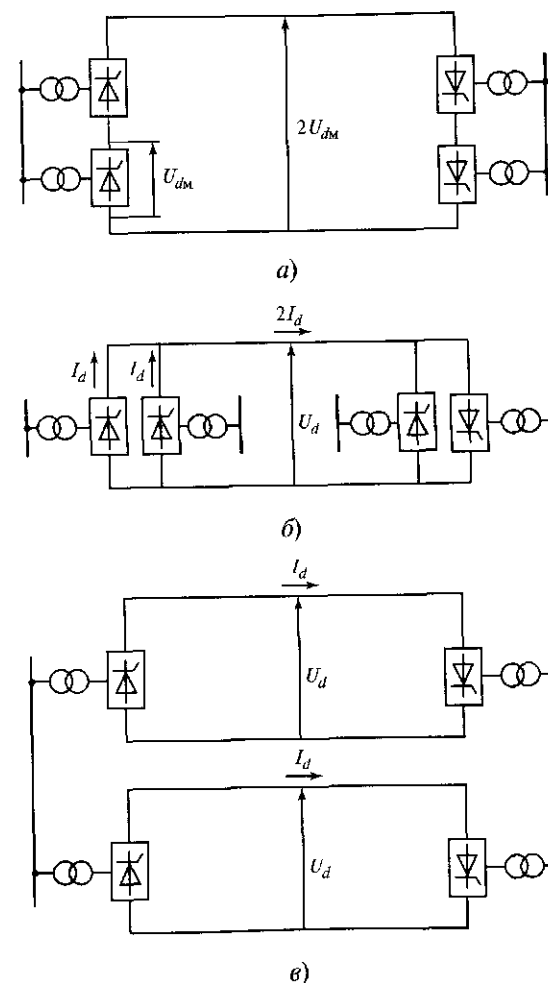


Рис. 10.5. Возможные схемы увеличения мощности ППТ:

а — увеличение напряжения полюса, б — увеличение тока полюса; в — двухцепная линия

ство последовательно включенных мостов в целях упрощения схемы подстанции, необходимо, чтобы каждый мост имел достаточно высокое выпрямленное напряжение, что, естественно, увеличивает стоимость оборудования.

Однако для очень мощных электропередач этого решения может быть недостаточно. Для увеличения мощности электропередачи необходимо увеличить еще и ток полюса. С этой целью прибегают к параллельному соединению двух ветвей, в каждую из которых входят несколько последовательно соединенных преобразовательных мостов (рис. 10.5, б). Такой подход может быть объяснен тем, что пока еще нет возможности изготовить оборудование, в том числе преобразовательные трансформаторы и линейные реакторы, на необходимые мощности и номинальные токи. Такое решение было использовано для электропередачи Экибастуз — Центр. Еще одним путем увеличения мощности дальней электропередачи является сооружение второй, параллельной цепи линии, как это сделано на передаче Итайпу (рис. 10.5, в). Выбор того или иного варианта решения задачи должен производиться на основании тщательных технико-экономических сопоставлений.

Для вставок постоянного тока, поскольку линии постоянного тока здесь нет, нет необходимости значительно увеличивать выпрямленное напряжение, что положительно сказывается на стоимости оборудования и упрощает конструктивные решения. Поэтому в ВПТ увеличение мощности достигается за счет параллельного включения преобразовательных блоков меньшей мощности и более низкого, чем в ППТ, напряжения. Причем увеличение мощности ВПТ может осуществляться и в дальнейшем по мере необходимости путем параллельного включения новых блоков. В то же время и здесь приходится прибегать к каскадному соединению преобразовательных мостов каждого блока, чтобы уменьшить содержание токов высших гармоник в сетевом токе преобразователя.

Выше мы говорили о возможных схемах преобразовательных подстанций. Теперь рассмотрим возможные схемы выполнения самих электропередач постоянного тока.

Поскольку цепи переменного и постоянного тока в ППТ электрически не связаны, то, если в цепи постоянного тока отсутствует связь с землей, потенциалы относительно земли в этой цепи будут определяться случайными факторами, главным образом токами утечки по изоляции, что недопустимо, так как в этом случае невозможно осуществить координацию изоляции. Поэтому хотя бы одна из точек в цепи постоянного тока должна быть заземлена. На практике в ППТ обычно заземляют две точки. Это могут быть или один из полюсов

передачи, заземленной с двух сторон линии, или средние точки преобразовательных подстанций.

В первом случае, когда заземляется один из полюсов передачи, провод этого полюса обычно отсутствует, его роль выполняет земля. В отличие от переменного тока, который в обратном направлении протекает на определенной глубине в земле, следуя всем изгибам трассы линии, постоянный ток протекает по всей толще земли. Активное сопротивление земли практически не зависит от ее удельного сопротивления, а является только функцией частоты тока  $f$  и определяется из выражения

$$r_3 = \pi^2 f. \quad (10.6)$$

При  $f = 0$  сопротивление земли также равно нулю. Поэтому сопротивление заземленного полюса будет определяться только сопротивлением растекания заземлителей, с помощью которых полюс соединяется с землей. Это сопротивление имеет очень малое значение — доли ома (для ППТ Волгоград—Донбасс  $r_3 = 0,05 \div 0,15$  Ом) и не оказывает влияния на режим передачи. Поэтому для электропередачи требуется только один полюс, подвешенный на изоляторах, если линия воздушная, или в виде одножильного кабеля, проложенного в земле или по дну морского пролива. Такие передачи называются *униполярными*. Схема униполярной ППТ приведена на рис. 10.6.

Обычно униполярные электропередачи сооружаются при пересечении больших водных пространств, например морских проливов. Для передачи мощности от выпрямителя к инвертору требуется проложить лишь одиночный одножильный кабель, рассчитанный на напряжение полюс—земля  $U_{d(n-3)}$ . Заземляющие электроды закладываются в землю непосредственно на берегу или опускаются прямо

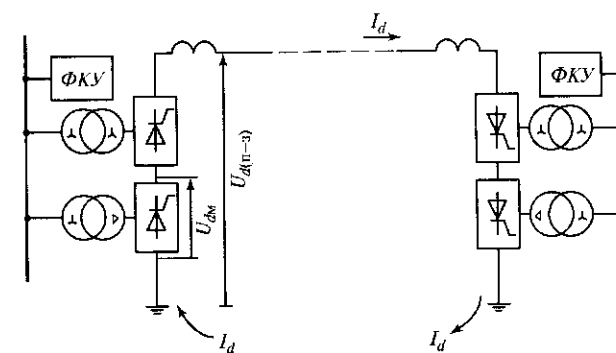


Рис. 10.6. Схема униполярной ППТ

в воду. В последнем случае применяются мероприятия по защите рыбы от воздействия тока растекания.

По такой схеме выполнен целый ряд электропередач: Италия — о. Сардиния в Средиземном море, Швеция — Дания через пролив Скагеррак в Балтийском море, Швеция — Финляндия и ряд др. На электропередаче Швеция — Финляндия, которая является самой мощной из униполярных передач (500 МВт, 400 кВ, 230 км) проложен кабель длиной 200 км лишь с одной соединительной муфтой.

Использование земли для возврата тока имеет и свои отрицательные стороны. Наиболее существенным недостатком здесь является возможность коррозионного разрушения металлических инженерных сооружений — трубопроводов и кабелей, проложенных в земле вблизи заземлителя. Часть тока передачи распространяется по этим сооружениям и, стекая с них, может вызвать их повреждение вследствие электролиза вплоть до образования отверстий в трубопроводах или оболочках кабелей. На основании расчетов и экспериментальных исследований установлено, что при токе заземленного полюса, равном 1 кА, радиус опасной зоны вокруг заземлителя составляет 5 км. Для подземных сооружений, расположенных в этой зоне, необходимо применение катодной защиты. В некоторых случаях, когда линия прокладывается в местности, где много подземных инженерных сооружений, например при глубоком вводе в город, во избежание растекания тока по земле заземленный полюс выполняется в виде кабеля, жила которого заземлена с двух сторон.

Область применения униполярных ППТ — передача относительно небольших мощностей (несколько сотен мегаватт) на сравнительно небольшие расстояния, главным образом при пересечении водных преград. Для мощных электропередач применяют другую схему, в которой линия выполнена с двумя полюсами и каждый из них изолирован от земли. Заземляются средние точки преобразовательных подстанций. Такая передача называется *биполярной*. Схема одной цепи такой передачи приведена на рис. 10.7. Иногда такую цепь называют *биполем*. При необходимости увеличения мощности передачи сооружают вторую такую же цепь.

Благодаря тому, что средние точки преобразовательных подстанций заземлены, каждая цепь может быть разделена на две независимые полуцепи. В нормальных режимах ток от выпрямителя к инвертору передается по положительному полюсу линии и возвращается по отрицательному. При равной нагрузке обеих полуцепей ток в земле равен нулю. Однако следует отметить, что на практике невозможно обеспечить полную идентичность параметров оборудования и параметров режима каждой из полуцепей. Поэтому некоторый небаланс всегда существует, и ток в земле не равен нулю. Однако он

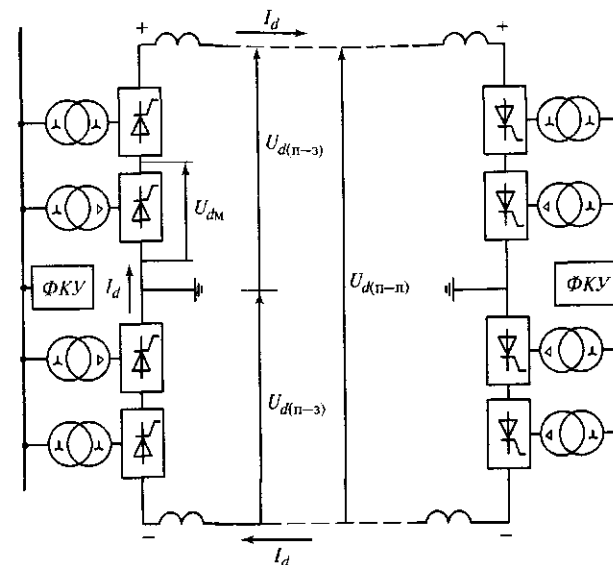


Рис. 10.7. Схема биполярной ППТ

много меньше тока полюса, и в дальнейшем мы его не будем учитывать. При выходе одной полуцепи из работы другая продолжает работать с возвратом тока через землю. При этом мощность передачи уменьшается вдвое, тем не менее передача, хотя и со сниженной мощностью, продолжает работать.

Для мощных электропередач, у которых ток полюса составляет несколько килоампер, зона опасного влияния тока в земле значительно больше упомянутой ранее. Поэтому точки заземления с помощью специальных линий выносятся на расстояние в несколько десятков километров от преобразовательных подстанций.

Для биполярных передач различают два вида напряжений линии: напряжение полюс—земля и напряжение полюс—полюс. Очевидно, что напряжение полюс—полюс в 2 раза больше напряжения полюс—земля. Поэтому передача, например,  $\pm 500$  кВ и передача 1000 кВ — это одна и та же передача.

Область применения биполярных электропередач — передачи больших мощностей на большие расстояния. По биполярной схеме выполнены все мощные и дальние электропередачи постоянного тока, построенные к настоящему времени: Итайпу (Бразилия), Тихоокеанская (США), Кабора Басса — Апполо (Мозамбик — ЮАР) и многие др. По этой же схеме строилась электропередача Экибастуз — Центр, отличие которой от упомянутых передач состояло в том, что здесь

были использованы по две ветви преобразовательных мостов на каждой подстанции.

Иногда к биполярным передачам прибегают и в других случаях, например, ППТ Англия — Франция, проложенная через пролив Ла-Манш, выполнена как биполярная. Одной из причин, приведших к такому решению, было стремление избежать влияния магнитного поля однополюсной линии на навигационные приборы судов, идущих по проливу.

Следует отметить, что разработанные к настоящему времени схемы высоковольтных преобразователей напряжения не допускают заземления любого полюса линии. Поэтому такие преобразователи не могут применяться для сооружения униполярных и биполярных электропередач постоянного тока.

Линии постоянного тока, как униполярные, так и биполярные, не имеют линейных выключателей. Роль последних с успехом выполняют управляемые вентили преобразователя.

При возникновении аварийных ситуаций в линии постоянного тока достаточно снять управляющие импульсы с вентилей выпрямителя (закрыть вентили), чтобы ток в линии прекратился. Закрытие вентилей может быть выполнено как вручную дежурным персоналом подстанции, так и автоматическими устройствами защиты, реагирующими на возникновение повреждения.

Отсутствие линейных выключателей упрощает конструкцию преобразовательной подстанции и благоприятно отражается на ее экономических показателях. Однако такое решение может быть принято лишь для магистральных электропередач, т.е. передач, не имеющих промежуточных отборов мощности. Для передач с промежуточными отборами целесообразно применение выключателей постоянного тока для локализации аварий, которые могут возникнуть на отдельных участках передачи.

Создание высоковольтного выключателя постоянного тока представляет весьма сложную техническую задачу, решение которой требует проведения серьезных научно-исследовательских и конструкторских проработок. Пути решения этой задачи найдены. В настоящее время как в России, так и за рубежом разработаны опытные образцы высоковольтных выключателей постоянного тока напряжением до 750 кВ, однако применения на практике они пока не нашли.

Для промежуточного отбора мощности от ППТ необходимо в точке отбора соорудить промежуточную преобразовательную подстанцию, на которую можно подать напряжение от местной энергосистемы для обеспечения работы инвертора. Эта промежуточная преобразовательная подстанция может быть включена в линию последовательно или параллельно.

При *последовательном включении* промежуточной подстанции (рис. 10.8, а) часть преобразовательных мостов как бы разнесена по линии от концевых подстанций в промежуточные точки. Каждая из промежуточных подстанций может работать как в выпрямительном, так и инверторном режиме. При работе в выпрямительном режиме энергия промежуточной системы поступает в линию постоянного тока, при работе в инверторном режиме эта энергия отбирается от нее и поступает в промежуточную систему.

Недостатком схемы последовательного отбора мощности является взаимная зависимость работы всех подстанций. Это проявляется в трудности регулирования мощности отдельных подстанций, поскольку значение тока в последовательной цепи должно оставаться неизменным на всех ее участках. Выход из работы любой из подстанций в результате аварии может привести к прерыванию тока и обесточиванию всех остальных подстанций. Поэтому промежуточные подстанции должны быть оборудованы шунтирующими аппаратами, в том числе и шунтирующими вентилями, которые автоматически включаются при аварии на данной подстанции. Кроме того, следует учесть, что все преобразовательное оборудование промежуточной подстанции должно быть рассчитано на напряжение полюса, что увеличивает его стоимость.

*Параллельное включение* промежуточных подстанций (рис. 10.8, б), во-первых, позволяет осуществить независимое регулирование мощности на всех подстанциях и изменять ее направление, т.е. переходить на любой из подстанций из режима выпрямителя в режим инвертора и наоборот; во-вторых, перейти к созданию сети высокого напряжения постоянного тока, предназначенной для связи нескольких промежуточных энергосистем.

Недостаток схемы ППТ с параллельным отбором мощности состоит в необходимости использования выключателей постоянного тока для отключения поврежденных участков. Выключатели могут быть заменены разъединителями с дистанционным приводом. Но в этом случае необходимо сначала обесточить всю передачу, затем во время бестоковой паузы отключить поврежденный участок передачи и снова ее включить. Обесточивание передачи может быть осуществлено снятием управляющих импульсов с преобразователей, работающих выпрямителями (закрытием преобразователей). Все это осуществляется средствами защиты и автоматики электропередачи. На пятиподстанционной ППТ Канада—США использован именно этот метод. Этот же метод использован на электропередаче Италия — о. Корсика — о. Сардиния с отбором мощности на о. Корсика.

В случае, если какие-то преобразовательные подстанции в схеме их параллельного включения должны по условиям режима работать

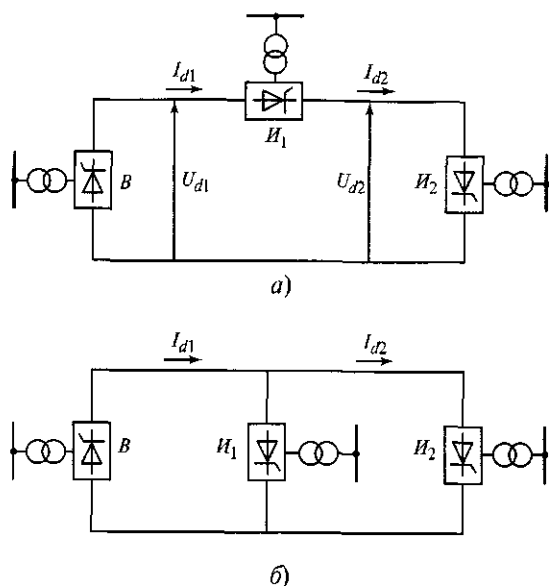


Рис. 10.8. Последовательный (а) и параллельный (б) отбор мощности от ППТ

как в выпрямительном, так и в инверторном режиме, то на таких подстанциях необходимо иметь устройство для переключения полярности полюсов преобразователя, чтобы изменять полярность преобразователей при сохранении полярности напряжения линии.

Для вставок постоянного тока, как уже отмечалось, нет необходимости увеличивать напряжение и мощность преобразовательного блока. Увеличение мощности вставки достигается параллельным включением нескольких блоков, аналогично тому, как это делается на электростанциях при параллельном включении генераторов.

В качестве примера может быть приведена ВПТ Россия — Финляндия в г. Выборге. Она состоит из четырех одинаковых комплектов высоковольтных преобразовательных устройств (КВПУ) мощностью 355 МВт каждое и подключенных с одной стороны к шинам 330 кВ системы Ленэнерго, с другой — к шинам 440 кВ, связанным с энергосистемой Финляндии. Преобразователи (выпрямитель, инвертор) каждого КВПУ размещены в отдельном здании, где также находятся все системы, обслуживающие эти преобразователи (СУРЗА, система охлаждения и др.). Выпрямленное напряжение каждого моста равно 85 кВ. Парные мосты выпрямителя и инвертора имеют номинальное напряжение в контуре постоянного тока 170 кВ, номинальный ток 2100 А. Преобразователи связаны с шинами 330 и

400 кВ с помощью однофазных четырехобмоточных трансформаторов мощностью 135 МВ · А на фазу. В контур постоянного тока включены два разделительных сглаживающих реактора с индуктивностью 0,1 Гн каждый. Одна из обмоток трансформаторов напряжением 38,5 кВ используется для подключения фильтров токов высших гармоник. Кроме того, такие фильтры подключены также прямо к шинам 330 и 400 кВ. Компенсация реактивной мощности преобразователей осуществляется частично за счет фильтров высших гармоник, которые на частоте 50 Гц являются генераторами реактивной мощности, а также синхронных компенсаторов, подключенных к шинам 330 и 400 кВ через трансформаторы.

### 10.3. Схема замещения одномостового преобразователя. Допущения, принимаемые при анализе его характеристик

Из сказанного выше следует, что преобразователи являются основными и важнейшими элементами электропередачи и вставок постоянного тока. Их характеристики в значительной мере определяют свойства, преимущества и недостатки всей передачи или вставки. Поэтому, для того чтобы изучить свойства электропередачи или вставки постоянного тока как элемента электроэнергетической системы, необходимо изучить характеристики преобразователей и возможные режимы их работы. Для этого необходимо провести анализ электромагнитных процессов в преобразователе, получить уравнения токов и напряжений в элементах схемы и на этой основе найти внешние, энергетические и другие характеристики преобразователя, определяющие его рабочий режим.

Как уже отмечалось, современные преобразовательные подстанции имеют многомостовые преобразователи, у которых количество мостов, включенных между полюсом и землей, колеблется от двух до четырех. Математическое описание таких преобразователей достаточно сложно, при необходимости его следует изучать в специальных курсах. Однако его можно существенно упростить, если рассматривать только один мост, поскольку все мосты идентичны, и затем характеристики многомостовой схемы рассматривать как сумму характеристик отдельных мостов. Такое допущение возможно, если пренебречь взаимным влиянием соседних мостов.

Это влияние может проявляться за счет общего для всех мостов эквивалентного сопротивления питающей (для выпрямителя) или приемной (для инвертора) электроэнергетической системы. Суть этого влияния заключается в том, что в некоторых режимах работы преобразователей токи двухфазных коротких замыканий в соседних



мостах, возникающих при коммутациях вентилях (см. ниже), могут накладываться. В результате искажаются напряжения на шинах переменного тока подстанции и изменяются условия работы вентилях.

Однако это явление возможно главным образом в перегрузочных режимах преобразователей, что не характерно для работы ППТ и ВПТ из-за действия системы регулирования. Кроме того, преобразовательные подстанции оснащены фильтрами токов высших гармоник, в результате чего напряжение на их шинах практически синусоидально. Поэтому взаимным влиянием мостов можно пренебречь, и в дальнейшем мы будем рассматривать лишь единичный преобразовательный мост.

Выразим параметры одиночного моста через параметры биполярной электропередачи с двухобмоточными трансформаторами (см. рис. 10.7). При этом индексом «в» будем отмечать величины, относящиеся к выпрямителю, индексом «и» — к инвертору. Все величины, относящиеся к стороне постоянного тока, т.е. напряжение, мощность, ток, имеют индекс «d».

Мощность моста

$$P_{dмв} = P_d / N_{мв}, \quad (10.7)$$

где  $P_d$  — мощность всей электропередачи;  $N_{мв}$  — количество мостов в двух полупеях.

Выпрямленное напряжение моста выпрямителя

$$U_{d-мв} = 2U_{п-зв} / N_{мв}, \quad (10.8)$$

где  $U_{п-зв}$  — напряжение полюс—земля выпрямителя.

Ток полюса линии находится как

$$I_d = P_d / 2U_{п-зв}; \quad (10.9)$$

поскольку мосты соединены последовательно, этот ток одинаков для всех мостов выпрямителя, линии и инвертора.

Полная мощность трансформатора для схемы трансформатор—мост может быть в первом приближении найдена как

$$S_{тв} = 1,2 \div 1,25 P_{dмв}. \quad (10.10)$$

Для удобства анализа все величины приведем к напряжению вентильной обмотки трансформатора, которое определяется по следующему выражению, полученному из упрощенного уравнения внешней характеристики преобразователя:

$$U_{вентв} = \frac{0,741 U_{dмв}}{1 - 0,5 x_{*тв}}, \quad (10.11)$$

здесь  $x_{*тв}$  — сопротивление трансформатора в относительных единицах.

Коэффициент трансформации трансформатора выпрямителя

$$n_{тв} = U_{св} / U_{вентв}, \quad (10.12)$$

где  $U_{св}$  — напряжение сети питающей системы.

Сопротивление трансформатора, приведенное к ступени напряжения вентильной обмотки, находится как

$$x_{тв} = \frac{U_{вентв}^2}{S_{тв}} x_{*тв}. \quad (10.13)$$

Эквивалентное сопротивление и эквивалентная ЭДС системы могут быть определены двумя путями. Во-первых, они могут быть найдены с помощью известных методов эквивалентирования сложных систем, во-вторых, по известной мощности короткого замыкания на шинах переменного тока преобразовательной подстанции  $S_k$ . В данном случае мы воспользуемся вторым способом.

Значение эквивалентного сопротивления питающей системы, приведенное к ступени напряжения вентильной обмотки, определяется как

$$x_{св} = U_{вентв}^2 / S_{кв}. \quad (10.14)$$

В этом случае амплитуда фазного значения эквивалентной ЭДС питающей системы может быть определена из полного уравнения внешней характеристики выпрямителя:

$$E_{мв} = \frac{1}{\sqrt{3} \cos \alpha} \left[ \frac{\pi}{3} + (x_{св} + x_{тв}) I_d \right], \quad (10.15)$$

здесь  $\alpha$  — начальный угол открытия вентилях выпрямителя, который может быть принят равным  $5—10^\circ$ .

Для инвертора могут быть использованы аналогичные выражения с учетом потерь напряжения в линии.

Напряжение полюс—земля в конце линии на входе инверторной подстанции

$$U_{п-зи} = U_{п-зв} - I_d R_{л}, \quad (10.16)$$

где  $R_{л}$  — сопротивление полюса линии.

Напряжение одного моста инвертора определяется как

$$U_{dми} = 2U_{п-зи} / N_{ми}. \quad (10.17)$$

Напряжение вентильной обмотки трансформатора инвертора будет отличаться от такого же напряжения на стороне выпрямителя и находится как

$$U_{\text{венти}} = \frac{0,741 U_{\text{п-з и}}}{1 - 0,5x_{*т}} \quad (10.18)$$

В этом случае коэффициент трансформации трансформатора инвертора

$$n_{т и} = \frac{U_{с и}}{U_{\text{венти}}} n_{т и} = \frac{U_{с и}}{U_{\text{венти}}}, \quad (10.19)$$

здесь  $U_{с и}$  — напряжение сети приемной системы.

Обычно трансформаторы на стороне выпрямителя и инвертора по соображениям технологии производства делают одинаковой мощности и с одинаковым напряжением короткого замыкания. Поэтому сопротивление трансформатора в относительных единицах у инвертора можно принять таким же, как и у выпрямителя. Различие будет заключаться лишь в значении коэффициентов трансформации, в особенности при различных напряжениях сетевых обмоток и напряжениях вентильных обмоток. Отсюда сопротивление трансформатора, приведенное к ступени напряжения вентильной обмотки,

$$x_{т и} = U_{\text{венти}}^2 / S_{т и}. \quad (10.20)$$

Соответственно эквивалентное сопротивление приемной системы, приведенное к точке включения инвертора,

$$x_{с и} = U_{\text{венти}}^2 / S_{к и}, \quad (10.21)$$

где  $S_{к и}$  — мощность трехфазного короткого замыкания на шинах инверторной подстанции.

Амплитуда фазной эквивалентной ЭДС приемной системы находится как

$$E_{ми} = \frac{1}{\sqrt{3} \cos \delta} \left[ \frac{\pi}{3} U_{дми} + (x_{с и} + x_{т и}) I_d \right], \quad (10.22)$$

где  $\delta$  — угол закрытия клапанов, который может быть принят равным 15—18°. В результате мы получим параметры элементов схемы замещения выпрямительного и инверторного мостов без учета фильтрокомпенсирующих устройств. Внешний вид схем замещения будет одинаков для выпрямителя и инвертора, различие будет проявляться лишь в численных значениях параметров схемы и режима. Эта схема замещения приведена на рис. 10.9.

Питающая система представлена трехфазной системой симметричных и синусоидальных ЭДС, приложенных за эквивалентным

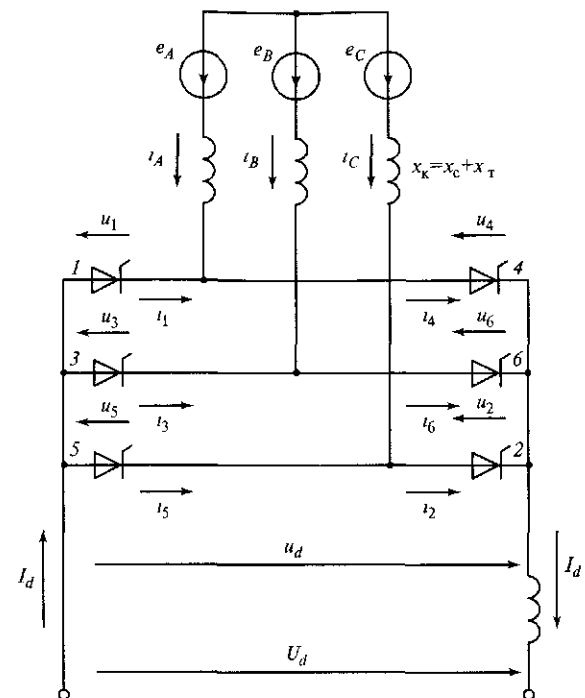


Рис. 10.9. Схема замещения преобразовательного моста

сопротивлением  $x_c$ . Трансформатор преобразователя представлен своим сопротивлением рассеяния  $x_t$ . Сопротивления системы и трансформатора, как и ЭДС системы, приведены к одной ступени напряжения — напряжению вентильной обмотки трансформатора.

В схему замещения не включены активные сопротивления системы и трансформатора, а также собственные емкости оборудования. Активные сопротивления в цепях переменного тока не включены по двум причинам. Во-первых, потому, что для мощных энергетических установок эти сопротивления имеют небольшое значение по сравнению с реактивными; во-вторых, потому, что при анализе процессов в преобразователе приходится иметь дело с достаточно малыми промежутками времени, измеряемыми градусами или десятками градусов частоты сети, когда затухание свободной составляющей токов практически не сказывается. Собственные емкости оборудования для мощных высоковольтных преобразователей рассматриваемого типа оказывают определенное влияние на условия работы оборудования. Однако их влияние на основные характеристики преобразователя

незначительно, а учет их усложняет схему замещения и существенно повышает порядок уравнений, затрудняя тем самым анализ.

Основным элементом преобразовательного моста является *высоковольтный тиристорный вентиль*. Поэтому, для того чтобы правильно учесть вентиль в схеме замещения, необходимо рассмотреть его характеристики.

Как уже отмечалось, высоковольтный тиристорный вентиль представляет собой цепочку последовательно соединенных одиночных тиристоров, поэтому его характеристики аналогичны характеристикам единичного тиристора.

*Тиристор* — это кремниевый прибор с двумя устойчивыми состояниями: закрытым, когда его сопротивление велико и через него протекает малый ток, и открытым, когда через него протекает большой ток. Тиристор изготавливается из цилиндрического слитка кремния, легированного примесями, который режут на пластины (шайбы). Для получения идентичных параметров на всех изготавливаемых тиристорах слиток предварительно подвергается так называемому нейтронному легированию — облучению потоком нейтронов в ускорителе частиц. Благодаря этому примеси распределяются по слитку равномерно, что способствует идентичности характеристик тиристоров. Тиристор представляет собой четырехслойную полупроводниковую *p-n-p-n-структуру* и имеет три выхода: А — анод, К — катод, УЭ — управляющий электрод. Вольт-амперная характеристика тиристора представлена на рис. 10.10, а.

Если от внешнего источника подать напряжение на тиристор в прямом направлении, т.е. на анод (плюс), на катод (минус), и постепенно повышать его, то при отсутствии тока управления тиристор будет оставаться закрытым до тех пор, пока это напряжение не достигнет значения напряжения переключения  $u_{пер}$ . Наклон внешней характеристики на этом участке определяется крайне незначительными токами утечки, которыми можно пренебречь, и принять ток тиристора равным нулю.

Когда напряжение достигнет  $u_{пер}$ , которое для одиночных тиристоров может составлять несколько киловольт, тиристор открывается и переходит в проводящее состояние. Процесс перехода носит скачкообразный, лавинный характер. При этом напряжение между анодом и катодом резко снижается.

Если через управляющий электрод будет протекать ток управления, значение которого для большинства тиристоров составляет несколько десятков или сотен миллиампер (в зависимости от параметров цепи управления), то напряжение переключения будет снижаться, причем тем больше, чем больше ток управления. При некотором значении этого тока тиристор может открыться сразу же, как

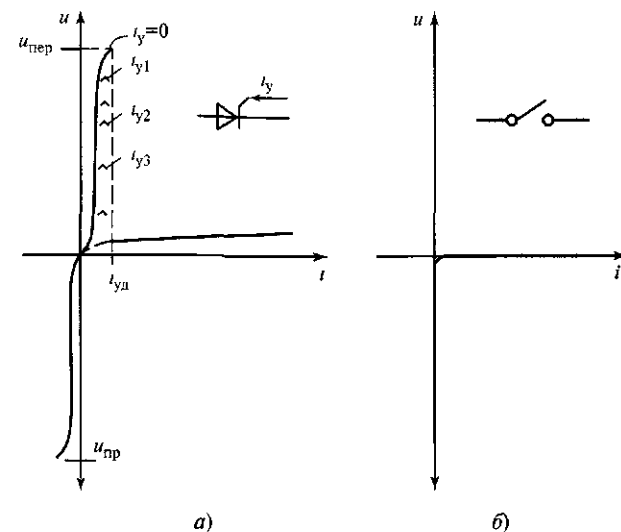


Рис. 10.10. Вольт-амперные характеристики тиристора (а) и ключа (идеального вентиля) (б)

только напряжение анода превысит напряжение катода на значение падения напряжения в тиристоре. Обычно это значение тока и задаёт управляющий импульс, подаваемый системой управления.

После того как тиристор открылся, управляющий электрод теряет свои управляющие свойства и ток управления может быть снят. Поэтому управляющий импульс обычно имеет относительно небольшую длительность — 10—15° частоты сети. Открытый тиристор может оставаться в этом состоянии неопределенно долго при условии протекания по нему тока, превышающего ток удержания  $i_{уд}$  (несколько сотен миллиампер). При этом падение напряжения на тиристоре во всем диапазоне его рабочих токов составляет 1,5—2,0 В, что обычно на несколько порядков меньше напряжения схемной обмотки трансформатора. Поэтому при анализе процессов в мощных высоковольтных преобразователях напряжение между анодом и катодом открытого тиристора принимается равным нулю. Это состояние тиристора характеризуется горизонтальной частью его вольт-амперной характеристики.

Если под действием каких-то внешних причин ток через тиристор начнет снижаться, то последний закроется, когда его ток станет меньше тока удержания  $i_{уд}$ . Так как ток удержания для большинства типов тиристоров составляет доли процента от номинального, то

можно считать, что тиристор закрывается при прохождении тока через нуль.

После закрытия тиристора необходимо определенное время для рассасывания основных носителей тока и восстановления электрической прочности. Для высоковольтных тиристоров это время равно 200—300 мкс, что составляет электрический угол 4—5° частоты сети. У тиристоров последних серий это время снижено до 1°.

При изменении полярности приложенного к тиристорному напряжению (на катоде — плюс, на аноде — минус) тиристор будет оставаться в закрытом состоянии, причем обратный ток через него пренебрежимо мал по сравнению с рабочим током (нижняя часть вольт-амперной характеристики). Когда обратное напряжение достигает значения напряжения пробоя  $U_{пр}$ , в тиристоре возникает лавинный пробой и он выходит из строя.

Для современных типов тиристоров напряжение переключения  $U_{пер}$  при токе управления, равном нулю, и напряжение пробоя примерно равны. Как можно видеть из рис. 10.10, а, вольт-амперная характеристика тиристора имеет сугубо нелинейный характер.

Во избежание неуправляемых открытий и пробоев тиристора его параметры должны быть согласованы с напряжением схемной обмотки трансформатора и условиями работы тиристора в нормальных и аварийных режимах мостовой схемы. Иными словами, максимальные мгновенные значения напряжений, прикладываемые к тиристорному в прямом и обратном направлениях в процессе работы схемы, должны быть соответственно меньше, чем напряжения переключения и пробоя.

Различают рабочее, повторяющееся и неповторяющееся напряжение. Под *рабочим напряжением* понимают амплитуду синусоидального напряжения, которое может быть приложено к тиристорному. *Повторяющееся напряжение* — это максимальное напряжение, отличающееся от синусоидального наличием в нем каких-либо пиков, скачков и определяемое условиями нормальной работы схемы. *Неповторяющееся напряжение* — это максимальный случайный пик напряжения, возникший в результате, например, аварийной ситуации в схеме преобразователя.

Для исключения повреждения тиристорных и аварийных ситуаций, вызванных произвольным включением тиристорных в непроводящий период их работы, параметры тиристорных выбирают так, чтобы повторяющиеся и неповторяющиеся напряжения были меньше напряже-

ний переключения и пробоя. Обычно руководствуются следующими соотношениями:

$$\left. \begin{aligned} U_{повт} &\leq 0,75 U_{пер}; \\ U_{неп} &\leq 0,83 U_{пер}; \end{aligned} \right\} \quad (10.23)$$

при этом предполагается, что  $U_{пер} \approx U_{пр}$ .

Кроме того, следует учесть, что тиристоры чувствительны к скорости изменения напряжения  $du/dt$  и скорости изменения тока  $di/dt$ . Если значение  $du/dt$  превысит допустимое для данного типа тиристорных, то возможно самопроизвольное включение тиристора при отсутствии тока управления и в непроводящий период, что вызовет аварию в преобразователе. Поэтому для ограничения значения  $du/dt$  тиристор шунтируется RC-цепью. В высоковольтном тиристорном вентиле, куда входит цепочка из последовательно включенных тиристорных, шунтируется каждый тиристор. Кроме того, параллельно каждому тиристорному включается еще и резистор для обеспечения равномерного распределения напряжения между тиристорными этой цепочки.

В случае, если скорость тока превысит допустимое значение, возможны локальные перегревы структуры тиристора в области управляющего электрода, что может вызвать повреждение тиристора. Для ограничения значения  $di/dt$  последовательно с цепочкой тиристорных включается реактор.

Таким образом, помимо тиристорных в ВТВ имеется еще ряд элементов. Однако они имеют вспомогательный характер и их параметры таковы, что они не оказывают влияния на основные характеристики преобразовательного моста, поэтому в схеме замещения они не учитываются.

Кроме указанных выше параметров тиристор характеризуется предельным током (среднее за период значение тока), который он может длительно пропускать. Значение этого тока определяется диаметром кремниевой шайбы.

Для современных ППТ и ВПТ применяются тиристоры с диаметром шайбы до 140 мм, со средним током до 5,0 кА, допустимое обратное напряжение составляет 5,0—6,0 кВ, повторяющееся прямое напряжение имеет примерно такое же значение. В то же время, как уже отмечалось, напряжение на открытом тиристорном при протекании рабочего тока составляет 1,5—2,0 В.

Сказанное выше дает основание заменить вольт-амперную характеристику реального тиристора кусочно-линейной характеристикой *идеального вентиля* (см. рис. 10.10, б).

Идеальный вентиль обладает следующими свойствами:

открывается, когда одновременно выполняются два условия: напряжение между анодом и катодом вентиля равно или больше нуля ( $u_{\text{вент}} \geq 0$ ) и на управляющий электрод подан управляющий импульс. В случае, если хотя бы одно из этих условий не выполнено, вентиль не открывается;

остаётся в открытом состоянии до тех пор, пока через него протекает ток ( $i_{\text{вент}} > 0$ ); когда ток в вентиле снизится до нуля, что обуславливается процессами в цепи, в которую он включен, вентиль закрывается;

строго говоря, не требуется времени для рассасывания объемного заряда; электрическая прочность вентиля восстанавливается сразу же после того, как он закрылся. Тем не менее в дальнейшем мы будем учитывать это время, поскольку оно имеет большое значение для работы инвертора. Отсюда следует, что напряжение прямой полярности может быть приложено к вентилю лишь спустя некоторое время после его закрытия.

Кроме учета упомянутых свойств идеального вентиля мы будем также полагать, что вентиль выдерживает максимальные напряжения, которые прикладываются к нему в прямом и обратном направлениях, когда он закрыт.

Таким образом, идеальный вентиль может быть представлен замкнутым ключом, когда вентиль проводит ток, и разомкнутым ключом, когда ток в нем переходит через нуль. Важно отметить, что вентиль как реальный, так и идеальный является сугубо нелинейным элементом, свидетельством чего является его вольт-амперная характеристика. С одной стороны, именно благодаря этому обстоятельству мостовая (или иная) схема получает способность к преобразованию рода тока, с другой, наличие нелинейных элементов существенно усложняет математическое описание процессов, протекающих в ней. Поскольку получение решения в общем виде обычно весьма затруднительно, при анализе преобразовательных схем приходится использовать некоторые приемы, в частности кусочно-припасовочный метод, о котором будет рассказано ниже.

Одним из важнейших допущений, принимаемых при анализе мостовых преобразовательных схем, является допущение об отсутствии пульсаций в выпрямленном токе ( $I_d = \text{const}$ ). Теоретически оно выполняется лишь при условии  $L_d = \infty$ . Однако, как показывает опыт, это допущение может выполняться и при ограниченной индуктивности сглаживающего реактора при выполнении условия

$$x_d \geq 8 \div 10 x_T, \quad (10.24)$$

где

$$x_d = 2\pi f L_d$$

Как допущение принимается также отсутствие тока намагничивания трансформатора вследствие его малости.

Итак, при анализе режимов однофазного преобразователя принимаются следующие допущения:

- система ЭДС строго симметрична и синусоидальна;
- пульсация в выпрямленном токе отсутствует ( $I_d = \text{const}$ );
- реальные вентили заменяются идеальными;
- активные сопротивления в схеме замещения не учитываются;
- собственными емкостями оборудования пренебрегаем;
- ток намагничивания трансформатора принимается равным нулю.

#### 10.4. Математическая модель преобразователя

Любая математическая модель определяется теми задачами, для решения которых она предназначена. Ниже приводится модель для анализа электромагнитных процессов в преобразователе и получения с его помощью основных характеристик преобразователя. Если ставится задача исследования характеристик системы, в которой есть ППТ или ВПТ, то должна быть иная модель, полученная на основании первой.

Зададимся положительными направлениями токов в схеме на рис. 10.9, приняв в качестве положительных токов вентилей токи, совпадающие с направлением их проводимости. Нумерацию вентилей можно начинать с любого вентиля. Главное — соблюсти очередность их открытия. В соответствии с этим и произведена их нумерация. В качестве независимой переменной примем величину  $\vartheta = \omega t$ , что дает возможность выражать интересующие нас отрезки времени в долях периода частоты сети, в электрических углах или радианах.

В соответствии с законами Кирхгофа для схемы, представленной на рис. 10.9, могут быть записаны следующие уравнения:

$$\left. \begin{aligned} i_1 + i_3 + i_5 &= I_d; \\ i_2 + i_4 + i_6 &= I_d; \\ i_A &= i_4 - i_1, \quad i_B = i_6 - i_3, \quad i_C = i_2 - i_5. \end{aligned} \right\} \quad (10.25)$$

Обойдя схему по контуру, образованному вентилями 1 и 2 и ЭДС  $e_A$  и  $e_C$ , таким образом, чтобы направление обхода совпадало с направлением токов этих вентилей, получим

$$e_C - x_k \frac{di_C}{d\vartheta} - u_2 - u_d - u_1 + x_k \frac{di_A}{d\vartheta} - e_A = 0, \quad (10.26)$$

где  $x_k = x_c + x_T$ ;  $u_1, u_2$  — напряжения на вентилях 1 и 2.

Действующие ЭДС в контуре преобразователей в соответствии с очередностью работы вентилялей

Контур, образованный вентилями	Действующие в контуре ЭДС	Обозначение ЭДС
1—2	$e_C - e_A$	$e_1$
2—3	$e_C - e_B$	$e_2$
3—4	$e_A - e_B$	$e_3$
4—5	$e_A - e_C$	$e_4$
5—6	$e_B - e_C$	$e_5$
6—1	$e_B - e_A$	$e_6$

В частном случае, при наличии фильтрокомпенсирующих устройств, поддерживающих напряжение на шинах преобразовательной подстанции синусоидальным и неизменным, значением  $x_c$  можно пренебречь, тем более что обычно  $x_c \ll x_T$  (здесь мы его учитываем для общности рассуждений).

Выразив токи фаз  $i_A$  и  $i_C$  через токи вентилялей и перенеся ЭДС  $e_A$  и  $e_C$  в левую часть уравнения, а все остальные члены — в правую, будем иметь:

$$e_C - e_A = x_k \frac{d}{d\vartheta} (i_1 + i_2 - i_4 - i_5) + u_1 + u_2 + u_d.$$

Если обойти схему на рис. 10.9 по аналогичным контурам, выбирая каждый раз контур и направление обхода таким образом, чтобы в него входили очередные пары вентилялей 1—2, 2—3, 3—4, ..., 6—1, то в результате можно получить:

$$\left. \begin{aligned} e_C - e_B &= x_k \frac{d}{d\vartheta} (i_2 + i_3 - i_5 - i_6) + u_2 + u_3 + u_d; \\ e_A - e_B &= x_k \frac{d}{d\vartheta} (i_3 + i_4 - i_6 - i_1) + u_3 + u_4 + u_d; \\ e_A - e_C &= x_k \frac{d}{d\vartheta} (i_4 + i_5 - i_1 - i_2) + u_4 + u_5 + u_d; \\ e_B - e_C &= x_k \frac{d}{d\vartheta} (i_5 + i_6 - i_2 - i_3) + u_5 + u_6 + u_d; \\ e_B - e_A &= x_k \frac{d}{d\vartheta} (i_6 + i_1 - i_3 - i_4) + u_6 + u_1 + u_d. \end{aligned} \right\} (10.27)$$

В левую часть этих уравнений входят разность тех ЭДС, которые, будучи приложены к цепи выпрямленного тока при работе соответствующей пары вентилялей, образуют выпрямленное напряжение.

Для упрощения записи уравнений (10.27) заменим в левой их части разность фазных ЭДС одной эквивалентной ЭДС. Так, например, обозначим  $e_C - e_A = e_1$ ;  $e_C - e_B = e_2$  и т.д. Эти обозначения, соответствующие их контурам, приведены в табл. 10.2.

Приняв обозначения действующих в контуре ЭДС в соответствии с табл. 10.2, можно записать:

$$\left. \begin{aligned} e_1 &= x_k \frac{d}{d\vartheta} (i_1 + i_2 - i_4 - i_5) + u_1 + u_2 + u_d; \\ e_2 &= x_k \frac{d}{d\vartheta} (i_2 + i_3 - i_5 - i_6) + u_2 + u_3 + u_d; \\ e_3 &= x_k \frac{d}{d\vartheta} (i_3 + i_4 - i_6 - i_1) + u_3 + u_4 + u_d; \\ e_4 &= x_k \frac{d}{d\vartheta} (i_4 + i_5 - i_1 - i_2) + u_4 + u_5 + u_d; \\ e_5 &= x_k \frac{d}{d\vartheta} (i_5 + i_6 - i_2 - i_3) + u_5 + u_6 + u_d; \\ e_6 &= x_k \frac{d}{d\vartheta} (i_6 + i_1 - i_3 - i_4) + u_6 + u_1 + u_d. \end{aligned} \right\} (10.28)$$

Системы уравнений токов (10.25) и напряжений (10.28) являются универсальными и позволяют в пределах принятых допущений описать все процессы, происходящие в мостовой трехфазной схеме преобразователя, найти токи в ветвях и напряжения на каждом из элементов в любой интересующий нас момент времени.

Отметим, что в уравнениях (10.25)—(10.28) используются мгновенные значения токов, напряжений и ЭДС. Их действующие и средние значения будут получены ниже на основании решения соответствующих уравнений.

Уравнения (10.28) являются нелинейными, поскольку включают в себя напряжения вентилялей  $u_1—u_6$ , которые в общем виде являются нелинейной функцией тока (см. рис. 10.10). В силу этого решение

## 10.5. Режимы работы выпрямителя

В зависимости от тока нагрузки  $I_d$  работа однофазного преобразователя в качестве выпрямителя делится на несколько режимов, характеризующихся количеством одновременно работающих вентилях. К их числу относятся:

- режим 0 — режим холостого хода, при котором закрыты все вентили;
- режим 1—0 — режим прерывистых токов;
- режим 2 — режим малых токов;
- режим 2—3 — основной рабочий режим;
- режим 3 — перегрузочный режим;
- режим 3—4 — режим, близкий к короткому замыканию на полюсах выпрямителя.

Ниже более подробно рассматриваются лишь режимы 2 и 2—3; перегрузочные режимы 3 и 3—4 не рассматриваются. Это объясняется тем, что режимы 3 и 3—4 не характерны для ППТ и ВПТ. Эти режимы возникают при токах, значительно превышающих номинальный ток. Кроме того, преобразователи оборудованы системой регулирования, которая за счет быстродействующего управления не позволяет току нагрузки превысить заданное значение, не превосходящее номинальное.

Что же касается режимов 0 и 1—0, то они не являются определяющими для установления основных свойств выпрямителя. Эти режимы связаны с наличием собственных емкостей оборудования, в частности, емкостей вентилях в закрытом состоянии, емкости между обмотками трансформатора и емкости полюса на землю. Поскольку эти емкости в вышеприведенных уравнениях не учтены, то уравнения (10.27) не могут быть использованы для анализа данных режимов. Здесь требуется иное математическое описание. Следует, однако, отметить, что режим прерывистых токов 1—0 является пусковым режимом высоковольтного выпрямителя и в этом режиме есть свои особенности, которые требуют отдельного анализа (здесь не приводится).

### 10.5.1. Режим малых токов (режим 2)

При малой нагрузке выпрямителя, когда выпрямленный ток  $I_d$ , а следовательно, и токи в ветвях малы (до 5 % их номинальных значений), можно пренебречь ЭДС самоиндукции в сопротивлении  $x_k$ , которая возникает при изменении тока фазы, т.е. принять  $x_k(di/d\theta) = 0$ . В этом случае система уравнений (10.28) примет вид:

уравнений связано со значительными математическими трудностями. Замена реальной характеристики вентиля кусочно-линейной позволяет для каждого участка этой характеристики получить линейные дифференциальные уравнения с постоянными коэффициентами.

Для этого весь процесс делится на интервалы времени, каждый из которых характеризуется определенным сочетанием вентилях, работающих в данный интервал времени. Поскольку вентили рассматриваются как идеальные, то все работающие вентили представляются замкнутыми ключами, неработающие — разомкнутыми. В результате на каждом отдельном интервале времени процесс описывается совокупностью линейных дифференциальных уравнений. Однако процесс в целом остается нелинейным, так как момент перехода, определяемый точкой излома кусочно-линейной характеристики, зависит от токов или напряжений в элементах схемы.

Для каждого интервала времени, для которого справедливы линейные дифференциальные уравнения, задача сводится к нахождению постоянных интегрирования при решении этих уравнений. Постоянные интегрирования могут быть найдены по условиям на границах интервалов, т.е. по значениям токов и напряжений в элементах схемы, найденным для конца предыдущего интервала. Этот метод получил название *кусочно-припасовочного*.

Следует отметить, что в настоящее время разработаны и другие методы анализа преобразовательных схем (методы разностных уравнений, гармонического анализа, переключательных функций и др.), однако припасовочный метод используется чаще и дает более наглядные представления.

Анализ существенно упрощается в случае, если процесс является периодическим. При этом оказывается достаточно провести анализ лишь для периода повторения и полученные решения распространить на весь процесс. Для однофазного преобразователя период повторения равен электрическому углу  $60^\circ$ , поэтому решение полученных уравнений достаточно провести лишь для интервалов, входящих в этот период.

Системы уравнений (10.25), (10.28) и метод их решения справедливы как для выпрямительного, так и для инверторного режима однофазного преобразователя (ниже рассматриваются оба эти режима). Однако по этой методике анализируется лишь выпрямленный режим преобразователя, при этом полученные уравнения имеют общий вид, справедливый и для режима инвертирования.

$$\left. \begin{aligned} e_1 &= u_1 + u_2 + u_d; \\ e_2 &= u_2 + u_3 + u_d; \\ e_3 &= u_3 + u_4 + u_d; \\ e_4 &= u_4 + u_5 + u_d; \\ e_5 &= u_5 + u_6 + u_d; \\ e_6 &= u_6 + u_1 + u_d. \end{aligned} \right\} (10.29)$$

Уравнения для токов (10.25), полученные выше, справедливы и в данном случае.

Аналогичные результаты можно получить, если принять значение  $x_k = 0$ , что целесообразно для пояснения принципов работы выпрямителя и получения упрощенных соотношений, характеризующих эту работу.

Уравнения (10.29) являются нелинейными алгебраическими уравнениями, поскольку вольт-амперная характеристика идеального вентиля нелинейна (см. рис. 10.10, б). Разбиение всего процесса на отдельные интервалы времени в соответствии с кусочно-линейными характеристиками вентиля остается справедливым и здесь. Для пояснения принципа работы мостовой схемы выпрямителя и характеристик отдельных ее этапов такое разбиение за период частоты сети приведено на рис. 10.11 и 10.12.

На рис. 10.11 для каждого временного интервала приведены сочетания работающих в данный интервал вентилях, действующие в контуре фазные ЭДС, а также направления токов фаз и постоянного тока  $I_d$ . На этом рисунке жирными линиями выделены элементы схемы, по которым в данный интервал времени протекает ток. Неработающие элементы схемы для данного интервала показаны штриховыми линиями. Ниже схемы приводятся временные границы каждого интервала в градусах частоты периода сети.

Обратим внимание на то, что при любом сочетании работающих вентилях направление выпрямленного тока  $I_d$  остается неизменным, в то время как направление токов фаз меняется на противоположное. Неизменность направления тока  $I_d$  свидетельствует о сохранении полярности полюсов выпрямителя для всех сочетаний работающих вентилях. В то же время изменение направления токов фаз говорит о том, что в обмотках трансформатора, который здесь не показан, протекает переменный ток.

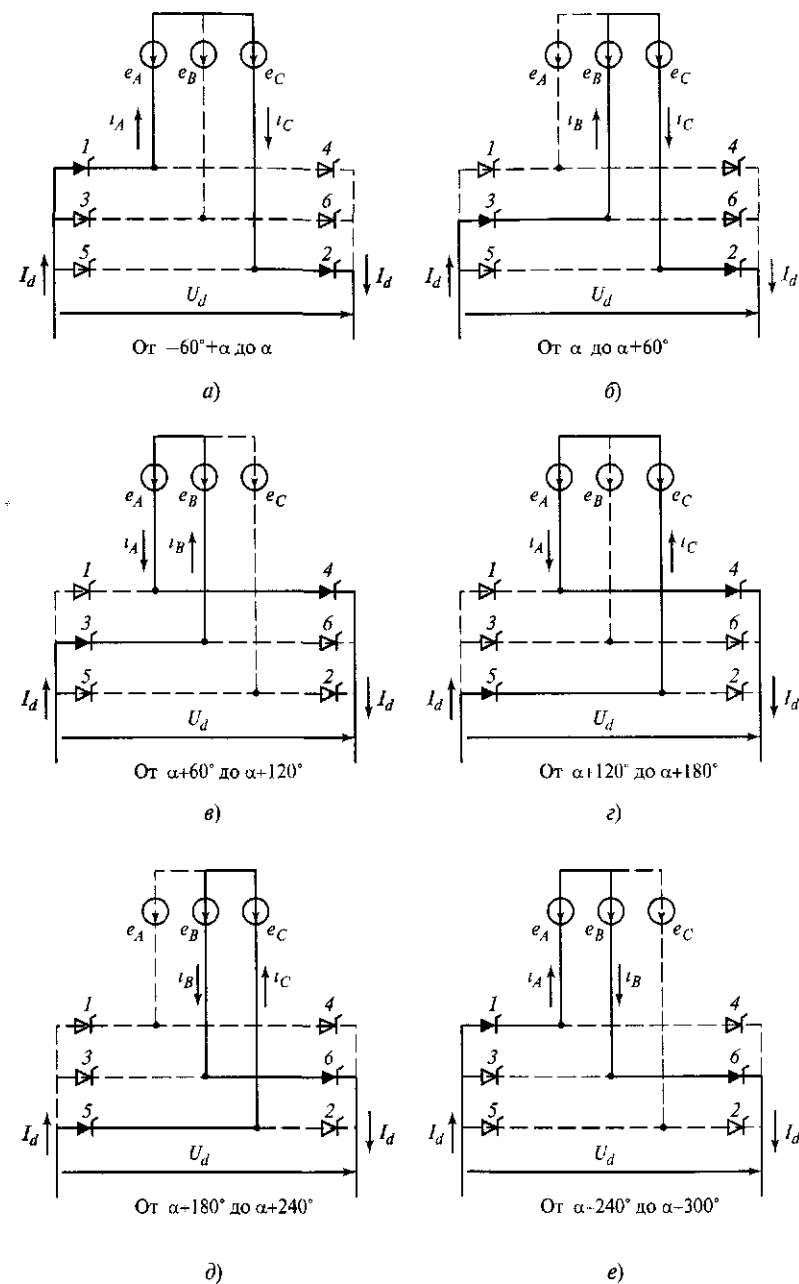


Рис. 10.11. Последовательность работы пар вентилях в преобразовательном мосте



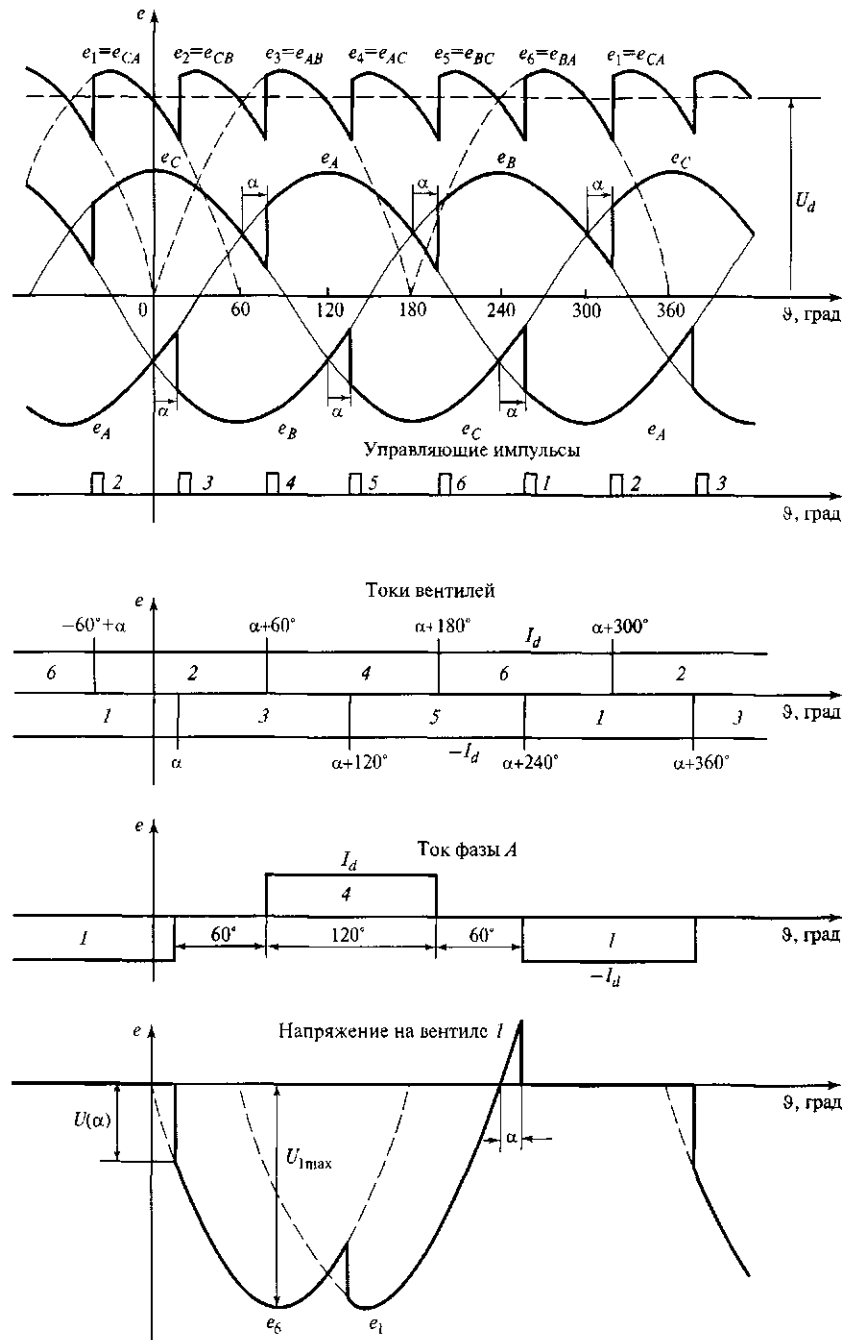


Рис. 10.12. Временные диаграммы режима 2

Отметим также следующее обстоятельство. Причиной, вызывающей протекание токов в ветвях схемы выпрямителя (в отличие от инвертора), являются ЭДС сети переменного тока.

На рис. 10.12 приведены временные диаграммы напряжений и токов выпрямителя, работающего в режиме 2, указаны ЭДС отдельных фаз, выпрямленное напряжение, токи вентиляй, ток фазы  $A$ , напряжение на вентиле 1. Для уяснения физической сущности процессов, происходящих в выпрямителе, и их связи с математическим описанием целесообразно рис. 10.11 и рис. 10.12 анализировать совместно.

Продолжим рассмотрение режима 2. Для этого необходимо выбрать точку начала отсчета времени. В принципе ее можно выбирать произвольно, но удобнее ее согласовать с определенным сочетанием работающих вентиляй. Предположим, что в работе уже находятся вентиля 1 и 2. Для этого сочетания вентиляй начало отсчета целесообразно выбрать в момент пересечения отрицательных полуwave синусоид ЭДС фаз  $A$  и  $B$ , а синусоида фазы  $C$  в этот момент имеет амплитудное значение, как показано на рис. 10.12.

В соответствии с принятым началом отсчета времени ориентируем систему векторов фазных ЭДС. Их уравнения примут вид:

$$\left. \begin{aligned} e_A &= E_m \sin(\vartheta - 30^\circ); \\ e_B &= E_m \sin(\vartheta - 150^\circ); \\ e_C &= E_m \sin(\vartheta + 90^\circ). \end{aligned} \right\} \quad (10.30)$$

Тогда в соответствии с данными табл. 10.2 ЭДС  $e_1$ — $e_6$  будут описываться следующими уравнениями:

$$\left. \begin{aligned} e_1 &= \sqrt{3} E_m \sin(\vartheta + 120^\circ); \\ e_2 &= \sqrt{3} E_m \sin(\vartheta + 60^\circ); \\ e_3 &= \sqrt{3} E_m \sin \vartheta; \\ e_4 &= \sqrt{3} E_m \sin(\vartheta - 60^\circ); \\ e_5 &= \sqrt{3} E_m \sin(\vartheta - 120^\circ); \\ e_6 &= \sqrt{3} E_m \sin(\vartheta - 180^\circ). \end{aligned} \right\} \quad (10.31)$$

Система векторов, соответствующих (10.30) и (10.31), приведена на рис. 10.13

В промежутках времени, когда в работе находятся вентиля 1 и 2, напряжения на них равны нулю ( $u_1 = 0$ ,  $u_2 = 0$ ), токи неработающих

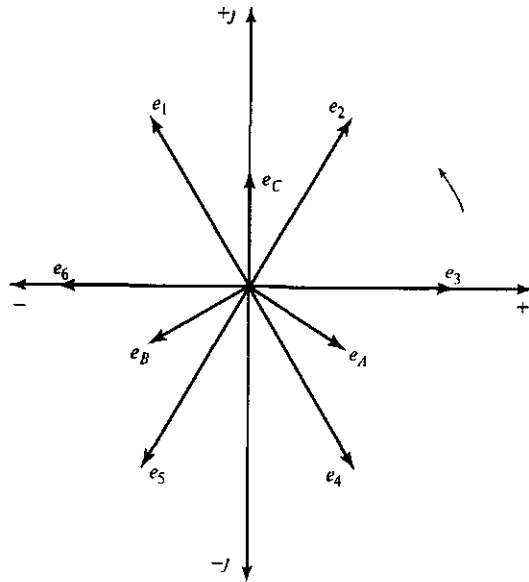


Рис. 10.13. Система векторов ЭДС, действующая в контурах преобразователя

вентилей также равны нулю ( $i_3 = i_4 = i_5 = i_6 = 0$ ). Отсюда из (10.25) и (10.29) можно найти:

$$\left. \begin{aligned} i_1 &= I_d, & i_2 &= I_d; \\ i_A &= -I_d, & i_B &= 0, & i_C &= I_d; \\ e_1 &= u_d. \end{aligned} \right\} \quad (10.32)$$

Для рассматриваемого промежутка времени выпрямленное напряжение есть напряжение между фазами  $A$  и  $C$ , т.е. напряжение тех фаз, где включены работающие вентили, а токи этих фаз равны выпрямленному току и противоположны по знаку.

Из уравнений (10.29) можно найти напряжения на неработающих вентилях и определить вентиль, который готов к работе в следующий промежуток времени:

$$\left. \begin{aligned} u_3 &= e_2 - u_d = e_3 \text{ или } u_3 = \sqrt{3}E_m \sin \vartheta; \\ u_4 &= e_4 = \sqrt{3}E_m \sin(\vartheta - 60^\circ); \\ u_5 &= e_4 = \sqrt{3}E_m \sin(\vartheta - 60^\circ); \\ u_6 &= e_5 = \sqrt{3}E_m \sin(\vartheta - 120^\circ). \end{aligned} \right\} \quad (10.33)$$

Отсюда можно видеть, что в промежуток времени от нуля до  $60^\circ$  в работу может вступить только вентиль 3, поскольку в этот промежуток напряжение  $u_3 > 0$ . В самом деле, из рис. 10.11, *a* видно, что вентиль 3 в рассматриваемый промежуток времени находится под воздействием ЭДС  $e_A$  и  $e_B$ , причем к катоду приложен потенциал фазы  $B$ , а к аноду через работающий вентиль 1 приложен потенциал фазы  $A$ . Как можно видеть из рис. 10.13, в этот промежуток времени  $e_A > e_B$ . Иными словами, потенциал анода больше, чем катода, и вентиль готов к открытию. Напряжения на всех остальных вентилях отрицательные.

Если в некоторый момент времени, определяемый углом  $\alpha$ , на вентиль 3 подать управляющий импульс, то вентиль вступит в работу. Так выполняются оба условия его открытия. Напряжение на вентиле в момент, предшествующий открытию, будет равно

$$u_3 = \sqrt{3}E_m \sin \alpha. \quad (10.34)$$

Так как токи в цепях очень малы и, следовательно, электромагнитная энергия, запасенная в индуктивности фаз, также мала, а при  $x_k = 0$  и вовсе отсутствует, то в момент открытия вентиля 3 произойдет мгновенная коммутация (переход) тока с вентиля 1 на вентиль 3. Вентиль 1 закроется, и ток фазы  $A$  скачком упадет до нуля, в то время как ток фазы  $B$  также скачком возрастет до значения  $I_d$ . В работе останутся вентили 2 и 3 (рис. 10.11, *b*). Этот период имеет длительность  $60^\circ$  от  $\alpha$  до  $\alpha + 60^\circ$ .

Для нового сочетания находящихся в работе вентилях справедливы уравнения:

$$\left. \begin{aligned} i_2 &= I_d, & i_3 &= I_d, & i_1 &= i_4 = i_5 = i_6 = 0; \\ i_A &= 0, & i_B &= -I_d, & i_C &= I_d; \\ u_2 &= 0; & u_3 &= 0; \\ e_1 &= u_1 + u_d; \\ e_2 &= u_d; \\ e_3 &= u_4 + u_d; \\ e_4 &= u_4 + u_5 + u_d; \\ e_5 &= u_5 + u_6 + u_d; \\ e_6 &= u_6 + u_1 + u_d. \end{aligned} \right\} \quad (10.35)$$

Здесь выпрямленное напряжение определяется уже ЭДС  $e_2$  ( $e_2 = u_d$ ).

Напряжение на закончившем работу вентиле 1

$$u_1 = e_1 - e_2 = e_6. \quad (10.36)$$

В момент закрытия вентиля 1 при  $\vartheta = \alpha$  к нему скачком прикладывается напряжение

$$u_1 = -\sqrt{3}E_m \sin \alpha. \quad (10.37)$$

Из рис. 10.11, б—д и рис. 10.12 видно, что напряжение на вентиле 1 в его непроводящий период образуется разностью ЭДС  $e_A$ , источник которой присоединен к его катоду, и ЭДС  $e_B$  и  $e_C$ , которые через работающие вентили 3 и затем 5 попадают на его анод. Отсюда максимальное значение напряжения на этом вентиле в его непроводящий период в данном режиме определяется амплитудами междуфазных ЭДС  $e_6$  и  $e_1$ , что и показано на рис. 10.12.

Аналогичная форма обратных напряжений справедлива и для других вентилях.

Из выражения (10.37) следует, что максимальное значение скачка обратного напряжения на закончившем работу вентиле будет при  $\alpha = 90^\circ$ . Учитывая, что при этом одновременно имется большая скорость изменения напряжения  $du/dt$  (здесь она теоретически равна бесконечности), этот режим можно считать тяжелым для вентиля, и это следует учитывать при конструировании ВТВ.

Из выражения (10.35) напряжения на других, не работающих в этот период вентилях равны:

$$\left. \begin{aligned} u_4 &= e_3 - e_2 = e_4 = \sqrt{3}E_m \sin(\vartheta - 60^\circ); \\ u_5 &= e_4 - u_4 - u_d = -e_2 = e_5 = \sqrt{3}E_m \sin(\vartheta - 120^\circ); \\ u_6 &= e_5 - u_5 - u_d = e_5 = \sqrt{3}E_m \sin(\vartheta - 120^\circ). \end{aligned} \right\} (10.38)$$

Из выражений (10.35), (10.38) и рис. 10.12 можно видеть, что при  $\vartheta > 60^\circ$  к работе будет готов только вентиль 4. Если в момент  $\vartheta = 60^\circ + \alpha$  на него подать управляющий импульс, то он откроется и произойдет мгновенная коммутация с вентиля 2 на вентиль 4. В работе останутся вентили 3 и 4 (рис. 10.11, в). Еще через  $60^\circ$  подается управляющий импульс на вентиль 5 и происходит коммутация с вентиля 3 на вентиль 5 (рис. 10.11, г), еще через  $60^\circ$  включается вентиль 6 (рис. 10.11, д) и т.д.

Этот процесс будет повторяться регулярно через каждые  $60^\circ$  в момент подачи управляющего импульса на очередной вентиль.

Из временных диаграмм (см. рис. 10.12) видно, что в каждый момент времени в катодной группе в работе находится вентиль той фазы, напряжение которой в данный момент максимально, в анодной — вентиль фазы, напряжение которой минимально. Иными словами, в работе находится та пара вентилях, у одного из которых максимальное напряжение на аноде, у другого — минимальное напряжение на катоде. В любой момент времени выпрямленное напряжение создается междуфазным напряжением тех фаз, в которые включены работающие вентили.

Токи фаз имеют прерывистый характер и в те промежутки времени, когда работают подсоединенные к данной фазе вентили, равны значению  $I_d$ , в остальное время они равны нулю (см. рис. 10.12).

Таким образом, выпрямительный мост является, по существу, быстродействующим переключателем, который производит переключения в схеме 6 раз за период, т.е. через каждые 3,33 мс. Поэтому эту схему называют схемой с переменной структурой, для каждого состояния которой существует своя система уравнений.

Значения токов и напряжений для отдельных участков схемы выпрямителя в режиме 2 приведены в табл. 10.3.

Поскольку между преобразователем и линией включен сглаживающий реактор, то напряжение полюса линии будет определяться не мгновенным, а средним значением выпрямленного напряжения  $U_d$ . Для того чтобы его найти, необходимо взять интеграл за период повторения  $T$ :

290

Таблица 10.3

Значения токов и напряжений в элементах схемы выпрямителя для различных интервалов периода частоты сети

Вентили	Интервал периода		$u_d$	$u_1$	$i_1$	$i_d$
	Начало	Конец				
1—2	$-60^\circ + \alpha$	$\alpha$	$e_1$	0	$I_d$	$i_d$
2—3	$\alpha$	$60^\circ + \alpha$	$e_2$	$e_6$	0	0
3—4	$60^\circ + \alpha$	$120^\circ + \alpha$	$e_3$	$e_6$	0	$I_d$
4—5	$120^\circ + \alpha$	$180^\circ + \alpha$	$e_4$	$e_1$	0	$I_d$
5—6	$180^\circ + \alpha$	$240^\circ + \alpha$	$e_5$	$e_1$	0	0
6—1	$240^\circ + \alpha$	$300^\circ + \alpha$	$e_6$	0	$I_d$	$-i_d$

$$U_d = \frac{1}{T} \left( \int_0^{\alpha} e_1 d\vartheta + \int_{\alpha}^{60^\circ} e_2 d\vartheta \right).$$

Подставляя сюда значения  $e_1$  и  $e_2$  из (10.31) и учитывая, что  $T = \pi/3$ , получаем

$$\left. \begin{aligned} U_d &= \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_m \cos \alpha \\ \text{или} \\ U_d &= U_{d0} \cos \alpha, \end{aligned} \right\} \quad (10.39)$$

где  $U_{d0} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_m$ .

Отсюда следует, что, изменяя угол  $\alpha$  от нуля до  $90^\circ$ , можно изменять выпрямленное напряжение от нуля до  $U_{d0}$ .

Влияние угла  $\alpha$  на напряжение  $U_d$  поясняется на рис. 10.14. Из площади, соответствующей нерегулируемому выпрямителю (верхушки синусоид), вырезается площадка, которая зависит от угла  $\alpha$ . В результате снижается среднее значение выпрямленного напряжения  $U_d$ . При  $\alpha = 15^\circ$  вырезанная из синусоиды  $e_2$  площадка обозначена цифрами 1, 4, 5. На рис. 10.14 приведены также мгновенные и среднее значения выпрямленного напряжения при угле  $\alpha = 75^\circ$ . В последнем случае среднее значение этого напряжения много меньше, чем в первом.

Уравнения (10.39) показывают, что в рассматриваемом режиме выпрямленное напряжение не зависит от рабочего тока  $I_d$  и внешняя характеристика преобразователя, представляющая зависимость  $U_d = f(I_d)$ , в этом случае параллельна оси абсцисс (рис. 10.15, а). При увеличении угла  $\alpha$  она смещается вниз параллельно этой оси. Схема замещения выпрямителя, приведенная к стороне постоянного тока и соответствующая такой характеристике, показана на рис. 10.15, б.

Рассмотрим токи в ветвях выпрямителя. Из временной диаграммы режима 2 (см. рис. 10.12) видно, что каждый вентиль моста открыт только 1 раз за период. При этом через вентиль протекает однополярный ток прямоугольной формы длительностью  $120^\circ$  с амплитудой, равной  $I_d$ . Средний ток вентиля, который является одной из важнейших его характеристик, в этом случае составит:

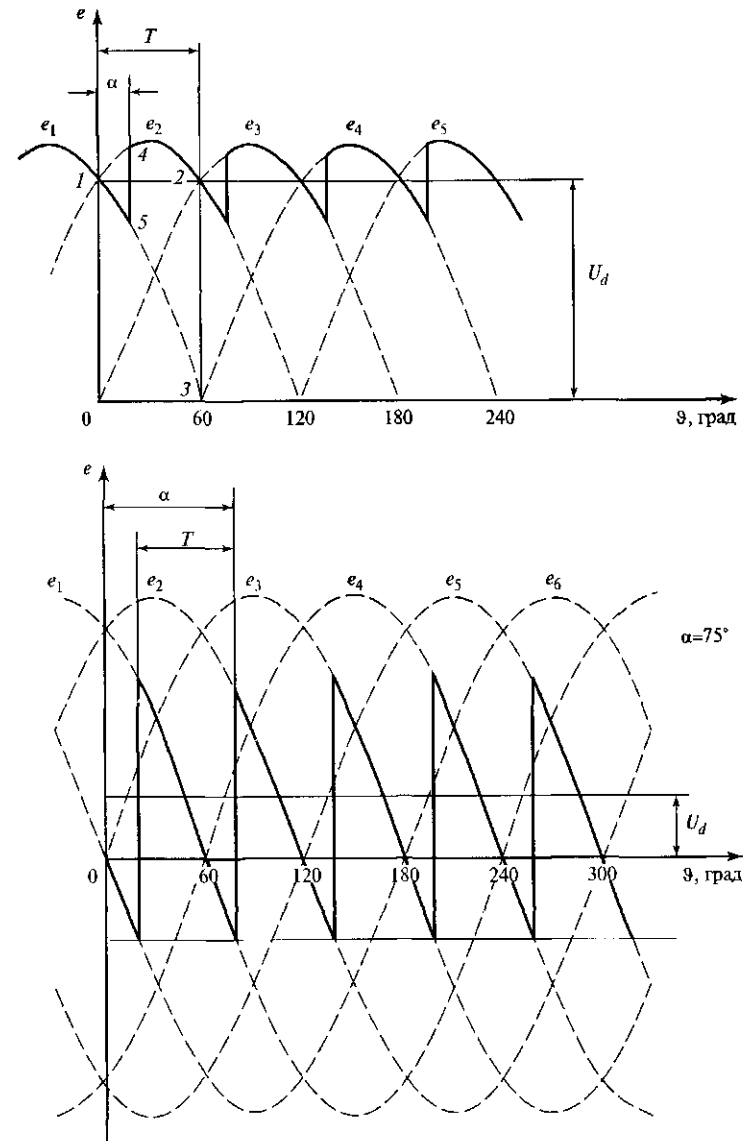


Рис. 10.14. Выпрямленное напряжение в режиме 2 при разных значениях угла  $\alpha$

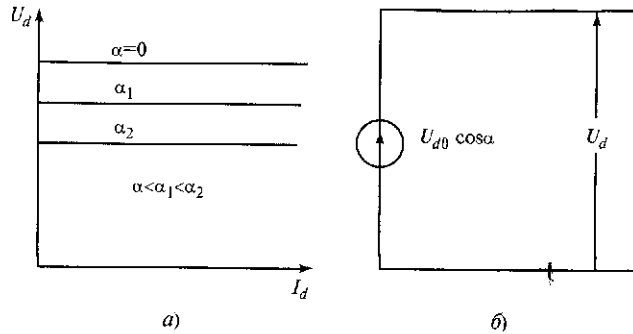


Рис. 10.15. Внешняя характеристика преобразователя в режиме 2 (а) и его схема замещения (б)

$$I_{cp} = \frac{1}{2\pi} \int_0^{120^\circ} I_d d\vartheta = \frac{I_d}{3} \quad (10.40)$$

Фазные токи любой из фаз определяются токами подключенных к этой фазе вентилях. Так, например, ток фазы *A* будет определяться токами вентилях 1 и 4, сдвинутыми один относительно другого на 180°. При этом ток вентиля 1 будет иметь отрицательное значение, поскольку он направлен против принятого положительного направления токов фаз (см. рис. 10.11), а ток вентиля 4 — положительное, так как он совпадает с этим направлением.

На рис. 10.16 приведены временные диаграммы тока фазы *A*, первой гармоники этого тока и ЭДС  $e_A$ . Ток фазы как бы состоит из отрезков постоянного тока, имеющих различную полярность.

Действующее значение тока фазы *A*, на которое должны быть рассчитаны ошиновка преобразовательного моста и вентильная обмотка трансформатора, может быть найдено следующим образом:

$$I_d = \sqrt{\frac{1}{2\pi} \left( \int_0^\alpha I_d^2 d\vartheta + \int_{60^\circ + \alpha}^{180^\circ + \alpha} I_d^2 d\vartheta + \int_{240^\circ + \alpha}^{360^\circ} I_d^2 d\vartheta \right)} = \sqrt{\frac{2}{3}} I_d \quad (10.41)$$

Анализ временной диаграммы токов и напряжения фазы *A* (см. рис. 10.16) позволяет сделать следующие выводы:

в фазах моста и вентильной обмотки протекает знакопеременный ток, симметричный относительно оси абсцисс. Это говорит о том, что в таком токе отсутствует постоянная составляющая, которая могла бы вызвать подмагничивание магнитопровода трансформатора (в нормальном режиме);

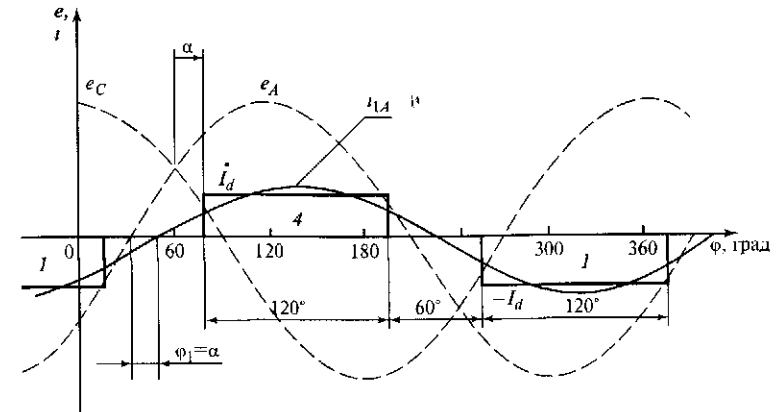


Рис. 10.16. Временная диаграмма токов и напряжения фазы *A*

ток фазы имеет явно несинусоидальный характер, иными словами, он содержит токи высших гармоник, которые могут оказать нежелательное воздействие на сеть питающей системы. Отсюда возникает необходимость компенсации токов высших гармоник;

ток первой гармоники сдвинут относительно ЭДС своей фазы на угол  $\varphi_1$ , равный углу  $\alpha$  в сторону запаздывания.

Наличие отстающего тока говорит о том, что выпрямитель потребляет из сети реактивную мощность, определяемую углом  $\alpha$ . Эта мощность может быть соизмерима с активной мощностью. В связи с этим появляется необходимость компенсирующих устройств для обеспечения баланса реактивной мощности на шинах преобразовательной подстанции.

Изменяя угол  $\alpha$ , можно изменять соотношение между активной и реактивной мощностью, потребляемой преобразователем из сети. При  $\alpha > 90^\circ$  знак активной мощности меняется на противоположный. Это говорит о том, что преобразователь становится ее генератором, т.е. переходит в инверторный режим; знак реактивной мощности при этом не меняется, что означает ее потребление из сети.

### 10.5.2. Режим рабочих токов (режим 2—3)

При токах нагрузки преобразователя, соизмеримых с номинальным ( $I_d > 0,05 I_{d \text{ ном}}$ ), в индуктивностях фаз трансформатора и системы в промежуток времени, в который та или иная фаза обтскается током, запасается достаточно большая энергия. Поэтому при переключении вентилях их токи и соответственно токи фаз не могут изменяться скачком, как это было в предыдущем режиме.

Процесс коммутации (перехода) тока с заканчивающего свою работу вентиля на вентиль, вступающий в работу, будет происходить уже не мгновенно, а в течение определенного времени. Это время характеризуется *углом коммутации*  $\gamma$ . Процесс коммутации оказывает существенное влияние на процесс преобразования и его основные характеристики. Поэтому для мощных высоковольтных преобразователей учет этого процесса обязателен.

Для анализа этого процесса воспользуемся уравнениями (10.25) и (10.28). При этом, как и в предыдущем случае, весь процесс разбивается на интервалы, характеризуемые сочетаниями работающих вентилях. За начало отсчета времени примем, как и раньше, момент пересечения фазных ЭДС  $e_A$  и  $e_B$  (рис. 10.17).

Рассмотрим интервал, когда в работе находятся вентили 1 и 2. Границы этого интервала лежат в пределах  $0 \leq \vartheta \leq \alpha$ . Для него справедлива следующая система уравнений, полученная из (10.25):

$$\left. \begin{aligned} i_1 &= I_d; & i_2 &= I_d; & i_3 &= i_4 = i_5 = i_6 = 0; \\ i_A &= -I_d; & i_B &= 0; & i_C &= I_d. \end{aligned} \right\} \quad (10.42)$$

Из (10.28) при  $u_1 = 0, u_2 = 0$  будем иметь:

$$\left. \begin{aligned} e_1 &= u_d; \\ e_2 &= u_3 + u_d; \\ e_3 &= u_3 + u_4 + u_d; \\ e_4 &= u_4 + u_5 + u_d; \\ e_5 &= u_5 + u_6 + u_d; \\ e_6 &= u_6 + u_1 + u_d, \end{aligned} \right\} \quad (10.43)$$

откуда напряжения на неработающих вентилях будут:  $u_3 = e_3; u_4 = e_4; u_5 = e_4; u_6 = e_5$ .

Напряжение на очередном вентиле

$$u_3 = \sqrt{3}E_m \sin \vartheta$$

становится положительным при  $\vartheta > 0$ , и в рассматриваемый промежуток времени вентиль готов к открытию.

Таким образом, для режима 2—3 рассматриваемый интервал времени полностью идентичен аналогичному интервалу для режима 2.

В момент времени  $\vartheta = \alpha$  на вентиль 3 подается управляющий импульс и, поскольку напряжение на вентиле больше нуля, он откры-

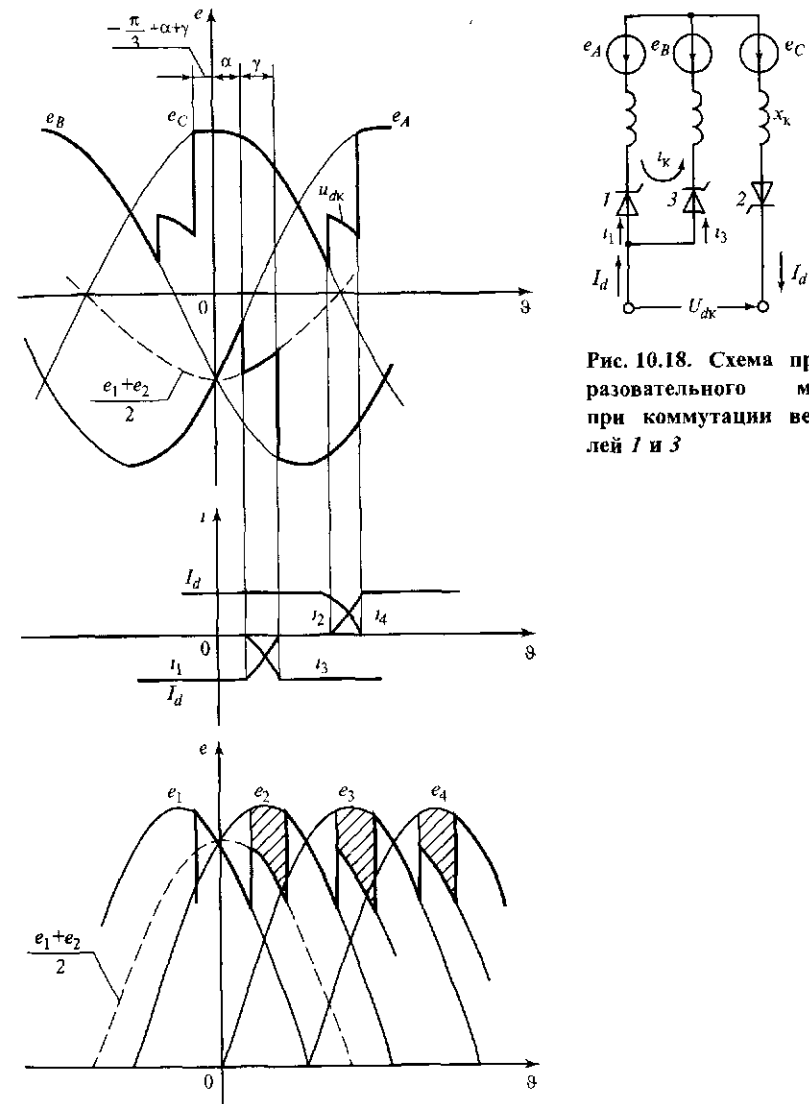


Рис. 10.17. Временная диаграмма процесса коммутации

вается. В момент открытия вентиля возникает двухфазное короткое замыкание между фазами A и B (рис. 10.18). Так как в промежуток времени от нуля до  $180^\circ e_A > e_B$ , то направление тока короткого замыкания  $i_k$  противоположно току  $i_1$ . Поэтому ток  $i_1$  в течение времени, определяемого углом  $\gamma$ , снижается до нуля, а ток вентиля 3  $i_3$  возрастает.

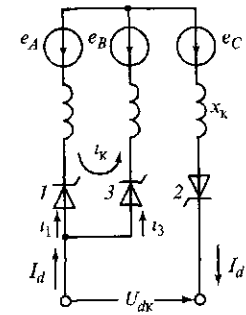


Рис. 10.18. Схема преобразовательного моста при коммутации вентилей 1 и 3

тает от нуля до рабочего тока  $I_d$ . Происходит как бы «разрядка» индуктивности фазы  $A$  и «зарядка» индуктивности фазы  $B$ . В то же время в катодной группе вентилях никаких процессов не происходит, и там продолжает работу вентиль 2, ток которого равен  $I_d$ .

В момент  $\vartheta = \alpha + \gamma$  ток вентиля 1 становится равным нулю, а ток вентиля 3 равным  $I_d$ . Короткое замыкание прекращается, и в работе остаются вентили 2 и 3.

Через  $60^\circ$  после открытия вентиля 3 в момент  $\vartheta = 60^\circ + \alpha$  подается управляющий импульс на вентиль 4, который, как было показано ранее, к этому моменту готов к работе, и начинается коммутация тока с вентиля 2 на вентиль 4, после чего в работе остаются вентили 3 и 4. Еще через  $60^\circ$  в работу вступает вентиль 5 и т.д. Процесс коммутации повторяется через каждые  $60^\circ$ . Временные диаграммы для этого режима приведены на рис. 10.19.

Таким образом, нормальный режим работы преобразователя представляет собой непрерывную цепь переходных процессов, следующих один за другим через каждые  $60^\circ$ . Поэтому иногда такой режим называют *квазиустановившимся*.

Рассмотрим процесс коммутации подробнее. Для периода, когда в работе находятся вентили 1, 2 и 3, из (10.25) можно получить:

$$i_1 + i_3 = I_d \quad i_2 = I_d \quad i_4 = i_5 = i_6 = 0,$$

откуда

$$di_1/d\vartheta = -di_3/d\vartheta. \quad (10.44)$$

Тогда из (10.28) получим:

$$\left. \begin{aligned} e_1 &= x_k \frac{di_1}{d\vartheta} + u_{dk}; \\ e_2 &= x_k \frac{di_3}{d\vartheta} + u_{dk}; \\ e_3 &= x_k \frac{d}{d\vartheta}(i_3 - i_1) + u_4 + u_{dk}; \\ e_4 &= x_k \frac{di_3}{d\vartheta} + u_4 + u_5 + u_{dk}; \\ e_5 &= x_k \frac{di_1}{d\vartheta} + u_5 + u_6 + u_{dk}; \\ e_6 &= x_k \frac{d}{d\vartheta}(i_1 - i_3) + u_6 + u_{dk}, \end{aligned} \right\} \quad (10.45)$$

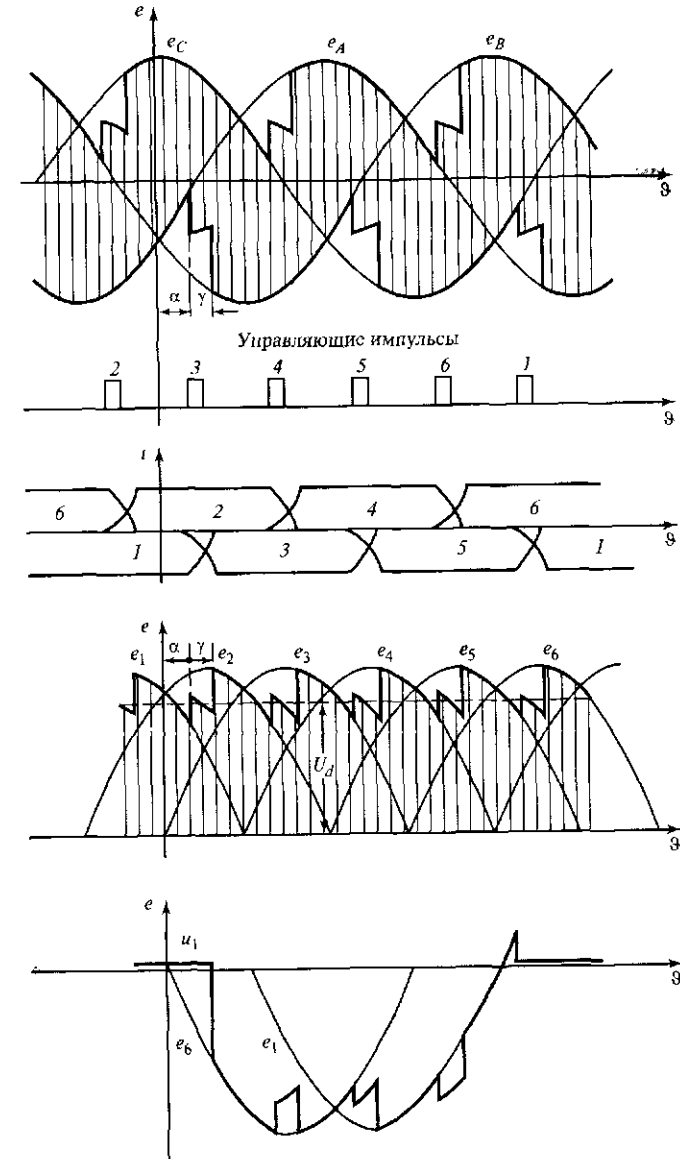


Рис. 10.19. Временные диаграммы режима 2—3

где  $u_{дк}$  — мгновенное значение выпрямленного напряжения в процессе коммутации.

Для нахождения уравнений токов коммутирующих вентиляей возьмем разность первых двух уравнений (10.45):

$$e_1 - e_2 = x_k \left( \frac{di_1}{d\vartheta} - \frac{di_3}{d\vartheta} \right).$$

При этом учтем, что

$$\begin{aligned} e_1 - e_2 &= e_6, \\ di_1/d\vartheta &= -di_3/d\vartheta, \end{aligned}$$

откуда

$$e_6 = 2x_k \frac{di_1}{d\vartheta}.$$

Или, подставив значение  $e_6$  из (10.31), получим

$$\sqrt{3}E_m \sin(\vartheta - 180^\circ) = 2x_k \frac{di_1}{d\vartheta},$$

откуда

$$\frac{di_1}{d\vartheta} = - \frac{\sqrt{3}E_m \sin \vartheta}{2x_k}. \quad (10.46)$$

Проинтегрировав уравнение (10.46), будем иметь

$$i_1 = \frac{\sqrt{3}E_m}{2x_k} \cos \vartheta + C, \quad (10.47)$$

где  $C$  — постоянная интегрирования, которая находится из условий на границе интервала при  $\vartheta = \alpha$  (припасовка).

Поскольку из-за наличия индуктивности в коммутирующих фазах ток в вентиле 1 скачком измениться не может, то при  $\vartheta = \alpha$  ток вентиля 1  $i_1 = I_d$ .

Тогда постоянная интегрирования может быть найдена из условия

$$I_d = \frac{\sqrt{3}E_m}{2x_k} \cos \alpha + C,$$

откуда

$$C = I_d - \frac{\sqrt{3}E_m}{2x_k} \cos \alpha.$$

Подставляя это значение постоянной интегрирования в (10.47), получаем уравнение тока вентиля 1, заканчивающего свою работу:

$$i_1 = I_d - \frac{\sqrt{3}E_m}{2x_k} (\cos \alpha - \cos \vartheta). \quad (10.48)$$

Для вентиля 3, вступающего в работу, будем иметь

$$i_3 = I_d - i_1$$

или

$$i_3 = \frac{\sqrt{3}E_m}{2x_k} (\cos \alpha - \cos \vartheta). \quad (10.49)$$

Изменения токов  $i_1$  и  $i_3$  в процессе коммутации, соответствующие выражениям (10.48) и (10.49), показаны на рис. 10.20.

Ток вентиля 3 в процессе коммутации может быть представлен как сумма принужденной и свободной составляющих:

$$i_3 = i_{пр} + i_{св},$$

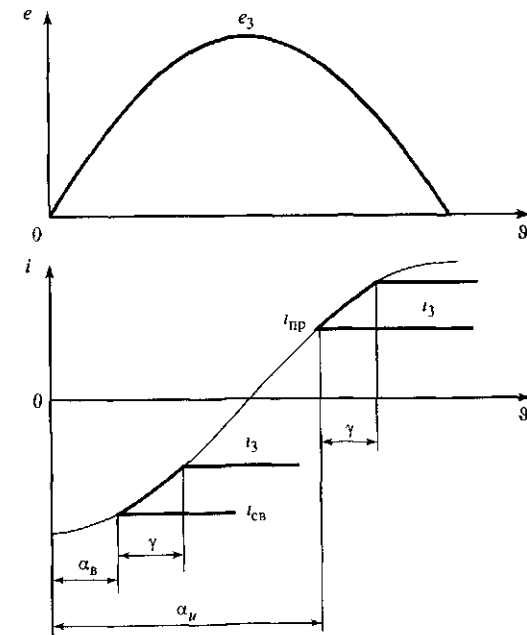


Рис. 10.20. Свободная и принужденная составляющие тока в процессе коммутации



где

$$\left. \begin{aligned} i_{\text{пр}} &= \frac{\sqrt{3}E_m}{2x_k} \cos \vartheta = I_{\text{к max}} \cos \vartheta; \\ i_{\text{св}} &= \frac{\sqrt{3}E_m}{2x_k} \cos \alpha = I_{\text{к max}} \cos \alpha; \end{aligned} \right\} \quad (10.50)$$

$I_{\text{к max}}$  — амплитуда тока двухфазного короткого замыкания, возникающего при коммутации вентилей.

Значение свободной составляющей определяется значением угла  $\alpha$ , и эта составляющая не имеет затухания, так как мы приняли допущение об отсутствии активных сопротивлений в схеме замещения преобразователя.

В режиме выпрямления при  $\alpha_b < 90^\circ$  эта составляющая отрицательная, в режиме инвертирования при  $\alpha_n > 90^\circ$  — положительная. Благодаря этому меняется характер изменения тока коммутирующего вентиля, как показано на рис. 10.20. Кроме того, этот рисунок иллюстрирует качественную зависимость угла коммутации от тока нагрузки. Точные зависимости получены ниже.

В момент окончания коммутации при  $\vartheta = \alpha + \gamma$  ток вентиля 1 становится равным нулю, а ток вентиля 3 достигает значения рабочего тока  $I_d$ .

Подставив в (10.49) значение тока  $i_3$  для данного момента, получим

$$I_d = \frac{\sqrt{3}E_m}{2x_k} [\cos \alpha - \cos(\alpha + \gamma)]. \quad (10.51)$$

После простых преобразований это выражение может быть представлено в виде

$$I_d = \frac{\sqrt{3}E_m}{2x_k} \sin \frac{\gamma}{2} \sin \left( \alpha + \frac{\gamma}{2} \right). \quad (10.52)$$

При заданном токе  $I_d$  выражение (10.51) может служить для определения угла коммутации  $\gamma$ , так как из этого уравнения следует:

$$\cos(\alpha + \gamma) = \cos \alpha - \frac{2I_d x_k}{\sqrt{3}E_m}. \quad (10.53)$$

Выражение (10.53) показывает, что угол  $\gamma$  определяется следующими факторами: значениями рабочего тока  $I_d$ , суммарного сопротивления коммутации фазы  $x_k$ , ЭДС системы  $E_m$  и углом управления  $\alpha$ .

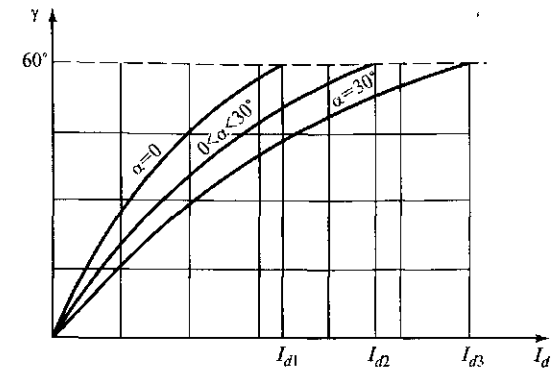


Рис. 10.21. Зависимость угла коммутации  $\gamma$  от тока  $I_d$

При неизменном значении  $\alpha$  увеличение тока  $I_d$  влечет за собой увеличение угла коммутации. К этому же приводит и снижение ЭДС питающей системы или напряжения на шинах преобразователя. Увеличение электрической удаленности точки включения преобразователя, т.е.  $x_k$ , от генерирующих источников также увеличивает угол коммутации.

Зависимость угла коммутации  $\gamma$  от тока  $I_d$  при заданных значениях  $x_k$  и  $E_m$  приведена на рис. 10.21, из которого видно, что с увеличением тока нагрузки выпрямителя возрастает электрический угол коммутации и при некотором значении тока, зависящем от угла  $\alpha$ , достигает  $60^\circ$ , заполняя собой весь интервал повторения. После этого рост угла коммутации прекращается. При этом токе режим 2—3 заканчивается и начинается режим, в котором в любой момент времени в работе находятся три вентиля — режим 3.

Ток нагрузки, при котором  $\gamma = 60^\circ$ , для различных значений  $\alpha$  может быть найден из выражения (10.51) при подстановке в него значений  $\gamma = 60^\circ$ ,  $\alpha_1 = 0$  в одном случае и  $\alpha_2 = 30^\circ$  — в другом:

$$\left. \begin{aligned} I_{d1} &= \frac{\sqrt{3}E_m}{4x_k}, & \alpha_1 &= 0; \\ I_{d2} &= \frac{3E_m}{4x_k}, & \alpha_2 &= 30^\circ. \end{aligned} \right\} \quad (10.54)$$

Как показывают расчеты, эти величины многократно превышают номинальное значение тока нагрузки, поэтому во всем диапазоне рабочих токов преобразователя угол  $\gamma < 60^\circ$ .

При угле  $\alpha = 0$ , если значения выпрямленного тока находятся в диапазоне, определяемом первым и вторым уравнениями (10.54), выпрямитель работает в режиме 3, когда в любой момент времени открыты три вентиля и в схеме преобразователя существует непрерывный режим перемежающегося между различными фазами двухфазного короткого замыкания. Угол коммутации  $\gamma$  в этом режиме остается неизменным и равным  $60^\circ$ , однако появляется вынужденный угол открытия  $\alpha_{\text{вын}}$ , который увеличивается с увеличением тока.

При значении выпрямленного тока, определяемом вторым уравнением (10.54), создаются условия для открытия вентиля 4. Наступает режим 3—4, когда попеременно работают три или четыре вентиля. В этом режиме в схеме преобразователя возникает перемежающееся двухфазное и трехфазное короткое замыкание. При трехфазном замыкании выпрямленное напряжение падает до нуля, затем, когда один из четырех вентиля закрывается, оно скачком возрастает до значения, определяемого (10.55), но при соответствующих данному временному моменту ЭДС, затем снова снижается до нуля и т.д.

При угле  $\alpha > 30^\circ$  выпрямитель переходит в режим 3—4 непосредственно из режима 3. Режимы 3 и 3—4 не характерны для преобразователей ППТ и ВПТ, и поэтому здесь подробно не рассматриваются.

Найдем значение выпрямленного напряжения  $U_{dк}$  в процессе коммутации для режима 2—3. Взяв сумму первых двух уравнений (10.45) и учтя, что производные токов двух коммутирующих вентиля имеют различные знаки, получим

$$u_{dк} = (e_1 + e_2)/2. \quad (10.55)$$

Подставив сюда значения ЭДС  $e_1$  и  $e_2$ , будем иметь

$$u_{dк} = \frac{e_C - e_A + e_C - e_B}{2} = e_C - \frac{e_A + e_B}{2}. \quad (10.56)$$

Мгновенное значение напряжения  $u_{dк}$  показано на рис. 10.17.

Векторная диаграмма напряжений, соответствующая этому режиму, приведена на рис. 10.22.

Из выражения (10.56) и рис. 10.22 следует

$$u_{dк} = \frac{3}{2} E_m \cos \vartheta. \quad (10.57)$$

Среднее значение выпрямленного напряжения за период повторения может быть найдено как сумма средних значений напряжения в межкоммутационный период и за время коммутации:

$$U_d = \frac{3}{\pi} \left( \int_0^\alpha e_1 d\vartheta + \int_\alpha^{\alpha+\gamma} u_{dк} d\vartheta + \int_{\alpha+\gamma}^{60^\circ} e_2 d\vartheta \right).$$

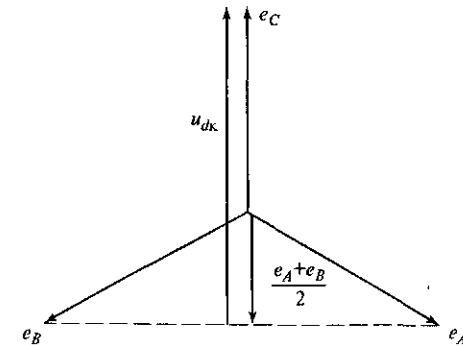


Рис. 10.22. Векторная диаграмма напряжений в процессе коммутации

Подставив сюда значения  $e_1$ ,  $e_2$  и  $u_{dк}$ , получим

$$U_d = \frac{3}{\pi} \left[ \int_0^\alpha \sqrt{3} E_m \sin(\vartheta + 120^\circ) d\vartheta + \int_\alpha^{\alpha+\gamma} \frac{3}{2} E_m \cos \vartheta d\vartheta + \int_{\alpha+\gamma}^{60^\circ} \sqrt{3} E_m \sin(\vartheta + 60^\circ) d\vartheta \right].$$

После интегрирования и преобразований имеем

$$U_d = \frac{3\sqrt{3}}{2\pi} E_m [\cos \alpha + \cos(\alpha + \gamma)]. \quad (10.58)$$

Преобразовав это выражение, получим

$$U_d = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_m \cos \frac{\gamma}{2} \cos \left( \alpha + \frac{\gamma}{2} \right). \quad (10.59)$$

Исключим из (10.58) величину  $\cos(\alpha + \gamma)$ , воспользовавшись уравнением (10.53).

В результате будем иметь

$$U_d = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_m \cos \alpha - \frac{3}{\pi} I_{dк} x_k. \quad (10.60)$$

Выражение (10.60) является уравнением внешней характеристики однофазного выпрямителя в режиме 2—3. Оно показывает, что напряжение на выходе выпрямителя является функцией не только угла управления  $\alpha$ , но и рабочего тока.

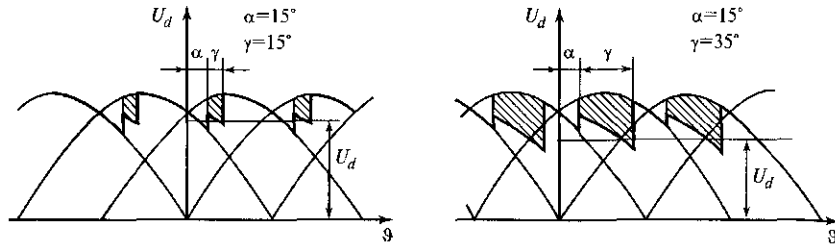


Рис. 10.23. Влияние угла коммутации на мгновенное и среднее значение выпрямленного напряжения

Влияние тока здесь сказывается в снижении мгновенного значения выпрямленного напряжения за время коммутации. В результате в дополнение к той площадке, которая вырезалась из площади, ограниченной вершиной синусоиды соответствующей ЭДС за счет введения угла регулирования, вырезается дополнительная площадка, которая определяется углом коммутации. На рис. 10.23 эта площадка заштрихована. Ее появление приводит к дополнительному снижению напряжения, зависящему от тока, и к наклону внешней характеристики выпрямителя. На этом же рисунке показано влияние угла коммутации на мгновенное и среднее значения выпрямленного напряжения: при большем угле коммутации вырезаемая площадка больше, а выпрямленное напряжение ниже.

Одной из важнейших характеристик преобразователя является зависимость выпрямленного напряжения от рабочего тока:

$$U_d = f(I_d),$$

которая для выпрямителя в режиме 2—3 приведена на рис. 10.24, а.

Уравнение (10.60) дает возможность построить соответствующую рассматриваемому режиму схему замещения, приведенную на рис. 10.24, б. Эта схема является обычной для источника постоянного напряжения, обладающего некоторым внутренним омическим сопротивлением. В данном случае внутренним сопротивлением выпрямителя является не активное сопротивление его элементов, которым мы пренебрегли, а реактивное сопротивление коммутации  $x_k$ , приведенное к стороне постоянного тока. Для данного режима это омическое сопротивление определяется выражением

$$r_b = \frac{3}{\pi} x_k. \quad (10.61)$$

При угле управления  $\alpha = 0$  и отсутствии тока нагрузки напряжени холостого хода выпрямителя составит

$$U_{d0} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_m,$$

поэтому выражение (10.60) может быть переписано в виде

$$U_d = U_{d0} \cos \alpha - \frac{3}{\pi} I_d x_k. \quad (10.62)$$

Найдем напряжения на неработающих вентилях. В рассматриваемый интервал времени не работают вентили 4, 5, 6. Их напряжения могут быть найдены из (10.45).

Напряжение на вентиле 4 определяется выражением, полученным из третьего уравнения (10.45):

$$u_4 = e_3 - u_{dk} - x_k \left( \frac{di_3}{d\vartheta} - \frac{di_1}{d\vartheta} \right),$$

или

$$u_4 = e_3 - u_{dk} - 2x_k \frac{di_3}{d\vartheta}.$$

Значение производной тока  $i_3$  с учетом (10.46) равно

$$\frac{di_3}{d\vartheta} = \frac{\sqrt{3} E_m \sin \vartheta}{2x_k}.$$

Подставляя это значение в выражение для напряжения на вентиле, окончательно получаем

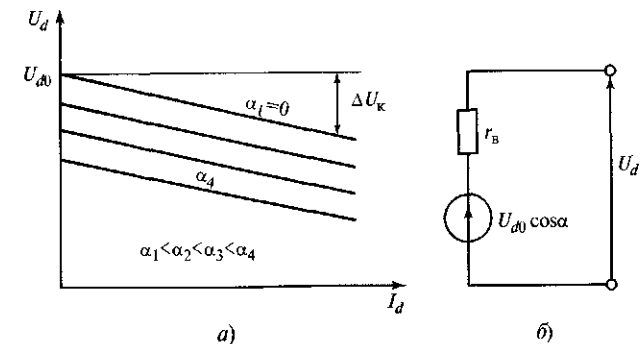


Рис. 10.24. Внешняя характеристика режима 2—3 (а) и схема замещения выпрямителя на стороне постоянного тока (б)

$$u_4 = -u_{dk} = -\frac{2}{3}E_m \cos \vartheta. \quad (10.63)$$

Напряжение на вентиле 6 находим из последнего уравнения (10.45):

$$u_6 = e_6 - 2x_k \frac{di_1}{d\vartheta} - u_{dk}.$$

Подставляя сюда значение производной тока  $i_3$ , равное

$$\frac{di_1}{d\vartheta} = -\frac{e_3}{2x_k},$$

и учитывая, что  $e_6 + e_3 = 0$  (из векторной диаграммы рис. 10.13), окончательно получаем

$$u_6 = -u_{dk} = -\frac{3}{2}E_m \cos \vartheta.$$

Напряжение на вентиле 5 находим из четвертого уравнения (10.45):

$$u_5 = e_4 + x_k \frac{di_1}{d\vartheta} - u_4 - u_{dk}.$$

Подставляя сюда значения производной тока и напряжения вентиля 4, получаем

$$u_5 = -u_{dk} = -\frac{3}{3}E_m \cos \vartheta.$$

Таким образом, в коммутационном интервале напряжения на всех неработающих вентилях одинаковы и равны отрицательному значению выпрямленного напряжения этого интервала.

Это положение сохраняет силу для любой пары коммутирующих вентилях. Вследствие этого в обратном напряжении вентилях появляются коммутационные провалы, значительно искажающие его форму. Обратное напряжение вентиля 1 в режиме 2—3 приведено на рис. 10.19.

В момент  $\vartheta = \alpha + \gamma$  закрывается вентиль 1 и в работе остаются вентили 2 и 3. Этот период имеет длительность

$$\alpha + \gamma \leq \vartheta \leq 60^\circ + \alpha.$$

В момент  $\vartheta = 60^\circ + \alpha$  подается управляющий импульс на вентиль 4 и начинается коммутация тока с вентиля 2 на вентиль 4. Еще через электрический угол  $60^\circ$  подается управляющий импульс на вентиль 5 и т.д. Коммутации следуют одна за другой через каждые  $60^\circ$  (см. рис. 10.19).

Для промежутка времени, когда в работе находятся вентили 2 и 3, справедливы следующие уравнения:

$$\left. \begin{aligned} i_1 = i_4 = i_5 = i_6 = 0; \\ i_2 = I_d, \quad i_3 = I_d; \\ u_2 = 0, \quad u_3 = 0; \\ e_1 = u_1 + u_d; \\ e_2 = u_d; \\ e_3 = u_4 + u_d; \\ e_4 = u_4 + u_5 + u_d; \\ e_5 = u_5 + u_6 + u_d; \\ e_6 = u_6 + u_1 + u_d. \end{aligned} \right\} \quad (10.64)$$

Напряжение на вентиле 1, закончившем свою работу в этот промежуток времени, рассчитывается из выражений для  $e_1$  и  $e_2$  уравнений (10.64):

$$u_1 = e_1 - e_2 = e_6$$

или

$$u_1 = -\sqrt{3}E_m \sin \vartheta.$$

В момент окончания коммутации к вентилю 1 скачком прикладывается обратное напряжение

$$u_1 = -\sqrt{3}E_m \sin(\alpha + \gamma). \quad (10.65)$$

Напряжения на двух неработающих вентилях:

$$\left. \begin{aligned} u_4 = e_4 = \sqrt{3}E_m \sin(\vartheta - 60^\circ); \\ u_5 = u_6 = -e_2 = -\sqrt{3}E_m \sin(\vartheta + 60^\circ). \end{aligned} \right\} \quad (10.66)$$

В рассматриваемый промежуток времени все эти напряжения имеют отрицательные значения, т.е. прикладываются к вентилям в обратном направлении.

Аналогично могут быть найдены уравнения токов и напряжений, в том числе и напряжения на вентиле 1, при других сочетаниях работающих вентилях на протяжении периода частоты сети.

Таблица 10.4

Уравнения тока фазы *A* для различных временных интервалов за период частоты сети (режим 2—3)

Начало интервала, град	Конец интервала, град	Уравнения тока фазы <i>A</i>
0	$\alpha$	$i_A = -i_1 = -I_d$
$\alpha$	$\alpha + \gamma$	$i_A = -i_1 = -I_d + \frac{\sqrt{3}E_m}{2x_k}(\cos \alpha - \cos \vartheta)$
$\alpha + \gamma$	$60^\circ + \alpha$	$i_A = 0$
$60^\circ + \alpha$	$60^\circ + \alpha + \gamma$	$i_A = i_4 = \frac{\sqrt{3}E_m}{2x_k}[\cos \alpha + \cos(\vartheta + 120^\circ)]$
$60^\circ + \alpha + \gamma$	$180^\circ + \alpha$	$i_A = i_4 = I_d$
$180^\circ + \alpha$	$180^\circ + \alpha + \gamma$	$i_A = i_4 = I_d - \frac{\sqrt{3}E_m}{2x_k}(\cos \alpha + \cos \vartheta)$
$180^\circ + \alpha + \gamma$	$240^\circ + \alpha$	$i_A = 0$
$240^\circ + \alpha$	$240^\circ + \alpha + \gamma$	$i_A = -i_1 = -\frac{\sqrt{3}E_m}{2x_k}[\cos \alpha + \cos(\vartheta + 60^\circ)]$
$240^\circ + \alpha + \gamma$	$360^\circ$	$i_A = -i_1 = -I_d$

В табл. 10.4 приведены уравнения тока фазы *A* для различных временных интервалов работы выпрямителя за период частоты сети. Эти уравнения получены на основании решения уравнений (10.25) и (10.28) для каждого из интервалов.

Аналогичные уравнения могут быть получены для токов фаз *B* и *C*. При принятом начале отсчета времени нагляднее привести временную диаграмму тока фазы *B*, поскольку этот ток и создающие его токи вентилей 3 и 6 полностью входят в рассматриваемый период (рис. 10.25).

Действующее значение тока фазы на стороне вентильной обмотки может быть найдено по уравнению

$$I_d = \sqrt{\frac{2}{3}} I_d \sqrt{1 - \frac{\gamma}{2\pi}} \quad (10.67)$$

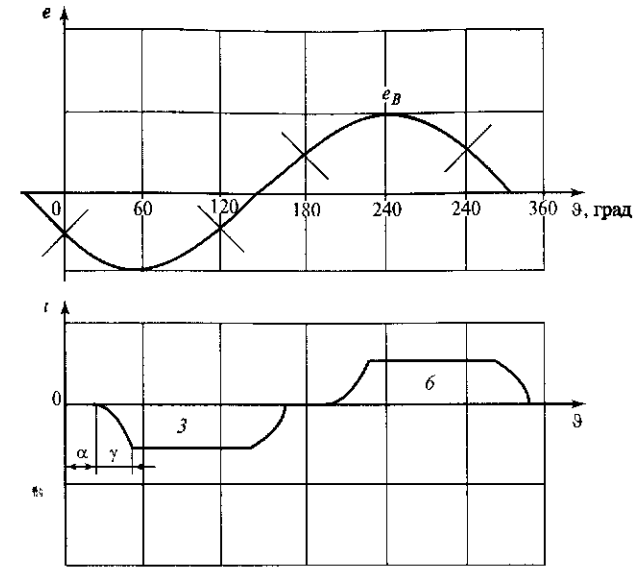


Рис. 10.25. Временная диаграмма тока фазы *B*

### 10.5.3. Семейство внешних характеристик выпрямителя. Условие перехода выпрямителя в инверторный режим

Для построения семейства характеристик выпрямителя удобно воспользоваться системой относительных единиц. При этом в качестве базисных единиц можно принять напряжение холостого хода выпрямителя при  $\alpha = 0$  и амплитуду тока трехфазного короткого замыкания на зажимах вентильной обмотки трансформатора преобразователя:

$$U_{\text{баз}} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_m;$$

$$I_{\text{баз}} = E_m/x_k.$$

Тогда система уравнений для отдельных участков внешней характеристики будет иметь вид:

$$\left. \begin{aligned} U_{*d} &= \cos \alpha - \frac{1}{\sqrt{3}} I_{*d} \quad (\text{режим 2—3}); \\ U_{*d}^2 + I_{*d}^2 &= (\sqrt{3}/2)^2 \quad (\text{режим 3}); \\ U_{*d} &= \sqrt{3} - \sqrt{3} U_{*d} \quad (\alpha = 0) \quad (\text{режим 3—4}); \\ \sqrt{3} \cos(\alpha - 30^\circ) - \sqrt{3} I_{*d} & \quad (\alpha > 30^\circ) \quad (\text{режим 3—4}). \end{aligned} \right\} (10.68)$$

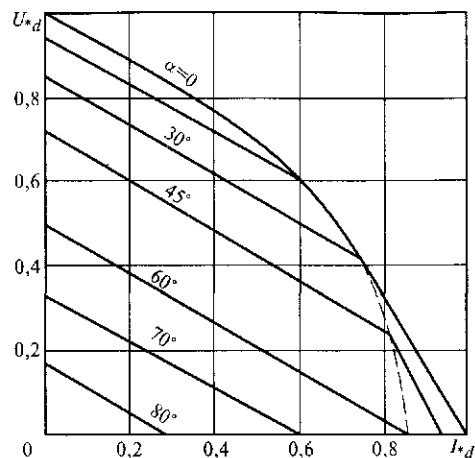


Рис. 10.26. Семейство внешних характеристик выпрямителя в относительных единицах

Семейство внешних характеристик выпрямителя в относительных единицах представлено на рис. 10.26, из которого следует, что, изменяя угол  $\alpha$  от нуля до  $90^\circ$ , можно изменять выпрямленное напряжение от  $U_{d0}$  до нуля. Более того, при значениях  $\alpha$ , близких к  $90^\circ$ , характеристики режима 2—3 переходят в отрицательную область, т.е. знак выпрямленного напряжения меняется. Иными словами, в этом случае на выходе преобразователя развивается противоЭДС и преобразователь переходит в инверторный режим. Это означает, что изменение режима преобразователя может быть осуществлено путем изменения значения угла управления вентилями. Граница перехода выпрямителя из режима 2—3 в инверторный режим может быть установлена из условия равенства нулю выпрямленного напряжения.

Из уравнения (10.59) следует, что выпрямленное напряжение может быть равно нулю только при выполнении условия

$$\cos(\alpha + \gamma/2) = 0,$$

откуда

$$\alpha + \gamma/2 = 90^\circ,$$

или

$$\alpha = 90^\circ - \gamma/2. \quad (10.69)$$

Это значение угла определяет собой границу работы преобразователя в выпрямительном режиме и является условием перехода в инверторный режим.

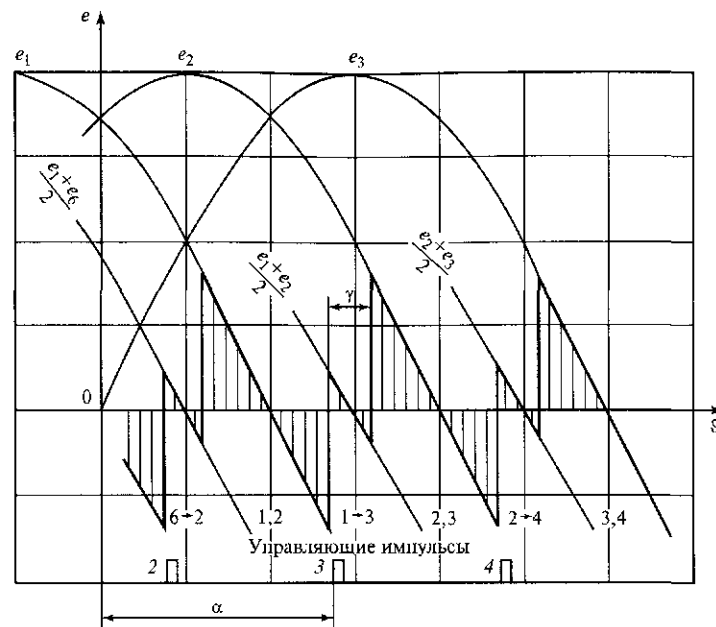


Рис. 10.27. Мгновенные значения выпрямленного напряжения при  $\alpha = 90^\circ - \gamma/2$  на границе перехода в инверторный режим

Выпрямленное напряжение вблизи этой границы представляет собой отрезки синусоид, имеющих как положительные, так и отрицательные значения (рис. 10.27). Вентили работают в режиме 2—3 при угле коммутации менее  $60^\circ$  и в выпрямленном напряжении отсутствуют интервалы, когда оно равно нулю. К данному режиму в полной мере применимы соотношения, характерные для режима 2—3.

Несмотря на то что мгновенные значения напряжения принимают поочередно положительные и отрицательные значения, ток в линии не имеет перерывов и пульсаций. Это происходит из-за наличия линейного реактора, обладающего достаточно большой индуктивностью.

### Контрольные вопросы

1. Назовите и обоснуйте возможные области применения постоянного тока в электроэнергетике.
2. Назовите основные элементы преобразовательного блока. Поясните необходимость применения каждого из его элементов.
3. Поясните, от каких факторов зависит максимальная мощность преобразовательного блока. Назовите возможные пути увеличения этой мощности.

4. Поясните, в чем сложность анализа электромагнитных процессов в преобразователе и в чем сущность принятой методики такого анализа.
5. Назовите и обоснуйте все допущения, принятые при анализе электромагнитных процессов в преобразователе.
6. Что такое угол  $\alpha$ , от какой точки он отсчитывается и как он влияет на характеристики режима преобразователя? Каков возможный диапазон его изменения в режиме выпрямителя?
7. Каковы основные характеристики режима 2 и какова схема замещения преобразователя в этом режиме?
8. Каково взаимное расположение на оси абсцисс напряжения и тока фазы вентильной обмотки трансформатора в режиме 2? Какие выводы из этого следуют?
9. Поясните сущность процесса коммутации в преобразователе, какими факторами он определяется, на что он влияет?
10. До какого значения может увеличиваться угол  $\gamma$  выпрямителя в режиме 2—3? Обоснуйте это значение для различных углов  $\alpha$ .
11. Каким образом процесс коммутации влияет на внешнюю характеристику выпрямителя и схему его замещения?
12. Назовите условие перехода выпрямителя в инверторный режим. Что при этом происходит с мгновенными и средним значениями выпрямленного напряжения?

## ИНВЕРТОРНЫЙ РЕЖИМ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ. СОВМЕСТНАЯ РАБОТА ВЫПРЯМИТЕЛЯ И ИНВЕРТОРА

### 11.1. Инверторный режим одномостового преобразователя

Задачей инвертора является преобразование энергии постоянного тока, поступающей от выпрямителя, в энергию переменного тока и передача этой энергии в приемную систему. Эта задача решается с помощью *мостового преобразователя*, обладающего свойством реверсивности, который может быть переведен в инверторный режим путем увеличения угла управления вентилями  $\alpha$ . Условие перехода определяется соотношением (10.69).

Из рис. 10.27 видно, что при  $\alpha > 90^\circ$  меняется полярность выпрямленного напряжения, т.е. преобразователь развивает противоЭДС, значение которой будет зависеть от угла  $\alpha$ . При увеличении угла  $\alpha$  в диапазоне от  $90^\circ$  до значения, близкого к  $180^\circ$ , противоЭДС будет возрастать. Изменяя противоЭДС инвертора путем воздействия на угол управления, можно изменять режим всей электропередачи или вставки постоянного тока.

Совместную работу выпрямителя, который создает ЭДС в цепи постоянного тока, и инвертора с его противоЭДС можно уподобить совместной работе генератора и двигателя постоянного тока, соединенных линией. Генератор также развивает ЭДС, а двигатель создает противоЭДС.

Ток в цепи постоянного тока и в том и в другом случае определяется разностью ЭДС источника и противоЭДС приемника электрической энергии, а также суммой сопротивлений цепи постоянного тока, куда входят сопротивление линии и собственные сопротивления источника и приемника энергии:

$$I_d = \frac{E_B(\alpha_B) - E_H(\alpha_H)}{R_L + r_B + r_H} \quad (11.1)$$

Схема замещения ППТ на стороне постоянного тока приведена на рис. 11.1.

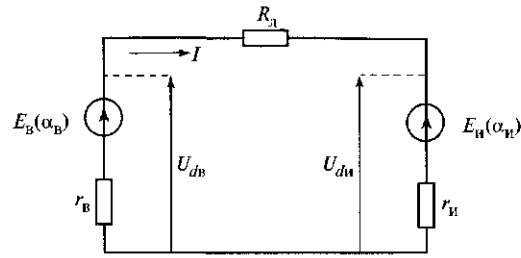


Рис. 11.1. Схема замещения ПИТ на стороне постоянного тока

Помножив правую и левую части (11.1) на  $E_B(\alpha_B)$ , получим

$$P_B = \frac{E_B^2(\alpha_B)}{R_\Sigma} - \frac{E_B(\alpha_B)E_H(\alpha_H)}{R_\Sigma}. \quad (11.2)$$

Первый член правой части уравнения (11.2) характеризует мощность, затрачиваемую на внутренние потери в рассматриваемом контуре. Второй член правой части определяет собой мощность, отдаваемую в приемную энергосистему.

Следует отметить еще одно обстоятельство. Ток в цепях инвертора (двигателя) протекает под воздействием напряжения постоянного тока со стороны выпрямителя (генератора). Напряжение приемной системы переменного тока в инверторе лишь создает противоЭДС. Кроме того, для источника характерно соотношение  $E_B > U_{дв}$ , для приемника  $U_{дн} > E_H$ .

Аналогичные соотношения могут быть записаны и для системы генератор—двигатель. Это тривиальные соотношения, однако они необходимы для правильного понимания процесса инвертирования. В инверторе вентили так же, как и в выпрямителе, выполняют роль быстродействующих переключателей. Задача здесь заключается в том, чтобы открыть определенную пару вентилях в тот промежуток времени, когда соответствующее междуфазное напряжение приемной системы имеет максимальное значение и, кроме того, выполняются условия, необходимые для коммутации вентилях.

Коммутация вентилях в инверторе осуществляется за счет напряжения приемной системы. Такие инверторы называются *ведомыми* (ведутся сетью) в отличие от *автономных*, у которых коммутация основана на других принципах. Автономные инверторы могут работать в сети, где другие источники напряжения переменного тока отсутствуют.

Схема замещения однофазного ведомого инвертора аналогична схеме замещения выпрямителя (см. рис. 10.9). Отличие может быть лишь в численных значениях сопротивлений трансформатора, эквивалентного сопротивления и ЭДС системы. Поэтому процессы в инверторе описываются теми же системами уравнений, что и в выпрямителе (10.25) и (10.28).

Как уже отмечалось, перевод преобразователя из выпрямительного режима в инверторный может быть выполнен путем сдвига управляющих импульсов вправо на угол, превышающий  $90^\circ - \gamma/2$ . Это соответствует переводу момента открытия вентилях на противоположную по знаку полуволну синусоиды напряжения, как показано на рис. 11.2.

Рассмотрим подробнее процесс коммутации вентилях в процессе инвертирования.

Так же как и в выпрямителе, здесь переход тока с предыдущего вентиля на последующий осуществляется за счет двухфазного короткого замыкания, которое возникает в момент открытия очередного вентиля. Так же как и ранее, направление тока этого короткого замыкания таково, что он уменьшает ток заканчивающего работу вентиля до нуля и увеличивает ток вентиля, вступающего в работу. Иными словами, он направлен от фазы опережающей, например, фазы  $A$ , к фазе отстающей — фазе  $B$ , т.е. в промежуток времени, когда потен-

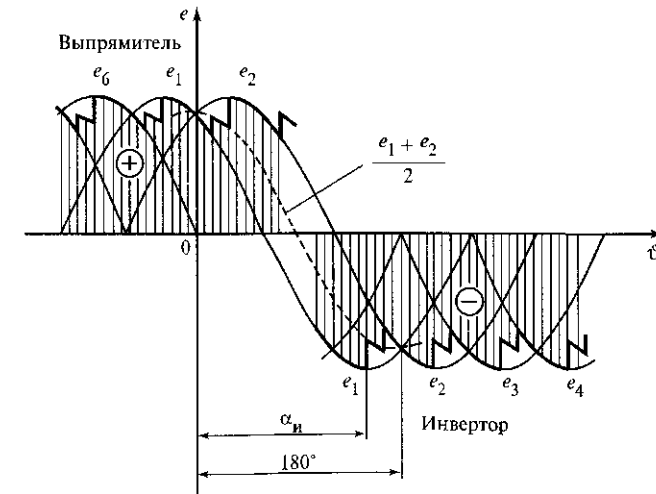


Рис. 11.2. Временная диаграмма перевода выпрямителя в инверторный режим



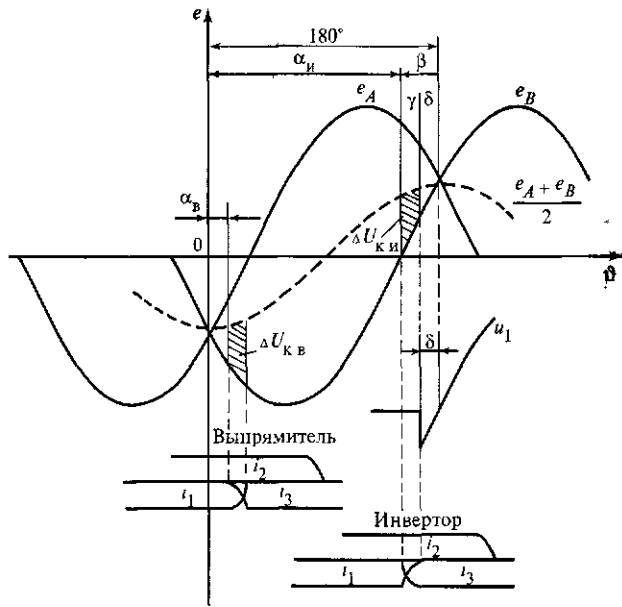


Рис. 11.3. Процесс коммутации в инверторе

циал предыдущей фазы выше потенциала фазы последующей. Это условие выполняется только в диапазоне  $0^\circ \leq \vartheta < 180^\circ$ . Процесс коммутации в инверторе представлен на рис. 11.3.

Для некоторого промежутка времени, когда в работе находятся вентили 1 и 2 при  $(90^\circ - \lambda/2) < \vartheta < 180^\circ$ , из (10.25) и (10.28) имеем:

$$\left. \begin{aligned} i_1 &= -I_d, \quad I_2 = I_d, \quad i_3 = i_4 = i_5 = i_6 = 0; \\ u_1 &= u_2 = 0; \\ e_1 &= u_d = \sqrt{3}E_m \sin(\vartheta + 120^\circ); \\ e_2 &= u_3 + u_d; \\ e_3 &= u_3 + u_4 + u_d; \\ e_4 &= u_4 + u_5 + u_d; \\ e_5 &= u_5 + u_6 + u_d; \\ e_6 &= u_6 + u_d. \end{aligned} \right\} (11.3)$$

Аналогичная система уравнений была получена и для выпрямителя. Однако здесь, в отличие от последнего, поскольку  $\vartheta > 90^\circ$ , значение выпрямленного напряжения  $u_d$  будет иметь отрицательный знак.

Напряжение на очередном вентиле 3 в рассматриваемый промежуток времени больше нуля, так как

$$u_3 = e_2 - e_1 = e_3 = \sqrt{3}E_m \sin \vartheta > 0,$$

и тогда третий вентиль готов к открытию.

Если в момент времени, определяемый углом  $\alpha_n$ , на вентиль 3 подать управляющий импульс, то вентиль откроется и начнется коммутация тока с вентиля 1 на вентиль 3.

Здесь важно отметить следующее. Для того чтобы сохранить направление коммутирующего тока, о чем говорилось выше, необходимо, чтобы управляющий импульс был подан при  $\vartheta < 180^\circ$  (см. рис. 11.3), т.е. левее точки пересечения фазных ЭДС  $e_A$  и  $e_B$ . Иными словами, в инверторном режиме должно выполняться условие

$$(90^\circ - \gamma/2) < \alpha_n < 180^\circ. \quad (11.4)$$

Однако обычно момент открытия вентиля инвертор характеризуют не углом  $\alpha_n$ , а углом  $\beta$ , который отсчитывается в сторону опережения от точки пересечения фазных ЭДС, сдвинутой относительно принятой оси отсчета времени на электрический угол  $180^\circ$ . Поэтому этот угол иногда называют *углом опережения* инвертора.

Из рис. 11.3 следует

$$\beta = 180^\circ - \alpha_n \quad (11.5)$$

и

$$\beta = \gamma + \delta, \quad (11.6)$$

где  $\delta$  — угол закрытия вентиля инвертора.

При выводе уравнений, характеризующих процесс коммутации в выпрямителе, мы не задавались значением угла  $\alpha$ . Поскольку в инверторном режиме, как и в выпрямительном, открытие вентиля происходит в диапазоне  $0 \leq \vartheta < 180^\circ$ , то очевидно, что полученные ранее уравнения будут справедливы и для инверторного режима. Поэтому для токов коммутирующих вентиля инвертора можно записать:

$$\begin{aligned} i_1 &= I_d - \frac{\sqrt{3}E_m}{2x_k} (\cos \alpha - \cos \vartheta); \\ i_3 &= \frac{\sqrt{3}E_m}{2x_k} (\cos \alpha - \cos \vartheta). \end{aligned}$$

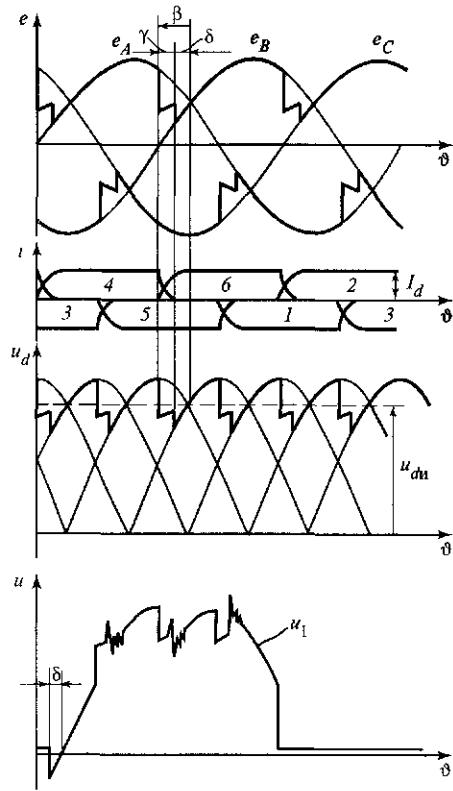


Рис. 11.4. Временные диаграммы токов и напряжений инвертора

Различие будет заключаться лишь в значениях угла  $\alpha$  и текущей координаты  $\vartheta$ . Это обстоятельство найдет свое отражение в изменении характера изгиба кривой тока коммутирующих вентилей. Кроме того, значение выпрямленного напряжения в процессе коммутации выпрямителя уменьшается на  $\Delta U_{кв}$ , а в процессе коммутации инвертора оно увеличивается на  $\Delta U_{ки}$ , что поясняется рис. 11.3, а также рис. 10.20

Временные диаграммы токов и напряжений для инвертора показаны на рис. 11.4.

Для определения угла коммутации инвертора воспользуемся уравнением (10.53), подставив в него значение угла  $\beta$  из (11.5). В результате будем иметь:

$$\cos(\beta - \gamma) = \cos\beta + \frac{2I_d x_k}{\sqrt{3}E_m}. \quad (11.7)$$

Выражение (11.7) может служить для определения угла коммутации инвертора при заданном и неизменном значении угла  $\beta$ .

Учтя соотношение (11.6), из (11.7) имеем

$$\cos\delta = \cos\beta + \frac{2I_d x_k}{\sqrt{3}E_m}. \quad (11.8)$$

Последнее уравнение определяет зависимость угла закрытия тиристоров  $\delta$  от значения угла  $\beta$  и режимных параметров  $I_d$  и  $E_m$ , т.е. от тока нагрузки и ЭДС приемной системы (или напряжения на шинах инверторной подстанции). Следует иметь в виду, что уравнение (11.8) справедливо лишь при  $\beta < 60^\circ$ . Это уравнение может быть использовано для определения угла коммутации инвертора при заданном значении угла закрытия тиристоров  $\delta$ .

Из (11.8) с учетом (11.6) после преобразований можно получить

$$\gamma = \arccos\left(\cos\delta - \frac{2I_d x_k}{\sqrt{3}E_m}\right) - \delta. \quad (11.9)$$

Угол закрытия тиристоров  $\delta$  является одним из важнейших параметров режима инвертора, так как он определяет устойчивость работы инвертора при увеличении тока нагрузки  $I_d$  и снижении напряжения в приемной системе. Резкие снижения напряжения могут быть вызваны короткими замыканиями в этой системе, которые могут нарушить работу инвертора.

Для выяснения физической сущности этого процесса рассмотрим характер изменения напряжения на вентиле 1 после его закрытия (см. рис. 11.3 и 11.5). К заканчивающему работу вентилю скачком прикладывается отрицательное напряжение

$$u_1 = e_6 = -\sqrt{3}E_m \sin\vartheta,$$

которое в данном случае при  $\vartheta = 180^\circ - \delta$  составляет

$$u_1 = -\sqrt{3}E_m \sin\delta.$$

В момент первоначального скачка напряжение  $u_1$  отрицательное, затем оно начинает расти, изменяясь по синусоиде ЭДС  $e_6$ , в момент  $\vartheta = 180^\circ$  переходит через нуль и его знак меняется.

Промежуток времени, при котором напряжение на вентиле отрицательное, измеряется углом закрытия тиристора  $\delta$ . После того как вентиль закрылся, его электрическая прочность и управляющие свойства третьего электрода восстанавливаются не мгновенно. Необходимо некоторое время для рассасывания объемного заряда в тиристоре. Это время определяется размерами и конструкцией послед-

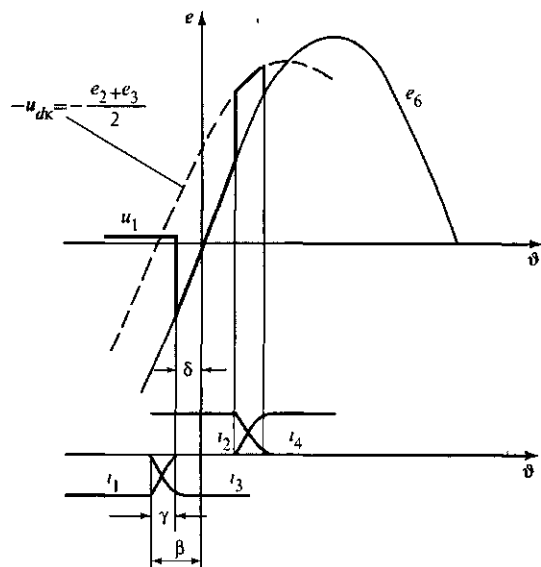


Рис. 11.5. Напряжение на вентиле 1 инвертора

него. Для современных мощных тиристоров оно составляет 250—300 мкс (4—6° частоты сети). Для последних серий тиристоров это время может быть существенно меньше и составлять 30—40 мкс.

Обычно угол закрытия тиристоров устанавливают несколько больше этого значения за счет увеличения угла  $\beta$ . На практике выполняется условие  $\delta > \delta_0$ , где  $\delta_0$  — угол восстановления запирающей способности тиристора. Для современных высоковольтных тиристорных вентилях угол закрытия  $\delta$  принимается равным 15—18°. Дальнейшее увеличение угла  $\delta$  нецелесообразно, поскольку это приводит к ухудшению энергетических характеристик инвертора.

Если по каким-либо причинам напряжение на закрывшемся тиристоре станет положительным до истечения этого времени, то он вновь откроется, что приведет к аварийному процессу, который называется *однофазным опрокидыванием инвертора*.

Рассмотрим этот процесс на примере вентиля 1 (рис. 11.6).

В случае, если вентиль 1 не закрывается и продолжает работать, то в схеме остаются в работе вентили 1, 3, 2. Напомним, что ток в цепях инвертора протекает под воздействием выпрямленного напряжения от выпрямителя. При этом к анодам анодной группы вентилях моста подключен положительный полюс линии, к катодам катодной группы — отрицательный.

Через работающий вентиль 1 положительное напряжение попадает на анод вентиля 4, и этот вентиль готов к открытию. Через 60° после открытия вентиля 3 система управления дает управляющий импульс на вентиль 4, и тот открывается. В результате возникает короткое замыкание полюсов моста инвертора через вентили 1 и 4. Напряжение промежутка полюс—полюс моста, а следовательно, и его мощность скачком снижаются до нуля, что может вызвать отрицательные последствия для приемной системы\*.

Причинами, вызывающими опрокидывание инвертора, могут быть следующие факторы:

затянувшаяся коммутация вентилях, которая может произойти вследствие снижения напряжения в приемной системе или вследствие увеличения рабочего тока (при отсутствии системы автоматического регулирования);

«скачок фазы» при несимметричных коротких замыканиях в приемной системе;

нарушения в работе системы управления вентилями.

Рассмотрим эти причины подробнее.

Зависимости угла  $\delta$  от тока нагрузки  $I_d$  и ЭДС приемной системы (или напряжения на шинах инверторной подстанции) определяются выражением (11.8). Эти зависимости для нерегулируемого инвертора ( $\beta = \text{const}$ ) приведены на рис. 11.7.

Из этого рисунка видно, что увеличение тока нагрузки или симметричное снижение напряжения приемной системы приводит к уменьшению угла закрытия тиристоров до недопустимых значений. Причиной этого является увеличение угла коммутации. В некоторых случаях при глубоких снижениях напряжения приемной системы коммутирующий ток двухфазного короткого замыкания может быть настолько мал, что ток заканчивающего свою работу вентиля вообще не снижается до нуля. Он лишь несколько уменьшается, затем возрастает, и вентиль 1 остается в работе, после чего следует опрокидывание инвертора при открытии вентиля 4.

Скачок фазы, как уже отмечалось, возникает при несимметричных коротких замыканиях в приемной системе. При однофазном

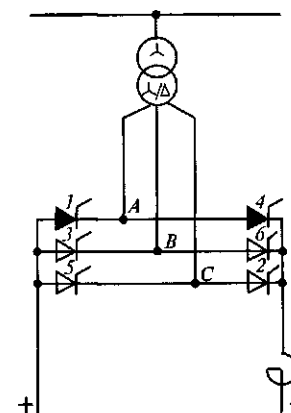


Рис. 11.6. Схема однофазного опрокидывания инвертора

\* Преобразователь напряжения в режиме инвертора не способен к опрокидыванию.

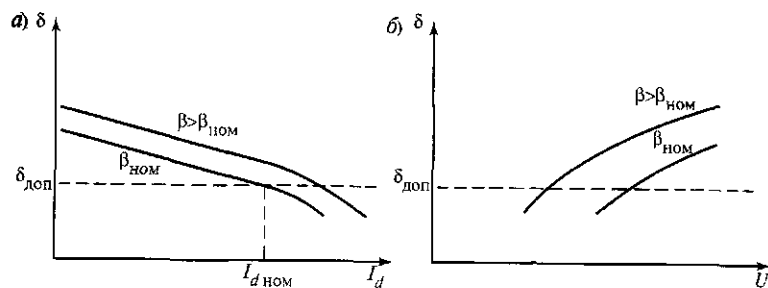


Рис. 11.7. Зависимости угла  $\delta$  от тока  $I_d$  (а) и напряжения приемной системы  $U$  (б)

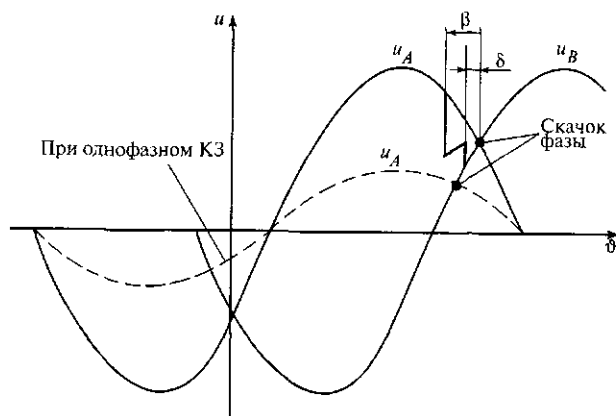


Рис. 11.8. Скачок фазы при однофазном коротком замыкании в приемной системе

коротком замыкании, допустим, фазы  $A$  напряжение этой фазы снижается, в результате чего точка пересечения фазных напряжений  $u_A$  и  $u_B$  смещается влево (рис. 11.8). Отсюда скачкообразное снижение угла  $\delta$  при  $\beta = \text{const}$ , что может привести к опрокидыванию инвертора.

При нарушениях в работе системы управления вентилями управляющий импульс может не пройти на очередной вентиль (в нашем примере на вентиль 3), тогда не начинается процесс коммутации между вентилями 1 и 3 и вентиль 1 остается в работе. После открытия вентиля 4 в схеме наступает опрокидывание инвертора.

Выше мы рассмотрели некоторые возможные причины однофазного опрокидывания инвертора. Следует отметить, что когда причина, вызвавшая это опрокидывание, исчезает, инвертор может вернуться в нормальную работу. Тем не менее, чтобы не доводить

инвертор до опрокидывания, необходимо поддерживать угол закрытия вентиля неизменным при всех отклонениях параметров режима, т.е. выполнять условие

$$\delta = \text{const}. \quad (11.10)$$

Это условие может быть выполнено с помощью регулятора угла закрытия, который, реагируя или на изменение параметров режима ( $I_d$ ,  $E_m$ ), или непосредственно на значение угла  $\delta$ , воздействует на изменение значения угла  $\beta$  и меняет момент открытия очередного вентиля таким образом, чтобы выполнялось условие (11.10).

Регулятор угла закрытия может быть основан на двух принципах. Первый принцип — используется закон регулирования, определяемый уравнением (11.8) при  $\beta = \text{const}$ . При этом в регулятор вводятся значения величин  $I_d$ ,  $E_m$  и в нем решается уравнение (11.8). Второй принцип — используется непосредственное измерение угла  $\delta$ , для чего измеряется отрезок времени между точкой перехода через нуль тока вентиля и точкой пересечения соответствующих фазных напряжений, после чего вырабатывается нужная команда на изменение угла  $\beta$ . Во втором случае возможно индивидуальное изменение угла  $\beta$  для каждого вентиля.

Из вышесказанного следует, что диапазон применения угла  $\beta$  лежит в пределах

$$90^\circ + \gamma/2 \geq \beta \geq \delta_{\text{доп}} + \gamma,$$

при этом левая граница означает переход инвертора в выпрямительный режим.

Не приводя детальных доказательств, отметим, что практически во всем диапазоне изменения угла  $\beta$  инвертор может работать только в режиме 2—3. Исключение составляет работа вблизи границы выпрямительного режима при токах, значительно превосходящих номинальный ток электропередачи и допустимые токи перегрузки.

Уравнение внешней характеристики  $U_d(I_d)$  нерегулируемого инвертора может быть получено из (10.58) при подстановке в него значения  $\alpha_{\text{н}} = 180^\circ - \beta$ :

$$U_d = - \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_m \frac{\cos \beta + \cos(\beta - \gamma)}{2}. \quad (11.11)$$

Подставляя сюда значение  $\cos(\beta - \gamma)$  из (11.7), окончательно получаем

$$U_d = - \left( \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_m \cos \beta + \frac{3}{\pi} I_d x_k \right).$$

Знак «минус» перед этим уравнением говорит о том, что инвертор развивает противоЭДС. Характеристика, построенная по этому уравнению, имеет линейный характер и расположена в отрицательной

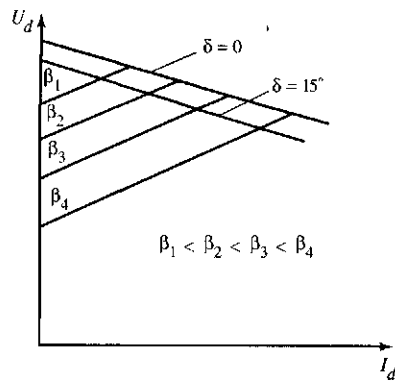


Рис. 11.9. Внешние характеристики инвертора при  $\delta = 0$  и  $\delta = 15^\circ$

бителя электрической энергии в цепи постоянного тока, имеющего внутреннюю противоЭДС, внешняя характеристика инвертора имеет возрастающий характер.

Первый член (11.12) представляет собой противоЭДС, развиваемую инвертором, второй — потерю напряжения на внутреннем омическом сопротивлении инвертора. Это сопротивление есть не что иное, как эквивалентное реактивное сопротивление приемной системы и трансформатора инвертора, приведенное к стороне постоянного тока.

Кривая мгновенных значений выпрямленного напряжения для инвертора при  $\beta < 60^\circ$  показана на рис. 11.3 и 11.4, где видно, что в отличие от выпрямителя мгновенные значения напряжения в процессе коммутации суммируются с соответствующей ЭДС. Поэтому второй член уравнения (11.12) положителен и характеристика имеет возрастающий характер.

Для инвертора, работающего с неизменным углом погасания, т.е. при переменном угле  $\beta$ , уравнение внешней характеристики может быть получено подстановкой в (11.12) значения  $\cos\beta$  из уравнения (11.8). После преобразований получим

$$U_d = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_m \cos\delta - \frac{3}{\pi} I_d x_k. \quad (11.13)$$

В отличие от нерегулируемого инвертора внешняя характеристика инвертора, оснащенного регулятором  $\delta = \text{const}$ , имеет падающий характер.

В диапазоне изменения  $\beta$  от нуля до  $60^\circ$  (электрический угол) уравнение (11.13) определяет собой прямую, которая является геометрическим местом граничных точек семейства характеристик

полуплоскости. Однако, для того чтобы совместить характеристики выпрямителя и инвертора и определить точку их совместной работы, характеристику инвертора обычно располагают в положительной полуплоскости. В этом случае отрицательный знак исчезает и уравнение приобретает вид

$$U_d = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_m \cos\beta + \frac{3}{\pi} I_d x_k. \quad (11.12)$$

Внешние характеристики инвертора, соответствующие (11.12) при  $\beta = \text{const}$ , приведены на рис. 11.9.

Как и для любого другого потреби-

нерегулируемого инвертора. В самом деле, если инвертор работает при  $\beta = \text{const}$ , то увеличение тока нагрузки приводит к росту угла  $\gamma$  и, как следствие, снижению угла  $\delta$ . При достижении некоторого заданного угла погасания дальнейший рост тока нагрузки становится невозможным. Поэтому внешние характеристики можно доводить лишь до граничной прямой при заданном значении угла  $\delta$  (см. рис. 11.9).

Совмещенные внешние характеристики выпрямителя и инвертора (рис. 11.10) показывают, что, изменяя угол управления, можно плавно перевести преобразователь из режима выпрямления в режим инвертирования и наоборот. При некоторых значениях угла  $\alpha$  переход в другой режим определяется рабочим током преобразователя. Так, например, при увеличении рабочего тока и неизменном угле управления выпрямитель может изменить полярность напряжения, т.е. перейти в режим инвертирования. При уменьшении тока преобразователь вновь переходит в режим выпрямления. Это свойство определяется влиянием угла коммутации на значение и полярность напряжения преобразователя.

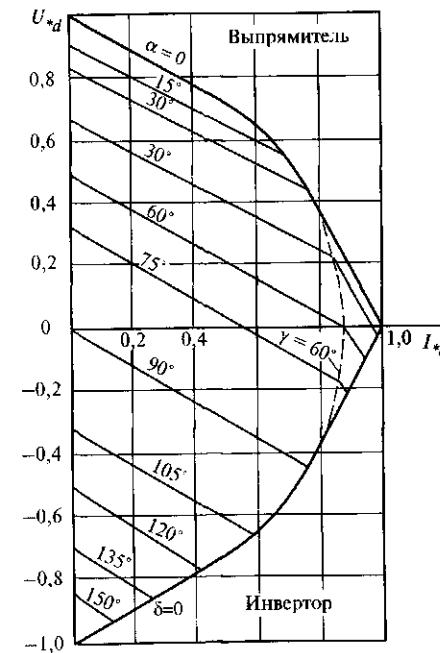


Рис. 11.10. Совмещенные внешние характеристики выпрямителя и инвертора

## 11.2. Особенности работы двухмостового преобразователя

Выше отмечалось, что для повышения выпрямленного напряжения промежутка полюс—земля линии электропередачи на преобразовательных подстанциях обычно прибегают к последовательному соединению отдельных преобразовательных мостов. Одновременно этот прием используется для улучшения формы кривой суммарного сетевого тока и уменьшения пульсаций в выпрямленном напряжении полюса, что в конечном итоге позволяет существенно снизить установленную мощность фильтрующих устройств.

По сумме признаков — 12 вентилей, 12 пульсаций выпрямленного напряжения за период частоты сети и 12 эквивалентных ЭДС — такой режим называют *12-фазным режимом*. Иногда его называют 12-пульсным в отличие от 6-фазного (6-пульсного) режима одиночного моста.

Двенадцатифазный режим является основным режимом преобразовательных подстанций. Он может быть получен путем использования различных схем соединения трансформаторов. Один из трансформаторов имеет схему соединения  $Y_0/\Delta$ -11, другой  $Y_0/Y$ -12. В случае применения одного трехобмоточного трансформатора с двумя вентильными обмотками одна из них соединяется в треугольник, другая — в звезду. Междофазные напряжения всех вентильных обмоток одинаковы, чтобы обеспечить равные выпрямленные напряжения преобразовательных мостов.

Сетевые обмотки всех трансформаторов обязательно соединяются в звезду с выведенным нулем. Это объясняется тем, что преобразовательные подстанции ППТ и ВПТ имеют большие мощности и подключаются к сетям напряжением 220 кВ и выше, у которых нейтраль заземлена. При указанных схемах соединения напряжения вентильных обмоток соседних мостов сдвинуты одно по отношению к другому на  $30^\circ$ . Поэтому открытия очередных вентилей и коммутации в соседних мостах следуют через каждые  $30^\circ$ . Пульсации выпрямленного напряжения каждого из мостов сдвинуты одна по отношению к другой также на этот угол. Поэтому напряжение полюса (до линейного реактора), равное сумме мгновенных значений выпрямленных напряжений каждого моста, будет более сглаженным (рис. 11.11).

Поскольку в схеме преобразования существует общее для двух мостов сопротивление — эквивалентное сопротивление  $x_{\text{сист}}$  то в некото-

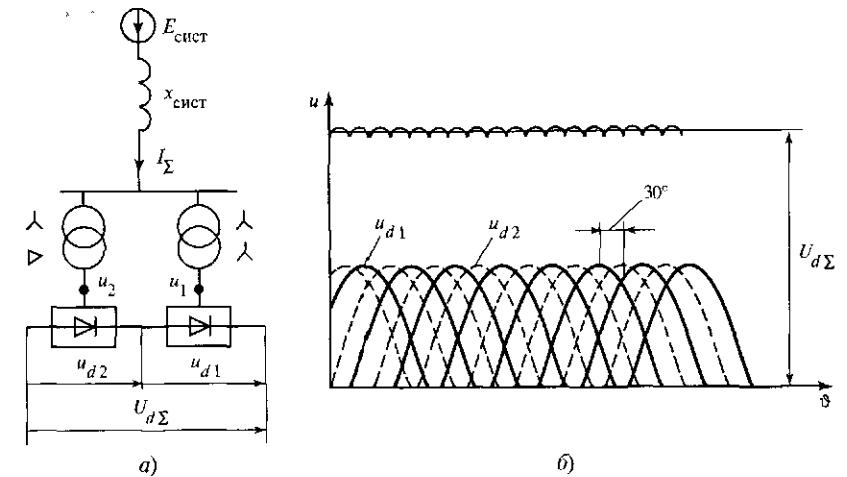


Рис. 11.11. Схема 12-фазного преобразователя (а) и выпрямленное напряжение двух мостов (б)

рых режимах мосты могут оказывать взаимное влияние. Это влияние оценивается коэффициентом взаимного влияния  $A$ :

$$A = \frac{x_{\text{сист}}}{x_{\text{сист}} + x_{\text{T}}} = \frac{x_{\text{сист}}}{x_{\text{к}}}. \quad (11.14)$$

Для системы бесконечной мощности значения  $x_{\text{сист}}$  а следовательно, и коэффициент  $A$  равны нулю. Напряжение на шинах преобразовательной подстанции синусоидально, и взаимное влияние мостов отсутствует. Каждый мост работает независимо от другого. При конечной мощности системы, в случаях когда мощность преобразователей велика и соизмерима в какой-то мере с мощностью системы, значение коэффициента  $A$  больше нуля. На практике значение этого коэффициента лежит в диапазоне  $0 \leq A \leq 0,5$ .

В случае установки на шинах преобразовательной подстанции фильтров высших гармоник при конечной мощности системы напряжение будет также синусоидальным и взаимным влиянием мостов можно пренебречь.

Математическое описание этой схемы имеет более сложный вид, чем для одномостового преобразователя. Оно составляется по тем же принципам, как и для одного моста, путем обхода контуров, образованных работающими вентильными, и составления уравнений токов для узлов схемы. Не приводя здесь этого описания, отметим, что система уравнений состоит из 12 нелинейных дифференциальных урав-

нений первого порядка, подобных (10.28). В их левой части имеется 12 эквивалентных ЭДС, которые действуют в контурах схемы, образованных работающими вентилями, в правой — токи и напряжения 12 вентилях и выпрямленное напряжение. Методика решения этих уравнений — метод припасовки — такая же, как описанная выше для однофазного преобразователя.

В нормальном режиме, если угол коммутации каждого из мостов меньше  $30^\circ$ , вентили работают группами по четыре, когда коммутации отсутствуют, и по пять, когда в одном из мостов начинается коммутация. Коммутации в каждом из мостов идут через каждые  $60^\circ$  в том порядке, который был рассмотрен ранее. Однако они сдвинуты на  $30^\circ$ , поэтому в установившемся режиме вентили двух мостов будут открываться через каждые  $30^\circ$  и интервал повторяемости здесь составляет также  $30^\circ$ .

В процессе коммутации на сопротивлении  $x_{\text{сист}}$  будет возникать ЭДС самоиндукции из-за изменения тока фазы. Эта ЭДС будет отражаться в виде коммутационных выступов и провалов на синусоиде напряжения шин подстанции и соответственно на форме анодных напряжений вентилях, которая также будет подвергаться искажению.

При угле коммутации меньше  $30^\circ$  эти искажения не будут влиять на момент открытия очередного вентиля выпрямителя. Поэтому два моста будут работать независимо один от другого. Каждый мост работает в режиме 2—3 только со сдвигом открытия вентилях на  $30^\circ$ . Этот режим носит название *режима 4—5*.

Внешняя характеристика каждого моста в этом режиме определяется уравнениями (10.60) для выпрямителя и (11.12) для инвертора.

Общее напряжение промежутка полюс—земля (его среднее значение) для двухмостовой схемы в режиме выпрямления определяется как сумма напряжений отдельных мостов:

$$U_{dв} = U_{d1} + U_{d2} = 2 \left( U_{d0мв} \cos \alpha - \frac{3}{\pi} I_d x_{кв} \right)$$

или

$$U_{dв} = \frac{6\sqrt{3}}{\pi} E_{мв} \cos \alpha - \frac{6}{\pi} I_d x_{кв}, \quad (11.15)$$

где  $U_{d0мв}$  — выпрямленное напряжение холостого хода моста выпрямителя.

Аналогично для инвертора при  $\beta = \text{const}$  будем иметь

$$U_{dи} = \frac{6\sqrt{3}}{\pi} E_{ми} \cos \beta + \frac{6}{\pi} I_d x_{ки}. \quad (11.16)$$

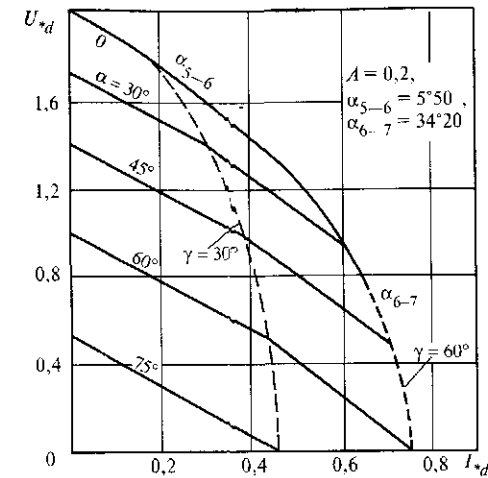


Рис. 11.12. Внешняя характеристика выпрямителя в 12-фазном режиме

При увеличении угла коммутации свыше  $30^\circ$  точка перехода через нуль очередного вентиля выпрямителя при  $\alpha = 0$  смещается вправо за счет коммутационного выступа при коммутации в соседнем мосту. Очередной вентиль не может вступить в работу до окончания коммутации. В результате появляется вынужденный угол запаздывания  $\alpha_{5-6}$ . При этом угол коммутации сохраняется неизменным и равным  $30^\circ$ .

При дальнейшем росте тока режим 5 переходит в режим 5—6, когда вентили работают группами по пять и шесть вентилях одновременно. Затем наступает режим 6 при  $\gamma = 60^\circ = \text{const}$ , после него — режим 6—7 и режим 7—8, близкий к короткому замыканию в промежутке полюс—полюс на шинах постоянного тока. Внешняя характеристика выпрямителя, работающего в 12-фазном режиме, построенная в системе относительных единиц, приведена на рис. 11.12.

Основным режимом двухмостовых преобразователей является режим 4—5. Как показывает опыт эксплуатации, в том числе и ППТ Волгоград — Донбасс, преобразователи в других режимах (5, 5—6) работают неустойчиво.

Отметим еще одну особенность 12-фазного режима, связанную с условиями работы преобразовательных трансформаторов. Она заключается в том, что при последовательном соединении мостов изоляция вентиляльных обмоток трансформаторов подвергается воздействию не только переменного, но и постоянного напряжения. Осуществляется так называемый подпор постоянного напряжения (рис. 11.13).

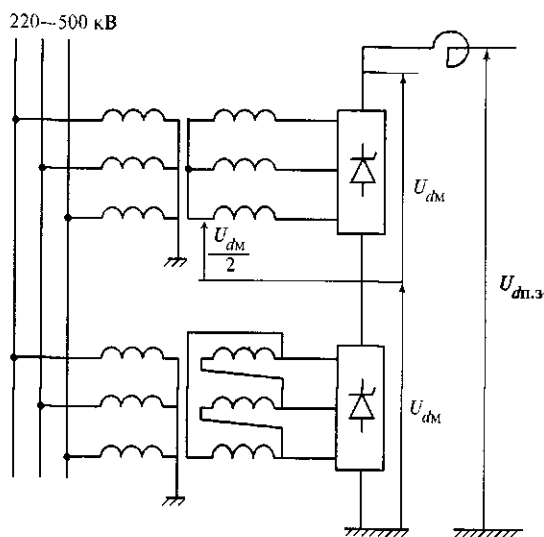


Рис. 11.13. Схема для пояснения подпора постоянного напряжения на вентильных обмотках трансформаторов

Напряжение нейтрали вентильной обмотки, соединенной по схеме звезда по отношению к полюсу равно половине выпрямленного напряжения моста. Если этот полюс заземлен, напряжение нейтрали воздействует на главную изоляцию вентильной обмотки в дополнение к ее фазным напряжениям. Если данный мост отделен от заземленной точки предыдущими последовательно включенными мостами, то напряжение нейтрали этого моста по отношению к земле будет равно сумме выпрямленных напряжений предыдущих мостов плюс половина выпрямленного напряжения данного моста.

При соединении вентильных обмоток в треугольник следует учитывать напряжение промежутка фаза—полнос, постоянная составляющая которого также равна половине выпрямленного напряжения моста. Поэтому постоянное напряжение промежутка нейтраль—земля для  $N$ -го моста при последовательном соединении  $N$  мостов будет определяться выражением

$$U_{н.з} = (N - 1)U_{dM} + U_{dM}/2. \quad (11.17)$$

Этим объясняется ужесточение требований к изоляции вентильных обмоток преобразовательных трансформаторов и усложнение конструкции последних.

### 11.3. Схема замещения линии постоянного тока

Рассмотрим воздушную линию постоянного тока достаточно большой длины ( $L > 300$  км), выполненную на биполярных опорах. Под *биполярной опорой* будем понимать опору, на которой подвешены оба полюса линии  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$ , а также молниезащитный трос  $T$ .

Большая длина линии предполагает необходимость учета волновых процессов в ней. Для элемента линии длиной  $dl$  схема замещения приведена на рис. 11.14. В ней учтено сопротивление земли, что справедливо для случая, когда токи полюсов  $I_{\Pi 1}$  и  $I_{\Pi 2}$  не равны. В этом случае в земле будет протекать ток, равный разности токов полюсов,

$$I_3 = I_{\Pi 1} - I_{\Pi 2}.$$

При составлении схемы замещения были приняты следующие допущения:

активные проводимости проводов на землю малы, и ими можно пренебречь, что объясняется существенно меньшими потерями на корону, чем для линий переменного тока;

трос идеально заземлен, его проводимость на землю равна бесконечности;

емкость троса на землю равна нулю.

Для схемы на рис. 11.14 характерны следующие соотношения:

$$\left. \begin{aligned} Z_1 &= r_{\Pi} + j\omega(L_{\Pi} - M_{\Pi\Pi}); \\ Z_2 &= r_3 + j\omega M_{\Pi\Pi}; \\ Y_{12} &= j\omega(C_{\Pi\Pi} + C_{\Pi T}); \\ Y_{11} &= j\omega C_{\Pi\Pi}. \end{aligned} \right\} \quad (11.18)$$

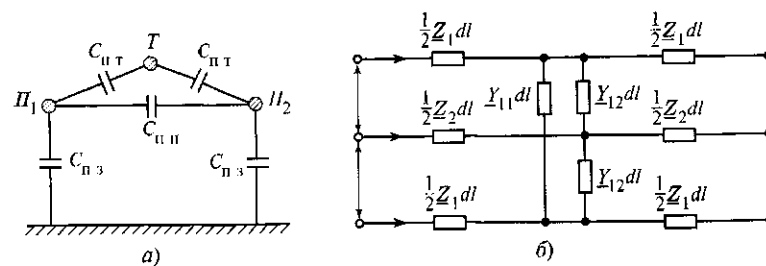


Рис. 11.14. Схема емкостей биполярной линии (а) и схема замещения элемента линии (б)



где  $Z_1$  — комплексное сопротивление полюса для частоты  $\omega$ ;  $Z_2$  — комплексное сопротивление земли для этой же частоты;  $Y_{12}$  — емкостная проводимость полюса и троса на землю;  $Y_{11}$  — емкостная проводимость промежутка полюс—полюс;  $L_{\text{п}}$  — индуктивность петли полюс—земля;  $M_{\text{п.п}}$  — коэффициент взаимной индукции между полюсами;  $r_3$  — сопротивление земли, которое является функцией частоты, удельной проводимости грунта и определяется специальными методами;  $C_{\text{п.п}}$  — емкость промежутка полюс—полюс;  $C_{\text{п.т}}$  — емкость промежутка полюс—трос.

Активная составляющая сопротивления полюса  $r_{\text{п}}$  определяется с учетом конструкции полюса линии, который так же, как и фаза линии переменного тока, выполняется с использованием расщепленных проводов с целью снижения напряженности электрического поля на поверхность провода. Индуктивности проводов линии, их емкости между полюсами и на землю определяются с использованием метода зеркальных отображений и метода потенциальных коэффициентов при заданных размерах опоры и стрелы провеса проводов.

В случае, когда токи полюсов одинаковы ( $I_{d1} = I_{d2}$ ) и ток в земле отсутствует, сопротивление  $Z_2 = 0$ . Тогда схема замещения упрощается. При этом

$$\left. \begin{aligned} Z_3 &= 2Z_1; \\ Y_3 &= Y_{11} + \frac{1}{2}Y_{12}. \end{aligned} \right\} \quad (11.19)$$

При длине линии менее 300 км можно не учитывать волновой характер процессов в ней и линия может быть представлена сосредоточенными постоянными сопротивлениями и проводимостями. Они определяются как произведение удельных параметров на длину линии:

$$\left. \begin{aligned} Z_3 &= Z_{03}l; \\ Y_3 &= Y_{03}l. \end{aligned} \right\} \quad (11.20)$$

В случае, если воздушная линия постоянного тока имеет длину более 300 км, параметры ее схемы замещения или эквивалентного четырехполюсника должны определяться с учетом распределенности параметров самой линии по методикам, изложенным в гл. 4.

Отметим, что для исследования переходных процессов в электропередаче постоянного тока более удобной является Т-образная схема замещения линии. Схемы замещения линии постоянного тока, о которых шла речь выше, могут быть использованы для исследования переходных и аварийных процессов электропередач постоянного тока в физических и математических моделях ППТ.

В то же время в установившихся режимах ППТ ( $\omega = 0$ ) параметры режима изменяются столь медленно, что их производными можно пренебречь. Поэтому схема замещения линии в этих случаях упрощается и линия может быть представлена только омическим сопротивлением полюсов

$$R_{\text{п}} = r_0 l. \quad (11.21)$$

Поскольку мы не будем рассматривать аварийные и переходные процессы в линии постоянного тока (короткие замыкания, включение линии под напряжение и т.д.), то линия в расчетах представляется только активным сопротивлением.

Что же касается кабельных линий постоянного тока, то они также обладают индуктивностью и емкостью, хотя соотношения между этими параметрами совершенно другие, чем в воздушных линиях. Следует также учесть, что, как правило, кабельные линии, имеют сравнительно малую длину, пока не превышающую 200 км, когда учет волновых процессов в переходных режимах необязателен. Поэтому в установившихся режимах кабельная линия также представляется только омическим сопротивлением.

С учетом линейных реакторов, которые на биполярной передаче устанавливаются в каждом из полюсов с двух сторон линии и одинаковой нагрузки обеих полуцепей ( $I_{d1} = I_{d2}$ ) полное сопротивление линии

$$R_{\text{л}} = 2(2R_{\text{р}} + R_{\text{п}}), \quad (11.22)$$

где  $R_{\text{р}}$  — активное сопротивление линейного реактора.

Для униполярных передач, работающих с возвратом тока через землю, сопротивление линии находится как

$$R_{\text{л}} = 2R_{\text{р}} + R_{\text{п}} + R_3, \quad (11.23)$$

где  $R_3$  — полное сопротивление земли.

Полное сопротивление земли состоит из двух составляющих: сопротивления растекания заземлителя и собственно сопротивления земли.

Сопротивление растекания определяется конструкцией заземлителя; обычно оно очень незначительно. Так, для ППТ Волгоград — Донбасс оно составляет десятые доли ома. Что касается сопротивле-

ния собственно земли то, как уже отмечалось, постоянный ток растекается по всей толще земли и на расстоянии нескольких сотен метров от заземлителя плотность тока в земле пренебрежимо мала (при отсутствии вблизи трубопроводов, кабелей и иных инженерных сооружений). Поэтому сопротивление земли может быть принято равным нулю.

Сопротивление сглаживающих линейных реакторов, которые входят в контур постоянного тока, определяется их конструкцией и находится по заводским данным. При отсутствии последних сопротивление реактора в первом приближении может быть найдено на основании следующих соображений.

Относительная мощность потерь для сглаживающих реакторов

$$\Delta P_* = \frac{I_d^2 R_p}{\omega L_d I_d^2} = \frac{R_p}{\omega L_d},$$

где  $R_p$  — сопротивление реактора;  $\omega = 314$  — угловая частота при  $f = 50$  Гц;  $L_d$  — индуктивность реактора.

Отсюда

$$R_p = \omega L_d \Delta R_*. \quad (11.24)$$

Для реактора ВПТ в г. Выборге ( $I_{ном} = 2,1$  кА,  $L_d = 0,102$  Гн,  $\Delta P = 178$  кВт)  $\Delta P_* = 0,0013$  (или 0,13 %). Для реакторов мощных ППТ относительные потери будут иметь примерно то же значение. Отметим, что для шунтирующего реактора переменного тока 500 кВ  $\Delta P_* = 0,3$  %, т.е. эти величины имеют один порядок, но на постоянном токе из-за отсутствия потерь на гистерезис и вихревые токи относительные потери меньше.

Задавшись значением  $\Delta P_*$  в указанных пределах и индуктивностью реакторов в диапазоне 0,5—1,5 Гн, можно определить сопротивление реактора. Как показывают расчеты, суммарное сопротивление полюса линии определяется главным образом сопротивлением проводов линии. Доля сопротивления реакторов здесь незначительна. Так, например, для ППТ длиной 2400 км сопротивление полюса должно составлять 18 Ом, а общее активное сопротивление реакторов, включенных в полюс в начале и конце передачи, равно примерно 0,9 Ом.

## 11.4. Совместная работа выпрямителя и инвертора

### 11.4.1. Совместная работа нерегулируемых выпрямителя и инвертора ( $\alpha = \text{const}$ , $\beta = \text{const}$ )

Выше отмечалось, что при синусоидальном напряжении на шинах преобразовательной подстанции возможно не учитывать взаимное влияние соседних мостов выпрямителя и инвертора. Поэтому далее мы будем рассматривать совместную работу только одномостовых преобразователей — выпрямителя и инвертора.

Ток в линии будет определяться разностью напряжений по ее концам

$$I_d = \frac{U_{dв} - U_{dи}}{R_{л}}, \quad (11.25)$$

где  $U_{dв}$  и  $U_{dи}$  — средние значения напряжения на выходе выпрямителя и инвертора соответственно за линейными реакторами.

Как отмечалось выше, значения  $U_{dв}$  и  $U_{dи}$  являются функциями параметров режима — тока нагрузки  $I_d$  и углов управления  $\alpha$  и  $\beta$ . Эти зависимости определяются уравнениями внешних характеристик выпрямителя (10.60) и инвертора (11.12), (11.13). Одномостовые преобразователи при номинальных нагрузках работают в режиме 2—3. Поэтому, подставив в (11.25) уравнения (10.60) и (11.12), получим

$$I_d = \frac{U_{d0в} \cos \alpha - U_{d0и} \cos \beta}{R_{л} + \frac{3}{\pi}(x_{кв} + x_{ки})}, \quad (11.26)$$

$$U_{d0в} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_{мв};$$

$$U_{d0и} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_{ми}.$$

Уравнение (11.26) позволяет рассчитать ток в линии при известных параметрах схемы замещения электропередачи и углах управления  $\alpha$  и  $\beta$ . Это уравнение позволяет также построить схему замещения ППТ, приведенную к стороне постоянного тока.

В соответствии со схемой замещения (см. рис. 11.1) выпрямитель можно рассматривать как генератор постоянного тока с ЭДС, равной

$U_{d0в} \cos \alpha$ , и внутренним сопротивлением  $r_{в} = \frac{3}{\pi} x_{кв}$  а инвертор —

как двигатель, развивающий противоЭДС, равную  $U_{d0и} \cos \beta$ , приложенную за внутренним сопротивлением  $r_{и} = \frac{3}{\pi} x_{к и}$ .

Важно отметить, что здесь, так же как и для системы генератор—двигатель, выпрямленное напряжение на выходе выпрямителя  $U_{dв}$  меньше ЭДС выпрямителя, а выпрямленное напряжение на входе инвертора  $U_{dи}$  больше противоЭДС инвертора, т.е. аналогия сохраняется.

Ток в линии, а следовательно, и передаваемую мощность, можно изменять, воздействуя или на угол  $\alpha$ , изменяя тем самым ЭДС выпрямителя, или на угол  $\beta$ , изменяя противоЭДС инвертора.

Анализ совместной работы выпрямителя и инвертора удобно вести графическим методом. Пересечение внешних характеристик выпрямителя и инвертора определяет точку, характеризующую режим работы передачи. Однако для этого необходимо учесть потери напряжения в линии и привести тем самым характеристики выпрямителя и инвертора к одной точке схемы замещения. Приводить можно к точке включения или выпрямителя, или инвертора. Если внешнюю характеристику выпрямителя привести к точке включения инвертора, ее уравнение будет иметь вид

$$U'_{dв} = U_{d0в} \cos \alpha - \left( \frac{3}{\pi} x_{к в} + \frac{R_{л}}{N_{м в}} \right) I_d, \quad (11.27)$$

где  $N_{м.в}$  — количество мостов выпрямителя.

В дальнейшем при анализе совместной работы выпрямителя и инвертора графическим методом мы будем пользоваться внешней характеристикой выпрямителя, приведенной к точке включения инвертора.

На рис. 11.15, представлены две внешние характеристики выпрямителя при  $\alpha = \text{const}$  («естественная» и приведенная к точке включения инвертора), а также характеристика инвертора при  $\beta = \text{const}$ .

Пересечение двух характеристик — приведенной характеристики выпрямителя и характеристики инвертора — определяет положение точки, указывающей режим работы передачи: значения тока  $I_d$  и напряжения  $U_d$ , а следовательно, и мощность

$$P_d = U_d I_d$$

При изменении угла  $\alpha$  характеристика выпрямителя смещается параллельно самой себе. При этом смещаются и точка пересечения характеристик выпрямителя и инвертора, и соответственно рабочий ток и мощность передачи (рис. 11.16, а).

Аналогичный эффект можно получить, изменяя противоЭДС инвертора путем изменения угла  $\beta$  при неизменной ЭДС выпрями-

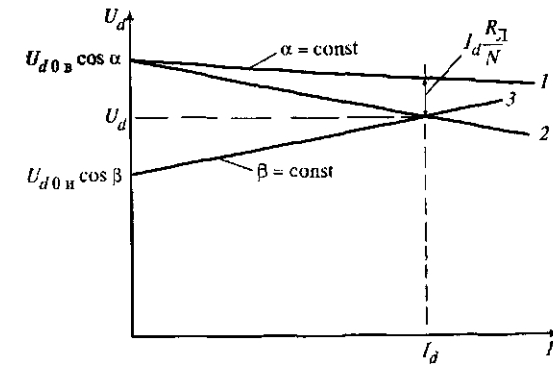
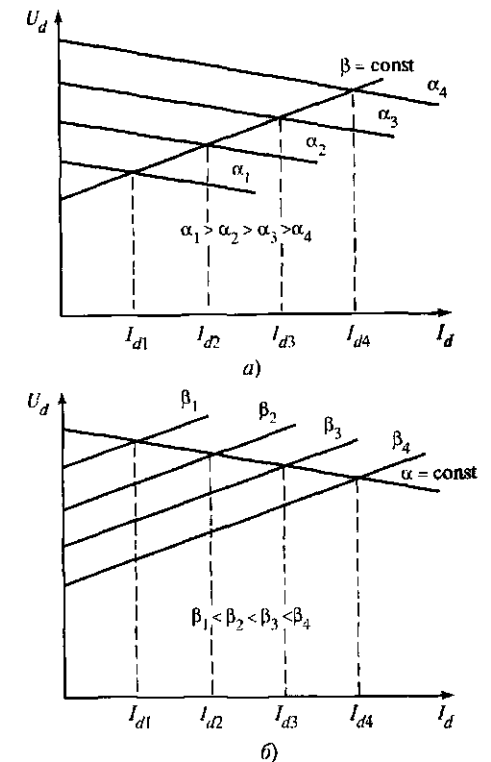


Рис. 11.15. «Естественная» (линия 1) и приведенная (линия 2) характеристики выпрямителя; характеристика инвертора (линия 3)

Рис. 11.16. Графики регулирования тока  $I_d$ :

а — при изменении угла  $\alpha$  ( $\beta = \text{const}$ ), б — при изменении угла  $\beta$  ( $\alpha = \text{const}$ )



теля ( $\alpha = \text{const}$ ). Этот случай показан на рис. 11.16, б, который позволяет провести упрощенный анализ устойчивости системы выпрямитель—инвертор при неизменных углах управления  $\alpha$  и  $\beta$ .

При внезапном отклонении тока  $I_d$  на  $\pm \Delta I$  от точки равновесия возникает разность ЭДС, которая возвращает систему в исходную точку. При положительном возмущении противоЭДС становится больше ЭДС и ток уменьшается; при отрицательном — ЭДС больше противоЭДС и ток увеличивается, т.е. система остается устойчивой, причем эта картина будет наблюдаться при любых значениях  $\alpha$  и  $\beta$ .

Уравнение (11.26) и рис. 11.1 определяют зависимость между несколькими величинами, которые в данном случае являются независимыми переменными. Это — углы  $\alpha$  и  $\beta$ , ЭДС приемной и передающей систем. Поэтому уравнение и рисунок могут служить и для решения других задач, например для нахождения необходимых значений углов управления выпрямителем и инвертором для установления заданного значения тока.

#### 11.4.2. Совместная работа выпрямителя ( $\alpha = \text{const}$ ) и инвертора ( $\delta = \text{const}$ )

Выше отмечалось, что при инверторе обязательно устанавливается регулятор угла закрытия вентилей, поддерживающий угол  $\delta = \text{const}$ , что необходимо для сохранения устойчивости инвертора. Рассмотрим этот случай.

Внешняя характеристика выпрямителя имеет падающий характер. В то же время внешняя характеристика инвертора приобретает иной вид (она также становится падающей) и определяется уравнением (11.13). Подставив значения  $U_{dв}$  из (10.60) и  $U_{dи}$  из (11.13) в уравнение (11.25), получим

$$I_d = \frac{U_{d0в} \cos \alpha - U_{d0и} \cos \delta}{R_\pi + \frac{3}{\pi}(x_{кв} - x_{ки})}. \quad (11.28)$$

Обычно потребитель энергии из сети постоянного тока, обладающий внутренним сопротивлением, имеет возрастающую внешнюю характеристику (двигатель, аккумулятор в режиме подзаряда). Падающая внешняя характеристика говорит о том, что внутреннее сопротивление потребителя отрицательно, о чем свидетельствуют уравнения (11.13) и (11.28). В этом случае возникает опасность неустойчивости системы.

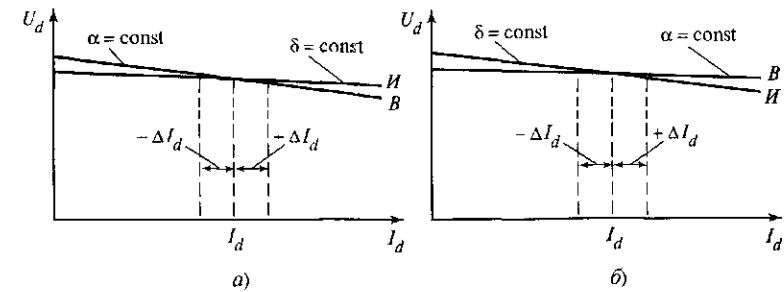


Рис. 11.17. Внешние характеристики совместной работы нерегулируемого выпрямителя В и регулируемого инвертора И ( $\delta = \text{const}$ ):

а — устойчивый режим работы, б — неустойчивый режим работы

Из уравнения (11.28) следует, что критерием устойчивости системы является условие

$$R_\pi + \frac{3}{\pi}x_{кв} > \frac{3}{\pi}x_{ки}. \quad (11.29)$$

Иными словами, наклон приведенной характеристики выпрямителя должен быть больше наклона характеристики инвертора. В противном случае направление тока  $I_d$  изменится, что невозможно для ППТ с традиционными преобразователями.

Сказанное можно показать следующим образом. На рис. 11.17 приведены два возможных случая сочетания характеристик выпрямителя и инвертора. В одном случае (рис. 11.17, а) наклон характеристики выпрямителя круче наклона характеристики инвертора. При случайном положительном приращении тока на  $\Delta I_d$  ЭДС выпрямителя становится меньше противоЭДС инвертора, ток уменьшается и возвращается к прежнему значению. При отрицательном приращении тока ЭДС выпрямителя становится больше противоЭДС инвертора и ток увеличивается до значения, определяемого точкой пересечения внешних характеристик. Таким образом, эта точка является *точкой устойчивой работы*.

В другом случае, когда наклон характеристики инвертора круче, чем у характеристики выпрямителя (см. рис. 11.17, б), система становится неустойчивой, в чем легко убедиться, используя тот же метод анализа.

Наклон внешних характеристик преобразователей, как это следует из их уравнений, определяется сопротивлением коммутации  $x_k$ , а для приведенной характеристики выпрямителя и сопротивлением линии постоянного тока. В значение  $x_k$  помимо сопротивления транс-

форматора входит и эквивалентное сопротивление системы. Даже в том случае, когда сопротивление трансформаторов выпрямителя и инвертора одинаково, сопротивления приемной и передающей энергосистем могут быть различны. Более того, эти сопротивления в процессе эксплуатации могут изменяться в результате оперативных переключений. Поэтому взаимное расположение характеристик выпрямителя и инвертора также может изменяться и ППТ может переходить из устойчивого состояния в неустойчивое. В связи с этим возникает необходимость применения средств, исключающих подобные случайности.

### 11.4.3. Совместная работа выпрямителя и инвертора при действии основных регуляторов

В качестве средства, которое позволит исключить неустойчивость системы выпрямитель—инвертор при любых соотношениях наклонов характеристик выпрямителя и инвертора, может быть использован регулятор тока (РТ), который является одним из основных регуляторов ППТ и ВПТ и входит в первичную систему регулирования (см. ниже). Он поддерживает выпрямленный ток неизменным и равным заданному значению при различных возмущениях путем воздействия на угол  $\alpha$  выпрямителя. Структурная схема регулятора тока приведена на рис. 11.18.

Регулятор тока имеет измерительный орган 1, который измеряет ток полюса линии  $I_d$  и подает сигнал, пропорциональный этому току, на один из входов блока сравнения 2. На другой вход этого блока от устройства тока уставки 3 также подается сигнал, пропорциональный току уставки. Под *током уставки* понимается ток, который должен поддерживаться в линии. Значение тока уставки может меняться или вручную дежурным персоналом в зависимости от графика передачи мощности по линии, или автоматически от регулятора мощности.

На выходе блока сравнения разность тока полюса линии и тока уставки будет составлять

$$\Delta I = I_d - I_{уст.}$$

Эта разность через блок усиления и согласования 4 подается на систему управления вентилями, которая изменяет угол  $\alpha$ .

При равенстве двух токов  $I_d = I_{уст.}$  их рассогласование равно нулю и угол  $\alpha$  остается неизменным. При отклонении тока в линии от заданного значения в ту или иную сторону появляющееся рассогласование вызывает изменение угла  $\alpha$  и, следовательно, изменение выпрямленного напряжения таким образом, что ток в линии остается неизменным и равным току уставки. Поэтому, если не учитывать

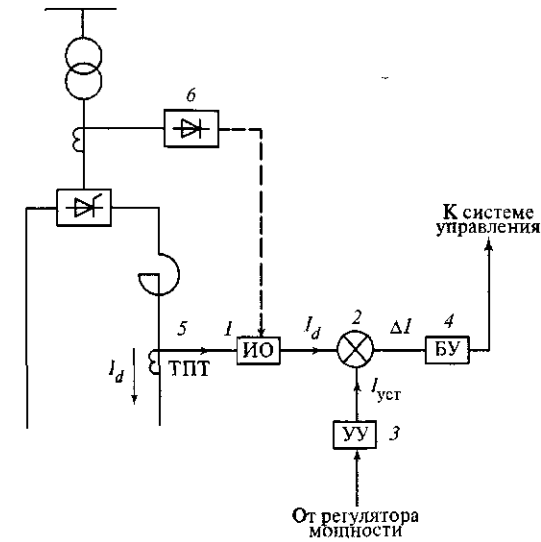


Рис. 11.18. Структурная схема регулятора тока:

1 — измерительный орган (ИО), 2 — блок сравнения, 3 — устройство уставки (УУ), 4 — блок усиления и согласования (БУ), 5 — измерительный трансформатор постоянного тока (ТПТ), 6 — вспомогательный выпрямитель

волновые процессы в протяженных электропередачах при всех аварийных нарушениях работы передачи (опрокидывании инвертора, коротком замыкании на линии), ток в линии остается неизменным и не превышает ток уставки.

На вход измерительного органа текущее значение выпрямленного тока может быть подано двумя путями:

- 1) от измерительного трансформатора постоянного тока, первичная обмотка которого включена в цепь выпрямленного тока;
- 2) от обычных трансформаторов тока, включенных в цепи переменного тока на стороне вентильной обмотки преобразовательного трансформатора. В этих случаях требуется выпрямление вторичного тока этих трансформаторов тока, что выполняется с помощью вспомогательного выпрямителя 6.

Внешние характеристики выпрямителя, оснащенного регулятором тока, и инвертора с регулятором угла  $\delta$  приведены на рис. 11.19.

Характеристика выпрямителя состоит из двух участков. Первый участок при токе  $I_d < I_{уст.}$  соответствует  $\alpha = 0$  и определяется уравнением (10.60). Здесь выпрямитель не регулируется. При изменении

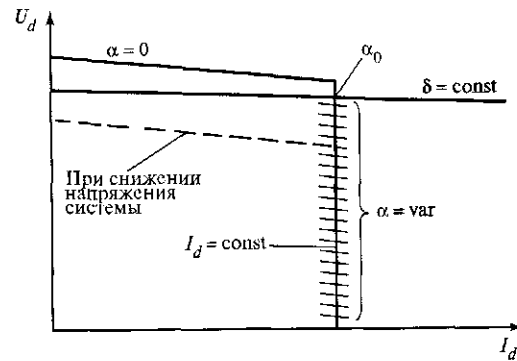


Рис. 11.19. Характеристики выпрямителя с регулятором тока и инвертора с регулятором  $\delta = \text{const}$

тока  $I_d$  от нуля до  $I_{уст}$  выходное напряжение выпрямителя изменяется в соответствии с уравнением (10.60) при  $\alpha > 0$ .

Второй участок характеристики, практически вертикальный, является участком, где действует регулятор тока. Для идеального регулятора при статизме, равном нулю, он перпендикулярен оси  $I_d$ . Для реальных регуляторов при статизме 2—3 % он несколько отклоняется от вертикали. Этот участок является геометрическим местом точек внешних характеристик выпрямителя при различных значениях угла  $\alpha > 0$  и неизменном токе, поэтому ток в линии остается неизменным. При наличии регулятора тока на выпрямителе соотношение между наклонами характеристик выпрямителя и инвертора уже не имеет значения. На рис. 11.19 характеристика инвертора при  $\delta = \text{const}$  пересекает характеристику выпрямителя в той ее части, где действует регулятор тока. При этом рабочая точка выбирается так, чтобы обеспечить некоторый начальный угол  $\alpha_0 = 5 \div 10^\circ$ . Это делается для того, чтобы обеспечить условие  $I_d = I_{уст}$  при эксплуатационных снижениях напряжения в передающей энергосистеме. В этом случае регулятор будет уменьшать угол  $\alpha$ , чтобы сохранить значение  $U_{дв}$ .

Следует отметить, что при указанном выше значении угла  $\alpha_0$  допустимое снижение напряжения составляет всего лишь 2—3 %. Для увеличения этого диапазона требуется увеличить начальный угол  $\alpha_0$ . Однако при этом снижается экономичность работы выпрямителя из-за возрастания потребления реактивной мощности, что требует установки дополнительных компенсирующих устройств.

При более глубоком и резком снижении напряжения в передающей системе, которое не может быть компенсировано действием

РПН трансформаторов из-за их инерционности, передача выйдет из работы, поскольку напряжение выпрямителя будет меньше напряжения инвертора. Этот случай показан штриховой прямой на рис. 11.19.

Для того чтобы удержать передачу в работе в подобных ситуациях, необходимо столь же быстро снизить противоЭДС инвертора. Эта задача возлагается на регулятор минимального тока (РМТ), который устанавливается на инверторе. Структурная схема этого регулятора идентична структурной схеме РТ. Различие заключается лишь в том, что этот регулятор начинает действовать при снижении тока передачи ниже некоторого заданного значения, определяемого током уставки регулятора минимального тока. В этом случае РМТ воздействует на систему управления инвертора, увеличивая угол  $\beta$  и снижая тем самым противоЭДС инвертора. Внешняя характеристика инвертора приобретает при этом почти вертикальное положение и является геометрическим местом точек внешних характеристик инвертора при  $\beta = \text{const}$  и  $I_d = \text{const}$ . При малых значениях напряжения  $U_d$ , что обычно бывает при опрокидываниях инвертора, система регулирования переводит инвертор в нерегулируемый режим при  $\beta = \text{const}$ , чтобы облегчить его переход к нормальной работе. Внешние характеристики выпрямителя и инвертора, оснащенных РТ, РМТ и регулятором угла  $\delta$ , приведены на рис. 11.20.

Ток уставки регулятора минимального тока обычно принимается равным 0,9—0,95 тока уставки регулятора тока. В случае, если изменяется ток уставки РТ, например при изменении мощности передачи, одновременно должен изменяться и ток уставки РМТ. Это делается автоматически, для чего необходим телеканал управления, если выпрямитель и инвертор разделены линией электропередачи. Для вставки постоянного тока, если выпрямитель и инвертор расположены на одной подстанции, такой телеканал не нужен.

В результате ток полюса передачи оказывается ограниченным с двух сторон. Он не может произвольно ни увеличиваться, ни уменьшаться сверх или ниже заданного значения. Изменение тока возможно только преднамеренно для изменения режима передачи. Благодаря этому свойству ППТ и ВПТ исключают подпитку короткого замыкания в одной системе со стороны другой системы, что снижает уровень токов коротких замыканий в связываемых системах. Более того, любые возмущения в одной системе (асинхронный ход, качания) не передаются в другую, что является ценным системным свойством ППТ и ВПТ.

Рабочая точка передачи определяется пересечением характеристик выпрямителя и инвертора (см. рис. 11.20). При этом возможны два случая совместной работы.

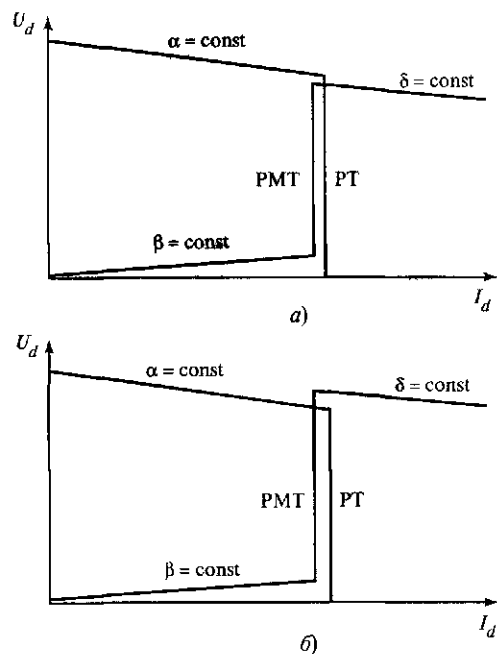


Рис. 11.20. Характеристики выпрямителя с РТ и инвертора с РМТ и регулятором  $\delta = \text{const}$ :

*a* — режим ведется выпрямителем; *б* — режим ведется инвертором

В одном случае ток передачи определяет регулятор тока выпрямителя (см. рис. 11.20, *a*). Напряжение передачи определяется инвертором при заданном значении угла  $\delta$ . Если  $\delta = \delta_{\text{min}}$ , то точка пересечения соответствует максимальному напряжению передачи. При увеличении угла  $\delta$  (за счет увеличения угла  $\beta$ ) характеристика инвертора снижается и соответственно снижается напряжение передачи. Напряжение выпрямителя при этом остается выше напряжения инвертора.

В другом случае при глубоком снижении напряжения передающей системы неизменность тока поддерживается РМТ инвертора (см. рис. 11.20, *б*). При этом рабочая точка оказывается расположенной на нерегулируемой части характеристики выпрямителя и напряжение передачи определяется выпрямителем, а ток — инвертором. Напряжение инвертора больше напряжения выпрямителя. Из рис. 11.20, *б* следует, что рабочая точка будет соответствовать большему углу  $\delta$  инвертора, чем в предыдущем случае, что приводит к увеличению

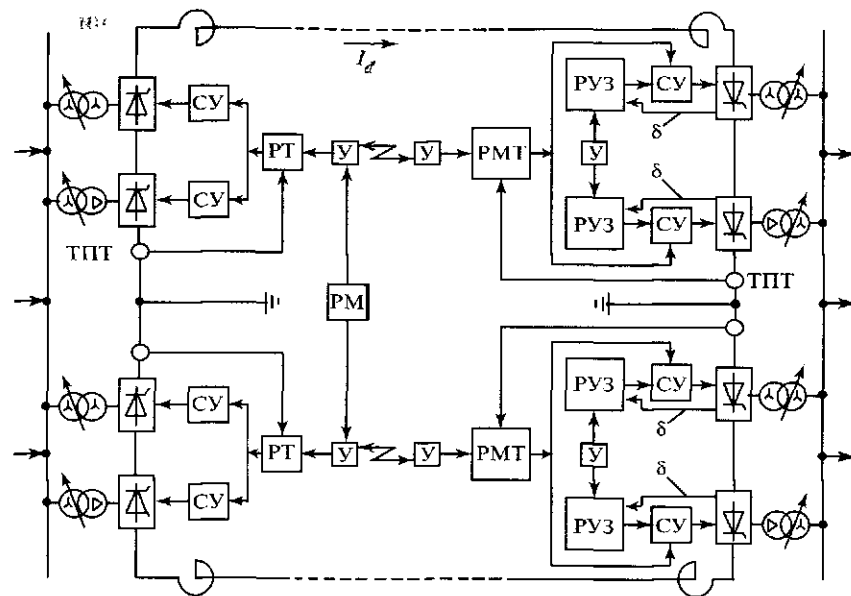


Рис. 11.21. Структурная схема системы автоматического регулирования ТПТ:

СУ — система управления вентилями; РТ — регулятор тока, РМТ — регулятор минимального тока; У — устройство уставки, РУЗ — регулятор угла закрытия ( $\delta = \text{const}$ ), РМ — регулятор мощности, ТПТ — измерительный трансформатор постоянного тока

потребления реактивной мощности инвертором, т.е. к ухудшению его энергетических характеристик.

Структурная схема системы первичного (быстродействующего) автоматического регулирования приведена на рис. 11.21.

В систему вторичного регулирования входят:

регулятор напряжения, воздействующий на устройство РПН трансформаторов инвертора в целях поддержания наиболее высокого напряжения на линии (в допустимых пределах), снижения потерь энергии и повышения КПД передачи;

регулятор угла открытия вентилях выпрямителя, который воздействует на РПН трансформаторов выпрямителя в целях поддержания заданного значения угла открытия вентилях выпрямителя ( $\alpha = 5+10^\circ$ ) и снижения тем самым значения реактивной мощности, потребляемой выпрямителем;

регулятор мощности, поддерживающий неизменной заданную графиком нагрузки передаваемую мощность;

регулятор токов полупроводников, предназначенный для выравнивания этих токов в целях снижения тока в нулевой точке передачи (тока в земле);

другие регуляторы.

Системы регулирования ППТ и ВПТ, и первичная, и вторичная, могут быть созданы как в аналоговом, так и в цифровом исполнении (в последнее время в цифровом); при этом их структуры и основные функции изменяются незначительно.

Благодаря таким системам регулирования электропередача постоянного тока становится гибким, управляемым элементом электроэнергетической системы.

### Контрольные вопросы

1. Назовите условия перехода выпрямителя в инверторный режим. Что для этого необходимо сделать? Как изменяются при этом условия работы вентиля?
2. Назовите основные режимные характеристики инвертора, какими углами они характеризуются.
3. Что такое угол закрытия вентиля инвертора? Какими факторами он определяется? Какое значение он имеет для работы инвертора?
4. Что может произойти с инвертором при внезапных снижениях напряжения в приемной системе (симметричных и несимметричных)?
5. Чем внешняя характеристика инвертора отличается от аналогичной характеристики выпрямителя? Как определить точку их совместной работы при отсутствии регулирования и наличии регулятора  $\delta = \text{const}$ ?
6. От каких факторов зависит ток в линии и передаваемая мощность? Как можно изменять ток и передаваемую мощность?
7. Поясните возможности устойчивой и неустойчивой совместной работы выпрямителя и инвертора. Назовите условия возникновения их неустойчивой работы.
8. Назовите основные регуляторы, которыми оснащены ППТ и ВПТ. Обоснуйте их взаимодействие и необходимость их применения.
9. Что такое системы первичного и вторичного регулирования ППТ?
10. Назовите основные отличия 12-фазного режима преобразования от 6-фазного.
11. К каким последствиям приводит последовательное соединение преобразовательных мостов для изоляции вентиляльных обмоток трансформаторов?

## Глава двенадцатая

# ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ. ВОЗДУШНЫЕ И КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ. ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

### 12.1. Энергетические характеристики преобразователей

#### 12.1.1. Гармонический состав тока фазы преобразователя при $\gamma = 0$

Выше было показано, что вентиляльный мост потребляет из сети ток несинусоидальной формы, содержащий высшие гармоники. Для определения влияния преобразовательной подстанции на приемную или передающую системы необходимо знать гармонический состав этого тока.

Рассмотрим однофазный преобразователь. Для упрощения предположим, что углы коммутации  $\gamma$  равны нулю, как в режиме 2. В этом случае токи вентиля и вентиляльной обмотки трансформатора будут иметь прямоугольную форму. Если трансформатор имеет схему соединения обмоток Y/Y, ток сетевой обмотки будет повторять форму тока вентиляльной обмотки (рис. 12.1).

Рассматриваемая функция удовлетворяет условию

$$f(\vartheta) = -f(\vartheta + \pi).$$

Такие функции симметричны относительно оси абсцисс и раскладываются в тригонометрический ряд Фурье, который не содержит четных гармоник и постоянной составляющей:

$$f(\vartheta) = A_1 \sin(\vartheta + \varphi_1) + A_3 \sin(3\vartheta + \varphi_3) + A_5 \sin(5\vartheta + \varphi_5) + \dots$$

или

$$f(\vartheta) = \sum_{n=1}^{\infty} A_n \sin(n\vartheta + \varphi_n), \quad (12.1)$$

где  $n$  — порядок гармоники;  $A_n = \sqrt{a_n^2 + b_n^2}$ ;  $\varphi_n = \text{arctg}(a_n/b_n)$ .



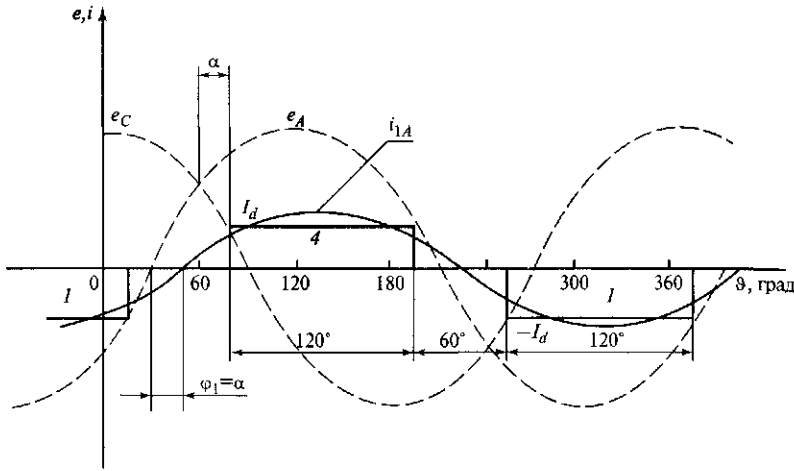


Рис. 12.1. Ток фазы *A* вентиляльной и сетевой обмоток трансформатора при схеме его соединения *Y/Y-12*:

*I*, *4* — токи соответствующих вентилялей

Коэффициенты  $a_n$  и  $b_n$  могут быть вычислены с помощью выражений:

$$\left. \begin{aligned} a_n &= \frac{2}{T} \int_0^T f(\vartheta) \cos n\vartheta \, d\vartheta; \\ b_n &= \frac{2}{T} \int_0^T f(\vartheta) \sin n\vartheta \, d\vartheta. \end{aligned} \right\} \quad (12.2)$$

Примем  $T = \pi$ , тогда применительно к рассматриваемой функции будем иметь

$$a_n = \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} i(\vartheta) \cos n\vartheta \, d\vartheta;$$

Подставляя сюда значения тока фазы *A*, форма которого приведена на рис. 12.1, при  $\alpha = 0$  получаем  $a_n = 0$ . Проведя аналогичные вычисления для коэффициента  $b_n$ , получаем

$$b_n = \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} i(\vartheta) \sin n\vartheta \, d\vartheta = \frac{4I_d}{n\pi} \sin n\frac{\pi}{3} \sin n\frac{\pi}{2}$$

Значения коэффициента  $b_n$  для гармоник от 1-й до 11-й приведены ниже:

$n$ .....	1	3	5	7	9	11	13
$b_n$ .....	$\frac{2\sqrt{3}}{\pi}I_d$	0	$-\frac{2\sqrt{3}}{5\pi}I_d$	$-\frac{2\sqrt{3}}{7\pi}I_d$	0	$\frac{2\sqrt{3}}{11\pi}I_d$	$\frac{2\sqrt{3}}{13\pi}I_d$

Поскольку  $a_n = 0$ , то  $\varphi = 0$ . Отсюда выражение для полного тока фазы (сумма всех гармоник) будет иметь вид

$$i = \frac{2\sqrt{3}}{\pi}I_d \left( \sin \vartheta - \frac{1}{5} \sin 5\vartheta - \frac{1}{7} \sin 7\vartheta + \frac{1}{11} \sin 11\vartheta + \frac{1}{13} \sin 13\vartheta - \dots \right) \quad (12.3)$$

Отметим, что в этом токе отсутствуют гармоники, кратные трем.

В целом ряд гармоник, содержащийся в токе мостового преобразователя, определяется выражением

$$n = 6K \pm 1, \quad (12.4)$$

где  $K = 1, 2, 3 \dots$  — любое целое число натурального ряда. При этом гармоники порядка  $n = 6K + 1$  будут иметь прямую последовательность, а гармоники  $n = 6K - 1$  — обратную. Гармоники нулевой последовательности в рассматриваемом токе отсутствуют.

Если пренебречь током намагничивания трансформатора, токи сетевой и вентиляльной обмоток будут связаны соотношением

$$i_1 w_1 = i_2 w_2,$$

где  $w_1$  и  $w_2$  — число витков сетевой и вентиляльной обмоток соответственно, откуда

$$i_1 = i_2 w_2 / w_1. \quad (12.5)$$

Иными словами, мгновенное значение тока сетевой обмотки равно току вентиляльной обмотки, умноженному на коэффициент трансформации и, следовательно, ток имеет такой же гармонический состав.

Амплитуды 1-й и  $n$ -й гармоник тока будут определяться выражениями:

$$\left. \begin{aligned} I_{m1} &= \frac{2\sqrt{3}}{\pi}I_d; \\ I_{mn} &= \frac{2\sqrt{3}}{n\pi}I_d. \end{aligned} \right\} \quad (12.6)$$

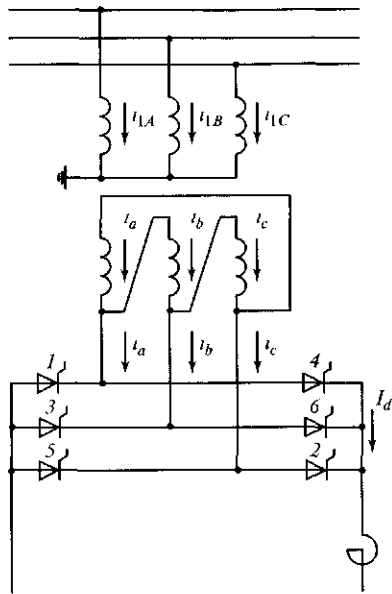


Рис. 12.2. Токи в обмотках трансформатора при схеме соединения Y/Δ

Токи в линейных проводах вентильной обмотки связаны с линейными токами следующими соотношениями:

$$\left. \begin{aligned} i_a &= i'_a - i'_b; \\ i_b &= i'_b - i'_c; \\ i_c &= i'_c - i'_a. \end{aligned} \right\} \quad (12.8)$$

Решив эту систему уравнений относительно токов в фазах, будем иметь

$$\left. \begin{aligned} i'_a &= \frac{1}{3}(i_a - i_c); \\ i'_b &= \frac{1}{3}(i_b - i_a); \\ i'_c &= \frac{1}{3}(i_c - i_b). \end{aligned} \right\} \quad (12.9)$$

Форма токов в вентильных обмотках трансформатора, построенная в соответствии с уравнениями (12.9), приведена на рис. 12.3.

Ток сетевой обмотки повторяет форму тока вентильной и отличается от него на значение, определяемое коэффициентом трансформации.

Как следует из (12.6), амплитуда тока  $n$ -й гармоники в  $n$  раз меньше амплитуды 1-й гармоники:

$$I_{mn} = I_{m1}/n. \quad (12.7)$$

Отсюда следует, что значение тока 5-й гармоники составляет 20 %, 7-й гармоники — 14 % тока 1-й гармоники и т.д. Однако следует иметь в виду, что приведенные выше соотношения справедливы лишь при принятых допущениях для прямоугольно-ступенчатой формы тока.

Рассмотрим теперь случай, когда трансформатор имеет схему соединений Y/Δ. Электрическая схема и направление токов показаны на рис. 12.2.

Токи в линейных проводах вентильной обмотки определяются токами вентилей.

Токи в фазах вентильной

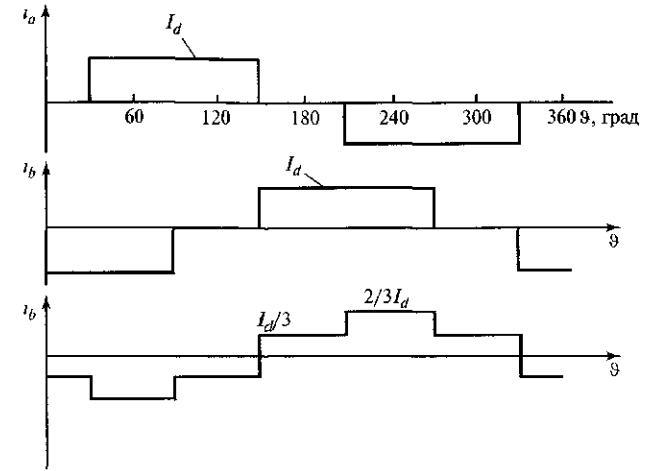


Рис. 12.3. Формы тока в обмотках трансформатора при схеме его соединения Y/Δ

При схеме соединений обмоток трансформатора Y/Δ разложение тока сетевой обмотки в ряд Фурье дает

$$i = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_d \left( \sin \vartheta + \frac{1}{5} \sin 5\vartheta + \frac{1}{7} \sin 7\vartheta + \frac{1}{11} \sin 11\vartheta + \frac{1}{13} \sin 13\vartheta + \dots \right). \quad (12.10)$$

Как следует из (12.10), ток, потребляемый из сети, содержит те же гармоники, что и в предыдущем случае (соединение Y/Y). При этом амплитуды гармоник остаются прежними, однако токи 5-й и 7-й гармоник имеют противоположный по сравнению с предыдущим случаем знак, в то время как знаки 1, 11 и 13-й гармоник одинаковы.

Спектр гармоник, содержащихся в токе преобразователя при соединении вентильной обмотки трансформатора в треугольник, также остается прежним и определяется выражением (12.10). В то же время при одинаковом гармоническом составе токов сетевой обмотки трансформаторов форма их все же оказывается различной. Это объясняется тем, что ряд гармоник (5, 7, 17, 19-я и др.), входящих в эти токи, для трансформаторов с разной схемой соединения обмоток имеют противоположные фазы.

Это обстоятельство важно для компенсации токов 5-й и 7-й гармоник, которые имеют наибольшее значение.

### 12.1.2. Гармоники в токе реального преобразователя

Ток реального преобразователя с учетом углов управления и коммутации приведен на рис. 12.4.

Гармонический анализ этого тока производится аналогично. Не приводя полностью разложения, ограничимся конечными выражениями для коэффициентов ряда Фурье.

Для основной гармоники тока при  $\alpha > 0$  имеем

$$\left. \begin{aligned} a_1 = I_{am1} &= \frac{3E_m}{2\pi x_k} \sin \gamma \sin 2\left(\alpha + \frac{\gamma}{2}\right); \\ b_1 = I_{rm1} &= \frac{3E_m}{2\pi x_k} \left[ \gamma - \sin \gamma \cos 2\left(\alpha + \frac{\gamma}{2}\right) \right], \end{aligned} \right\} \quad (12.11)$$

где  $I_{am1}$ ,  $I_{rm1}$  — амплитуды активной и реактивной составляющих тока 1-й гармоники.

Учтем, что

$$I_d = \frac{\sqrt{3}E_m}{2\pi x_k} \sin \frac{\gamma}{2} \sin \left(\alpha + \frac{\gamma}{2}\right),$$

и одновременно допустим, что

$$\gamma - \sin \gamma \approx \frac{1}{6} \gamma^3;$$

$$\operatorname{tg} \frac{\gamma}{2} \approx \frac{\gamma}{2} + \frac{\gamma^3}{24}.$$

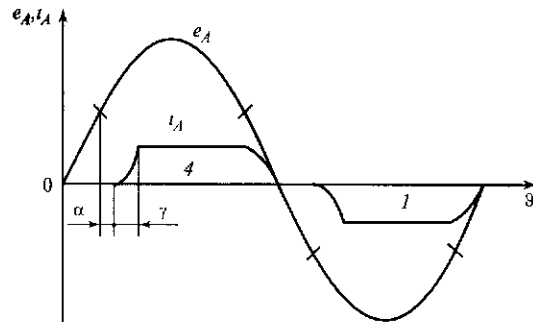


Рис. 12.4. Ток реального преобразователя при схеме соединения обмоток трансформатора Y/Y:

$i$ ,  $4$  — токи соответствующих ветвей, черточками на синусоиде  $e_A$  отмечены точки пересечения других фаз

Тогда после некоторых преобразований можно получить

$$\left. \begin{aligned} I_{am1} &= \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_d \cos \frac{\gamma}{2} \cos \left(\alpha + \frac{\gamma}{2}\right); \\ I_{rm1} &= \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_d \left[ 1 + \frac{\gamma^2}{12} \frac{1}{\sin^2(\alpha + \gamma/2)} \cos \frac{\gamma}{2} \sin \left(\alpha + \frac{\gamma}{2}\right) \right]. \end{aligned} \right\} \quad (12.12)$$

Из этих выражений с точностью, достаточной для инженерных расчетов, может быть найдена амплитуда тока 1-й гармоники

$$I_{m1} = \sqrt{I_{am1}^2 + I_{rm1}^2} \approx \frac{2\sqrt{3}}{\pi} \left(1 - \frac{\gamma^2}{24}\right) I_d. \quad (12.13)$$

При  $\gamma < 30^\circ$  выражение (12.13) можно упростить и с погрешностью менее 1% принять

$$I_{m1} = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_d, \quad (12.14)$$

откуда действующее значение тока 1-й гармоники

$$I_1 = \frac{I_{m1}}{\sqrt{2}} = \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_d. \quad (12.15)$$

Угол сдвига между полным током и его активной составляющей, определяющий коэффициент мощности преобразователя, для выпрямителя и инвертора находится как

$$\left. \begin{aligned} \operatorname{tg} \varphi_{1в} &= \frac{I_{rm1}}{I_{am1}} = \frac{\gamma_в - \sin \gamma_в \cos 2(\alpha_в + \gamma_в/2)}{\sin \gamma_в \sin 2(\alpha_в + \gamma_в/2)}; \\ \operatorname{tg} \varphi_{1и} &= \frac{I_{rm1}}{I_{am1}} = \frac{\gamma_и - \sin \gamma_и \cos 2(\delta + \gamma_и/2)}{\sin \gamma_и \sin 2(\delta + \gamma_и/2)}. \end{aligned} \right\} \quad (12.16)$$

Для упрощения расчетов часто используют выражения, которые могут быть получены из (12.16) при учете значения  $\alpha_и = 180 - \beta$ :

$$\operatorname{tg} \varphi_1 \approx \operatorname{tg}(\alpha + \gamma/2)$$

или

$$\left. \begin{aligned} \varphi_{1в} &\approx \alpha + \gamma_в/2; \\ \varphi_{1и} &\approx \delta + \gamma_и/2. \end{aligned} \right\} \quad (12.17)$$

Однако следует иметь в виду, что эти выражения при малых значениях  $\alpha$  и практических возможных значениях  $\gamma$  могут давать заметную погрешность. Поэтому для точных вычислений следует пользоваться уравнением (12.16).

Для токов высших гармоник при  $n = 5, 7, 11, 13 \dots$  будем иметь

$$I_{mn} = \frac{3E_m}{n\chi_k\pi} \sqrt{K_{n1} + K_{n2} \sin^2(\alpha + \gamma/2)}, \quad (12.18)$$

где

$$\left. \begin{aligned} K_{n1} &= \left[ \frac{\sin(n-1)\gamma/2}{n-1} - \frac{\sin(n+1)\gamma/2}{n+1} \right]^2; \\ K_{n2} &= 4 \frac{\sin(n-1)\gamma/2}{n-1} \frac{\sin(n+1)\gamma/2}{n+1}. \end{aligned} \right\} \quad (12.19)$$

При учете угла коммутации форма тока преобразователя отличается от прямоугольной и становится несколько ближе к синусоиде. Благодаря этому амплитуды гармоник уменьшаются, хотя порядок их сохраняется в соответствии с (12.4). Это положение иллюстрирует рис. 12.5, из которого видно, что содержание высших гармоник уменьшается с ростом тока. Это объясняется увеличением угла коммутации.

На рис. 12.6 приведены зависимости токов 5-й и 7-й гармоник от угла  $\gamma$ . При  $\gamma = 0$ , что соответствует прямоугольно-ступенчатой форме тока, эти гармоники имеют максимальное значение. Таким образом, расчет по упрощенным выражениям (12.6) и (12.7) дает завышенные значения несинусоидальности по сравнению с расчетом, в котором учитывается реальная форма тока.

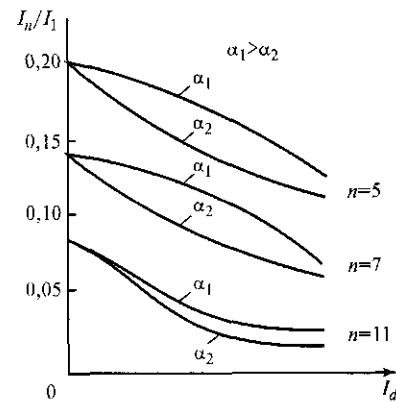


Рис. 12.5. Зависимость токов высших гармоник от тока нагрузки  $I_d$

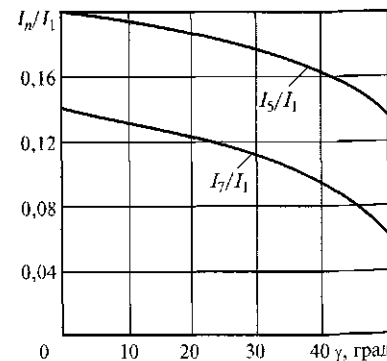


Рис. 12.6. Зависимость тока 5-й и 7-й гармоник от угла коммутации

Содержание высших гармоник в токе преобразователя характеризуется коэффициентом несинусоидальности по току

$$K_I = \sqrt{\sum I_n^2} / I_I, \quad (12.20)$$

значение которого не нормируется.

Работа преобразователя электропередачи постоянного тока сопровождается искажением не только формы тока, потребляемого им из сети, но и напряжения сети. Преобразователь является источником токов высших гармоник, которые, растекаясь по сети, вызывают падение напряжения на индуктивных элементах, в результате чего напряжения в узловых точках сети и на шинах потребителей искажаются. Наибольшие искажения будут на шинах преобразователя (рис. 12.7). Эти искажения определяются соотношением мощностей преобразователя и системы. При малой мощности преобразователя искажения напряжения на его шинах будут минимальными. По мере ее увеличения искажения нарастают. Для электропередач постоянного тока, мощность которых соизмерима с мощностью передающей и приемной электрических систем, искажения напряжения могут быть значительными, поэтому на преобразовательных подстанциях обязательно применяют средства компенсации токов высших гармоник.

Рассмотрим искажение напряжения на шинах преобразовательной подстанции со стороны системы переменного тока. Токи высших гармоник от преобразователя создают потери напряжения на эквивалентном сопротивлении системы  $x_{\text{сист}}$

$$U_n = I_n n x_{\text{сист}}. \quad (12.21)$$

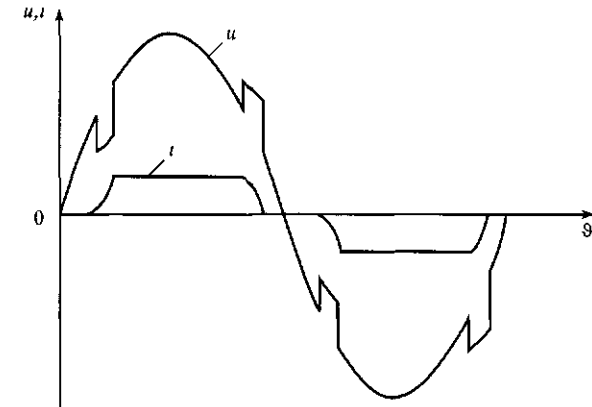


Рис. 12.7. Кривые искажения напряжения на шинах преобразователя

Подставив сюда значение тока из (12.18), можно получить

$$U_n = \frac{3E_m x_{\text{сист}}}{n x_k} \sqrt{K_{n1} + K_{n2} \sin^2\left(\alpha + \frac{\gamma}{2}\right)}, \quad (12.22)$$

где  $K_{n1}$ ,  $K_{n2}$  — коэффициенты, зависящие от порядка гармоник [см. (12.19)].

Как можно видеть, напряжение высших гармоник зависит от эквивалентного сопротивления системы, или, иными словами, от ее мощности: чем более мощная система питает преобразователь, тем меньше искажения напряжения на ее шинах.

Искажение напряжения определяется коэффициентом несинусоидальности по напряжению

$$K_U = \sqrt{\sum_2^n U_n^2 / U_1^2} \cdot 100, \quad (12.23)$$

значение которого в настоящее время нормируется только для сетей напряжением 110 кВ и ниже. Для сетей напряжением 220 кВ и выше, к которым могут быть подключены мощные преобразовательные подстанции, значение  $K_U$  не нормировано; его значение необходимо согласовывать в каждом конкретном случае.

### 12.1.3. Влияние высших гармоник на электрическую систему

Токи высших гармоник, растекаясь по системе, вызывают искажения формы напряжения в узловых точках и оказывают вредные воздействия на элементы системы. К их числу относятся:

- дополнительные потери энергии в элементах сети;
- ускоренное старение изоляции электрических машин, трансформаторов, кабелей и конденсаторов;
- помехи, наводимые на телефонные, телеграфные линии связи, системы управления и автоматики;
- резонансные явления в электрической сети.

Рассмотрим эти воздействия подробнее.

Потери электрической энергии от токов высших гармоник в элементах сети складываются из потерь в линиях, трансформаторах, вращающихся машинах. Потери энергии в линиях электропередачи определяются током высших гармоник в линии и ее активным сопротивлением на частоте гармоник. На частотах высших гармоник поверхностный эффект проявляется более резко, чем на основной частоте, из-за чего активное сопротивление линии возрастает, увеличивая тем самым потери энергии.

Дополнительные потери энергии в трансформаторах и шунтирующих реакторах от высших гармоник определяются главным образом потерями в стали. Эти потери имеют две составляющие: потери на гистерезис  $\Delta P_r$  и потери на вихревые токи  $\Delta P_v$ . Известно, что потери на гистерезис пропорциональны частоте, а потери на вихревые токи — квадрату частоты:  $\Delta P_r \propto f$ ;  $\Delta P_v \propto f^2$ .

Отсюда следует, что при увеличении частоты, т.е. при протекании токов высших гармоник, эти потери возрастают и вызывают дополнительный нагрев трансформаторов и шунтирующих реакторов. Во вращающихся электрических машинах токи высших гармоник вызывают перегрев роторов двигателей и генераторов главным образом за счет гармоник ряда  $n = 6K - 1$ , образующих обратную последовательность. Дополнительный нагрев трансформаторов, шунтирующих реакторов, двигателей вызывает ускоренное старение их изоляции и приводит к существенному сокращению срока их службы.

В конденсаторных батареях, используемых для компенсации реактивной мощности, токи высших гармоник приводят к перегреву диэлектрика, что в ряде случаев может привести к повреждению отдельных конденсаторов и выходу батареи из работы. При протекании токов высших гармоник по конденсаторам длительно допустимый ток батареи должен удовлетворять неравенству

$$I_k = \sqrt{I_1^2 + \sum I_n^2} \leq I_{k \text{ доп}}, \quad (12.24)$$

где  $I_{k \text{ доп}} = 1,3 I_{k \text{ ном}}$ .

Токи высших гармоник, растекаясь по сети, могут создавать значительные помехи линиям связи, трассы которых расположены вблизи линий электропередачи. Эти помехи могут создаваться двумя путями: наводиться электромагнитной индукцией и возникать за счет паразитных емкостей между силовыми цепями и линиями связи. Особенно сильное влияние может быть оказано на телефонные линии, поскольку диапазоны частот телефонных переговоров и высших гармоник совпадают. Диапазон телефонных частот лежит в пределах 100—4000 Гц, причем основные частоты составляют 250—400 Гц, что соответствует частотам 5-й и 7-й гармоник, имеющих наибольшее значение.

Наиболее существенное воздействие высших гармоник на сеть может проявляться в форме резонансных явлений.

Рассмотрим участок сети, примыкающий к преобразовательной подстанции (рис. 12.8, а). Схема замещения этой сети для высших гармоник приведена на рис. 12.8, б.

Преобразовательная подстанция является источником токов высших гармоник, и в схему замещения она включается как источник тока. Такая схема замещения должна быть составлена для каждой

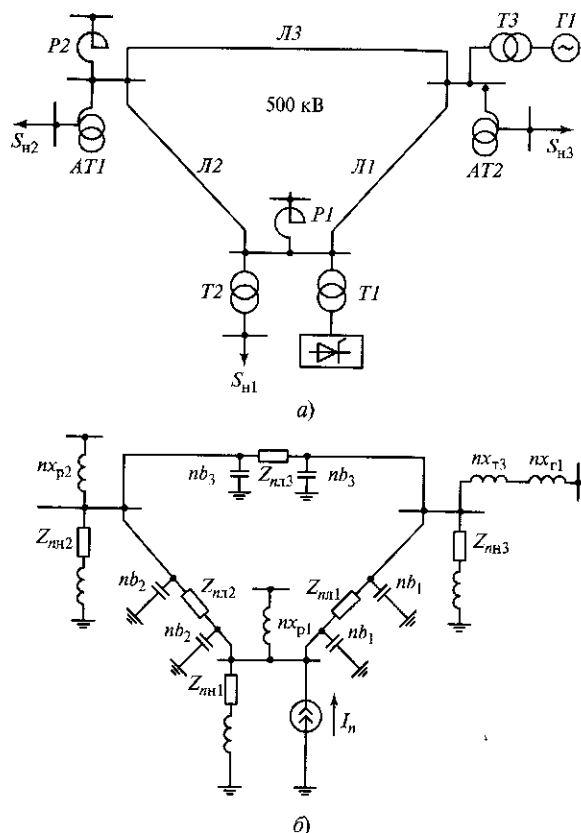


Рис. 12.8. Сеть, прымающаяся к преобразовательной подстанции:  
*а* — схема сети, *б* — схема замещения

из гармоник. Зависимость полного входного сопротивления сети от частоты, измеренная на зажимах источника токов высших гармоник и представленная в виде годографа, имеет вид, указанный на рис. 12.9. Входное сопротивление сети может иметь как индуктивный, так и емкостный характер в зависимости от частоты гармоник. При этом изменяется и действительная часть входного сопротивления.

На частотах, соответствующих точкам перехода годографа через нуль, будет наблюдаться резонанс напряжений, что может привести к значительному повышению напряжения в узлах сети за счет высших гармоник. В ряде случаев такое повышение напряжения может представлять опасность для изоляции элементов сети. На час-

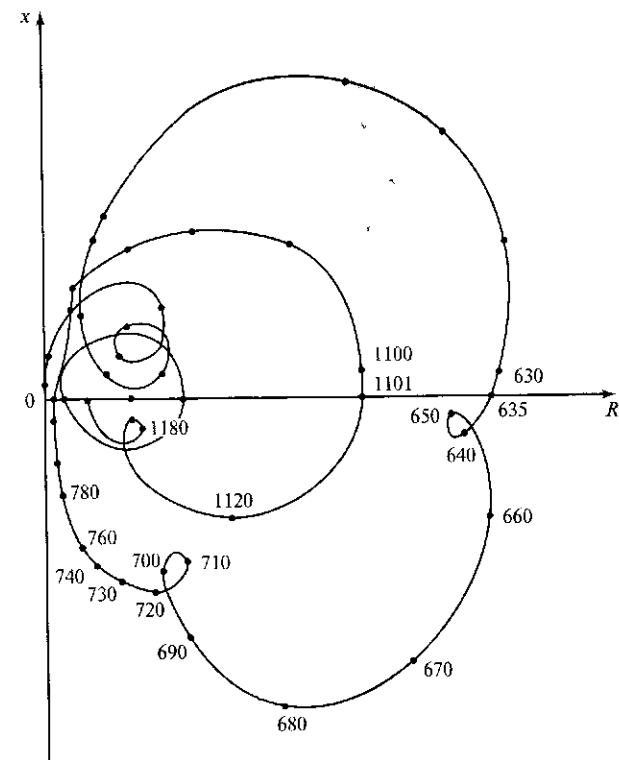


Рис. 12.9. Годограф полного входного сопротивления сети при разных частотах

тотах, соответствующих резкому увеличению сопротивления, в сети образуются контуры, в которых возникает резонанс токов данной гармоники. При этом ток гармоники резко возрастает. Особую опасность этот режим представляет для конденсаторных батарей, которые используются для компенсации реактивной мощности на подстанциях у потребителей. При резонансе токов конденсаторные батареи перегружаются токами высших гармоник, что вызывает их перегрев и может привести к выходу их из строя.

Вследствие сложной конфигурации современных сетей резонансные контуры могут образовываться на значительном удалении от источника высших гармоник. При этом на участках сети, расположенных близко к источнику гармоник, их влияние может сказываться незначительно. Это усложняет расчет и анализ влияния высших гармоник на сеть.

Из сказанного следует, что для устранения отрицательного влияния преобразователей на прилегающую электрическую сеть необхо-

димо применять меры по компенсации токов высших гармоник с тем, чтобы исключить их проникновение в сеть. Для преобразовательных подстанций электропередач постоянного тока это требование приобретает особую важность, если учесть их большую мощность.

#### 12.1.4. Мероприятия по компенсации высших гармоник

На преобразовательных подстанциях электропередач постоянного тока получили применение два способа компенсации высших гармоник: повышение фазности преобразования и использование пассивных или активных фильтров токов высших гармоник.

Рассмотрим эти способы.

**Повышение фазности преобразования.** Ранее был рассмотрен 12-фазный режим двухмостового преобразователя, при котором благодаря сдвигу по фазе на  $30^\circ$  напряжений вентильных обмоток трансформаторов уменьшаются пульсации выпрямленного напряжения и, как будет показано ниже, улучшается гармонический состав фазных токов преобразователя. Технически возможно и дальнейшее повышение фазности преобразователя — до 24 и 48 фаз, тогда сдвиги между напряжениями вентильных обмоток соседних мостов будут составлять соответственно  $15^\circ$  и  $7,5^\circ$ . Такие попытки делались. Однако эти режимы требуют применения сложных схем соединения трансформаторов и увеличения количества преобразовательных мостов. Поэтому в настоящее время повсеместно применяется 12-фазный режим.

В этом режиме, как следует из уравнений (12.3) и (12.10), токи 5-й и 7-й гармоник в сетевых обмотках трансформаторов, имеющих различные группы соединений, равны по значению, но противоположны по фазе. Это обстоятельство может быть использовано для компенсации токов указанных гармоник.

С этой целью вентильные обмотки трансформаторов двух соседних мостов, включенных последовательно, выполняются с различными схемами соединений. Одна из них включена в звезду, другая в треугольник. Поскольку преобразовательные подстанции электропередач постоянного тока подсоединяются к сетям 220—500 кВ, работающим с заземленной нейтралью, сетевые обмотки трансформаторов соединяются, как правило, в звезду. В этом случае токи 5-й и 7-й гармоник замыкаются между соседними трансформаторами и не выходят в сеть. В то же время токи 1, 11, 13-й и некоторых других гармоник удваиваются.

В общем случае два моста, работающих в 12-фазном режиме, генерируют в сеть токи гармоник порядка

$$n = 12K \pm 1. \quad (12.25)$$

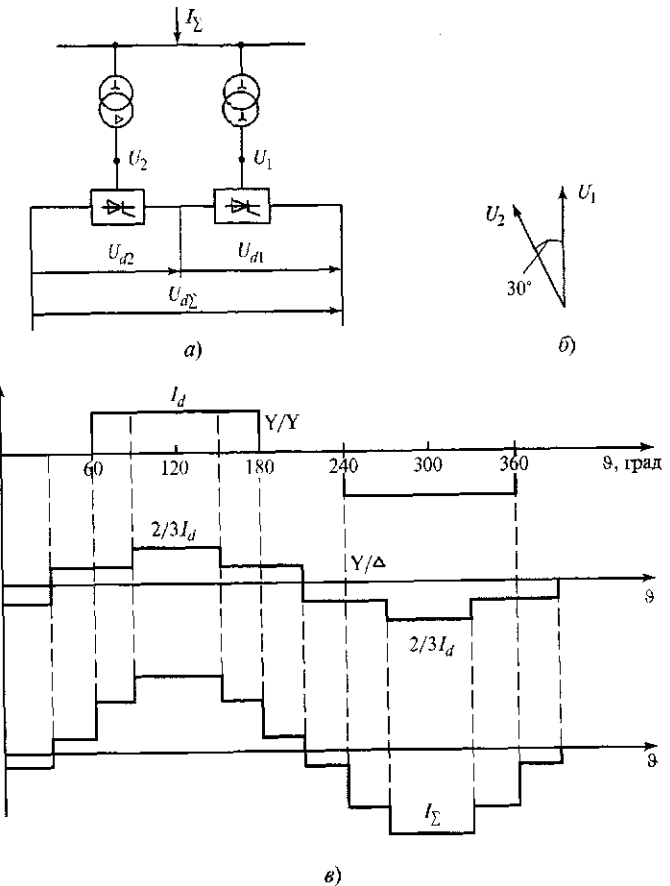


Рис. 12.10. Двенадцатифазный режим преобразования:

*a* — схема 12-фазного режима; *b* — векторная диаграмма напряжений вентильных обмоток; *в* — токи фаз трансформаторов и полный ток преобразователя

При этом, как и ранее, гармоники ряда  $n = 12K + 1$  образуют прямую последовательность, а гармоники ряда  $n = 12K - 1$  — обратную.

Если один из трансформаторов имеет группу соединений  $Y/Y$ , а другой  $Y/\Delta$  (рис. 12.10, *a*), напряжения вентильных обмоток, принадлежащих к одноименным фазам разных трансформаторов, сдвинуты одно относительно другого на  $30^\circ$  (рис. 12.10, *b*). При этом коммутации в соседних мостах следуют также через каждые  $30^\circ$  и в результате сложения токов вентилях соседних мостов форма суммарного тока двух мостов становится ближе к синусоидальной. Эта форма тока показана на рис. 12.10, *в*.

В токе фазы двухмостового преобразователя резко снижается содержание высших гармоник. В нем остаются 11, 13, 23, 25-я и другие гармоники, значение которых относительно невелико. В результате уменьшается искажение напряжения на шинах системы и существенно облегчаются задачи фильтрации оставшихся гармоник.

Наряду с уменьшением токов высших гармоник 12-фазный режим работы сопровождается также уменьшением амплитуды пульсаций в выпрямленном напряжении. Поэтому 12-фазный режим является основным нормальным режимом работы как выпрямительной, так и инверторной подстанций.

На подстанциях, где имеется большое количество преобразовательных мостов (четыре—восемь), группы соединений трансформаторов, питающих соседние мосты, подбираются таким образом, чтобы обеспечить эквивалентный 12-фазный режим всей подстанции.

Следует отметить, что при работе в 12-фазном режиме одновременно изменяются формы напряжений на вентилях и условия их работы из-за взаимного влияния мостов, а также изменяются внешние характеристики 12-фазного преобразователя по сравнению с характеристиками одиночного моста.

Теоретически для компенсации основных гармоник 12-фазного режима и исключения проникновения их в сеть на преобразовательной подстанции достаточно установить резонансные фильтры только на 11-ю и 13-ю гармоники. Остальные, более высокие гармоники могут компенсироваться одним широкополосным фильтром.

В реальных условиях по ряду причин, основными из которых являются неидентичность характеристик оборудования и некоторое различие углов открытия вентилях соседних мостов, не всегда удается обеспечить точное соблюдение условий 12-фазного режима. В результате этого токи 5-й и 7-й гармоник компенсируются неполностью. Однако небаланс, который при этом возникает, незначителен. Тем не менее в ряде случаев для компенсации этих токов на подстанциях электропередач постоянного тока предусматривают установку также фильтров 5-й и 7-й гармоник.

*Использование фильтров токов высших гармоник.* В настоящее время существуют два типа фильтров высших гармоник: пассивные и активные. Пассивные фильтры, в свою очередь, могут быть одночастотные, многочастотные и широкополосные.

Одночастотный пассивный фильтр состоит из последовательно соединенных емкости и индуктивности и включается в сеть параллельно (рис. 12.11, а). Значения емкости и индуктивности

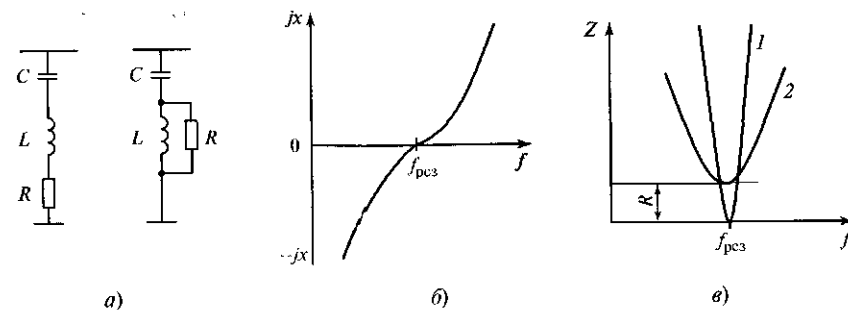


Рис. 12.11. Одночастотные пассивные фильтры:

а — схемы одночастотных фильтров; б — зависимость реактивного сопротивления фильтра от частоты; в — зависимость модуля полного сопротивления фильтра от частоты: 1 —  $R = 0$ ; 2 —  $R > 0$

выбраны таким образом, чтобы на частоте фильтруемой гармоники выполнялось условие

$$\omega_n^2 LC = 1. \quad (12.26)$$

Если пренебречь активным сопротивлением фильтра, то для частоты данной гармоники  $f_{рез}$  сопротивление фильтра равно нулю (рис. 12.11, б). Низким сопротивлением такой фильтр обладает только в узкой полосе частот. Для ее расширения последовательно с индуктивной катушкой фильтра или параллельно ему включают резистор. Благодаря этому полоса пропускания фильтра несколько расширяется и такой фильтр будет обладать достаточно низким сопротивлением при отклонениях частоты системы или при изменении его параметров, например емкости при изменении температуры окружающего воздуха (рис. 12.11, в).

Сопротивление фильтра на частоте ниже резонансной имеет емкостный характер, поэтому фильтр одновременно может служить источником реактивной мощности по 1-й гармонике. Значение этой мощности определяется мощностью конденсаторной батареи фильтра.

В некоторых случаях для расширения полосы пропускания применяют двухчастотные фильтры, схема одного из них дана на рис. 12.12, а. Такие фильтры имеют минимальное сопротивление в более широкой полосе частот, чем одночастотные фильтры, что дает возможность компенсировать одним фильтром гармоники двух смежных частот —  $f_1$  и  $f_2$  (рис. 12.12, б) и тем самым сократить общее количество фильтров.



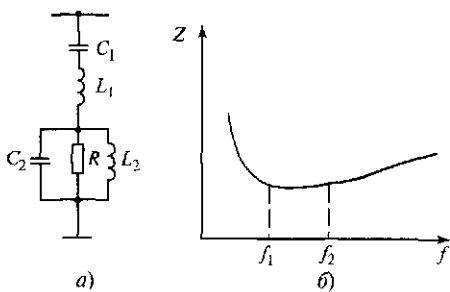


Рис. 12.12. Двухчастотный пассивный фильтр:

а — схема фильтра, б — зависимость модуля полного сопротивления фильтра от частоты

Обычно одночастотные фильтры применяют для компенсации токов 5—13-й гармоник. Более высокие гармоники компенсируются многочастотными или широкополосными фильтрами.

Параметры группы фильтров должны быть согласованы с частотными характеристиками системы. Распределение токов высших гармоник, генерируемых преобразователем, между фильтрами и системой на частоте той или иной гармоники будет происходить обратно пропорционально их сопротивлениям (рис. 12.13). Необходимо, чтобы полное сопротивление фильтра на фильтруемой частоте и некоторой близкой зоне частот было много меньше сопротивления системы на этой же частоте. В ряде случаев это условие выполнить не удастся, поэтому приходится изменять точку включения фильтров таким образом, чтобы между фильтрами и системой оказалась включенная обмотка трансформатора. Для этого на преобразовательных трансформаторах должна быть предусмотрена третичная обмотка, на которую включаются фильтры.

В процессе эксплуатации параметры фильтра могут изменяться, в результате чего будет изменяться и его резонансная частота. Это может происходить, например, вследствие изменения емкости конденсаторов под воздействием окружающей температуры. Кроме того, частота в системе переменного тока при эксплуатации также может отклоняться (т.е. изменяться). В результате изменяется и частота высших гармоник. Для того чтобы обеспечить в этих условиях их надежную фильтрацию, необходимо осуществлять автоматическую подстройку параметров фильтра.

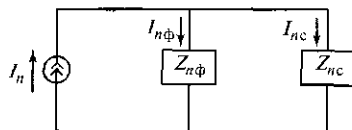


Рис. 12.13. Распределение токов высших гармоник между пассивными фильтрами и системой

Активные фильтры создаются на базе преобразователей напряжения. Эти преобразователи могут генерировать в сеть ток любой заданной формы, которая определяется законом управления вентилями.

Работа активного фильтра основана на следующем принципе. Мгновенные значения тока сети несинусоидальной формы сравниваются с мгновенными значениями синусоиды первой гармоники, их разность есть сумма всех гармоник, содержащихся в токе сети (рис. 12.14, а). Эта разность через согласующие устройства подается на систему управления вентилями. В результате преобразователь генерирует в сеть ток, форма которого определяется суммой мгновенных значений токов всех гармоник. Ток генерируется в противо-

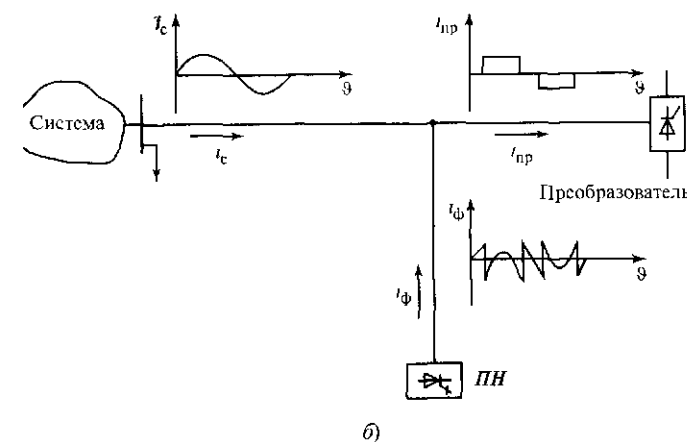
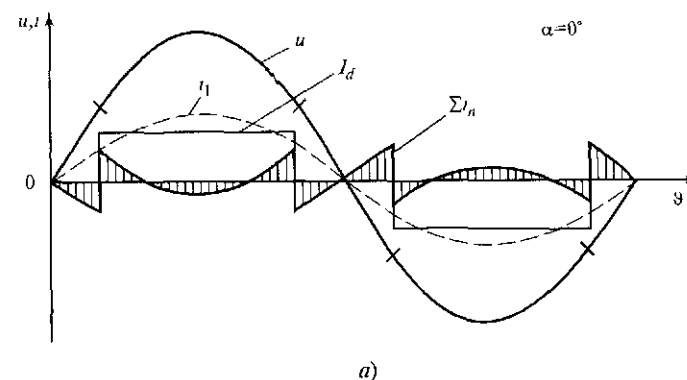


Рис. 12.14. Схема параллельного включения активного фильтра:

а — сумма токов высших гармоник при прямоугольной форме тока фазы преобразователя, б — схема включения активного фильтра в сеть

фазе с суммой гармоник тока сети, в результате осуществляется полная компенсация всех этих гармоник (рис. 12.14, б).

Фильтры высших гармоник существенно увеличивают стоимость преобразовательных подстанций. Стоимость пассивных фильтров может достигать 15—20 % полной стоимости всей подстанции.

## 12.2. Мощность на входе преобразователя

Выше было показано, что входной ток преобразователя несинусоидален и может быть представлен суммой токов высших гармоник. При этом 1-я гармоника тока имеет активную составляющую, которая совпадает по фазе с напряжением сети, и реактивную, отстающую от напряжения на  $90^\circ$ .

Рассмотрим энергетические потоки в одномостовом преобразователе, приняв для упрощения угол коммутации вентилей  $\gamma$  равным нулю, что справедливо при  $x_k = 0$ . При этом допущении напряжение на шинах преобразовательной подстанции симметрично и синусоидально, а ток фазы моста имеет прямоугольно-ступенчатую форму. Примем также, что обе обмотки трансформатора соединены в звезду. В этом случае ток сетевой обмотки по форме идентичен току вентильной и образуется двумя разнополярными прямоугольными блоками длительностью по  $120^\circ$  каждый.

Воспользуемся понятием мгновенной мощности. Положительное значение мгновенной мощности говорит о том, что энергия поступает в преобразователь, отрицательное — о том, что энергия отдается преобразователем в сеть.

Мгновенная мощность фазы на входе преобразователя определяется как

$$p = ei = e(i_1 + \sum i_n), \quad (12.27)$$

где  $e$  и  $i$  — мгновенные значения фазного напряжения и тока;  $i_1$  — мгновенное значение тока 1-й гармоники;  $\sum i_n$  — сумма мгновенных значений токов высших гармоник.

Для принятого начала координат, соответствующего точке пересечения ЭДС  $e_A$  и  $e_B$ , выражения для напряжения сети и тока 1-й гармоники имеют вид:

$$\left. \begin{aligned} e &= E_m \sin(\vartheta - 30^\circ); \\ i_1 &= I_{m1} \sin(\vartheta - 30^\circ - \alpha). \end{aligned} \right\} \quad (12.28)$$

Найдем среднее значение мощности, которое определяет собой энергию, потребляемую преобразователем за период, и которое равно активной составляющей мощности

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T ei \, dt = \frac{1}{T} \int_0^T ei_1 \, dt + \frac{1}{T} \int_0^T e \sum i_n \, dt. \quad (12.29)$$

Известно, что второй член этого выражения, где под знаком интеграла стоит сумма произведений синусоид разных частот, равен нулю. Отсюда следует, что при принятых допущениях активная мощность переносится только 1-й гармоникой тока. Ее значение может быть найдено интегрированием (12.29) после подстановки значений тока и напряжения (12.28). После интегрирования для активной мощности одной фазы будем иметь

$$P_{\text{ср}} = \frac{\sqrt{3} E_m I_d \cos \alpha}{\pi}. \quad (12.30)$$

Следует отметить, что в рассматриваемом случае ( $\gamma = 0$ ) угол сдвига между напряжением и 1-й гармоникой тока определяется только углом  $\alpha$ , а поэтому  $\phi_1 = \alpha$ .

Сумма средних значений мощностей трех фаз на входе преобразователя

$$P = 3P_{\text{ср}} = \frac{3\sqrt{3} E_m I_d \cos \alpha}{\pi}. \quad (12.31)$$

Учитывая, что

$$U_d = \frac{3\sqrt{3} E_m}{\pi} \cos \alpha,$$

получаем

$$P = U_d I_d$$

Иными словами, вся активная мощность трех фаз передается в цепь постоянного тока. Временная диаграмма мощностей трех фаз преобразователя представлена на рис. 12.15.

Мгновенная мощность трех фаз на стороне постоянного тока преобразователя до сглаживающего реактора имеет постоянную и переменную составляющие. За реактором остается только постоянная составляющая, поскольку ток и напряжение полюса во времени неизменны. Переменная составляющая мгновенной мощности воспринимается реактором, при этом она имеет знакопеременный характер  $p_p$ . Отсюда следует, что происходит обмен мощностью между реактором и сетью переменного тока.

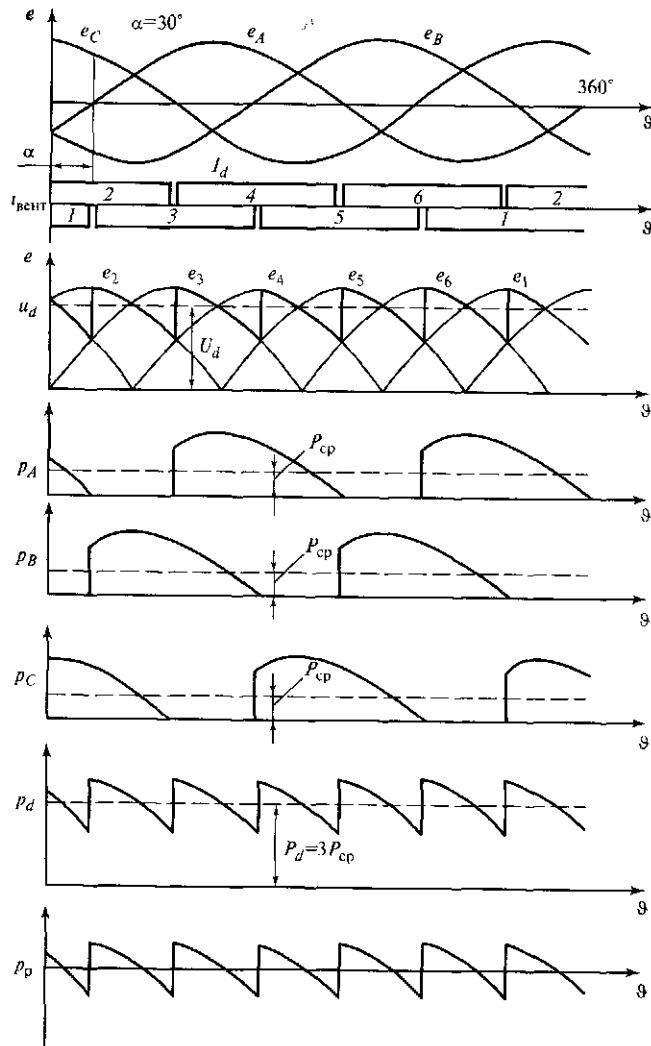


Рис. 12.15. Временная диаграмма мощностей трех фаз преобразователя

Полная мощность на входе трехфазного преобразователя может быть найдена как

$$S = 3EI,$$

где  $I$ ,  $E$  — действующие значения полного тока фазы преобразователя и напряжения сети.

Учитывая, что полный ток фазы есть сумма токов отдельных гармоник, можно получить

$$S = 3E\sqrt{I_1^2 + \sum I_n^2}. \quad (12.32)$$

Учтем, что

$$I_1^2 = I_{1a}^2 + I_{1r}^2,$$

и введем под знак корня множитель  $3E$ , стоящий перед ним, тогда будем иметь

$$S = \sqrt{P^2 + Q_1^2 + T^2}. \quad (12.33)$$

Полная мощность на входе преобразователя имеет три составляющие:  $P$  — активная мощность;  $Q_1$  — реактивная мощность, определяемая реактивной составляющей 1-й гармоники тока;  $T$  — мощность искажения, связанная с протеканием токов высших гармоник.

Активная составляющая мощности была определена выше (12.31). Реактивная составляющая по 1-й гармонике для выпрямителя может быть найдена как

$$Q_1 = 3EI_r = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_m I_d \sin \alpha. \quad (12.34)$$

Мощность искажения определяется выражением

$$T = 3E\sqrt{\sum I_n^2} \approx 3E\sqrt{I^2 - I_1^2}. \quad (12.35)$$

Полный коэффициент мощности преобразователя

$$K = \frac{P}{S} = \frac{3EI_1 \cos \varphi_1}{3EI} = \frac{I_1}{I} \cos \varphi_1 = \lambda \cos \varphi_1, \quad (12.36)$$

где  $\lambda = I_1/I$  — коэффициент искажения, который определяется значением угла коммутации вентилей,

$$\lambda = \frac{3}{\pi} \left( 1 + \frac{\gamma}{4\pi} - \frac{\gamma^2}{24} \right). \quad (12.37)$$

В нашем случае при  $\gamma = 0$  коэффициент искажения  $\lambda = 0,955$  и будет возрастать с увеличением угла коммутации.

### 12.3. Компенсация реактивной мощности преобразователей

Приближенная оценка реактивной мощности, которая потребляется преобразователями, может быть сделана с учетом соотношений (12.17) и реальных значений углов, характеризующих режим работы выпрямителя и инвертора. Эти углы на практике обычно имеют следующие значения:

для выпрямителя  $\alpha = 5 \div 10^\circ$ ,  $\gamma = 20 \div 25^\circ$ ;

для инвертора —  $\delta = 15 \div 18^\circ$ ;  $\gamma = 20 \div 25^\circ$ .

Подставив эти значения в (12.17), получим значения реактивной мощности, потребляемой выпрямителем и инвертором:

$$Q_{1в} = 0,3 \div 0,4P;$$

$$Q_{1и} = 0,45 \div 0,6P.$$

Иными словами, реактивная мощность, потребляемая преобразователями, достаточно велика и соизмерима с активной составляющей. Векторные диаграммы напряжения и тока 1-й гармоники для выпрямителя и инвертора приведены на рис. 12.16. На рис. 12.17 приведены зависимости реактивной мощности, потребляемой преобразователями, от активной мощности при различных значениях углов  $\alpha$  и  $\delta$ .

При большой мощности преобразователей значительное потребление ими реактивной мощности может привести к дефициту реактивной мощности в передающей и приспосабливаемой системах. Во избежание этого на преобразовательных подстанциях необходимо предусматривать мероприятия по компенсации реактивной мощности. Одним из источников реактивной мощности на этих подстанциях служат пассивные фильтры токов высших гармоник. Они могут обеспечивать до 40 % общей потребности подстанции в реактивной мощности. Оставшаяся часть компенсируется за счет установки внешних источников реактивной мощности. Естественно, это отражается на экономических показателях электропередач постоянного тока, существенно увеличивая их стоимость.

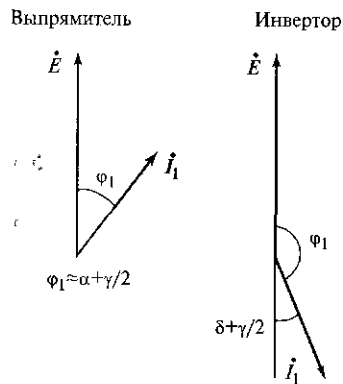


Рис. 12.16. Векторные диаграммы напряжения и тока 1-й гармоники для выпрямителя и инвертора

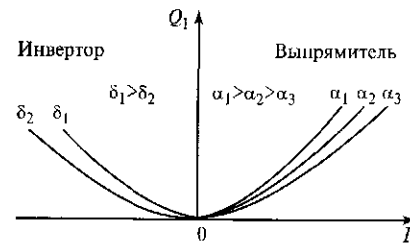


Рис. 12.17. Зависимость реактивной мощности преобразователей от активной мощности

Стремление снизить значение потребляемой реактивной мощности привело к созданию ряда схем преобразователей, которые обладают улучшенными энергетическими характеристиками.

Рассмотрим кратко особенности их работы.

В обычном мостовом преобразователе открытие очередного вентиля всегда происходит в зоне *правее* точки пересечения соответствующих фазных ЭДС применительно к вентилям 1 и 3 —  $e_A$  и  $e_B$  (см. рис. 10.17). В этой зоне напряжение очередной фазы, в которую включен очередной вентиль, меньше напряжения предшествующей фазы:

$$e_{\text{пред}} - e_{\text{оч}} > 0.$$

При этом естественным образом выполняются условия коммутации (напряжение на вентиле, вступающем в работу, и направление тока коммутации) и очередность работы вентиля. Такие схемы, к числу которых относится и обычный преобразователь, называют *схемами с естественной коммутацией*. В них ток фазы всегда отстает от напряжения, что обуславливает потребление реактивной мощности.

Для того чтобы преобразователь служил источником реактивной мощности, необходимо очередную фазу вводить в работу в зоне *левее* точки пересечения фазных ЭДС. Однако в этом случае напряжение очередной фазы больше напряжения предыдущей и условия коммутации не обеспечиваются:

$$e_{\text{пред}} - e_{\text{оч}} < 0.$$

Для того чтобы очередная фаза могла вступить в работу в этой зоне, необходимо выполнить два условия:

1) принудительно закрыть работающий предыдущий вентиль (в нашем примере вентиль 1);

2) ввести в схему преобразователя дополнительную коммутирующую ЭДС  $e_K$ , которая поднимет напряжение на очередном вентиле (вентиле 3) до значения, обеспечивающего его вступление в работу и успешную коммутацию. Это значение может быть найдено из условия

$$e_{\text{пред}} - e_{\text{оч}} + e_K > 0.$$

Принудительное прерывание тока в контуре, в который входят две индуктивности — индуктивность реактора  $L_d$  и индуктивность фазы трансформатора и сети переменного тока, приведет к возникновению ЭДС самоиндукции, которая, с одной стороны, создаст дополнительную коммутирующую ЭДС  $e_K$ , с другой, вызовет перенапряжения на принудительно закрытом вентиле. Поэтому в обычной мостовой схеме ограничиваться только закрытием вентиля нельзя. Необходимо дать возможность «разрядиться» индуктивности той фазы, в которой находился принудительно закрытый вентиль, т.е. прервать ток в вен-

тите (но не в фазе). Такую возможность дает схема преобразователя напряжения, о которой говорилось ранее (см. гл. 10, рис. 10.4, б).

Основные характеристики преобразователя напряжения требуют отдельного и достаточно длительного рассмотрения, поэтому здесь даются лишь основные пояснения.

Принцип действия преобразователя напряжения основан на следующем. Из постоянного напряжения, неизменность которого обеспечивается конденсатором, с помощью соответствующих законов управления вентилями формируется несинусоидальное переменное напряжение на вентильной обмотке трансформатора. Напряжение каждой фазы образуется двумя прямоугольными блоками разной полярности длительностью (электрический угол) по  $180^\circ$  с амплитудой, равной  $U_d/2$ . Это напряжение представляет собой напряжение между полюсом и нулевой точкой вентильной обмотки трансформатора. Полярность этого напряжения определяется работающим в данный момент вентилем анодной или катодной группы. Междупазное напряжение образуется разностью мгновенных значений напряжений соответствующих фаз и имеет длительность каждого блока  $120^\circ$  с амплитудой  $U_d$ .

Вектор основной гармоники этого напряжения может изменять свое значение и фазу по отношению к вектору напряжения сети. Если вектор напряжения преобразователя отстает от вектора напряжения сети, преобразователь потребляет энергию из сети, т.е. осуществляется режим выпрямления, если опережает — преобразователь генерирует энергию в сеть, т.е. осуществляется режим инвертирования. Если значение напряжения преобразователя больше напряжения сети, преобразователь генерирует реактивную мощность в сеть, если меньше — преобразователь потребляет эту мощность из сети.

Иными словами, преобразователь напряжения в какой-то степени подобен синхронной машине.

Такой преобразователь может работать во всех четырех квадрантах плоскости  $PQ$ , т.е. он может работать в режиме выпрямителя или инвертора по активной мощности и одновременно генерировать или потреблять реактивную мощность и тем самым стабилизировать напряжение в узле сети переменного тока, где он включен.  $PQ$ -диаграмма одного из преобразователей такого типа представлена на рис. 12.18.

Принудительное закрытие любого из тиристоров в данном случае не прерывает ток фазы трансформатора. Так, например, закрытие вентиля  $I$  в фазе  $A$  приводит к открытию диода  $4'$ , который принимает ток этой фазы и продолжает проводить его, пока этот ток не уменьшится до нуля (см. рис. 10.4, б). В этот момент диод  $4'$  закрывается. Благодаря этому в схеме исключаются перенапряжения и полупериод

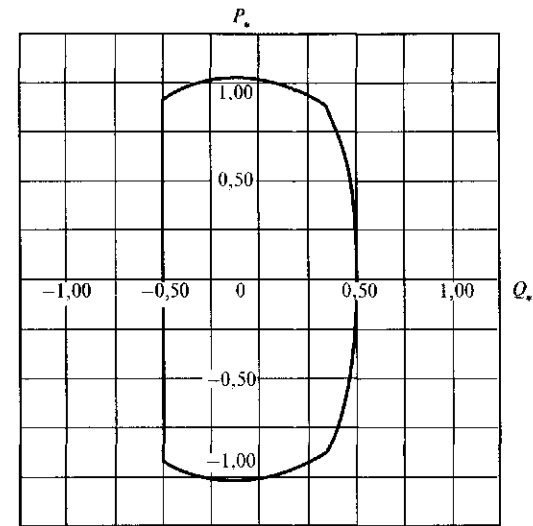


Рис. 12.18.  $PQ$ -диаграмма преобразователя напряжения

тока фазы составляет  $180^\circ$ . В то же время ток будет несинусоидальным, поскольку он обуславливается разностью мгновенных значений синусоидального напряжения сети и несинусоидального напряжения преобразователя.

Для придания напряжению и сетевому току формы, близкой к синусоидальной, используется широтно-импульсная модуляция, благодаря которой выходное напряжение преобразователя формируется из последовательности высокочастотных импульсов разной длительности и полярности. Длительность этих импульсов изменяется так, что их среднее значение за период соответствует заданной форме кривой (синусоида, треугольник и др.).

Временные диаграммы напряжения и тока фазы преобразователя с широтно-импульсной модуляцией приведены на рис. 12.19, из которого видно, что они также несинусоидальные, и поэтому необходимо применение фильтров высших гармоник. Однако, как показывает анализ, здесь токи высших гармоник смещены в область более высоких частот, чем у обычных преобразователей. Поэтому фильтры здесь более легкие. Сглаживанию пульсаций на кривой тока фазы в значительной мере способствует реактор с относительно небольшой индуктивностью, включаемый в каждую фазу между вентильной обмоткой трансформатора и преобразователем (на рис. 10.4 не показан). Реактор является обязательным элементом схемы, поскольку защищает конденсатор, включаемый между полюсами, от его разряда при коммутациях вентилей через нагрузку сети.

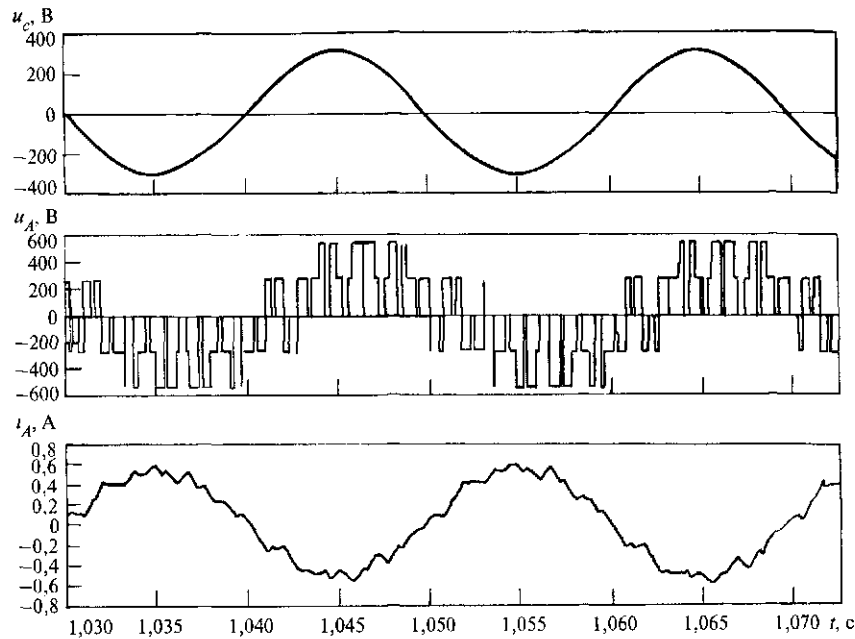


Рис. 12.19. Временные диаграммы напряжения сети  $u_c$ , напряжения  $u_A$  и тока  $i_A$  фазы  $A$  преобразователя (см. рис. 10.4, б)

## 12.4. Потери мощности и энергии в электропередачах постоянного тока

Потери мощности и энергии в электропередачах постоянного тока могут быть определены как

$$\Delta P = P_1 - P_2, \quad (12.38)$$

где  $P_1$  — активная мощность, потребляемая выпрямителем из передающей системы;  $P_2$  — мощность, выдаваемая инвертором в приемную систему.

Коэффициент полезного действия передачи по мощности и энергии соответственно равен

$$\left. \begin{aligned} \eta_P &= P_2/P_1 = 1 - \Delta P/P_1; \\ \eta_E &= E_2/E_1 = 1 - \Delta E/E_1. \end{aligned} \right\} \quad (12.39)$$

где  $E_1$  и  $E_2$  — энергия, поступающая из передающей системы и передаваемая в приемную систему за определенный промежуток времени, например за год;  $\Delta E$  — потери энергии за это время.

Общие потери мощности передачи представляют собой сумму потерь на выпрямительной и инверторной подстанциях и потерь в линии. Потери мощности на преобразовательных подстанциях, в свою очередь, складываются из потерь в трансформаторах, вентильных мостах и линейных реакторах.

Таким образом, общие потери мощности в электропередаче постоянного тока могут быть записаны как

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum \Delta P_{т.в} + \sum \Delta P_{м.в} + \Delta P_{р.в} + \Delta P_{л} + \Delta P_{р.и} + \sum \Delta P_{м.и} + \sum \Delta P_{т.и}, \quad (12.40)$$

где  $\Delta P_{т}$  — потери мощности в преобразовательных трансформаторах;  $\Delta P_{м}$  — потери мощности в вентильных мостах;  $\Delta P_{р}$  — потери мощности в линейных реакторах;  $\Delta P_{л}$  — потери мощности в линии (индекс «в» относится к выпрямительной подстанции, индекс «и» — к инверторной).

Потери мощности в трансформаторах состоят из потерь холостого хода  $\Delta P_x$  и потерь в обмотках трансформатора (потерь в меди)  $\Delta P_{м.т}$ . В трансформаторах, питающих вентильные мосты, обе составляющие должны возрасти за счет высших гармоник. Расчет потерь мощности в магнитопроводе преобразовательного трансформатора достаточно сложен. Однако следует учесть, что на преобразовательных подстанциях выполняется комплекс мероприятий по компенсации токов высших гармоник, благодаря чему напряжение на шинах переменного тока практически синусоидально. Поэтому в первом приближении можно принять, что потери холостого хода определяются лишь напряжением 1-й гармоники и могут быть рассчитаны обычным путем.

В потерях активной мощности в меди трансформаторов  $\Delta P_{м.т}$  должны учитываться и потери от высших гармоник, так как по обмоткам трансформаторов протекают токи, включающие 5-ю и 7-ю гармоники.

Приняв в первом приближении, что активное сопротивление обмоток трансформаторов не зависит от частоты, можно записать

$$\Delta P_{м.т} = 3I_d^2 R_T, \quad (12.41)$$

где  $I_d$  — действующее значение полного тока, протекающего по обмоткам трансформатора;  $R_T$  — сопротивление трансформатора.

Учитывая, что значение действующего тока и сопротивления трансформатора определяются соответственно как

$$I_d = \sqrt{\frac{2}{3}} I_d \sqrt{1 - \frac{\gamma}{2\pi}};$$

$$R_T = \Delta P_K \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2},$$

после преобразований получаем

$$\Delta P_{\text{м.т}} = 2I_d^2 \frac{\Delta P_K U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} \left(1 - \frac{\gamma}{2\pi}\right), \quad (12.42)$$

где  $\Delta P_K$  — потери мощности из опыта короткого замыкания трансформатора.

Таким образом, общие потери активной мощности в трансформаторе

$$\Delta P_T = \Delta P_x + 2I_d^2 \frac{\Delta P_K U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} \left(1 - \frac{\gamma}{2\pi}\right). \quad (12.43)$$

В приведенных выражениях под номинальным напряжением понимается напряжение вентиляльной обмотки трансформатора.

Если на преобразовательной подстанции имеется  $N$  последовательно и параллельно включенных мостов, то общие потери активной мощности в трансформаторах составят

$$\sum \Delta P_T = N \Delta P_T \quad (12.44)$$

Потери реактивной мощности могут быть найдены аналогично.

$$\Delta Q_{\text{л.т}} = \Delta Q_x + 3I_1^2 x_T,$$

где  $I_1$  — действующее значение тока 1-й гармоники;  $\Delta Q_x$  — потери реактивной мощности холостого хода.

Принимая во внимание (12.15) и учитывая, что

$$x_T = \frac{u_k[\%]}{100} \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}},$$

имеем

$$\Delta Q_T = \Delta Q_x + 1,82I_d^2 \frac{u_k[\%]}{100} \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}}. \quad (12.45)$$

Для  $N$  мостов на подстанции суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах составляют

$$\sum \Delta Q_T = N \Delta Q_T \quad (12.46)$$

Реактивная мощность, потребляемая преобразовательной подстанцией от системы, должна определяться с учетом потерь этой мощности в трансформаторах

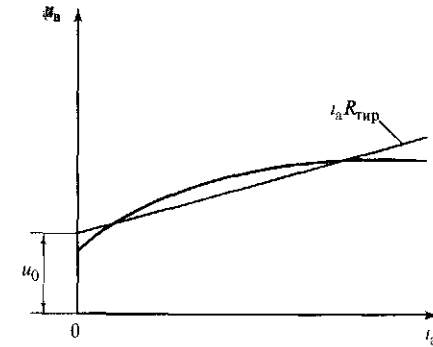


Рис. 12.20. Вольт-амперная характеристика тиристора в открытом состоянии

Потери активной мощности в вентиляльных мостах как для выпрямителя, так и для инвертора складываются из потерь в тиристорных вентилях  $\Delta P_{\text{тир}}$ , потерь в демпфирующих цепях моста  $\Delta P_{\text{д.ц}}$ , потерь в анодных реакторах  $\Delta P_{\text{а.р}}$ , включенных последовательно с трансформаторами:

$$\Delta P_{\text{м}} = \Delta P_{\text{тир}} + \Delta P_{\text{д.ц}} + \Delta P_{\text{а.р}} \quad (12.47)$$

Более подробно остановимся на первой составляющей потерь. Вольт-амперная характеристика тиристора в открытом состоянии приведена на рис. 12.20, из которого видно, что напряжение на тиристоре состоит из двух составляющих, одна из которых не зависит от тока:

$$u_{\text{тир}} = u_0 + i_a R_{\text{тир}}, \quad (12.48)$$

где  $i_a$  — анодный ток тиристора;  $R_{\text{тир}}$  — сопротивление тиристора в прямом направлении, определяемое наклоном вольт-амперной характеристики.

При протекании по тиристору тока произвольной формы потери мощности в нем могут быть определены как

$$\Delta P_{\text{тир}} = \frac{1}{T} \int_0^T i u \, d\vartheta.$$

Если в первом приближении пренебречь углом коммутации и предположить, что ток через вентиль имеет прямоугольную форму, то можно записать

$$\Delta P_{\text{тир}} = \frac{1}{2\pi} \int_0^{120^\circ} (u_0 + I_d R_{\text{тир}}) I_d \, d\vartheta = u_0 \frac{I_d}{3} + \frac{I_d^2}{3} R_{\text{тир}} \quad (12.49)$$

или

$$\Delta P_{\text{тир}} = u_0 I_{\text{ср}} + I_{\text{д}}^2 R_{\text{тир}}, \quad (12.50)$$

где  $I_{\text{ср}}$  и  $I_{\text{д}}$  — среднее и действующее значение тока тиристора соответственно.

Потери в вентилях преобразовательного моста являются функцией тока нагрузки передачи. При изменении передаваемой мощности меняются и потери мощности в вентилях. Однако эта зависимость выражена достаточно слабо. При изменении нагрузки передачи в широких пределах относительные потери в вентилях изменяются незначительно и составляют 0,5—0,7 % мощности моста в данном режиме. Поэтому можно принять, что для любого режима потери в вентилях составляют 0,5—0,7 % мощности этого режима.

В то же время при достаточно заметных потерях, выраженных в абсолютных единицах (сотни киловатт на вентиль), требуется разработка мероприятий по принудительному охлаждению тиристорov. В мировой практике в настоящее время применяются деионизированная вода для охлаждения высоковольтных тиристорных вентиляей, устанавливаемых в закрытых помещениях, и трансформаторное масло для вентиляей открытой установки.

С учетом потерь в демпфирующих цепях моста  $\Delta P_{\text{д.ц}}$  и анодных реакторах  $\Delta P_{\text{а.р}}$  общие потери в вентильном мосту составляют 0,7—0,9 % его номинальной мощности. Иными словами, вентильный мост имеет высокий коэффициент полезного действия (свыше 99 %) и является высокоэкономичным (в отношении потерь мощности) устройством.

Потери энергии в вентильном мосту за год определяются графиком работы электропередачи:

$$\Delta \mathcal{E}_M = \Delta \mathcal{E}_{\text{тир}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{д.ц}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{а.р}}, \quad (12.51)$$

где  $\Delta \mathcal{E}_{\text{тир}}$  — потери энергии в тиристорах;  $\Delta \mathcal{E}_{\text{д.ц}}$  — потери энергии в демпфирующих цепях;  $\Delta \mathcal{E}_{\text{а.р}}$  — потери энергии в анодных реакторах, или

$$\Delta \mathcal{E}_M = (\sum \Delta P_{\text{тир}} + \sum \Delta P_{\text{а.р}}) \tau + \Delta P_{\text{д.ц}} \cdot 8760, \quad (12.52)$$

где  $\tau$  — время потерь, определяемое по графику работы передачи.

При наличии на преобразовательной подстанции нескольких вентильных мостов, соединенных последовательно и параллельно, общие потери мощности в них составляют

$$\sum \Delta P_M = N \Delta P_M, \quad (12.53)$$

где  $N$  — количество вентильных мостов на подстанции.

Соответственно потери энергии в мостах

$$\sum \Delta \mathcal{E}_M = N \Delta \mathcal{E}_M, \quad (12.54)$$

*Потери мощности в линейных реакторах.* Линейные реакторы включаются в каждый полюс электропередачи, как правило, на выходе каждой преобразовательной подстанции со стороны линии.

Линейный реактор обтекается постоянным током, поэтому потери в реакторе определяются лишь потерями в его обмотке:

$$\Delta P_{\text{л.р}} = I_{\text{д}}^2 R_{\text{л.р}}. \quad (12.55)$$

Сопротивление реактора находится по заданной мощности короткого замыкания  $\Delta P_{\text{к}}$ :

$$R_{\text{л.р}} = \Delta P_{\text{к}} / I_{\text{ном}}^2. \quad (12.56)$$

Отметим, что при таком подходе мы не учитываем потерь от высших гармоник, проникающих от преобразователя в линию. Этими потерями ввиду их малости можно пренебречь.

Суммарные потери мощности в линейных реакторах всей передачи

$$\sum \Delta P_{\text{л.р}} = n \Delta P_{\text{л.р}}, \quad (12.57)$$

где  $n$  — количество реакторов, установленных в передаче.

Потери энергии в линейных реакторах могут быть определены как

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{л.р}} = \sum \Delta P_{\text{л.р}} \tau. \quad (12.58)$$

Как показывает опыт эксплуатации действующих ППТ и ВПТ с традиционными преобразователями, относительные потери мощности в основном оборудовании подстанций и расход на собственные нужды составляют, % от номинальной мощности подстанции:

Преобразовательные трансформаторы .....	1,3—1,5
Преобразователи.....	0,5—0,7
Фильтры высших гармоник .....	0,018—0,020
Линейные реакторы .....	0,17—0,20
Собственные нужды.....	0,1
Всего.....	2,1—2,5

*Потери мощности в линии электропередачи* состоят из двух составляющих: потерь на нагрев и потерь на корону.

Для биполярной передачи, работающей с равной нагрузкой полупроводников (ток через землю равен нулю), потери на нагрев проводов в двух полюсах составляют

$$\Delta P_{\text{л}} = 2 I_{\text{д}}^2 r_0 L, \quad (12.59)$$



где  $r_0$  — сопротивление полюса на единицу длины линии;  $L$  — длина линии.

Потери мощности на коронный разряд определяются напряжением линии и конструкцией полюса. Кроме того, они в значительной степени зависят от погодных условий вдоль трассы. Точный их учет в оценочных работах затруднителен. В этом случае можно воспользоваться имеющимися опытными данными электропередачи постоянного тока Волгоград — Донбасс. Для этой передачи среднегодовые потери энергии на коронный разряд составляют около 15 % потерь энергии на нагрев проводов при номинальном токе. Можно предположить в первом приближении, что и для других воздушных линий электропередачи постоянного тока относительные потери энергии на коронный разряд будут примерно такими же.

Если линия выполняется кабельной, то потери энергии на коронный разряд в ней отсутствуют, и единственная составляющая потерь — это потери на нагрев жил кабеля. Потери в диэлектрике кабеля пренебрежимо малы.

Следует отметить, что потери мощности и энергии в линии зависят от ее длины и составляют существенную часть общих потерь в передаче. Они могут достигать 8—12 % передаваемой мощности, что существенно выше потерь в преобразовательных подстанциях. Поэтому общий коэффициент полезного действия электропередач постоянного тока определяется в значительной степени сечением проводов и длиной линий.

## 12.5. Воздушные и кабельные линии постоянного тока. Основное оборудование преобразовательных подстанций

Воздушная линия постоянного тока отличается от линии переменного тока главным образом конструкцией опор. Эскизы возможных конструкций опор для различных типов линий постоянного тока приведены на рис. 12.21. Для этих опор требуется меньший расход стали, и они проще по конструкции по сравнению с опорами линии переменного тока сопоставимого класса напряжения и пропускной способности.

На рис. 12.22 приведены конструкции промежуточных опор линии 1150 кВ переменного тока и линии  $\pm 750$  кВ постоянного тока, изображенные в одном масштабе. Эти линии имеют примерно одинаковую пропускную способность (около 6000 МВт). Масса опоры линии переменного тока 19,8 т, опоры линии постоянного тока 9,4 т. Примерно такие же соотношения существуют и для других сопоставимых линий переменного и постоянного тока. При этом для линии

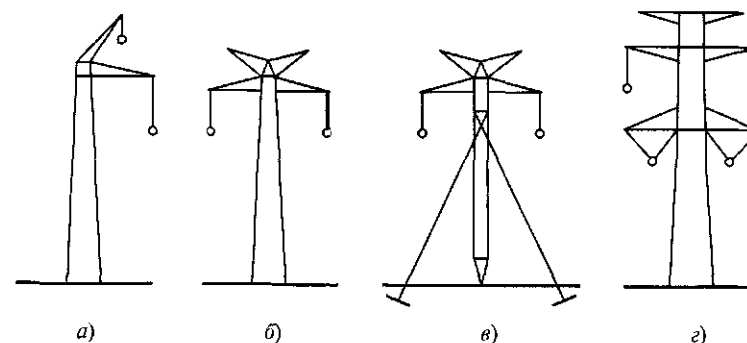


Рис. 12.21. Эскизы опор для ВЛ постоянного тока:

*а* — промежуточная свободностоящая опора для униполярной ВЛ, *б* — промежуточная свободностоящая опора для биполярной ВЛ, *в* — промежуточная опора на оттяжках для биполярной ВЛ, *г* — промежуточная свободностоящая опора для двухцепной ВЛ

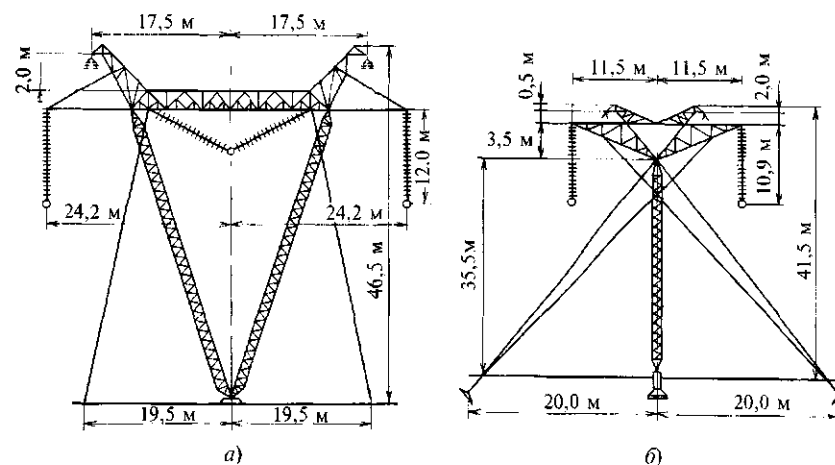


Рис. 12.22. Промежуточные опоры линий электропередачи переменного и постоянного тока в одном масштабе:

*а* — опора ВЛ переменного тока 1150 кВ Экибастуз—Урал пропускная способность 5000 МВт, плотность тока  $0,95 \text{ А/мм}^2$ , провод  $8 \times \text{АС-330}$ , общая масса опоры 19,8 т. *б* — опора ВЛ постоянного тока 1150 кВ Экибастуз—Центр пропускная способность 6000 МВт, плотность тока  $0,66 \text{ А/мм}^2$ , провод  $5 \times \text{АС-120}$ , шаг расщепления 600 мм, общая масса опоры 9,4 т

постоянного тока ширина полосы отчуждения на 25—30 % меньше, чем для линии переменного тока. Отсюда меньшая стоимость линии постоянного тока при прочих равных исходных данных.

Условия работы линейной изоляции на постоянном напряжении существенно отличаются от условий ее работы на переменном напряжении. В линиях переменного тока распределение напряжения по гирлянде изоляторов определяется главным образом собственными емкостями каждого изолятора и его емкостями между изолятором и проводом, а также между изолятором и землей. В результате этого загрязнение поверхности изоляторов мало сказывается на распределении напряжения по ним.

В линиях постоянного тока емкости изоляторов не участвуют в распределении напряжения полюс—земля по гирлянде. Это распределение определяется поверхностными утечками тока по изоляторам, которые связаны с загрязнением их поверхностей. При чистых сухих изоляторах распределение напряжения по ним равномерное, но при загрязнении или увлажнении отдельных изоляторов эта равномерность нарушается, и на других изоляторах гирлянды напряжение повышается, что может привести к их выходу из работы. Решение этой проблемы состоит в применении изоляторов с увеличенной длиной пути утечки или увеличении их количества в поддерживающих гирляндах. Однако при этом возрастает стоимость линии.

Конструкция полюса линии постоянного тока идентична конструкции фазы линии переменного тока. Здесь также применяются расщепленные провода. Причины этого такие же, как в линиях СВН переменного тока. Первая заключается в больших токах полюса, что предопределяет и большое суммарное сечение проводов полюса (несколько тысяч квадратных миллиметров). Проводов таких сечений заводы не выпускают, потому что доставка их на трассу и последующий монтаж крайне затруднительны. Поэтому используется пучок проводов меньших сечений, с которыми легче работать.

Вторая причина заключается в необходимости исключить общее коронирование проводов, для чего необходимо снизить напряженность электрического поля на их поверхности. Методика расчета этой напряженности практически такая же, как для линий СВН переменного тока. Исключение составляют некоторые расчетные выражения, связанные с определением емкости полюса (иная конструкция опоры) и напряженности электрического поля на поверхности провода.

Для кабельных линий постоянного тока могут быть использованы различные типы кабелей: кабели с бумажной изоляцией и вязкой пропиткой, кабели с маслом под давлением, кабели с газом под давлением. До недавнего времени наиболее широко применялись кабели

с бумажной изоляцией и вязкой пропиткой. Электрическая прочность такого кабеля много выше, чем кабеля переменного тока при той же толщине изоляции.

Это объясняется тем, что этот тип изоляции состоит из двух слоев — бумаги и вязкой пропитки, основу которой составляет масло. Вследствие различий в их диэлектрической проницаемости при постоянном напряжении большая напряженность электрического поля приходится на бумагу, электрическая прочность которой выше, чем у масла. При переменном напряжении распределение напряженности поля обратное. Поэтому эти кабели и получили широкое применение при сооружении кабельных линий постоянного тока. В настоящее время создан кабель на напряжение 400 кВ и ток 1,25 кА наружным диаметром 128 мм.

Кабели с изоляцией из вулканизированного (спитого) полиэтилена для линий постоянного тока стали применять сравнительно недавно, с конца 90-х годов прошлого столетия. Кабели высокого напряжения с такой изоляцией для линий переменного тока начали применять значительно раньше, так как полиэтиленовая изоляция по-разному реагирует на постоянное и переменное напряжение.

При работе на постоянном напряжении в этой изоляции возникает объемный заряд того же знака, что и у токопроводящей жилы, который настолько искажает электрическое поле кабеля, что его напряженность превышает допустимые пределы и в кабеле происходит пробой изоляции. Потребовались длительные исследования, чтобы этот недостаток был устранен.

Сейчас кабели с полиэтиленовой изоляцией созданы на напряжение до 300 кВ относительно земли. Такие кабели обладают рядом преимуществ по сравнению с другими типами кабелей: они имеют меньшие размеры и массу, могут быть уложены на поверхности с уклоном, поскольку нет опасности стекания вязкой пропитки, удобнее в монтаже. Поэтому кабели с полиэтиленовой изоляцией получают все большее применение при сооружении линий постоянного тока.

Поскольку кабельные линии применяются в основном для пересечения водных преград, то одной из важных задач снижения стоимости и повышения надежности линии является возможно большее увеличение строительной длины кабеля, чтобы сократить число соединительных муфт, которые всегда являются источником повышенной опасности для кабеля. Для этой цели используются специальные суда-кабелеукладчики с горизонтальной катушкой большого диаметра, который определяется шириной судна. На эту катушку непрерывно подается кабель с завода, расположенного в том же городе, где швартуется судно. Наибольшая длина кабельной линии,

сооруженной с помощью такого судна, составляет 200 км с одной соединительной муфтой посередине. Рассматриваются проекты сооружения подводных кабельных линий длиной 500—600 км.

Первые кабельные линии укладывались непосредственно на дно моря, однако они часто повреждались рыболовными тралами или якорями судов. Сейчас при глубинах менее 70 м кабель укладывается в траншею. Эта траншея имеет глубину до 1,5 м и прокладывается с помощью подводных траншекопателей, управляемых с судна.

К основному оборудованию преобразовательных подстанций относятся преобразовательные трансформаторы, преобразовательные мосты, фильтры токов высших гармоник, линейные (сглаживающие) реакторы, синхронные компенсаторы, конденсаторные батареи. Если говорить о последних двух составляющих, то конструктивно они не отличаются от аналогичных устройств в сети переменного тока. О фильтрах токов высших гармоник было сказано выше. Поэтому все эти устройства здесь не рассматриваются.

Преобразовательные трансформаторы работают в более тяжелых условиях, чем обычные трансформаторы в сети переменного тока. Причины здесь несколько. Как отмечалось выше, токи, протекающие по обмоткам трансформатора, содержат высшие гармоники, которые вызывают дополнительный нагрев обмоток и магнитопровода трансформатора. Кроме того, при каскадном соединении преобразовательных мостов на вентиляльные обмотки трансформаторов воздействует не только переменное напряжение, трансформируемое из сети, но и постоянное напряжение мостов, включенных ближе к точке заземления. Это влечет за собой необходимость усиления изоляции обмоток трансформатора. Динамическая устойчивость обмоток трансформатора должна быть рассчитана на более сильные воздействия, чем у обычных трансформаторов. Эти воздействия могут возникнуть при некоторых аварийных процессах в преобразователе. Преобразовательные трансформаторы также должны быть рассчитаны и на возможность протекания постоянного тока в некоторых аномальных режимах.

При включении трансформаторов на холостой ход, а также при включении фильтров высших гармоник или конденсаторных батарей возможны резонансные явления, которые могут привести к возникновению значительных перенапряжений, длящихся несколько секунд. На эти перенапряжения должна быть рассчитана изоляция трансформаторов.

Все это в конечном итоге приводит к необходимости значительного усиления внутренней изоляции трансформатора, увеличения механической прочности обмоток, а также увеличения сечений проводов обмоток и сечения магнитопровода трансформатора. В результате рас-

ход активных материалов (стали и меди) для преобразовательных трансформаторов примерно в 1,5 раза выше, чем для обычных трансформаторов того же класса напряжения и мощности.

Отличительной особенностью преобразовательных трансформаторов является их более высокое реактивное сопротивление, чем у обычных трансформаторов той же мощности. Это объясняется условиями их работы в преобразовательных системах. Увеличение сопротивления трансформатора, с одной стороны, диктуется особенностями его конструкции, с другой, оно необходимо для ограничения скорости изменения тока в вентилях в процессе их работы как в нормальных, так и в аварийных режимах. Полная мощность трансформатора обычно превышает активную мощность питаемого им моста на 15—20 % в связи с большим потреблением реактивной мощности и увеличенными потерями активной мощности от токов высших гармоник. Преобразовательные трансформаторы снабжены устройствами регулирования напряжения под нагрузкой, что необходимо для снижения потребления мостом реактивной мощности. Все вместе взятое приводит к увеличению массы и габаритов трансформаторов, что вызывает большие сложности в их транспортировке от завода-изготовителя к месту установки.

Максимальная мощность преобразовательных трансформаторов, достигнутая в настоящее время, составляет около  $500 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  на фазу. По-видимому, эта мощность близка к предельной и ее значительное увеличение вряд ли возможно.

Одним из основных устройств преобразовательной подстанции, как отмечалось выше, является преобразовательный мост и его главный элемент — высоковольтный управляемый вентиль. Первые электропередачи постоянного тока, построенные в 50—60-х годах XX в., выполнялись с использованием высоковольтных ртутных вентилях, которые на некоторых электропередачах применяются и по настоящее время. Однако эти вентили имеют ряд крупных недостатков, определяемых физическими особенностями процессов в них и токсичностью ртути. Поэтому после создания достаточно мощных кремниевых управляемых вентилях-тиристоров в 70-х годах прошлого века все новые электропередачи и вставки постоянного тока сооружаются только на их основе.

Современный единичный тиристор имеет следующие параметры: напряжение, которое он может выдержать в закрытом состоянии, 5—7 кВ (в перспективе до 12 кВ), средний ток 3—4 кА (в перспективе до 5 кА). Если по току эти параметры приемлемы, то по напряжению этого явно недостаточно для создания мощных преобразователей с напряжением в сотни киловольт.

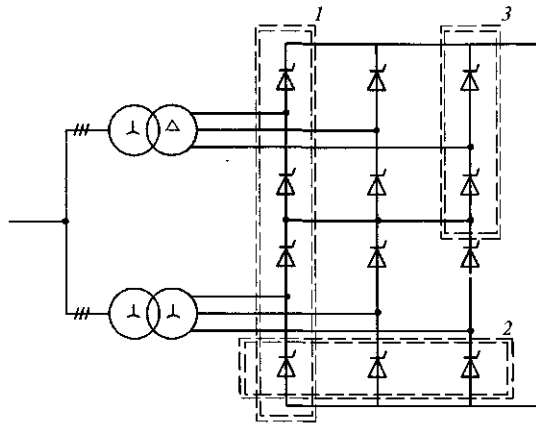


Рис. 12.23. Возможные схемы соединения вентиля преобразовательного моста при создании ВТВ

Для создания высоковольтных тиристорных вентилях прибегают к последовательному соединению единичных тиристоров. При этом количество тиристоров в ВТВ может достигать нескольких сотен. Возможные схемы соединения вентилях преобразовательного моста, которые могут быть использованы при создании ВТВ, приведены на рис. 12.23. В схеме 1 в один ВТВ объединены все вентилях одной фазы двух преобразовательных мостов. Схема 2 объединяет вентилях одного полюса, схема 3 — вентилях одной фазы каждого преобразовательного моста. В соответствии с этими схемами соединяются тиристоры ВТВ.

Все тиристоры должны быть обеспечены устройствами для равномерного распределения напряжения между ними, системой охлаждения, каналами подачи управляющих импульсов на каждый тиристор.

Каждый тиристор со всеми устройствами, обеспечивающими его функционирование, помещается в тиристорную ячейку (ТЯ) (рис. 12.24), в которой параллельно тиристорам включен резистор  $R'$  и цепочка  $RC$ . Резистор служит для равномерного распределения напряжения между всеми последовательно соединенными тиристорами ВТВ, когда вентиль закрыт,  $RC$ -цепочка — для обеспечения допустимой скорости изменения напряжения на закрытом тиристоре.

Параллельно тиристорам включены лавинные диоды\*, предназначенные для его защиты от возможных перенапряжений. В каждой

\* Лавинный диод — полупроводниковый прибор, способный восстанавливать электрическую прочность после пробоя. При пробое напряжение на нем поддерживается неизменным и равным напряжению пробоя.

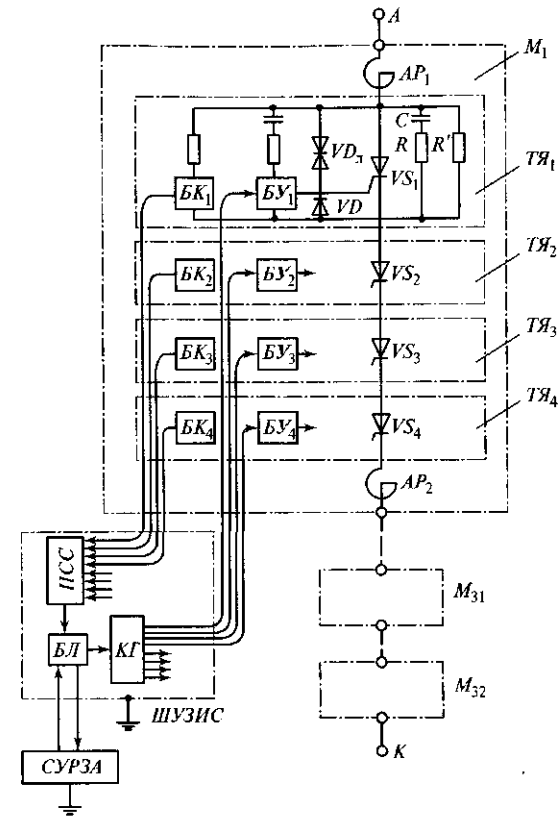


Рис. 12.24. Структурная схема тиристорной ячейки, модуля и ВТВ:

$VS_1$ — $VS_4$  — тиристоры;  $R'$  — шунтирующий резистор;  $VD_3$  — лавинный диод;  $БУ_1$ — $БУ_4$  — блоки управления;  $БК_1$ — $БК_4$  — блоки контроля;  $AP_1$ ,  $AP_2$  — анодные реакторы;  $M_{31}$ ,  $M_{32}$  — модули; ПСС — приемник световых сигналов; БЛ — блок логики; КГ — квантовый генератор; ШУЗИС — шкаф управления, защиты и сигнализации

тиристорной ячейке есть блок управления, который, получив световой импульс по световоду от квантового генератора, расположенного на потенциале земли, формирует электрический импульс и подает его на управляющий электрод тиристора (при использовании тиристоров со световым управлением этот блок отсутствует). Блок контроля следит за исправностью тиристора, формируя световой импульс при наличии напряжения линии анод—катод на тиристоре в промежуток времени, когда тиристор закрыт. Этот импульс по световоду направляется на потенциал земли, что свидетельствует об исправ-

ности тиристора. При пробое тиристора этот импульс исчезает. Квантовый генератор, приемник световых сигналов, блок логики расположены на потенциале земли в устройстве ШУЗИС.

Несколько тиристорных ячеек объединены в модуль, который является заменяемым элементом ВТВ. Несущей конструкцией ВТВ является жесткий каркас, собранный из изоляторов. Этот каркас образует пространственную конструкцию из нескольких этажей. На каждом этаже размещены модули, соединенные между собой. Одна из возможных конструкций ВТВ показана на рис. 12.25. В этой конструкции для изоляции от земли используются опорные изоляторы. Подобные ВТВ устанавливаются в закрытых помещениях.

В сейсмоопасных районах обычно используется подвесная изоляция. На рис. 12.26 представлен вентиляльный зал вставки постоянного тока с подвесной изоляцией вентиля.

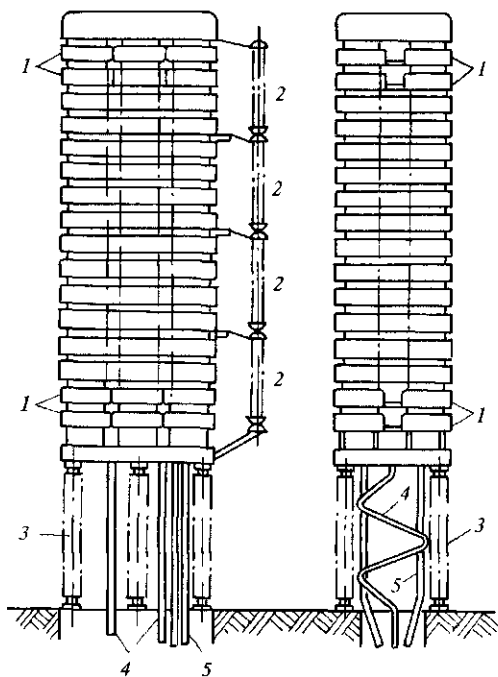


Рис. 12.25. Внешний вид счетверенного ВТВ внутренней установки:  
1 — модули; 2 — разрядники; 3 — опорные изоляторы; 4 — изолирующие трубы системы водяного охлаждения; 5 — световоды

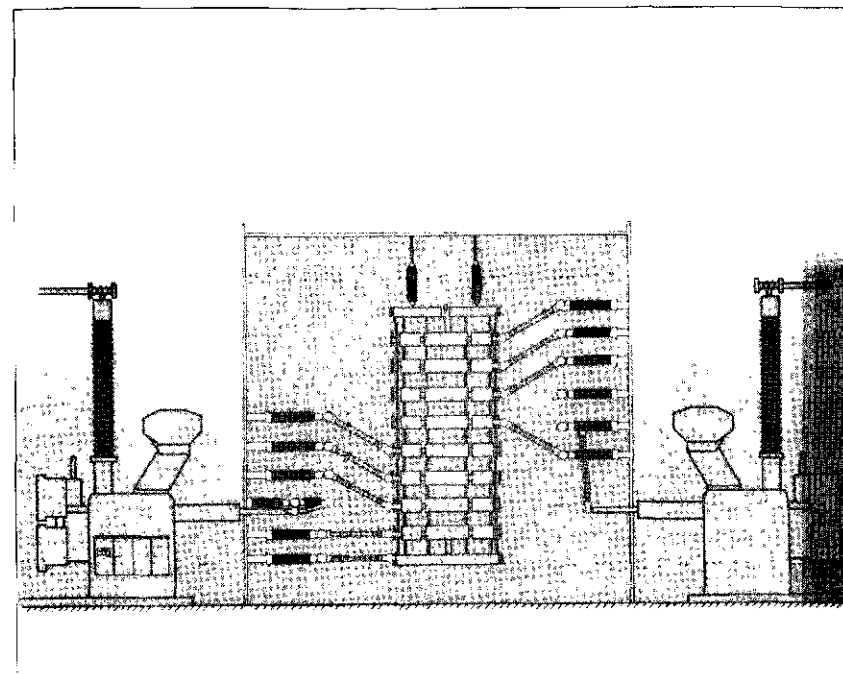


Рис. 12.26. Вентильный зал вставки постоянного тока с подвесной изоляцией вентиля

выполняется по модульному принципу и размещается в легком здании каркасного типа.

Существуют конструкции ВТВ, в которых тиристоры размещены в баке, заполненном трансформаторным маслом. Такие ВТВ могут быть установлены на открытом воздухе, однако эта конструкция затрудняет ремонт.

Большую сложность представляет передача управляющих импульсов, которые должны подаваться с весьма высокой точностью по времени с потенциала земли на потенциал вентиля в условиях сильных электромагнитных помех. Источником этих помех является сам преобразователь. Сейчас для этой цели используется световолоконная оптика.

Управляющий импульс формируется системой СУРЗА, которая обеспечивает необходимый сдвиг по фазе (угол  $\alpha$  или  $\beta$ ), и этот импульс запускает квантовый генератор (лазер). Квантовый генератор создает световой импульс, который по световодам передается на все тиристоры ВТВ.

Система управления и контроля тиристоров построена таким образом, что с потенциала земли на вентиль идет поток управляющих импульсов на открытие тиристоров, а с потенциала вентиля на пульт управления идет непрерывная информация о состоянии каждого тиристора. При необходимости преобразовательный блок выводится из работы и модули, в которых есть поврежденные тиристоры, заменяются исправными.

Линейные (сглаживающие) реакторы включаются в каждый полюс линии и являются многофункциональными элементами электропередачи. Они не только сглаживают пульсации тока полюса, но и обеспечивают заданную скорость изменения тока линии при коротких замыканиях в ней и нарушениях работы инвертора. Кроме того, эти реакторы предназначены для защиты преобразователей от волн перенапряжений, в том числе и грозových, которые могут прийти с воздушной линии.

Обмотка реактора должна быть изолирована от земли на напряжение полюса. Кроме этой постоянной составляющей на изоляцию обмотки в нормальных режимах действует и переменная составляющая выпрямленного напряжения. Последняя зависит от углов управления, с которыми работает преобразователь, и возрастает с их увеличением. Эти две составляющие напряжения создают различные нагрузки на изоляцию обмотки, что усложняет ее конструирование.

Магнитная система реактора выполняется без внутреннего сердечника, но с магнитными шунтами и большим количеством воздушных зазоров, чтобы исключить насыщение реактора постоянным током. Обмотка реактора и его магнитная система располагаются в баке, заполненном трансформаторным маслом. Для обеспечения прохода концов обмотки сквозь крышку бака используются маслонаполненные или элегазовые вводы.

## 12.6. Техничко-экономические показатели электропередач постоянного тока

При сопоставлении электропередач переменного и постоянного тока равной пропускной способности необходимо учитывать, что класс напряжения этих электропередач должен быть примерно одинаков. При этом сама линия постоянного тока будет иметь несколько меньшую стоимость по сравнению с линией переменного тока главным образом за счет более легких опор. В то же время стоимость конечных подстанций электропередачи постоянного тока будет выше, чем стоимость подстанций переменного тока, за счет более сложного и дорогого оборудования.

Исследования, проведенные в нашей стране применительно к различным климатическим и грунтовым условиям, разным типам опор, показывают, что стоимость 1 км линии постоянного тока на 15—20 % меньше такого же показателя для сопоставимой линии переменного тока. Так, например, для линий примерно равной пропускной способности — линий переменного тока 500 кВ и линий постоянного тока  $\pm 400$  кВ — удельные стоимости соотносятся как 110 тыс. долл/км (переменный ток) и 80 тыс. долл/км (постоянный ток). Для других линий это соотношение может быть иным за счет стоимости земли, отводимой под линию, и других факторов.

Как показывает опыт сооружения многих ППТ в мире, удельная стоимость преобразовательных подстанций (долл/кВт) зависит от передаваемой мощности: чем больше передаваемая мощность, тем меньше удельная стоимость. Например, в диапазоне мощностей 2000—4000 МВт удельная стоимость одной подстанции с традиционными преобразователями составляет 47—53 долл/кВт, при снижении передаваемой мощности до 1000 МВт удельная стоимость возрастает до 65—75 долл/кВт, при мощности 200 МВт удельная стоимость увеличивается до 80—90 долл/кВт. Удельная стоимость вставки постоянного тока мощностью 1000 МВт может составлять около 100 долл/кВт.

Преобразовательные подстанции с преобразователями напряжения имеют более высокую удельную стоимость, которая может составлять 160—170 % стоимости подстанции с традиционными преобразователями. Однако при этой оценке не учтено различие в стоимости компенсирующих устройств, с учетом которого стоимость таких подстанций, видимо, будет ниже.

Для сравнения: удельная стоимость подстанции переменного тока в диапазоне мощностей от 1100 до 2700 МВт составляет 23 и 38 долл/кВт для напряжений 750 и 1150 кВ соответственно. Приведенные данные о стоимости носят сугубо ориентировочный характер и могут с течением времени изменяться.

Более низкая стоимость линии и более высокая стоимость подстанции электропередачи постоянного тока по сравнению с электропередачей переменного тока приводят к тому, что применение ППТ становится выгодным только при такой длине линии, при которой ее удешевление перекрывает удорожание подстанций по сравнению с передачей переменного тока.

В России проведены исследования по определению критической длины линии с учетом новых экономических условий. В этих исследованиях электропередача постоянного тока  $\pm 750$  кВ мощностью 3000 МВт сопоставлялась с одноцепной передачей 1150 кВ, а также с двухцепной передачей 750 кВ переменного тока. В них показано,

что применительно к одноцепной электропередаче 1150 кВ критическая длина лежит в пределах 750—1000 км в зависимости от способа компенсации зарядной мощности этой линии. При этом не учитывался фактор надежности (отключение одноцепной линии и грядущие последствия). При учете фактора надежности (двухцепная линия 750 кВ) критическая длина снижается до 500—600 км. Эти данные были получены для обжитых районов европейской части России. Для более тяжелых условий северных и восточных районов, что представляется актуальным при решении проблемы дальних электропередач, критическая длина будет еще меньше, поскольку существенно увеличиваются затраты на прокладку трассы линии.

Выбор схемы электропередачи, тем более дальней, всегда является многовариантной задачей. При ее решении необходимо не только исходить из экономических показателей, но и учитывать все ее технические и системные характеристики, которые присущи тому или иному варианту (в том числе и электропередачам постоянного тока).

### Контрольные вопросы

1. Каков спектр токов высших гармоник в токе фазы сетевой обмотки преобразовательного трансформатора? Как он изменяется для различных схем соединения обмоток трансформатора?
2. Назовите возможные последствия воздействия токов высших гармоник на систему переменного тока.
3. Какие способы компенсации токов высших гармоник могут применяться на практике?
4. Поясните разницу между активным и пассивным фильтром.
5. Поясните, почему преобразователь с обычными тиристорами может работать только при потреблении реактивной мощности из сети.
6. Какие факторы определяют значение реактивной мощности, потребляемой преобразователем?
7. Какие способы компенсации реактивной мощности применяются на преобразовательных подстанциях?
8. Назовите составляющие полной мощности сетевой обмотки преобразовательного трансформатора и поясните их физический смысл.
9. Какое условие нужно выполнить, чтобы преобразователь стал генерировать реактивную мощность?
10. Что такое подпор постоянного напряжения, и как он отражается на условиях работы преобразовательного трансформатора?
11. Чем условия работы преобразовательного трансформатора отличаются от условий работы обычного сетевого трансформатора, и к чему это приводит?
12. Опишите конструкцию высоковольтного тиристорного вентиля. Из каких блоков он состоит?

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **История** электротехники / Под ред. И.А. Глебова. М.: Издательство МЭИ, 1999.
2. **Троицкий А.А.** Технический прогресс энергетики СССР / А.А. Троицкий, В.И. Горин, Г.И. Моисеев и др.; под ред. П.С. Непорожного. М.: Энергоатомиздат, 1986
3. **Бесчинский А.А.** Современные проблемы энергетики / А.А. Бесчинский, Д.Б. Вольфберг, В.И. Доброхотов и др.; под ред. Д.Г. Жимерина. М.: Энергоатомиздат, 1984.
4. **Зевеке Г.В.** Основы теории цепей / Г.В. Зевеке, П.А. Ионкин, А.В. Нетушил и др. 5-е изд., перераб. М.: Энергоатомиздат, 1989.
5. **Веников В.А.** Электрические системы. Электрические сети: учеб. для электроэнергетических специальностей вузов / В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др.; под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. —2-е изд. М.: Высшая школа, 1998.
6. **Дальние** электропередачи 500 кВ: сб. ст. / под общ. ред. А.М. Некрасова и С.С. Рокотяна. М.: Энергия, 1964.
7. **Дальние** электропередачи 750 кВ В 2 ч. / под общ. ред. А.М. Некрасова и С.С. Рокотяна. М.: Энергия, 1974.
8. **Справочник** по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.
9. **Ершевич В.В.** Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1985.
10. **Электротехнический справочник**: в 4 т. Т. 3. Производство и распределение электрической энергии / под общ. ред. Л.И. Попова (гл. ред.) и др. —9-е изд. М.: Издательство МЭИ, 2004.
11. **Правила** устройства электроустановок. —7-е изд., перераб. и доп. М.: Изд-во ЭНАС, 2003.
12. **Базуткин В.В.** Техника высоких напряжений. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: учеб. для вузов / В.В. Базуткин, В.П. Ларионов, Ю.С. Пинталь; под ред. В.П. Ларионова. М.: Энергоатомиздат, 1986.
13. **Веников В.А.** Передача энергии переменным и постоянным током высокого напряжения / В.А. Веников, В.В. Худяков, Н.Д. Анисимова; под ред. В.А. Веникова. М.: Высшая школа, 1972.
14. **Электропередачи** сверхвысокого напряжения России / под общ. ред. В.М. Лаврентьева. М.: Энергоатомиздат, 2001.

15. **Веников В.А.** Дальние электропередачи переменного и постоянного тока: учеб. пособие для вузов / В.А. Веников, Ю.П. Рыжов. М.: Энергоатомиздат, 1985.
16. **Александров Г.Н.** Установки сверхвысокого напряжения и охрана окружающей среды: учеб. пособие для вузов. Л.: Энергоатомиздат, 1989.
17. **Тиходеев Н.Н.** Передача электрической энергии / под ред. В.И. Попкова. —2-е изд., перераб. и доп. Л.: Энергоатомиздат, 1984.
18. **Нейман Л.Р.** Электропередача постоянного тока как элемент энергетических систем / Л.Р. Нейман, С.Р. Глинтерник, А.В. Емельянов и др.; под ред. Л.Р. Неймана. М.—Л.: Изд-во Академии наук СССР, 1962.
19. **Зарудский Г.К.** Дальние электропередачи в примерах / Г.К. Зарудский, Е.В. Путятин, Ю.П. Рыжов и др.; под ред. Ю.П. Рыжова. М.: Издательство МЭИ, 1994.
20. **Проектирование** линий электропередачи сверхвысокого напряжения / под ред. Г.Н. Александрова, Л.Л. Петерсона. Л.: Энергоатомиздат, 1983.
21. **Мельников Н.А.** Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330—500 кВ / Н.А. Мельников, С.С. Рокотян, А.Н. Шеренцис; под общ. ред. С.С. Рокотяна. —2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергия, 1974.
22. **Александров Г.Н.** Передача электрической энергии переменным током. Л.: Энергоатомиздат, 1990.
23. **Александров Г.Н.** Новые средства передачи электроэнергии в энергосистемах / Г.Н. Александров, Г.А. Евдокунин, Т.В. Лисочкина и др.; под ред. Г.Н. Александрова. Изд-во Ленингр. ун-та, 2001.
24. **Ивакин В.Н.** Электропередачи и вставки постоянного тока и статические тиристорные компенсаторы / В.Н. Ивакин, Н.В. Сысоева, В.В. Худяков; под ред. В.В. Худякова. М.: Энергоатомиздат, 1993.
25. **Электропередачи 1150 кВ** : сб. ст. В 2 кн. / под общ. ред. Г.А. Илларионова, В.С. Ляшенко. М.: Энергоатомиздат, 1992.
26. **Худяков В.В.** Электропередачи постоянного тока и опыт их эксплуатации. М.: Издательство МЭИ, 1992.
27. **Справочник** по электрическим установкам высокого напряжения / под ред. И.А. Баумштейна и С.А. Бажанова. —3-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1989.
28. **Крюков А.А.** Управляемая поперечная компенсация электропередачи переменного тока / А.А. Крюков, М.С. Либкинд, М.В. Сорокин; под ред. М.С. Либкинда. М.: Энергоиздат, 1981.
29. **Управляемые** подмагничиванием электрические реакторы : сб. ст. / под ред. А.М. Брянцева. М.: Знак, 2004.
30. **Брацлавский С.Х.** Специальные расчеты электропередач сверхвысокого напряжения / С.Х. Брацлавский, А.И. Гершенгорн, С.Б. Лосев. М.: Энергоатомиздат, 1985.
31. **Зеличенко А.С.** Проектирование механической части воздушных линий сверхвысокого напряжения / А.С. Зеличенко, Б.И. Смирнов. М.: Энергоиздат, 1981.
32. **Поссе А.В.** Схемы и режимы электропередач постоянного тока. Л.: Энергия, 1973.
33. **Пекне В.З.** Синхронные компенсаторы (конструкция, монтаж, испытания и эксплуатация). М.: Энергия, 1980.
34. **Зарудский Г.К.** Режимы дальних электропередач в примерах / Г.К. Зарудский, Е.В. Путятин, И.С. Рокотян и др.; под ред. Ю.П. Рыжова. М.: Издательство МЭИ, 1994.
35. **Зарудский Г.К.** Особенности расчетов нормальных режимов электропередач сверхвысокого напряжения: уч.-метод. пособие / Г.К. Зарудский, П.П. Кутлер. М.: ИПК госслужбы, 2001.
36. **Глебов И.А.** Гидрогенераторы / И.А. Глебов, В.В. Домбровский, А.А. Дукштау и др. Л.: Энергоиздат, 1982.
37. **Ежков В.В.** Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях / В.В. Ежков, Г.К. Зарудский, Э.Н. Зуев и др.; под ред. В.А. Строева. М.: Высшая школа, 1999.
38. **Примеры** анализа и расчетов режимов электропередач, имеющих автоматическое регулирование : учеб. пособие / под ред. В.А. Веникова. М.: Высшая школа, 1967.
39. **Кощев Л.А.** Электропередачи постоянного тока. Нужны ли они России? // Электричество. 1999. № 3.
40. **Рыжов Ю.П.** Режимные характеристики линии переменного тока с векторным управлением / Ю.П. Рыжов, А.А. Моти Бирджапди // Электричество. 2005. № 9.
41. **Кощев Л.А.** Характеристики и области применения устройств с использованием преобразователей напряжения в системах электропередачи / Л.А. Кощев, В.А. Шлайфштейн // Электричество. 2003. № 8.
42. **Зарудский Г.К.** Анализ изменения режимных параметров воздушных линий электропередачи сверхвысокого напряжения // Электричество. 1998. № 5.
43. **Вестник ВНИИЭ.** М.: Изд-во МЦ ЭНАС, 2004.
44. **Ивакин В.Н.** Исследование характеристик управляемой продольной компенсации как устройства для регулирования потоков мощности гибких линий электропередачи переменного тока // Электротехника. 2003. № 6.
45. **Ковалев В.Д.** Элементная база силовой полупроводниковой электроники в России. Состояние и перспективы развития / В.Д. Ковалев, Ю.А. Евсеев, А.М. Сурма // Электротехника. 2005. № 8.
46. **Сурма А.М.** Состояние и перспективы развития силовых полупроводниковых приборов для преобразовательных устройств // Электричество. 2006. № 9.
47. **Hingorani N.G.** Understanding FACTS concepts and technology of flexible AC transmission systems / N.G. Hingorani, L. Gyudgyi // IEEE Press, 2000.



48. **Flexible ac transmission systems** / Edited by Y.H. Song, A.T. Johns // IEE Power and energy series 30.
49. **Дорофеев В.В.** Перспективы применения в ЕЭС России гибких (управляемых) электропередач переменного тока / В.В. Дорофеев, Ю.Г. Шакарян, В.П. Кочкин и др. // *Электрические станции*. 2004. № 8.
50. **Ивакин В.Н.** Гибкие электропередачи переменного тока / В.Н. Ивакин, В.Р. Ковалев, В.В. Худяков // *Электротехника*. 1996. № 8.
51. **Кочкин В.Н.** Режимы управляемых линий электропередачи / В.Н. Кочкин, Ю.Г. Шакарян // *Электричество*. 1997. № 9.
52. **Рыжов Ю.П.** Современные пути создания управляемых линий электропередачи / Ю.П. Рыжов, Н.Ю. Бумагин // *Вестник МЭИ*. 1999. № 4.
53. **Кочкин В.Н.,** Управляемые линии электропередачи / В.Н. Кочкин, Ю.А. Дементьев // *Электрические станции*. 1999. № 2.
54. **Болдырев Е.А.** Работа преобразовательных устройств нового класса в электропередачах переменного и постоянного тока // *Электричество*. 2001. № 9.
55. **Александров Г.Н.** Статический тиристорный компенсатор на основе управляемого шунтирующего реактора трансформаторного типа // *Электричество*. 2003. № 2.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АПВ — автоматическое повторное включение.
- АР — анодный реактор.
- АРВ — автоматический регулятор возбуждения.
- АСГ — асинхронизированный генератор.
- АСК — асинхронизированный компенсатор.
- АСТГ — асинхронизированный турбогенератор.
- АТ — автотрансформатор.
- АЭС — атомная электростанция.
- БК — блок контроля.
- БЛ — блок логики.
- БУ — блок усиления.
- ВЛ — воздушная линия.
- ВН — высокое напряжение.
- ВПТ — вставка постоянного тока.
- ВТВ — высоковольтный тиристорный вентиль.
- ГАЭС — гидроаккумулирующая электростанция.
- ГЭС — гидроэлектростанция.
- ЕЭС — Единая энергетическая система.
- ИО — измерительный орган.
- КБ — конденсаторная батарея.
- КВПУ — комплектное высоковольтное преобразовательное устройство.
- КГ — квантовый генератор.
- КЗ — короткое замыкание.
- КПД — коэффициент полезного действия.
- КУ — компенсирующее устройство.
- ЛД — лавинный диод.
- МДС — магнитодвижущая сила.
- МППТ — многоподстанционная передача постоянного тока.
- НН — низкое напряжение.
- ОРПМ — объединенный регулятор потоков мощности.
- ОЭС — объединенная энергетическая система.

ПН — преобразователь напряжения.  
ПНМ — повышенная натуральная мощность.  
ППТ — передача постоянного тока.  
ПС — подстанция.  
ПСС — приемник световых сигналов.  
ПРПМ — последовательный регулятор потоков мощности.  
ПУЭ — Правила устройства электроустановок.  
РМ — регулятор мощности.  
РМТ — регулятор минимального тока.  
РПН — регулирование напряжения под нагрузкой.  
РТ — регулятор тока.  
РУЗ — регулятор угла закрытия.  
СА — система автоматики.  
САР — система автоматического регулирования.  
СВН — сверхвысокое напряжение.  
СЗ — система защиты.  
СИГРЭ — Международная конференция по большим электрическим системам высокого напряжения.  
СК — синхронный компенсатор.  
СКРМ — статический компенсатор реактивной мощности.  
СН — среднее напряжение.  
СО — сетевая обмотка.  
Статком — статический компенсатор реактивной мощности по схеме преобразователя напряжения.  
СТК — статический тиристорный компенсатор.  
СУ — система управления.  
СУРЗА — система управления, регулирования, защиты, автоматики.  
ТОЭ — теоретические основы электротехники.  
ТПТ — трансформатор постоянного тока.  
ТРГ — тиристорная реакторная группа.  
ТЭС — тепловая электростанция.  
УВН — ультравысокое напряжение.  
УПК — установка продольной емкостной компенсации.  
УО — управляющая обмотка.  
УСВЛ — управляемая самокомпенсирующаяся воздушная линия.  
УУ — устройство уставки.

УШР — управляемый шунтирующий реактор.  
ФКУ — фильтрокомпенсирующее устройство.  
ФПУ — фазоповоротное устройство.  
ХХ — холостой ход.  
ШВ — шунтирующий выключатель.  
ШР — шунтирующий реактор.  
ШУЗИС — шкаф управления, защиты и сигнализации.  
ЭВМ — электронно-вычислительная машина.  
ЭДС — электродвижущая сила.  
ЭО — энергообъединение.  
ЭЭС — электроэнергетическая система.



Преобразователь с полностью управляемыми вентилями 336

Провод

— одиночный 40

— полый 46

— расширенный 46

Пропускная способность электропередачи 25, 272

Радиус расщепления фазы 49

Расчет

— проектный 175

— эксплуатационный 176

Расщепленные провода 30, 46

Реактор с магнитно-вентильным управлением 305

Реверсивность 28, 332

Регулятор минимального тока 427

— мощности 429

— тока 425

Режим работы выпрямителя

— малых токов (2) 365

— рабочих токов (2—3) 377

Режим электропередачи

— малых нагрузок 99

— наибольших нагрузок 103

— нормальный 176

— одностороннего включения линии 177, 235

— особый 177

— послеаварийный 176

— синхронизационный 266

Резонанс напряжений 239

Рекомбинация заряда 43

Самовозбуждение генератора

— асинхронное 258

— синхронное 257

Сглаживающий линейный реактор 341, 418

Семейство внешних характеристик выпрямителя 394

Синхронный генератор 219

— компенсатор 203, 223, 300

Система управления, регулирования, защиты, автоматики 341

Сквозной переток реактивной мощности 94

Совмещенные внешние характеристики выпрямителя и инвертора 409

Согласующий автотрансформатор 134

Сопротивление линии

— активное 59

— взаимное 148

— волновое 65, 69, 70

— входное 149, 256

— реактивное 59

— собственное 148

— эквивалентное 179

Статический компенсатор 307

— тиристорный компенсатор 225, 307

Степень компенсации 291

Схема двухцепной линии

— — — блочная 33

— — — связанная 34

Схема преобразователя

— с естественной коммутацией 455

— с перемешанной структурой 373

Схема поперечного регулирования пропускной способности линии 288

Тиристор 356

Тиристорная реакторная группа 302

Ток уставки 424

Точка устойчивой работы выпрямителя и инвертора 423

Трансформатор

— двухобмоточный 133, 340

— многообмоточный 340

Трехфазная мостовая схема 336

Угол

— закрытия тиристора 401

— коммутации вентиля 378

— опережения инвертора 401

— открытия вентиля 353

— по линии 83

Униполярная электронередача постоянного тока 345

Управляемая самокомпенсирующаяся линия 310

Управляемый шунтирующий реактор 301

Установка продольной емкостной компенсации 135, 157

Фазоповоротное устройство 308

Фильтрокомпенсирующее устройство 342

Четырехполюсник 120, 137

Шаг расщепления фазы 49

Шкаф управления защиты и сигнализации 471

Шунтирующий реактор 136, 154, 224

Эквивалентный четырехполюсник 137

Экстремальное напряжение 107, 183

Электропередача

— внутрисистемная 178

— межсистемная 178

— постоянного тока 329

— сверхвысокого напряжения 10, 24

— транспортная 178

*Учебное издание*

**Рыжов Юрий Петрович**

**ДАЛЬНИЕ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ СВЕРХВЫСОКОГО  
НАПРЯЖЕНИЯ**

Учебник для вузов

Редактор *М. П. Соколова*  
Технический редактор *Т. А. Дворецкова*  
Корректор *Р. М. Ваничкина*  
Компьютерная верстка *Н. В. Пустошновой*

Подписано в печать с оригинала макета 07.11.2007	Формат 60×90/16	
Бумага офсетная	Гарнитура Times	Печать офсетная
Усл. печ. л. 30,5		Уч. изд. л. 27,6
Тираж 2000 экз.	Заказ № 1974	С 020

ЗаО «Издательский дом МЭИ» 111250 Москва Красноказарменная д. 14  
Отпечатано в ППП «Типография «Наука» 121099 Москва Шубинский пер. д. 6