

Электронный учебно-методический комплекс

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

Учебная программа дисциплины

➤ Конспект лекций

Методические указания по курсовому проектированию

Методические указания по практическим занятиям

Методические указания по лабораторным работам

Методические указания по самостоятельной работе

Банк тестовых заданий в системе UniTest



Красноярск
ИПК СФУ
2008

УДК 621.311.16

ББК 31.2

Г37

Электронный учебно-методический комплекс по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети» подготовлен в рамках инновационной образовательной программы «Создание группового проектного обучения студентов СФУ как одного из основных элементов инновационной образовательной программы в рамках приоритетного образовательного проекта «Образование» на базе учебно-научно-производственного комплекса», реализованной в ФГОУ ВПО СФУ в 2007 г.

Рецензенты:

Красноярский краевой фонд науки;

Экспертная комиссия СФУ по подготовке учебно-методических комплексов дисциплин

Герасименко, А. А.

Г37 Электроэнергетические системы и сети. Версия 1.0 [Электронный ресурс] : конспект лекций / А. А. Герасименко, Е. С. Кинев, Т. М. Чупак. – Электрон. дан. (7 Мб). – Красноярск : ИПК СФУ, 2008. – (Электроэнергетические системы и сети : УМКД № 261-2007 / рук. творч. коллектива Е. С. Кинев). – 1 электрон. опт. диск (DVD). – Систем. требования : Intel Pentium (или аналогичный процессор других производителей) 1 ГГц ; 512 Мб оперативной памяти ; 7 Мб свободного дискового пространства ; привод DVD ; операционная система Microsoft Windows 2000 SP 4 / XP SP 2 / Vista (32 бит) ; Adobe Reader 7.0 (или аналогичный продукт для чтения файлов формата pdf).

ISBN 978-5-7638-1277-0 (комплекса)

Номер гос. регистрации в ФГУП НТЦ «Информрегистр» 0320802542 от 02.12.2008 г. (комплекса)

Настоящее издание является частью электронного учебно-методического комплекса по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети», включающего учебную программу, методические указания по курсовому проектированию, методические указания по практическим занятиям, методические указания к лабораторным работам, методические указания по самостоятельной работе, контрольно-измерительные материалы «Электроэнергетические системы и сети. Банк тестовых заданий», наглядное пособие «Электроэнергетические системы и сети. Презентационные материалы».

Рассмотрены общая характеристика систем передачи и распределения электрической энергии, расчет и анализ установившихся режимов электрических сетей, основы построения схем систем передачи и распределения электрической энергии. Приведены иллюстрации, схемы, контрольные вопросы для самопроверки.

Предназначен для студентов направления подготовки бакалавров 140200.62 «Электроэнергетика и электротехника» укрупненной группы 140000 «Энергетика, энергетическое машиностроение и электротехника».

© Сибирский федеральный университет, 2008

Рекомендовано к изданию
Инновационно-методическим управлением СФУ

Редактор Н. А. Варфоломеева

Разработка и оформление электронного образовательного ресурса: Центр технологий электронного обучения информационно-аналитического департамента СФУ; лаборатория по разработке мультимедийных электронных образовательных ресурсов при КрЦНИТ

Содержимое ресурса охраняется законом об авторском праве. Несанкционированное копирование и использование данного продукта запрещается. Встречающиеся названия программного обеспечения, изделий, устройств или систем могут являться зарегистрированными товарными знаками тех или иных фирм.

Подп. к использованию 01.09.2008

Объем 7 Мб

Красноярск: СФУ, 660041, Красноярск, пр. Свободный, 79

Оглавление

Предисловие	7
Лекция 1. Общая характеристика систем передачи и распределения электрической энергии. Моделирование элементов электрических систем.....	9
1.1. Основные понятия, термины, определения	9
1.2. Характеристика системы передачи электрической энергии.....	12
1.3. Характеристика систем распределения электрической энергии	13
1.4. Система передачи и распределения электрической энергии.....	18
Вопросы для самопроверки.....	20
Лекция 2. Напряжения элементов электрической сети. Режимы нейтралей электрических сетей	21
2.1. Номинальные напряжения элементов электрических сетей.....	21
2.2. Режимы нейтралей электрических сетей.....	23
2.2.1. Режим нейтрали сетей до 1000 В с глухозаземленной нейтралью.....	24
2.2.2. Низковольтные сети с изолированной нейтралью.....	25
2.2.3. Высоковольтные сети с изолированной нейтралью	27
2.2.4. Высоковольтные сети с компенсированной нейтралью	29
2.2.5. Высоковольтные сети с глухозаземленной нейтралью	30
Вопросы для самопроверки.....	32
Лекция 3. Принципы конструктивного исполнения линий электропередач.....	34
3.1. Воздушные линии электропередачи	34
3.2. Кабельные линии электропередачи	45
Вопросы для самопроверки.....	50
Лекция 4. Характеристика и расчёт параметров схем замещения воздушных и кабельных линий	52
4.1. Активное сопротивление	53
4.2. Индуктивное сопротивление.....	54
4.3. Ёмкостная проводимость	57
4.4. Активная проводимость.....	60
4.5. Воздушные ЛЭП с расщеплёнными фазами.....	61
4.6. Схемы замещения линий электропередач	63
4.7. ЛЭП со стальными проводами	66



Вопросы для самопроверки.....	69
Лекция 5. Параметры и схемы замещения двухобмоточных трансформаторов	72
5.1. Двухобмоточные трансформаторы.....	74
5.2. Опыт короткого замыкания	79
5.3. Опыт холостого хода	81
Вопросы для самопроверки.....	83
Лекция 6. Трёхобмоточные трансформаторы...85	
6.1. Автотрансформаторы	89
Лекция 7. Моделирование трансформаторов с расщеплёнными обмотками и компенсирующих устройств.....97	
7.1. Двухобмоточные трансформаторы с расщеплёнными обмотками	97
7.2. Представление компенсирующих устройств. Виды и назначения устройств.....	102
7.3. Конденсаторная батарея	104
7.4. Установки продольной ёмкостной компенсации	106
7.5. Синхронный компенсатор.....	108
7.6. Статические тиристорные компенсаторы	110
Вопросы для самопроверки.....	112
Лекция 8. Электрические нагрузки и задачи расчётов установившихся режимов.....114	
8.1. Представление электрических нагрузок в схемах замещения электрических сетей.....	114
8.2. Задачи расчёта и анализа установившихся режимов электрической сети.....	118
Вопросы для самопроверки.....	122
Лекция 9. Анализ режима участка электрической сети	123
Вопросы для самопроверки.....	134
Лекция 10. Расчёт установившихся режимов разомкнутых электрических сетей	136
10.1. Расчет по данным, характеризующим начало участка	137
10.2. Расчет режима по данным, характеризующим конец участка.....	140
10.3. Расчет по заданной мощности конца участка и напряжению начала	144
10.4. Расчет по заданной мощности начала и напряжению конца	146
Вопросы для самопроверки.....	148

Лекция 11. Расчет режима линии электропередачи.....	150
11.1. Расчет по данным в начале ЛЭП	150
11.2. Расчет по данным в конце ЛЭП	153
11.3. Расчет режима ЛЭП при известном напряжении в начале участка и мощности нагрузки	156
11.4. Анализ режима холостого хода линии электропередачи.....	159
11.5. Расчет установившегося режима разомкнутой электрической сети.....	162
11.5.1. Расчет по данным в конце сети	163
11.5.2. Расчет по данным в начале сети.....	168
Вопросы для самопроверки.....	172
Лекция 12. Расчёт установившихся режимов простых замкнутых электрических сетей	174
12.1. Расчётные нагрузки и схемы электрических сетей	175
12.2. Анализ электрического режима простейшей замкнутой электрической сети	178
12.3. Расчёт потокораспределения.....	180
12.4. Расчет электрического режима сети с двусторонним питанием	180
12.4.1. Правило моментов для токов.....	181
12.4.2. Правило моментов для мощностей.....	184
Вопросы для самопроверки.....	185
Лекция 13. Методы расчёта и анализа потерь электрической энергии	187
13.1. Метод характерных суточных режимов.....	191
13.2. Метод средних нагрузок	192
13.3. Метод среднеквадратичных параметров режима.....	194
13.4. Метод времени наибольших потерь	196
Вопросы для самопроверки.....	198
Лекция 14. Основы построения схем систем передачи и распределения электрической энергии.....	199
14.1. Требования к схемам электрических сетей.....	199
14.2. Способы присоединения подстанций к электрической сети.....	203
14.3. Типовые схемы распределительных устройств	205
Вопросы для самопроверки.....	211
Лекция 15. Общая постановка и характеристика задачи технико-экономических расчётов.....	212
15.1. Капитальные затраты	212
15.2. Ежегодные издержки	213

15.3. Чистый дисконтированный доход.....	217
15.4. Срок окупаемости капитальных затрат.....	218
15.5. Критерий сравнительной технико-экономической эффективности	218
15.6. Выбор сечения проводов и жил кабелей	222
15.7. Выбор сечений проводов по допустимой потере напряжения.....	225
15.8. Учёт технических ограничений при выборе проводов воздушных линий и жил кабелей	229
15.8.1. Коронирование проводов воздушных линий	229
15.8.2. Механическая прочность проводов воздушных линий.....	229
15.8.3. Термическая стойкость.....	230
Вопросы для самопроверки.....	230
Лекция 16. Показатели и нормы качества электроэнергии. Баланс активной и реактивной мощности и уровень частоты и напряжения в электроэнергетической системе	233
16.1. Нормы основных показателей качества электроэнергии.....	233
16.2. Влияние частоты на работу оборудования.....	239
16.3. Первичное регулирование частоты.....	242
16.4. Вторичное регулирование частоты	246
16.5. Выбор станций для регулирования частоты.....	248
16.6. Регулирование частоты в послеаварийных режимах	249
Вопросы для самопроверки.....	252
Лекция 17. Основы регулирования режимов систем передачи и распределения электрической энергии	254
17.1. Задачи регулирования режимов.....	254
17.2. Регулирование напряжения с помощью трансформаторов с устройствами регулирования под нагрузкой.....	255
17.3. Выбор режимов регулирования напряжения в распределительных электрических сетях.....	267
17.4. Регулирование напряжения изменением потоков реактивной мощности.....	272
Вопросы для самопроверки.....	277
Библиографический список	279

ПРЕДИСЛОВИЕ

Дисциплина «Электроэнергетические системы и сети» является основной, специальной, призванной формировать профессиональную подготовку инженеров – электроэнергетиков направления 140200 «Электроэнергетика» в соответствии с Федеральным государственным образовательным стандартом высшего профессионального образования.

Данный конспект лекций по дисциплине «электроэнергетические системы и сети» (учебное пособие) предназначается для студентов электроэнергетических и электротехнических специальностей вузов. В качестве основного оно может быть использовано студентами, которые специализируются по электроэнергетическим системам, электрическим сетям, электрическим станциям, системам электроснабжения, а как вспомогательное – студентами смежных инженерных специальностей, экономических и педагогических специальностей энергетического профиля. Конспект лекций может быть использован инженерами, бакалаврами, магистрантами, занимающимися эксплуатацией, проектированием, исследованием систем передачи и распределения электрической энергии.

При подготовке конспекта лекций авторы использовали свой многолетний опыт постановки и преподавания дисциплин данного направления в вузе, свои ранее опубликованные работы, результаты, полученные в диссертационных работах аспирантов, выполненных под их руководством.

Материал лекций содержит теорию электроэнергетических сетей и систем передачи и распределения электроэнергии, контрольные вопросы для самопроверки. Данные вопросы могут быть также применены для подготовки системы тестов, используемых при диагностике компетенций студентов по всему материалу дисциплины. Список литературы содержит основные учебники и учебные пособия, изданные ранее по данному направлению, справочники, монографические и периодические источники, которые могут быть использованы для углубленного изучения дисциплины.

Материал данного учебного пособия соответствует требованиям, предъявляемым к дисциплине «Электроэнергетические системы и сети», которые предусмотрены Государственным образовательным стандартом Российской Федерации.

Конспект лекций состоит из 17 лекций, снабженных многочисленными иллюстрациями, схемами и обширным списком контрольных вопросов для самопроверки.

В лекциях с 1 по 8 рассматривается общая характеристика передачи и распределения электрической энергии. Основные понятия, термины, определения, напряжения элементов электрической сети, принципы конструктивного исполнения линий электропередачи, характеристика и расчет параметров схем замещения воздушных и кабельных линий, примеры и схемы замещения двухобмоточных трансформаторов, трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов, двухобмоточные трансформаторы с расщепленными



обмотками низшего напряжения, представление компенсирующих устройств, представление электрических нагрузок в схемах замещения ЭС.

В лекциях с 9 по 13 рассматривается расчет и анализ установившихся режимов электрических сетей, задачи расчета и анализа установившихся режимов электрических сетей, анализ режима участка электрической сети, расчет и анализ установившихся режимов разомкнутых и простых замкнутых электрических сетей, математические модели, методы расчета и анализа потерь электрической энергии, потребление и потери электроэнергии в электрических сетях.

В лекциях с 14 по 17 рассмотрены основы построения схем систем передачи и распределения электрической энергии, требования к схемам электрических сетей, общая постановка и характеристика задачи техникоэкономических расчётов, выбор сечения проводов и жил кабелей, показатели и нормы качества электроэнергии, баланс активной и реактивной мощности и уровень частоты и напряжения в электроэнергетической системе, основы регулирования режимов систем передачи и распределения электрической энергии, качество электроэнергии и его обеспечения.

Авторы надеются, что изложенный материал будет полезен студентам при изучении данного курса и подготовке к зачетам и экзаменам.

ЛЕКЦИЯ 1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ ПЕРЕДАЧИ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ. МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

План

1. Основные понятия и определения.
2. Характеристика системы передачи электрической энергии.
3. Характеристика системы распределения электрической энергии.
4. Типы конфигураций сети.
5. Пример взаимосвязи систем передачи и распределения электрической энергии.

1.1. Основные понятия, термины, определения

Производство электрической энергии концентрируется преимущественно на крупных электростанциях, работающих совместно (параллельно). Центры потребления электрической энергии (промышленные предприятия, города, сельские районы и т. п.) удалены от её источников на десятки, сотни и тысячи километров и распределены на значительной территории.

Для характеристики системы передачи и распределения электрической энергии (ЭЭ) и всей структуры «генерация – передача – потребление» введём некоторые понятия, термины и определения.

Электроустановка – совокупность аппаратов, машин, оборудования и сооружений, предназначенных для производства, преобразования, передачи, распределения или потребления ЭЭ. Электроустановки (ЭУ) разделяют по величине напряжения до 1000 В (низковольтные ЭУ) и выше 1000 В (высоковольтные ЭУ).

Электростанция – электроустановка, служащая для производства (генерации) электрической энергии в результате преобразования энергии, заключённой в природных энергоносителях (уголь, газ, вода и др.) при помощи турбо- и гидрогенераторов.

Подстанция – электроустановка, предназначенная для приёма, преобразования (трансформации) и распределения электроэнергии, состоящая из трансформаторов (автотрансформаторов) и других преобразователей ЭЭ, распределительных и вспомогательных устройств. В зависимости от назначения подстанции выполняются трансформаторными или преобразовательными – выпрямительными, двигатель-генераторными и др. Подстанция может быть повышающей (повысительной), если преобразование величины напряжения переменного тока осуществляется с низшего напряжения на высшее (подстанции электростанций), и понижающей (понизительной) – в случае трансформации высшего напряжения на низшее (подстанции предприятий, городов и др.).



Центр, источник электропитания – источник ЭЭ, на сборных шинах (зажимах) которого осуществляется автоматическое регулирование режима напряжения. Наряду с электростанциями это шины подстанции с трансформаторами, оснащёнными регуляторами напряжения под нагрузкой (РПН), регулируемыми источниками реактивной мощности, линейными регуляторами и др.

Распределительное устройство (РУ) – электроустановка, входящая в состав любой подстанции; предназначена для приёма и распределения электроэнергии на одном напряжении (до 1000 В и более). РУ содержат коммутационные аппараты, устройства управления, защиты, измерения и вспомогательные сооружения.

Наряду с подстанциями электрическая энергия может распределяться на *распределительных пунктах* – устройствах, предназначенных для приёма и распределения ЭЭ на одном напряжении (без трансформации) и не входящих в состав подстанции.

Линия электропередачи (ЛЭП) – электроустановка, предназначенная для передачи электрической энергии на расстояние с возможным промежуточным отбором. Линии выполняют воздушными, кабельными, а также в виде токопроводов на промышленных предприятиях и электростанциях и внутренних проводок в зданиях и сооружениях.

Потребитель ЭЭ, электроприёмник (ЭП) – аппарат, агрегат, механизм (электродвигатель, преобразователь, светильник и др.), потребляющий или преобразующий ЭЭ в другие виды энергии. С позиций структурной иерархии системы передачи и распределения ЭЭ к потребителям может быть отнесена совокупность электрических нагрузок (ЭН) (дом, посёлок, завод и т. д.), получающих электропитание с шин подстанций того или иного напряжения. В ряде случаев в качестве потребителей рассматривают подстанции, от которых осуществляется электроснабжение жилого района, промышленного предприятия и др. объектов.

Элементами системы передачи и распределения ЭЭ являются: линии электропередачи различных конструкций и напряжений (W), устройства продольной и поперечной компенсации (КУ) параметров ЛЭП (установки продольной компенсации и шунтирующие реакторы); трансформаторные подстанции (силовые трансформаторы (T) и автотрансформаторы, выключатели, разъединители, контрольно-измерительные приборы и т. п.); источники реактивной мощности (ИРМ) (конденсаторные батареи, синхронные и статические тиристорные компенсаторы); устройства защиты и автоматики, т. е. автоматические регуляторы (AP), устройства релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА), средства диспетчерского и технологического управления (СДТУ).

Электропередача – это линия с повышающей и понижающей подстанциями, служащая для транзитной передачи электроэнергии от станции к концентрированному потребителю, получающему электроэнергию от шин низшего напряжения понижающей подстанции.

1.1. Основные понятия, термины, определения

Электрическая сеть – объединение преобразующих подстанций, распределительных устройств, переключательных пунктов и соединяющих их линий электропередачи, предназначенных для передачи ЭЭ от электростанции к местам потребления и распределения её между потребителями. Электрическая сеть эквивалентна развитой высоковольтной сети электропередач. Отдельная электропередача в узком смысле представляет собой электрическую сеть. Развитая электрическая сеть, как по составу электроустановок, так и по функциональному назначению, образует систему передачи и распределения электроэнергии.

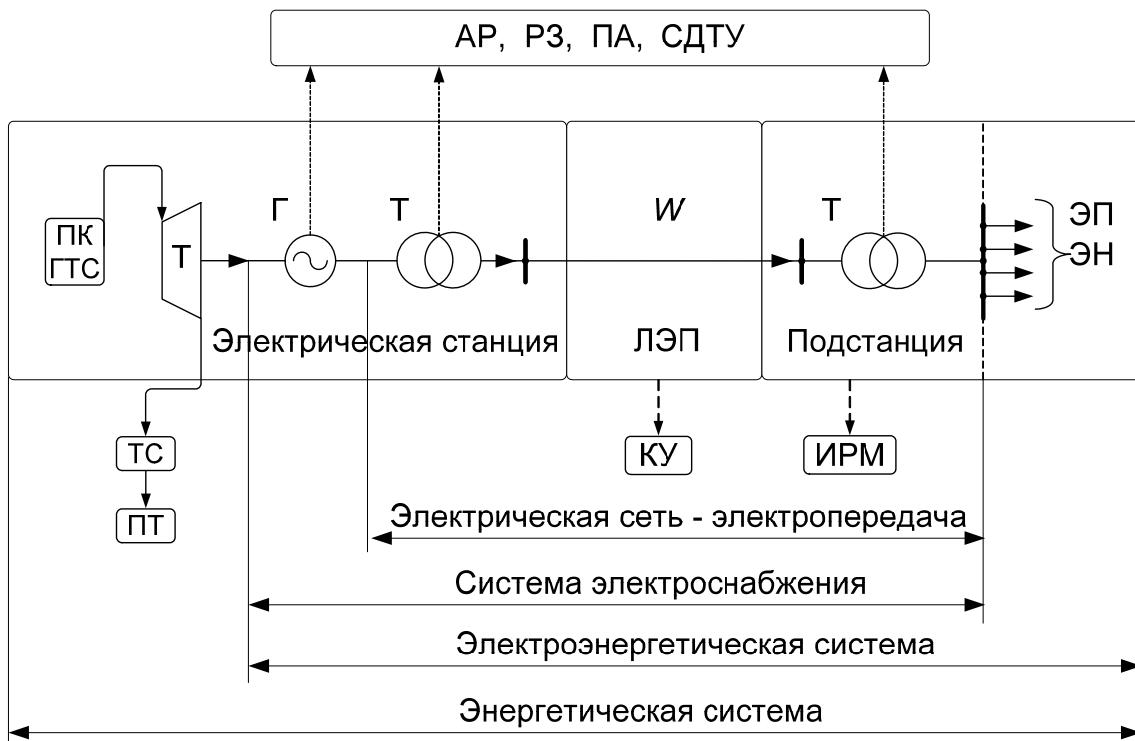


Рис. 1.1. Взаимосвязь объектов, обеспечивающих производство, передачу, распределение и потребление электрической и тепловой энергии

В современных условиях отдельные электропередачи и в целом системы передачи распределения электроэнергии не работают изолированно; они связывают (объединяют) большинство электрических станций в электроэнергетическую систему для совместной (параллельной) работы на общую электрическую нагрузку и централизованного снабжения электроэнергией всех потребителей.

Электроэнергетическая (электрическая) система (ЭЭС) – совокупность электрической части электростанций, электрических сетей (сетей электропередач) и потребителей электроэнергии (электроприёмников), а также устройств управления, регулирования и защиты, объединенных общностью режима и непрерывностью (одновременностью) процессов производства, передачи и потребления электрической энергии.

Энергетическая система (энергосистема) – объединение электростанций, электрических и тепловых сетей (ТС) и ряда установок и устройств для

производства, передачи, распределения и потребления электрической и тепловой энергии. Установки и устройства: источники энергии – паровые котлы (ПК) или гидротехнические сооружения (ГТС), турбины (Т), генераторы (Г); нагрузки – потребители электрические (ЭН) и тепловые (ПТ) и др.

Более широким, чем электрическая сеть, является понятие «система электроснабжения». Она объединяет все электроустановки, предназначенные для обеспечения потребителей электрической энергией. Из [рис. 1.1](#) ясно, что система электроснабжения эквивалентна (с учетом ЭП) электрической части энергетической системы – электроэнергетической системе.

Электрическая сеть или эквивалентная ей система передачи и распределения электрической энергии, являющаяся частью электроэнергетической системы, должна удовлетворять ряду требований: обеспечивать надёжное, а в отдельных случаях бесперебойное электроснабжение, устойчивость работы, питать потребители электроэнергией нормированного качества, удовлетворять условиям экономичности сооружения, эксплуатации и развития (расширения), безопасности и удобства эксплуатации, учитывать возможность выполнения релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики.

1.2. Характеристика системы передачи электрической энергии

Основу системы передачи электрической энергии от электрических станций, её производящих, до крупных районов электропотребления или распределительных узлов ЭЭС составляют развитые сети электропередач или отдельные электропередачи внутрисистемного и межсистемного значения (системообразующие сети) и питающие сети напряжением 220 кВ и выше. Их появление вызвано необходимостью размещения крупных ТЭС и АЭС за пределами жилых зон, а также возможностью выработки части ЭЭ гидроэлектростанциями, расположенными на относительно удаленном расстоянии от городов. Внутрисистемные и межсистемные магистральные линии электропередачи, включая дальние (протяженные) ЛЭП, объединяющие на совместную (параллельную) работу электростанции и наиболее крупные подстанции (районы электропотребления), составляют системообразующую сеть. Назначение такой сети – формирование ЭЭС и одновременно выполнять функции передачи, транзита электрической энергии.

Одним из основных требований, предъявляемых к таким передающим и связующим сетям, является обеспечение надежности и устойчивости их работы, т. е. обеспечение работоспособности во всех возможных состояниях (режимах) – нормальных, ремонтных, аварийных и послеаварийных. Решение этой задачи в значительной мере возлагается на большой комплекс автоматических устройств: управления, релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики. Совокупность магистральных и системообразующих (передающих) электрических сетей и устройств автоматического регулирования образует систему передачи электрической энергии.

Системообразующая сеть, являющаяся основной сетью энергосистем, предназначена для передачи больших потоков мощности (от сотен МВт до нескольких ГВт) отдаленным потребителям (расстояние до 1000 км и более)

и выполняется в основном магистральными линиями электропередачи на переменном токе. Межсистемные линии электропередачи сооружают обычно на напряжение более высокое, чем напряжение внутрисистемных линий соединяемых систем, и включают трансформаторные подстанции по концам. Межсистемные передачи ЭЭ переменным током осуществляются преимущественно на напряжении 500 и 750 кВ. Напряжение 500 кВ используется для системообразующих сетей в энергосистемах со шкалой номинальных напряжений сетей 110–220–500–1150 кВ и напряжение 750 кВ в ОЭС со шкалой 150–330–750 кВ, в которой в качестве следующей ступени возможно напряжение 1800 кВ.

Сети этих напряжений служат для выдачи мощности крупных электростанций, создания межсистемных связей и питания нагрузочных узлов 500/220, 500/110, 330/110(150) кВ и узлов внутрисистемных связей 1150/500, 750/330 кВ. Линии электропередачи 330 кВ, а в некоторых ЭЭС линии 220 кВ, используются для внутрисистемных связей: выдачи мощности и связи крупных электростанций, для питания и объединения центров электроснабжения 330/110(150), 220/110 систем распределения электроэнергии. В мощных концентрированных ЭЭС с развитой сетью 500 кВ сети 220 кВ выполняют, как правило, распределительные функции.

Номинальное напряжение линий электропередачи зависит от передаваемой мощности, количества цепей и расстояния (дальности), на которое передается электроэнергия. Выбор номинальных напряжений выполняют на этапе проектирования систем передачи ЭЭ. В данном случае необходимо отметить, что чем больше передаваемая мощность и протяженность линии, тем выше по техническим и экономическим причинам должно быть номинальное напряжение электропередачи.

Под пропускной способностью электропередачи понимается наибольшая активная мощность трех фаз электропередачи, которую можно передать в длительном установившемся режиме с учетом режимно-технических ограничений.

Обеспечение необходимой пропускной способности электропередачи при удовлетворительных экономических показателях представляет наибольшую техническую трудность. Для обеспечения и повышения пропускной способности системообразующих электропередач по условию устойчивости параллельной работы генераторов станций применяются ряд мероприятий и устройств.

1.3. Характеристика систем распределения электрической энергии

Назначение распределительных сетей – доставка электроэнергии непосредственно потребителям напряжением 6–10 кВ, распределение электроэнергии между подстанциями 6–110/0,38–35 кВ района электропотребления, сбор мощности, производимой небольшими станциями (теплофикационными и гидравлическими), мощности которых составляют десятки, иногда сотни мегаватт.



Непрерывный рост во времени этих мощностей приводит к постоянно-му увеличению номинального напряжения распределительных сетей. Так, ещё до недавнего времени, распределительные функции возлагались, главным образом, на сети 6–35 кВ электроснабжения отдельных групп потребителей. Назначение сетей 110 кВ заключалось в передаче (без промежуточных отборов) этих потоков до зон (территорий) их распределения.

На современном этапе электрификации, развития хозяйственно-экономической деятельности, сопровождающегося увеличением охвата этих территорий и количества крупных энергоёмких предприятий, распределительные функции возлагаются на питающие сети 110 кВ, а в некоторых ЭЭС перешли к разветвлённым линиям электропередачи 220 кВ. Кроме того, рост мощностей, потребляемых промышленными предприятиями, крупными городами, приводит к необходимости применения глубокого ввода линий 110–220 кВ, т. е. максимального приближения повышенных напряжений к узлам, районам электропотребления. Поэтому необходимо отметить условность деления системы передачи и распределения ЭЭ на системообразующие, протяжённые сети (системы передачи ЭЭ) и системы распределения ЭЭ по их номинальному напряжению.

Итак, систему распределения ЭЭ составляют сети напряжением 6–150 (220) кВ, включающие две-три ступени (уровня) напряжения с трансформациями 110 (150)/35/6–10 кВ или 220/35/6–10 кВ. Уровень среднего напряжения (СН) соответствует напряжениям сетей 110–150 (220) кВ, питающимся от сетей высшего напряжения (ВН) 330–750 кВ системы передачи ЭЭ через трансформацию ВН/СН. Уровень низшего напряжения представлен сетями напряжением 6–35 кВ, питающимся от сетей СН с трансформацией СН/НН 110–150 (220)/6–35 кВ или напрямую от сетей ВН с трансформацией ВН/НН с напряжениями 220–330/6–35 кВ. Низковольтные сети 0,22–0,66 кВ также относятся к низшему уровню, образующемуся в результате дополнительной трансформации 6–35/0,22–0,66.

Распределительные сети СН передают мощности в десятки мегаватт, сети НН доставляют мощности потребителям от нескольких сотен киловатт до нескольких мегаватт. Низковольтные, или потребительские сети, питают непосредственно аппараты промышленного или бытового назначения. Нагрузки, питаемые этими сетями 0,22–0,38 кВ (за исключением промышленных), имеют мощности от долей киловатт до нескольких киловатт, в промышленных сетях 0,38–0,66 кВ передаваемая мощность составляет от нескольких десятков и реже до нескольких сотен киловатт.

Электрические сети системы распределения ЭЭ специфичны по структуре (составу), конфигурации и электрическим режимам, и поэтому выделены в отдельный класс напряжением до 150 (220) кВ.

Структура сети определяется их назначением. В частности, сети СН 110–220 кВ, выполняемые, за редким исключением, воздушными линиями, соединены автотрансформаторной связью, содержат крупные подстанции районного значения и могут объединять электростанции небольшой мощности. Сети НН 0,38–35 кВ, рассчитанные на распределение и доставку ЭЭ значительно меньших мощностей, в определённой мере отражают отраслевую

1.3. Характеристика систем распределения электрической энергии

принадлежность и могут быть выполнены как воздушными, так и кабельными. Так, сети 35 кВ внешнего электроснабжения промышленных предприятий и городов, сельской электрификации 0,38–35 кВ выполняются воздушными линиями; городские сети 0,38–10 кВ, сети внутреннего электроснабжения промышленных предприятий преимущественно кабельные.

Во многом режимная специфика распределительных сетей определяется их конфигурацией. Конфигурация схемы сети зависит от взаимного расположения центров питания, приёмных подстанций и от требований обеспечения надёжности (резервирования) электроснабжения.

Распределительные сети могут выполняться разомкнутыми и замкнутыми. При разомкнутой конфигурации – в виде радиальной ([рис. 1.2, а](#)) и магистральной ([рис. 1.2, б](#)) схем с одним центром питания (ЦП). При магистральной конфигурации сети затрачивается меньше проводников и коммутационной аппаратуры, чем при радиальном её исполнении. Кроме того, по причине меньшей суммарной протяжённости ВЛ уменьшается расход опор, изоляторов, линейной арматуры и др. Поэтому магистральные сети дешевле радиальных. Однако они менее надёжны, потому что отключение головного участка выводит из работы все электроприёмники, получающие питание по данной магистрали. Вместе с тем магистральные сети, выполненные шинопроводами, обеспечивают высокую надёжность.

Распределительные сети СН 110–220 кВ снабжают электроэнергией большие районы электропотребления, поэтому выполняются преимущественно резервированными, например, в виде радиально – магистральных схем с одним центром питания ([рис. 1.3](#)). Причём нерезервированные разомкнутые схемы следует рассматривать как первую очередь сооружения (развития) резервированной сети – при возможности их резервирования по сети СН или НН. Двойная радиально-магистральная сеть за счёт дублирования линий (на одних или разных опорах) обеспечивает резервирование питания потребителей ([рис. 1.3](#)). Эта схема характеризуется равномерной загрузкой обеих линий, что соответствует минимуму потерь, не вызывает увеличения токов короткого замыкания в смежных участках сети, позволяет осуществлять чёткое ведение режима работы.

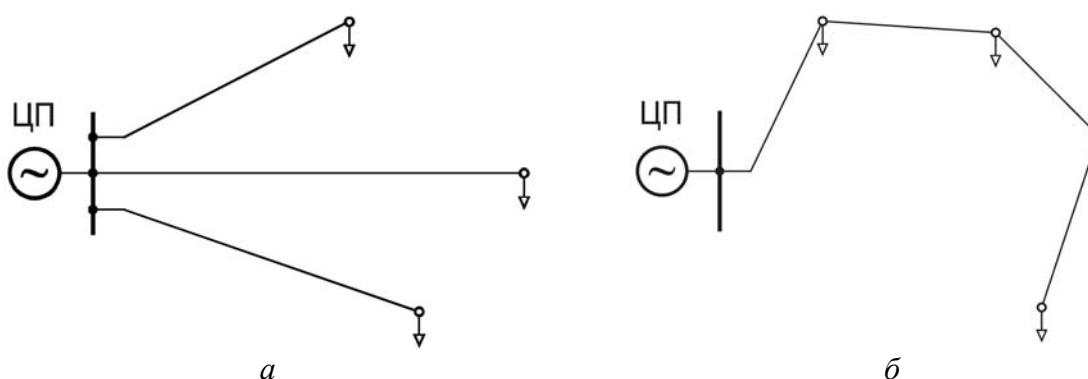


Рис. 1.2. Разомкнутая нерезервированная конфигурация сети:
а – радиальная; б – магистральная

1.3. Характеристика систем распределения электрической энергии

Преимуществами разомкнутых сетей является простая конфигурация схемы, низкая стоимость, минимальные затраты проводникового металла и оборудования. Отсутствие перегрузок в аварийных режимах позволяет вести расчёт и выбирать сечения проводов только по нормальному режиму работы.

Две радиальные нерезервированные сети (рис 1.4), питающиеся от одного центра, при развитии за счёт подключения новых участков, удлиняющих магистраль (показано пунктиром), могут быть преобразованы в замкнутую сеть кольцевой конфигурации (петлевая схема), или в сеть с двумя источниками питания (рис 1.5, а), что позволяет резервировать питание потребителей.

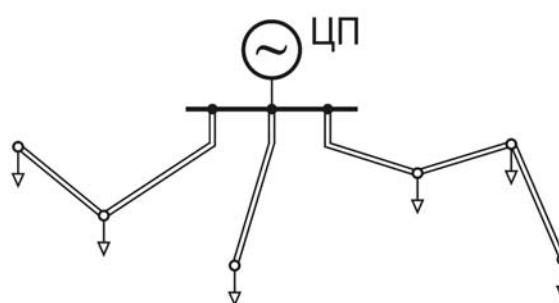


Рис. 1.3. Радиально-магистральная резервированная конфигурация схемы сети

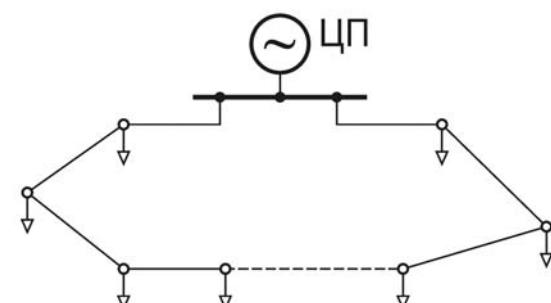


Рис. 1.4. Замкнутая кольцевая конфигурация сети с одним центром питания

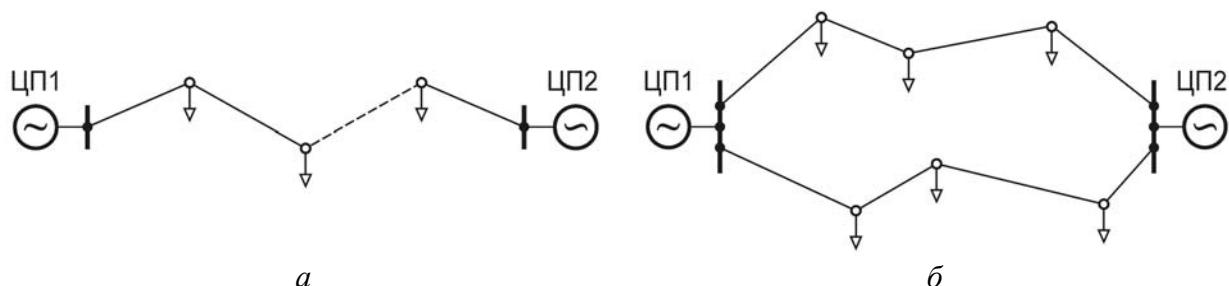


Рис. 1.5. Конфигурация сети с двусторонним питанием:
а – одинарная; б – двойная

Достоинством радиально-магистральной и кольцевой схем является независимость потокораспределения от потоков сети ВН, отсутствие влияния токов коротких замыканий в прилегающих сетях, возможность присоединения подстанций по простейшим схемам.

Широкое применение находят замкнутая одинарная или двойная сеть, опирающаяся на два ЦП (сеть с двусторонним питанием), что позволяет охватить значительную территорию между двумя источниками (рис. 1.5, б). Одинарная сеть от двух ЦП может быть образована в результате развития (показано пунктиром) магистральных участков, подключенных к разным источникам (рис. 1.5, а). Данная конфигурация применяется в сетях 110 кВ для электрификации сельской местности, а также в распределительных сетях 220 кВ, обеспечивая с наименьшими затратами максимальный охват территории.

1.3. Характеристика систем распределения электрической энергии

Возможности данной конфигурации ограничиваются пропускной способностью головных участков, т. е. при отключении одного из них необходимо обеспечить электроснабжение всех подстанций сети; в зависимости от мощности трансформаторов ограничено количество подстанций. Двойная конфигурация ([рис. 1.5, б](#)) обладает большей пропускной способностью, применяется в сетях 110 кВ систем электроснабжения городов, а также в сетях 110–220 кВ для электроснабжения протяжённых потребителей – электрифицируемых железных дорог и трубопроводов.

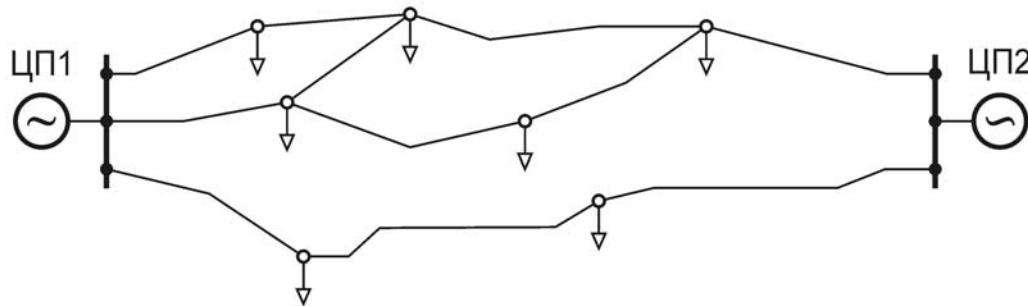


Рис. 1.6. Сложно-замкнутая конфигурация сети

Присоединение новых подстанций в ближайших пунктах с целью снижения суммарной длины линии по сравнению с присоединением по кратчайшему к источнику пути приводит к созданию сложно-замкнутых (много-контурных) конфигураций, обладающих высокой надёжностью электроснабжения ([рис. 1.6](#)). Расчёт, анализ режимов, защита замкнутых сетей, управление ими – задачи более сложные, чем для разомкнутых сетей. Сложно-замкнутые сети дороже радиально-магистральных; их использование выгодно только при большой стоимости перерывов электроснабжения, например, в системах электроснабжения больших городов.

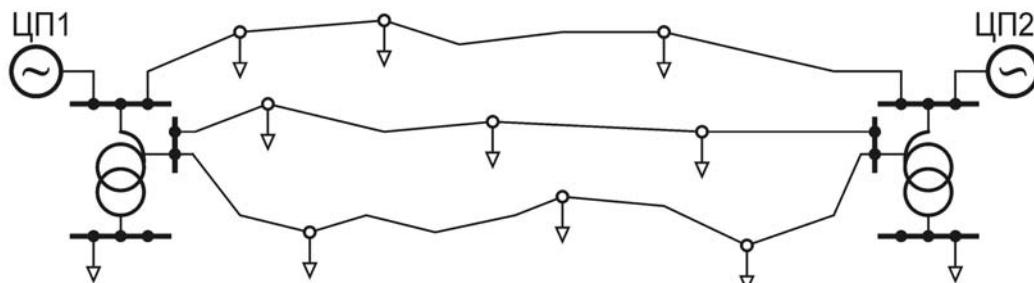


Рис. 1.7. Сложно-замкнутая конфигурация сети двух номинальных напряжений

Распределительные сети НН 0,38–35 кВ выполняют преимущественно разомкнутыми радиальной и магистральной конфигурации, получающими питание от одного ([рис. 1.2](#), [рис. 1.3](#), [рис. 1.4](#)) или двух центров ([рис. 1.5](#), [рис. 1.6](#)). В отдельных случаях эти сети сооружаются как замкнутые ([рис. 1.4](#),

рис. 1.5, а), но эксплуатируемые в разомкнутом режиме (например, в городских сетях).

Главная особенность распределительных сетей НН – их массовость. Количество трансформаторных пунктов, участков сетей достигает в пределах сетевого предприятия несколько сотен. Поэтому в этих сетях для изменения, улучшения режима напряжения используют простые недорогие устройства: трансформаторы без автоматического регулирования и преимущественно нерегулируемые конденсаторные батареи.

Распределительные сети НН и особенно сети 0,38–10 кВ сильно разветвлённые, характеризуются большой суммарной протяжённостью.

Схемное построение и функционирование распределительных сетей определяется требуемой надёжностью электроснабжения, отраслевой принадлежностью, характером потребителей.

1.4. Система передачи и распределения электрической энергии

В п. 1.3 приведена характеристика систем передачи и распределения ЭЭ. Рассмотрим взаимосвязи этих систем на примере.

В качестве примера рассмотрим упрощённую принципиальную схему передачи и распределения электроэнергии в крупном промышленном районе, показывающую взаимную связь между электростанциями (центрами электропитания) и электропотребителями (электроприёмниками) (рис. 1.8).

На гидростанциях средней мощности ГЭС-1 и ГЭС-2, значительно удалённых от центров потребления энергии, электроэнергия трансформируется с повышением напряжения ($U_{r1} = 15,75$ кВ, $U_{r2} = 13,8$ кВ) до 330 кВ через повышающие подстанции ПС1 и ПС2. Связь между гидростанциями и передача электроэнергии ГЭС на приёмную (районную) подстанцию ПС3 осуществляется с помощью двух- и трёхцепных ЛЭП 330 кВ внутрисистемных связей Л1 и Л2 с промежуточным отбором на подстанции ПС4. На подстанции ПС3 напряжение 330 кВ снижается до 110 кВ и передаётся в сложно-замкнутую сеть. В эту же сеть ЭЭ поступает от трёх теплофикационных станций – теплоэлектроцентралей ТЭЦ-1, 2, 3. Объединяющая их сеть 110 кВ, выполняет также функцию распределения электроэнергии в данном промрайоне.

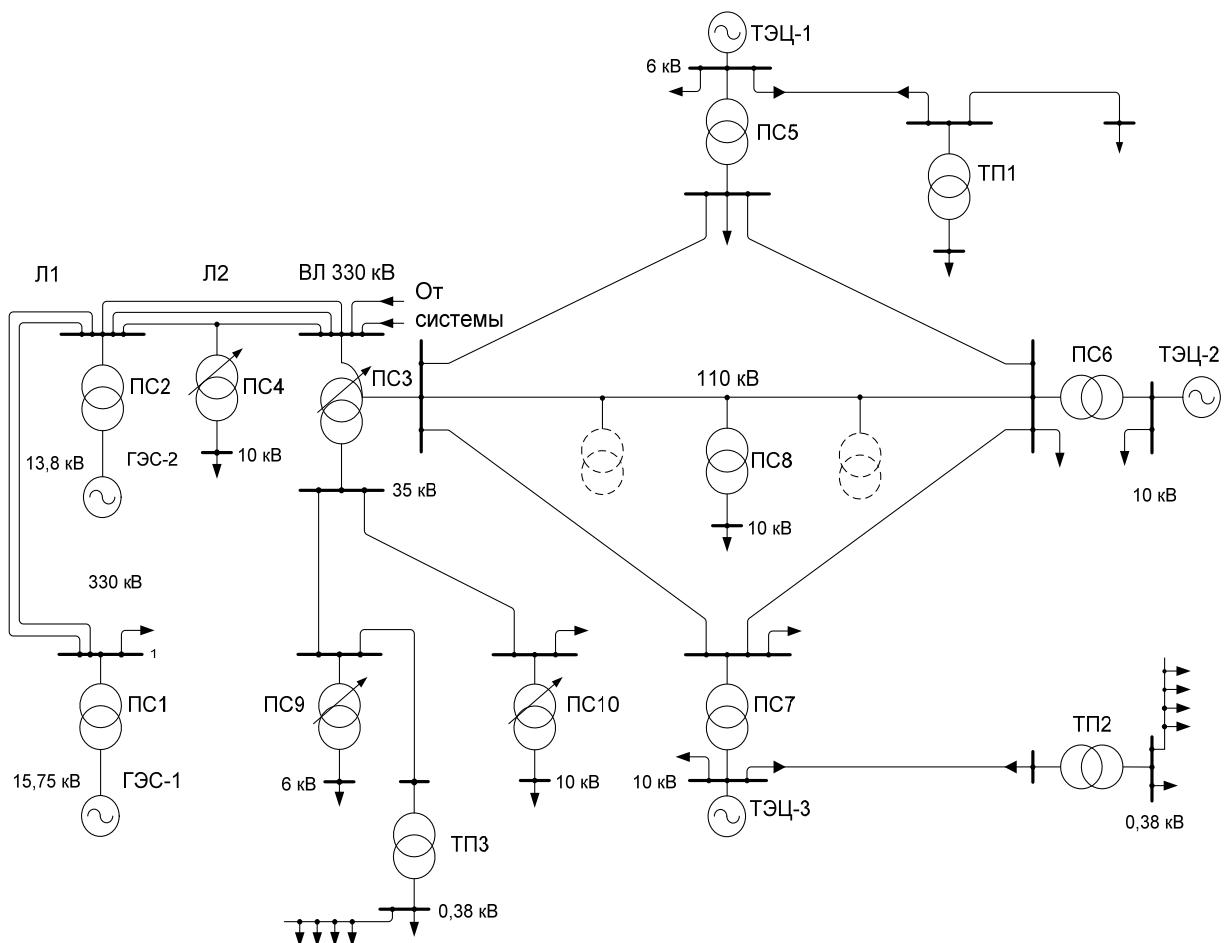


Рис. 1.8. Принципиальная схема передачи и распределения электроэнергии в промышленном районе

Объединение системообразующей (передающих) и распределительных частей данной системы электроснабжения выполняется на приёмной подстанции ПС3 с напряжениями 330/110/35 кВ, имеющей межсистемную связь с соседней ЭЭС через двухцепную ЛЭП 330кВ.

Электроснабжение потребителей, расположенных в районе ТЭЦ, выполнено по кабельным и воздушным линиям 6,10 кВ на генераторном напряжении. Большая часть ЭЭ, вырабатываемая на ТЭЦ, через повышающие трансформаторы подстанций ПС5–ПС7 поступает на шины высшего напряжения, передаётся и распределяется по ВЛ напряжением 110 кВ.

Шины генераторного напряжения ТЭЦ и вторичных напряжений подстанций ПС3–ПС10 являются центрами питания распределительных сетей среднего и низшего напряжения 6–110 кВ, а также низковольтных сетей 0,38 кВ (через потребительские подстанции ТП1–ТП3), осуществляющих электроснабжение предприятий и отдельных электропотребителей, расположенных в данном промрайоне.

Такое общее исполнение системы электроснабжения промрайона позволяет обеспечить надёжное электроснабжение потребителей ЭЭ (электро-приёмники, нагрузки отходящих линий показаны стрелками), включённых в сети различных номинальных напряжений. В данной системе электроснаб-

жения принята система напряжений 330–110–35–10(6)–0,38 кВ. Передача электрической энергии от источников к потребителям и распределение её между ними осуществляется преимущественно ступенями электрических сетей посредством двух-трёх и более трансформаций.

Таким образом, в данной системе электроснабжения можно выделить элементы, формирующие систему передачи электроэнергии: совокупность электропередач выдачи мощности ГЭС и линий межсистемной передачи 330 кВ, и элементы, образующие систему распределения электроэнергии: сложно-замкнутая сеть СН 110 кВ и разветвлённые разомкнутые сети НН 0,38–35 кВ.

Вопросы для самопроверки

1. Почему необходимо передавать (транспортировать) электроэнергию?
2. Какие элементы входят в систему передачи и распределения электроэнергии?
3. Что общего в понятиях «электропередача» и «электрическая сеть» и чем они отличаются?
4. Чем отличаются понятия «система электроснабжения» и «электроэнергетическая система»?
5. Каким требованиям должна удовлетворять система передачи и распределения ЭЭ?
6. Какова роль трансформаторов?
7. Какова классификация линий электропередачи переменного тока?
8. Какие линии составляют системы передачи и распределения ЭЭ?
9. Для чего необходимы автоматические устройства на всех объектах систем передачи и распределения ЭЭ?
10. В чём условность разделения систем передачи и распределения ЭЭ по номинальному напряжению?
11. Какие возможны этапы развития системы передачи ЭЭ?
12. В чём преимущества и недостатки сложнозамкнутых систем передачи ЭЭ?
13. Каково назначение и какими свойствами обладает система распределения ЭЭ?
14. Какие сети составляют систему распределения ЭЭ?
15. Какие уровни (ступени) в ней выделяются?
16. По каким признакам классифицируются распределительные сети?
17. Чем определяется их схемное построение?
18. В чём преимущества и недостатки радиальных и магистральных схем?
19. Как формируются замкнутые сети? Каковы их виды?
20. В каких случаях экономически целесообразно применение сложнозамкнутых сетей?
21. Какие особенности распределительных сетей?

ЛЕКЦИЯ 2. НАПРЯЖЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ. РЕЖИМЫ НЕЙТРАЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

План

1. Номинальные напряжения и классификация электрических сетей.
2. Номинальные напряжения элементов электрических сетей и эпюра напряжения.
3. Режим работы сети до 1000 В с глухозаземлённой нейтралью.
4. Режим работы сети с изолированной нейтралью.
5. Режим работы сети с компенсированной нейтралью.
6. Режим работы высоковольтной сети с глухозаземлённой нейтралью.

2.1. Номинальные напряжения элементов электрических сетей

Каждая электрическая сеть характеризуется номинальным напряжением $U_{\text{ном}}^{\text{сети}}$, на которое рассчитывается её оборудование. Номинальное напряжение обеспечивает нормальную работу электропотребителей (ЭП), должно давать наибольший экономический эффект и определяется передаваемой активной мощностью и длиной линии электропередачи.

ГОСТ 21128–75 введена шкала номинальных междуфазных напряжений электрических сетей и приёмников до 1000 В переменного тока: 220, 380, 660 В.

ГОСТ 721–77 введена шкала номинальных междуфазных напряжений электрических сетей переменного тока выше 1000 В:

0,38, 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750, 1150.

В [табл. 2.1](#). представлена классификация электрических сетей, где показано деление на сети низшего (НН), среднего (СН), высшего (ВН), сверхвысокого (СВН) и ультравысокого (УВН) напряжения.

Таблица 2.1
Классификация электрических сетей

	<1	3–35	110–220	330–750	1150
	НН	СН	ВН	СВН	УВН
Охват территории	Местные	Районные		Региональные	
Назначение	Распределительные			Системообразующие	
Характер потребителей	Гор., пром., с/х			–	



2.1. Номинальные напряжения элементов электрических сетей

Основная электрическая сеть объединённых энергосистем (ОЭС) России сформирована с использованием двух систем номинальных напряжений:

- ОЭС «Северо-Запад» и частично ОЭС «Центр» 330–750 кВ;
- в центральных и восточных объединениях 220–500 (1150) кВ.

Для нормальной работы электропотребителей (электроприёмников) должно выполняться условие: $U_{\text{ном}}^{\text{ЭП}} = U_{\text{ном}}^{\text{сети}}$.

Нагрузка ЭП не остаётся постоянной, а меняется в зависимости от изменения режима работы (например, в соответствии с ходом технологического процесса производства), поэтому напряжение в узлах сети постоянно отклоняется от номинального значения, что снижает качество электроэнергии и влечёт за собой убытки. Исследования показали, что для большинства электроприёмников устойчивая зона ограничена значениями отклонений напряжения $\delta U = \pm 5\%$.

Как правило, напряжение в начале линии больше напряжения в конце и отличается на величину потерь напряжения

$$\Delta U = U_1 - U_2.$$

Для приближения напряжения потребителя U_2 к номинальному напряжению электрической сети и обеспечения качественной энергией номинальные напряжения генераторов $U_{\text{ном}}^{\Gamma}$ установлены ГОСТом на 5 % больше номинального напряжения сети

$$U_{\text{ном}}^{\Gamma} = 1,05 U_{\text{ном}}^{\text{сети}}.$$

Так как первичные обмотки повышающих трансформаторов непосредственно подключены к зажимам генераторов, то их номинальные напряжения $U_{1\text{ном}}$ должны быть одинаковыми

$$U_{\text{ном}}^{\Gamma} = U_{1\text{ном}} = 1,05 U_{\text{ном}}^{\text{сети}}.$$

Первичные обмотки понижающих трансформаторов являются потребителями по отношению к сетям, от которых они питаются, поэтому должно выполняться условие

$$U_{1\text{ном}} = U_{\text{ном}}^{\text{сети}}.$$

В последнее время промышленность выпускает понижающие трансформаторы напряжением 110–220 кВ с напряжением первичной обмотки на 5 % больше номинального напряжения сети

$$U_{1\text{ном}} = 1,05 U_{\text{ном}}^{\text{сети}}.$$



2.1. Номинальные напряжения элементов электрических сетей

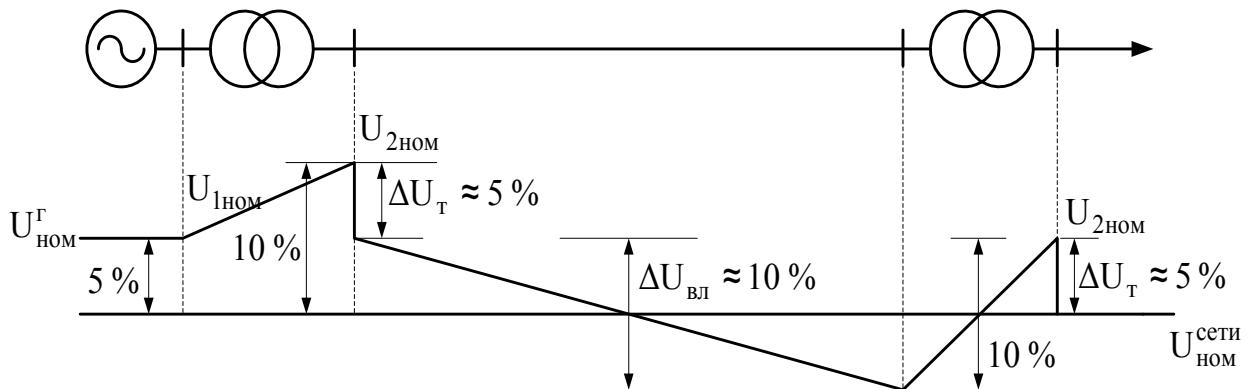


Рис. 2.1. Эпюра напряжения

Вторичные обмотки как понижающих, так и повышающих трансформаторов являются источниками по отношению к питаемой ими сети. Номинальные напряжения вторичных обмоток $U_{2\text{ном}}$ имеют значения на 5–10 % больше номинального напряжения этой сети

$$U_{1\text{ном}} = (1,05 \div 1,1)U_{\text{сети ном}}.$$

Это делается для того, чтобы компенсировать падение напряжения в питаемой сети. На [рис. 2.1](#) представлена эпюра напряжения, которая наглядно иллюстрирует вышесказанное.

2.2. Режимы нейтралей электрических сетей

Нулевая точка (нейтраль) трехфазных электрических сетей может быть заземлена наглухо ([рис. 2.2, а](#)), заземлена через высокоомное сопротивление ([рис. 2.2, б](#)) или же изолирована от земли ([рис. 2.2, в](#)).

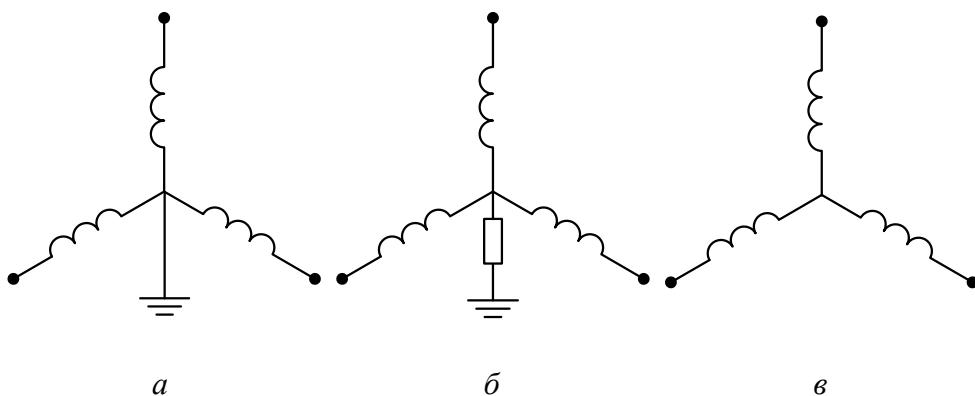


Рис. 2.2. Нулевая точка трехфазных электрических сетей: а – заземленная наглухо; б – заземленная через высокоомное сопротивление; в – изолированная от земли

2.2. Режимы нейтралей электрических сетей

Режим нейтрали в электрических сетях до 1000 В определяется безопасностью обслуживания сетей, а в сетях выше 1000 В – бесперебойностью электроснабжения, экономичностью и надежностью работы электроустановок. Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) работа электроустановок напряжением до 1000 В допускается как с глухозаземленной, так и с изолированной нейтралью.

2.2.1. Режим нейтрали сетей до 1000 В с глухозаземленной нейтралью

Наиболее распространенные – четырёхпроводные сети трехфазного тока напряжением 380/220, 220/127, 660/380 ([рис. 2.3](#)) (числитель соответствует линейному напряжению, а знаменатель – фазному напряжению). Именно с этими сетями соприкасается широкий круг лиц, и ПУЭ требует глухого заземления нейтрали.

Лампы накаливания включаются на фазное напряжение (между фазным проводом и нулевым). Двигатели включаются на все три фазы А, В и С. Корпус двигателя, а также все другие металлические части заземляются в целях безопасности или присоединяются к нулевому проводу.

Замыкание на землю любой фазы приводит к короткому замыканию (КЗ). Ток однофазного КЗ ограничивается сопротивлением заземляющего устройства, т. к. это сопротивление невелико. При фазном напряжении ток достигает значительной величины и воздействует на защитное устройство фазы – предохранитель (может быть автомат с тепловым или магнитным расцепителем). Устройство срабатывает (предохранитель перегорает) и отключает поврежденную фазу. Сеть продолжает работать в неполнофазном режиме. Напряжение двух оставшихся в работе фаз не превышает фазного значения.

К таким потребителям относятся: освещение, нагревательные приборы, сварочные устройства и др.

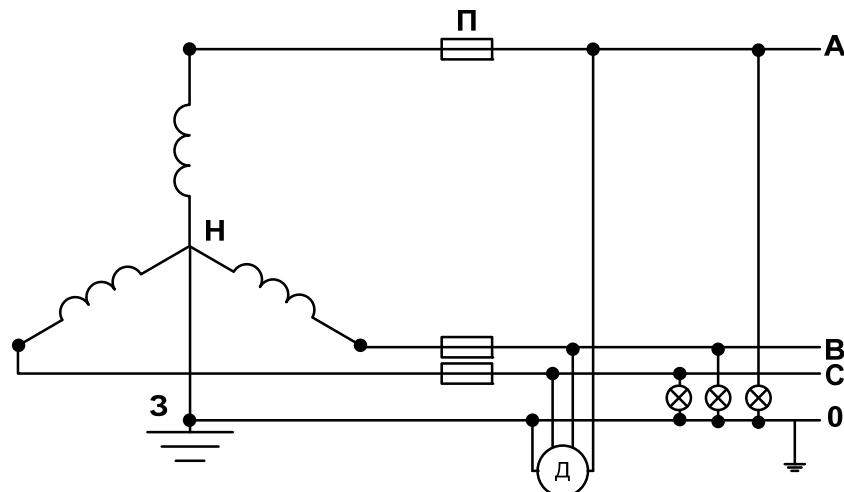


Рис. 2.3. Четырёхпроводная сеть трехфазного тока

Повреждение изоляции оборудования на корпус приводит к КЗ и к отключению места повреждения.

Трехфазные потребители (двигатели) при однофазном КЗ оказываются включенными на несимметричную систему напряжения, что особенно опасно для двигателей. Электромагнитное поле теряет свои свойства и становится пульсирующим. Вращающий момент двигателя уменьшается, двигатель останавливается, сопротивление уменьшается, что приводит к резкому увеличению потребляемых ими токов. Это ведет к нагреву обмоток машины. Необходимо быстрое их отключение защитой. Глухозаземленная нейтраль применяется в разветвленных сетях. Недостаток глухозаземленных нейтралей – значительный ток однофазного КЗ, подлежащий немедленному отключению защитой поврежденного участка, и как следствие – убытки от недоотпуска электроэнергии.

2.2.2. Низковольтные сети с изолированной нейтралью

Это трёхпроводные сети, которые нашли применение для питания особо ответственных потребителей при малой разветвленности сетей при обеспечении в сетях контроля фазной изоляции. Это сети, угольные шахты, горные карьеры, вентиляционные установки, цехи с повышенной опасностью выделения токсичных газов.

В таких сетях замыкание на землю не приводит к КЗ, не сопровождается протеканием больших токов и не является опасным. Такое замыкание называется простым и не приводит к отключению поврежденной фазы ([рис. 2.4, а](#)).

Напряжение на двух неповрежденных фазах увеличивается в $\sqrt{3}$ раз до линейного значения ([рис. 2.4, б](#)). Междуфазные (линейные) напряжения не изменяются, и следовательно, не изменяются условия работы электропотребителей, включенных на линейное напряжение, что обуславливает бесперебойность электроснабжения. Время нахождения неповрежденных фаз под повышенным напряжением ограничено двумя часами. Длительная работа установок с заземленной на землю фазой недопустима, т. к. может привести еще к одному простому замыканию, и эти два замыкания представляют собой уже двухфазное КЗ на землю, сопровождающееся большим током КЗ, и выходу из строя оборудования.

2.2. Режимы нейтралей электрических сетей

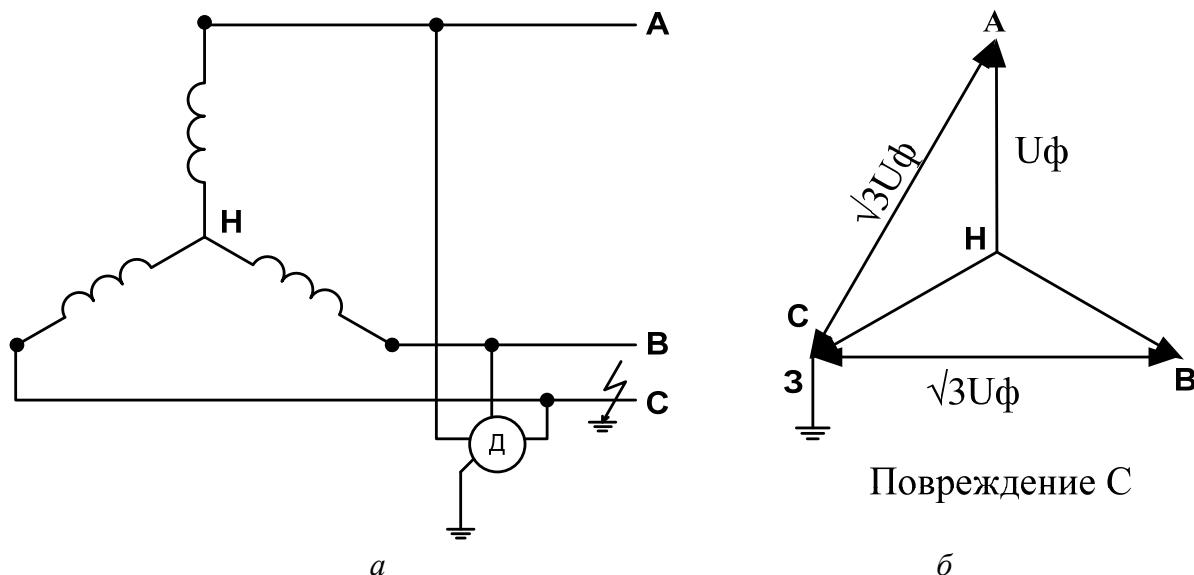


Рис. 2.4. Сеть с изолированной нейтралью: *a* – схема;
б – векторная диаграмма напряжений при замыкании фазы на землю

В сетях с изолированной нейтралью должен быть систематический контроль изоляции и быстрое устранение повреждения или автоматическое отключение поврежденной фазы. Изоляция должна выдерживать напряжение между фазой и землей (U_ϕ).

Разрушение изоляции протекает медленно и заканчивается пробоем. Поэтому задачей персонала является своевременность выявления и устранения дефектов изоляции.

Для этого используется свойство симметричной системы фазных напряжений.

При отсутствии замыканий на землю вольтметры V_1 показывают примерно одинаковые значения фазных напряжений. Различие может быть не значительным, что объясняется неравномерной нагрузкой по фазам. Вольтметр V_2 измеряет геометрическую сумму системы трехфазных векторов, и его показатели близки к нулю. При замыкании фазы С на землю показания вольтметров фаз А и В приближаются к линейным значениям.

$$U_A \rightarrow U_L; \quad U_B \rightarrow U_L; \quad U_C \approx 0.$$

2.2. Режимы нейтралей электрических сетей

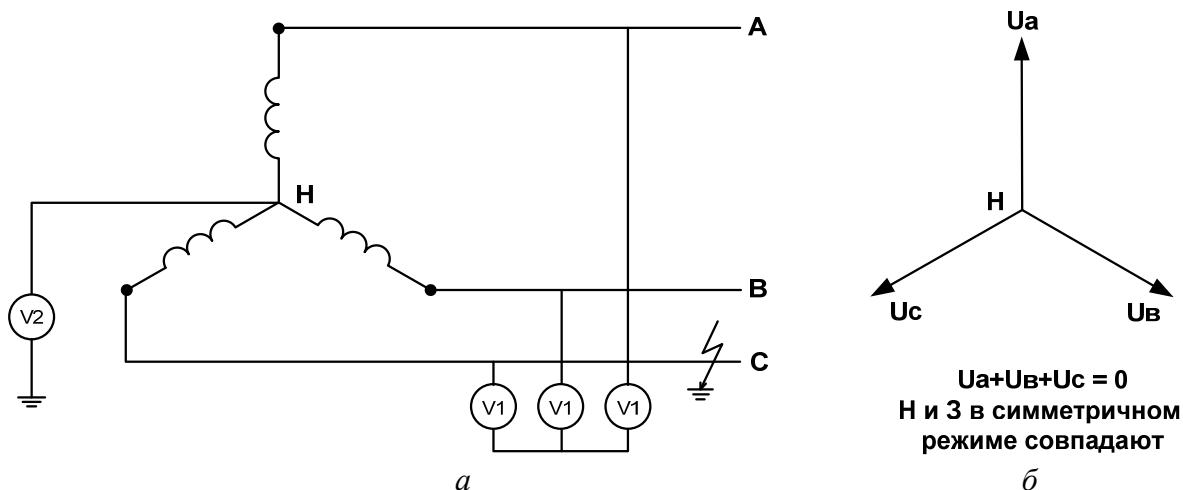


Рис. 2.5. Сеть с изолированной нейтралью: *а* – схема контроля состояния изоляции; *б* – векторная диаграмма напряжений при отсутствии замыканий

Показание вольтметра V_2 уже будет значительно отличаться от нуля (земля как бы переместилась в точку С), а напряжение между фазой А или В и землей возросло до линейного (рис. 2.6). Изоляция должна быть усилена, чтобы выдержать в $\sqrt{3}$ раз большее напряжение.

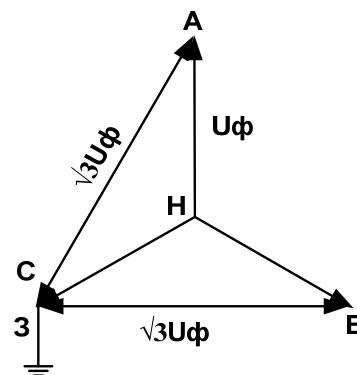


Рис. 2.6. Векторная диаграмма напряжений при замыкании фазы С на землю

Электрические сети напряжением выше 1000 В по режиму нейтрали делятся на сети с малым током замыкания на землю (≤ 500 А и $3\div 35$ кВ) и сети с большим током замыкания на землю (> 500 А и $U \geq 110$ кВ).

Сети с малым током замыкания на землю работают с изолированной или компенсированной нейтралью.

2.2.3. Высоковольтные сети с изолированной нейтралью

Потребитель включен на линейное напряжение, нейтраль и земля в симметричном режиме совпадают. Напряжение, которое должна выдерживать изоляция, – это напряжение между фазой и землей.

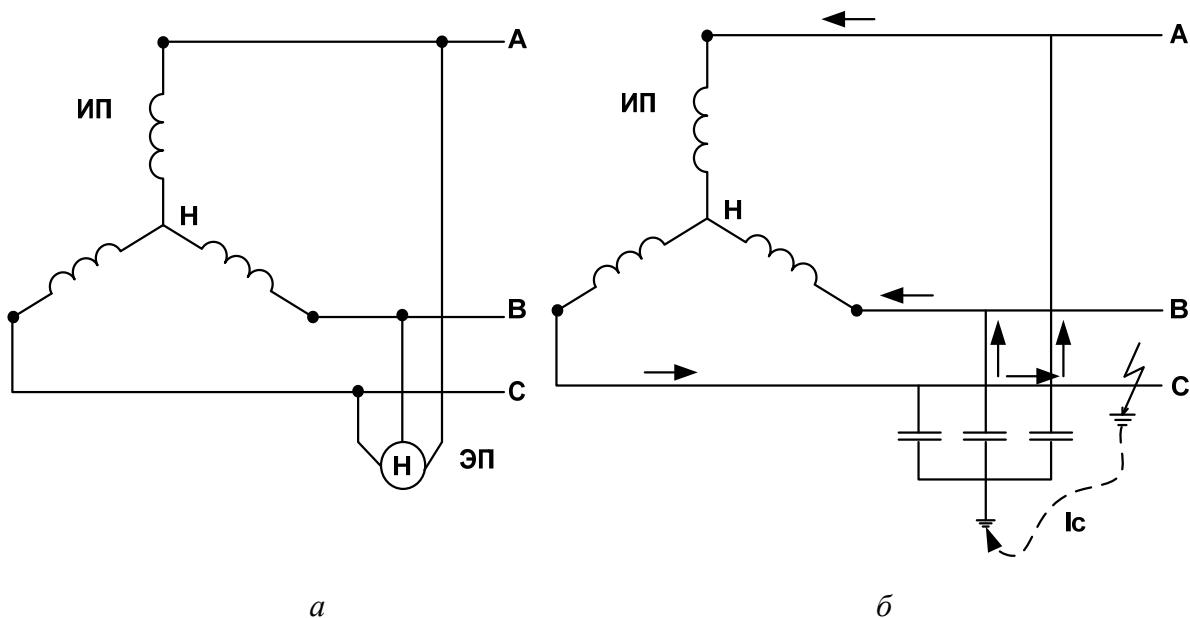


Рис. 2.7. Высоковольтная сеть с изолированной нейтралью: *a* – схема; *б* – распределение емкостных токов при замыкании фазы на землю

$$U_0 = 0; \quad I_{CB} = I_{CA} = I_{\tilde{N}\tilde{N}} = U_\phi \frac{1}{\omega C}.$$

Произошло замыкание фазы С на землю. Ток от места замыкания потечет в емкости неповрежденных фаз А и В, а затем по линиям через нейтраль к месту повреждения (рис. 2.7). Напряжение потребителя не изменилось, оно осталось линейным. Напряжение фаз увеличилось в $\sqrt{3}$ раз ($\sqrt{3}U_\phi$).

Емкостный ток на землю поврежденной фазы равен нулю, а емкостный ток каждой из двух неповрежденных увеличивается в $\sqrt{3}$ раз (пропорционально увеличению напряжения). В этом случае

$$U_0 = U_\phi; \quad \sqrt{3}I_{CA} + \sqrt{3}I_{CB} = 3I_C; \quad I_{\tilde{N}\tilde{N}} = 0.$$

Суммарный ток замыкания на землю равен сумме токов неповрежденных фаз и будет протекать через место повреждения фазы на землю, замыкаясь через источник питания (рис. 2.8).

Необходимо принять меры для устранения замыкания на землю, чтобы оно не перешло в двухфазное КЗ.

Замыкание фазы на землю приводит к возникновению перемежающейся дуги (то есть дуга непроизвольно гаснет и возникает), что приводит к перенапряжениям в неповрежденных фазах. Амплитуда дуговых перенапряжений может достигать $(2,5 \div 3,2)U_\phi$. Это разрушает изоляцию фаз.

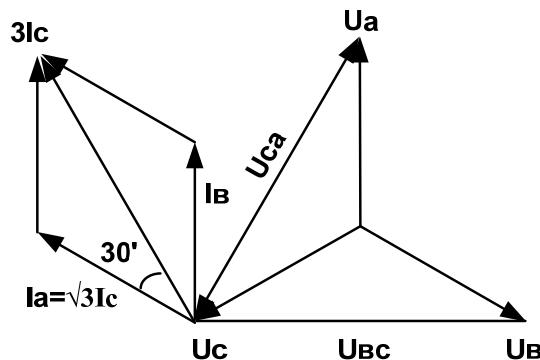


Рис. 2.8. Векторная диаграмма напряжений и ёмкостных токов

С целью снижения дуговых перенапряжений применяется компенсация ёмкостного тока.

2.2.4. Высоковольтные сети с компенсированной нейтралью

Эти сети также относят к сетям с малым током замыкания на землю ([рис. 2.9](#)).

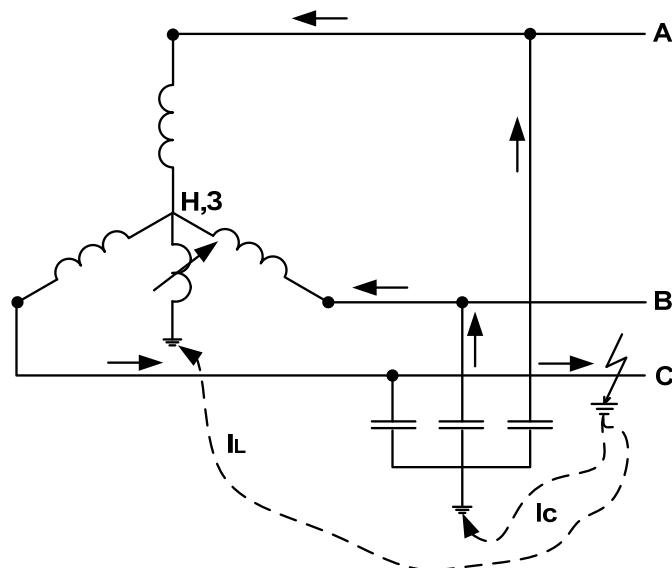


Рис. 2.9. Распределение токов в сети с компенсированной нейтралью при замыкании фазы на землю

Так как потенциал нейтрали и земли в симметричной системе одинаков, ток в катушку в нормальном режиме не потечет.

Дугогасящая катушка устанавливается в нейтрали для компенсации ёмкостных токов.

При замыкании на землю фазы C , как и в сети с изолированной нейтралью, напряжение фаз A и B увеличивается в $\sqrt{3}$ раз (до линейного значения), а напряжение между нейтралью и землей становится равным фазному на-

2.2. Режимы нейтралей электрических сетей

пряжению. Под действием этой разницы напряжений от места повреждения потечет ток в катушку (I_L) и одновременно в емкости фаз А и В (I_C). Ток в месте замыкания на землю равен сумме токов $I_L + I_C$. Сопротивление катушки подбирают таким образом, чтобы индуктивный ток I_L , проходящий через катушку, был равен по величине суммарному емкостному току $3I_C$, проходящему через фазовые емкости сети.

Так как индуктивный ток и емкостный направлены противоположно, то они будут компенсировать друг друга, и дуга погаснет ([рис. 2.10](#)).

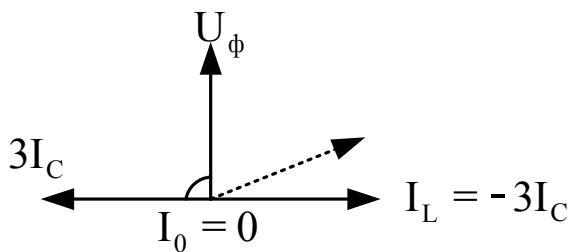


Рис. 2.10. Векторная диаграмма токов и напряжений при компенсации емкостного тока

Такая настройка катушки называется резонансной. Практически добиться полной компенсации сложно, и поэтому в месте повреждения всегда имеется остаточный ток (из-за наличия активного сопротивления катушки и сети и неточности настройки катушки)

$$\Delta I = I_L - I_C^{\Sigma} .$$

При таком токе дуга не возникает и нет перенапряжения. В сетях с компенсированной нейтралью вероятность перенапряжений меньше, чем в сетях с изолированной нейтралью. Основной недостаток – требуется усиление изоляции и установка дугогасящей катушки. Преимущества – как и в сетях с изолированной нейтралью: при замыкании на землю одной из фаз потребитель не отключается.

2.2.5. Высоковольтные сети с глухозаземленной нейтралью

К таким сетям относятся сети с номинальным напряжением 110 кВ и выше и большим током замыкания на землю ($I_3 > 500$ А). Нейтральная точка трансформаторов соединяется с заземляющим устройством через незначительное (< 1 Ом) сопротивление. В нормальном режиме в сети, кроме рабочих, протекают емкостные токи I_C . При симметрии трехфазной системы $\sum I_C = 0$ ток в нейтраль не течет. Емкостный ток I_C мал по сравнению с индуктивным I_L .

При замыкании на землю образуется короткозамкнутый контур (включен на ЭДС фазы), включающий сопротивление заземляющего устройства,

2.2. Режимы нейтралей электрических сетей

земли и участка линии от точки замыкания до нулевой точки ([рис. 2.11](#)). Ввиду незначительного сопротивления названных участков замкнутого контура замыкание на землю является коротким и сопровождается большими токами, которые отключаются устройствами РЗ (десятиные доли секунд).

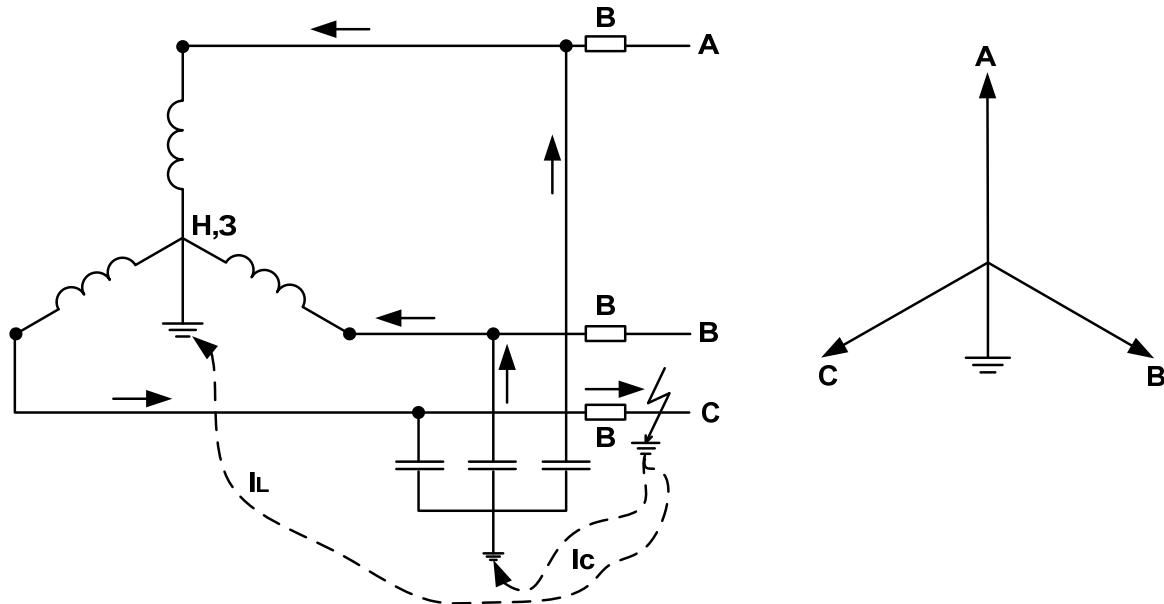


Рис. 2.11. Сеть высокого напряжения: *a* – схема; *б* – векторная диаграмма напряжений в нормальном режиме

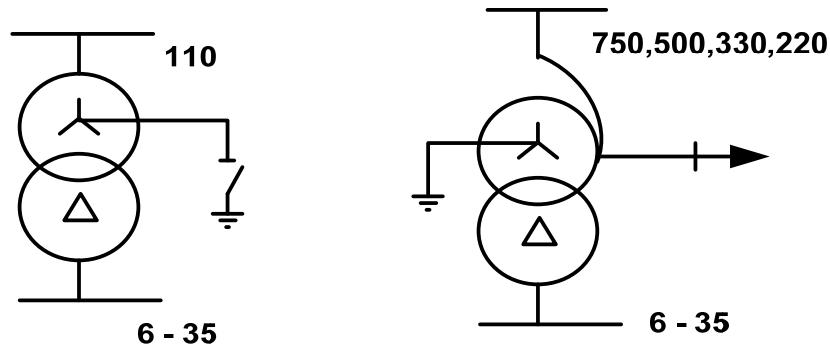


Рис. 2.12. Состояние нейтрали трансформаторов: *a* – раззаземленная; *б* – заземленная

Глухозаземленная нейтраль наряду с компенсированной является одним из эффективных способов снижения перенапряжений. Это позволяет уменьшить требуемую изоляцию, а значит, и капитальные вложения в сеть.

Недостатки:

- отключение КЗ приводит к перерыву в электроснабжении;
- требуются капитальные вложения в сложную систему металлоемких заземляющих устройств для приема больших токов КЗ;
- в ряде случаев ток однофазного КЗ превышает ток трехфазного КЗ, и часть нейтралей трансформаторов разземляют ([рис. 2.12](#)).

Таблица 2.2

Режимы нейтралей

	Область применения	Преимущества	Недостатки
Сети до 1000 В с глухозаземленной нейтралью	Четырехпроводные сети 380/220, 220/127, 660/380 В		Дополнительный расход металла на нулевой провод
Сети до 1000 В с изолированной нейтралью	Трехпроводные сети 660В, 220 В при наличии ламп накаливания и двигателей	Меньший расход провода, так как три провода	Систематический контроль изоляции
Сети с изолированной нейтралью с малым током замыкания на землю	До 35 кВ	При замыкании на землю потребитель не отключается	Усиление изоляции между фазой и землей
Сети с компенсированной нейтралью при малом токе замыкания на землю	КЛ и ВЛ 35 кВ	Компенсация емкостного тока током индуктивной катушки. Потребитель не отключается	Требуется дугогасящая катушка, усиление изоляции между фазой и землей
Сети с глухозаземленной нейтралью при большом токе замыкания на землю	110кВ и выше, часть трансформаторов на 110 кВ и 220 кВ разземляют	Не нужно усиливать изоляцию	Отключение потребителя при КЗ

Разземляют, как правило, трансформаторы в сетях 110 кВ и повышающие трансформаторы на 220 кВ, если такой режим работы оговорен изготовителем. Автотрансформаторная связь может существовать только в сетях с глухозаземленной нейтралью.

Вопросы для самопроверки

1. Что такое номинальное напряжение?
2. Каков номинальный ряд напряжений электрических сетей?
3. Какова классификация электрических сетей по напряжению, охвату территории, назначению?
4. Почему напряжение в узлах сети постоянно изменяется, а не остаётся постоянным?
5. Что делается для того, чтобы скомпенсировать падение напряжения в питаемой сети?
6. Какие Вы знаете режимы нейтралей электрической сети в зависимости от напряжения?
7. Почему применяется глухозаземлённая нейтраль в низковольтных сетях?



8. Какие недостатки глухозаземлённой нейтрали?
9. Какое время работы неповреждённых фаз под повышенным напряжением для низковольтной сети с изолированной нейтралью?
10. Насколько опасно замыкание на землю в низковольтных сетях с изолированной нейтралью?
11. Какое напряжение должна выдерживать изоляция?
12. После замыкания фазы на землю в высоковольтной сети с изолированной нейтралью по какому пути потечёт ток?
13. После замыкания фазы на землю в высоковольтной сети с изолированной нейтралью каким будет напряжение фаз?
14. К чему может привести замыкание фазы на землю в высоковольтной сети с изолированной нейтралью?
15. Для чего устанавливают дугогасящую катушку в сетях с компенсированной нейтралью?
16. Какая настройка катушки называется резонансной?
17. Где вероятность перенапряжения меньше: в сетях с изолированной нейтралью или компенсированной нейтралью?
18. Какие сети относятся к высоковольтным с глухозаземлённой нейтралью?
19. В каком случае в сетях с глухозаземлённой нейтралью возникает короткозамкнутый контур?
20. Для чего разземляют нейтрали трансформаторов?
21. Каковы преимущества сети с глухозаземленной нейтралью при большом токе замыкания на землю?

ЛЕКЦИЯ 3. ПРИНЦИПЫ КОНСТРУКТИВНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

План

1. Назначение воздушных линий электропередачи.
2. Конструктивное исполнение воздушных линий.
3. Опоры ВЛ.
4. Провода ВЛ.
5. Грозозащитные тросы.
6. Изоляторы.
7. Кабельные линии электропередачи.
8. Особенности исполнения КЛ низкого и высокого напряжения.

Линии электропередачи – центральный элемент системы передачи и распределения ЭЭ. Линии выполняются преимущественно воздушными и кабельными. На энергоемких предприятиях применяют также токопроводы, на генераторном напряжении электростанций – шинопроводы; в производственных и жилых зданиях – внутренние проводки.

Выбор типа ЛЭП, ее конструктивного исполнения определяется назначением линии, местом расположения (прокладки) и соответственно определяется ее номинальным напряжением, передаваемой мощностью, дальностью электропередачи, площадью и стоимостью занимаемой (отчуждаемой) территории, климатическими условиями, требованиями электробезопасности и технической эстетики и рядом других факторов и в конечном счете экономической целесообразностью передачи электрической энергии. Указанный выбор производится на стадиях принятия проектных решений.

3.1. Воздушные линии электропередачи

Воздушными называются линии, предназначенные для передачи и распределения ЭЭ по проводам, расположенным на открытом воздухе и поддерживаемым с помощью опор и изоляторов. Воздушные ЛЭП сооружаются и эксплуатируются в самых разнообразных климатических условиях и географических районах, подвержены атмосферному воздействию (ветер, гололед, дождь, изменение температуры). В связи с этим ВЛ должны сооружаться с учетом атмосферных явлений, загрязнения воздуха, условий прокладки (слабозаселенная местность, территория города, предприятия) и др. Из анализа условий ВЛ следует, что материалы и конструкции линий должны удовлетворять ряду требований: экономически приемлемой стоимостью, хорошей электропроводностью и достаточной механической прочностью материалов проводов и тросов, стойкостью их к коррозии, химическим воздействи-



3.1. Воздушные линии электропередачи

виям; линии должны быть электрически и экологически безопасны, занимать минимальную территорию.

Конструктивное исполнение воздушных линий. Основными конструктивными элементами ВЛ являются опоры, провода, грозозащитные троцы, изоляторы и линейная арматура.

По конструктивному исполнению опор наиболее распространены одно- и двухцепные ВЛ. На трассе линии могут сооружаться до четырех цепей. Трасса линии – полоса земли, на которой сооружается линия. Одна цепь высоковольтной ВЛ объединяет три провода (комплекта проводов) трехфазной линии, в низковольтной – от трех до пяти проводов. В целом конструктивная часть ВЛ (рис. 3.1) характеризуется типом опор, длинами пролетов, габаритными размерами, конструкцией фаз, количеством изоляторов.

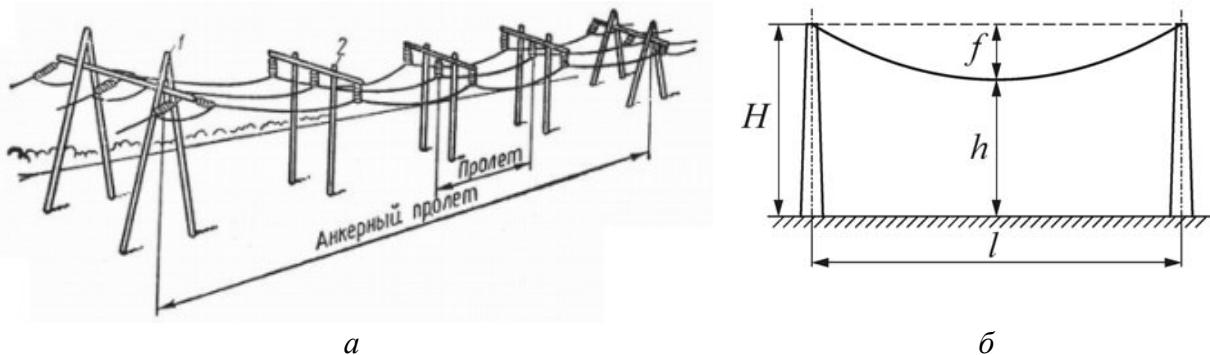


Рис. 3.1. Конструкционная схема одноцепной воздушной линии: *а* – 1 – анкерная опора, 2 – промежуточная опора; *б* – основные характеристики габаритного пролета ВЛ

Длины пролетов ВЛ l выбирают по экономическим соображениям, т. к. с увеличением длины пролета возрастает провис проводов, необходимо увеличить высоту опор H , чтобы не нарушить допустимый габарит линии h (рис. 3.1, *б*), при этом уменьшится количество опор и изоляторов на линии. Габарит линии – наименьшее расстояние от нижней точки провода до земли (воды, полотна дороги) должно быть таким, чтобы обеспечить безопасность движения людей и транспорта под линией. Это расстояние зависит от номинального напряжения линии и условий местности (населенная, ненаселенная). Расстояние между соседними фазами линии зависит главным образом от ее номинального напряжения. Конструкция фазы ВЛ в основном определяется количеством проводов в фазе. Если фаза выполнена несколькими проводами, она называется расщепленной. Расщепленными выполняют фазы ВЛ высокого и сверхвысокого напряжения. При этом в одной фазе используют два провода при 330 (220) кВ, три – при 500 кВ, четыре-пять – при 750 кВ, восемь, одиннадцать – при 1150 кВ.

Опоры воздушных линий. Опоры ВЛ – конструкции, предназначенные для поддерживания проводов на необходимой высоте над землей, водой, или каким-то инженерным сооружением. Кроме того, на опорах в необходи-

мых случаях подвешивают стальные заземленные тросы для защиты проводов от прямых ударов молний и связанных с этим перенапряжений.

Типы и конструкции опор разнообразны. В зависимости от назначения и размещения на трассе ВЛ они подразделяются на промежуточные и анкерные. Отличаются опоры материалом, исполнением и способом крепления, подвязки проводов. В зависимости от материала они бывают деревянные, железобетонные и металлические.

Промежуточные опоры наиболее простые, служат для поддерживания проводов на прямых участках линии. Они встречаются наиболее часто; доля их в среднем составляет 80–90 % общего числа опор ВЛ. Провода к ним крепят с помощью поддерживающих (подвесных) гирлянд изоляторов или штыревых изоляторов. Промежуточные опоры в нормальном режиме испытывают нагрузку в основном от собственного веса проводов, тросов и изоляторов, подвесные гирлянды изоляторов свисают вертикально.

Анкерные опоры устанавливают в местах жесткого крепления проводов; они делятся на концевые, угловые, промежуточные и специальные. Анкерные опоры, рассчитанные на продольные и поперечные составляющие тяжения проводов (натяжные гирлянды изоляторов расположены горизонтально), испытывают наибольшие нагрузки, поэтому они значительно сложнее и дороже промежуточных; число их на каждой линии должно быть минимальным.

В частности, концевые и угловые опоры, устанавливаемые в конце или на повороте линии, испытывают постоянное тяжение проводов и тросов: одностороннее или по равнодействующей угла поворота; промежуточные анкерные, устанавливаемые на протяженных прямых участках, также рассчитываются на одностороннее тяжение, которое может возникнуть при обрыве части проводов в примыкающем к опоре пролете.

Специальные опоры бывают следующих типов: переходные – для больших пролетов пересечения рек, ущелий; ответвительные – для выполнения ответвлений от основной линии; транспозиционные – для изменения порядка расположения проводов на опоре.

Наряду с назначением (типов) конструкция опоры определяется количеством цепей ВЛ и взаимным расположением проводов (фаз). Опоры (и линии) выполняются в одно- или двухцепном варианте, при этом провода на опорах могут размещаться треугольником, горизонтально, обратной «елкой» и шестиугольником или «бочкой» ([рис. 3.2](#)).

3.1. Воздушные линии электропередачи

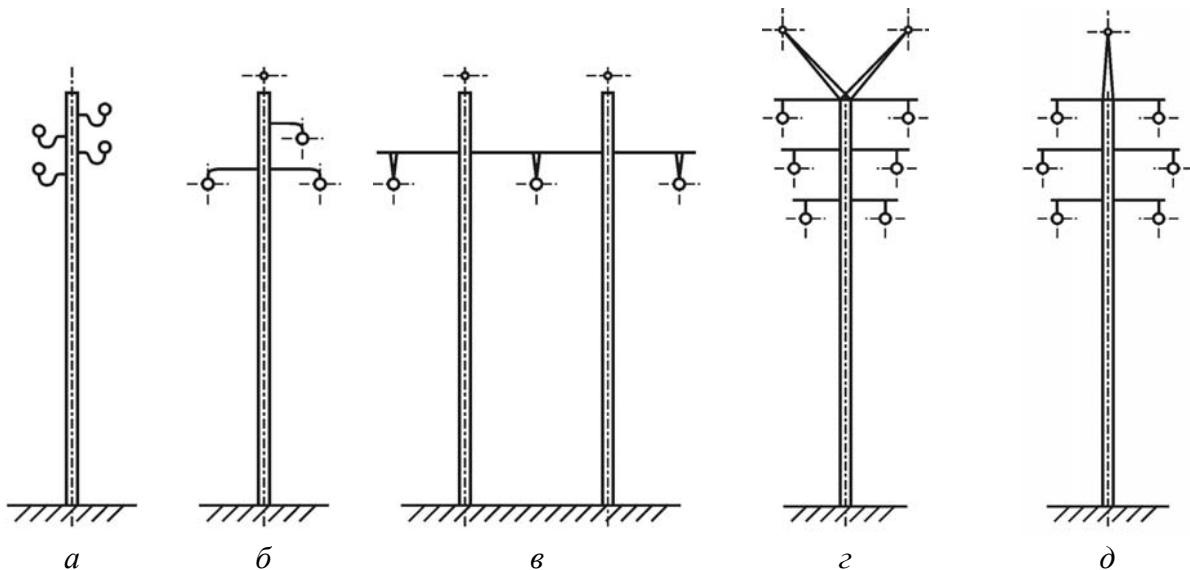


Рис. 3.2. Расположение проводов и тросов на опорах: а, б – треугольное; в – горизонтальное; г – обратной ёлкой; д – шестиугольное «бочкой»

Несимметричное расположение фазных проводов по отношению друг к другу ([рис. 3.2](#)) обуславливает неодинаковость индуктивностей и емкостей разных фаз. Для обеспечения симметрии трехфазной системы и выравнивания по фазам реактивных параметров на длинных линиях (более 100 км) напряжением 110 кВ и выше осуществляют перестановку (транспозицию) проводов в цепи с помощью соответствующих опор.

При полном цикле транспозиции каждый провод (фаза) равномерно по длине линии занимает последовательно положение всех трех фаз на опоре ([рис. 3.3](#)).



Рис. 3.3. Схема транспозиции проводов

Деревянные опоры ([рис. 3.4](#)) изготавливают из сосны или лиственницы и применяют на линиях напряжением до 110 кВ в лесных районах, в настоящее время все меньше. Основными элементами опор являются пасынки (приставки) 1, стойки 2, траверсы 3, раскосы 4, подтраверсные брусья 6 и ригели 5. Опоры просты в изготовлении, дешевые, удобны в транспортировке. Основной их недостаток – недолговечность из-за гниения древесины, несмотря на ее обработку антисептиком. Применение железобетонных пасынков (приставок) увеличивает срок службы опор до 20–25 лет.

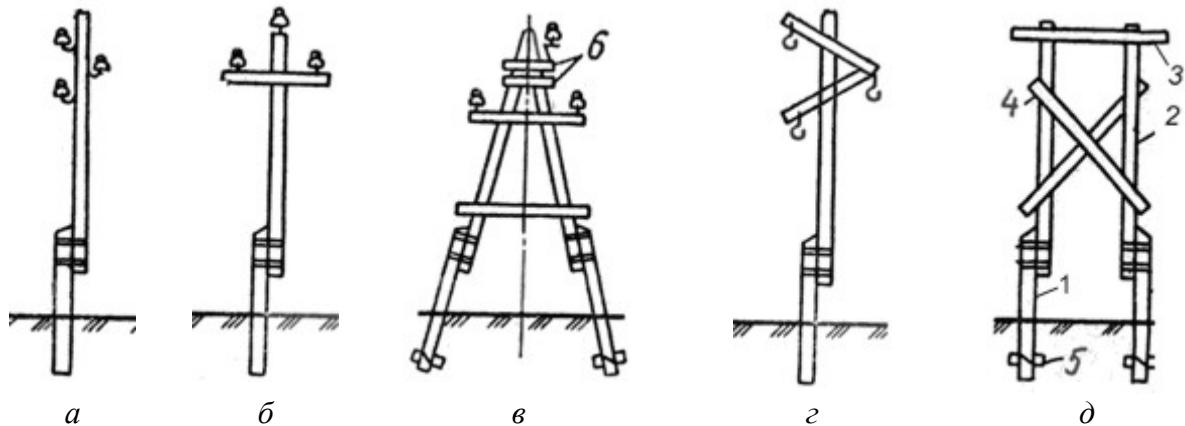


Рис. 3.4. Применение деревянных опор и тип опор: а – промежуточная 0,38–10 кВ; б – промежуточная на 0,38–35 кВ; в – угловая промежуточная на 6–35 кВ; г – промежуточная на 35 кВ; д – промежуточная свободностоящая на 35–220 кВ

Железобетонные опоры ([рис. 3.5](#)) наиболее широко применяются на линиях напряжением до 750 кВ. Они могут быть свободностоящие (промежуточные) и с оттяжками (анкерные). Железобетонные опоры долговечнее деревянных, просты в эксплуатации, дешевле металлических.

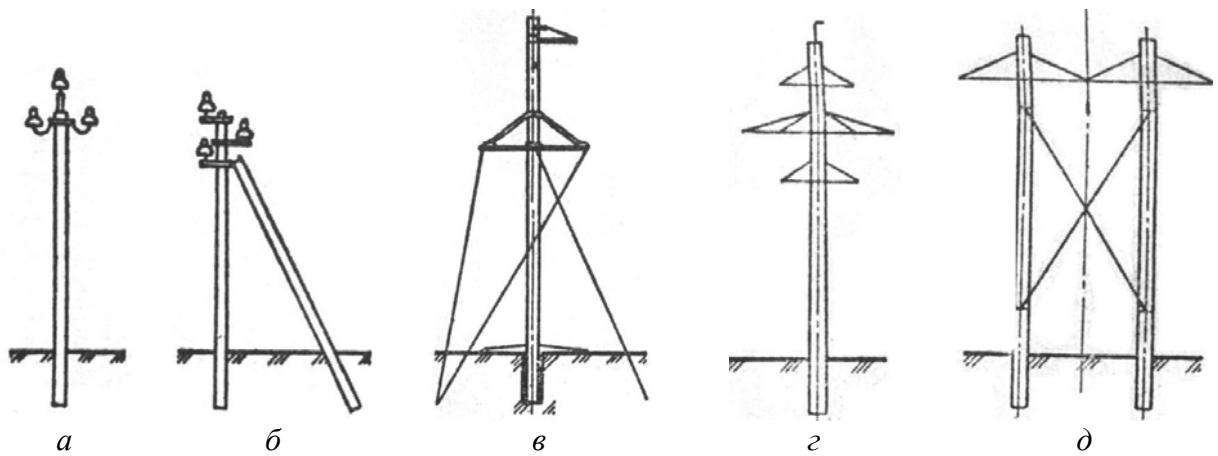


Рис. 3.5. Применение железобетонных опор на ВЛ и тип опор: а – промежуточная 6–10 кВ; б – угловая промежуточная на 6–35 кВ; в – анкерно-угловая одноцепная на оттяжках на 35–220 кВ; г – промежуточная двухцепная на 110–220 кВ; д – промежуточная одноцепная порталная на 330–500 кВ

Металлические (стальные) опоры ([рис. 3.6](#)) применяют на линиях напряжением 35 кВ и выше. К основным элементам относятся стойки 1, траперсы 2, тросостойки 3, оттяжки 4 и фундамент 5. Они прочны и надежны, но достаточно металлоемкие, занимают большую площадь, требуют для установки сооружения специальных железобетонных фундаментов и в процессе эксплуатации должны окрашиваться для предохранения от коррозии.

3.1. Воздушные линии электропередачи

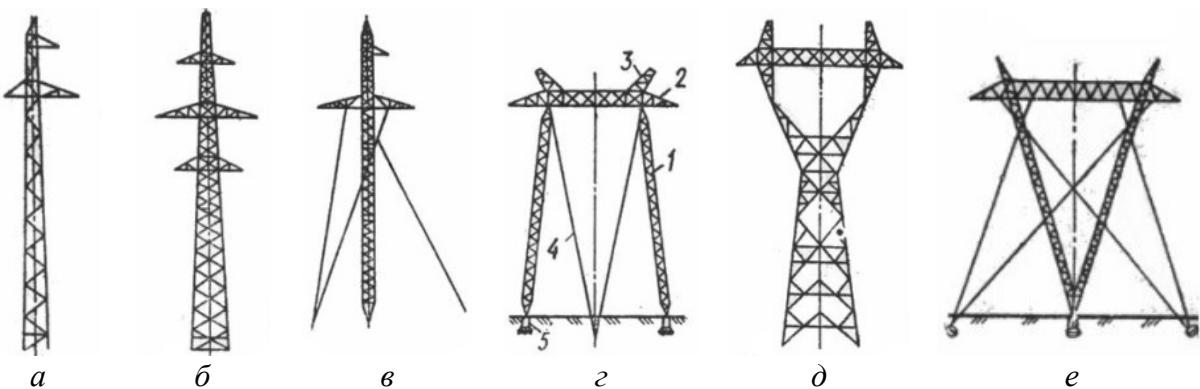


Рис. 3.6. Применение металлических опор на ВЛ и тип опор: *а* – промежуточная одноцепная башенчатого типа на 35–330 кВ; *б* – промежуточная двухцепная башенчатого типа на 35–330 кВ; *в* – промежуточная одноцепная на оттяжках на 110–330 кВ; *г* – промежуточная порталная на оттяжках на 330–500 кВ; *д* – промежуточная свободностоящая (типа «рюмка») на 500–750 кВ; *е* – промежуточная на оттяжках типа «набла» на 750 кВ

Металлические опоры используются в тех случаях, когда технически сложно и неэкономично сооружать ВЛ на деревянных и железобетонных опорах (переходы через реки, ущелья, выполнение отпаек от ВЛ и т. п.).

В России разработали унифицированные металлические и железобетонные опоры различных типов для ВЛ всех напряжений, что позволяет серийно их производить, ускорять и удешевлять сооружение линий.

Провода воздушных линий. Провода предназначены для передачи электроэнергии. Наряду с хорошей электропроводностью (возможно меньшим электрическим сопротивлением), достаточной механической прочностью и устойчивостью против коррозии должны удовлетворять условиям экономичности. С этой целью применяют провода из наиболее дешевых металлов – алюминия, стали, специальных сплавов алюминия. Хотя медь обладает наибольшей проводимостью, медные провода из-за значительной стоимости и потребности для других целей в новых линиях не используются.

Их использование допускается в контактных сетях, в сетях горных предприятий.

На ВЛ применяются преимущественно неизолированные (голые) провода. По конструктивному исполнению провода могут быть одно- и многопроводовыми, полыми ([рис. 3.7](#)). Однопроводовые, преимущественно стальные провода, используются ограниченно в низковольтных сетях. Для придания гибкости и большей механической прочности провода изготавливают многопроводовыми из одного металла (алюминия или стали) и из двух металлов (комбинированные) – алюминия и стали. Сталь в проводе увеличивает механическую прочность.

Исходя из условий механической прочности, алюминиевые провода марок А и АКП ([рис. 3.7](#)) применяют на ВЛ напряжением до 35 кВ. Воздушные линии 6–35 кВ могут также выполняться сталеалюминиевыми проводами,

3.1. Воздушные линии электропередачи

а выше 35 кВ линии монтируются исключительно стальалюминиевыми проводами.

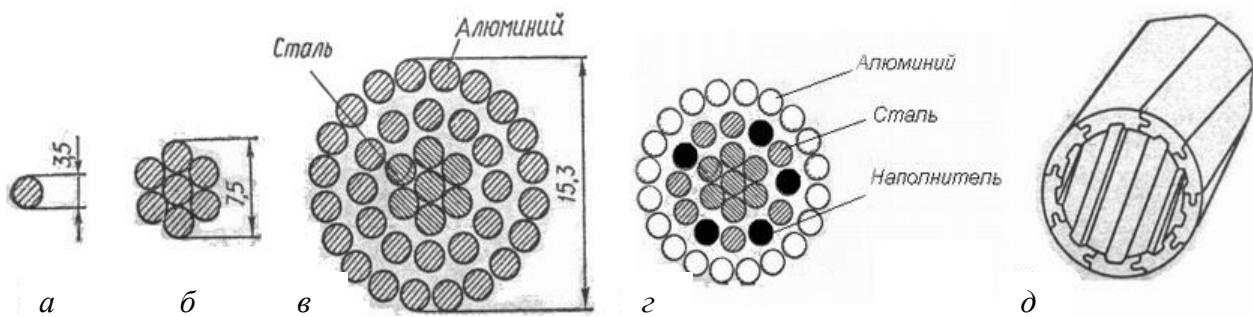


Рис. 3.7. Конструкции неизолированных проводов ВЛ: а – однопроволочный; б – многопроволочный; в – стальноеалюминиевый; г – многопроволочный с наполнителем; д – полый

Стальноеалюминиевые провода имеют вокруг стального сердечника повивы из алюминиевых проволок. Площадь сечения стальной части обычно в 4–8 раз меньше алюминиевой, но сталь воспринимает около 30–40 % всей механической нагрузки; такие провода используются на линиях с длинными пролетами и на территориях с более тяжелыми климатическими условиями (с большей толщиной стенки гололеда). В марке стальноеалюминиевых проводов указывается сечение алюминиевой и стальной части, например, АС 70/11, а также данные об антикоррозийной защите, например, АСКС, АСКП – такие же провода, как и АС, но с заполнителем сердечника (С) или всего провода (П) антикоррозийной смазкой; АСК – такой же провод, как и АС, но с сердечником, покрытым полиэтиленовой плёнкой. Провода с антикоррозийной защитой применяются в районах, где воздух загрязнен примесями, действующими разрушающе на алюминий и сталь. Площади сечения проводов нормированы Государственным стандартом.

Повышение диаметров проводов при неизменности расходования проводникового материала может осуществляться применением проводов с наполнителем из диэлектрика и полых проводов ([рис. 3.7, г, д](#)). Такое использование снижает потери на коронирование (см. п. 2.2). Полые провода используются главным образом для ошиновки распределительных устройств 220 кВ и выше.

Провода из сплавов алюминия (АН – нетермообработанные, АЖ – термообработанные) имеют большую по сравнению с алюминиевыми механическую прочность и практически такую же электрическую проводимость. Они используются на ВЛ напряжением выше 1 кВ в районах с толщиной стенки гололеда до 20 мм.

Всё большее применение находят ВЛ с самонесущими изолированными проводами напряжением 0,38–10 кВ. В линиях напряжением 380/220 В провода состоят из несущего неизолированного провода, являющегося нулевым, трёх изолированных фазных проводов, одного изолированного провода

(любой фазы) наружного освещения. Фазные изолированные провода навиты вокруг несущего нулевого провода ([рис. 3.8](#)).

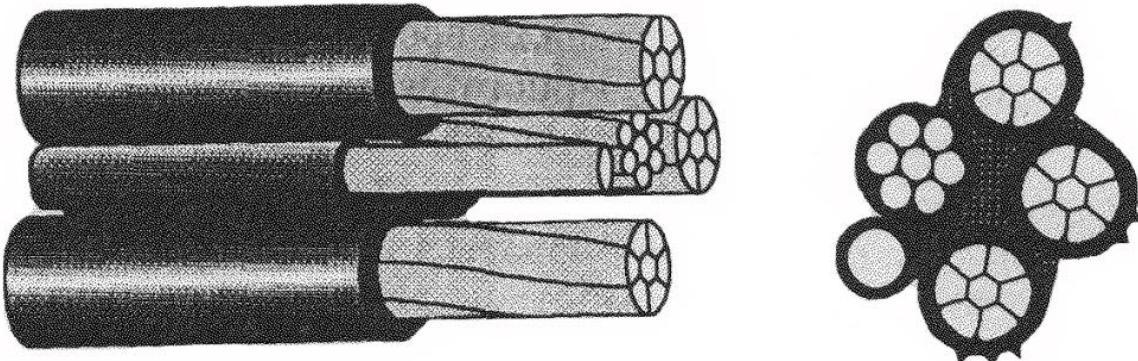


Рис. 3.8. Конструктивное исполнение самонесущего изолированного провода

Несущий провод является сталялюминиевым, а фазные – алюминиевые. Последние покрыты светостойким термостабилизированным (сшитым) полиэтиленом (провод типа АПВ). К преимуществам ВЛ с изолированными проводами перед линиями с голыми проводами можно отнести отсутствие изоляторов на опорах, максимальное использование высоты опоры для подвески проводов; нет необходимости в обрезке деревьев в зоне прохождения линии.

Грозозащитные тросы наряду с искровыми промежутками, разрядниками, ограничителями напряжений и устройствами заземления служат для защиты линии от атмосферных перенапряжений (грозовых разрядов). Тросы подвешивают над фазными проводами ([рис. 3.5](#)) на ВЛ напряжением 35 кВ и выше в зависимости от района по грозовой деятельности и материала опор, что регламентируется Правилами устройств электроустановок (ПУЭ). В качестве грозозащитных проводов обычно применяют стальные оцинкованные канаты марок С 35, С 50 и С 70, а при использовании тросов для высокочастотной связи – сталялюминиевые провода. Крепление тросов на всех опорах ВЛ напряжением 220–750 кВ должно быть выполнено при помощи изолятора, шунтированного искровым промежутком. На линиях 35–110 кВ крепление тросов к металлическим и железобетонным промежуточным опорам осуществляется без изоляции троса.

Изоляторы воздушных линий. Изоляторы предназначены для изоляции и крепления проводов. Изготавливаются они из фарфора и закаленного стекла – материалов, обладающих высокой механической и электрической прочностью и стойкостью к атмосферным воздействиям. Существенным достоинством стеклянных изоляторов является то, что при повреждении закаленное стекло рассыпается. Это облегчает нахождение поврежденных изоляторов на линии.

По конструкции, способу закрепления на опоре изоляторы разделяют на штыревые и подвесные. Штыревые изоляторы ([рис. 3.9, а, б](#)) применяются для линий напряжением до 10 кВ и редко (для малых сечений) 35 кВ. Они

3.1. Воздушные линии электропередачи

крепятся к опорам при помощи крюков или штырей. Подвесные изоляторы ([рис. 3.9, в](#)) используются на ВЛ напряжением 35 кВ и выше. Они состоят из фарфоровой или стеклянной изолирующей части 1, шапки из ковкого чугуна 2, металлического стержня 3 и цементной связки 4. Изоляторы собираются в гирлянды ([рис. 3.9, г](#)): поддерживающие на промежуточных опорах и натяжные – на анкерных. Количество изоляторов в гирлянде зависит от напряжения, типа и материала опор, загрязнённости атмосферы. Например, в линии 35 кВ – 3–4 изолятора, 220 кВ – 12–14; на линиях с деревянными опорами, обладающих повышенной грозоупорностью, количество изоляторов в гирлянде на один меньше, чем на линиях с металлическими опорами; в натяжных гирляндах, работающих в наиболее тяжелых условиях, устанавливают на 1–2 изолятора больше, чем в поддерживающих.

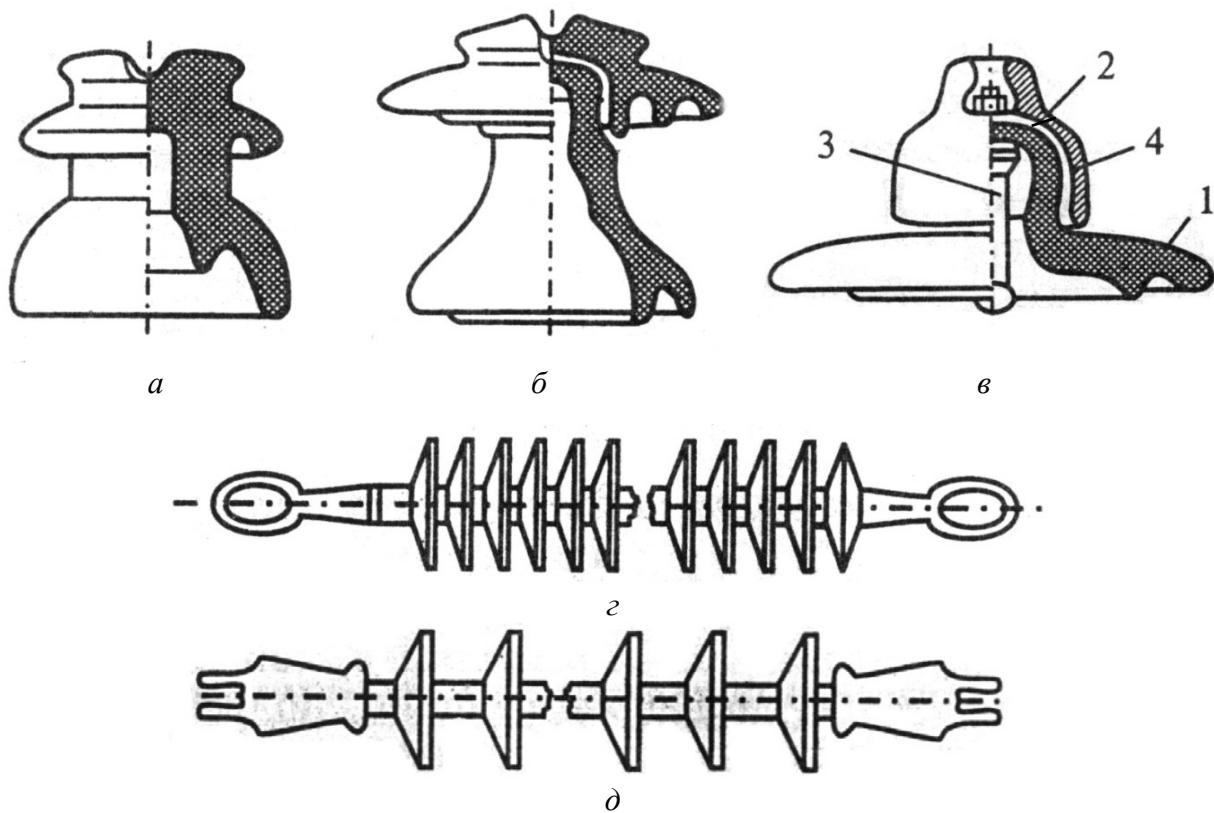


Рис. 3.9. Изоляторы воздушных линий: *а* – штыревой 6–10 кВ; *б* – штыревой 35 кВ; *в* – подвесной; *г, д* – стержневые полимерные

Разработаны и проходят опытную промышленную проверку изоляторы с использованием полимерных материалов. Они представляют собой стержневой элемент из стеклопластика, защищённый покрытием с ребрами из фотопластика или кремнийорганической резины. Стержневые изоляторы по сравнению с подвесными имеют меньший вес и стоимость, более высокую механическую прочность, чем из закалённого стекла. Основная проблема – обеспечить возможность их длительной (более 30 лет) работы.

3.1. Воздушные линии электропередачи

Линейная арматура предназначена для закрепления проводов к изоляторам и тросов к опорам и содержит следующие основные элементы: зажимы, соединители, дистанционные распорки и др. ([рис. 3.10](#)).

Поддерживающие зажимы применяют для подвески и закрепления проводов ВЛ на промежуточных опорах с ограниченной жёсткостью заделки ([рис. 3.10, а](#)). На анкерных опорах для жёсткого крепления проводов используют натяжные гирлянды и натяжные зажимы – натяжные и клиновые ([рис. 3.10, б, в](#)). Сцепная арматура (серьги, ушки, скобы, коромысла) предназначена для подвески гирлянд на опорах. Поддерживающая гирлянда ([рис. 3.10, г](#)) закрепляется на траверсе промежуточной опоры с помощью серьги 1, вставляемой другой стороной в шапку верхнего подвесного изолятора 2. Ушко 3 используется для прикрепления к нижнему изолятору гирлянды поддерживающего зажима 4.

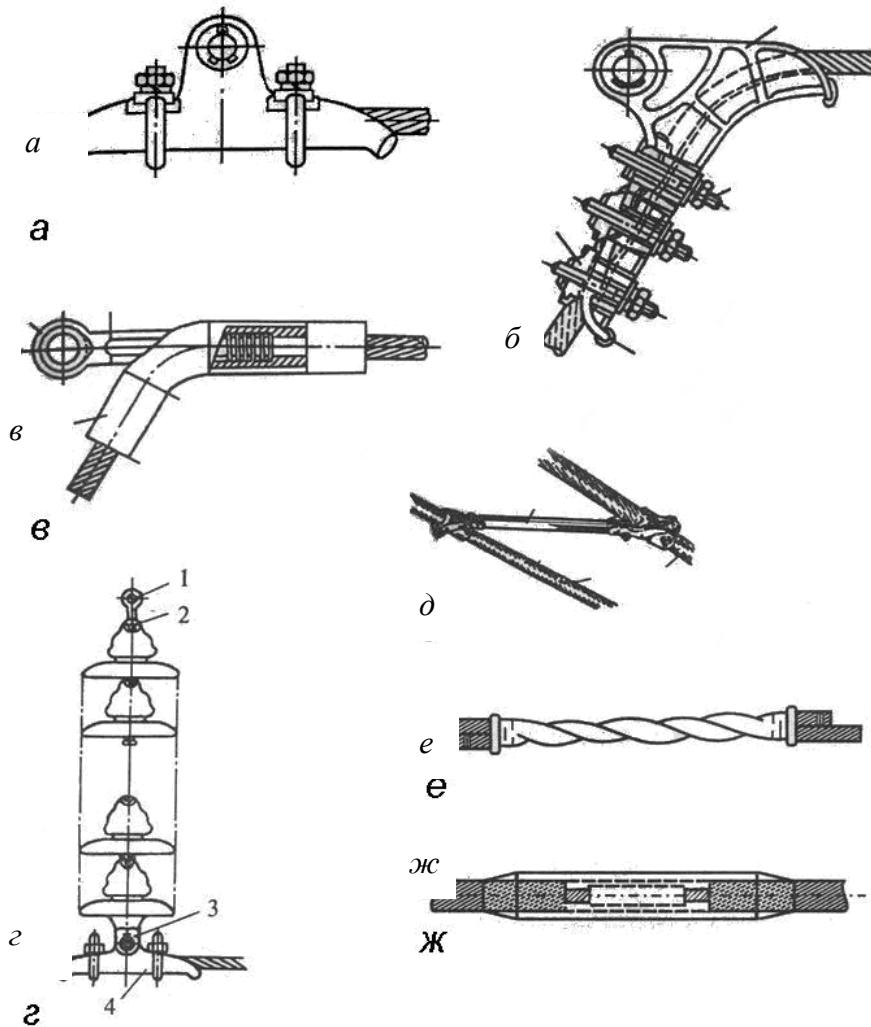


Рис. 3.10. Линейная арматура воздушных линий: *а* – поддерживающий зажим; *б* – болтовой натяжной зажим; *в* – прессуемый (клиновой) болтовой зажим; *г* – поддерживающая гирлянда изоляторов; *д* – дистанционная распорка; *е* – овальный соединитель; *ж* – прессуемый соединитель

Дистанционные распорки ([рис. 3.10, д](#)), устанавливаемые в пролётах линий 330 кВ и выше с расщепленными фазами, предотвращают склестывание

3.1. Воздушные линии электропередачи

ние, соударения и закручивание отдельных проводов фаз. Соединители применяются для соединения отдельных участков провода с помощью овальных или прессующих соединителей ([рис. 3.10, е, жс](#)). В овальных соединителях провода либо скручиваются, либо обжимаются; в прессуемых соединителях, применяемых для соединения стальялюминиевых проводов больших сечений, стальная и алюминиевые части опрессовываются отдельно.

Результатом развития техники передачи ЭЭ на дальние расстояния являются различные варианты компактных ЛЭП, характеризующиеся меньшим расстоянием между фазами и, как следствие, меньшими индуктивными сопротивлениями и шириной трассы линии ([рис. 3.11](#)). При использовании опор «охватывающего типа» ([рис. 3.11, а](#)) уменьшение расстояния достигается за счет расположения всех фазных расщепленных конструкций внутри «охватывающего портала», или по одну сторону от стойки опор ([рис. 3.11, б](#)). Сближение фаз обеспечивается с помощью междуфазовых изоляционных распорок. Предложены различные варианты компактных линий с нетрадиционными схемами расположения проводов расщепленных фаз ([рис. 3.11, в–и](#)).

Кроме уменьшения ширины трассы на единицу передаваемой мощности, компактные линии могут быть созданы для передачи повышенных мощностей (до 8–10 ГВт); такие линии вызывают меньшую напряженность электрического поля на уровне земли и обладают рядом других технических достоинств.

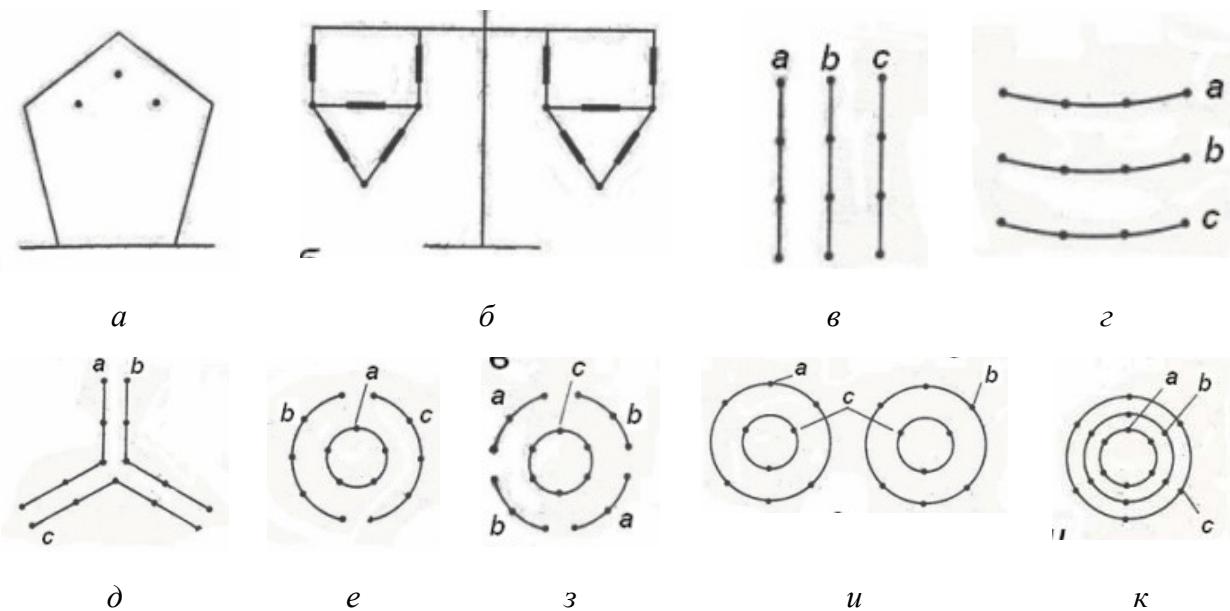


Рис. 3.11. Расположение проводов фаз компактных линий электропередачи: *а* – на опоре «охватывающего типа»; *б* – на двухцепной линии с междуфазовыми изоляционными распорками; *в* – плоское; *г* – параболическое; *д* – плоскотреугольное; *е* – коаксиальное двухсегментное; *жс* – коаксиальное четырёхсегментное; *з* – двойное коаксиальное; *и* – коаксиальное

К компактным линиям относятся также управляемые самокомпенсирующиеся линии и управляемые линии с нетрадиционной конфигурацией

3.1. Воздушные линии электропередачи

расщепленных фаз. Они представляют собой двухцепные линии, в которых попарно сдвинуты одноименные фазы разных цепей. При этом к цепям подводятся напряжения, сдвинутые на определенный угол. За счет режимного изменения с помощью специальных устройств угла фазового сдвига осуществляется управление параметрами линий.

3.2. Кабельные линии электропередачи

Кабельная линия (КЛ) – линия для передачи электроэнергии, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей, выполненная каким-либо способом прокладки ([рис 3.12](#)). Кабельные линии прокладывают там, где строительство ВЛ невозможно из-за стесненной территории, неприемлемо по условиям техники безопасности, нецелесообразно по экономическим, архитектурно-планировочным показателям и другим требованиям.

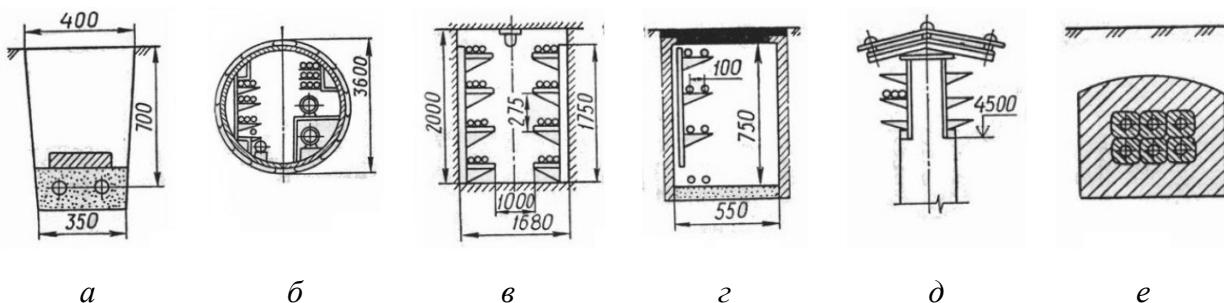


Рис. 3.12. Способы прокладки кабелей и кабельные сооружения:
а – земляная траншея; б – коллектор; в – туннель; г – канал; д – эстакада; е – блок

Наибольшее применение КЛ нашли при передаче и распределении ЭЭ на промышленных предприятиях и в городах (системы внутреннего электроснабжения) при передаче ЭЭ через большие водные пространства и т. п. Достоинства и преимущества кабельных линий по сравнению с воздушными: неподверженность атмосферным воздействиям, скрытность трассы и недоступность для посторонних лиц, меньшая повреждаемость, компактность линии и возможность широкого развития электроснабжения потребителей городских и промышленных районов. Однако КЛ значительно дороже воздушных того же напряжения (в среднем в 2–3 раза для линий 6–35 кВ и в 5–6 раз для линий 110 кВ и выше), сложнее при сооружении и эксплуатации.

В состав КЛ входят: кабель, соединительные и концевые муфты, строительные конструкции, элементы крепления и др.

Кабель – готовое заводское изделие, состоящее из изолированных токопроводящих жил, заключенных в защитную герметичную оболочку и броню, предохраняющих их от влаги, кислот и механических повреждений. Силовые кабели имеют от одной до четырех алюминиевых или медных жил сечением 1,5–2000 мм². Жилы сечением до 16 мм² – однопроволочные, свыше – многопроволочные. По форме сечения жилы круглые, сегментные или секторные.

Кабели напряжением до 1 кВ выполняются, как правило, четырехжильными, напряжением 6–35 кВ – трехжильными, а напряжением 110–220 кВ одножильными.

Защитные оболочки делаются из свинца, алюминия, резины и полихлорвинаила. В кабелях напряжением 35 кВ каждая жила дополнительно заключается в свинцовую оболочку, что создает более равномерное электрическое поле и улучшает отвод тепла. Выравнивание электрического поля у кабелей с пластмассовой изоляцией и оболочкой достигается экранированием каждой жилы полупроводящей бумагой.

В кабелях на напряжение 1–35 кВ для повышения электрической прочности между изолированными жилами и оболочкой прокладывается слой паясной изоляции.

Броня кабеля, выполненная из стальных лент или стальных оцинкованных проволок, защищается от коррозии наружным покровом из кабельной пряжи, пропитанной битумом и покрытой меловым составом.

В кабелях напряжением 110 кВ и выше для повышения электрической прочности бумажной изоляции их наполняют газом или маслом под избыточным давлением (газонаполненные и маслонаполненные кабели).

В марке, обозначении кабеля указываются сведения о его конструкции, номинальное напряжение, количество и сечение жил. У четырехжильных кабелей напряжением до 1 кВ сечение четвертой («нулевой») жилы меньше, чем фазной. Например, кабель ВПГ-1-3×35+1×25 – кабель с тремя медными жилами сечением по 35 mm^2 и четвертой сечением 25 mm^2 , полиэтиленовой (П) изоляцией на 1 кВ, оболочкой из полихлорвинаила (В), небронированный, без наружного покрова, (Г) – для прокладки внутри помещений, в каналах, туннелях, при отсутствии механических воздействий на кабель; кабель АОСБ-35-3×70 – кабель с тремя алюминиевыми (А) жилами по 70 mm^2 , с изоляцией на 35 кВ, с отдельно освинцованными (О) жилами, в свинцовой (С) оболочке, бронированный (Б) стальными лентами, с наружным защитным покровом – для прокладки в земляной траншее; ОСБ-35-3×70 – означает такой же кабель, но с медными жилами.

Конструкции некоторых кабелей представлены на [рис. 3.13](#). На [рис. 3.13, а, б](#) даны силовые кабели напряжением до 10 кВ.

Четырехжильный кабель напряжением 380 В (см. [рис. 3.13, а](#)) содержит элементы: 1 – токопроводящие фазные жилы; 2 – бумажная фазная и паясная изоляция; 3 – защитная оболочка; 4 – стальная броня; 5 – защитный покров; 6 – бумажный наполнитель; 7 – нулевая жила.

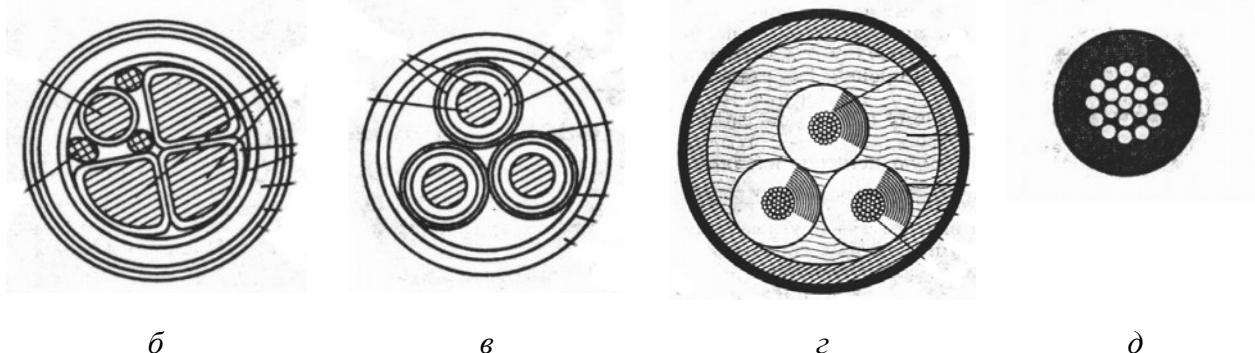


Рис. 3.13. Силовые кабели: *а* – четырехжильный напряжением 380 В;
б – трехжильный напряжением 35 кВ; *в* – маслонаполненный высокого давления;
г – одножильный с пластмассовой изоляцией

Трехжильный кабель с бумажной изоляцией напряжением 10 кВ ([рис. 3.13, б](#)) содержит элементы: 1 – токоведущие жилы; 2 – фазная изоляция; 3 – общая поясная изоляция; 4 – защитная оболочка; 5 – подушка под броней; 6 – стальная броня; 7 – защитный покров; 8 – заполнитель.

Трехжильный кабель напряжением 35 кВ изображен на [рис. 3.13, в](#). В него входят: 1 – круглые токопроводящие жилы; 2 – полупроводящие экраны; 3 - фазная изоляция; 4 – свинцовая оболочка; 5 – подушка; 6 – заполнитель из кабельной пряжи; 7 – стальная броня; 8 – защитный покров.

На [рис. 3.13, г](#) представлен *маслонаполненный* кабель среднего и высокого давления напряжением 110–220 кВ. Давление масла предотвращает появление воздуха и его ионизацию, устранивая одну из основных причин пробоя изоляции. Три однофазных кабеля помещены в стальную трубу 4, заполненную маслом 2 под избыточным давлением. Токоведущая жила 6 состоит из медных круглых проволок и покрыта бумажной изоляцией 1 с вязкой пропиткой; поверх изоляции наложен экран 3 в виде медной перфорированной ленты и бронзовых проволок, предохраняющих изоляцию от механических повреждений при протягивании кабеля в трубе. Снаружи стальная труба защищена покровом 5.

Широко распространены кабели в полихлорвиниловой изоляции, производимые трех, четырех и пятижильными ([3.13, е](#)) или одножильными ([рис. 3.13, д](#)).

Кабели изготавливаются отрезками ограниченной длины в зависимости от напряжения и сечения. При прокладке отрезки соединяют посредством соединительных муфт, герметизирующих места соединения. При этом концы жил кабелей освобождают от изоляции и заделывают в соединительные зажимы.

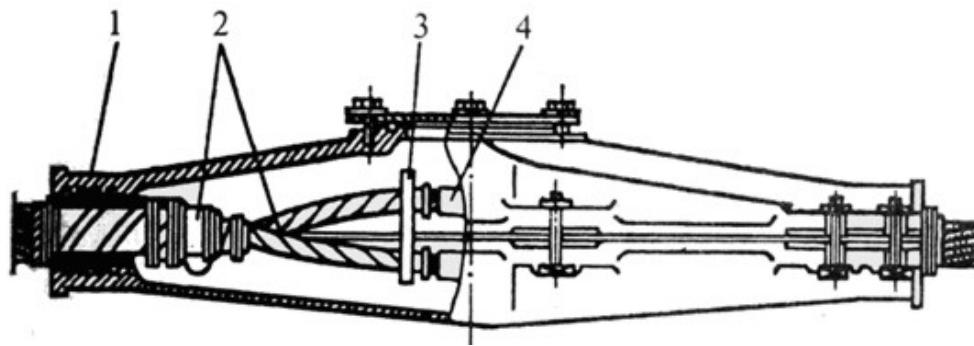


Рис. 3.14. Чугунная соединительная муфта для трехжильных кабелей напряжением до 1 кВ

При прокладке в земле кабелей 0,38–10 кВ для защиты от коррозий и механических повреждений место соединения заключается в защитный чугунный разъемный кожух. Для кабелей 35 кВ используются также стальные или стеклопластиковые кожухи. На [рис. 3.14, а](#) показано соединение трехжильного низковольтного кабеля 2 в чугунной муфте 1. Концы кабеля фиксированы фарфоровой распоркой 3 и соединены зажимом 4. Муфты кабелей до 10 кВ с бумажной изоляцией заполняются битумными составами, кабели 20–35 кВ – маслонаполненными. Применяют и другие конструкции соединительных муфт.

На концах кабелей применяют концевые муфты или концевые заделки. На [рис. 3.15, а](#) приведена мастиконаполненная трёхфазная муфта наружной установки с фарфоровыми изоляторами для кабелей напряжением 10 кВ. Для трехжильных кабелей с пластмассовой изоляцией применяется концевая муфта, представленная на [рис. 3.15, б](#). Она состоит из термоусаживаемой перчатки 1, стойкой к воздействию окружающей среды, и полупроводящих термоусаживаемых трубок 2, с помощью которых на конце трехжильного кабеля создаются три одножильных кабеля. На отдельные жилы надеваются изоляционные термоусаживаемые трубы 3. На них монтируется нужное количество термоусаживаемых изоляторов 4.

Для кабелей 10 кВ и ниже с пластмассовой изоляцией во внутренних помещениях применяют сухую разделку ([рис. 3.15, в](#)). Разделанные концы кабеля с изоляцией 3 обматывают липкой полихлорвиниловой лентой 5 и лакируют; концы кабеля герметизируют кабельной массой 7 и изоляционной перчаткой 1, перекрывающей оболочку кабеля 2, концы перчатки и жилы дополнительно уплотняют и обматывают полихлорвиниловой лентой 4, 5, последнюю для предотвращения отставания и разматывания фиксируют бандажами из шпагата 6.

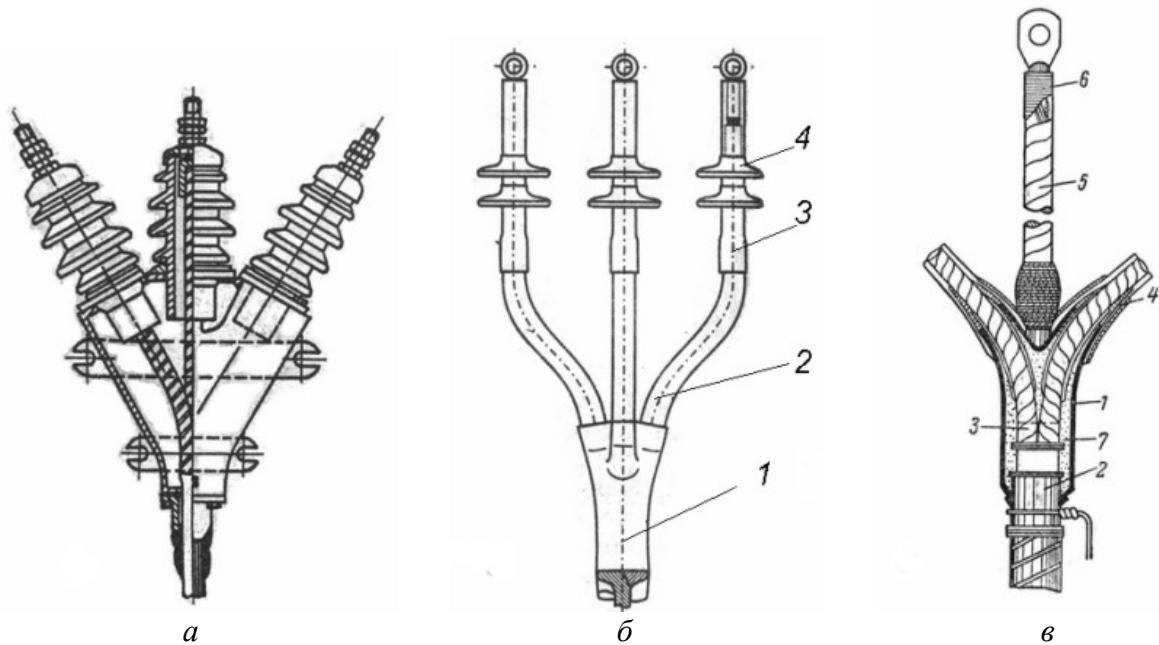


Рис. 3.15. Концевые муфты для трехжильных кабелей напряжением 10 кВ:
 а – наружной установки с фарфоровыми изоляторами; б – наружной установки с пластмассовой изоляцией; в – внутренней установки с сухой разделкой

Способ прокладки кабелей определяется условиями трассы линии. Кабели прокладываются в земляных траншеях, блоках, туннелях, кабельных туннелях, коллекторах, по кабельным эстакадам, а также по перекрытиям зданий.

Наиболее часто на территории городов, промышленных предприятий кабели прокладывают в земляных траншеях. Для предотвращения повреждений из-за прогибов на дне траншеи создают мягкую подушку из слоя просеянной земли или песка. При прокладке в одной траншее нескольких кабелей до 10 кВ расстояние по горизонтали между ними должно быть не менее 0,1 м; 0,25 м – между кабелями 20–35 кВ. Кабель засыпают небольшим слоем такого же грунта и закрывают кирпичом или бетонными плитами для защиты от механических повреждений. После этого кабельную траншею засыпают землей. В местах перехода через дороги и на вводах в здания кабель прокладывают в асбестоцементных или иных трубах. Это защищает кабель от вибраций и обеспечивает возможность ремонта без вскрытия полотна дороги. Прокладка в траншеях – наименее затратный способ кабельной канализации ЭЭ.

В местах прокладки большого количества кабелей агрессивный грунт и блюздающие токи ограничивают возможность их прокладки в земле. Поэтому совместно с другими подземными коммуникациями используют специальные сооружения: коллекторы, тунNELи, каналы, блоки и эстакады. Коллектор служит для совместного размещения в нем разных подземных коммуникаций: кабельных силовых линий и связи, водопровода по городским магистралям и на территории крупных предприятий. При большом числе па-

ралльно прокладываемых кабелей, например, от здания мощной электростанции, применяют прокладку в туннелях. При этом улучшаются условия эксплуатации, снижается площадь поверхности земли, необходимая для прокладки кабелей. Однако стоимость туннелей весьма велика. Туннель предназначен только для прокладки кабельных линий. Его сооружают под землей из сборного железобетона или канализационных труб большого диаметра, ёмкость туннеля – от 20 до 50 кабелей.

При меньшем числе кабелей применяют кабельные каналы, закрытые землей или выходящие на уровень поверхности земли. Кабельные эстакады и галереи используют для надземной прокладки кабелей. Этот вид кабельных сооружений широко применяют там, где непосредственно прокладка силовых кабелей в земле является опасной из-за оползней, обвалов, вечной мерзлоты

и т. п. В кабельных каналах, туннелях, коллекторах и по эстакадам кабели прокладываются по кабельным кронштейнам.

В крупных городах и на больших предприятиях кабели иногда прокладываются в блоках, представляющих собой асбестоцементные трубы, стыки которых заделаны бетоном. Однако в них кабели плохо охлаждаются, что снижает их пропускную способность. Поэтому прокладывать кабели в блоках следует лишь при невозможности прокладки их в траншеях.

В зданиях, по стенам и перекрытиям большие потоки кабелей укладываются в металлические лотки и короба. Одиночные кабели могут прокладываться открыто по стенам и перекрытиям или скрыто: в трубах, в пустотелых плитах и других строительных частях зданий.

Вопросы для самопроверки

1. Как классифицируются линии электропередачи по конструктивному исполнению?
2. Какими факторами определяется выбор типа ЛЭП?
3. Каким требованиям должны удовлетворять материалы и конструкции ВЛ?
4. Из каких основных конструктивных элементов состоит ВЛ?
5. Каковы основные геометрические характеристики ВЛ и чем они определяются?
6. В чём назначение опор?
7. Каковы типы опор, различающиеся по функциональному назначению?
8. Какие преимущества и недостатки деревянных, железобетонных и металлических опор?
9. Какие материалы применяются для изготовления проводов и грозозащитных тросов?
10. Какие преимущества и недостатки алюминиевых, медных и стале-алюминиевых проводов?

11. Какие типы изоляторов используются на воздушных линиях?
12. Какова основная арматура ВЛ? Каково её назначение?
13. Какова конструкция линии с изолированными проводами?
14. Какие преимущества линий с изолированными проводами?
15. Какие линии называются компактными?
16. В чём преимущество компактных линий перед ВЛ традиционного исполнения?
17. В каких случаях применяются кабельные линии?
18. Какие способы прокладки кабелей?
19. Какие преимущества и недостатки кабельных линий по сравнению с воздушными?
20. Какими условиями определяется выбор способа прокладки кабеля?
21. Чем конструктивно отличаются кабели 10 кВ и 110 кВ?
22. Какие применяют типы кабельных муфт?

ЛЕКЦИЯ 4. ХАРАКТЕРИСТИКА И РАСЧЁТ ПАРАМЕТРОВ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

План

1. Схемы замещения воздушных линий (ВЛ).
2. Активное сопротивление ВЛ.
3. Индуктивное сопротивление ВЛ.
4. Ёмкостная проводимость ВЛ.
5. Активная проводимость ВЛ.
6. Расщепление фазных проводов.
7. ЛЭП со стальными проводами.

Параметры фаз линий электропередач равномерно распределены по её длине, т. е. линия электропередачи представляет собой цепь с равномерно распределёнными параметрами. Точный расчёт схемы, содержащей такую цепь, приводит к сложным вычислениям. В связи с этим при расчёте линий электропередач в общем случае применяют упрощённые Т- и П-образные схемы замещения с сосредоточенными параметрами ([рис. 4.1](#)). Погрешности электрического расчёта линии при Т- и П-образной схемах замещения примерно одинаковые. Они зависят от длины линии.

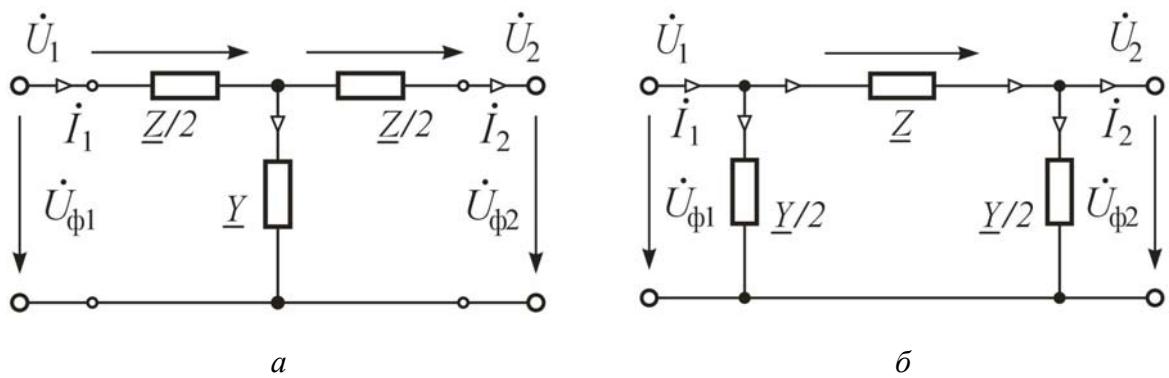


Рис. 4.1. Схема замещения ЛЭП с сосредоточенными параметрами:
a – Т-образная; *б* – П-образная

Допущение о сосредоточенности реально равномерно распределённых параметров по длине ЛЭП справедливо при протяжённости воздушных линий (ВЛ), не превышающей 300–350 км, а для кабельных линий (КЛ) 50–60 км. Для ЛЭП большей длины применяют различные способы учёта распределённости их параметров.

Размерность схемы ЭС и соответственно системы моделирующих уравнений определяется числом узлов схемы. Поэтому в практических расчётах, в особенности с использованием ЭВМ, чаще применяют П-образную схему замещения, имеющую одно преимущество – меньшую в 1,5 раза раз-

мерность схемы в сопоставлении с моделированием ЛЭП Т-образной схемой. Поэтому дальнейшее изложение ведём применительно к П-образной схеме замещения ЛЭП.

Выделим в схемах замещения продольные элементы – сопротивления ЛЭП $\underline{Z} = R + jX$ и поперечные элементы – проводимости $\underline{Y} = G + jB$ ([рис. 4.1](#)). Значения указанных параметров для ЛЭП определяются по общему выражению

$$\underline{\Pi} = \underline{\Pi}_0 L, \quad (4.1)$$

где $\underline{\Pi}\{R_0, X_0, g_0, b_0\}$ – значение продольного или поперечного параметра, отнесённого к 1 км линии протяжённостью L , км. Иногда эти параметры имеют погонными.

Для ЛЭП конкретного исполнения и класса напряжения используют частные случаи этих схем в зависимости от физического проявления и величины (значения) соответствующего параметра. Рассмотрим кратко суть этих параметров.

4.1. Активное сопротивление

Обуславливает нагрев проводов (тепловые потери) и зависит от материала токоведущих проводников и их сечения. Для линий с проводами небольшого сечения, выполненных цветным металлом (алюминий, медь), активное сопротивление принимают равным омическому (сопротивлению постоянного тока), поскольку проявление поверхностного эффекта при промышленных частотах 50–60 Гц незаметно (около 1 %). Для проводов большого сечения (500 мм^2 и более) явление поверхностного эффекта при промышленных частотах значительное.

Активное погонное сопротивление линии определяется по формуле, Ом/км,

$$R_0 = \frac{\rho}{F}, \quad (4.2)$$

где ρ – удельное активное сопротивление материала провода, Ом $\text{мм}^2/\text{км}$; F – сечение фазного провода (жила), мм^2 . Для технического алюминия в зависимости от его марки можно принять $\rho = 29,5\text{--}31,5 \text{ Ом } \text{мм}^2/\text{км}$, для меди $\rho = 18,0\text{--}19,0 \text{ Ом } \text{мм}^2/\text{км}$.

Активное сопротивление не остаётся постоянным. Оно зависит от температуры провода, которая определяется температурой окружающего воздуха (среды), скоростью ветра и значением проходящего по проводу тока.

Омическое сопротивление упрощённо можно трактовать как препятствие направленному движению зарядов узлов кристаллической решётки материала проводника, совершающих колебательные движения около равновес-



ногого состояния. Интенсивность колебаний и соответственно омическое сопротивление возрастают с ростом температуры проводника.

Зависимость активного сопротивления от температуры провода t определяется в виде

$$R_0^t = R_0^{20} \left[1 + \alpha(t - 20^\circ) \right], \quad (4.3)$$

где R_0^{20} – нормативное значение сопротивления R_0 , рассчитывается по формуле (4.2), при температуре проводника $t = 20^\circ\text{C}$; α – температурный коэффициент электрического сопротивления, Ом/град (для медных, алюминиевых и сталеалюминиевых проводов $\alpha = 0,00403$, для стальных $\alpha = 0,00405$).

Трудность уточнения активного сопротивления линий по (4.3) заключается в том, что температура провода, зависящая от токовой нагрузки и интенсивности охлаждения, может заметно превышать температуру окружающей среды. Необходимость такого уточнения может возникнуть при расчёте сезонных электрических режимов.

При расщеплении фазы ВЛ на n одинаковых проводов в выражении (4.2) необходимо учитывать суммарное сечение проводов фазы:

$$R_0 = \frac{\rho}{nF}. \quad (4.4)$$

4.2. Индуктивное сопротивление

Обусловлено магнитным полем, возникающим вокруг и внутри проводника при протекании по нему переменного тока. В проводнике наводится ЭДС самоиндукции, направленная в соответствии с принципом Ленца противоположно ЭДС источника

$$e_L = -\frac{d\psi}{dt} = -L \frac{di}{dt}.$$

Противодействие, которое оказывает ЭДС самоиндукции изменению ЭДС источника, и обуславливает индуктивное сопротивление проводника. Чем больше изменение потокосцепления, $d\psi / dt$, определяемое частотой тока

$\omega = 2\pi f$ (скоростью изменения тока di / dt), и величина индуктивности фазы L , зависящая от конструкции (разветвлённости) фазы, и трёхфазной ЛЭП в целом, тем больше индуктивное сопротивление элемента $X = \omega L$. То есть для одной и той же линии (или просто электрической катушки) с ростом частоты питающего тока f индуктивное сопротивление увеличивается. Естественно

венно, что при нулевой частоте $\omega = 2\pi f = 0$, например в сетях постоянного тока, индуктивное сопротивление ЛЭП отсутствует.

На индуктивное сопротивление фаз многофазных ЛЭП оказывает влияние также взаимное расположение фазных проводов (жил). Кроме ЭДС самоиндукции, в каждой фазе наводится противодействующая ей ЭДС взаимоиндукции. Поэтому при симметричном расположении фаз, например по вершинам равностороннего треугольника, результирующая противодействующая ЭДС во всех фазах одинаковая, а следовательно, одинаковы пропорциональные ей индуктивные сопротивления фаз. При горизонтальном расположении фазных проводов потокосцепление фаз неодинаковое, поэтому индуктивные сопротивления фазных проводов отличаются друг от друга. Для достижения симметрии (одинаковости) параметров фаз на специальных опорах выполняют транспозицию (перестановку) фазных проводов.

Индуктивное сопротивление, отнесённое к 1 км линии, определяется по эмпирической формуле, Ом/км,

$$X_0 = \omega L_0 = \omega \left(0,46 \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{пр}}} + 0,05 \mu \right) \cdot 10^{-3}. \quad (4.5)$$

Если принять частоту тока 50 Гц, то при указанной частоте $\omega = 2\pi f = 314$ рад/с для проводов из цветных металлов ($\mu = 1$) получим, Ом/км,

$$X_0 = X'_0 + X''_0 = 0,144 \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{пр}}} + 0,016 \mu, \quad (4.6)$$

а при частоте 60 Гц соответственно ($\omega = 376,8$ рад/с), Ом/км

$$X_0 = 0,173 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{пр}}} + 0,019 \mu. \quad (4.7)$$

При сближении фазных проводов влияние ЭДС взаимоиндукции возрастает, что приводит к уменьшению индуктивного сопротивления ЛЭП. Особенно заметно снижение индуктивного сопротивления (в 3–5 раз) в кабельных линиях. Разработаны компактные ВЛ высокого и сверхвысокого напряжения повышенной пропускной способности со сближенными фазами с использованием эффекта взаимного влияния цепей и сниженным на 25–30 % индуктивным сопротивлением.

Величина среднегеометрического расстояния между фазными проводами (жилами), м,

$$D = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}} \quad (4.8)$$

4.2. Индуктивное сопротивление

зависит от расположения фазных проводов (шин). Фазы ВЛ могут располагаться горизонтально или по вершинам треугольника, фазные шины токопроводов в горизонтальной или вертикальной плоскости, жилы трёхжильного кабеля – по вершинам равностороннего треугольника. Значения $D_{\text{ср}}$ и $r_{\text{пр}}$ должны иметь одинаковую размерность.

При отсутствии справочных данных фактический радиус многопроволочных проводов $r_{\text{пр}}$ можно определить по суммарной площади сечения токоведущей и стальной части провода, увеличив его с учётом скручивания на 15–20 %, т. е.

$$r_{\text{пр}} = (1,15 - 1,20) \sqrt{\frac{F_{\text{Al}} + F_{\text{ст}}}{\pi}} \quad (4.9)$$

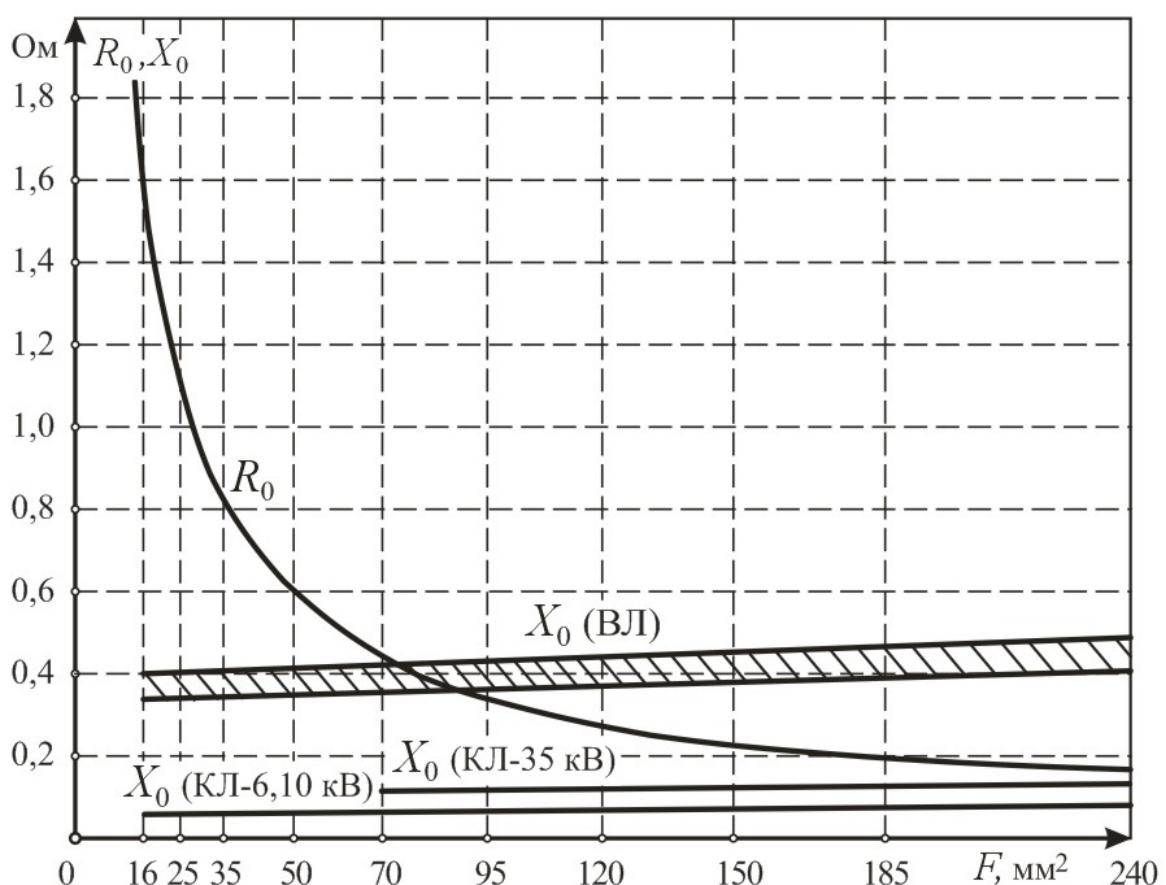


Рис. 4.2. Зависимости R_0 и X_0 от сечений проводов и жил кабелей из цветных металлов

Отметим, что индуктивное сопротивление состоит из двух составляющих: внешней и внутренней. Внешнее индуктивное сопротивление X'_0 определяется внешним магнитным потоком, образованным вокруг проводов, и значениями $D_{\text{ср}}$ и $r_{\text{пр}}$. Естественно, что с уменьшением расстояния между фазами растёт влияние ЭДС взаимоиндукции, и индуктивное сопротивление снижается, и наоборот. В кабельных линиях с их малыми расстояниями меж-

4.2. Индуктивное сопротивление

ду токоведущими жилами (на два порядка меньше, чем в ВЛ) индуктивное сопротивление значительно (в 3–5 раз) меньше, чем в воздушных. Для определения X_0 кабельных линий формулы (4.5) и (4.6) не применяют, т. к. они не учитывают конструктивных особенностей кабелей. Поэтому при расчётах пользуются заводскими данными об индуктивном сопротивлении кабелей. Внутреннее индуктивное сопротивление X_0'' определяется внутренним потоком, замыкающимся в проводах.

Для стальных проводов его значение находится в зависимости от токовой нагрузки и даётся в справочной литературе.

Таким образом, активное сопротивление ЛЭП зависит от материала, сечения и температуры провода. Зависимость $R_0 = \varphi(F)$ обратно пропорциональна сечению провода, ярко выражена при малых сечениях, когда R_0 имеет большие значения, и мало заметна при больших сечениях проводов.

Индуктивное сопротивление ЛЭП определяется исполнением линии, конструкцией фазы (рис. 4.2) и практически не зависит от сечения проводов (значение $\lg(D_{\text{ср}}/r_{\text{пр}}) \approx \text{const}$).

4.3. Ёмкостная проводимость

Обусловлена емкостями между фазами, фазными проводами (жилами) и землёй. В схеме замещения ЛЭП используется расчётная (рабочая) ёмкость плеча эквивалентной звезды, полученной из преобразования треугольника проводимостей $C = C_0^a + 3C_{ab}$ в звезду (рис. 4.3, в).

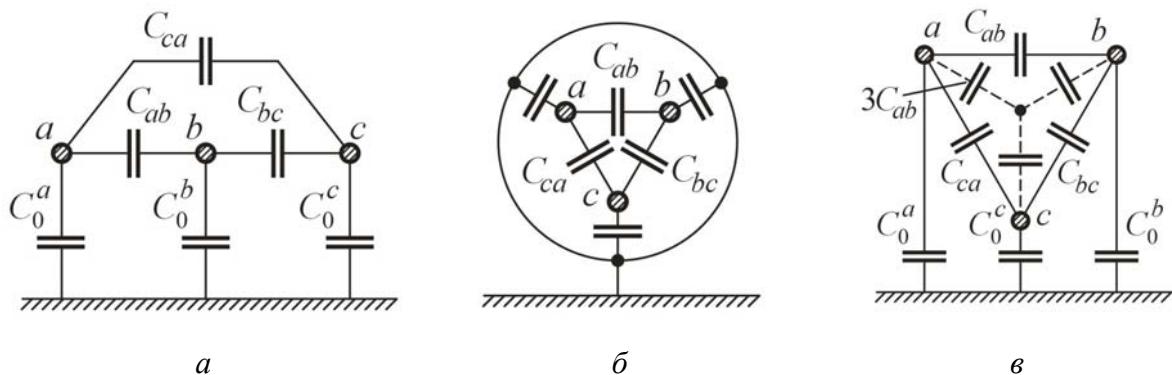


Рис. 4.3. Емкости трехфазных линий электропередачи: *а* – воздушной линии; *б* – кабельной линии; *в* – преобразование треугольника емкостей в звезду

В практических расчётах рабочую ёмкость трёхфазной ВЛ с одним проводом в фазе на единицу длины ($\Phi/\text{км}$) определяют по формуле

$$C_0 = \frac{0,024}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}}} \cdot 10^{-6}. \quad (4.10)$$

Рабочая ёмкость кабельных линий существенно выше ёмкости ВЛ, т. к. жилы кабеля очень близки друг к другу и заземлённым металлическим оболочкам. Кроме того, диэлектрическая проницаемость кабельной изоляции значительно больше единицы – диэлектрической проницаемости воздуха. Большое разнообразие конструкций кабеля, отсутствие их геометрических размеров усложняет определение рабочей ёмкости, в связи с чем на практике пользуются данными эксплуатационных или заводских замеров.

Ёмкостная проводимость ВЛ и КЛ, См/км, определяется по общей формуле

$$b_0 = \omega c_0. \quad (4.10 \text{ a})$$

С учётом (4.10 a) для воздушной линии при частоте тока 50 Гц имеем, См/км,

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{cp}}{r_{pr}}} \cdot 10^{-6}, \quad (4.11)$$

а для ВЛ с частотой питающего напряжения 60 Гц получим, См/км,

$$b_0 = \frac{9,04}{\lg \frac{D_{cp}}{r_{pr}}} \cdot 10^{-6}. \quad (4.12)$$

Ёмкостная проводимость КЛ зависит от конструкции кабеля и указывается заводом-изготовителем, но для ориентировочных расчётов она может быть оценена по формуле (4.11).

Под действием приложенного к линии напряжения через ёмкости линий протекают ёмкостные (зарядные) токи. Тогда расчётное значение ёмкостного тока на единицу длины, кА/км,

$$I_{c_0} = U_\phi b_0 = \frac{1}{\sqrt{3}} Ub_0 \quad (4.13)$$

и отвечающая ему зарядная мощность трёхфазной ЛЭП, Мвар/км,

$$Q_{c_0} = 3U_\phi I_{c_0} = 3U_\phi^2 b_0 = U^2 b_0 \quad (4.14)$$

зависят от напряжения в каждой точке линии.

Значение зарядной мощности для всей ЛЭП определяется через действительные (расчётные) напряжения начала и конца линии, Мвар,

4.3. Ёмкостная проводимость

$$Q_c = \frac{1}{2}(U_1^2 + U_2^2)b_0L = \frac{1}{2}(U_1^2 + U_2^2)B_c, \quad (4.15)$$

либо приближённо по номинальному напряжению линии

$$Q_c = B_c U_{\text{ном}}^2. \quad (4.16)$$

Для кабелей 6–35 кВ с бумажной изоляцией и вязкой пропиткой известны генерации реактивной мощности q_0 на один километр линии, с учётом которой общая генерация КЛ определится в виде

$$Q_{c_{\text{кл}}} = q_0 L. \quad (4.17)$$

ЛЭП с поперечной ёмкостной проводимостью, потребляющую из сети опережающий напряжение ёмкостный ток, следует рассматривать как источник реактивной (индуктивной) мощности, чаще называемой зарядной. Имея ёмкостной характер, зарядная мощность уменьшает индуктивную составляющую нагрузки, передаваемой по линии к потребителю.

В схемах замещения ВЛ, начиная с номинального напряжения 110 кВ, и в КЛ – 35 кВ и более ([рис. 4.6](#)) следует учитывать поперечные ветви (шунты) в виде ёмкостных проводимостей B_c или генерируемых ими реактивных мощностей Q_c .

Расстояние между фазами ЛЭП в каждом классе напряжения, особенно для ВЛ, практически одинаковое, что и определяет неизменность результирующего потокосцепления фаз и ёмкостного эффекта линий. Поэтому для ВЛ традиционного исполнения (без глубокого расщепления фаз и специальных конструкций опор) реактивные параметры мало зависят от конструктивных характеристик линии, т. к. расстояния между фазами и сечения (радиуса) проводов практически неизменны, что в приведённых формулах отражено логарифмической функцией.

При выполнении фаз ВЛ 35–220 кВ одиночными проводами их индуктивное сопротивление изменяется в узких пределах: $X_0 = (0,40 - 0,44)$ Ом/км, а ёмкостная проводимость лежит в пределах $b_0 = (2,6 - 2,8) \cdot 10^{-6}$ См/км. Влияние изменения площади сечения (радиуса) жил кабеля на X_0 более заметно, чем в ВЛ. Поэтому для КЛ имеем более широкое изменение индуктивного сопротивления: $X_0 \approx (0,06 - 0,15)$ Ом/км. Для кабельных линий всех марок и сечений напряжением 0,38–10 кВ индуктивное сопротивление лежит в более узком интервале (0,06–0,10 Ом/км) и определяется из таблиц физико-технических данных кабелей.

Среднее значение зарядной мощности на 100 км для ВЛ 110 кВ составляет около 3,5 Мвар, для ВЛ 220 кВ – 13,5 Мвар, для ВЛ 500 кВ – 95 Мвар. Учёт этих показателей позволяет исключить значительные ошибки при расчёте параметров линий или использовать указанные параметры в прибли-



жённых расчётах, например для оценки по реактивным параметрам ВЛ её протяжённости (км) в виде

$$L = \frac{X}{X_0}; \quad L = \frac{100Q}{Q_c^{100}}. \quad (4.18)$$

4.4. Активная проводимость

Обусловлена потерями активной мощности ΔP из-за несовершенства изоляции (утечки по поверхности изоляторов токов проводимости (смещения) в материале изолятора) и ионизации воздуха вокруг проводника вследствие коронного разряда. Удельная активная проводимость определяется по общей формуле для шунта, См/км,

$$g_0 = \frac{\Delta P_\phi}{U_{\text{ном}}^2} \cdot 10^{-3}, \quad (4.19)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение ЛЭП в кВ.

Потери в изоляции ВЛ незначительны, и явление коронирования в ВЛ возникает только при превышении напряжённости электрического поля у поверхности провода, кВ_{макс}/см:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r}}, \quad (4.19 \text{ a})$$

критическая величина около 17–19 кВ/см. Такие условия для коронирования возникают в ВЛ 110 кВ и более высокого напряжения.

Коронирование и соответственно потери активной мощности сильно зависят от напряжения ВЛ, радиуса провода, атмосферных условий и состояния поверхности провода. Чем больше рабочее напряжение и меньше радиус проводов, тем больше напряжённость электрического поля. Ухудшение атмосферных условий (высокая влажность воздуха, мокрый снег, изморозь на поверхности проводов, заусенцы, царапины) также способствуют росту напряжённости электрического поля и соответственно потерь активной мощности на коронование. Коронный разряд вызывает помехи на радио- и телевизионный приём, коррозию поверхности проводов ВЛ.

Для снижения потерь на корону до экономически приемлемого уровня правилами устройства электроустановок (ПУЭ) установлены минимальные сечения (диаметры) проводов. Например, для ВЛ 110 кВ – АС 70 (11,8 мм), для ВЛ 220 кВ – АС 240 (21,6 мм).

Потери мощности на коронование учитывают при моделировании ВЛ с номинальным напряжением 330 кВ и более ([рис. 4.5](#)). В технико-

экономических расчётах, связанных с учётом стоимости потерь электроэнергии, потери на коронование следует учитывать в ВЛ начиная с напряжения 220 кВ, диэлектрические потери в КЛ – с напряжения 35 кВ.

В КЛ под влиянием наибольшей напряжённости находятся слои поясной изоляции у поверхности жил кабеля. Чем выше рабочее напряжение кабеля, тем заметнее токи утечки через материал изоляции и нарушение её диэлектрических свойств. Последние характеризуются тангенсом угла диэлектрических потерь $\operatorname{tg}\delta$, принимаемым по данным завода-изготовителя.

Активная проводимость кабеля на единицу длины

$$g_0 = \omega c_0 \operatorname{tg}\delta = b_0 \operatorname{tg}\delta \quad (4.20)$$

и соответствующий ток утечки в изоляции кабеля, А,

$$I_y = U_\phi b_0 L \operatorname{tg}\delta = \frac{1}{\sqrt{3}} U B \operatorname{tg}\delta = \frac{1}{\sqrt{3}} U G. \quad (4.21)$$

Тогда диэлектрические потери в материале изоляции КЛ, МВт, определяются по формуле

$$\Delta P_{\text{из}} = 3 I_y^2 \frac{1}{\omega c \operatorname{tg}\delta} = U^2 B_c \operatorname{tg}\delta = U^2 G = q_0 L \operatorname{tg}\delta. \quad (4.22)$$

Их следует учитывать для КЛ с номинальным напряжением 110 кВ и выше.

4.5. Воздушные ЛЭП с расщеплёнными фазами

Если каждая фаза выполнена двумя и более проводами, то такая конструкция фазы считается расщеплённой. В линиях традиционного исполнения с номинальным напряжением 330 кВ фазы расщеплены на два провода, в линиях 500 кВ – на три провода, в линиях 750 кВ – на четыре–пять проводов. В Красноярской энергосистеме эксплуатируется ВЛ 220 кВ Дивногорск – Красноярск с расщеплением фазы на два провода. Существуют экспериментальные ВЛ повышенной пропускной способности с 6–8 и более проводами в фазе.

Основным назначением расщепления фаз является увеличение пропускной способности ВЛ, что достигается при неизменном номинальном напряжении и сечении путём снижения индуктивного сопротивления ЛЭП. Так, при выполнении фазы n одинаковыми проводами погонное активное сопротивление фазы уменьшается в n раз, т. е.

$$R_0 = \frac{R'_0}{n}.$$



4.5. Воздушные ЛЭП с расщеплёнными фазами

Однако для ВЛ указанных номинальных напряжений характерны соотношения между параметрами $R_0 \ll X_0$. Поэтому увеличение пропускной способности достигается в основном снижением индуктивного сопротивления. При n проводах в фазе увеличивается эквивалентный радиус расщепления конструкции фазы ([рис. 4.4](#)):

$$r_{\text{пр}}^{\text{экв}} = \sqrt[n]{r_{\text{пр}} \cdot a^{n-1}}, \quad (4.23)$$

где a – расстояние между проводами в фазе, равное 40–60 см.

Анализ зависимости [\(4.23\)](#) показывает, что эквивалентный радиус фазы изменяется в диапазоне от 9,3 см (при $n = 2$) до 65 см (при $n = 10$) и мало зависит от сечения провода. Основным фактором, определяющим изменение $r_{\text{пр}}^{\text{экв}}$, является количество проводов в фазе. Так как эквивалентный радиус расщеплённой фазы намного больше действительного радиуса провода нерасщеплённой фазы ($r_{\text{пр}}^{\text{экв}} \gg r_{\text{пр}}$), то индуктивное сопротивление такой ВЛ, определяемое по преобразованной формуле вида [\(4.24\)](#), Ом/км, уменьшается:

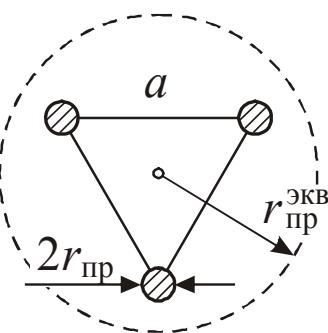


Рис. 4.4. К определению радиуса конструкции расщеплённой фазы

$$X_0 = 0,144 \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{пр}}^{\text{экв}}} + \frac{0,016}{n} \mu. \quad (4.24)$$

Снижение X_0 , достигаемое в основном за счёт уменьшения внешнего сопротивления X'_0 , относительно невелико. Например, при расщеплении фазы воздушной линии 500 кВ на три провода – до 0,29–0,30 Ом/км, т. е. примерно на треть. Соответственно с уменьшением сопротивления $Z = (R_0 + jX_0)L = Ze^{j\psi}$ увеличивается пропускная способность (идеальный предел) линии:

$$P_{\text{пр}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{Z} \approx \frac{U_{\text{ном}}^2}{X}. \quad (4.25)$$

Естественно, что с увеличением эквивалентного радиуса фазы $r_{\text{пр}}^{\text{экв}}$ снижается напряжённость электрического поля вокруг фазы и, следовательно, потери мощности на коронирование. Тем не менее суммарные значения

4.5. Воздушные ЛЭП с расщеплёнными фазами

этих потерь для ВЛ высокого и сверхвысокого напряжения (220 кВ и более) составляют заметные величины, учёт которых необходим при анализе режимов линий указанных классов напряжений ([рис. 4.5](#)).

Расщепление фазы на несколько проводов увеличивает ёмкость ВЛ и соответственно емкостную проводимость:

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}^{\text{экв}}}} \cdot 10^{-6}. \quad (4.26)$$

Например, при расщеплении фазы ВЛ 220 кВ на два провода проводимость возрастает с $2,7 \cdot 10^{-6}$ до $3,5 \cdot 10^{-6}$ См/км. Тогда зарядная мощность ВЛ 220 кВ средней протяжённости, например 200 км, составляет

$$Q_c = b_0 L U_{\text{н}}^2 = 3,5 \cdot 10^{-6} \cdot 200 \cdot 220^2 = 33,88 \text{ Мвар},$$

что соизмеримо с передаваемыми мощностями по ВЛ данного класса напряжения, в частности с натуральной мощностью линии

$$P_{\text{нат}} = \frac{U_{\text{н}}^2}{Z_{\text{в}}} = \frac{U_{\text{н}}^2}{\sqrt{\frac{X_0}{b_0}}} = \frac{220^2}{\sqrt{\frac{0,32}{3,5 \cdot 10^{-6}}}} = 160 \text{ МВт}. \quad (4.27)$$

4.6. Схемы замещения линий электропередач

Выше приведена характеристика отдельных элементов схем замещения линий. В соответствии с их физическим проявлением при моделировании электрических сетей используют схемы ВЛ, КЛ и шинопроводов, представленные на [рис. 4.5](#), [рис. 4.6](#), [рис. 4.7](#). Приведём некоторые обобщающие пояснения к этим схемам.

При расчёте симметричных установившихся режимов ЭС схему замещения составляют для одной фазы, т. е. продольные её параметры, сопротивления $Z = R + jX$ изображают и вычисляют для одного фазного провода (жилы), а при расщеплении фазы – с учётом количества проводов в фазе и эквивалентного радиуса фазной конструкции ВЛ.

Ёмкостная проводимость B_c , учитывает проводимости (ёмкости) между фазами, между фазами и землёй и отражает генерацию зарядной мощности всей трёхфазной конструкции линии:

$$Q_{c1} = \frac{1}{2} B_c U_1^2 \quad \text{и} \quad Q_{c2} = \frac{1}{2} B_c U_2^2.$$



4.6. Схемы замещения линий электропередач

Активная проводимость линии G , изображаемая в виде шунта между фазой (жилой) и точкой нулевого потенциала схемы (землёй), включает суммарные потери активной мощности на корону (или в изоляции) трёх фаз:

$$\Delta P_{\kappa 1} = \frac{1}{2} G U_1^2 \quad \text{и} \quad \Delta P_{\kappa 2} = \frac{1}{2} G U_2^2. \quad (4.28)$$

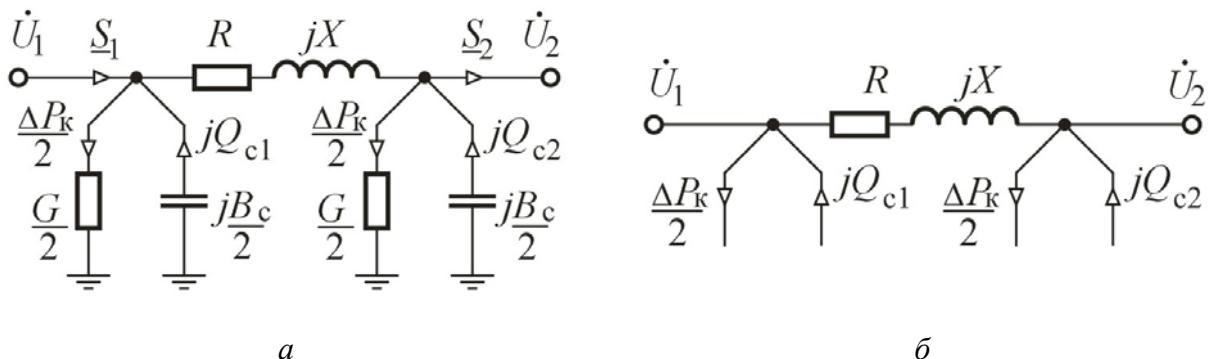


Рис. 4.5. Схемы замещения ВЛ 220(330)–500 кВ и КЛ 110–500 кВ:
a – полная с поперечными проводимостями; *б* – расчетная

Поперечные проводимости (шунты) $\underline{Y} = G + jX$ в схемах замещения можно не изображать, а заменять мощностями этих шунтов ([рис. 4.5, б](#); [рис. 4.6, б](#)). Например, вместо активной проводимости показывают потери активной мощности в ВЛ:

$$\Delta P_{\kappa 1} = \Delta P_{\kappa 2} = \frac{1}{2} \Delta P_{\kappa}^0 L \quad (4.29)$$

или в изоляции КЛ:

$$\Delta P_{из1} = \Delta P_{из2} = \frac{1}{2} q_0 L \operatorname{tg} \delta. \quad (4.30)$$

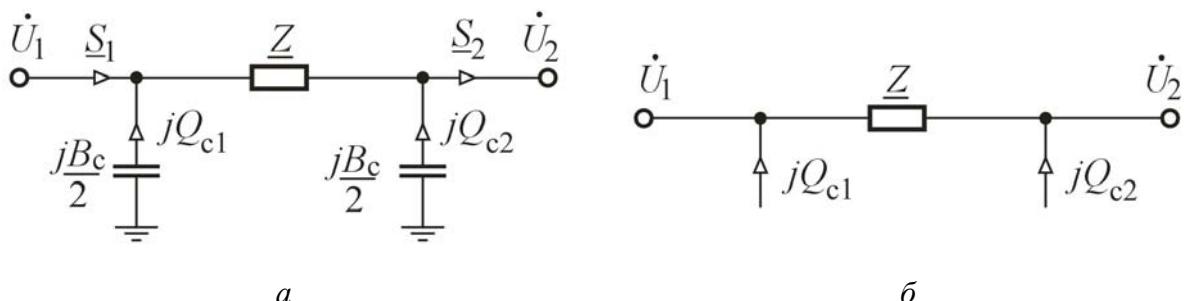


Рис. 4.6. Схема замещения ВЛ 110–220 кВ и КЛ 35 кВ: *a* – с ёмкостными проводимостями; *б* – зарядной мощностью вместо проводимостей

Взамен ёмкостной проводимости указывают генерацию зарядной мощности

$$Q_{c1} = Q_{c2} = \frac{1}{2} B_c U_{\text{ном}}^2. \quad (4.30a)$$

Указанный учёт поперечных ветвей ЛЭП нагрузками упрощает оценку электрических режимов, выполняемых вручную. Такие схемы замещения линий именуют расчётными ([рис. 4.5, б](#); [рис. 4.6, б](#)).

В ЛЭП напряжением до 220 кВ при определённых условиях можно не учитывать те или иные параметры, если их влияние на работу сети несущественно. В связи с этим схемы замещения линий, показанные на [рис. 4.1](#), в ряде случаев могут быть упрощены.

В ВЛ напряжением до 220 кВ потери мощности на корону, а в КЛ напряжением до 35 кВ диэлектрические потери незначительные. Поэтому в расчетах электрических режимов ими пренебрегают и соответственно принимают равной нулю активную проводимость ([рис. 4.6](#)). Учёт активной проводимости необходим для ВЛ напряжением 220 кВ и для КЛ напряжением 110 кВ и выше в расчётах, требующих вычисления потерь электроэнергии, а для ВЛ напряжением 330 кВ и выше также при расчёте электрических режимов ([рис. 4.5](#)).

Необходимость учёта ёмкости и зарядной мощности линии зависит от соизмеримости зарядной и нагрузочной мощности. В местных сетях небольшой протяжённости при номинальных напряжениях до 35 кВ зарядные токи и мощности значительно меньше нагрузочных. Поэтому в КЛ ёмкостную проводимость учитывают только при напряжениях 20 и 35 кВ, а в ВЛ её можно пренебречь.

В районных сетях (110 кВ и выше) со значительными протяжённостями (40–50 км и больше) зарядные мощности могут оказаться соизмеримыми с нагрузочными и подлежат обязательному учёту либо непосредственно ([рис. 4.6, б](#)) либо введением ёмкостных проводимостей ([рис. 4.6, а](#)).

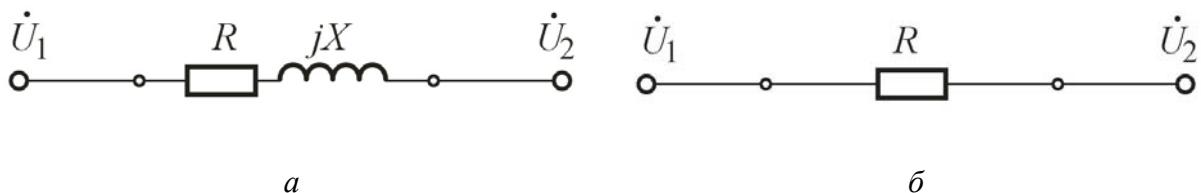


Рис. 4.7. Схема замещения: *а* – ВЛ 0,38–35 кВ и КЛ 0,38–20 кВ;
б – КЛ 0,38–10 кВ малых сечений

В проводах ВЛ при малых сечениях ($16\text{--}35 \text{ mm}^2$) преобладают активные сопротивления, а при больших сечениях (240 mm^2 в районных сетях напряжением 220 кВ и выше) свойства сетей определяются их индуктивностями. Активные и индуктивные сопротивления проводов средних сечений (50–

185 мм²) близки друг к другу. В КЛ напряжением до 10 кВ небольших сечений (50 мм² и менее) определяющим является активное сопротивление, и в таком случае индуктивные сопротивления могут не учитываться ([рис. 4.7, б](#)).

Необходимость учёта индуктивных сопротивлений зависит также от доли реактивной составляющей тока в общей электрической нагрузке. При анализе электрических режимов с низкими коэффициентами мощности ($\cos\phi < 0,8$) индуктивные сопротивления КЛ необходимо учитывать. В противном случае возможны ошибки, приводящие к уменьшению действительной величины потери напряжения.

Схемы замещения ЛЭП постоянного тока могут рассматриваться как частный случай схем замещения ЛЭП переменного тока при $X = 0$ и $b = 0$.

4.7. ЛЭП со стальными проводами

Основное достоинство стальных проводов – их высокие механические свойства. В частности, временное сопротивление на разрыв стальных проводов достигает 600–700 МПа (60–70 кг/мм²) и более. Поэтому стальные провода применяют при выполнении больших переходов через естественные препятствия (широкие реки, горные ущелья и т. п.).

Однако сталь обладает значительно более высоким электрическим сопротивлением (удельное сопротивление ρ достигает величины 130 Ом · мм² / км) по сравнению с медью и алюминием, которое зависит от сорта стали, способа изготовления провода и от величины тока, протекающего по проводу. Поэтому передача больших мощностей на значительные расстояния затруднена вследствие больших потерь напряжения и электроэнергии.

При передаче по распределительным сетям 6, 10 кВ небольших мощностей (до нескольких сотен кВт) в слабо загруженных низковольтных сетях монтируют ВЛ со стальными проводами. Кроме того, провода из стали (тросы) используют как элементы повторного заземления низковольтных сетей и устройств грозозащиты высоковольтных ВЛ.

Стальные провода изготавливают из оцинкованных проволок. Без оцинковки срок службы стальных проводов мал, провода ржавеют и становятся непригодными для работы на воздушных линиях электропередачи.

Сталь – это ферромагнитный материал, и поэтому стальные провода обладают большой внутренней индуктивностью. Активные сопротивления стальных проводов, так же как и реактивные, зависят от величины протекающего в них тока. При токах, близких к нулю, когда магнитный поток в проводе очень мал, активное и омическое сопротивления проводов практически одинаковые. Разница между этими сопротивлениями тем больше, чем больше магнитная проницаемость стали и диаметр провода. Стальные провода на линиях переменного тока подвергаются постоянному перемагничиванию, что связано с затратами энергии, возрастающими с увеличением тока. Кроме того, растут потери на вихревые токи, и резко проявляется поверхно-



стный эффект. Названные потери активной мощности учитывают соответствующими составляющими активного сопротивления стальных проводов:

$$R_0 = R'_0 + R''_0 ,$$

где R'_0 – сопротивление постоянному току (омическое),

$$R''_0 = R_{0\text{пов.эф.}} + R_{0\text{гист.}} + R_{0\text{вихр.}} = R_{\text{доп.}}$$

Сталь обладает большей магнитной проницаемостью ($\mu > 1$), чем цветные металлы (медь и алюминий). Активное сопротивление переменному току ЛЭП со стальными проводами выше активного сопротивления ЛЭП того же сечения из меди или алюминия. Величина дополнительных потерь зависит от магнитного потока Φ в сечении провода, а магнитный поток определяется магнитной проницаемостью материала провода μ и напряжённостью магнитного поля H :

$$\Phi = BF = \mu HF,$$

где B – магнитная индукция, а F – площадь поперечного сечения провода.

Напряжённость магнитного поля пропорциональна току в проводе ($H \sim I$), а магнитная индукция определяется как током, так и степенью насыщения стали. Поэтому при малых значениях тока магнитный поток, а значит, и дополнительное сопротивление провода растут пропорционально его значению. При некоторой величине тока магнитная индукция становится практически постоянной величиной (насыщение стали), и сопротивление стабилизируется. При дальнейшем увеличении протекающего тока сопротивление начинает уменьшаться вследствие уменьшения магнитной проницаемости стали. Кривые изменения активного сопротивления стальных однопроволочных и многопроволочных проводов от тока нагрузки представлены на

[рис. 4.8](#) (кривая 1).

Активное сопротивление стальных проводов зависит от многих факторов (химического состава стали, токовой нагрузки и др.), является очень сложной функцией и его трудно выразить математически. Для определения активных сопротивлений стальных проводов используют табличные данные, составленные на основании измерений для разных марок и сечений проводов в зависимости от величины тока.

Индуктивное сопротивление стального провода также определяется двумя составляющими: внешним индуктивным сопротивлением X'_0 и внутренним индуктивным сопротивлением X''_0 , Ом/км:

$$X_0 = X'_0 + X''_0 .$$



Внешнее индуктивное сопротивление, Ом/км, обусловлено внешним магнитным потоком, зависит от геометрических размеров линии и рассчитывается по формуле

$$X'_0 = 2\pi f \cdot 0,46 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{пр}}} \cdot 10^{-3} = 0,144 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{пр}}} . \quad (4.31)$$

Внутреннее индуктивное сопротивление обусловлено магнитным потоком, замыкающимся внутри провода, и определяется магнитной проницаемостью, которая, в свою очередь, зависит не только от конструкции и химического состава стали провода, но и от тока, протекающего в проводе:

$$X''_0 = 2\pi f \cdot 0,05\mu \cdot 10^{-3} = 0,016\mu$$

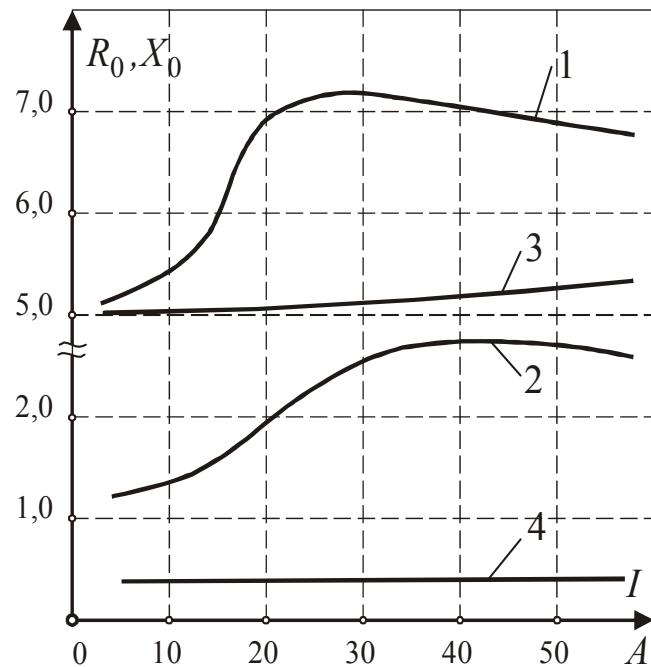


Рис. 4.8. Сопротивления стальных (1, 2) и алюминиевых (3, 4) проводов:
активные (1, 3) и индуктивные (2, 4)

Для определения внутреннего индуктивного сопротивления пользуются экспериментальными данными, приведёнными в справочной литературе, внешнее индуктивное сопротивление определяется по формуле (4.31).

Внутреннее индуктивное сопротивление стальных проводов по своей величине значительно превышает внешнее индуктивное сопротивление и значительно больше, чем у проводов из цветных металлов. У линии передачи с проводами из цветного металла индуктивное сопротивление в основном обусловлено внешним магнитным потоком.

На [рис. 4.8](#) показаны для провода ПС 25 кривые изменения активного (резистивного) (кривая 1) и реактивного (кривая 2) сопротивлений в зависимости от величины переменного тока. Для сравнения слабо выраженная кривая 3 показывает изменение сопротивления провода постоянному току, а прямая 4 – индуктивного сопротивления для алюминиевых проводов.

Активные и реактивные сопротивления однопроволочного провода быстро растут с увеличением его диаметра. Поэтому в электрических сетях од-

ннопроволочные провода применяют с диаметром не более 5 мм. Провода с сечением 25 мм² и выше выполняют многопроволочными.

Многопроволочные провода имеют значительно лучшие электрические характеристики, чем однопроволочные, и почти не зависят от сечения провода. В многопроволочных проводах благодаря воздушным промежуткам между отдельными проволоками, из которых свит провод, сопротивление магнитному потоку резко возрастает. Магнитный поток внутри провода уменьшается – уменьшаются активное и реактивное сопротивления провода. В целом удельные активное и реактивное сопротивления стальных проводов в несколько раз превышают аналогичные величины проводов из цветного металла. Это означает, что в таких ЛЭП с увеличением тока нагрузки увеличивается сопротивление стального провода, значительно выше потери напряжения и соответственно снижается пропускная способность электропередачи. Вследствие этих причин применение стальных проводов ограничено.

Вопросы для самопроверки

1. Для каких целей используют схемы замещения? Назовите преимущества и недостатки этих схем.
2. Какова физическая сущность активного сопротивления ЛЭП?
3. Как и в каком случае следует учитывать температуру провода?
4. Каков физический смысл индуктивного сопротивления воздушных и кабельных линий?
5. Почему для линий одного исполнения и класса напряжения индуктивные сопротивления практически одинаковые, незначительно зависящие от сечения проводов и жил фаз?
6. Какие значения сопротивлений характерны для ЛЭП различных напряжений?
7. Как определить удельные (на 1 км) активное и индуктивное сопротивления ВЛ, не используя справочников?
8. Какой характер имеют графики зависимостей сопротивлений от площади сечения провода?
9. Чем обусловлена ёмкостная проводимость ЛЭП?
10. Как зависит ёмкостная проводимость от сечения проводов и конструкции фаз ВЛ?
11. Почему у ВЛ традиционного исполнения индуктивное сопротивление на 1 км значительно больше, чем у кабельных ЛЭП?
12. С помощью каких изменений конструкции фаз и опор можно уменьшить индуктивное сопротивление ВЛ?
13. Зачем выполняют транспозицию (перестановку) фазных проводов?
14. В чём заключается явление коронирования?
15. Какие условия необходимы для возникновения коронного разряда?
16. Почему потери мощности на коронирование резко возрастают при плохой погоде?

17. Какие меры принимают для снижения потерь на корону при проектировании и эксплуатации ВЛ?
18. От чего зависит активная проводимость кабельных линий?
19. Чем определяется качество изоляции линий?
20. Какие физические явления отражаются наличием в схеме замещения ВЛ и КЛ активной проводимости?
21. Почему индуктивные сопротивления и ёмкостные токи воздушных и кабельных линий различны?
22. Почему ЛЭП являются источниками зарядной (ёмкостной) мощности?
23. Как зависит зарядная мощность от конструкции и номинального напряжения линии?
24. Как по параметрам схем замещения ВЛ местных и районных сетей определить протяжённость линий?
25. Как определить протяжённость линии, зная суммарную ёмкостную (зарядную) мощность ВЛ?
26. Каковы средние значения погонных реактивных параметров ВЛ с нерасщеплённой фазой?
27. Что является главной изоляцией воздушных и кабельных линий?
28. Для чего применяют расщепление фаз ВЛ?
29. На какое число проводов расщепляют фазы ВЛ 330–1150 кВ?
30. Известны ли Вам ВЛ с расщеплёнными фазами более низкого номинального напряжения?
31. Чем определяется величина эквивалентного радиуса расщеплённой фазы?
32. К каким изменениям погонных параметров ВЛ приводит расщепление её фазы?
33. Каковы средние значения погонных параметров ВЛ с расщеплённой фазой?
34. Чем характеризуется пропускная способность ЛЭП? Как на неё влияют параметры линий?
35. Как изменяется волновое сопротивление и натуральная мощность при увеличении числа и сечения проводов?
36. По каким внешним признакам можно определить номинальное напряжение ВЛ?
37. Какие схемы замещения ЛЭП именуются расчётными?
38. Назовите элементы трёхфазной ЛЭП, которые учитываются в схеме замещения параметрами одной или трёх фаз?
39. При каких длинах ВЛ и КЛ возможен отказ от учёта распределённости параметров для П-образной схемы замещения?
40. Чем определяется отличие погонных параметров ВЛ и КЛ?
41. Чем различаются схемы замещения ВЛ и КЛ напряжением 35 и 110 кВ?
42. Когда в схемах замещения учитываются поперечные элементы?

43. В каких случаях в схемах замещения КЛ небольшого сечения необходимо учитывать индуктивное сопротивление?
44. В чём отличие схем замещения ЛЭП постоянного и переменного тока?
45. Почему линии постоянного тока обладают повышенной пропускной способностью?
46. Какое применение в электрических сетях находят стальные провода?
47. Почему активное сопротивление стального провода значительно превышает омическое?
48. В чём причина изменений активных сопротивлений проводов из стали?
49. Какие физические явления определяют различия индуктивного сопротивления линий с проводами из цветного металла и стали?
50. В чём отличия в определении параметров схемы замещения линий со стальными проводами и проводами из цветного металла?
51. В чём преимущества и недостатки проводов из цветного металла?
52. Какое назначение стальной составляющей в стальноеалюминиевом проводе?

ЛЕКЦИЯ 5. ПАРАМЕТРЫ И СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ДВУХОБМОТОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

План

1. Назначение, условные обозначения, схемы соединения обмоток и векторные диаграммы напряжений трансформаторов.
2. Двухобмоточные трансформаторы.
3. Опыт короткого замыкания и параметры, определяемые по его результатам.
4. Опыт холостого хода и параметры, определяемые по его результатам.

Передачу электроэнергии на большие расстояния в основном осуществляют на повышенном (110–750 кВ) напряжении. Распределение электроэнергии выполняют сетями 6–35(110) кВ. Электропотребителей подключают к сетям более низких напряжений (0,22–10 кВ). Для соответствующих преобразований (трансформаций) напряжений, а также связи электрических сетей различных классов напряжений и распределения электроэнергии используют силовые трансформаторы и автотрансформаторы однофазного и трёхфазного исполнения.

На подстанциях электрических сетей и электростанциях преимущественно применяют трёхфазные двух- и трёхобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы. При большой мощности используют однофазные трансформаторы, соединённые в трёхфазные группы.

Условные обозначения понижающих и повышающих трансформаторов и автотрансформаторов в схемах электрических систем электроснабжения показаны на [рис. 5.1](#).

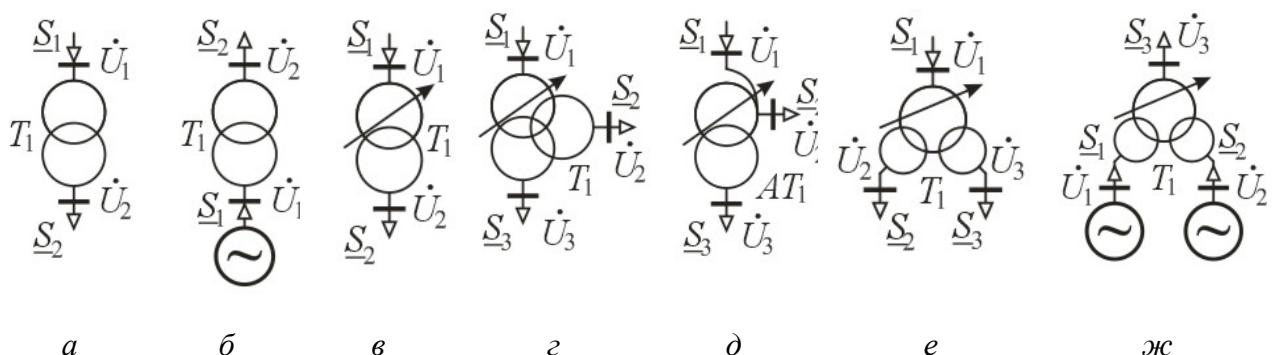


Рис. 5.1. Условные обозначения трансформаторов и автотрансформаторов на схемах: *а*, *б* – двухобмоточные нерегулируемые; *в* – регулируемый; *г* – трёхобмоточный регулируемый; *д* – автотрансформатор; *е* и *жс* – регулируемый и нерегулируемый двухобмоточные трансформаторы с расщеплённой обмоткой низшего напряжения

Стрелки обозначают электрическую нагрузку S_1 и S_2 на шинах (выводах) высшего U_1 и низшего напряжения U_2 двухобмоточных трансформаторов (рис. 5.1, а–в). В случае трёхобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов стрелки обозначают электрические нагрузки S_1 , S_2 и S_3 на шинах высшего U_1 , среднего U_2 и низшего U_3 напряжений (рис. 5.1, г, д). Другая стрелка символизирует наличие регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Отсутствие таковой означает, что трансформатор снабжён устройством изменения (улучшения) напряжения ПБВ (переключатель без возбуждения). Изменение напряжения осуществляется при отключении трансформатора от сети.

Принципиальные схемы двух- и трёхобмоточных трансформаторов представлены на рис. 5.2 и рис. 5.3.

Обмотки высшего напряжения (ВН) 6–35 кВ двухобмоточных трансформаторов соединены в звезду (с изолированной или выведенной нулевой точкой), а обмотки низшего напряжения (НН) 0,4/0,23 кВ и 0,69/0,4 кВ соединены в звезду с выведенной нулевой точкой, т. е. группу соединений Y/Y₀–0 (рис. 5.2, а). При более высоком напряжении обмоток (ВН 110, 150, 220 кВ) обмотку НН (6–10 кВ) соединяют в треугольник, что соответствует группе соединений Y_h / Δ – 11 (рис. 5.2, б).

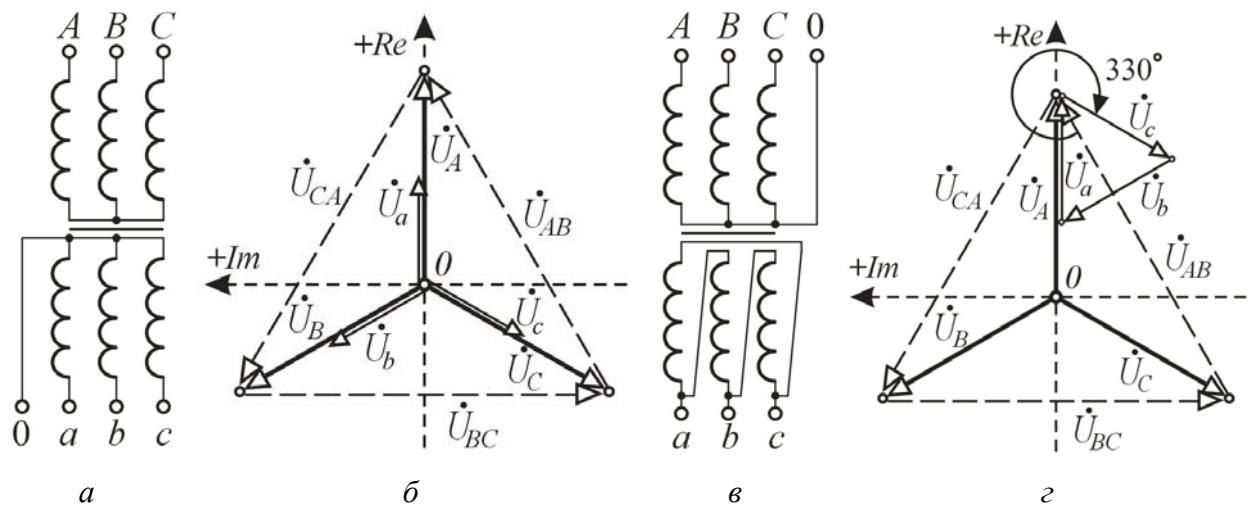


Рис. 5.2 Схемы соединений обмоток трансформаторов: а – звезда – звезда; б, г – векторные диаграммы напряжений; в – звезда – треугольник

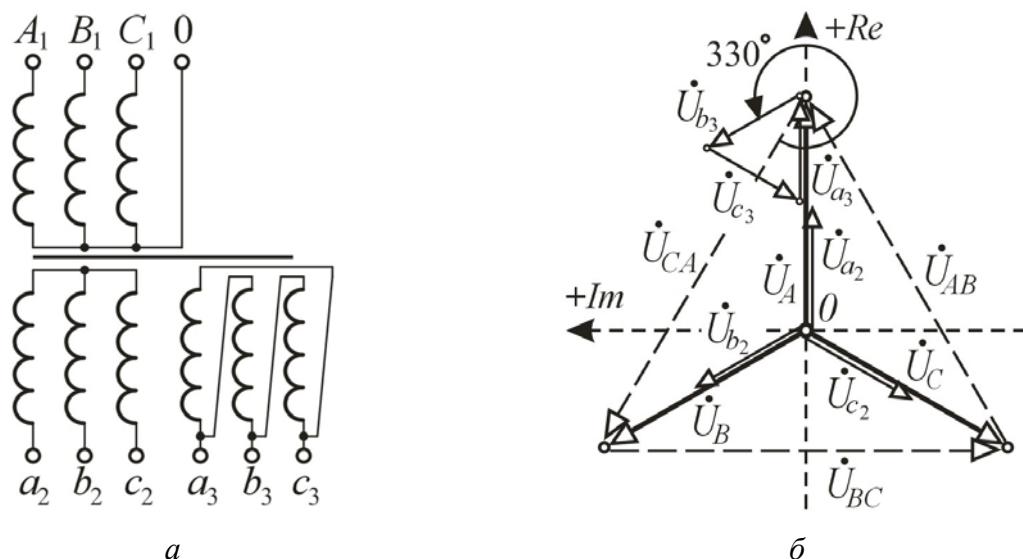


Рис. 5.3. Схемы соединений обмоток: *а* – трёхобмоточного трансформатора звезда с нулём – звезда – треугольник; *б* – векторная диаграмма напряжений

В трёхобмоточных трансформаторах (ВН 110, 150, 220 кВ) обмотки ВН и СН соединены соответственно в звезду с выведенной и изолированной нулевой точкой. Обмотку НН при напряжении 6, 10, 20 кВ соединяют в треугольник, что соответствует группе соединений $Y_n / Y / \Delta - 0 / 0 / 11$ ([рис. 5.3](#)).

В автотрансформаторах (ВН 150, 220, 330, 500, 750 кВ) общие обмотки соединены в звезду с обязательным глухим заземлением нейтрали ([рис. 5.4](#)).

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы характеризуются следующими каталожными (паспортными) данными: $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА; $U_{\text{ном}}$ – номинальные междуфазовые (линейные) напряжения присоединяемых сетей; ΔP_k – потери активной мощности короткого замыкания, кВт; ΔP_x – потери активной мощности холостого хода, кВт; U_k – относительное значение напряжения короткого замыкания, %; I_x – относительное значение тока холостого хода, %.

На основе указанных каталожных данных определяют все расчётные параметры схем замещения трансформирующих устройств: сопротивления, проводимости, коэффициенты трансформации. Указанные параметры влияют на потери мощности и электроэнергии, на отклонения напряжения у электропотребителей и потому должны учитываться при расчётах и анализе режимов работы электрических сетей.

5.1. Двухобмоточные трансформаторы

При расчётах режимов трёхфазных электрических сетей с равномерной загрузкой фаз трансформаторы в расчётных схемах представляются схемой замещения для одной фазы.

Установим связь схемы замещения трансформатора с его реальными схемно-режимными параметрами. Обмотки трансформатора расположены на общем магнитопроводе. Поэтому схема состоит из контуров первичной и вторичной обмоток, связанных взаимной индукцией ([рис. 5.4](#)).

5.1. Двухобмоточные трансформаторы

Наличие магнитной связи между обмотками затрудняет исследование режимов работы трансформатора и электрической сети в целом. Поэтому в расчётах удобно эту связь заменить на электрическую. В этом случае анализ режимов упрощается и сводится к расчёту относительно простой электрической цепи. Эта схема, в которой магнитная связь между обмотками заменена электрической, называется схемой замещения трансформатора. В основе такой схемы лежит представление о том, что действие потоков рассеяния $\Phi_{\sigma 1}$ и $\Phi_{\sigma 2}$ эквивалентно действию индуктивных сопротивлений обмоток X_1 и X_2 , по которым текут токи I_1 и I_2 . В соответствии с этим можно представить трансформатор в виде схемы [рис. 5.4, а](#). Здесь каждая из обмоток трансформатора заменена катушкой, имеющей активное и индуктивное сопротивление действительной обмотки, и магнитосвязанными обмотками с трансформацией $k = W_1/W_2$ без потоков рассеяния и без активного сопротивления.

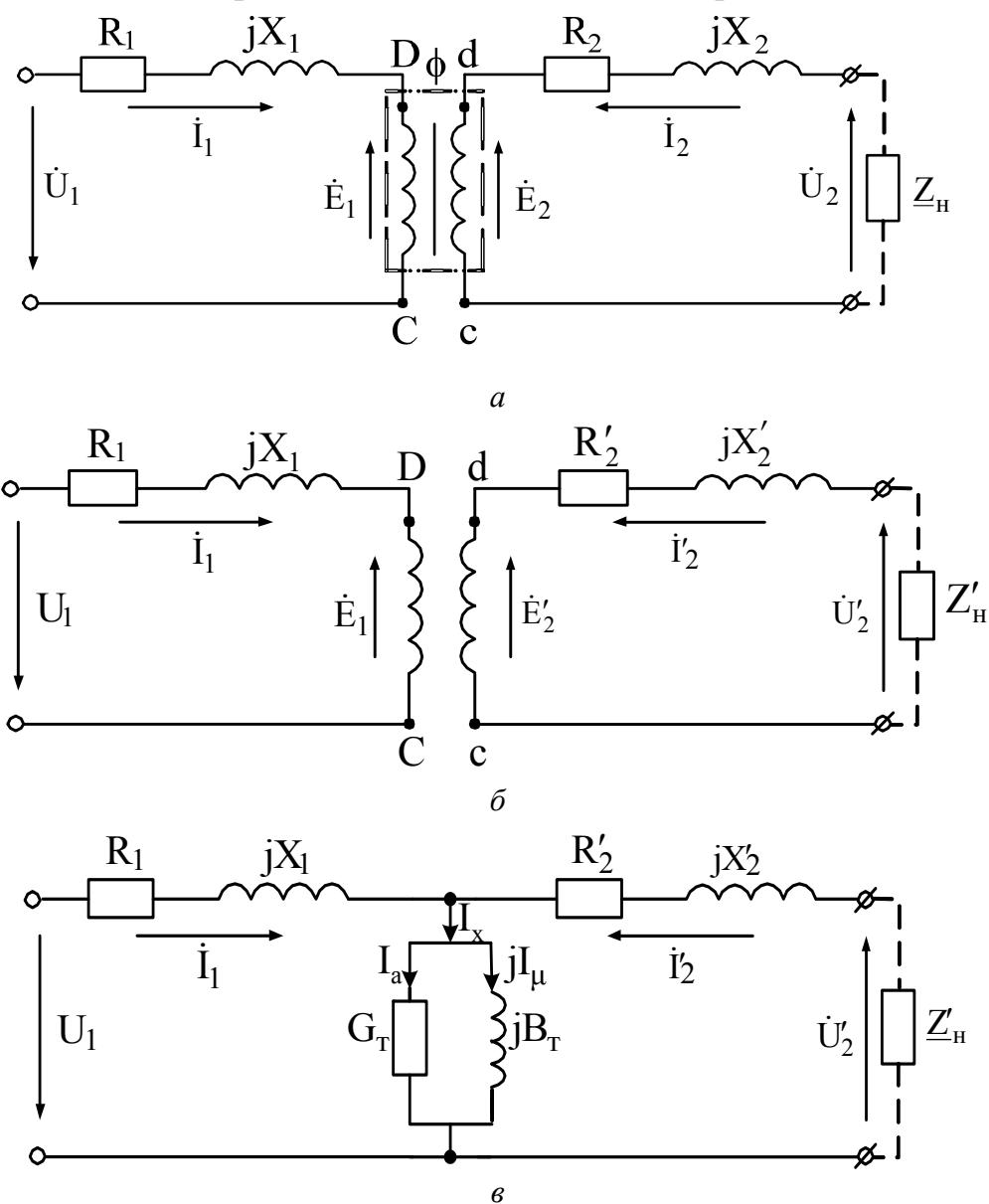


Рис. 5.4. Схемы замещения двухобмоточных трансформаторов: *а* – схема замещения отдельных обмоток; *б* – схемы замещения обмоток приведённого трансформатора; *в* – Т-образная схема замещения

5.1. Двухобмоточные трансформаторы

Если выполнить приведение вторичной обмотки к первичной с учётом трансформации $k = W_1/W_2$ (рис. 5.4, б)

$$E'_2 = E_2 \cdot k, \quad U'_2 = U_2 \cdot k, \quad I'_2 = I_2 \cdot \frac{1}{k}, \quad Z'_2 = Z_2 \cdot k^2,$$

в результате будут уравновешены ЭДС E_1 и E'_2 , что позволяет объединить обмотки CD и cd в одну, называемую намагничивающей ветвью схемы замещения (рис. 5.4, б).

В итоге сформирована Т-образная схема, которая является наиболее точной схемой замещения двухобмоточного трансформатора (рис. 5.4, б).

Схема имеет продольные и поперечные элементы. Продольные элементы представлены активными и индуктивными сопротивлениями одной фазы первичной обмотки R_1 и X_1 и вторичной обмотки R'_2 и X'_2 . Поперечная ветвь – ветвь намагничивания трансформатора, представлена в виде активной G_T и индуктивной jB_T проводимостей, определяющих активную I_a и реактивную I_μ слагающие намагничивающего тока I_x трансформатора. Активная слагающая тока обусловлена потерями мощности в стали трансформатора, реактивная определяет намагничивающий поток взаимоиндукции обмоток трансформатора.

Т-образная схема замещения неудобна для выполнения электрических расчётов сетей, поскольку даже при питании всего одной нагрузки через двухобмоточный трансформатор схема состоит из двух контуров. Поэтому при расчётах режимов электрических сетей двухобмоточные трансформаторы с достаточной точностью замещают более простыми Г-образными схемами замещения (рис. 5.5) – прямой и обратной в зависимости от подключения ветви проводимостей (рис. 5.5, а, б).

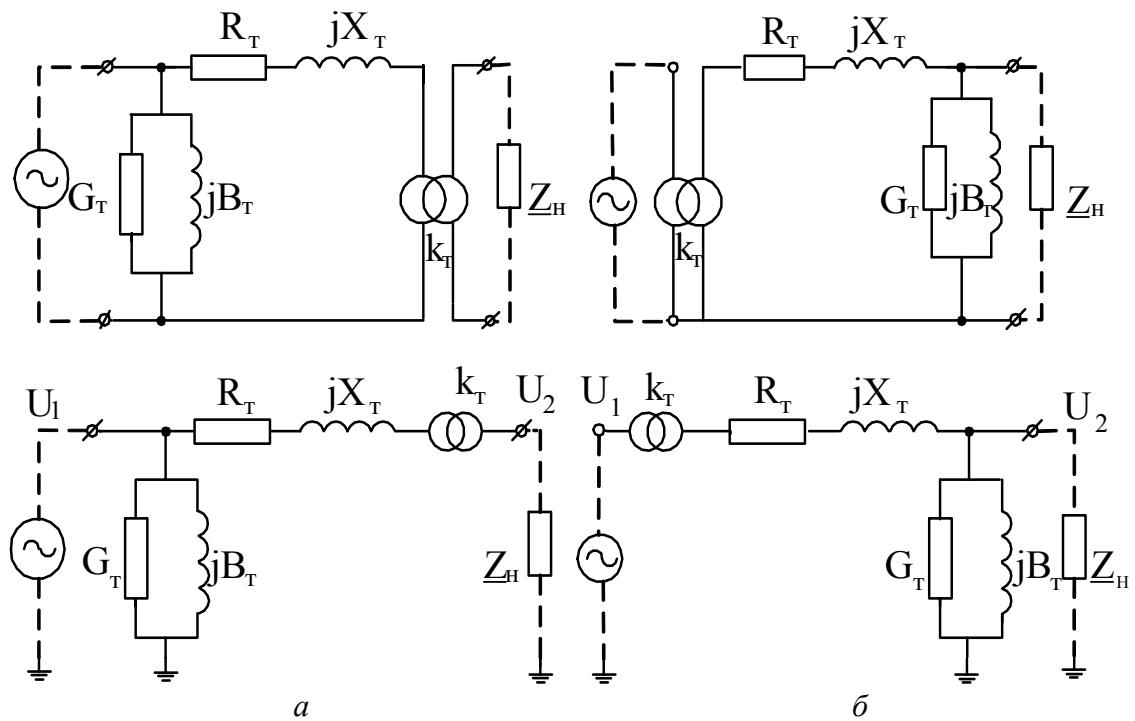


Рис. 5.5. Различные отображения Г-образных схем замещения двухобмоточного трансформатора: а – прямая схема; б – обратная схема

5.1. Двухобмоточные трансформаторы

В данной схеме ветвь намагничивания, в отличие от Т-образной схемы, обычно подключают с первичной стороны, т. е. с которой трансформатор получает электроэнергию от источника (прямая схема): для понижающих трансформаторов – со стороны ВН, для повышающих трансформаторов – со стороны НН. Иногда для частичной компенсации погрешности, вносимой применением Г-образной схемы, а также при реверсивной работе электроперехода один из трансформаторов, например понижающий, включают по прямой схеме, а второй – по обратной (рис. 5.6).

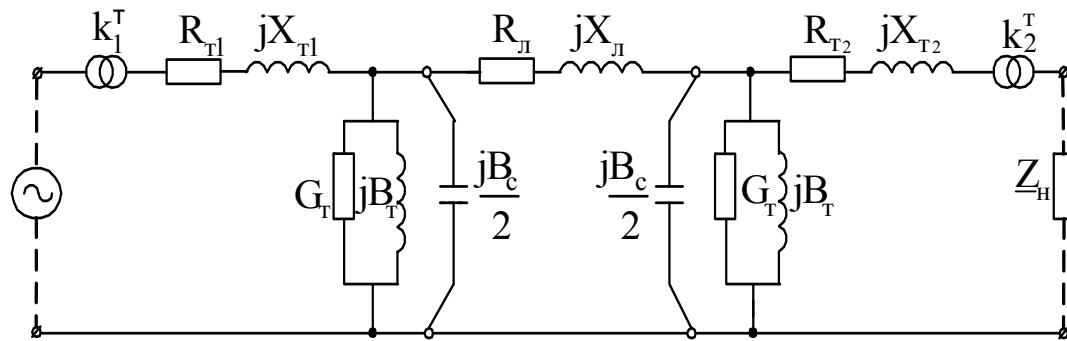


Рис. 5.6. Схема замещения электропередачи
с прямой и обратной Г-образными схемами замещения
соответственно понижающего и повышающего трансформатора

Активное и реактивное сопротивление схемы равны сумме сопротивлений обеих обмоток трансформаторов, приведённых к одному напряжению. Если схема приведена к высшему напряжению, сопротивление обмоток (сквозное сопротивление) трансформаторов (рис. 5.6) определяется в виде

$$\underline{Z}_m = \underline{Z}_1 + \underline{Z}'_2 = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 \left(\frac{U_1}{U_2} \right)^2, \quad (5.1)$$

где \underline{Z}'_2 – полное сопротивление вторичной обмотки трансформатора, приведённое к первичному напряжению.

Если схема приведена к низшему напряжению, то

$$\underline{Z}_m = \underline{Z}'_1 + \underline{Z}_2 = \underline{Z}_1 \left(\frac{U_2}{U_1} \right)^2 + \underline{Z}_2. \quad (5.2)$$

Эти суммарные сопротивления обмоток обычно называют сопротивлениями (активным и индуктивным) трансформатора.

Активная проводимость G_t обусловлена потерями активной мощности в стали трансформатора на перемагничивание (гистерезис) и вихревые токи, реактивная проводимость B_t – намагничивающей сталь мощностью. По-

5.1. Двухобмоточные трансформаторы

скольку наличие этих проводимостей связано с токами холостого хода I_x (в основном намагничивающего тока), в приближённых расчётах в Г-образной схеме замещения проводимость (ветвь намагничивания) трансформатора заменяют неизменной нагрузкой

$$\Delta \underline{S}_x = \Delta P_x + j\Delta Q_x ,$$

равной потерям мощности холостого хода трансформатора ([рис. 5.7, а](#)). Первое слагаемое ΔP_x – потери активной мощности в стали трансформатора, паспортная величина; второе – намагничивающая мощность трансформатора, принимаемая равной

$$\Delta Q_x = \frac{I_x}{100 \%} S_{\text{ном}} , \quad (5.3)$$

где I_x – ток холостого хода трансформатора с номинальной мощностью $S_{\text{ном}}$.

Использование схемы замещения, где ветвь намагничивания заменена мощностью потерь холостого хода, допустимо при напряжении до 220 кВ включительно.

При расчётах режимов местных (распределительных) сетей 6–35 кВ влиянием проводимостей трансформаторов пренебрегают и используют простейшую схему замещения, состоящую только из последовательно соединённых активного и индуктивного сопротивлений ([рис. 5.7, б](#)).

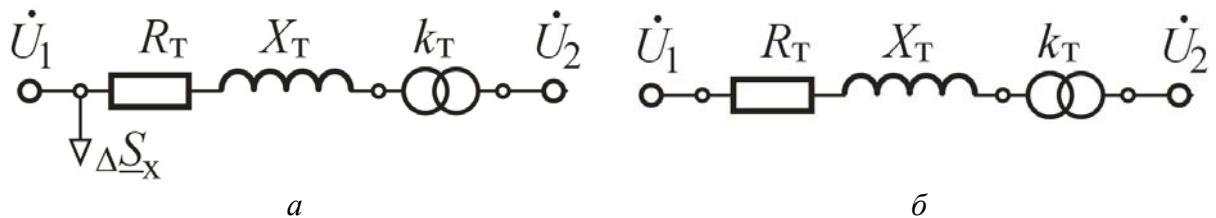


Рис. 5.7. Упрощённые схемы замещения двухобмоточных трансформаторов:
а – с учётом и б – без учёта поперечной ветви

В расчётах, связанных с расчётом и анализом потерь электроэнергии в распределительных сетях, потери мощности холостого хода необходимо учитывать, т. к. они соизмеримы с нагрузочными потерями.

В схемах замещения ([рис. 5.7](#)) включён идеальный трансформатор, не обладающий сопротивлениями, а только показывающий наличие трансформации, т. е. преобразование (понижение или повышение) напряжения переменного тока одного класса напряжения в другой.

Количественно значение такой трансформации характеризуется отношением напряжений на зажимах трансформатора в режиме холостого хода:

$$k_m = \frac{W_1}{W_2} \approx \frac{U_{1\text{ном}}}{U_{2\text{ном}}}. \quad (5.4)$$

Такие схемы применяют при расчёте режимов электрических сетей с учётом их фактических напряжений.

Если рассматриваются связанные трансформаторами сети, параметры которых приведены к одному классу напряжения, то идеальный трансформатор не учитывается.

Параметры схемы замещения двухобмоточных трансформаторов определяются по каталожным данным, составленным по результатам опытов холостого хода и короткого замыкания.

Активные и реактивные сопротивления одной фазы трансформатора определяют из опыта короткого замыкания. Коротким замыканием называется режим работы трансформатора, при котором первичная обмотка присоединена к сети, а выводы вторичной обмотки соединены накоротко (напряжение $U_2 = 0$). Короткое замыкание при номинальном первичном напряжении является аварийным режимом, при котором токи в обмотках превышают в 10–15 раз номинальные, и опасным для трансформатора.

5.2. Опыт короткого замыкания

Проводится по схеме, представленной на [рис. 5.8, а](#). Напряжение, подводимое к трансформатору, плавно повышается от нуля до значения, при котором токи в обеих обмотках трансформатора равны номинальным. Это и есть напряжение короткого замыкания u_k , и обычно оно выражается в процентах номинального напряжения:

$$U_k = \frac{u_{1k}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \% = \frac{\sqrt{3} I_{\text{ном}} Z_t}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \% \quad (5.5)$$

и составляет для силовых трансформаторов около 3–13 %.

Ваттметр W показывает потери активной мощности ΔP_k в обмотках и в стали магнитопровода трансформатора. Потери в стали незначительны из-за малости приложенного напряжения u_k , и в опыте короткого замыкания все потери активной мощности практически целиком расходуются на нагрев его обмоток и могут быть приравнены к номинальным потерям в меди обмоток трансформатора $\Delta P_k = \Delta P_{m\text{ nom}}$. Поэтому можно принять с точностью, достаточной для инженерных расчётов, что в опыте короткого замыкания



5.2. Опыт короткого замыкания

$$\Delta P_{\text{кф}} = \Delta P_{\text{M_НОМ}}^{\phi} = I_{\text{НОМ}}^2 R_{\text{T}} = \frac{S_{\phi_{\text{НОМ}}}^2}{U_{\phi_{\text{НОМ}}}^2} R_{\text{T}}. \quad (5.6)$$

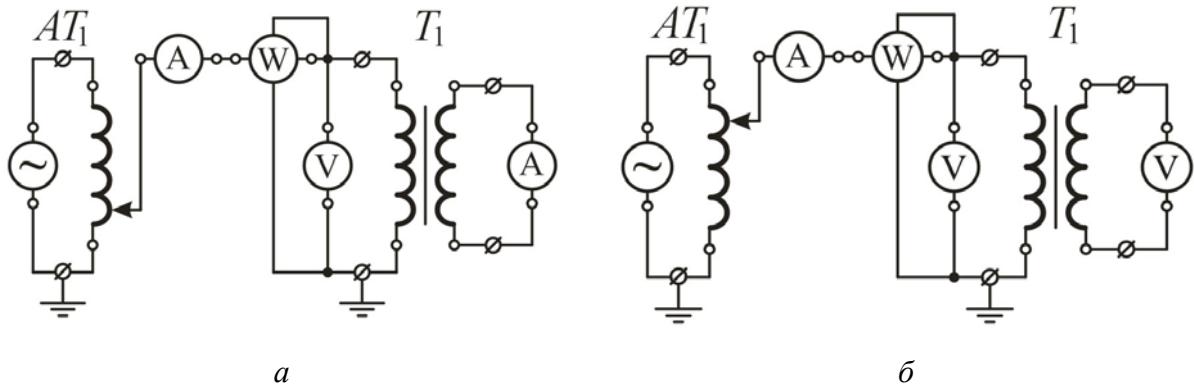


Рис. 5.8. Принципиальные схемы двухобмоточного трансформатора:
а – опытов короткого замыкания; б – холостого хода

Принимая потери мощности в киловаттах (кВт), напряжение в киловольтах (кВ), а номинальную мощность трансформатора в мегавольтамперах (МВА), получим сопротивление, Ом,

$$R_{\text{T}} = \frac{\Delta P_{\text{кф}} U_{\phi_{\text{НОМ}}}^2}{S_{\phi_{\text{НОМ}}}^2} \cdot 10^{-3}. \quad (5.7)$$

Или, перейдя к потерям мощности в трёх фазах $\Delta P_{\text{k}} = 3\Delta P_{\text{кф}}$, линейному напряжению $U_{\text{НОМ}} = \sqrt{3}U_{\phi_{\text{НОМ}}}$ и номинальной мощности трёхфазного трансформатора $S_{\text{НОМ}} = 3S_{\phi_{\text{НОМ}}}$, определим активное сопротивление обмоток двухобмоточного трансформатора, Ом, в виде

$$R_{\text{T}} = \frac{\Delta P_{\text{k}} U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \cdot 10^{-3}. \quad (5.8)$$

Индуктивное сопротивление трансформатора X_{T} определяется напряжением короткого замыкания U_{k} . Из (5.5) можно определить полное сопротивление трансформатора, Ом,

$$Z_{\text{T}} = \frac{u_{\text{k}}}{100 \%} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}I_{\text{НОМ}}} = \frac{u_{\text{k}}}{100 \%} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}. \quad (5.9)$$

Реактивное сопротивление обмоток трансформатора

$$X_{\text{T}} = \sqrt{Z_{\text{T}}^2 - R_{\text{T}}^2}. \quad (5.10)$$

Для трансформаторов достаточно большой мощности (выше 1000 кВА) $X_t \gg R_t$, т. е. треугольник сопротивлений вырождается в прямую. Поэтому для мощных трансформаторов с достаточной точностью можно принять

$$X_t \approx Z_t = \frac{u_k}{100\%} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} \quad (5.11)$$

Если напряжение короткого замыкания выразить в относительных единицах, приняв за базисные номинальные параметры трансформатора, получим

$$u_k = \frac{u_k}{U_{1\text{ном}}} = \frac{\sqrt{3}I_{\text{ном}}Z_t}{U_{1\text{ном}}} = \frac{Z_t}{Z_\delta} = Z_t \quad (5.12)$$

или при домножении выражения (5.11) на множитель $S_{\text{ном}} / U_{\text{ном}}^2$ размерностью Ом^{-1} имеем

$$Z_t = \frac{u_k}{100\%} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}^2} = u_{k*} \quad (5.13)$$

Таким образом, напряжение короткого замыкания характеризует внутреннее сопротивление трансформатора, влияющее на падение напряжения и ток короткого замыкания.

В схеме замещения сопротивления R_t и X_t не зависят от k_t , хотя в действительности такая зависимость имеется.

При переводе трансформатора на работу с основного ответвления на любое другое его сопротивление изменяется незначительно, и поэтому в ряде случаев его можно считать неизменным. Однако при значительном изменении k_t (а соответственно и количества витков обмоток) сопротивление трансформаторов рассчитывают для реального положения переключателя.

Проводимости схемы замещения трансформатора определяют по результатам опыта холостого хода.

5.3. Опыт холостого хода

Выполняют по схеме [рис. 5.8, б](#). К первичной обмотке (при разомкнутой вторичной) подводится номинальное напряжение. Показания ваттметра W определяют суммарные потери активной мощности в первичной обмотке и стальном магнитопроводе трансформатора. Так как ток холостого хода очень мал (составляет от 0,7 до 3,0 % номинального значения), потери мощности в активном сопротивлении первичной обмотки незначительны. Применяя Г-образную схему замещения, все потери холостого хода как бы переносят в



стальной сердечник, а потери в стали с небольшой погрешностью к общим потерям холостого хода: $\Delta P_{\text{ct}} \approx \Delta P_x$. Для одной фазы трансформатора

$$\Delta P_{\text{ct}\phi} = U_{\Phi_{\text{ном}}}^2 G_T = \frac{1}{3} U_{\text{ном}}^2 G_T. \quad (5.14)$$

Отсюда, переходя к параметрам трёхфазного трансформатора, получаем

$$G_T = \frac{3\Delta P_{\text{ct}\phi}}{U_{\text{ном}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{ct}}}{U_{\text{ном}}^2}. \quad (5.15)$$

Так как потери мощности холостого хода ΔP_{ct} измеряют в киловаттах, напряжение $U_{\text{ном}}$ в киловольтах, формула (5.15) приобретает следующий вид (G_T в Ω^{-1}):

$$G_T = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{ном}}^2} \cdot 10^{-3}. \quad (5.16)$$

Активная составляющая тока холостого хода, отражающая потери в стальном магнитопроводе, меньше реактивной в 5–7 раз. Если ориентировочно принять реактивную составляющую равной всему току холостого тока: $I_\mu = I_x$, то можно определить реактивную проводимость B_T ветви намагничивания из следующего соотношения:

$$I_x \approx U_\Phi B_T = \frac{U}{\sqrt{3}} B_T = \frac{I_x}{100 \%} I_{\text{ном}} = \frac{I_x}{100 \%} \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}}. \quad (5.17)$$

Откуда, аналогично выражению (5.16), реактивную проводимость ветви намагничивания трансформатора, См, определяют в виде

$$B_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{\text{ном}}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{I_x}{100 \%} \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}^2} \cdot 10^{-3}, \quad (5.18)$$

где I_x – ток холостого хода, %; $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

В расчётных выражениях сопротивлений и проводимостей номинальные напряжения принимают в соответствии с тем, к какому напряжению (высшему или низшему) необходимо привести параметры схемы замещения трансформатора. При расчёте режимов электрических сетей за расчётное напряжение принимают номинальное напряжение той обмотки трансформатора, которая непосредственно присоединена к линии. Сопротивления R_T , X_T ,

отнесённые к высшему напряжению, будут иметь значения в $(U_{\text{вн}}/U_{\text{нн}})^2$ раз больше, а проводимости B_t , G_t в $(U_{\text{вн}}/U_{\text{нн}})^2$ раз меньше, чем если бы схема замещения трансформатора была приведена к низшему напряжению.

Значения напряжения U_k , потеря мощности короткого замыкания ΔP_k , тока I_x и потеря мощности холостого хода ΔP_x даны в паспорте трансформатора.

Вопросы для самопроверки

1. Каково назначение повышающих и понижающих трансформаторов?
2. Для чего в электроэнергетических системах осуществляется трансформация электрического напряжения?
3. Какие условные изображения имеют двух-, трёхобмоточные силовые трансформаторы и автотрансформатор?
4. Как при изображении указываются схемы соединений обмоток?
5. Какие схемы соединений имеют одно- и трёхфазный двухобмоточные трансформаторы?
6. Электрические сети каких номинальных напряжений могут связывать трансформаторы с соединением обмотки фаз повышающего трансформатора по схеме треугольник-звезда с нулём (Δ/Y -о) и понижающего трансформатора по схеме звезда-звезда с нулём?
7. Как по обозначениям различить понижающий или повышающий трансформатор?
8. Возможно ли изменение фазы (сдвига) вторичного напряжения при трансформации?
9. Чем определяется возможность регулирования или изменения напряжения?
10. Что относится к паспортным (каталожным) данным двухобмоточных трансформаторов?
11. Какими схемами замещения моделируется двухобмоточный трансформатор?
12. Как в них учитывается магнитная связь обмоток?
13. Как в схемах замещения двухобмоточных трансформаторов показывается трансформация?
14. В каком интервале она может изменяться в трансформаторах с ПБВ и РПН?
15. Каким образом в схемах замещения двухобмоточных трансформаторов учитываются сопротивления отдельных обмоток?
16. В каких случаях используются упрощённые схемы замещения трансформаторов и в чём суть упрощения?

17. В чём заключается опыт короткого замыкания? Какие паспортные данные определяются из этого опыта?
18. Что и как определяют из опыта холостого хода?
19. Чем представляется и что учитывает в схеме замещения поперечная ветвь?
20. Чем отличаются паспортные данные однофазных и трёхфазных трансформаторов?
21. Что такое идеальный трансформатор и что он показывает на схеме замещения?
22. Как зависят сопротивления и проводимости трансформаторов от их номинальной мощности?
23. Каковы соотношения между активными и реактивными сопротивлениями и проводимостями для трансформаторов небольшой мощности и крупных трансформаторов?
24. Что характеризует относительное значение индуктивного (полного) сопротивления трансформатора?
25. Зависит ли мощность холостого хода от номинального напряжения?
26. В каком случае двухобмоточные трансформаторы включаются по прямой и обратной схеме замещения?

ЛЕКЦИЯ 6. ТРЁХОБМОТОЧНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

План

1. Назначение трёхобмоточных трансформаторов.
2. Схемы замещения трёхобмоточных трансформаторов.
3. Определение параметров схемы замещения.
4. Типы исполнения трёхобмоточных трансформаторов по мощности.
5. Особенности автотрансформаторов (АТ) по сравнению с другими трансформаторами. Схемы однофазного автотрансформатора и трёхфазной группы автотрансформаторов.
6. Режимы работы автотрансформаторов.
7. Типовая мощность и коэффициент выгодности АТ.
8. Определение и необходимость применения коэффициента приведения (пересчёта).
9. Параметры схемы замещения.

На понизительных подстанциях, питающих электрические сети 10(6) и 35 кВ, устанавливают трёхобмоточные трансформаторы с трансформациями 110–220/35/6–10 кВ. Электрические сети напряжением 10 или 6 кВ предназначены для электроснабжения близлежащих потребителей (удалённость до 10–15 км). Сети 35 кВ могут питать нагрузки в радиусе до 40–60 км. Если нагрузки этих сетей соизмеримы (т. е. отличие не более чем в 4–5 раз), может оказаться экономически целесообразно применять трёхобмоточный трансформатор с двумя вторичными обмотками ([рис. 6.1, а](#)) вместо двухобмоточных 110–220/6–10 и 110–220/35 кВ ([рис. 6.1, б](#)) для раздельного питания распределительных сетей.

В последние годы отечественные трёхобмоточные трансформаторы изготавливают с обмотками ВН, СН и НН одинаковой мощности (100 %). Ранее выпускались такие трёхобмоточные трансформаторы, у которых обмотки НН и СН могли иметь мощность в 1,5 раза меньше, чем мощность обмотки ВН ($100/1,5 = 66,7\%$).



Рис. 6.1. Схемы подстанций с тремя номинальными напряжениями:
а – трёхобмоточный трансформатор; б – два двухобмоточных трансформатора

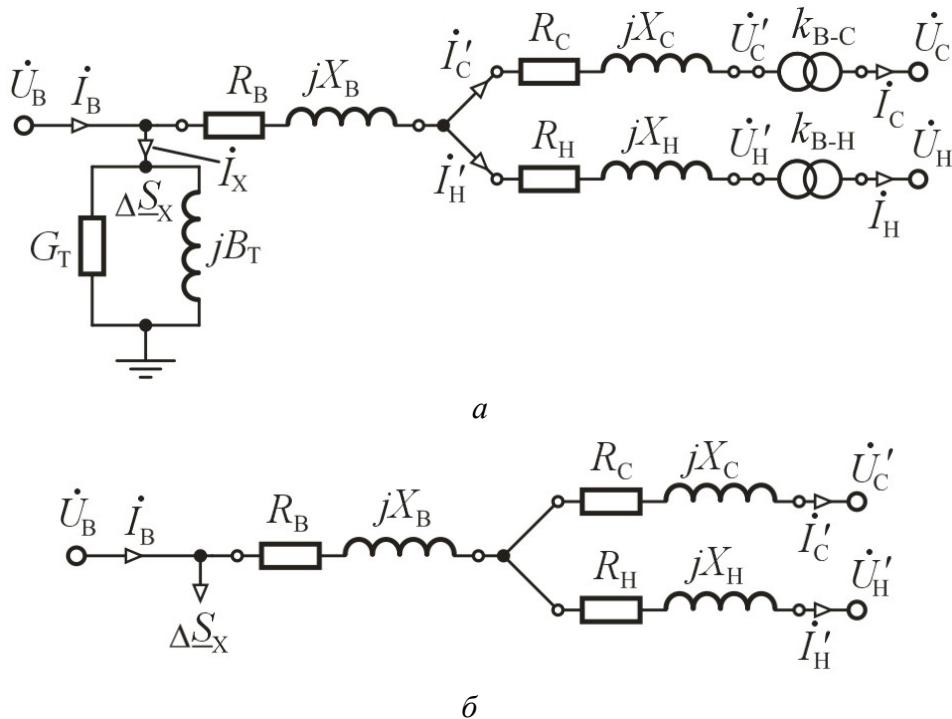


Рис. 6.2. Схемы замещения трёхобмоточного трансформатора:
а – с учётом трансформации; б – без учёта трансформации

Схема замещения трёхобмоточного трансформатора одной фазы представляет трёхлучевую звезду (рис. 6.2). Параметры этой схемы – активные R_b , R_c , R_h и индуктивные X_b , X_c , X_h сопротивления обмоток ВН, СН, НН – приведены к напряжению первичной обмотки трансформатора. Ветвь намагничивания включена на первичных зажимах схемы замещения трансформатора. Её параметры определяют так же, как и для двухобмоточных трансформаторов по формулам (5.16) и (5.18).

В соответствии с этой схемой замещения для трёхобмоточного трансформатора в отличие от двухобмоточного нужно определить сопротивление каждой обмотки в отдельности по данным опытов короткого замыкания.

В этом опыте одна из обмоток подключена к источнику питания, вторая замкнута накоротко, третья разомкнута (рис. 6.3). Это позволяет при расчёте сопротивлений рассматривать схему замещения трёхобмоточного трансформатора как два последовательно соединённых луча. В опытах короткого замыкания замеряют потери активной мощности $\Delta P_{k_{b-h}}$, $\Delta P_{k_{b-c}}$, $\Delta P_{k_{c-h}}$ и напряжения короткого замыкания $u_{k_{b-c}}$, $u_{k_{b-h}}$, $u_{k_{c-h}}$ на каждую пару обмоток (лучей схемы замещения). Так, например, при замыкании накоротко обмотки СН и включении трансформатора через обмотку ВН, можно замерить потери мощности $\Delta P_{k_{b-c}}$ и напряжения короткого замыкания $u_{k_{b-c}}$. Аналогично из опытов для двух других пар обмоток определяют соответствующие потери мощности и напряжения короткого замыкания.

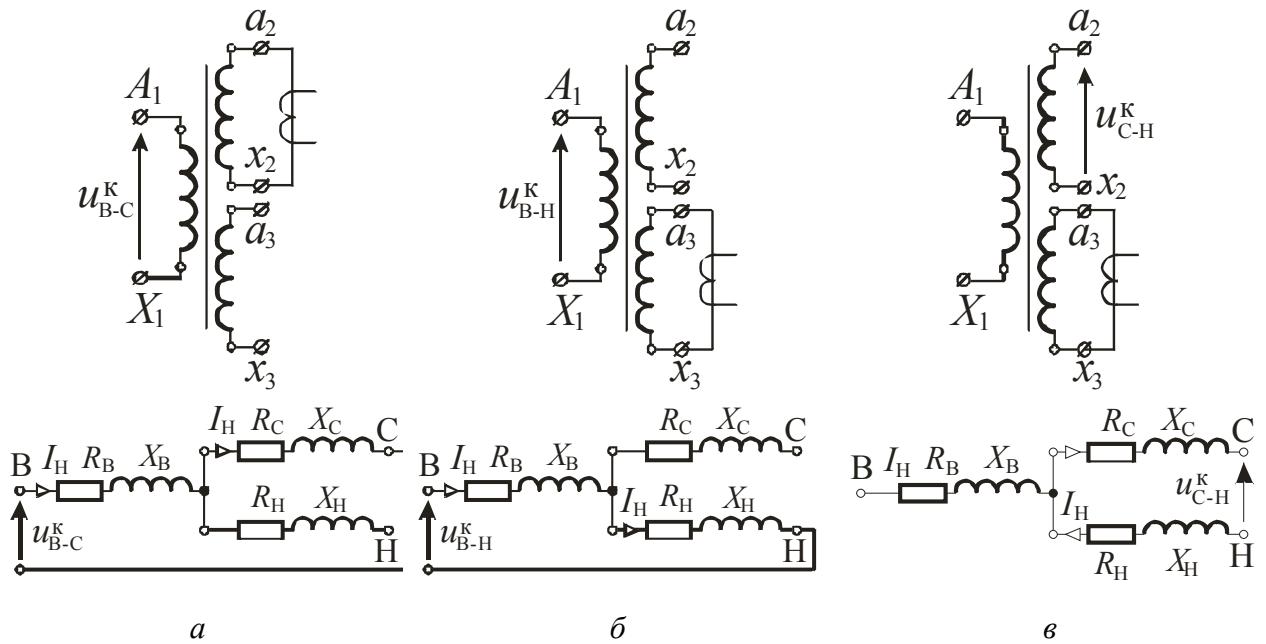


Рис. 6.3. Схемы трёх опытов короткого замыкания трёхобмоточного трансформатора при участии обмоток: a – BH – CH; δ – BH – HH; σ – CH – HH

Результаты опытов короткого замыкания позволяют сформировать системы линейных уравнений следующего вида:

$$\begin{aligned} \Delta P_{KB} + \Delta P_{KC} &= \Delta P_{K_{B-C}}, \\ \Delta P_{KC} + \Delta P_{KH} &= \Delta P_{K_{C-H}}, \\ \Delta P_{KC} + \Delta P_{KH} &= \Delta P_{K_{C-H}}; \end{aligned} \quad (6.1)$$

$$\begin{aligned} u_{KB} + u_{KC} &= u_{K_{B-C}}, \\ u_{KB} + u_{KH} &= u_{K_{B-H}}, \\ u_{KC} + u_{KH} &= u_{K_{C-H}}. \end{aligned} \quad (6.2)$$

Решая уравнения (6.1) относительно ΔP_{KB} , ΔP_{KC} , ΔP_{KH} , получаем

$$\begin{aligned} \Delta P_{KB} &= \frac{1}{2} (\Delta P_{K_{B-C}} + \Delta P_{K_{B-H}} - \Delta P_{K_{C-H}}), \\ \Delta P_{KC} &= \frac{1}{2} (\Delta P_{B-C} + \Delta P_{K_{C-H}} - \Delta P_{K_{B-H}}), \\ \Delta P_{KH} &= \frac{1}{2} (\Delta P_{K_{B-H}} + \Delta P_{K_{C-H}} - \Delta P_{K_{B-C}}). \end{aligned} \quad (6.3)$$

Аналогично из систем уравнений (6.2) найдём:

$$u_{\text{кв}} = \frac{1}{2} (u_{\text{кв-с}} + u_{\text{кв-н}} - u_{\text{к с-н}}),$$

$$u_{\text{кс}} = \frac{1}{2} (u_{\text{к в-с}} + u_{\text{к с-н}} - u_{\text{к в-н}}), \quad (6.4)$$

$$u_{\text{кн}} = \frac{1}{2} (u_{\text{к в-н}} + u_{\text{к с-н}} - u_{\text{к в-с}}).$$

В общем случае активные и реактивные сопротивления обмоток трёхобмоточных трансформаторов определяют по тем же формулам, что и для двухобмоточных трансформаторов.

Реактивное сопротивление X_c или X_n , соответствующее обмотке, расположенной между двумя другими обмотками, благодаря их взаимному влиянию обычно имеет величину, близкую к нулю, либо небольшое отрицательное значение и в практических расчётах принимается равным нулю.

Для определения величин $u_{\text{кв}}$, $u_{\text{кс}}$, $u_{\text{кн}}$ в каталогах на трёхобмоточные трансформаторы всегда указаны три нормированных (приведённых к номинальной мощности) значения напряжения короткого замыкания и одно ($\Delta P_{\text{кв-с}}$ или $\Delta P_{\text{кв-н}}$) или три значения потерь короткого замыкания ($\Delta P_{\text{кв-с}}$, $\Delta P_{\text{кв-н}}$, $\Delta P_{\text{к с-н}}$) в зависимости от типа трансформатора. Если заданы потери короткого замыкания на одну пару обмоток, то активные сопротивления могут быть найдены в предположении, что эти сопротивления, приведённые к одной ступени трансформации, обратно пропорциональны номинальным мощностям соответствующих обмоток.

Для трансформаторов с одинаковыми мощностями обмоток суммарные потери короткого замыкания на пару обмоток поровну распределяются между соответствующими обмотками, т. е. в этом случае активные сопротивления лучей схемы замещения вычисляют по формуле

$$R_{\text{в}} = R_{\text{с}} = R_{\text{н}} = \frac{1}{2} \Delta P_{\text{k}} U_{\text{ном}}^2 / S_{\text{ном}}^2. \quad (6.5)$$

Если в трёхобмоточном трансформаторе одна из обмоток имеет мощность меньше номинальной (соотношение $S_{\text{вн}}/S_{\text{чн}}/S_{\text{нн}} = 100/100/66,7\%$ или $100/66,7/100\%$), то активные сопротивления лучей схемы замещения для обмоток с номинальной мощностью 100 % определяются аналогично предыдущему случаю:

$$R_{100} = \frac{1}{2} \Delta P_{\text{k}} U_{\text{ном}}^2 / S_{\text{ном}}^2. \quad (6.6)$$



Величину активного сопротивления луча схемы замещения соответствующей обмотки с меньшей мощностью (66,7 %), приведённую к номинальной мощности трансформатора, находят, учитывая обратную пропорциональность сопротивлений и мощностей обмоток:

$$\frac{R_{66,7}}{R_{100}} = \frac{100}{66,7},$$

откуда

$$R_{66,7} = 1,50 \cdot R_{100}. \quad (6.7)$$

Трансформации с высшего на среднее и низшее напряжения учитывают ([рис. 6.2, а](#)) соответствующими идеальными трансформаторами с параметрами

$$k_{\text{в-с}} = \frac{U_{\text{в}}}{U_{\text{н}}} k_{\text{в-н}} = \frac{U_{\text{в}}}{U_{\text{н}}}. \quad (6.8)$$

Расчёт режимов электрических сетей, приведённых к одному номинальному напряжению, выполняют с учётом схемы замещения, представленной на [рис. 6.2, б](#).

6.1. Автотрансформаторы

Наряду с трансформаторами для связи сетей и их элементов с различающимися номинальными напряжениями широко применяют автотрансформаторы.

Автотрансформатор представляет собой многообмоточный трансформатор, у которого две обмотки связаны магнитно и электрически (контактно). Наиболее экономически целесообразно применять автотрансформаторы для связи сетей с глухозаземленными нейтралями напряжением 110 кВ и выше с соотношением номинальных напряжений до 3–4, например, 220 и 110 кВ, 500 и 220 кВ и др. В энергосистемах нашли применение трехобмоточные автотрансформаторы – трехфазные и однофазные, собираемые в трехфазные группы.

На [рис. 6.4](#) изображена схема соединений обмоток трёхобмоточного автотрансформатора. Обмотка высшего напряжения (ВН) 1 состоит из двух обмоток – общей и последовательной. Обмотка среднего напряжения (СН) 2 является частью обмотки ВН и называется общей обмоткой, а остальная часть обмотки ВН – последовательной обмоткой. Третья обмотка 3 представ-



ляет собой обмотку низшего напряжения (НН) и связана с другими обмотками только магнитно.

Рассмотрим условия работы понижающего трёхобмоточного автотрансформатора ([рис. 6.4](#)). Автотрансформаторы могут работать в автотрансформаторных и комбинированных режимах. При работе в автотрансформаторном режиме мощность передаётся из сети ВН в сеть СН или наоборот. Третичная обмотка НН при этом не нагружена. При работе в комбинированном режиме к обмотке НН автотрансформатора присоединяется нагрузка или компенсирующие устройства. При этом мощность в последовательной и общей обмотке состоит из мощности, передаваемой в автотрансформаторном режиме, и мощности, передаваемой через обмотку НН.

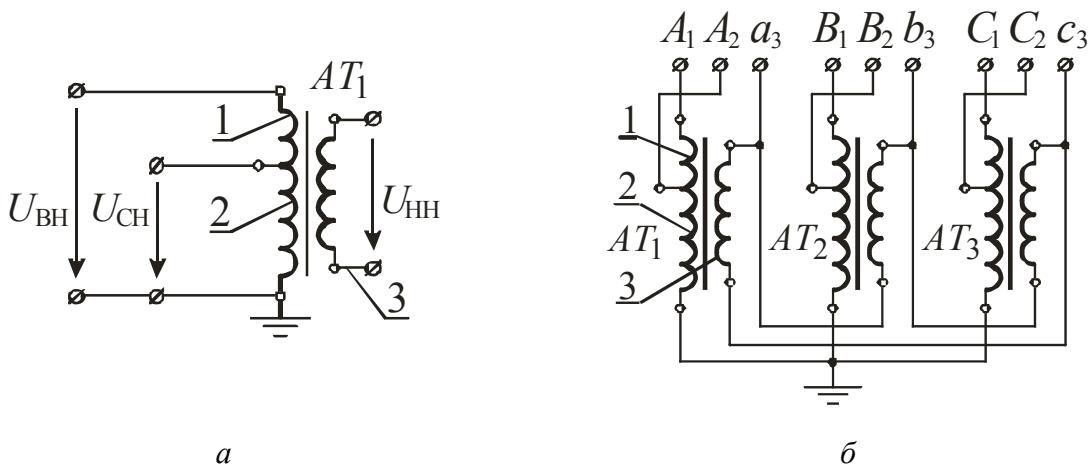


Рис. 6.4. Принципиальные схемы трехобмоточных автотрансформаторов:
а – однофазного; б – трехфазной группы автотрансформаторов

В отличие от трансформатора, где вся мощность с первичной обмотки ВН передается на вторичную обмотку СН магнитным полем, в автотрансформаторе часть мощности передается непосредственно – без трансформации, через электрическую (контактную) связь между последовательной и общей обмотками (электрическая мощность):

$$S_{\text{ЭЛ}} = \sqrt{3} \cdot U_{c_{\text{НОМ}}} \cdot I_{B_{\text{НОМ}}}, \quad (6.9)$$

а также с помощью пронизывающего их магнитного потока, т. е. магнитным путем (трансформаторная мощность)

$$S_{\text{Tp}} = \sqrt{3} \cdot (U_{B_{\text{НОМ}}} - U_{c_{\text{НОМ}}}) I_{B_{\text{НОМ}}} \approx \sqrt{3} \cdot U_{c_{\text{НОМ}}} (I_{c_{\text{НОМ}}} - I_{B_{\text{НОМ}}}). \quad (6.10)$$

Сумма трансформаторной и электрической мощности равна проходной мощности автотрансформатора:

$$S_{\text{пп}} = S_{\text{Tp}} + S_{\text{ЭЛ}} = \sqrt{3} \cdot (U_{B_{\text{НОМ}}} - U_{c_{\text{НОМ}}}) I_{B_{\text{НОМ}}} + \sqrt{3} \cdot U_{c_{\text{НОМ}}} \cdot I_{B_{\text{НОМ}}} \quad (6.11)$$

Под номинальной мощностью автотрансформатора понимается предельная мощность, которая может быть передана через автотрансформатор по обмоткам ВН и СН, имеющим между собой автотрансформаторную связь. Для отечественных автотрансформаторов мощности обмоток ВН и СН одинаковые и равны номинальной или проходной.

Следовательно,

$$S_{\text{ном}} = S_{\text{пр}} = \sqrt{3}U_{\text{B}_{\text{ном}}} I_{\text{c}_{\text{ном}}} = \sqrt{3}U_{\text{c}_{\text{ном}}} I_{\text{c}_{\text{ном}}}. \quad (6.12)$$

В общей обмотке протекает разность токов сетей ВН и СН. Поэтому эту обмотку рассчитывают на ток меньше номинального тока автотрансформатора, определяемого на стороне ВН, и она может иметь меньшую площадь сечения, чем обмотка того же напряжения двухобмоточного трансформатора. Меньшую площадь имеет и магнитопровод автотрансформатора. В результате, чем ближе к единице коэффициент трансформации

$$k_{\text{вс}} = k = U_{\text{вн}} / U_{\text{сн}} = I_{\text{сн}} / I_{\text{вн}},$$

тем меньше расход активных материалов (меди обмоток, стали магнитопровода и изоляционных материалов) и приблизительно – стоимость автотрансформатора. Поэтому понижающие автотрансформаторы оказываются дешевле трансформаторов равной номинальной мощности, а применение автотрансформаторов взамен трансформаторов становится тем выгоднее, чем ближе друг к другу напряжения $U_{\text{вн}}$ и $U_{\text{сн}}$.

Мощность общей части обмоток 2 автотрансформатора

$$\begin{aligned} S_{\text{общ}} &= \sqrt{3}U_{\text{сн}}(I_{\text{сн}} - I_{\text{вн}}) = \sqrt{3}U_{\text{вн}}I_{\text{вн}} \left(\frac{I_{\text{сн}}}{I_{\text{вн}}} - 1 \right) \frac{U_{\text{сн}}}{U_{\text{вн}}} = \\ &= S_{\text{ном}}(k - 1) \cdot \frac{1}{k} = S_{\text{ном}} \left(1 - \frac{1}{k} \right) = S_{\text{ном}} \cdot \alpha_{\text{в}}, \end{aligned} \quad (6.13)$$

где $\alpha_{\text{в}} = (1 - 1/k) = 1 - U_{\text{сн}}/U_{\text{вн}}$ – так называемый коэффициент выгодности.

Для характеристики автотрансформаторов введено также понятие типовой мощности, на которую рассчитывается последовательная обмотка:

$$\begin{aligned} S_{\text{посл}} &= S_{\text{тип}} = \sqrt{3}(U_{\text{вн}} - U_{\text{сн}})I_{\text{вн}} = \\ &= \sqrt{3}U_{\text{вн}}I_{\text{вн}} \left(1 - \frac{U_{\text{сн}}}{U_{\text{вн}}} \right) = S_{\text{ном}}(1 - 1/k) = \alpha \cdot S_{\text{ном}}, \end{aligned} \quad (6.14)$$

т. е. $S_{\text{общ}} = S_{\text{посл}} = S_{\text{тип}}$.



Типовая мощность отображает экономическую сторону конструкции автотрансформаторов, т. е. расход активных материалов. Различие технико-экономических показателей трансформаторов и автотрансформаторов зависит от соотношения между номинальной и типовой (расчетной) мощностью, т. е. от коэффициента выгодности α_b . Поскольку

$$\alpha_b = \frac{S_{\text{тип}}}{S_{\text{ном}}} = 1 - \frac{U_{\text{сн}}}{U_{\text{вн}}} = \frac{U_{\text{вн}} - U_{\text{сн}}}{U_{\text{вн}}},$$

то очевидно, что преимущества автотрансформатора проявляются в большой степени тогда, когда с его помощью связываются сети более близкие по номинальным напряжениям.

Мощность обмотки НН, обычно равную 50 % номинальной мощности автотрансформатора, рассчитывают на передачу типовой мощности.

$$S_{\text{нн}} = S_{\text{тип}} = \sqrt{3}U_{\text{нн}}I_{\text{нн}}.$$

В отдельных автотрансформаторах мощность обмотки НН составляет 20, 25 и 40 % и не равна типовой мощности. В этом случае коэффициент выгодности $\alpha_b = (1 - U_{\text{сн}}/U_{\text{вн}})$ не равен отношению $\alpha = S_{\text{нн}}/S_{\text{вн}}$, именуемому в дальнейшем коэффициентом приведения (пересчета).

Обмотка НН соединяется в треугольник, что способствует подавлению третьей гармоники фазных ЭДС, предотвращая их появление в линиях. Третья обмотка (НН) предназначена для питания нагрузок, расположенных в районе рассматриваемой подстанции, а также для подключения компенсирующих реактивную мощность устройств (батарей конденсаторов, синхронных компенсаторов и др.). Номинальное напряжение третьей обмотки в зависимости от удаленности нагрузок может быть 6,6; 11 и 38,5 кВ.

Наличие электрической связи между обмотками ВН и СН обуславливает возможность применения автотрансформаторов только в сетях с глухозаземленной нейтралью, т. е. в сетях напряжением 110 кВ и выше, а сами автотрансформаторы изготавливают с высшим напряжением не менее 150 кВ и средним 110 кВ. При отсутствии заземления нейтрали и замыкания на землю одной фазы в сети ВН потенциал относительно земли двух других фаз сети СН повысится до недопустимого значения. Если, например, выполнить автотрансформатор напряжением 115/38,5/11 кВ с изолированной нейтралью, то при замыкании на землю фазы А сети 110 кВ потенциал относительно земли фаз А и С сети 35 кВ повысится до $3,5U_{\text{ср}}$. Это недопустимо как для изоляции обмотки 38,5 кВ автотрансформатора, так и аппаратуры сети 35 кВ.

Расчетная схема замещения трехобмоточного автотрансформатора, представляющая собой трехлучевую звезду с сопротивлениями обмоток ВН- R_b , X_b , СН- R_c , X_c , НН- R_h , X_h , аналогична схеме замещения трехобмоточного трансформатора. Автотрансформаторы, как и трехобмоточные трансформаторы, характеризуются потерями активной мощности (ΔP_x) и токами холо-



стого хода ($I_x = I_\mu$). Сопротивления обмоток автотрансформаторов, так же как и трансформаторов, определяют по табличным данным трех опытов короткого замыкания.

Паспортные таблицы параметров автотрансформаторов содержат потери короткого замыкания на три пары обмоток ($\Delta P_{\text{кв-с}}, \Delta P_{\text{кв-н}}, \Delta P_{\text{кс-н}}$) или на одну пару обмоток ($\Delta P_{\text{кв-н}}$). Указывают также и значения напряжения короткого замыкания ($u_{\text{кв-с}}, u_{\text{кв-н}}, u_{\text{кс-н}}$). Причем величины $\Delta P_{\text{кв-с}}, u_{\text{кв-с}}$ дают отнесенными к номинальной мощности, а две пары других параметров в ряде случаев указывают приведенными к мощности обмотки НН или типовой мощности. Эта особенность записи параметров автотрансформаторов отражает условия выполнения опытов короткого замыкания.

При коротком замыкании обмотки НН, мощность которой меньше номинальной $S_{\text{ном}}$ автотрансформатора, напряжение поднимается до значения, определяющего в этой обмотке ток, соответствующий номинальной мощности $S_{\text{нн}}$ обмотки НН, а не номинальной мощности автотрансформатора $S_{\text{ном}}$. При коротком замыкании на стороне СН напряжение на стороне ВН может подняться до значения, при котором ток в последовательной обмотке достигает значения, определяющего номинальную мощность автотрансформатора.

В связи с этим паспортные данные автотрансформаторов на пару обмоток $\Delta P_{\text{кв-с}}$ приводятся отнесенными к номинальной мощности автотрансформатора, а значения $\Delta P_{\text{кв-н}}$ и $\Delta P_{\text{кс-н}}$ (обозначим в виде $\Delta P'_k$) – к номинальной мощности обмотки НН:

$$\Delta P'_k = 3I_{\text{нн}}^2 R_{\text{в-н}} = \frac{S_{\text{нн}}^2}{U_{\text{н}}^2} R_{\text{в-н}}, \quad (6.15)$$

которые необходимо пересчитать к номинальной мощности автотрансформатора:

$$\Delta P_k = 3I_{\text{ном_ат}}^2 R_{\text{в-н}} = \frac{S_{\text{ном}}^2}{U_{\text{н}}^2} R_{\text{в-н}}. \quad (6.16)$$

Взяв отношение выражений (6.15) к (6.16), получим

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{кв-н}} &= \Delta P'_{\text{кв-н}} \frac{S_{\text{ном}}^2}{S_{\text{нн}}^2} = \frac{\Delta P'_k}{\alpha^2}, \\ \Delta P_{\text{кс-н}} &= \Delta P'_{\text{кс-н}} \frac{S_{\text{ном}}^2}{S_{\text{нн}}^2} = \frac{\Delta P'_k}{\alpha^2}, \end{aligned} \quad (6.17)$$

где $\alpha = S_{\text{нн}} / S_{\text{ном}}$ – коэффициент приведения.



После этого расчет активных сопротивлений автотрансформатора выполняют по формуле (6.5), предварительно определив по выражениям (6.3) потери короткого замыкания соответствующих обмоток. Если заданы потери короткого замыкания на одну пару обмоток, например величина $\Delta P_{\text{к в-с}}$, то расчет выполняют по выражениям (6.5), если известны потери $\Delta P_{\text{к в-н}}$, то, учитывая, что

$$R_{\text{в н}} = R_{\text{в}} + R_{\text{н}} = R_{\text{в}} + \frac{S_{\text{ном}}}{S_{\text{нн}}} R_{\text{в}} = \left(\frac{\alpha + 1}{\alpha} \right) R_{\text{в}},$$

определяют сопротивления автотрансформатора по формулам

$$R_{\text{в}} = R_{\text{c}} = \frac{\alpha}{\alpha + 1} \cdot \frac{\Delta P_{\text{к в-н}} U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2}; \quad R_{\text{н}} = \frac{1}{\alpha} R_{\text{в}}. \quad (6.18)$$

Реактивные сопротивления лучей $X_{\text{в}}$, $X_{\text{с}}$, $X_{\text{н}}$ схемы замещения вычисляют с помощью соответствующих выражений. При этом напряжения короткого замыкания $u_{\text{к в-н}}$, $u_{\text{к с-н}}$, отнесенные к номинальной мощности третьей обмотки

$$u'_{\text{кв-н}} \% = \sqrt{3} I_{\text{ном}} X_{\text{в-н}} \cdot \frac{1}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = S_{\text{ном}} \cdot X_{\text{в-н}} \cdot \frac{1}{U_{\text{ном}}^2} \cdot 100, \quad (6.19)$$

$$u'_{\text{кс-н}} \% = \sqrt{3} I_{\text{ном}} X_{\text{с-н}} \cdot \frac{1}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = S_{\text{ном}} \cdot X_{\text{с-н}} \cdot \frac{1}{U_{\text{ном}}^2} \cdot 100$$

должны быть приведены к номинальной мощности автотрансформатора:

$$u_{\text{кв-н}} \% = \sqrt{3} I_{\text{ном}} X_{\text{в-н}} \cdot \frac{100}{U_{\text{ном}}} = S_{\text{ном}} \cdot X_{\text{в-н}} \cdot \frac{100}{U_{\text{ном}}^2}, \quad (6.20)$$

$$u_{\text{кс-н}} \% = \sqrt{3} I_{\text{ном}} X_{\text{с-н}} \cdot \frac{100}{U_{\text{ном}}} = S_{\text{ном}} \cdot X_{\text{с-н}} \cdot \frac{100}{U_{\text{ном}}^2}.$$

Если выполнить деление выражений (6.19) на соответствующие величины (6.20), то получим значения, приведенные к номинальной мощности автотрансформатора:

$$u_{\text{кв-н}} = u'_{\text{кв-н}} \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{S_{\text{нн}}} = \frac{u'_{\text{кв-н}}}{\alpha}, \quad (6.21)$$

$$u_{\text{кc}-\text{H}} = u'_{\text{кc}-\text{H}} \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{S_{\text{нн}}} = \frac{u'_{\text{кc}-\text{H}}}{\alpha}.$$

В технических справочниках, как правило, даются уже приведенные значения $u_{\text{кB-H}}$ и $u_{\text{кC-H}}$, которые непосредственно подставляют в формулы для определения индуктивного сопротивления.

Являются ли значения приведенными, можно выяснить, вычислив по (6.4) для одного из автотрансформаторов значения $u_{\text{кB}}$, $u_{\text{кC}}$, $u_{\text{кH}}$. Если одно из них, например $u_{\text{кC}}$, будет нулевым или близким к нулю, то табличные данные автотрансформатора являются приведенными к номинальной мощности автотрансформатора.

Трехобмоточные автотрансформаторы имеют несколько вариантов регулирования напряжения под нагрузкой (РПН): в нейтрали обмоток ВН и СН (рис. 6.5, а), на выводах обмотки СН (рис. 6.5, б) либо со стороны ВН (рис. 6.5, в). При задании трансформации идеальными трансформаторами в схеме замещения следует учитывать расположенные РПН. Для автотрансформаторов с РПН в общей нейтрали обмоток коэффициенты трансформации определяются следующим образом:

$$k_{\text{B-C}} = \frac{U_{\text{BН}} \pm \delta U}{U_{\text{CH}} \pm \delta U}, \quad k_{\text{B-H}} = \frac{U_{\text{BН}} \pm \delta U}{U_{\text{HH}}}, \quad k_{\text{C-H}} = \frac{U_{\text{CH}} \pm \delta U}{U_{\text{HH}}}. \quad (6.22)$$

В случае автотрансформаторов с РПН только на ступени СН:

$$k_{\text{B-C}} = \frac{U_{\text{BН}}}{U_{\text{CH}} \pm \delta U}, \quad k_{\text{B-H}} = \frac{U_{\text{BН}}}{U_{\text{HH}}}, \quad k_{\text{C-H}} = \frac{U_{\text{CH}} \pm \delta U}{U_{\text{HH}}}. \quad (6.23)$$

При установке РПН на стороне ВН определим коэффициенты трансформации в виде

$$k_{\text{B-C}} = \frac{U_{\text{BН}} \pm \delta U}{U_{\text{CH}}}, \quad k_{\text{B-H}} = \frac{U_{\text{BН}} \pm \delta U}{U_{\text{HH}}}, \quad k_{\text{C-H}} = \frac{U_{\text{CH}}}{U_{\text{HH}}}. \quad (6.24)$$

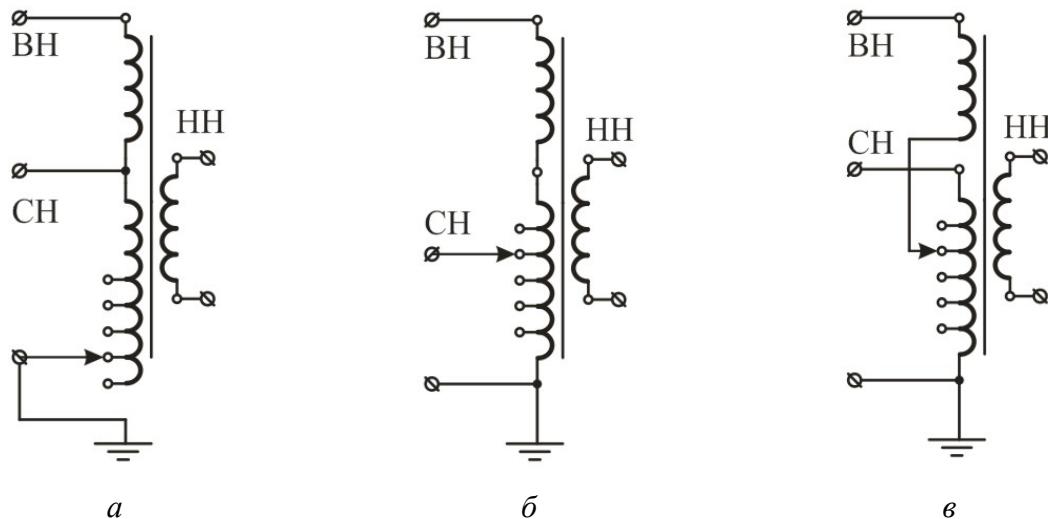


Рис. 6.5. Принципиальные схемы: *а* – автотрансформатора с РПН в нейтрали обмоток; *б* – на стороне СН; *в* – на стороне ВН

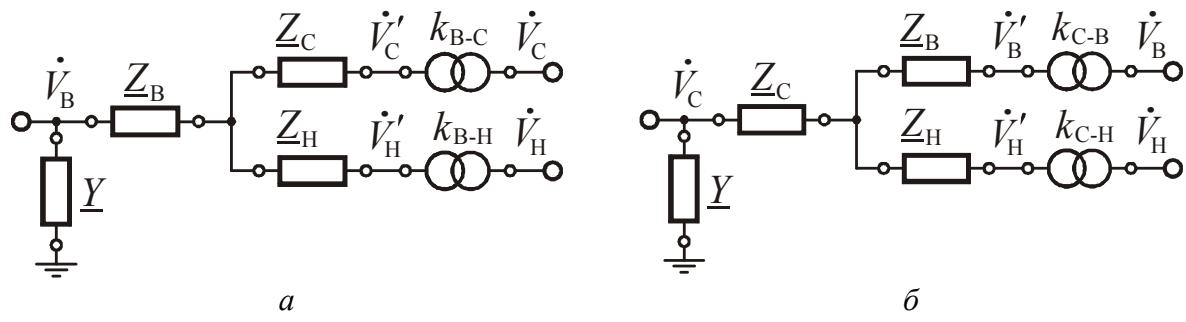


Рис. 6.6. Схемы замещения автотрансформатора:
а – при направлении потока ВН–СН; *б* – при направлении потока СН–ВН

В этих выражениях δU – добавочное напряжение при переходе на ответвления, при которых коэффициент трансформации отличается от nominalного.

В схемах замещения автотрансформатора ([рис. 6.6](#)) используются только два коэффициента трансформации, например k_{B-C} и k_{B-H} в случае (а), когда поток мощности направлен от ВН к СН, k_{C-B} и k_{C-H} в случае (б), если поток мощности имеет направление СН–ВН.

Проводимости поперечных ветвей, как и двухобмоточного трансформатора, вычисляют по формулам ([5.17](#)) и ([5.18](#)).

ЛЕКЦИЯ 7. МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ С РАСПЩЕПЛЁННЫМИ ОБМОТКАМИ И КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

План

1. Особенности двухобмоточных трансформаторов с расщеплённой обмоткой низшего напряжения. Схема соединения обмоток, схема замещения.
2. Определение параметров схемы замещения.
3. Условные и буквенные обозначения трансформаторов.
4. Определение коэффициента трансформации.
5. Назначение и необходимость использования компенсирующих устройств.
6. Назначение конденсаторной батареи.
7. Применение устройства продольной ёмкостной компенсации.
8. Использование синхронных компенсаторов.
9. Принципиальные схемы и особенности применения статических тиристорных компенсаторов.

7.1. Двухобмоточные трансформаторы с расщеплёнными обмотками

На электростанциях и крупных подстанциях районных электрических сетей и систем электроснабжения промышленных предприятий устанавливают трансформаторы или трехфазные группы с расщепленными на две (или более) обмотки низшего напряжения, что позволяет присоединять к одному трансформатору два и более генераторов или независимых нагрузок одного или разных классов напряжений.

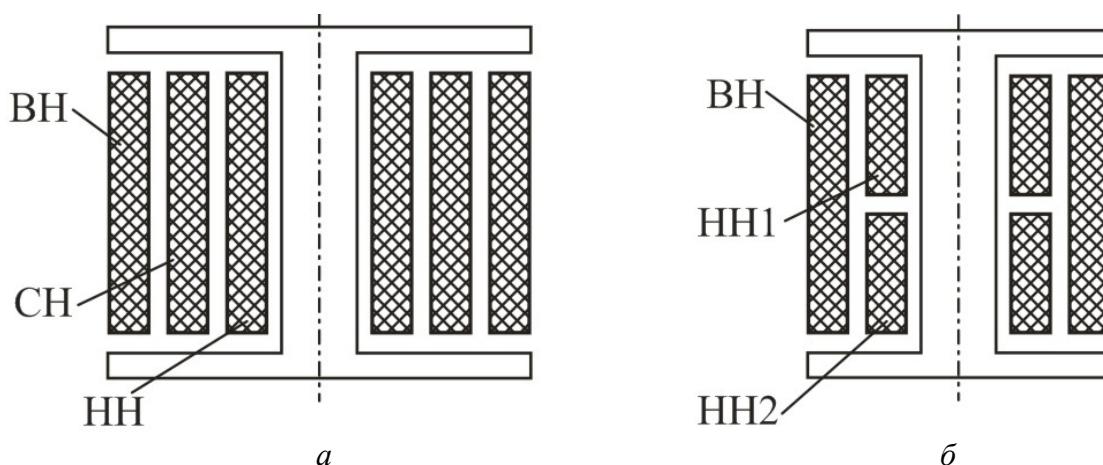


Рис. 7.1. Размещение обмоток: *а* – в трехобмоточном трансформаторе;
б – двухобмоточном трансформаторе с расщеплённой обмоткой НН

7.1. Двухобмоточные трансформаторы с расщепленными обмотками

Трансформаторы с расщепленной обмоткой НН являются разновидностью двухобмоточного трансформатора. В таком трансформаторе обмотка НН выполнена из двух (или более) обмоток, расположенных симметрично по отношению к обмотке ВН (рис. 7.1). Номинальные напряжения ветвей одинаковые, а мощности их составляют часть номинальной мощности трансформатора и в сумме равны мощности обмотки ВН. В этом состоит отличие трансформаторов с расщепленными обмотками от трехобмоточных трансформаторов, у которых суммарная мощность обмоток СН и НН всегда больше мощности обмотки ВН.

На рис. 7.2, *a*, представлена схема соединений обмоток для одной фазы трехфазного двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой НН на две ветви. Схема его замещения имеет вид трехлучевой звезды (рис. 7.2, *б*), где $R_{\text{HH}1}$, $R_{\text{HH}2}$, $X_{\text{HH}1}$, $X_{\text{HH}2}$ – активные и индуктивные сопротивления расщепленных обмоток НН, приведенные к напряжению обмотки ВН.

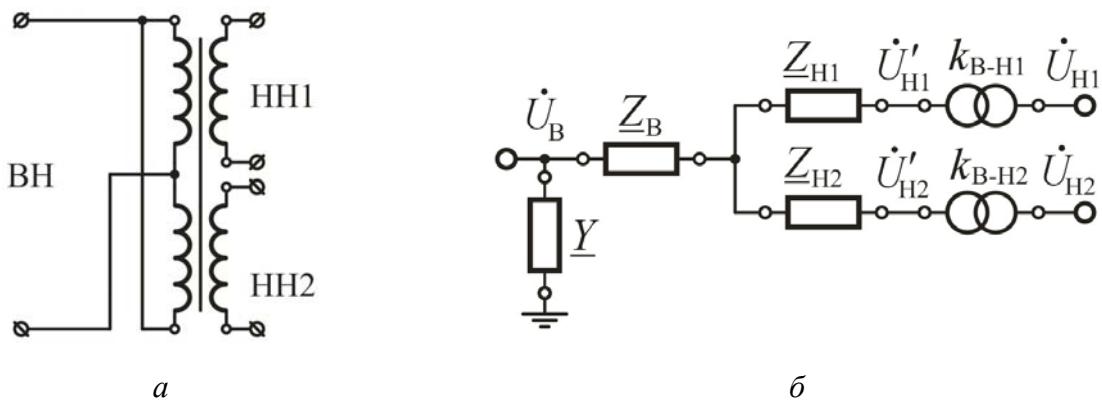


Рис. 7.2. Двухобмоточный трансформатор с расщепленными обмотками НН:
а – соединение обмоток трансформатора; б – схема замещения

С достаточной для практических расчетов точностью такой трансформатор можно рассматривать как два независимых трансформатора, питающихся от общей сети ВН. Мощность каждой обмотки НН равна половине мощности обмотки ВН, т. е. половине номинальной мощности трансформатора. Соответственно представлены соотношения для сопротивления

$$R_{\text{HH}1} = R_{\text{HH}2} = 2R_{\text{B}}. \quad (7.1)$$

При параллельном соединении обмоток НН трансформатор с расщепленными обмотками будет работать как обычный двухобмоточный. При этом сопротивления трансформатора между выводами обмотки ВН и общим выводом НН-1 и НН-2 будут равны сопротивлениям $R_{\text{общ}}$ и $X_{\text{общ}}$, отнесенными к номинальной мощности трансформатора:

7.1. Двухобмоточные трансформаторы с расщеплёнными обмотками

$$R = R_{\text{общ}} + \frac{R_{\text{HH1}} \cdot R_{\text{HH2}}}{R_{\text{HH1}} + R_{\text{HH2}}} = \frac{\Delta P_k \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2}, \quad (7.2)$$

$$X_{\text{общ}} = X_{\text{в}} + \frac{X_{\text{HH1}} \cdot X_{\text{HH2}}}{X_{\text{HH1}} + X_{\text{HH2}}} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2},$$

именуемым общими или сквозными сопротивлениями трансформатора.

С учетом (7.1) имеем:

$$R_{\text{в}} = 0,5R_{\text{общ}}, \quad R_{\text{HH1}} = R_{\text{HH2}} = R_{\text{общ}}. \quad (7.3)$$

Индуктивное сопротивление обмотки ВН принимают равным нулю, т. е. можно считать $X_{\text{общ}}$ целиком сосредоточенным в обмотках НН, включенным параллельно. Учитывая при этом, что $X_{\text{HH1}} = X_{\text{HH2}}$, из (7.2) получим

$$X_{\text{HH1}} = X_{\text{HH2}} = 2X_{\text{общ}}. \quad (7.4)$$

Приведенные соотношения действительны только для групп однофазных трансформаторов, расщепленные обмотки которых можно рассматривать как обмотки отдельных трансформаторов. Коэффициент расщепления (отношение сопротивлений короткого замыкания между расщепленными обмотками к сопротивлению короткого замыкания между обмоткой ВН и параллельно соединенными расщепленными обмотками) для однофазных трансформаторов равен 4. В то же время в трехфазных трансформаторах степень магнитной связи между расщепленными обмотками отличается от однофазных и зависит от расположения обмоток на стержне магнитопровода. При расположении расщепленных обмоток одной над другой коэффициент расщепления равен 3,5, и индуктивные сопротивления обмоток трехфазных трансформаторов составляют:

$$X_{\text{в}} = 0,125 \cdot X_{\text{общ}}, \quad X_{\text{HH1}} = X_{\text{HH2}} = 1,75 \cdot X_{\text{общ}}. \quad (7.5)$$

Связь напряжений обмоток высшего и низшего напряжения учитывается идеальными трансформаторами с коэффициентами трансформации (рис. 7.2, б)

$$k_{\text{B-H1}} = U_{\text{вн}} / U_{\text{HH1}}, \quad k_{\text{B-H2}} = U_{\text{вн}} / U_{\text{HH2}}. \quad (7.6)$$

Проводимости трансформаторов с расщепленными обмотками определяются так же, как и двухобмоточных.

Применение трансформаторов с расщепленными обмотками НН, обладающими повышенными значениями индуктивных сопротивлений, и способ-



7.1. Двухобмоточные трансформаторы с расщеплёнными обмотками

стает снижению мощности короткого замыкания на шинах НН почти вдвое, что позволяет во многих случаях обойтись без токоограничивающих реакторов.

В настоящее время трехфазные двухобмоточные трансформаторы с расщепленными обмотками НН являются основным типом трансформаторов мощных приемных подстанций напряжением 110–220 кВ.

Электропромышленность выпускает большое число типоразмеров силовых трёхфазных и однофазных трансформаторов, различаемых по мощности, номинальному напряжению, числу обмоток и способу охлаждения. Тип трансформатора имеет условное обозначение, по которому можно определить количество фаз, систему охлаждения, число обмоток, наличие регулировочного устройства, грозоупорность изоляции трансформатора, номинальную мощность и класс напряжения обмотки ВН.

Буквенные обозначения трансформаторов: ТМ, ТС, ТСЗ, ТД, ТДЦ, ТМН, ТДН, ТЦ, ТДГ, ТДЦГ, ОЦ, ОДГ, ОДЦГ, АТДЦТНГ, АОТДЦН и т. д. Первая буква обозначает число фаз (Т – трёхфазный, О – однофазный); далее следует обозначение системы охлаждения: М – естественное масляное, т. е. естественная циркуляция масла; С – сухой трансформатор с естественным воздушным охлаждением открытого исполнения; Д – масляное с дутьём, т. е. с обдуванием бака при помощи вентилятора; Ц – принудительная циркуляция масла через водяной охладитель; ДЦ – принудительная циркуляция масла с дутьём. Буква Р после числа фаз в обозначении указывает, что обмотка низшего напряжения представлена двумя (тремя) обмотками (расщеплена). Наличие второй буквы Т означает, что трансформатор трёхобмоточный, двухобмоточный специального обозначения не имеет. Следующие буквы указывают: Н – регулирование напряжения под нагрузкой (РПН), отсутствие – наличие переключения без возбуждения (ПБВ); Г – грозоупорный. А – автотрансформатор (в начале условного обозначения). За буквенными обозначениями идут номинальная мощность трансформатора (кВА) и через дробь – класс номинального напряжения обмотки ВН (кВ). В автотрансформаторах добавляют в виде дроби класс напряжения обмотки СН. Иногда указывают год начала выпуска трансформаторов данной конструкции.

Шкала номинальных мощностей трёхфазных силовых трансформаторов и автотрансформаторов (действующие государственные стандарты 1967–1974 гг.) высоковольтных сетей построена так, чтобы существовали значения мощности, кратные десяти: 20, 25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600 кВА и т. д. Некоторое исключение составляют мощности 32000, 80000, 125000, 200000, 500000 кВА.

Нормативный срок службы отечественных трансформаторов составляет 50 лет, поэтому в сетях энергосистем промышленных и сельскохозяйственных предприятий могут также эксплуатироваться трансформаторы, выпущенные до 1967 г. и обновлённые вследствие капитального ремонта. Шкала номинальных мощностей этих трансформаторов: 5, 10, 20, 30, 50, 100, 180, 320, 560, 750, 1000, 1800, 3200, 5600, ..., 31500, 40500, кВА и т. д.

Примеры обозначения типов трансформаторов.



7.1. Двухобмоточные трансформаторы с расщеплёнными обмотками

ТМ-250/10 – трёхфазный двухобмоточный с естественным масляным охлаждением, изменение напряжения с помощью устройства ПБВ, номинальная мощность 250 кВА, класс напряжения обмотки ВН 10 кВ.

ТДТН-25000/110 – трёхфазный трёхобмоточный понижающий трансформатор, масляное охлаждение с дутьём, с устройством РПН, номинальная мощность 25000 кВА, класс напряжения обмотки ВН 110 кВ.

ОЦ-533000/500 – однофазный двухобмоточный повышающий трансформатор, охлаждение масляное с принудительной циркуляцией масла, мощностью 533000 кВА, включается в сеть напряжением 500 кВ (номинальное фазное напряжение трансформатора $525/\sqrt{3}$).

АТДЦТН-250000/500/110-85 – автотрансформатор трёхфазный трёхобмоточный, охлаждение масляное с дутьём и циркуляцией, с РПН, номинальная мощность 250 МВА, понижающий, работающий по автотрансформаторной схеме между сетями 500 кВ и 110 кВ (трансформация ВН–СН, обмотка НН является вспомогательной), конструкция 1985 г.

ТДЦТГА-120000/220/110-60 – трёхфазный трёхобмоточный трансформатор, основной режим которого является повышающим (A), с трансформациями НН–ВН и НН–СН, конструкция 1960 г.

Возможность регулирования и изменения напряжения определяется параметрами РПН и ПБВ. Их характеристики задаются в виде максимального числа положительных и отрицательных по отношению к основному выведу обмотки ВН или СН регулировочных ответвлений с указанием шага коэффициента трансформации Δk_T в виде $\pm n \times \Delta k_T$. Например, для РПН: $\pm 6 \times 1,5\%$, $\pm 8 \times 1,5\%$, $\pm 10 \times 1,5\%$, $\pm 9 \times 1,78\%$, $\pm 12 \times 1\%$; для ПБВ: $\pm 2 \times 2,5\%$.

Номинальный коэффициент трансформации – отношение номинальных напряжений обмоток трансформатора:

$$k_{T \text{ nom}} = \frac{U_{1\text{nom}}}{U_{2\text{nom}}}.$$

Изменение коэффициента трансформации достигается изменением числа отпаек (витков) на одной из обмоток. Для трансформаторов с регулированием напряжения, в частности РПН, коэффициент трансформации должен соответствовать реальному положению переключателя для его n -го ответвления:

$$k_T = \frac{U_{1\text{nom}} \pm n \cdot \frac{\Delta k_T}{100} \cdot U_{1\text{nom}}}{U_{2\text{nom}}}.$$

Например, при $U_1 = U_{\text{ВН}} = 115$ кВ, $U_2 = U_{\text{НН}} = 11$ кВ и РПН с параметрами $\pm 10 \times 1,5\%$ число витков изменяется на стороне ВН от W_{\min} до W_{\max} , при этом k_T изменяется от k_{\min} до k_{\max} .



7.1. Двухобмоточные трансформаторы с расщеплёнными обмотками

$$k_{\min} = \frac{115 - 10 \cdot \frac{1,5}{100} \cdot 115}{11}, \quad k_{\max} = \frac{115 + 10 \cdot \frac{1,5}{100 \cdot 115}}{11}.$$

Коэффициент трансформации в общем случае определяется комплексным числом:

$$\dot{k}_T = \frac{U_{1\text{ном}}}{U_{2\text{ном}}} e^{-jm\frac{\pi}{6}}, \quad (7.7)$$

где m – номер группы соединений обмоток трансформатора, определяющий сдвиг по фазе низкого напряжения в режиме холостого хода.

7.2. Представление компенсирующих устройств. Виды и назначения устройств

Рассматриваются устройства, компенсирующие реактивную мощность: статические конденсаторные батареи, шунтирующие реакторы, статические тиристорные компенсаторы (СТК) и синхронные компенсаторы (СК), а также устройства, компенсирующие реактивные сопротивления сетей: конденсаторные установки и реакторы продольного включения.

Компенсирующие устройства (КУ) в зависимости от их типа и режима работы могут генерировать или потреблять реактивную мощность Q_{ky} , компенсируя её дефицит или избыток в электрической сети, уменьшать или увеличивать индуктивное сопротивление. Например, включение КУ в какой-либо точке сети изменяет реактивную составляющую нагрузки. В итоге изменяется полная мощность узла нагрузки в соответствии с векторными диаграммами ([рис. 7.3](#)).

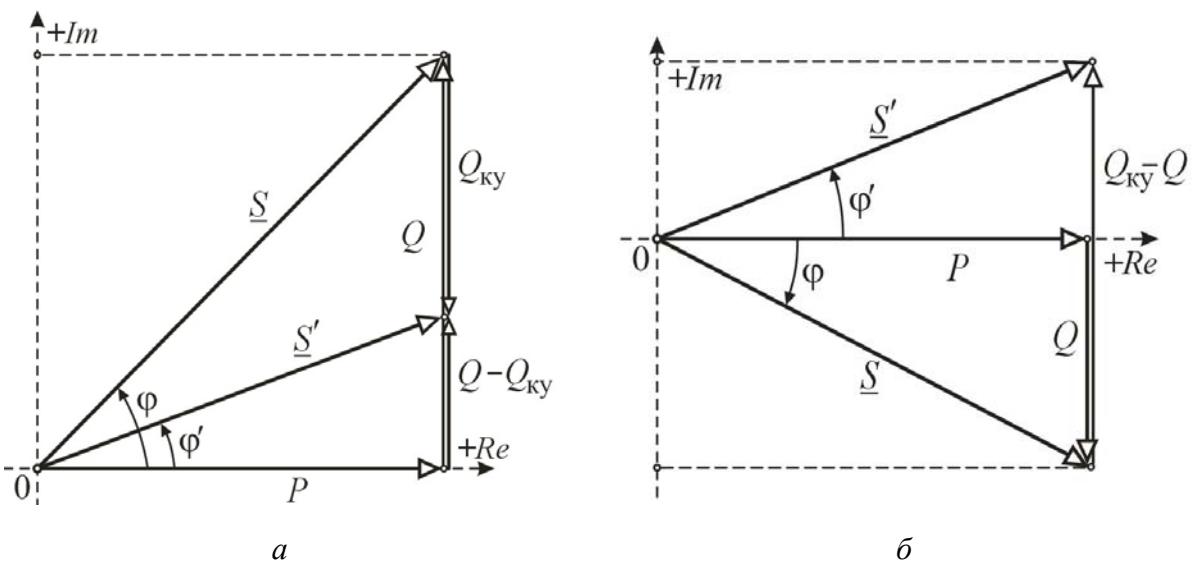


Рис. 7.3. Режим работы компенсирующих узлов: *а* – компенсация дефицита реактивной мощности в узле сети; *б* – компенсация избытка реактивной мощности в узле сети

7.2. Представление компенсирующих устройств. Виды и назначения устройств

Так, в результате включения КУ, генерирующих или потребляющих реактивную мощность (например, СК или СТК), изменяется передаваемая по участкам сети реактивная мощность и, следовательно, потери напряжения

$$\Delta U = \frac{PR + (Q - Q_{ky})X}{U}, \quad (7.8)$$

создаются возможности регулирования напряжения в узлах сети и на зажимах электропотребителей:

$$U_{i+1} = U_i \pm \Delta U.$$

Реактивная мощность, передаваемая от электростанции и других центральных источников, загружает все элементы электрической сети, уменьшая возможность передачи активной мощности. Поэтому по экономическим соображениям потребность в реактивной мощности (в большей её части) необходимо удовлетворять за счёт установки местных источников реактивной мощности. В этом случае уменьшается передача реактивной мощности по участкам сетей:

$$Q' = Q - Q_{ky},$$

снижаются потери активной и реактивной мощности в них:

$$\Delta P = \frac{P^2 + (Q - Q_{ky})^2}{U^2} R, \quad \Delta Q = \frac{P^2 + (Q - Q_{ky})^2}{U^2} X \quad (7.9)$$

и потери электроэнергии в продольных элементах сети:

$$\Delta W = \int_0^T \Delta P(t) dt, \quad (7.10)$$

и создаются условия для передачи по сети больших потоков активной мощности.

В электрических сетях с избытком реактивной мощности (активно-емкостная мощность), в частности, в узлах сетей 330 кВ и более, в периоды малых нагрузок напряжение могут превысить допустимые значения. Для удержания напряжения в допустимых пределах необходимо потребить (компенсировать) избыточную реактивную мощность ([рис. 7.3, б](#)), что может быть осуществлено с помощью реакторов поперечного включения, СТК или синхронных машин, работающих в режиме недовозбуждения.

При включении компенсирующие устройства потребляют из сети некоторую активную мощность, которая в случае приближённых расчётов не оказывает существенного влияния на результаты.

7.3. Конденсаторная батарея

Батарея статических конденсаторов является источником реактивной мощности. Реактивная мощность, генерируемая конденсаторной батареей (КБ), квадратично зависит от напряжения:

$$Q_{\text{КБ}} = 3\omega C_{\text{CK}} U_{\Phi}^2 = U^2 \omega C_{\text{КБ}}, \quad (7.11)$$

где $C_{\text{КБ}}$ – ёмкость конденсаторной батареи, Φ ; ω – угловая частота, рад.

Активная мощность, потребляемая КБ, пропорциональна генерации реактивной мощности:

$$\delta P_{\text{КБ}} = Q_{\text{КБ}} \operatorname{tg} \delta \quad (7.12)$$

и зависит от качества изоляции конденсаторов, определяемого тангенсом угла диэлектрических потерь ($\operatorname{tg} \delta$). Величина $\operatorname{tg} \delta$ составляет около 0,003–0,006 кВт/квар, поэтому собственное потребление (потери) активной мощности в КБ незначительны, что в итоге определяет их высокую экономичность.

В первом приближении КБ задают в точке её присоединения ёмкостной (отрицательной) нагрузкой. Однако необходимо учитывать основной технический недостаток конденсаторов – отрицательный регулирующий эффект: значительное уменьшение генерации (выдачи) реактивной мощности КБ при снижении напряжения на её зажимах.

В результате компенсирующий эффект падает, что способствует дальнейшему снижению напряжения. Поэтому при расчёте режимов работы сетей конденсаторную батарею необходимо учитывать проводимостью (шунтом) в узле ([рис. 7.4, а](#))

$$B_{\text{КБ}} = \omega \cdot C_{\text{КБ}} = 2\pi f \cdot C_{\text{КБ}} = 100\pi \cdot C_{\text{КБ}}, \quad (7.13)$$

т. к. $f = 50$ Гц, или ёмкостным сопротивлением:

$$X_C = \frac{U_{\text{ном}}^2}{Q_{\text{б}}}, \quad (7.14)$$

где $Q_{\text{б}}$ – мощность батареи при номинальном напряжении сети.

Тогда реактивная мощность, генерируемая КБ, уточняется от фактического напряжения на входе батареи:



7.3. Конденсаторная батарея

$$Q_{\text{КБ}} = U^2 \cdot B_{\text{КБ}}. \quad (7.15)$$

С помощью конденсаторной батареи покрывается (компенсируется) часть потребности нагрузки узла в реактивной мощности, тем самым уменьшается реактивная мощность, потребляемая узлом из сети, до величины

$$\delta Q = Q - Q_{\text{КБ}}.$$

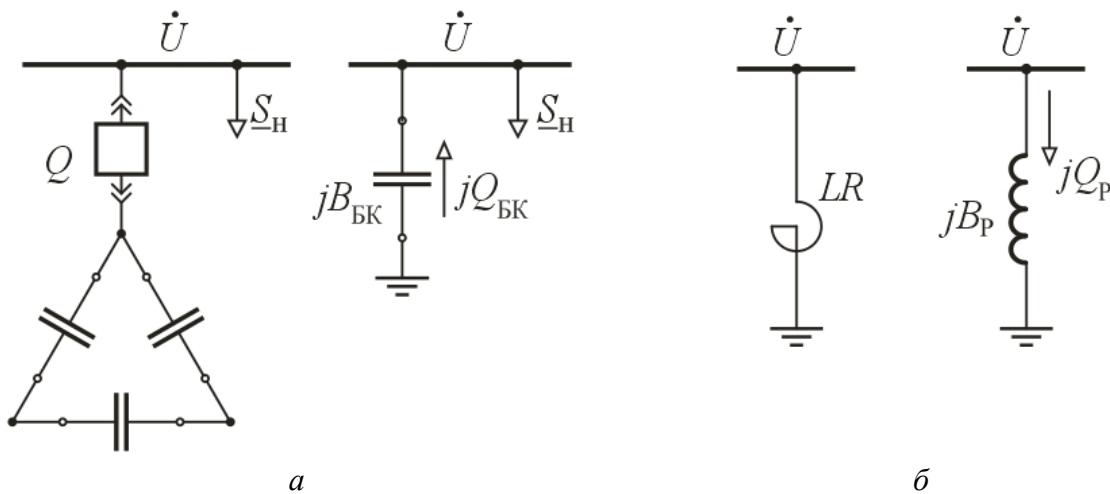


Рис. 7.4. Компенсирующие устройства поперечного включения:
a – конденсаторная батарея; *б* – реактор

В результате коэффициент мощности $\cos\phi$ улучшается до значения $\cos\phi'$ (рис. 7.3, *a*). В ряде случаев (в низковольтных, городских распределительных сетях и др.) экономически целесообразна полная компенсация реактивной мощности. При этом $Q_{\text{КБ}} = Q$, и узел нагрузки потребляет из сети только активную мощность ($\cos\phi' = 1$). При $Q_{\text{КБ}} > Q$ возникают перекомпенсация и избыток реактивной мощности, δQ выдаётся в питающую сеть; узел нагрузки имеет опережающий коэффициент мощности.

В нерегулируемой конденсаторной батарее (НКБ) число включенных конденсаторов (блоков) неизменно. В регулируемой конденсаторной батарее (РКБ) число включенных конденсаторов изменяется в зависимости от режима работы электрической сети автоматически или вручную.

Мощные конденсаторные установки напряжением 6 кВ и выше могут быть укомплектованы из стандартных конденсаторных блоков мощностью от 0,240 до 0,750 Мвар. Существует широкая номенклатура типовых проектов конденсаторных батарей 6–110 кВ, собираемых из указанных блоков.

Вследствие небольшой удельной стоимости (за 1 квадрат) и простоты обслуживания конденсаторные батареи и установки являются наиболее распространёнными местными источниками реактивной мощности. Диапазон их применения весьма широк – от индивидуальной компенсации на зажимах отдельных потребителей (КБ в единицы, десятки квадрат) до централизованной компенсации на шинах главных понизительных подстанций энергосистем (КБ до 5–15 Мвар).



7.4. Установки продольной ёмкостной компенсации

Для уменьшения индуктивного сопротивления ВЛ применяются конденсаторы последовательного включения – установки продольной компенсации (УПК). УПК включают в рассечку фаз линий ([рис. 7.5, а](#)); установки получили широкое распространение в сетях практически всех напряжений (от 0,38 до 500 кВ включительно).

При продольно-емкостной компенсации конденсаторы представляют в схеме замещения реактивным сопротивлением

$$X_k = \frac{1}{\omega \cdot C_k}, \quad (7.16)$$

где ω – угловая частота; C_k – ёмкость батареи.

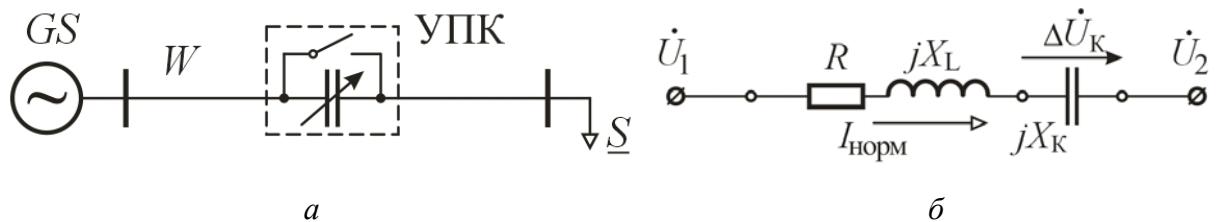


Рис. 7.5. Установка продольной емкостной компенсации:
а – схема включения; б – схема замещения

Значение X_k можно вычислить также по формуле

$$X_k = \frac{U_{\text{ном}}^2}{Q_k}, \quad (7.17)$$

где $U_{\text{ном}}$, Q_k – номинальные значения реактивной мощности и напряжения КБ соответственно (с учётом схем соединения конденсаторов).

При включении УПК компенсируется часть индуктивного сопротивления линии $X = X_L - X_k$, тем самым уменьшается составляющая потерь напряжения $\Delta U_p = \Delta U_L - \Delta U_k$

$$\Delta U = \sqrt{3}[I_a R + I_p(X_L - X_k)] = \Delta U_a + \Delta U_p, \quad (7.18)$$

что равносильно введению некоторой добавки напряжения $\Delta U_k = \sqrt{3}I_p X_k$. Последняя зависит и автоматически изменяется от величины реактивной со-

7.4. Установки продольной ёмкостной компенсации

ставляющей тока нагрузки. Чем она больше, тем эффективнее для улучшения режима напряжения применение УПК.

Однако применение УПК для регулирования (изменения) напряжения экономически целесообразно только в сетях 35 кВ и ниже, питающие нагрузки с относительно низким коэффициентом мощности $\operatorname{tg}\varphi \geq 0,75$. В нормальном режиме через УПК течёт ток $I_{\text{норм}}$ загрузки линии. В этом случае, например, при передаче проектной мощности, составляющей около 2,0 МВт по ВЛ 10 кВ протяжённостью 10 км с проводом АС 50/8 и 95 % компенсации индуктивного сопротивления, минимальная добавка напряжения

$$\Delta U_k = \sqrt{3} \cdot I_{\text{норм}} X_k \sin \varphi \quad (7.19)$$

составит около 5,0 %. Если реактивные нагрузки малы ($\operatorname{tg}\varphi$ близок к нулю), потеря напряжения определяется в основном активными нагрузками и сопротивлениями (составляющая ΔU_a) и, значит, компенсация индуктивного сопротивления нецелесообразна.

В сетях более высоких номинальных напряжений при существенном превышении величиной X значения R УПК применяются в первую очередь для повышения их пропускной способности, статической и динамической устойчивости электроэнергетических систем.

Шунтирующий реактор (реактор поперечного включения) – это статическое электромагнитное устройство, применяемое в электроэнергетических системах для регулирования реактивной мощности, напряжения и компенсации емкостных токов на землю. Обладает преимущественно индуктивным сопротивлением. Шунтирующие реакторы изготавливаются на напряжения 35–750 кВ. Во включенном состоянии реактивная мощность, потребляемая реактором, зависит (в зоне линейности его электромагнитной характеристики) от квадрата напряжения:

$$Q_p = U^2 \cdot B_p, \quad (7.20)$$

где B_p – индуктивная проводимость реактора.

При расчёте режимов для учёта шунтирующего реактора вводится его индуктивная проводимость (положительный шунт)

$$B_p = \frac{Q_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}^2}, \quad (7.21)$$

получаемая из паспортных данных реактора: номинальных значений реактивной мощности Q_p и напряжения $U_{\text{ном}}$.



7.4. Установки продольной ёмкостной компенсации

Для приближённых расчётов шунтирующие реакторы задают в точке их присоединения нагрузкой, равной номинальной мощности реактора ([рис. 7.4, б](#)).

Кроме шунтирующих реакторов, на подстанциях устанавливают заземляющие реакторы, предназначенные для компенсации ёмкостных токов замыкания на землю.

7.5. Синхронный компенсатор

Синхронная явнополюсная вращающаяся (750 об/мин) машина, работающая в режиме холостого хода (СК). СК устанавливают на крупных подстанциях специально для генерирования и потребления реактивной мощности. Представляется возможность стабилизировать напряжение в точке подключения СК и регулировать его в небольших пределах, управляя балансом реактивной мощности:

$$0,95 U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ск}} \leq 1,05 U_{\text{ном}}. \quad (7.22)$$

Влияние на режим напряжения, определяемое располагаемым диапазоном изменения реактивной мощности СК:

$$Q_{\min} \leq Q_{\text{ск}} \leq Q_{\max} \quad (7.23)$$

возрастает с увеличением этого диапазона.

Наибольшая реактивная мощность СК Q_{\max} , генерируемая в режиме перевозбуждения, называется его номинальной мощностью. В режиме недовозбуждения СК потребляет реактивную мощность, минимальное значение Q_{\min} которой определяется режимным ограничением по устойчивости параллельной (синхронной) работы СК.

Поскольку СК потребляют относительно небольшую активную мощность, расходуемую на потери в статоре и роторе, и на трение в подшипниках, его схему замещения можно представить упрощённо без активного соотивления ([рис. 7.6, а](#)). Ей соответствуют векторные диаграммы ([рис. 7.6, б, в](#)), на основании которых ток СК

$$I_{\text{ск}} = (E_{\text{ск}} - U_{\text{c}}) / \sqrt{3} X_d, \quad (7.24)$$

и поскольку $P_{\text{ск}} \approx 0$, мощность на его зажимах

$$Q = S = \sqrt{3} U_{\text{c}} I_{\text{c}} = (E_q - U_{\text{c}}) \frac{U_{\text{c}}}{X_d}. \quad (7.25)$$



7.5. Синхронный компенсатор

Отсюда следует, что значение и знак реактивной мощности СК зависят от соотношения его ЭДС (E_q) и напряжения узла сети, где подключен СК (U_c). ЭДС определяется током возбуждения СК: росту тока возбуждения соответствует увеличение E_q . Если $E_q > U_c$, то СК генерирует в сеть реактивную мощность и потребляет из сети опережающий напряжение ток (рис. 7.6, б).

$$Q_{\text{ск}} = -U_c^2 / X_d, \quad (7.26)$$

составляющую около 50–60 % номинальной.

При некотором сниженном значении тока возбуждения, при котором $E_q = U_c$ реактивная мощность СК $Q_{\text{ск}} = 0$ ($\cos \varphi = 1$). Дальнейшее снижение тока возбуждения переводит СК в режим недовозбуждения, при котором $E_q < U_c$, и СК потребляет из сети реактивную мощность и отстающий от напряжения ток (рис. 7.6, в). В режиме предельного недовозбуждения $E_q = 0$, включённый без возбуждения в сеть СК потребляет из неё реактивную мощность.

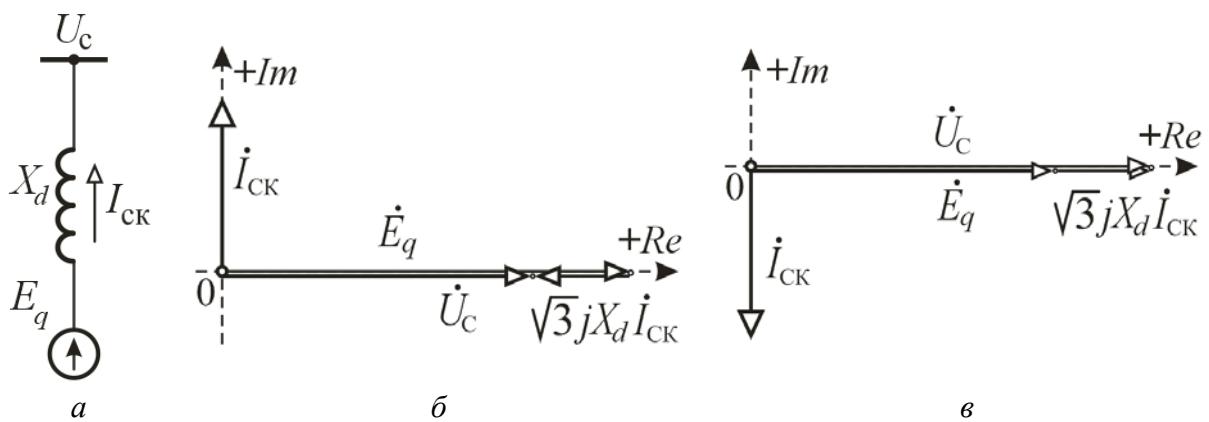


Рис. 7.6. Синхронный компенсатор: а – упрощённая схема замещения; б – векторные диаграммы напряжений в режиме перевозбуждения; в – векторные диаграммы в режиме недовозбуждения

Основное достоинство СК заключается в положительном регулирующем эффекте, т. е. в возможности плавно увеличивать выработку реактивной мощности и в результате стабилизировать или повысить напряжение при его снижении в часы максимума нагрузки или при аварии в электроэнергетической системе. Причём скорость (инерционность) регулирования определяется системой АРВ. Таким образом, СК обладает возможностями и конденсатора, и реактора: при работе в режиме перевозбуждения СК является генератором реактивной мощности, а в режиме недовозбуждения – потребителем (рис. 7.7).

В расчётах электрических режимов на ЭВМ СК представляется как опорный узел типа $P, U = \text{const}$, т. е. с заданными значениями $U_{\text{ск}} = \text{const}$ и отрицательной мощностью генерации $-P_{\text{ск}} \approx \Delta P_{xx}$, принимаемой около 1 % номинальной. Диапазон изменения реактивной мощности задаётся согласно (7.23), в пределах которого находится значение, обеспечивающее заданное

7.5. Синхронный компенсатор

напряжение $U_{\text{ск}}$. Если для обеспечения заданного напряжения необходимо значение реактивной мощности, выходящее за указанные пределы, то реактивная мощность СК закрепляется на нарушенном пределе $Q_{\text{ск}} = Q_{\text{макс}}$ или $Q_{\text{ск}} = Q_{\text{мин}} = \text{const}$ и вычисляется соответствующее этой реактивной мощности напряжение $U_{\text{ск}}$ как для неопорного (нагрузочного) узла. При расчётах вручную СК задаётся как неопорный генераторный узел ($-Q_{\text{ск}} = \text{const}$) или узел потребления ($Q_{\text{ск}} = \text{const}$) реактивной мощности, которому соответствует вычисляемое значение напряжения.

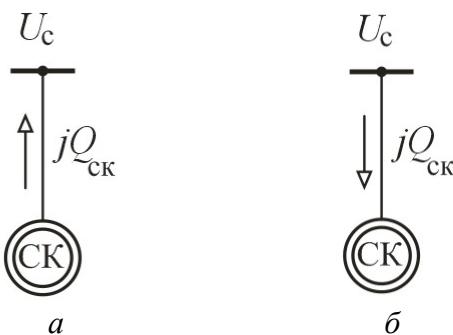


Рис. 7.7. Работа СК: *а* – в режиме перевозбуждения; *б* – в режиме недовозбуждения

Вместе с тем СК – это крупная вращающаяся электрическая машина мощностью до 320 Мвар, требующая высокого уровня эксплуатации, в частности, обеспечивать устойчивость параллельной работы СК в электроэнергетической системе. Работа СК сопровождается заметными потерями электроэнергии и расходом вспомогательных материалов. Всё это, несмотря на отработанность конструкции и относительную дешевизну СК, способствует применению статических компенсаторов.

7.6. Статические тиристорные компенсаторы

Статические тиристорные компенсаторы – это комплексные устройства, предназначенные как для выдачи, так и потребления реактивной мощности. СТК за счёт тиристорного управления обладают исключительным быстродействием и осуществляют плавное регулирование реактивной мощности. Устанавливаются на подстанциях энергосистем, имеют мощность 100, 150, 250, 300 и 400 Мвар и номинальные напряжения 10; 15,75; 20; 35; 110 кВ. СТК имеют различные схемы подключения к высоковольтной сети и управления потребляемой реактивной мощностью. Основу СТК составляют накопительные элементы (ёмкости, индуктивности), реакторно-тиристорные и конденсаторно-тиристорные блоки.

На [рис. 7.8](#) приведены две принципиальные схемы СТК. Схемы состоят из неизменных по мощности КБ ([рис. 7.8, а](#)) или реакторов ([рис. 7.8, б](#)). Плавное управление мощностью СТК осуществляется с помощью встречнопараллельно включенных управляемых вентилей – тиристоров, снабжённых

7.6. Статические тиристорные компенсаторы

устройством управления (УУ), с помощью которого регулируется момент окрытия и закрытия тиристоров (угол регулирования θ) (рис. 7.9).

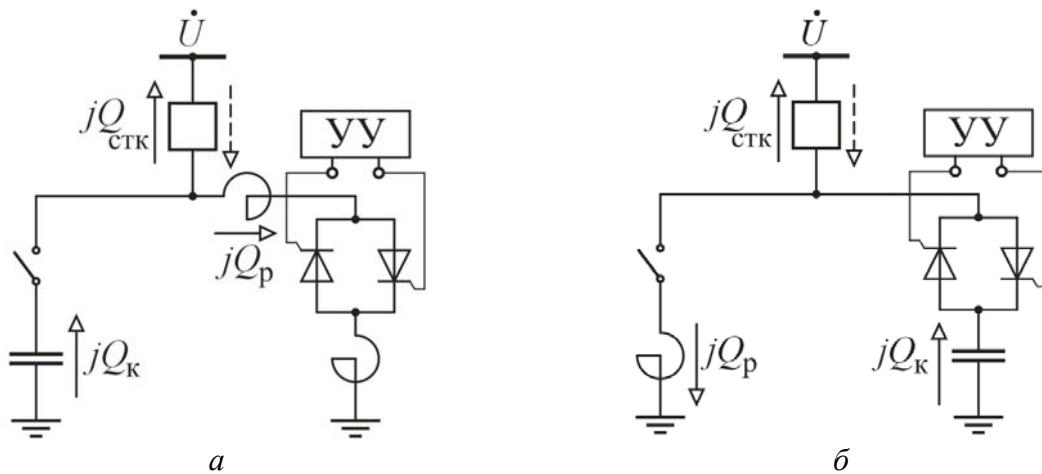


Рис. 7.8. Принципиальные схемы СТК: *а* – с регулируемой мощностью реактора; *б* – с регулируемой мощностью конденсаторной батареи

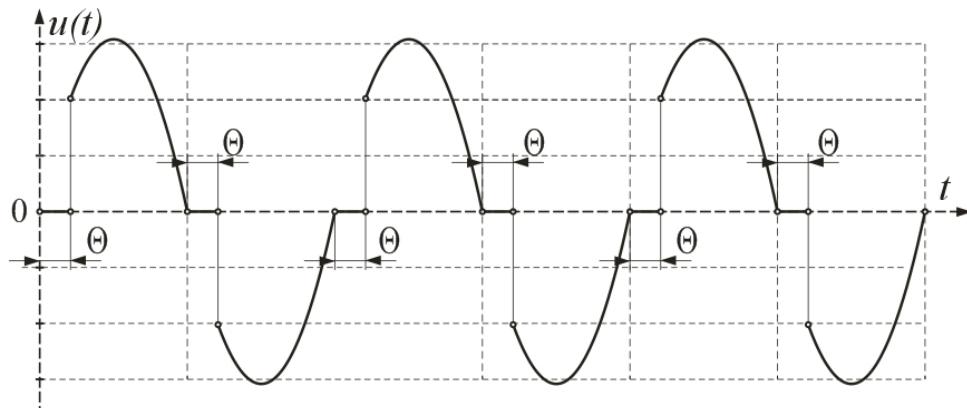


Рис. 7.9. Временная диаграмма напряжения на входе накопительных элементов СТК

Такое регулирование позволяет изменять время включений реактора или конденсаторной батареи в сеть в течение каждого полупериода. Вследствие этого изменяются действующее значение напряжения U на зажимах соответствующего накопительного элемента и развиваемая ими мощность.

$$Q_{\text{ЭА}} = U^2 / X_{\text{k}}, \quad Q_p = U^2 / X_p.$$

Мощность СТК $Q_{\text{стк}}$ может изменяться от потребления до выработки (в пределах диапазона регулирования)

$$Q_{\text{стк}} = Q_p - Q_{\text{КБ}} >< 0$$

за 1–2 периода промышленной частоты при практически неизменном напряжении U_c на выходе СТК.

При отключении КБ или реактора СТК потребляет или выдаёт реактивную мощность ([рис. 7.8, а](#) и [рис. 7.8, б](#) соответственно).

СТК в расчётах установившихся режимов может задаваться как синхронный компенсатор: генерацией в неопорных узлах типа $P, Q = \text{const}$ или в виде опорного узла типа $P, U = \text{const}$ с небольшими значениями активной мощности P на потери в КБ и реакторе с пределами Q_{\min}, Q_{\max} , определяемые величиной компенсации реактивной мощности.

Вопросы для самопроверки

1. Когда целесообразно применение двухобмоточных трансформаторов с расщеплённой обмоткой низшего напряжения (НН)?
2. Какой вид имеет принципиальная схема и схема замещения двухобмоточного трансформатора с расщеплённой обмоткой НН?
3. Укажите, в чём сходство и различие такого трансформатора по сравнению с трёхобмоточным?
4. Сети каких номинальных напряжений могут соединять трансформаторы с расщеплённой обмоткой НН? и
5. Какие схемы соединений и режимы нейтралей обмоток трансформатора с расщеплённой обмоткой?
6. Чем отличается расчёт сопротивлений схемы замещения трёхфазного трансформатора от расчёта трёхфазной группы, состоящей из однофазных трансформаторов с расщеплёнными обмотками НН?
7. Зависят ли проводимости трансформаторов от количества расщеплённых обмоток и как они рассчитываются для трансформаторов с расщеплёнными обмотками?
8. Почему трансформаторы с расщеплённой обмоткой НН рассматриваются как естественное средство ограничения токов короткого замыкания.
9. Как обозначаются типы силовых трансформаторов?
10. Как расшифровываются буквы в обозначениях типа трансформаторов и автотрансформаторов?
11. Какие способы охлаждения и регулирования напряжения применяют в трансформаторах?
12. Какой стандартный ряд номинальных мощностей трансформаторов?
13. Какие виды компенсирующих устройств применяют в электрических сетях и системах электроснабжения?
14. Каково назначение компенсирующих устройств?
15. За счёт чего установка компенсирующих устройств позволяет регулировать напряжение, снижать потери мощности и электроэнергии?
16. Как учитываются конденсаторные батареи в схемах замещения электрических сетей?

17. В чём заключается отрицательный регулирующий эффект батареи?
18. В каких электрических сетях и с какой целью устанавливаются устройства продольной компенсации?
19. Когда эффективна установка УПК для регулирования напряжения?
20. Как учитываются реакторы в схемах замещения электрических сетей?
21. Каково назначение синхронных компенсаторов в электроэнергетических системах?
21. Как учитываются синхронные компенсаторы в расчётах электрических режимов ЭЭС?
22. Каков принцип работы статического тиристорного компенсатора?
23. Как учитываются СТК в схемах замещения ЭЭС?
24. Какие достоинства и недостатки конденсаторных батарей, синхронных компенсаторов и статических тиристорных компенсаторов?

ЛЕКЦИЯ 8. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ И ЗАДАЧИ РАСЧЁТОВ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

План

1. Необходимость моделирования нагрузок для расчётов установившихся режимов электрических нагрузок.
2. Моделирование нагрузки неизменным по модулю и фазе током.
3. Моделирование нагрузки неизменной мощностью.
4. Задание нагрузки неизменными последовательно и параллельно соединёнными сопротивлениями.
5. Представление нагрузки проводимостью (шунтом).
6. Задачи расчёта и анализа установившегося режима электрической сети. Характеристика симметричных установившихся режимов трёхфазных электрических сетей.
7. Уравнения узловых напряжений в форме баланса токов и мощностей.

8.1. Представление электрических нагрузок в схемах замещения электрических сетей

Способы представления нагрузок при расчетах режимов электрических сетей (ЭС) зависят от вида сети и целей расчета. При расчетах установившихся режимов сетей в заданный момент времени основной характеристикой электрической нагрузки является её статическая характеристика по напряжению, наиболее точно учитывающая свойства нагрузки. Такое представление нагрузок необходимо в тех случаях, когда отказ от учета изменения мощностей при изменении напряжения на их зажимах может привести к качественно неверному результату. Это особенно проявляется при расчете режимов электрических сетей со значительными отклонениями напряжений от номинальных значений, например при расчете тяжелых, послеаварийных (ремонтных) режимов, сетей с трансформаторами без РПН и других средств стабилизации напряжения. Учет СХН предусмотрен в алгоритмах расчета режимов, реализуемых на ЭВМ. Однако для большинства эксплуатационных и проектных расчетов такой уточненный подход не является необходимым, а при расчетах режимов, выполняемых вручную, достаточно трудоемким. Поэтому ограничиваются менее строгим отображением свойств нагрузки. Наиболее часто используются следующие способы учета электрических нагрузок:

- неизменный по модулю и фазе ток;
- неизменная активная и реактивная мощность;
- неизменная проводимость и неизменное сопротивление.



Задание (моделирование) нагрузки неизменным по модулю и фазе током ([рис. 8.1, б](#)) В общем случае ток определяется по заданному значению мощности нагрузки \underline{S} и приложенному напряжению \dot{U} :

$$\dot{I} = \frac{1}{3} \cdot \frac{\overset{*}{S}}{\overset{*}{U_\phi}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{\overset{*}{S}}{\overset{*}{U}} - \text{const}, \quad (8.1)$$

где $\overset{*}{S}$, $\overset{*}{U_\phi}$, $\overset{*}{U}$ – сопряженные комплексы мощности фазного и линейного напряжений. Изменение напряжения в точке подключения нагрузки при условии $\dot{I} = \text{const}$ определяет изменение мощности нагрузки, поскольку

$$\underline{S} = 3\dot{U}_\phi \overset{*}{I}_\phi = \sqrt{3}\dot{U} \overset{*}{I}. \quad (8.2)$$

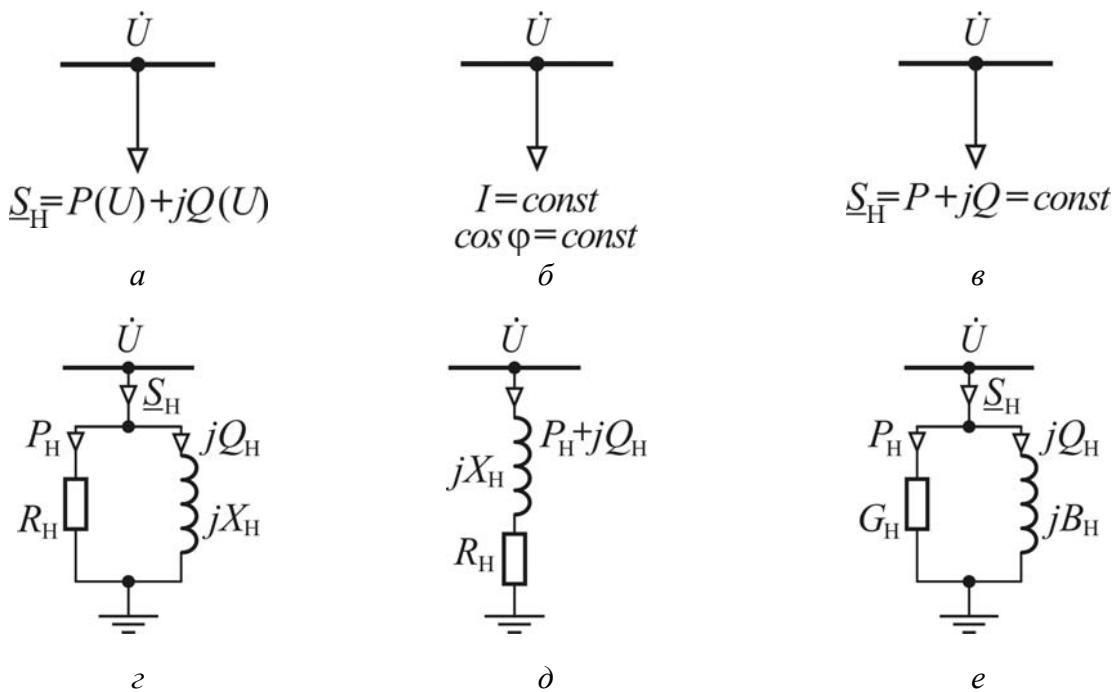


Рис. 8.1. Способы моделирования (задания) электрических нагрузок:
 а – статическими характеристиками; б – неизменным током; в – неизменной мощностью; г – параллельными сопротивлениями; д – последовательными сопротивлениями; е – проводимостями (шунтами)

Таким способом достигается определенное качественное соответствие с действительной статической характеристикой нагрузки, определяющей снижение её мощности при уменьшении напряжения и рост мощности при повышении напряжения в точке включения нагрузки, и характеризуется пропорциональной зависимостью.

Однако до расчета режима сети комплексные напряжения в узлах неизвестны – они являются искомыми, а потому воспользоваться точным вы-

ражением (8.1) для задания нагрузки не представляется возможным. В условиях эксплуатации можно использовать результаты замеров напряжения $U^{(0)}$ или принять их номинальное значение U_h . В этом случае токовые нагрузки узлов

$$\overset{\circ}{I} \approx \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{P - jQ}{U^{(0)}} \approx \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{P - jQ}{U_h} = I_a - jI_p = \text{const}, \quad (8.3)$$

вычисленные относительно исходных напряжений $U^{(0)}$ или U_h , задаются модулем тока

$$I = \sqrt{I_a^2 + I_p^2} \quad (8.4)$$

и его фазой

$$\varphi = \arctg(I_p/I_a), \quad (8.5)$$

практически представляемой в виде средневзвешенного коэффициента мощности нагрузки

$$\cos \varphi = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_p^2}}, \quad \text{или} \quad \operatorname{tg} \varphi = \frac{W_p}{W_a}, \quad (8.6)$$

определенного с помощью показаний счетчиков активной W_a и реактивной W_p энергии, например за характерные (режимные) сутки.

Степень соответствия рассматриваемой модели (8.4), (8.6) реальной нагрузке, определяемая точным выражением (8.1)

$$\overset{\circ}{I} = \frac{Se^{-j\varphi}}{\sqrt{3} \cdot U e^{-j\delta}} = I e^{j(\delta-\varphi)} = I [\cos(\delta - \varphi) + j \sin(\delta - \varphi)] = I_a - jI_p = \text{const} \quad (8.7)$$

возрастает для сетей с малыми изменениями напряжений и с уменьшением их фаз δ . Значения последних увеличиваются с ростом номинальных напряжений сетей и их загрузки. В низковольтных и распределительных сетях напряжением $U_h \leq 35$ кВ значения напряжений находятся в достаточно узких пределах по модулю и практически совпадают по фазе (фазовые сдвиги векторов напряжений не превышают 1–2 гр.). Поэтому такая форма представления нагрузки ($I = \text{const}$, $\cos \varphi = \text{const}$) принимается во всех расчетах низковольтных сетей. Как правило, так же задается нагрузка в расчетах режимов распределительных сетей среднего напряжения $U_h \leq 35$ кВ. Задание электрических нагрузок неизменным током при расчете питающих сетей напряжением

$U_h \geq 110$ кВ, для которых свойственные существенные расхождения напряжений по величине и фазе, может привести к большим погрешностям и не является допустимым.



Задание нагрузки неизменной мощностью ([рис. 8.1, в](#)). При расчете установившихся режимов питающих и иногда распределительных электрических сетей нагрузки обычно характеризуются неизменными (постоянными) активной и реактивной мощностью $P_H = \text{const}$, $Q_H = \text{const}$, т. е.

$$\begin{aligned} S &= 3\dot{U}_\phi^* I_\phi^* = \sqrt{3}\dot{U}^* I = Se^{j\arctg(Q/P)} = Se^{j\varphi} = \\ &= S(\cos\varphi + j\sin\varphi) = P + jQ = \text{const}, \end{aligned} \quad (8.8)$$

что соответствует многолетней практике эксплуатации электрических сетей и систем электроснабжения. Одна из причин задания $S = \text{const}$ в том, что экономические расчеты осуществляются за полученную электроэнергию.

Аналогичные условия и модель нагрузки $S_h = \text{const}$ принимают при проектных расчетах электрических сетей, для потребителей которых требуется обеспечить малые отклонения напряжения от номинального значения.

Если у потребителей не обеспечивается поддержание постоянного напряжения, то допущение неизменности мощности нагрузки вызывают погрешности в расчетах установившихся режимов сетей в сравнении с учетом их нагрузок статическими характеристиками $P_h(U)$, $Q_h(U)$. Эти ошибки небольшие, если сеть загружена умеренно, и недопустимы в тяжело загруженных сетях, работающих со значительными отклонениями напряжения от номинального значения.

Моделирование нагрузок постоянными сопротивлениями (проводимостями). При расчете режимов, для которых характерны значительные изменения напряжения на выводах нагрузок сети, нагрузку удобно представить параллельно или последовательно соединенными неизменными активными и реактивными сопротивлениями или соответствующими им проводимостями ([рис. 8.1, г–е](#)). Представление нагрузок постоянными проводимостями (сопротивлениями),ключенными в точках присоединения нагрузок, в принципе соответствует их статическим характеристикам в виде квадратичных парабол. Величины этих сопротивлений выбираются таким образом, чтобы определяемая ими мощность при напряжении нормального (исходного) режима была бы равна заданной мощности нагрузки. Тогда при параллельном соединении сопротивлений ([рис. 3.12, г](#)) имеем

$$I_a = \frac{U_\Phi}{R_h} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{U}{R_h}; \quad I_p = \frac{U_\Phi}{X_h} = \frac{U}{\sqrt{3}X_h}, \quad (8.9)$$

откуда получаем

$$R_h = \frac{U}{\sqrt{3}I_a} = \frac{U^2}{P_h}; \quad X_h = \frac{U}{\sqrt{3}I_p} = \frac{U^2}{Q_p}. \quad (8.10)$$

При последовательном соединении сопротивлений ([рис. 8.1, д](#)) можно записать

$$\underline{Z}_H = r_H + jx_H = \frac{\dot{U}}{\sqrt{3}\dot{I}} = \frac{U^2}{S_H} = \frac{U^2}{S_H^2} (P_H + jQ_H), \quad (8.11)$$

откуда значения сопротивлений

$$r_H = \frac{U^2}{S_H} \cos \varphi; \quad x_H = \frac{U^2}{S_H} \sin \varphi. \quad (8.12)$$

Для полученных сопротивлений справедливы соотношения

$$R_H > r_H; \quad X_H > x_H, \quad (8.13)$$

Естественно также, что

$$\underline{Z}_H = r_H + jx_H = \frac{R_H \cdot jX_H}{R_H + jX_H}. \quad (8.14)$$

Тогда моделирующая мощность проводимость (шунт) определяется в виде ([рис. 8.1, е](#))

$$\underline{Y}_H = \frac{1}{\underline{Z}_H} = \frac{r_H}{r_H^2 + x_H^2} - j \frac{x_H}{r_H^2 + x_H^2} = \frac{1}{R_H} - j \frac{1}{X_H} = G_H - jB_H. \quad (8.15)$$

Представление нагрузок неизменными сопротивлениями или проводимостями в виде квадратичных зависимостей

$$P_H = \frac{U^2}{R_H} = G_H U^2; \quad Q_H = \frac{U^2}{X_H} = B_H U^2 \quad (8.16)$$

не обеспечивает высокой точности результатов, поскольку моделирующие сопротивления и проводимости сами зависят от приложенного напряжения. Тем не менее, такой учет нагрузок электрических сетей дает более точные результаты, чем учет в виде неизменных мощностей, не зависящих от действительных приложенных напряжений.

8.2. Задачи расчёта и анализа установившихся режимов электрической сети

Передача электроэнергии от электростанций к потребителям осуществляется по электрическим сетям. В теории и практике электроэнергетических (электрических) систем (ЭЭС) термин «электрическая сеть», с одной стороны, соответствует понятию подсистемы ЭЭС, предназначеннной для передачи и распределения электроэнергии, как совокупности ЛЭП и подстанций, соединяющих между собой источники питания (ИП) и электропотребителей



(ЭП). С другой стороны, это электрическая цепь, соответствующая данной подсистеме. Естественно, такая электрическая цепь обязательно включает ИП и ЭП как составные части, и в едином смысле понятие электрической сети формально совпадает с понятием ЭЭС как электрической цепи. В зависимости от величины мощности и вида электропотребителей, удалённости их от электростанций передача и распределение электроэнергии осуществляется по сетям различных номинальных напряжений и конфигураций.

При решении ряда задач эксплуатации, развития и проектирования электрических сетей необходимо оценить условия, в которых будут работать потребители и оборудование электрической сети. Также эти оценки дают возможность установить допустимость анализируемого режима при передаче по сети данных мощностей, при подключении новых и отключении действующих элементов сети (ЛЭП, трансформаторов, нагрузок и т. д.). Кроме того, расчеты, выполняемые при такого рода оценках, дают возможность предусмотреть меры для обеспечения требуемого качества электроэнергии и определить условия для оптимизации производства, передачи и распределения электроэнергии.

Плановые и аварийные изменения нагрузок, состава и конфигурации схемы электрической сети приводят к изменению ее электрического режима. Определение параметров рабочего установившегося режима (состояния электрического равновесия) электрической сети (тока и потокораспределения, напряжений и потерь мощности в сети) составляет задачу расчёта режима или, как иногда условно говорят, задачу «электрического расчёта» сети.

Расчёт и анализ параметров установившихся режимов составляют основную задачу при проектировании ЭЭС с учётом надёжности эксплуатации и экономических факторов.

В общем случае рабочие режимы электрических сетей являются несимметричными и несинусоидальными. Симметричный синусоидальный режим следует рассматривать как частный случай. Однако если степень несимметрии и несинусоидальности кривых токов и напряжений относительно невелика, что достаточно часто имеет место, то в этом случае режим рассматривается как симметричный и синусоидальный, что позволяет значительно облегчить его расчет.

Расчет режима сети в общем случае представляет собой весьма сложную задачу. Это связано как с большим количеством элементов, образующих сети современных электрических систем, так и со специфическими особенностями задания исходных данных.

Исходными данными для расчета установившихся режимов служат: схема электрических соединений и параметры сети электроэнергетической системы, данные о потребителях (нагрузках) и источниках электроэнергии (электростанциях).

Нагрузки реальных электрических сетей при их проектировании и эксплуатации обычно задают значениями, потребляемыми ими активных и реактивных мощностей ($P_i + jQ_i = S_i$) или токов ($I_i, \cos\phi$), которые могут прини-

маться постоянными либо зависящими от напряжения в точке подключения нагрузки в сети, т. е.

$$\dot{I}_i = \phi(\dot{U}_i), \quad \underline{S}_i = \phi(\dot{U}_i).$$

Исходными данными об источниках питания, как правило, служат выдаваемые генераторами в сеть активные мощности ($P_i = \text{const}$) и модули напряжений в точках подключения ($U_i = \text{const}$); в ряде случаев источники питания могут быть заданы и постоянными значениями активных и реактивных мощностей ($P_i = \text{const}, Q_i = \text{const}$), аналогично нагрузкам. Кроме того, один из источников (как правило, наиболее мощная электростанция), играющий роль балансирующего, задается комплексным значением напряжения ($\dot{U}_6 = \text{const}$).

Электрическая сеть ЭЭС представляется схемой замещения, параметры которой обычно разделяют на продольные, входящие в последовательную цепь передачи и распределения электроэнергии (сопротивления ЛЭП и трансформаторов и др.), и поперечные, соответствующие шунтам схемы (проводимости ЛЭП, трансформаторов, нагрузок).

При анализе режимов ЭЭС продольные параметры ЛЭП с проводами из цветного металла (активные и реактивные сопротивления) и поперечные параметры (активные и реактивные проводимости) принимают постоянными, не зависящими от параметров электрического режима. При рассмотрении ВЛ со стальными проводами необходимо учитывать нелинейность их параметров от токов нагрузки.

Симметричные установившиеся режимы работы трехфазных электрических сетей характеризуются одинаковыми значениями параметров режима отдельных фаз и синусоидальной формой кривых тока и напряжений. В этих условиях значение полной мощности для трехфазной цепи («трехфазная мощность») определяется комплексным числом.

$$\underline{S} = 3\underline{S}_\phi = 3\dot{U}_\phi^* I_\phi^* = \sqrt{3}\dot{U}^* I^* = P + jQ. \quad (8.17)$$

Наибольшую нелинейность в аналитическое содержание задачи вносят электрические нагрузки узлов ЭЭС. При расчете установившихся режимов ЭЭС нагрузки узлов (электропотребители и источники питания) задаются в общем случае их неизменными мощностями или зависимостями этих мощностей от искомых параметров режима (напряжения, угла выбега ротора синхронных машин и т. п.), так называемыми статическими характеристиками.

Если нагрузки узлов электрической сети учитываются значениями требуемой активной и реактивной мощности, то ток каждой фазы нагрузки может быть вычислен только при известном напряжении \dot{U}_i на зажимах этой нагрузки, вычисляемом в ходе расчета напряжений и фазных токов:



$$\dot{I}_i = \frac{1}{3} \cdot \frac{\overset{*}{S}_i}{U_{\phi i}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{\overset{*}{S}_i}{U_i}. \quad (8.18)$$

Это обстоятельство препятствует непосредственному использованию законов Кирхгофа для получения однозначного решения. В этом заключается основное отличие анализа установившихся режимов ЭЭС от классического анализа электрических цепей, где источники питания и электропотребители представляются в виде источников ЭДС и источников тока с соответствующими сопротивлениями.

Такой подход к анализу ЭЭС объясняется тем, что здесь основное значение имеют энергетические характеристики, и они являются определяющими для режима системы. Вместе с тем анализ этих режимов, естественно, можно вести также непосредственно на основе алгоритмов классической теории электрических цепей с соответствующим пересчетом мощностей через токи и напряжения.

Расчеты параметров установившихся режимов обычно выполняют автоматически формализованными методами с помощью ЭВМ. Математическая задача сводится к решению системы нелинейных уравнений из-за нелинейной зависимости мощности от тока и напряжения. Наиболее часто установившиеся режимы ЭЭС описываются уравнениями узловых напряжений, представляемых в форме баланса токов:

$$\underline{Y}_{ii}\dot{U}_i - \sum_j \underline{Y}_{ij}\dot{U}_j = \frac{\overset{*}{S}_i}{U_i} + \underline{Y}_{i6}U_6, \quad i = \overline{1, n}, \quad (8.19)$$

или в форме баланса мощностей

$$\underline{Y}_{ii}U_i^2 - U_i \sum_j \underline{Y}_{ij}\dot{U}_j = \overset{*}{S}_i + U_i \underline{Y}_{i6}U_6, \quad i = \overline{1, n}. \quad (8.20)$$

Разработан большой класс методов решения этих уравнений.

Инженерная оценка параметров установившихся режимов при изучении процессов проектирования и эксплуатации ЭЭС может выполняться традиционными методами, реализуемыми вручную. Эти методы базируются главным образом на прямом использовании основных законов электрических цепей (Кирхгофа, Ома и Джоуля – Ленца) и методов их эквивалентных преобразований с широкой интерпретацией соотношений между параметрами режима с помощью векторных и круговых диаграмм.

Весьма ценным свойством традиционных методов является их большая наглядность, простота толкований сущности электрических режимов, благодаря чему они широко применяются и в настоящее время. Кроме того, они имеют важное учебно-методическое значение, поскольку подготавливают

студентов на переход к более совершенным и универсальным современным методам анализа электрических режимов.

Далее рассматриваются некоторые положения теории, наиболее используемые соотношения, реализуемые в традиционных инженерных методах расчета с применением числовых примеров для простых электрических сетей.

Вопросы для самопроверки

1. Почему в электрических сетях, оснащённых устройствами регулирования, достаточно представлять нагрузки неизменной мощностью?
2. В каких расчётах электрических систем и сетей такой учёт нагрузки допустим?
3. При анализе режимов каких сетей допустимо моделировать электрические нагрузки неизменным по величине током?
4. Чем обусловлена погрешность такой модели нагрузок?
5. Как определить значения неизменных сопротивлений и проводимостей, моделирующих электрические нагрузки?
6. Однаковы ли эти значения при последовательном и параллельном включении сопротивлений?
7. Сформулируйте понятие «электрическая сеть» (ЭС). В чём назначение ЭС?
8. Какая основная задача расчета и анализа установившегося режима (состояния электрического равновесия) устройств передачи электрической энергии?
9. Перечислите основные показатели режима, характеризующие электрическое состояние участка сети.
10. Как представляется электрическая сеть при расчете установившихся режимов? Какие данные необходимы для расчетов?
11. В чём причина нелинейности математического описания задачи расчета установившегося режима?
12. В чём отличие задачи расчета установившегося режима электрической сети от классической задачи расчета электрической цепи?
13. При каких условиях установившийся режим трехфазной электрической сети называется симметричным?
14. Запишите выражение полной мощности для трехфазной электрической цепи. Как вычислить активную и реактивную мощность одно- и трехфазной электроустановки?
15. Запишите выражение тока для фазы нагрузки трехфазной сети через фазное и межфазное напряжение. Какое допущение при этом используется?
16. Каково значение расчетов параметров установившихся электрических режимов, выполняемых вручную?

ЛЕКЦИЯ 9. АНАЛИЗ РЕЖИМА УЧАСТКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

План

1. Токи и напряжения при симметричной трёхфазной электрической нагрузке. Векторное изображение тока и напряжения.
2. Вывод формулы падения напряжения для активно-индуктивной нагрузки в конце участка цепи в соответствии с законом Ома.
3. Продольная и поперечная составляющая падения напряжения. Падение и потери напряжения на участке сети. Векторная диаграмма тока и напряжения фазы участка электрической цепи.
4. Влияние поперечной составляющей падения напряжения на модуль напряжения.
5. Определение напряжения по известным значениям напряжения и мощности конца и начала участка.
6. Векторная диаграмма напряжений участка сети и треугольник падения напряжения.
7. Влияние соотношения активного и индуктивного сопротивлений на величину угла сдвига фаз напряжений по концам участка электрической цепи.
8. Векторная диаграмма напряжений и токов участка сети для различного характера нагрузки.

Рассмотрим участок (звено) электрической сети, под которым следует понимать участок её схемы замещения, состоящий из одной продольной ветви с сопротивлением $Z = R + jX$; например, линии электропередачи или трансформатора ([рис. 9.1](#)).

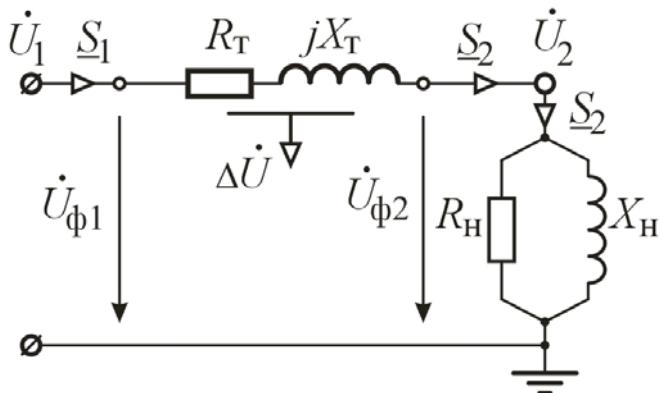


Рис. 9.1. Схема замещения фазы участка сети

Этот участок питает симметричную трехфазную электрическую нагрузку, заданную в конце участка током \dot{I} или мощностью трех фаз («трёхфазной мощностью») \underline{S}_2 , которые потребляются сопротивлениями R_h , X_h нагрузки (на [рис. 9.1](#) они показаны штриховыми линиями). На [рис. 9.1](#) и в дальнейшем все параметры, относящиеся к началу участка (питающий конец

схемы), отмечены индексом 1 или H , а параметры, относящиеся к концу участка (приёмный конец схемы) – индексом 2 или K .

При одинаковой нагрузке и сопротивлениях фаз токи в проводах (обмотках) участка будут равны по величине и иметь одинаковый сдвиг по фазе:

$$i_a = I_{ma} \sin(\omega t - \varphi_a) = I_m \sin(\omega t - \varphi),$$

$$i_b = I_{mb} \sin(\omega t - \frac{2}{3}\pi - \varphi_b) = I_m \sin(\omega t - \frac{2}{3}\pi - \varphi), \quad (9.1)$$

$$i_c = I_{mc} \sin(\omega t + \frac{2}{3}\pi - \varphi_c) = I_m \sin(\omega t + \frac{2}{3}\pi - \varphi),$$

относительно соответствующих фазных напряжений в конце участка (индекс 2 для упрощения записи опущен):

$$u_a = U_{ma} \sin(\omega t - \delta_a) = U_m \sin(\omega t - \delta),$$

$$u_b = U_{mb} \sin(\omega t - \frac{2}{3}\pi - \delta_b) = U_m \sin(\omega t - \frac{2}{3}\pi - \delta), \quad (9.2)$$

$$u_c = U_{mc} \sin(\omega t + \frac{2}{3}\pi - \delta_c) = U_m \sin(\omega t + \frac{2}{3}\pi - \delta).$$

В дальнейшем модули вращающихся векторов тока и напряжения принимаются равными действующим значениям $U = U_m / \sqrt{2}$, $I = I_m / \sqrt{2}$ вместо амплитудных.

Ввиду того, что синусоидальные величины тока и напряжения в синхронно работающих ЭЭС изменяются с одинаковой частотой $\omega = 2\pi f$, фазовые углы векторов задаются в один момент времени (например, на [рис. 9.2](#) для напряжения U фазовый угол будет δ , для тока I – фазовый угол φ).



При расчётах симметричных рабочих режимов трёхфазных сетей достаточно рассмотреть только одну фазу участка, т. е. анализировать токи и фазные напряжения для одной фазы, т. к. токи и напряжения других фаз имеют те же значения, но со сдвигом на $2/3\pi$ рад. Далее можно перейти к линейным напряжениям.

Обращаемся к схеме замещения участка. Вектор напряжения в конце линии $\dot{U}_{\phi 2} = U_{\phi 2} e^{j\delta}$ совместим с действительной осью. В этом случае $\delta = 0$ и $\dot{U}_{\phi 2} = U_{\phi 2}$.

При неизменной мощности нагрузки $S_2 = P_2 + jQ_2$ определим ток в фазном проводе линии

$$\dot{I} = \frac{\overset{*}{S}_2}{3U_{\phi 2}} = \frac{P_{\phi 2}}{U_{\phi 2}} - j \frac{Q_{\phi 2}}{U_{\phi 2}} = I_a - jI_p = Ie^{-j\varphi}, \quad (9.3)$$

отстающий на угол φ от фазного напряжения (активно-индуктивная нагрузка), т. е. допустим, что известны $\dot{U}_{\phi 2}$, I и φ и необходимо определить $\dot{U}_{\phi 1}$ и угол δ между векторами $\dot{U}_{\phi 1}$ и $\dot{U}_{\phi 2}$. Расчёт можно вести по току \dot{I} и по мощности нагрузки S_2 .

В соответствии с законом Ома для участка цепи применительно к фазным напряжениям запишем:

$$\dot{U}_{\phi 1} = U + j\dot{I}\underline{Z}. \quad (9.4)$$

Между напряжениями в начале $\dot{U}_{\phi 1}$ и конце $\dot{U}_{\phi 2}$ участка 1–2 ([рис. 9.1](#)) существует некоторая разность как по величине, так и по фазе.

Величина

$$\Delta\dot{U}_{\phi} = \dot{I}\underline{Z} = \dot{U}_{\phi 1} - \dot{U}_{\phi 2} \quad (9.5)$$

является падением напряжения и определяется разностью комплексных действующих значений фазных напряжений начала и конца участка сети. Заменив в [\(9.5\)](#) комплексные величины \dot{I} и \underline{Z} на действительные и мнимые составляющие, получим

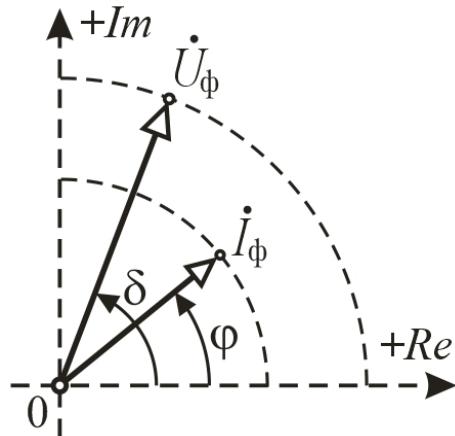


Рис. 9.2. Векторное изображение напряжения и тока

$$\Delta \dot{U}_\phi = (I_a - jI_p)(R + jX) = I_a R + I_p X + j(I_a X - I_p R). \quad (9.6)$$

Представим вектор $\Delta \dot{U}_\phi$ в виде составляющих.

Продольная (по направлению $U_{\phi 2}$) составляющая падения напряжения в линии

$$\Delta U'_\phi = I_a R + I_p X = I(R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi). \quad (9.7)$$

Поперечная (перпендикулярная к направлению $U_{\phi 2}$) составляющая падения напряжения в линии

$$\delta U''_\phi = I_a X - I_p R = I(X \cdot \cos \varphi - R \cdot \sin \varphi). \quad (9.8)$$

Зная составляющие падения напряжения, можно определить вектор напряжения в начале участка:

$$\begin{aligned} \dot{U}_{\phi 1} &= U_{\phi 2} + \Delta \dot{U}_\phi = U_{\phi 2} + \Delta U'_\phi + j\delta U''_\phi = \\ &= U_{\phi 2} + (I_a R + I_p X) + j(I_a X - I_p R) = U_{\phi 1} e^{j\delta}, \end{aligned} \quad (9.9)$$

где модуль этого напряжения

$$U_{\hat{\phi} 1} = \sqrt{(U_{\phi 2} + \Delta U'_{\phi 2})^2 + (\delta U''_{\phi 2})^2} \quad (9.10)$$

и его фаза

$$\delta = \arctg \frac{\delta U''_{\phi 2}}{U_{\hat{\phi} 2} + \Delta U'_{\phi 2}}. \quad (9.11)$$

Перепишем закон Ома для участка электрической сети (9.9) в следующем виде:

$$\underline{I} = \frac{\dot{U}_{\phi 1} - \dot{U}_{\phi 2}}{\underline{Z}} = \frac{\Delta \dot{U}_\phi}{\underline{Z}}. \quad (9.12)$$

Величину

$$\Delta U_\phi = |\dot{U}_{\phi 1}| - |\dot{U}_{\phi 2}|, \quad (9.13)$$



определенную разностью модулей напряжений начала и конца участка, называют потерей напряжения.

Полученные выражения, характеризующие режим участка сети, отобразим геометрически с помощью векторной диаграммы фазных напряжений и токов ([рис. 9.3](#)). Построение начинаем от центра координат, откладывая по оси действительных величин вектор напряжения $\dot{U}_{\phi 2}$ и отстающий от него на угол φ вектор тока \dot{I} . С конца вектора $\dot{U}_{\phi 2}$ откладываем параллельно вектору тока \dot{I} вектор падения напряжения $\dot{I}R$ в активном сопротивлении. Вектор падения напряжения на индуктивном сопротивлении $j\dot{I}X$ направлен перпендикулярно вектору тока. Сумма этих векторов образует вектор падения напряжения $\Delta\dot{U}_\phi$. Таким образом, получим треугольник падения напряжения *abc*. Соединив начало координат **0** и вершину **c** треугольника падения напряжения, получим вектор фазного напряжения $\dot{U}_{\phi 1}$ в начале участка (вектор **oc**), опережающий вектор $\dot{U}_{\phi 2}$ на угол δ . Вектор напряжения $\dot{U}_{\phi 1}$ в начале участка образуется геометрическим суммированием векторов $\dot{U}_{\phi 2}$ и $\Delta\dot{U}_\phi$. Из векторной диаграммы видно, что падение напряжения $\Delta\dot{U}_\phi$ (вектор **ac**) – это геометрическая разность между векторами напряжения начала $\dot{U}_{\phi 1}$ и конца $\dot{U}_{\phi 2}$ участка.

Потери напряжения – это алгебраическая разность модулей напряжений по концам участка, соответствует отрезку **af** (точка **f** получена в результате пересечения оси действительных величин с другой, проведенной радиусом **0c** $\dot{U}_{\phi 1}$).

Аналитические выражения составляющих падения напряжения ([9.6](#)) и ([9.7](#)) можно получить также из геометрических соотношений векторной диаграммы ([рис. 9.3](#)). Для продольной составляющей получим

$$\Delta U'_\phi = ad + ae = IR \cos \varphi + IX \sin \varphi, \quad (9.14)$$

для поперечной составляющей

$$\delta U''_\phi = ch - eh = IX \cos \varphi - IR \sin \varphi. \quad (9.15)$$



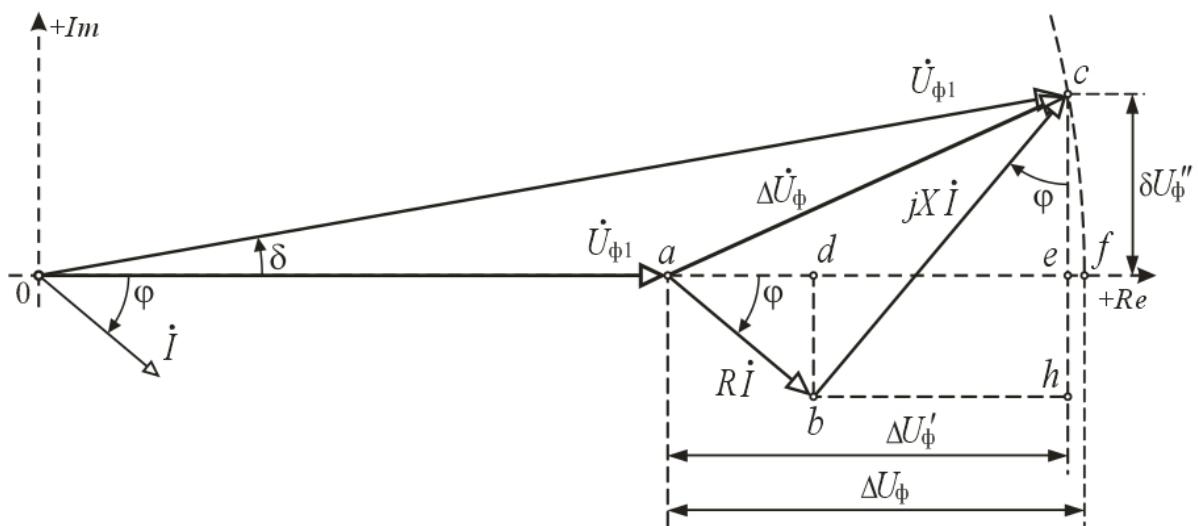


Рис. 9.3. Векторная диаграмма напряжений и тока фазы участка электрической сети

Для выполнения электрических расчетов удобнее применять линейные (межфазные) напряжения и «трехфазные» мощности. Для того чтобы перейти к этим величинам, умножим обе части формулы (9.8) на $\sqrt{3}$ и запишем в виде

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= U_2 + \sqrt{3}\Delta\dot{U}_\phi = U_2 + \Delta U'' + j\delta U'' = \\ &= U_2 + \sqrt{3}(I_a R + I_p X) + j\sqrt{3}(I_a X + I_p R) = U_1 e^{j\delta}. \end{aligned} \quad (9.16)$$

Аналогично, учитывая соотношение между линейными и фазными напряжениями $U = \sqrt{3} U_\phi$, закон Ома (9.4) можно записать следующим образом:

$$\dot{I} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{\sqrt{3} Z} = \frac{\Delta \dot{U}}{\sqrt{3} Z}. \quad (9.17)$$

Поскольку участок сети состоит только из продольного сопротивления (рис. 9.1), ток в начале и конце звена остается неизменным.

Следует обратить внимание, что указанное вычисление междуфазных напряжений является условным. При этом правильно определяется только модуль линейных напряжений, а их аргументы (фазы) условно принимаются такими же, как и для фазных значений напряжений. Для расчетов рабочих режимов электрических сетей принятое допущение не имеет значения. Однако это следует иметь в виду в тех случаях, когда необходимо знать действительные значения аргументов для линейных напряжений. Вектор линейного напряжения опережает вектор \dot{U}_ϕ соответствующей фазы на 30° .

В результате замены в (9.16) согласно (8.18) токов через параметры конца участка

$$I_a = P_2 / \sqrt{3}U_2, \quad I_p = Q_2 / \sqrt{3}U_2. \quad (9.18)$$

Можно записать выражение (9.16), связывающее напряжения начала \dot{U}_1 и конца \dot{U}_2 участка, в следующем виде:

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= U_2 + \Delta U'_2 + j\delta U''_2 = \\ &= U_2 + \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2} + j \frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2} = U_1 e^{j\delta}, \end{aligned} \quad (9.19)$$

где модуль (величина) линейного напряжения

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U'_2)^2 + (\delta U''_2)^2} \quad (9.20)$$

и его фаза

$$\delta = \operatorname{arctg} \frac{\delta U''_2}{U_2 + \Delta U'_2} \quad (9.21)$$

вычисляются по аналогичным выражениям (9.10) и (9.11) с фазными составляющими.

Влияние поперечной составляющей на модуль напряжения можно учесть приближенно:

$$U_1 \approx U_2 + \Delta U''_2 + \frac{(\delta U''_2)^2}{2(U_2 + \Delta U''_2)} \approx U_2 + \Delta U'_2 + \frac{(\delta U''_2)^2}{2U_{\text{ном}}}. \quad (9.22)$$

Если известны напряжение \dot{U}_1 и мощность S_1 начала участка, то можно определить напряжение конца участка следующим образом:

$$\dot{U}_2 = U_1 - \Delta U'_1 - j\delta U''_1 = U_1 - \frac{P_1 R + Q_1 X}{U_1} - j \frac{P_1 X - Q_1 R}{U_1} = U_2 e^{j\delta}. \quad (9.23)$$

Величина (модуль) напряжения определяется точным выражением

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U'_1)^2 + (\delta U''_1)^2} \quad (9.24)$$

или приближенно по формуле

$$U_2 \approx U_1 - \Delta U'_1 + \frac{(\delta U''_1)^2}{2(U_1 - \Delta U'_1)} \approx U_1 - \Delta U'_1 + \frac{(\delta U''_1)^2}{2U_{\text{ном}}}. \quad (9.25)$$



Отметим, что формулы (9.22) и (9.25) дают высокую степень точности определения U_1 и U_2 , и поэтому могут применяться во всех инженерных расчетах сетей.

Значение фазы находится в виде

$$\delta = \operatorname{arctg} \frac{-\delta U''_1}{U_1 - \Delta U''_1} \quad (9.26)$$

и по модулю равно величине (9.21), определяемой через параметры конца участка.

Для наглядности анализа напряжений выделим из векторной диаграммы на [рис. 9.3](#) фрагмент, иллюстрирующий связь напряжений начала и конца участка ([рис. 9.4](#)). Здесь показан отдельно треугольник падений напряжений на комплексном сопротивлении \underline{Z} , вычисленный через параметры \underline{S}_2 , \dot{U}_2 конца участка:

$$\Delta \dot{U}_2 = \Delta U'_2 + j\delta U''_2 = \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2} + j \frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2}. \quad (9.27)$$

Дополним его треугольником падения напряжения (показан на [рис. 9.4](#) пунктиром), вычисленным через параметры \underline{S}_1 , \dot{U}_1 начала участка:

$$\Delta \dot{U}_1 = \Delta U'_1 + j\delta U''_1 = \frac{P_1 R + Q_1 X}{U_1} + j \frac{P_1 X - Q_1 R}{U_1}. \quad (9.28)$$

Необходимо отметить, что векторы падения напряжения $\Delta \dot{U}_1$ и $\Delta \dot{U}_2$ ориентированы относительно различных векторов напряжения: $\Delta \dot{U}_1$ относительно напряжения в начале участка, а $\Delta \dot{U}_2$ относительно напряжения в конце. Поэтому соответствующие одноименные составляющие падения напряжения, вычисленные по данным начала и конца участка, не равны друг другу, т. е.

$$\Delta U'_1 = \frac{P_1 R + Q_1 X}{U_1} \neq \Delta U'_2 = \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2}, \quad (9.29)$$

$$\delta U''_1 = \frac{P_1 X - Q_1 R}{U_1} \neq \delta U''_2 = \frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2} \quad (9.30)$$

при равенстве модулей анализируемых падений напряжений (9.27) и (9.28):

$$|\Delta \dot{U}_1| = \sqrt{(\Delta U'_1)^2 + (\delta U''_1)^2} = |\Delta \dot{U}_2| = \sqrt{(\Delta U'_2)^2 + (\delta U''_2)^2}, \quad (9.31)$$



вычисленных по данным начала и конца участка.

Отмеченное видно на векторных диаграммах ([рис. 9.4](#)), построенных по выражениям ([9.19](#)) и ([9.23](#)).

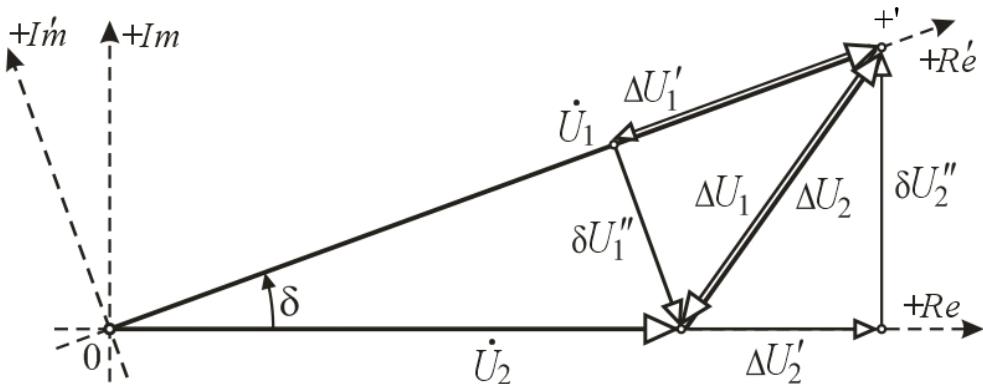


Рис. 9.4. Векторная диаграмма напряжений участка сети

В общем случае в соответствии с законом Ома для участка сети применительно к междуфазным напряжениям

$$\Delta \dot{U} = \sqrt{3} \Delta \dot{U}_{cp} = \sqrt{3} \dot{I} \underline{Z} = \Delta U' + j \delta U'' \quad (9.32)$$

компоненты вектора падения напряжения, аналогично ([9.7](#)) и ([9.8](#)), находят в виде

$$\Delta U' = \sqrt{3} (I_a R + I_p X),$$

$$\delta U'' = \sqrt{3} (I_a X - I_p R), \quad (9.33)$$

где активную и реактивную составляющие тока вычисляют по выражению ([8.18](#)) через данные в начале или в конце звена.

Обратимся к графическому представлению (интерпретации) состояния напряжений. При анализе режима по данным конца звена (\dot{U}_2, P_2, Q_2) вектор напряжения \dot{U}_2 откладываем от начала координат в направлении оси действительных величин $+Re$ ([рис. 9.4](#)), т. е. приравниваем его модулю. От конца вектора U_2 в том же направлении откладываем продольную составляющую падения напряжения $\Delta U'_2$, а перпендикулярно ей – вектор поперечной составляющей $\delta U''_2$. Суммирование обеих составляющих образует треугольник падения напряжения, гипотенуза которого является модулем падения напряжения. При расчетах по данным начала участка (\dot{U}_1, P_1, Q_1) действительная ось $+''$ совмещается с вектором \dot{U}_1 ([рис. 9.4](#)), тем самым координатные оси, поворачиваясь против часовой стрелки на угол δ , принимают новое положение

ние $+'$, j' в пространстве которых нужно от конца вектора U_1 отложить в обратном направлении (вычесть) продольную составляющую падения напряжения $\Delta U'_1$, а затем перпендикулярно ему – поперечную составляющую падения напряжения $\delta U''_1$, сумма которых дает вектор $\Delta \dot{U}_1$ (рис. 9.4, пунктирные линии). Соединив конец вектора $\delta U''_1$ с началом координат, получим вектор напряжения \dot{U}_2 в конце звена.

Такое построение диаграмм напряжений с выделением треугольников падения напряжения отражает влияние отдельных составляющих комплексного сопротивления Z участка и комплексной мощности S (тока I). Из векторной диаграммы следует, что при заданных активной P и реактивной Q мощности в конце участка поперечная составляющая падения напряжения $\delta U''$ тем больше, чем больше реактивное сопротивление участка X его активного сопротивления R и, следовательно, тем больше угол сдвига δ между векторами напряжений \dot{U}_1 и \dot{U}_2 .

Как известно, для линий напряжением 110 кВ и выше и всех силовых трансформаторов $X > R$, причем для ЛЭП напряжением 220 кВ и выше, а также трансформаторов мощностью более 4 МВА $X \gg R$. Поэтому при значительных длинах таких линий или при работе сетей, содержащих эти элементы, с нагрузками, близкими к проектным, значения углов сдвига δ становятся большими, как правило, около $15\text{--}25^\circ$, с увеличением δ до $35\text{--}55^\circ$ при увеличенной протяженности ЛЭП или передаче мощностей, близких к нормативным по статической устойчивости. В этих случаях учет поперечной составляющей $\delta U''$ вносит уточнения в расчеты напряжения, существенно превышающие погрешности информации о параметрах сети, а потому анализ электрических режимов должен выполняться с учетом поперечной составляющей падения напряжения. И, наоборот, для участков напряжением 110 кВ и менее $X \leq R$ угол δ небольшой (менее $2\text{--}3^\circ$). В этом случае с достаточной точностью (ошибка менее 0,5 %) можно считать, что падение напряжения равно его продольной составляющей $\Delta U'$. Тогда формулы (9.16) и (9.19) упрощаются и приобретают вид

$$U_1 \approx U_2 + \Delta U'_2 = U_2 + \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2},$$

$$U_2 \approx U_1 - \Delta U'_1 = U_1 - \frac{P_1 R + Q_1 X}{U_1}. \quad (9.34)$$

Такое упрощение вносит ошибку не более долей процента, а потеря напряжения приближенно определяется по формуле

$$\Delta U \approx \sqrt{3}(I_a R + I_p X) = \frac{PR + QX}{U} \approx \frac{PR + QX}{U_{\text{ном}}}, \quad (9.35)$$

где мощность и напряжение соответствуют одному и тому же узлу или подставляется номинальное напряжение участка.

По векторной диаграмме [рис. 9.4](#), с учетом выражений [\(9.27\)](#) и [\(9.28\)](#), можно установить влияние составляющих активной и реактивной мощностей (тока) участка или изменение его коэффициента мощности $\cos\varphi$ на падение и потерю напряжения при заданных значениях сопротивлений R и X . Видно, что при заданной (неизменной) активной мощности нагрузки и возрастании реактивной мощности Q (тока I_p) прямо пропорционально увеличивается продольная составляющая падения напряжения $\Delta U'$ и уменьшается её попечная составляющая $\delta U''$ (при $\delta > 0$ выполняется в большинстве случаев). В результате возрастают падение и потери напряжения, угол сдвига δ уменьшается. И, наоборот, увеличение коэффициента мощности нагрузки $\cos\varphi_2$ уменьшает передаваемую по звену реактивную мощность Q_2 , а следовательно, и снижает падение и потерю напряжения на участке сети.

Характер нагрузки влияет на изменение напряжений в начале и конце звена. На [рис. 9.5](#) приведены векторные диаграммы фазных напряжений и токов участка сети с активно-индуктивным сопротивлением для активной ([рис. 9.5, а](#)), индуктивной ([рис. 9.5, б](#)) и емкостной ([рис. 9.5, в](#)) нагрузки \dot{I} . Анализ данных частных случаев позволяет установить граничные состояния напряжений участка реальной сети, в пределах которых находятся наиболее распространенные общие случаи загрузки сети. Так, например, при активно-индуктивной нагрузке во всех случаях (при изменении $\cos\varphi$ от 1 до 0) напряжение \dot{U}_1 в начале участка больше напряжения \dot{U}_2 в конце, а вектор напряжения \dot{U}_2 преобразуется из отстающего ($\delta < 0$) по отношению к вектору \dot{U}_1 в опережающий ($\delta > 0$). При активно-ёмкостной нагрузке вектор напряжения \dot{U}_1 в начале участка всегда опережает вектор напряжения \dot{U}_2 в конце участка, а модуль напряжения U_2 увеличивается (по мере приближения $\cos\varphi$ к 0) от значений $U_2 < U_1$ до величины $U_2 > U_1$.

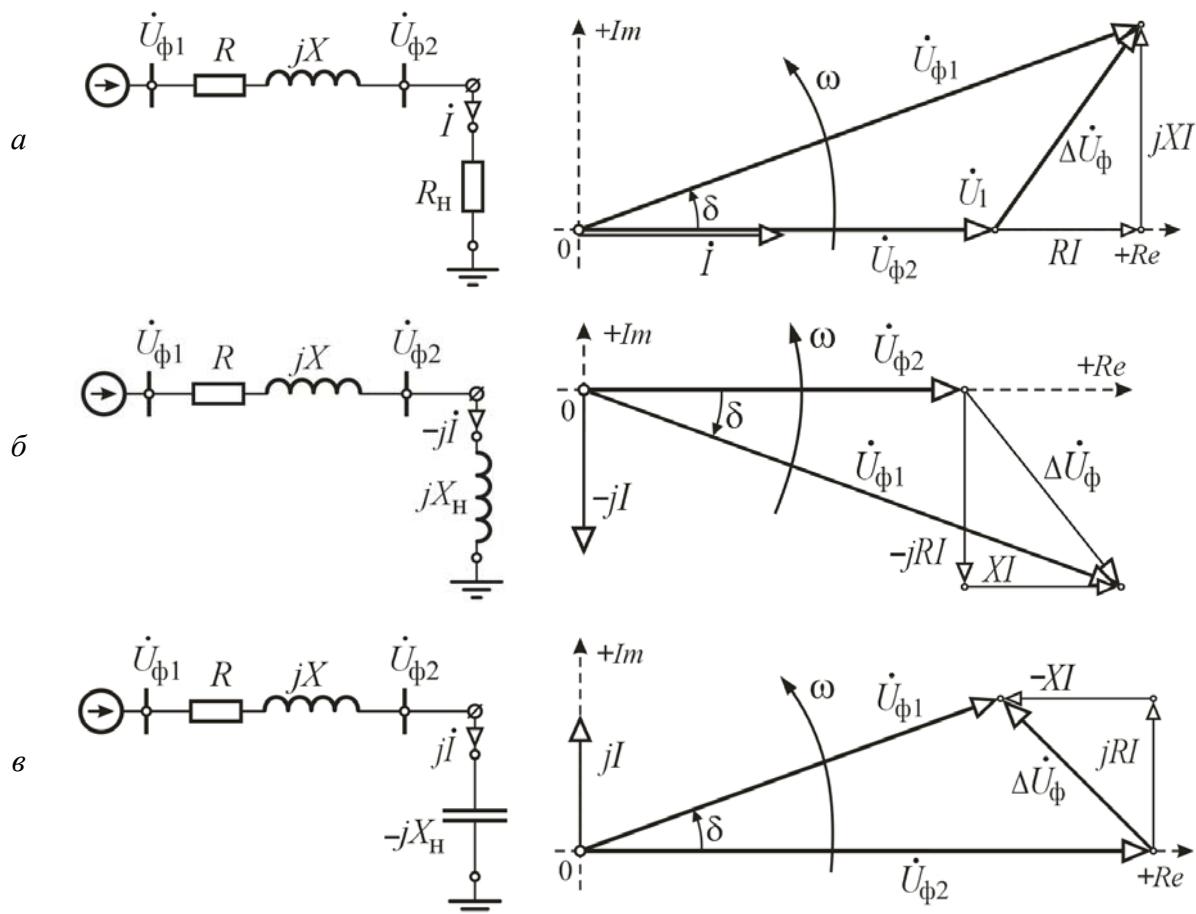


Рис. 9.5. Векторные диаграммы напряжений и токов участка сети для нагрузки:
 а – активной; б – индуктивной; в – ёмкостной

Более тщательный анализ напряжений можно выполнить с помощью ЭВМ при неизменном модуле нагрузки ($I_h = \text{const}$) и переменном ее составе ($\cos \varphi_h - \text{var}$) или используя круговые диаграммы зависимостей мощности от величины и фазы напряжений.

Вопросы для самопроверки

1. Как учитывается трехфазная сеть и какие параметры ее электрического состояния анализируются при расчете установившихся симметричных режимов?

2. В чем состоит отличие понятий «потеря напряжения» и «падение напряжения»? Что называется продольной и поперечной составляющими падения напряжения, отклонения напряжения?

3. Запишите выражения, характеризующие взаимосвязь параметров электрического режима и схемы замещения трехфазной сети.

4. Запишите выражения падения напряжения и его составляющих через токи и мощность. Приведите различные записи закона Ома для участка сети.

5. Как геометрически (векторно) связаны продольная и поперечная составляющие вектора падения напряжения? Почему они неодинаковые при расчете их по данным начала и конца звена?

6. Каковы отличия векторных диаграмм напряжения при задании параметров в начале и конце участка сети?

7. Какое допущение используется при вычислении междуфазных напряжений?

8. Когда можно пренебречь поперечной составляющей падения напряжения и продольную составляющую падения напряжения приравнять потерю напряжения?

9. Какие факторы определяют взаимное положение векторов токов и напряжений по концам участка сети?

10. Как влияет характер электрической нагрузки (коэффициент мощности) на взаимное положение векторов напряжений по концам участка сети?

11. В каком соотношении находятся продольная и поперечная составляющие вектора падения напряжения на участке сети при примерном равенстве его активного и индуктивного сопротивлений?

12. Как приближенно учесть влияние поперечной составляющей падения напряжения на модуль (величину) напряжения?

13. Как влияет при неизменном $\cos\phi$ нагрузки изменение площади сечения проводов и протяженности линии на фазовый сдвиг векторов напряжений?

14. К каким изменениям векторных диаграмм токов и напряжений электропередачи приводит увеличение нагрузки на ее приемном конце?

ЛЕКЦИЯ 10. РАСЧЁТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

План

1. Исходные данные, необходимые для расчёта установившегося режима разомкнутой электрической сети.
2. Расчёт по данным, характеризующим начало участка. Векторная диаграмма мощности.
3. Расчёт по данным, характеризующим конец участка. Векторная диаграмма мощности.
4. Расчёт по заданной мощности конца участка и напряжению начала.
5. Расчёт по заданной мощности начала участка и напряжению конца.

В качестве участка может рассматриваться любой элемент трехфазной электрической сети (линия электропередачи, трансформатор и т. д.), в дальнейшем именуемый также общим термином – электропередача. Предварительно рассмотрим участок – электропередачу, схема замещения которого состоит из одной продольной ветви с сопротивлением $Z = R + jX$ ([рис. 10.1](#)).

Для энергетической характеристики работы электропередачи используем значения активной и реактивной мощности, предполагая их известными в начале $\underline{S}_1 = P_1 + jQ_1$, или в конце $\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$ электропередачи. Другими словами, известны комплексные значения полной мощности трех фаз («трехфазная мощность») у передающего \underline{S}_1 и приемного \underline{S}_2 конца электропередачи. Для однозначности анализа полагаем также известными напряжения в начале $\dot{\underline{U}}_1$ и в конце $\dot{\underline{U}}_2$ участка.

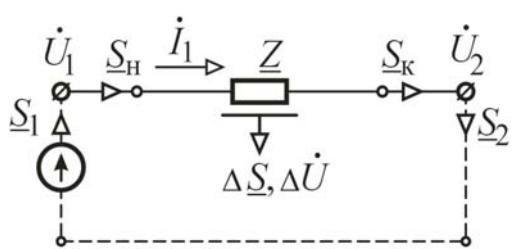


Рис. 10.1. Схема замещения участка сети с обозначением потоков мощности

участка при $I \neq 0$ различаются на величину разности комплексов (векторов):

$$\Delta \underline{S} = \underline{S}_h - \underline{S}_k, \quad (10.1)$$

называемую потерей мощности. Причем это различие тем заметнее, чем больше модуль (абсолютная величина) падения напряжения:

$$\Delta U = |\Delta \dot{U}| = |\dot{U}_1 - \dot{U}_2|,$$

именуемый потерей напряжения.

Расчет и анализ взаимосвязи мощностей и напряжений по концам участка посредством показателей $\underline{\Delta S}$ и ΔU и определяет способ (характер процесса) расчета его электрического режима. Рассмотрим наиболее характерные для практики случаи расчёта.

10.1. Расчет по данным, характеризующим начало участка

Известны мощность и напряжение в начале участка \underline{S}_1 и \dot{U}_1 ; требуется определить мощность и напряжение в конце участка \underline{S}_2 и \dot{U}_2 . На практике этот случай имеет место тогда, когда возникает необходимость передачи заданной мощности источника (электростанции), при фиксированном напряжении на его шинах, в приемную систему или узел потребления. При этом следует определить, каковы будут затраты (потери) мощности и напряжения на приемном конце электропередачи. Полагаем, что нагрузка имеет активно-индуктивный характер (ток звена \dot{I} отстает от напряжения \dot{U}_1 на угол φ). Тогда комплексное значение полной мощности в начале участка будет

$$\underline{S}_h = \underline{S}_1 = 3 \cdot \dot{U}_{\phi 1}^* \cdot \overset{*}{I}_{\phi} = \sqrt{3} \cdot \dot{U}_1^* \cdot \overset{*}{I} = P_1 + jQ_1 \quad (10.2)$$

Откуда комплексное значение полного тока

$$\overset{*}{I} = \frac{\overset{*}{S}_1}{3 \dot{U}_{\phi 1}} \quad \text{или} \quad \overset{*}{I} = \frac{\overset{*}{S}_1}{\overset{*}{3} \dot{U}_{\phi 1}} = \frac{\overset{*}{S}_1}{\sqrt{3} \dot{U}_1} \quad (10.3)$$

и значения его составляющих

$$\overset{*}{I} = I_a - I_p = \frac{\overset{*}{S}_1}{\sqrt{3} \dot{U}_1} = \frac{1}{\sqrt{3}} \left(\frac{P_1 U'_1 + Q_1 U''_1}{(U'_1)^2 + (U''_1)^2} - j \frac{Q_1 U'_1 - P_1 U''_1}{(U'_1)^2 + (U''_1)^2} \right) \quad (10.4)$$

вычисляют точно через известные мощность \underline{S}_1 и напряжение \dot{U}_1 в начальном узле схемы. По этой же причине имеется возможность точно вычислить зависящие от тока потери мощности $\underline{\Delta S}$ и падение напряжения $\Delta \dot{U}$, а потому расчет режима участка выполняется в один этап от начала к концу звена, т. е. реализуется прямая (точная) процедура расчета.

Коэффициент мощности в начале ветви



$$\operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{Q_1}{P_1} \text{ или } \cos \varphi_1 = \frac{P_1}{Q_1}. \quad (10.5)$$

Предположим, что известно напряжение $U_{\hat{\delta}1}$ (его замер) в начале звена. Тогда при известной мощности \underline{S}_1 можно точно определить ток ветви в виде

$$\dot{I} = \frac{\overset{*}{S}_1}{3U_{\phi 1}} = \frac{\overset{*}{S}_1}{\sqrt{3}U_1} = \frac{P_1 - jQ_1}{\sqrt{3}U_1} = I_a - jI_p. \quad (10.6)$$

При протекании тока \dot{I} по участку с сопротивлением \underline{Z} происходит потеря активной и реактивной мощности, которые в соответствии с законом Джоуля – Ленца запишем через составляющие тока:

$$\Delta \underline{S} = 3I^2 \underline{Z} = 3(I_a^2 + I_p^2)(R + jX) \quad (10.7)$$

или, пользуясь значениями активной и реактивной мощности, в соответствии с [\(10.6\)](#) запишем

$$\Delta \underline{S} = \frac{S_h^2}{U_1^2} \underline{Z} = \frac{P_h^2 + Q_h^2}{U_1^2} (R + jX), \quad (10.8)$$

откуда потери активной и реактивной мощности

$$\Delta P = 3(I_a^2 + I_p^2)R = \frac{P_h^2 + Q_h^2}{U_1^2} R, \quad (10.9)$$

$$\Delta Q = 3(I_a^2 + I_p^2)X = \frac{P_h^2 + Q_h^2}{U_1^2} X.$$

Множитель 3 исчез, поскольку выполнена подстановка модуля тока, вычисленного через линейное напряжение $U = \sqrt{3}U_\phi$.

Поток мощности в конце ветви меньше на величину потерь:

$$\begin{aligned} \underline{S}_k &= \underline{S}_2 = \underline{S}_h - \Delta \underline{S} = P_h + jQ_h - \Delta P - j\Delta Q = \\ &= P_h - \Delta P + j(Q_h - j\Delta Q) = P_k + jQ_k. \end{aligned} \quad (10.10)$$

Ток в продольном участке сети наряду с потерями мощности вызывает падение напряжения



$$\Delta \dot{U}_1 = \sqrt{3} \cdot \dot{I} \underline{Z} = \frac{\overset{*}{S_1}}{\overset{*}{U_1}} \underline{Z} = \Delta U' + j\delta U'',$$

на величину которого (в соответствии с указанным направлением тока) напряжение в конце участка меньше напряжения в начале

$$\dot{U}_2 = U_1 - \Delta \dot{U}_1 = U_1 - \Delta U'_1 - j\delta U''_1 = U_2 e^{j\delta}, \quad (10.11)$$

где модуль и фаза напряжения приемного конца электропередачи определяются по формулам (9.24) и (9.26). Составляющие вектора падения напряжения $\Delta \dot{U}_1$ можно найти по выражениям, использующим ток (9.33) или мощность начала участка (9.28).

Режим напряжения данного участка сети можно характеризовать с помощью векторной диаграммы (рис. 10.2), построенной в координатных осях $+j$.

С учетом найденного напряжения \dot{U}_2 мощность в конце звена (10.10) можно также записать в виде

$$\underline{S}_k = \underline{S}_2 = 3 \cdot U_{\phi 2} \cdot I_{\phi} = \sqrt{3} \dot{U}_2 \overset{*}{I} = P_2 + jQ_2. \quad (10.12)$$

Откуда с учетом (10.3) получим очень важное выражение для тока звена

$$\overset{*}{I} = \frac{\overset{*}{S_1}}{\sqrt{3} \overset{*}{U_{\phi 1}}} = \frac{\overset{*}{S_2}}{\sqrt{3} \overset{*}{U_{\phi 2}}} = I_a - jI_p \quad (10.13)$$

или в записи через линейные напряжения (с учетом отмеченного допущения) имеем

$$\overset{*}{I} = \frac{\overset{*}{S_1}}{\sqrt{3} \overset{*}{U_1}} = \frac{\overset{*}{S_2}}{\sqrt{3} \overset{*}{U_2}} = I_a - jI_p, \quad (10.14)$$

т. е. ток можно вычислить по данным начала или конца звена.

Таким образом, ток участка сети можно вычислить через мощность и напряжение в начале или конце звена.

Рабочий режим участка сети можно характеризовать распределением полной мощности по участку (рис. 10.1) и соответствующей векторной диаграммой (рис. 10.2), отражающей связь мощностей начала, конца участка и потерь в нем посредством балансового соотношения (10.10).

В соответствии с (10.10) из исходного вектора мощности начала участка, откладывая параллельно оси абсцисс, вычитаем вектор потерь активной мощности ΔP . С конца вектора ΔP , откладывая параллельно оси ординат, вычитаем вектор потерь реактивной мощности ΔQ . В итоге полученный вектор $\underline{\Delta S}$ вычитаем из вектора \underline{S}_1 . Соединив конец вектора $\underline{\Delta S}$ с началом координат, получим вектор мощности \underline{S}_2 в конце участка с составляющими P_2 и Q_2 (рис. 10.2). Углы наклона φ_1 и φ_2 векторов мощности \underline{S}_1 и \underline{S}_2 к оси вещественных величин определяют значения коэффициента мощности. В частности, в конце участка имеем

$$\operatorname{tg} \varphi_2 = \frac{Q_2}{P_2} \quad \text{или} \quad \cos \varphi_2 = \frac{P_2}{Q_2}. \quad (10.15)$$

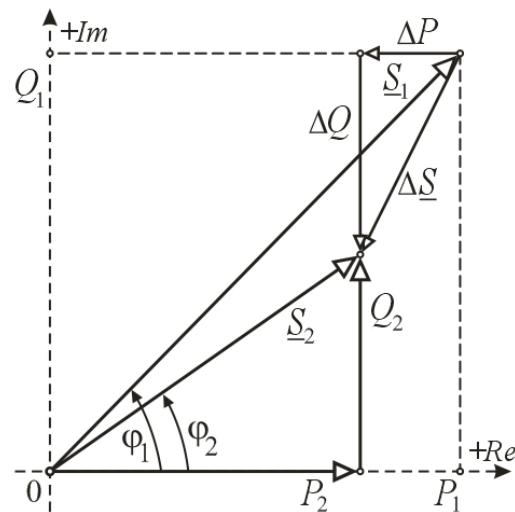


Рис. 10.2. Векторная диаграмма мощности для участка сети

Коэффициент полезного действия участка сети в процентах

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 = \frac{P_1 - \Delta P}{P_1} \cdot 100 = \left(1 - \frac{\Delta P}{P_1}\right) \cdot 100, \quad (10.16)$$

т. е. снижение потерь активной мощности увеличивает КПД электрической сети.

10.2. Расчет режима по данным, характеризующим конец участка

Полагаем известными мощность и напряжение в конце участка \underline{S}_2 и \dot{U}_2 . $\underline{S}_2 = \text{const}$, $\dot{U}_2 = \text{const}$. Требуется определить мощность \underline{S}_1 и напряжение \dot{U}_1 в начале участка. Этот случай встречается на практике тогда, когда, например, задана нагрузка потребителя и необходимо определить напряжение \dot{U}_1 источника питания, при котором будет обеспечено требуемое напряжение \dot{U}_2 у потребителя. При этом также выясняется, каковы затраты (потери) мощности на передачу электропотребителю необходимой мощности.

В общем случае принимаем, что заданная электрическая нагрузка в узле 2 активно-индуктивная:

$$\underline{S}_2 = 3 \cdot \dot{U}_{\phi 2}^* \cdot I_{\phi}^* = \sqrt{3} \dot{U}_2^* I = P_2 + jQ_2, \quad (10.17)$$

и поскольку ток \dot{I} звена неизменен и равен току нагрузки, его значение вычисляют точно через заданные мощности \underline{S}_2 и напряжение \dot{U}_2 в конечном узле схемы:

$$\dot{I} = \frac{\dot{S}_2}{3 \dot{U}_{\phi 2}^*} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{\dot{S}_2}{\dot{U}_2^*} = I_a - jI_p, \quad (10.18)$$

где составляющие комплексного полного тока можно выразить аналогично (10.4) через составляющие мощности $\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$ и напряжения $\dot{U}_2 = U'_2 + jU''_2$ в следующем виде

$$I_a = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{P_2 U'_2 + Q_2 U''_2}{(U'_2)^2 + (U''_2)^2}, \quad I_p = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{Q_2 U'_2 - P_2 U''_2}{(U'_2)^2 + (U''_2)^2}. \quad (10.19)$$

Поскольку напряжение в узле задается, как правило, вещественным модулем U_2 (например, в результате измерения напряжения), то выражение для тока (10.18) примет следующий частный вид:

$$\dot{I} = \frac{\dot{S}_2}{\sqrt{3} U_2} = \frac{P_2}{\sqrt{3} U_2} - j \frac{Q_2}{\sqrt{3} U_2} = I_a - jI_p. \quad (10.20)$$

Точность вычисления тока звена, как и в предыдущем случае, определяет прямой характер расчёта, в один этап от конца к началу участка.

Теперь потери мощности можно определить следующим образом

$$\Delta \underline{S} = 3I^2 Z = 3(I_a^2 + I_p^2)(R + jX),$$

или через известные составляющие мощности

$$\Delta \underline{S} = \frac{S_k^2}{U_2^2} (R + jX) = \frac{P_k^2 + Q_k^2}{U_2^2} \cdot (R + jX). \quad (10.21)$$

Откуда потери активной и реактивной мощности

$$\Delta P = 3(I_a^2 + I_p^2)R = \frac{P_k^2 + Q_k^2}{U_2^2} \cdot R,$$



$$\Delta Q = 3(I_a^2 + I_p^2)X = \frac{P_k^2 + Q_k^2}{U_2^2} \cdot X. \quad (10.22)$$

Падение напряжения на участке сети

$$\Delta \dot{U}_2 = \Delta U'_2 + j\delta U''_2 = \sqrt{3} \dot{I} \underline{Z} = \sqrt{3}(I_a - jI_p)(R + jX) \quad (10.23)$$

или через известные составляющие мощности

$$\Delta \dot{U}_2 = \Delta U'_2 + j\delta U''_2 = \frac{\overset{*}{S_k}}{U_2} \underline{Z} = \frac{P_k - jQ_k}{U_2} (R + jX). \quad (10.24)$$

Откуда продольная и поперечная составляющие вектора падения напряжения, ориентированные относительно вектора напряжения \dot{U}_2 конца участка, вычисляются по формулам (9.27) или (9.33).

В соответствии с известным направлением потока (тока) от начала к концу звена (рис. 10.1) мощность в начале звена \underline{S}_h больше мощности в конце \underline{S}_k на величину потерь ΔS :

$$\begin{aligned} \underline{S}_h &= \underline{S}_1 = \underline{S}_k + \Delta \underline{S} = P_k + jQ_k + \Delta P + j\Delta Q = \\ &= P_h + \Delta P + j(Q_k + \Delta Q) = P_h + jQ_i, \end{aligned} \quad (10.25)$$

а напряжение в начале звена U_1 больше напряжения в конце на величину падения $\Delta \dot{U}$

$$\dot{U}_1 = U_2 + \Delta \dot{U}_2 = U_2 + \Delta U'_2 + j\delta U''_2 = U_1 \angle \delta,$$

где модуль и фазу напряжения передающего конца электропередачи вычисляют по формулам (9.20) и (9.21).

С учетом найденного напряжения \dot{U}_1 мощность в начале звена можно выразить в виде

$$\underline{S}_h = \underline{S}_1 = \sqrt{3} \cdot \dot{U}_{\phi 1} \cdot \overset{*}{I}_{\phi} = \sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \overset{*}{I} = P_1 + jQ_1,$$

откуда с учетом (10.18) получим

$$\overset{*}{I} = \frac{\overset{*}{S}_1}{\sqrt{3} U_1} = \frac{\overset{*}{S}_2}{\sqrt{3} U_2},$$



т. е., как и в предыдущем случае, ток звена можно вычислить как по данным начала, так и по данным конца звена.

Векторная диаграмма напряжения, интерпретирующая электрическое состояние звена для данного случая, приведена на [рис. 10.3](#) (в координатах $Re, +jIm$).

Балансовые соотношения для мощностей [\(10.25\)](#) можно отразить с помощью векторной диаграммы [\(рис. 10.3\)](#). К исходному вектору \underline{S}_2 параллельно оси действительных величин суммируется вектор ΔP , от конца которого параллельно оси мнимых величин прибавляется вектор ΔQ . Вектор суммарных потерь $\Delta \underline{S}$ в сумме с вектором \underline{S}_2 образует вектор мощности \underline{S}_1 в начале звена с составляющими P_1 и Q_1 .

Совместив (накладывая друг на друга) векторные диаграммы и треугольники потерь мощности ([рис. 10.2](#) и [рис. 10.3](#)), видим, что потери мощности, вычисленные по данным начала и конца участка, одинаковые. Или, обобщая выражения [\(10.7\)](#), [\(10.9\)](#) и [\(10.22\)](#), получаем:

$$\Delta P = 3I^2R = \left(\frac{S_h}{U_1}\right)^2 R = \left(\frac{S_k}{U_2}\right)^2 R,$$

$$\Delta Q = 3I^2X = \left(\frac{S_h}{U_1}\right)^2 X = \left(\frac{S_k}{U_2}\right)^2 X, \quad (10.26)$$

из которых следует, что потери мощности зависят от квадрата величины (модуля) тока или мощности и не зависят от характера (коэффициента) мощности нагрузки.

Коэффициенты мощности по концам звена и его КПД определяют как и в предыдущем случае.

Рассмотрим некоторые проблемы, связанные с расчетом напряжений и потоков мощностей. Представленные случаи являются наиболее простыми и вместе с тем наиболее точными, т. к. мощность и напряжение известны для одного конца звена, а потому ток и определяемые им значения потерь мощности $\Delta \underline{S}$ и падения напряжения $\Delta \dot{U}$ вычисляют точно, что позволяет напрямую связать напряжения и мощности по концам электропередачи.

Однако очень часто известно напряжение и мощность, относящиеся к разным концам звена (электропередачи), например напряжение – в

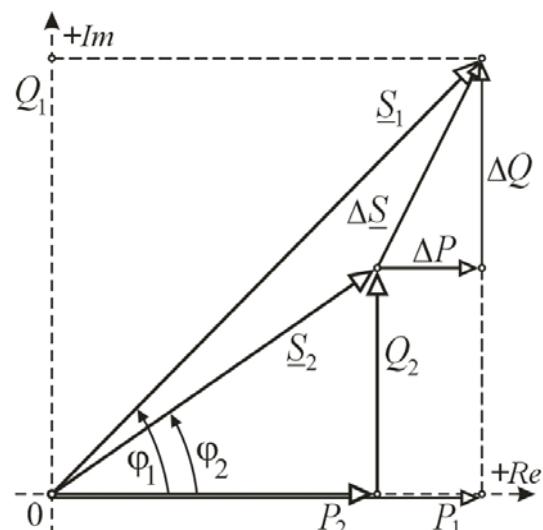


Рис. 10.3. Векторная диаграмма мощности для участка сети

начале, а мощность – в конце звена. Требуется определить напряжение в конце электропередачи и поток мощности в ее начале. Проблема заключается в том, что для определения падения напряжения требуются значения мощности и напряжения, соответствующие одному узлу, например, в конце электропередачи, чего нет в указанном случае. В общем случае напряжение в конце звена U_2 можно найти решением нелинейного уравнения

$$U_1^2 = \left(U_2 + \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2} \right)^2, \quad (10.27)$$

составленного на основе выражения (9.19).

Данное уравнение является биквадратным относительно U_2 и, наверное, можно найти его аналитическое решение.

В тех случаях, когда допустимо не учитывать поперечную составляющую падения напряжения, нелинейное уравнение (10.27) упростится до квадратичного уравнения вида

$$U_2^2 - U_1 U_2 + P_2 R + Q_2 X = 0,$$

решение которого можно получить напрямую, по формуле Виета.

Однако так не делается. Обычно для получения решения используют итерационные методы (например, метод простой итерации).

10.3. Расчет по заданной мощности конца участка и напряжению начала

Известна мощность конца участка (звена) $S_2 = \text{const}$ и напряжение начала $U_1 = \text{const}$ (рис. 10.1). Требуется определить мощность в начале участка S_1 и напряжение в конце \dot{U}_2 .

Этот случай наиболее распространенный, т. к. обычно задана мощность электропотребителя S_2 , подключенная через звено-электропередачу (линия, трансформатор) к шинам источника питания (электростанция, понижающая подстанция) с известным напряжением \dot{U}_1 .

В данном случае расчет ведут методом последовательных приближений (итераций), т. к. ток нагрузки звена

$$\dot{I}^{(0)} = \frac{*}{\sqrt{3} U_2^{(0)}} = \frac{P_2}{\sqrt{3} U_2^{(0)}} - j \frac{Q_2}{\sqrt{3} U_2^{(0)}} = I_a^{(0)} - j I_p^{(0)}, \quad (10.28)$$

определяющий потери мощности и падение напряжения в нем можно определить только приближенно¹, через начальное значение напряжения $U_2^{(0)}$. Если нет никаких соображений по выбору $U_2^{(0)}$, то ее принимаем равной номинальному напряжению сети.

Тогда, зная начальное (нулевое) приближение тока $\dot{I}_2^{(0)}$, можно найти потери мощности

$$\Delta \underline{S}^{(1)} = 3(I^{(0)})^2 \cdot (R + jX) = \left(\frac{S_2}{U_2^{(0)}} \right)^2 \cdot (R + jX) = \Delta P^{(1)} + j\Delta Q^{(1)}, \quad (10.29)$$

с помощью которых определяем первое приближение потока мощности в начале звена:

$$\underline{S}_{\text{h}}^{(1)} = \underline{S}_1^{(1)} + \Delta \underline{S}^{(1)} = P_1 + \Delta P^{(1)} + j(Q_1 + \Delta Q^{(1)}) = P_1^{(1)} + jQ_1^{(1)}, \quad (10.30)$$

где потери активной и реактивной мощности приближенно определяют как

$$\begin{aligned} \Delta P^{(1)} &= 3(I^{(0)})^2 R = \left(\frac{S_2^2}{(U_2^{(0)})^2} \right) R, \\ \Delta Q^{(1)} &= 3(I^{(0)})^2 X = \left(\frac{S_2^2}{(U_2^{(0)})^2} \right) X. \end{aligned} \quad (10.31)$$

Балансовые соотношения (10.30) отражены графически векторной диаграммой на [рис. 10.3](#). Теперь в начальном узле известны и мощность, и напряжение, что позволяет уточнить ток звена

$$\dot{I}^{(1)} = \frac{\underline{S}_1}{\sqrt{3}U_1} = \frac{P_1^{(1)}}{\sqrt{3}U_1^{(1)}} - j \frac{Q_1^{(1)}}{\sqrt{3}U_1^{(1)}} = I_{\text{a}}^{(1)} - jI_{\text{p}}^{(1)} \quad (10.32)$$

и определить в первом приближении напряжение в конце звена.

Тогда, учитывая направление тока от начала к концу электропередачи, получаем

$$\dot{U}_2^{(1)} = U_1 - \sqrt{3}\dot{I}^{(1)}Z = U_1 - \Delta U'_1 - j\delta U''_1 = U_2^{(1)}\angle\delta^{(1)}, \quad (10.33)$$

где модуль и фазу напряжения

$$U_2 = \sqrt{(U_1 \Delta U'_1)^2 + (\delta U''_1)^2},$$

¹Именно нелинейная зависимость тока звена от искомого напряжения или заданной мощности от искомого напряжения и тока определяет приближённый (итерационный) характер данной задачи.

$$\delta = \operatorname{arctg} \frac{-\Delta U_2''}{U_1 - \Delta U_1'} \quad (10.34)$$

вычисляют (уточняют на следующей итерации) через значения продольной и поперечной составляющих падения напряжения:

$$\Delta U_1' = \sqrt{3}(I_a^{(1)} \cdot R - I_p^{(1)} \cdot X) = \frac{P_h^{(1)} \cdot R + Q_h^{(1)} \cdot X}{U_1} \quad (10.35)$$

$$\Delta U_2'' = \sqrt{3}(I_a^{(1)} \cdot X - I_p^{(1)} \cdot R) = \frac{P_h^{(1)} \cdot X - Q_h^{(1)} \cdot R}{U_1}.$$

Графическая интерпретация режима напряжения представлена на [рис. 9.4](#) в координатах $+j$.

На этом первое приближение (итерация) расчета заканчивается. Для уточнения значения напряжения \dot{U}_2 и потерь мощности ΔS необходимо повторить расчет. При этом вместо начальных приближений напряжения ($U_2^{(0)}$, $\delta^{(0)} = 0$) нужно использовать более точные значения $U_2^{(1)}$ и $\delta^{(1)}$, уточнив по [\(10.14\)](#) ток нагрузки. Расчет следует повторять до тех пор, пока поправка напряжений (разность между модулями напряжений U_2 k -го и $(k+1)$ -го приближений) не будет превышать допустимую погрешность ε :

$$\delta U^{(k+1)} = |U_2^{(k+1)} - U_2^{(k)}| \leq \varepsilon. \quad (10.36)$$

В расчетах, выполняемых вручную, ограничиваются, как правило, одним или двумя приближениями, подставляя модуль напряжения U_2^k очередной k -й итерации в формулы [\(10.31\)](#) и [\(10.32\)](#) для уточнения потерь мощности и падения напряжения [\(10.35\)](#).

10.4. Расчет по заданной мощности начала и напряжению конца

Известна мощность начала электропередачи $S_1 = S_h = \text{const}$ и напряжение конца $U_2 = \text{const}$ ([рис. 10.1](#)). Требуется определить мощность в конце электропередачи S_2 и напряжение в ее начале \dot{U}_1 .

В этом случае необходимо выяснить величину мощности, поступающей в приемную систему (конец электропередачи) с известным напряжением, и при каком напряжении источника \dot{U}_1 можно осуществить передачу заданной мощности S_1 от отдельной электростанции ([рис. 10.1](#)).

Как и в предыдущем случае, расчет начинается с узла, в котором известна мощность. Ток в генерирующем узле 1 можно найти приближенно:



$$\dot{I}_1^{(0)} = \frac{\overset{*}{S}_1}{\sqrt{3}U_1^{(0)}} = \frac{P_1}{\sqrt{3}U_1^{(0)}} - j \frac{Q_1}{\sqrt{3}U_1^{(0)}} = I_a^{(0)} - jI_p^{(0)}, \quad (10.37)$$

по начальному (нулевому) приближению напряжения, например, равному номинальному. Поэтому расчет выполняют итерационно (методом последовательных приближений).

Потери (затраты) мощности, связанные с передачей заданной мощности, можно определить приближенно:

$$\Delta\underline{S}^{(1)} = 3(I^{(0)})^2 \cdot (R + jX) = \left(\frac{S_1}{U_1^{(0)}}\right)^2 \cdot (R + jX) = \Delta P^{(1)} + j\Delta Q^{(1)}, \quad (10.38)$$

равно как и поток мощности в конце электропередачи

$$\underline{S}_{\kappa}^{(1)} = \underline{S}_2^{(1)} = \underline{S}_1 - \Delta\underline{S}^{(1)} = P_1 - \Delta P^{(1)} + j(Q_1 - \Delta Q^{(1)}) = P_2 + jQ_2, \quad (10.39)$$

где потери мощности $\Delta\underline{S}^{(1)}$ вычисляют по формуле

$$\begin{aligned} \Delta P^{(1)} &= 3(I^{(0)})^2 \cdot R = \left(\frac{S_1}{U_1^{(0)}}\right)^2 \cdot R, \\ \Delta Q^{(1)} &= 3(I^{(0)})^2 \cdot X = \left(\frac{S_1}{U_1^{(0)}}\right)^2 \cdot X. \end{aligned} \quad (10.40)$$

Соотношения для мощностей отражены векторной диаграммой на [рис. 10.2](#).

Теперь в приемном конце электропередачи известны мощность и напряжение, что дает возможность уточнить ток по параметрам конца звена:

$$\dot{I}^{(1)} = \frac{\overset{*}{S}_2}{\sqrt{3}U_2} = \frac{P_2^{(1)}}{\sqrt{3}U_2} - j \frac{Q_2^{(1)}}{\sqrt{3}U_2} = I_a^{(1)} - jI_p^{(1)}. \quad (10.41)$$

и соответственно определить первое приближение напряжения в начале электропередачи. Тогда, учитывая фактическое направление тока от начала к концу звена, получим

$$\dot{U}_1^{(1)} = U_2 + \sqrt{3}\dot{I}^{(1)}Z = U_2 + \Delta U'_2 + j\delta U''_2 = U_1^{(1)}\angle\delta^{(1)}, \quad (10.42)$$

где модуль и фазу напряжения



$$U_1^{(1)} = \sqrt{(U_2 + \Delta U_2')^2 + (\delta U_2'')^2},$$

$$\delta^{(1)} = \operatorname{arctg} \frac{\delta U_2''}{U_2 + \Delta U_2'}$$

можно найти через очередное приближение продольной и поперечной составляющих напряжения:

$$\Delta U_2' = \sqrt{3}(I_a^{(1)} \cdot R - I_p^{(1)} \cdot X) = \frac{P_2^{(1)} \cdot R + Q_2^{(1)} \cdot X}{U_2},$$

$$\delta U_2'' = \sqrt{3}(I_a^{(1)} X - I_p^{(1)} R) = \frac{P_2^{(1)} X - Q_2^{(1)} R}{U_2}.$$

Связь напряжений начала и конца электропередачи в виде векторной диаграммы представлена на [рис. 9.4](#) в координатах $+j$.

На этом завершается первая итерация расчета электрического режима электропередачи. При необходимости уточнения режима расчет повторяется с заменой начального приближения напряжения $U_1^{(0)}$ на вычисленное $U_1^{(1)}$ и т. д. Окончание итерационного процесса контролируется по критерию [\(10.36\)](#).

Сравнивая способы расчета параметров электрического режима участка сети с различными исходными данными, отметим, что результаты расчета, соответствующие третьему и четвертому случаям, менее точны, чем в первом и во втором случаях. Однако при достаточном количестве итераций (практически достаточно двух-трех) результаты приближаются к точным и с приемлемой погрешностью совпадают с ними.

Вопросы для самопроверки

1. Какие параметры электрического режима связывают мощности и напряжения по концам электропередачи?
2. Как записать выражение тока звена по данным его передающего и приемного концов?
3. В каком случае ток звена будет определен точно?
4. Как записать выражение потерь мощности и падения напряжения на участке сети через ток и мощность по данным в начале и конце электропередачи?
5. Какие характерные случаи расчета режима электропередачи Вы знаете?
6. Когда расчет выполняется методом последовательных приближений?
7. В каком случае расчет завершается за один этап?
8. Из каких этапов состоит итерационный алгоритм расчета участка (звена) сети по заданной мощности приемного конца?

9. Как записываются основные расчетные выражения алгоритма?
10. В чем заключается точный (прямой) алгоритм расчета электрического режима участка сети?
11. Чем обусловлена нелинейность уравнений, описывающих установленный режим электрической сети?
12. Каким нелинейным уравнением связаны напряжения и мощности по концам электропередачи?
13. Как представить векторную диаграмму напряжений и токов для участка сети с нагрузкой на конце?
14. Как представить векторную диаграмму мощностей для участка сети?
15. Как с помощью векторных диаграмм можно охарактеризовать связь напряжений и мощностей приемного и передающего конца электропередачи?
16. В чем отличие диаграмм при построении их по данным начала и конца электропередачи?

ЛЕКЦИЯ 11. РАСЧЕТ РЕЖИМА ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

План

1. Расчёт по данным в начале ЛЭП.
2. Расчёт по данным в конце ЛЭП.
3. Расчёт режима ЛЭП при известном напряжении в начале.
4. Анализ режима холостого хода ЛЭП.
5. Расчёт установившегося режима разомкнутой электрической сети при известном напряжении в конце сети и нагрузках в узлах.

Определим параметры установившегося режима линии электропередачи, используя алгоритмы и соотношения, рассмотренные в лекции 10 для звена электрической сети. В отличие от предыдущего анализа линия электропередачи представлена П-образной схемой замещения ([рис. 11.1](#)) с попечерными элементами, в общем случае комплексными проводимостями (шунтами):

$$Y_1 = Y_2 = \frac{1}{2}Y = \frac{1}{2}(G + jB) = G_1 + jB_1 = G_2 + jB_2 .$$

Изложение ведется применительно к активно-ёмкостной проводимости. При её активно-индуктивном характере следует заменить знак перед реактивной проводимостью.

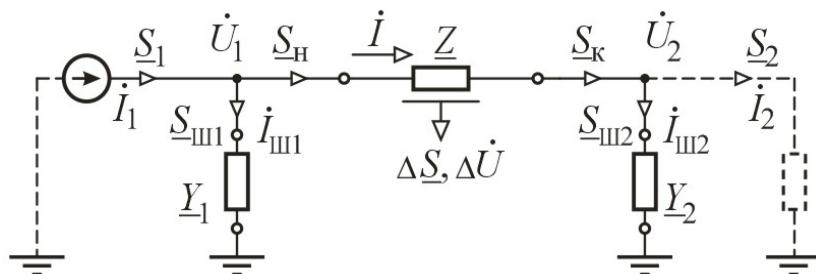


Рис. 11.1. Схема замещения линии электропередачи с обозначениями параметров электрического состояния

Применим к обозначениям на схеме замещения [рис. 11.1](#) рассмотрим характерные случаи расчета с одновременной иллюстрацией алгоритмов в токах и мощностях.

11.1. Расчет по данным в начале ЛЭП

Задано напряжение $U_1 = \text{const}$ и мощность $S_1 = \text{const}$.

По известному напряжению U_1 вычислим ток источника питания

$$\dot{I}_1 = \frac{\overset{*}{S}_1}{\sqrt{3}U_1} = \frac{P_1 - jQ_1}{\sqrt{3}U_1} = I_{a_1} - jI_{p_1},$$

ток и мощность шунта в начале линии

$$\dot{I}_{\text{ш}_1} = \frac{1}{\sqrt{3}}U_1\overset{*}{Y}_1 = \frac{1}{\sqrt{3}}U_1(G_1 + jB_1) = I_{\text{кор}_1} + jI_{c_1}, \quad (11.1)$$

$$\underline{S}_{\text{ш}_1} = \sqrt{3}U_1\overset{*}{I}_{\text{ш}_1} = U_1^2\overset{*}{Y}_1 = U_1^2(G_1 - jB_1) = \Delta P_{\text{кор}_1} - jQ_{c_1}. \quad (11.2)$$

Тогда в соответствии с первым законом Кирхгофа мощность в начале линии

$$\begin{aligned} \underline{S}_h &= \underline{S}_1 - \underline{S}_{\text{ш}_1} = P_1 + jQ_1 - \Delta P_{\text{кор}_1} + jQ_{c_1} = \\ &= P_1 - \Delta P_{\text{кор}_1} + j(Q_1 + Q_{c_1}) = P_h + jQ_h. \end{aligned} \quad (11.3)$$

В общем случае рассматривается выдача реактивной мощности источником питания (синхронный генератор в режиме перевозбуждения). При потреблении источником питания реактивной мощности необходимо изменить знак перед реактивной мощностью.

Аналогично ток линии равен

$$\dot{I} = \dot{I}_1 - \dot{I}_{\text{ш}_1} = I_{a_1} - I_{\text{кор}_1} - j(I_{p_1} + I_{c_1}) = I_a - jI_p. \quad (11.4)$$

Этот же ток по данным в начале звена равен

$$\dot{I} = \frac{\overset{*}{S}_h}{\sqrt{3}U_1} = \frac{P_h - jQ_h}{\sqrt{3}U_1} = I_a - jI_p. \quad (11.5)$$

По найденным токовой нагрузке звена или потоку мощности в его начале можно определить падение напряжения и потери мощности. В соответствии с законом Ома

$$\Delta \dot{U}_1 = \sqrt{3}\dot{I}\underline{Z} = \frac{\overset{*}{S}_h}{U_1}\underline{Z} = \Delta U'_1 + j\delta U''_1.$$

Согласно закону Джоуля – Ленца запишем

$$\Delta \underline{S} = 3I^2 \underline{Z} = \frac{S_{\text{h}}^2}{U_1^2} \underline{Z} = \Delta P + j\Delta Q.$$

Тогда в конце линии напряжение

$$\dot{U}_2 = U_1 - \Delta \dot{U}_1 = U_1 - \Delta U'_1 - j\delta U''_1 = U_2 \angle -\delta$$

и поток мощности

$$\underline{S}_{\text{k}} = \underline{S}_{\text{h}} - \Delta \underline{S} = P_{\text{h}} + jQ_{\text{h}} - \Delta P - j\Delta Q,$$

что позволяет вычислить ток линии по данным в конце продольного звена:

$$\begin{aligned} \dot{I} &= \frac{\overset{*}{S}_{\text{k}}}{\sqrt{3} \overset{*}{U}_2} = \frac{P_{\text{k}} - jQ_{\text{k}}}{\sqrt{3}(U'_2 + jU''_2)} = \\ &= \frac{1}{\sqrt{3}} \left[\frac{P_{\text{k}} U'_2 - Q_{\text{k}} U''_2}{U_2^2} - j \frac{Q_{\text{k}} U'_2 + P_{\text{k}} U''_2}{U_2^2} \right] = I_{\text{a}} - jI_{\text{p}}. \end{aligned} \quad (11.6)$$

Отметим, что выражения (11.5) и (11.6) дают одинаковый результат.

Далее вычисляем мощность шунта в конце ЛЭП

$$\underline{S}_{\text{ш}} = U_2^2 \overset{*}{Y}_2 = U_2^2 (G_2 - jB_2) = \Delta P_{\text{кор}_2} - jQ_{\text{c}_2}$$

и потребляемый шунтом ток

$$\begin{aligned} \dot{I}_{\text{ш}_2} &= \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{U}_2 \overset{*}{Y}_2 = \frac{1}{\sqrt{3}} (U'_2 - jU''_2)(G_2 + jB_2) = \\ &= \frac{1}{\sqrt{3}} [(U'_2 G_2 + U''_2 B_2) + j(U'_2 B_2 - U''_2 G_2)] = I_{\text{кор}_2} + jI_{\text{c}_2}. \end{aligned} \quad (11.7)$$

Заметим, что $B_2 \gg G_2$ и $U'_2 > U''_2$, вследствие чего ток шунта имеет активно-емкостной характер.

По балансовым соотношениям в конце ЛЭП находим мощность электропотребителя (доставляемую в приемную систему)



$$\begin{aligned}\underline{S}_2 &= \underline{S}_{\kappa} - \underline{S}_{\text{ш}_2} = P_{\kappa} + jQ_{\kappa} - \Delta P_{\text{кор}_2} + jQ_{c_2} = \\ &= P_{\kappa} - \Delta P_{\text{кор}_2} + j(Q_{\kappa} + Q_{c_2}) = P_2 + jQ_2\end{aligned}\quad (11.8)$$

и ток электропотребителя

$$\begin{aligned}\dot{I}_2 &= \dot{I} - \dot{I}_{\text{ш}_2} = I_a - jI_p - I_{\text{кор}_2} - jI_{c_2} = \\ &= I_a - I_{\text{кор}_2} - j(I_p + I_{c_2}) = I_{a_2} - jI_{p_2},\end{aligned}\quad (11.9)$$

или в виде

$$\begin{aligned}\dot{I}_2 &= \frac{\overset{*}{S}_2}{\sqrt{3} \overset{*}{U}_2} = \frac{P_2 - jQ_2}{\sqrt{3}(U_2' + jU_2'')} = \\ &= \frac{1}{\sqrt{3}} \left[\frac{P_2 U_2' - Q_2 U_2''}{U_2^2} - j \frac{Q_2 U_2' + P_2 U_2''}{U_2^2} \right] = I_{a_2} - jI_{p_2}.\end{aligned}$$

На этом расчет параметров электрического режима, реализующий точную процедуру, заканчивается.

11.2. Расчет по данным в конце ЛЭП

Заданы напряжение $U_2 = \text{const}$ и мощность $S_2 = \text{const}$.

Как и в предыдущем случае, известны напряжение и мощность для одного конца схемы, что позволяет вычислить точно параметры электрического состояния в результате прямого расчета. В отличие от предыдущего случая расчет ведется от конца к началу линии ([рис. 11.1](#)).

По известному напряжению U_2 вычислим ток электропотребителя

$$\dot{I}_2 = \frac{S_2}{\sqrt{3}U_2} = \frac{1}{\sqrt{3}U_2}(P_2 - jQ_2) = I_{a_2} - jI_{p_2},$$

ток шунта в конце линии

$$\dot{I}_{\text{ш}_2} = \frac{1}{\sqrt{3}} U_2 \overset{*}{Y}_2 = \frac{1}{\sqrt{3}} U_2 (G_2 + jB_2) = I_{\text{кор}_2} + jI_{c_2},$$

а также мощность, потребляемую шунтом (проводимостью),



$$\underline{S}_{\text{ш}_2} = U_2^2 \overset{*}{Y}_2 = U_2^2 (G_2 - jB_2) = \Delta P_{\text{кор}_2} - jQ_{c_2} .$$

Из балансовых соотношений в узле 2 определим мощность в конце продольного звена линии

$$\begin{aligned} \underline{S}_{12} &= \underline{S}_2 + \underline{S}_{\text{ш}_2} = P_2 + jQ_2 + \Delta P_{\text{кор}_2} - jQ_{c_2} = \\ &= P_2 + \Delta P_{\text{кор}_2} + j(Q_2 - Q_{c_2}) \end{aligned} \quad (11.10)$$

и ток звена

$$\begin{aligned} \dot{\underline{I}} &= \dot{\underline{I}}_2 + \dot{\underline{I}}_{\text{ш}_2} = I_{a_2} - jI_{p_2} + I_{\text{кор}_2} + jI_{c_2} = \\ &= I_{a_2} + I_{\text{кор}_2} - j(I_{p_2} - I_{c_2}) = I_a - jI_p . \end{aligned} \quad (11.11)$$

Эту же величину тока можно получить в виде

$$\dot{\underline{I}} = \frac{\overset{*}{S}_k}{\sqrt{3}U_2} = \frac{1}{\sqrt{3}U_2} (P_k - jQ_k) = I_a - jI_p . \quad (11.12)$$

Найденные нагрузки звена обусловливают падение напряжения

$$\Delta \dot{U}_2 = \sqrt{3} \dot{\underline{I}} \underline{Z} = \frac{\overset{*}{S}_k}{U_2} \cdot \underline{Z}$$

и потери мощности

$$\Delta \underline{S} = 3I^2 \underline{Z} = \frac{S_k^2}{U_2^2} \cdot \underline{Z} .$$

Используя формулы (9.16) или (9.19) с заменой мощностей \underline{S}_2 на \underline{S}_k , найдем напряжение

$$\dot{U}_1 = U_2 + \Delta \dot{U}_2 = U_1 \angle \delta_1 ,$$

а по формулам (10.25) мощность в начале звена

$$\underline{S}_h = \underline{S}_k + \Delta \underline{S} .$$

Теперь можно определить ток продольного звена линии по найденным параметрам начала:



$$\begin{aligned} \dot{I} &= \frac{\overset{*}{S_h}}{\sqrt{3} U_2^*} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{P_h - jQ_h}{U'_2 - jU''_2} = \\ &= \frac{1}{\sqrt{3}} \left(\frac{P_h U'_2 + Q_h U''_2}{U'^2_2} - j \frac{Q_h U'_2 - P_h U''_2}{U'^2_2} \right) = I_a - jI_p. \end{aligned} \quad (11.13)$$

Полученный результат равен току, вычисленному по данным конца звена.

По напряжению \dot{U}_1 вычислим ток и мощность в проводимости начала схемы:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{ш_1} &= \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{U}_1 \overset{*}{Y}_1 = \frac{1}{\sqrt{3}} (U'_1 + jU''_1)(G_1 + jB_1) = \\ &= \frac{1}{\sqrt{3}} [(U'_1 G_1 - U''_1 B_1) + j(U'_1 B_1 + U''_1 G_1)] = I_{коп_1} + jI_{C_1}, \\ \underline{S}_{ш_1} &= U_1^2 \overset{*}{Y}_1 = U_1^2 (G_1 - jB_1) = \Delta P_{коп_1} - jQ_{C_1}. \end{aligned}$$

Теперь снова по первому закону Кирхгофа определим мощность, выдаваемую источником питания,

$$\begin{aligned} \underline{S}_1 &= \underline{S}_h + \underline{S}_{ш_1} = P_h + jQ_h + \Delta P_{коп_1} - jQ_{C_1} = \\ &= P_h + \Delta P_{коп_1} + j(Q_h - Q_{C_1}) = P_1 + jQ_1 \end{aligned}$$

и ток источника питания

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 &= \dot{I} + \dot{I}_{ш_1} = I_a - jI_p + I_{коп_1} + jI_{C_1} = \\ &= I_a + I_{коп_1} - j(I_p - I_{C_1}) = I_{a_1} - jI_{p_1}. \end{aligned}$$

Это же значение тока определим в виде

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 &= \frac{\overset{*}{S}_1}{\sqrt{3} U_1^*} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{P_1 - jQ_1}{U'_1 - jU''_1} = \\ &= \frac{1}{\sqrt{3}} \left(\frac{P_1 U'_1 + Q_1 U''_1}{U'^2_1} - j \frac{Q_1 U'_1 - P_1 U''_1}{U'^2_1} \right) = I_{a_1} - jI_{p_1}. \end{aligned}$$

11.3. Расчет режима ЛЭП при известном напряжении в начале участка и мощности нагрузки

Известны напряжение в начале участка $U_1 = \text{const}$ и мощность нагрузки в конце $S_2 = \text{const}$ (рис. 11.1). Данный случай является наиболее общим. Расчет параметров линии выполняется итерационным путем в два этапа в такой последовательности.

Сначала зададим напряжение в конце линии $U_2^{(0)}$, например, равным ожидаемому или номинальному. Тогда можно определить приближенно ток нагрузки

$$\dot{I}_2^{(1)} = \frac{\underline{S}_2}{\sqrt{3}U_2^{(0)}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{P_2 - jQ_2}{U_2^{(0)}} = I_{a_2}^{(1)} - jI_{p_2}^{(1)}, \quad (11.14)$$

ток ветви проводимости (шунта)

$$\dot{I}_{w_2}^{(1)} = \frac{1}{\sqrt{3}} U_2^{(0)} \underline{Y}_2 = \frac{1}{\sqrt{3}} U_2^{(0)} \cdot (G_2 + jB_2) = I_{k_{op_2}}^{(1)} + jI_{c_2}^{(1)} \quad (11.15)$$

и мощность ветви проводимости в конце линии

$$\underline{S}_{w_2}^{(1)} = \left(U_2^{(0)} \right)^2 \underline{Y}_2 = U_2^{(0)2} (G_2 - jB_2) = \Delta P_{k_{op_2}}^{(1)} - jQ_{c_2}^{(1)}. \quad (11.16)$$

По балансовым соотношениям в узле 2 найдем мощности в конце линии

$$\begin{aligned} \underline{S}_k^{(1)} &= \underline{S}_2 + \underline{S}_{w_2}^{(1)} = P_2 + jQ_2 + \Delta P_{k_{op_2}}^{(1)} - jQ_{c_2}^{(1)} = \\ &= P_2 + \Delta P_{k_{op_2}}^{(1)} + j(Q_2 - Q_{c_2}^{(1)}) = P_k^{(1)} + jQ_k^{(1)}, \end{aligned} \quad (11.17)$$

ток линии

$$\begin{aligned} \dot{I}^{(1)} &= \dot{I}_2^{(1)} + \dot{I}_{w_1}^{(1)} = I_{a_2}^{(1)} - jI_{p_2}^{(1)} + I_{k_{op_2}}^{(1)} + jI_{c_2}^{(1)} = \\ &= I_{a_2}^{(1)} + I_{k_{op_2}}^{(1)} - j(I_{p_2}^{(1)} - I_{c_2}^{(1)}) = I_a^{(1)} - jI_p^{(1)}, \end{aligned} \quad (11.18)$$

который можно вычислить также в виде

$$\dot{I}^{(1)} = \frac{\underline{S}_k^{(1)}}{\sqrt{3}U_2^{(0)}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{P_k^{(1)} - jQ_k^{(1)}}{U_2^{(0)}} = I_a^{(1)} - jI_p^{(1)}. \quad (11.19)$$



Определим потери мощности в сопротивлениях линии

$$\Delta \underline{S}^{(1)} = 3(I^{(1)})^2 \underline{Z} = \left(\frac{\underline{S}_{\kappa}^{(1)}}{U_2^{(0)}} \right)^2 \underline{Z} = \Delta P^{(1)} + j \Delta Q^{(1)} \quad (11.20)$$

с составляющими $\Delta P^{(1)}$, $\Delta Q^{(1)}$, вычисляемыми по формулам (10.31).

Тогда значение мощности в начале линии

$$\underline{S}_{\text{H}}^{(1)} = \underline{S}_{\kappa}^{(1)} + \Delta \underline{S}^{(1)} = P_{\text{H}}^{(1)} + j Q_{\text{H}}^{(1)} \quad (11.21)$$

с учётом заданного напряжения позволяет уточнить ток продольного звена (11.19) в виде

$$\dot{I}^{(1)} = \frac{\overset{*}{S}_{\text{H}}^{(1)}}{\sqrt{3} U_1} = \frac{P_{\text{H}}^{(1)} - j Q_{\text{H}}^{(1)}}{\sqrt{3} U_1} = I_{\text{a}}^{(1)} - j I_{\text{p}}^{(1)}. \quad (11.22)$$

По известному напряжению в начале линии находим ток поперечной ветви (шунта)

$$\dot{I}_{\text{ш}_1} = \frac{1}{\sqrt{3}} U_1 \overset{*}{Y}_1 = \frac{1}{\sqrt{3}} U_1 (G_1 + j B_1) = I_{\text{кор}_1} + j I_{\text{c}_1} \quad (11.23)$$

и мощность ветви (шунта)

$$\underline{S}_{\text{ш}_1} = U_1^2 \overset{*}{Y}_1 = U_1^2 (G_1 - j B_1) = \Delta P_{\text{кор}_1} - j Q_{\text{c}_1} \quad (11.24)$$

По балансовым соотношениям первого закона Кирхгофа для узла 1 находим мощность, генерируемую источником питания

$$\begin{aligned} \underline{S}_1^{(1)} &= \underline{S}_{\text{H}}^{(1)} + \underline{S}_{\text{ш}_1}^{(1)} = P_{\text{H}}^{(1)} + j Q_{\text{H}}^{(1)} + \Delta P_{\text{кор}_1} - j Q_{\text{c}_1} = \\ &= P_{\text{H}}^{(1)} + \Delta P_{\text{кор}_1} + j(Q_{\text{H}}^{(1)} - Q_{\text{c}_1}) = P_1^{(1)} + j Q_1^{(1)}, \end{aligned} \quad (11.25)$$

ток источника питания

$$\begin{aligned} \dot{I}_1^{(1)} &= \dot{I}^{(1)} + \dot{I}_{\text{ш}_1} = I_{\text{a}}^{(1)} - j I_{\text{p}}^{(1)} + I_{\text{кор}_1} + j I_{\text{c}_1} = \\ &= I_{\text{a}}^{(1)} + I_{\text{кор}_1} - j(I_{\text{p}}^{(1)} - I_{\text{c}_1}) = I_{\text{a}_1}^{(1)} - j I_{\text{p}_1}^{(1)}, \end{aligned} \quad (11.26)$$

который можно вычислить также в виде

$$\dot{I}_1^{(1)} = \frac{\overset{*}{S}_1^{(1)}}{\sqrt{3}U_1} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{P_1^{(1)} - jQ_1^{(1)}}{U_1} = I_{a_1}^{(1)} - jI_{p_1}^{(1)}. \quad (11.27)$$

На этом первый этап (прямой ход) алгоритма заканчивается. На втором этапе (обратный ход) уточняется [\(10.33\)](#) напряжение в конце линии:

$$\dot{U}_2^{(1)} = U_1 - \Delta \dot{U}_1^{(1)} = U_1 - \Delta U_1^{(1)} - j\delta U_1^{(1)}, \quad (11.28)$$

с помощью составляющих вектора падения напряжения, вычисляемых по первым приближениям тока $\dot{I}^{(1)}$ [\(11.22\)](#) или мощности $\underline{S}_h^{(1)}$ [\(11.21\)](#) в начале линии по формулам [\(10.35\)](#).

На этом заканчивается расчет установившегося режима в первом приближении.

Получив уточненное напряжение в конце линии $\dot{U}_2^{(1)}$, выполним весь расчет вновь (до формулы [\(11.22\)](#)), но только в соответствующие формулы теперь вместо $\dot{U}_2^{(0)}$ подставим $\dot{U}_2^{(1)}$ и находим новое значение напряжения $\dot{U}_2^{(2)}$ в конце линии.

Описанную процедуру повторяют до тех пор, пока не будет достигнута заданная точность расчета \dot{U}_2 в соответствии с критерием [\(10.36\)](#), т. е. расчет заканчивается, если напряжение $U_2^{(k)}$ в последнем расчете к близко к напряжению $U_2^{(k-1)}$ конца линии в предыдущем ($k-1$) расчете. Однако во многих расчетах электрических сетей (особенно несущих неповышенные нагрузки) можно ограничиться результатами, полученными на второй или первой итерации.

Окончательному значению $\dot{U}_2^{(k)}$ после k -й итерации будут соответствовать параметры режима [\(11.25\)](#), [\(11.26\)](#), [\(11.27\)](#), значения которых можно не вычислять на промежуточных ($k-1$)-х итерациях. Они не оказывают влияния на параметры режима $\underline{S}_h^{(k-1)}$, $\dot{I}^{(k-1)}$ и соответственно на сходимость итерационного процесса.

Анализируя характерные случаи расчета режима линии электропередачи, отметим следующее.

КПД линии электропередачи, %,

$$\begin{aligned} \eta &= \frac{P_2}{P_1} 100 \% = \frac{P_1 - \Delta P - \Delta P_{k_1} - \Delta P_{k_2}}{P_1} = \\ &= \frac{P_1 - \Delta P_{\Sigma}}{P_1} 100 \% = \left(1 - \frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_1} \right) 100 \% \end{aligned} \quad (11.29)$$



зависит от потерь мощности нагрузочного и холостого режима и снижается при их росте.

Из балансовых соотношений видно, что потери активной мощности в сопротивлениях линии (нагрузочные потери) наряду с потерями на коронирование (потери холостого хода) уменьшают поступление активной мощности в приемный конец линии, а зарядная мощность увеличивает поступление реактивной мощности в сеть. При этом часть реактивной мощности нагрузки, подключенной к линии, покрывается за счет генерации реактивной мощности емкостью линии электропередачи.

11.4. Анализ режима холостого хода линии электропередачи

Режим холостого хода линии электропередачи (ЛЭП) возникает при отключении электрической нагрузки, при включении линии под напряжение в первые часы после ее монтажа, а также в период синхронизации (включение на параллельную работу) электрических систем посредством объединяющей их ЛЭП.

Режим холостого хода является частным случаем рабочего режима ЛЭП, однако выделим его отдельно ввиду заслуживающей внимания особенности и практической значимости для линий напряжением 220 кВ и выше.

Воспользуемся рассмотренным алгоритмом расчета линии, выполним анализ данного режима применительно к П-образной схеме замещения ([рис. 11.1](#)), пренебрегая активной проводимостью, что соответствует отсутствию (неучету) потерь мощности на коронирование. Справедливость такого допущения можно установить на основе характерных соотношений между параметрами электрического режима ЛЭП различного номинального напряжения. Так, например, емкостная генерация на 100 км ВЛ 220 кВ составляет около 13 Мвар, а ВЛ 500 кВ – около 95 Мвар при потерях на корону до 0,1–0,8 МВт (при хорошей погоде), что на два порядка меньше емкостной генерации. В кабельных линиях преобладание зарядной мощности над потерями в изоляции еще значительней. Поэтому потери мощности на коронирование не оказывают заметного влияния на параметры электрического режима ЛЭП. Однако их учет необходим при плохой погоде и технико-экономическом анализе ВЛ, в частности, при расчете потерь электроэнергии.

Так как в режиме холостого хода нагрузка в конце линии $\underline{S}_2 = 0$, то ее электрическое состояние определяет наряду с напряжением U_1 только зарядная (емкостная) мощность, направленная от конца линии к началу:

$$\underline{S}_{\text{ш}2}^{(1)} = U_2^{(0)2} \overset{*}{Y}_2 = U_2^{(0)2} (0 - jB_2) = -jU_2^{(0)2} \frac{B_c}{2} = -jQ_{c2}^{(1)}.$$

Тогда потери мощности, вызванные потоком зарядной мощности

$$\Delta \underline{S}^{(1)} = \left(\frac{\underline{Q}_{c_2}^{(1)}}{\underline{U}_2^{(0)}} \right)^2 (R + jX) = \Delta P + j\Delta Q,$$

определяют поток мощности в начале звена:

$$\underline{S}_h^{(1)} = \Delta \underline{S}^{(1)} + \Delta \underline{S}_{w_2}^{(1)} = \Delta P + j\Delta Q - jQ_{c_2} = \Delta P + j(\Delta Q - Q_{c_2}).$$

Для наглядности анализа пренебрегаем потерями активной мощности по причине преобладания в рассматриваемых линиях реактивных сопротивлений над активными. Тогда поток мощности в начале звена запишем в виде

$$\underline{S}_h^{(1)} \approx j(\Delta Q - Q_{c_2}) = -jQ_h.$$

Заметим, что потери реактивной мощности соизмеримы с потоком зарядной мощности конца ЛЭП (до 10–15 %), однако в отдельных случаях потерями ΔQ также можно пренебречь.

Воспользуемся формулами (11.28) и (10.35) для напряжения в конце линии, с учетом направления зарядной мощности имеем

$$\dot{U}_2^{(1)} = U_1 - \frac{P_h R + (-Q_h)X}{U_1} - j \frac{P_h X - (-Q_h)R}{U_1}.$$

При $P_h \approx 0$ получим

$$\dot{U}_2^{(1)} = U_1 + \frac{Q_h X}{U_1} - j \frac{Q_h R}{U_1} = U_1 + \Delta U'_1 - j\delta U''_1. \quad (11.30)$$

Найдем напряжение в начале линии по данным конца. С учетом направления зарядной мощности ($P_k = 0$) получим

$$\dot{U}_1 = U_2 + \frac{(-Q_{c_2}) \cdot X}{U_2} + j \frac{-(-Q_{c_2}) \cdot R}{U_2} = U_2 - \Delta U'_2 + j\delta U''_2,$$

Модуль напряжения в конце линии

$$U_2^{(1)} = \sqrt{(U_1 + \Delta U'_1)^2 + (\delta U''_1)^2}. \quad (11.31)$$

Учитывая соотношения $X > R$ или $X \gg R$, в данном случае справедливо $\Delta U' > \delta U''$.

Векторная диаграмма напряжений, построенная в соответствии с выражением (11.30), приведена на [рис. 11.2](#). Отсюда видно, что при холостом

ходе емкостная зарядная мощность, протекая по ЛЭП, вызывает повышение напряжения в конце линии.

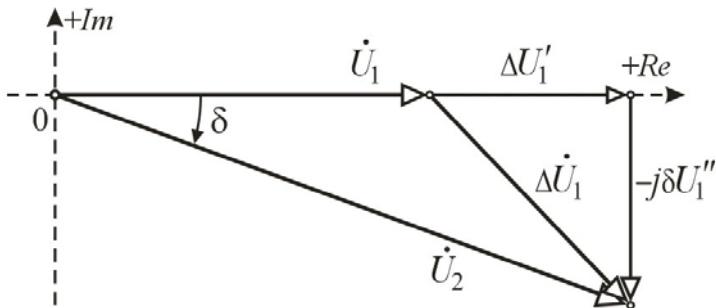


Рис. 11.2. Векторная диаграмма напряжений при холостом ходе ЛЭП

Найдем напряжение в начале линии по данным конца. С учетом направления зарядной мощности ($P_k = 0$) получим

$$\dot{U}_1 = U_2 + \frac{(-Q_{c_2}) \cdot X}{U_2} + j \frac{(-Q_{c_2}) \cdot R}{U_2} = U_2 - \Delta U'_2 + j \delta U''_2,$$

откуда модуль напряжения в начале линии

$$U_1 = \sqrt{(U_2 - \Delta U'_2)^2 + (\delta U''_2)^2}.$$

Состояние электрических напряжений можно отобразить векторной диаграммой (рис. 11.3), из которой видно, что в режиме холостого хода напряжение в конце линии больше, чем в начале, и отстает от U_1 по фазе δ .

Можно дополнительно учесть, что при росте U_2 происходит увеличение зарядной мощности ЛЭП, которое компенсирует её потери.

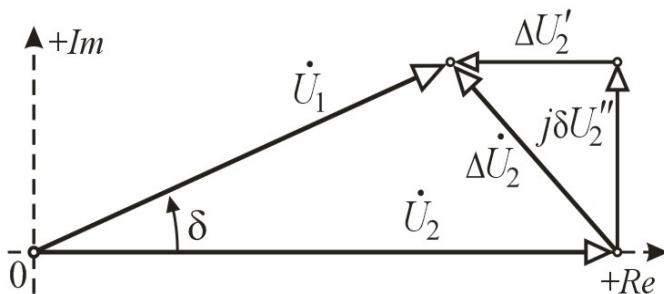


Рис. 11.3. Векторная диаграмма напряжений в режиме холостого хода

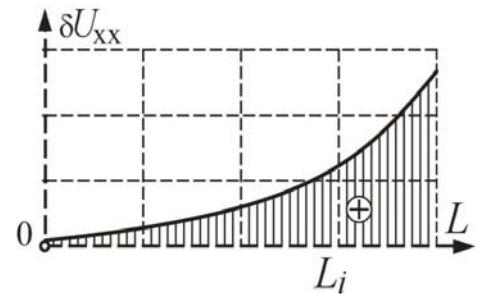


Рис. 11.4. Изменение напряжения вдоль ЛЭП при холостом ходе

Превышение напряжения δU_{xx} в конце ЛЭП относительно напряжения в начале можно приравнять (с допустимой погрешностью) к продольной составляющей падения напряжения

$$\delta U_{xx} \approx \Delta U' = \frac{Q_c X}{2U_2} = \frac{U_2^2 \cdot b_0 L \cdot X_0 L}{2U_2} = \frac{1}{2} \cdot U_2 b_0 X_0 L^2, \quad (11.32)$$

т. е. с увеличением длины напряжение в конце ЛЭП возрастает квадратично ([рис. 11.4](#)):

$$U_2 = U_1 + \delta U_{xx}.$$

Дадим оценку возможного превышения напряжения. Для ВЛ 220 кВ средней длины, например равной 200 км, получим

$$\delta U_{xx} = \frac{1}{2} \cdot 220 \cdot 2,7 \cdot 10^{-6} \cdot 0,42 \cdot 200^2 = 5,0 \text{ кВ},$$

а для ВЛ 500 кВ протяженностью 500 км имеем

$$\delta U_{xx} = \frac{1}{2} \cdot 500 \cdot 3,6 \cdot 10^{-6} \cdot 0,29 \cdot 500^2 = 62 \text{ кВ}.$$

Уточним значение δU_{xx} , ограничиваясь вторым приближением:

$$\delta U_{xx} = \frac{1}{2} \cdot 562 \cdot 3,6 \cdot 10^{-6} \cdot 0,29 \cdot 500^2 = 73 \text{ кВ}$$

$$U_2 = 500 + 73 = 573 \text{ кВ},$$

что превышает максимально допустимое значение 525 кВ по электрической прочности изоляции.

В итоге отметим, что в режиме холостого хода напряжение в конце протяженных ЛЭП напряжением свыше 220 кВ может достигнуть значений, на которые изоляция линий и электрооборудования не рассчитана.

Кабельные линии имеют значительно большие удельные ёмкостные генерации, чем воздушные. Однако, учитывая, что кабельные линии большой протяженности не прокладывают, значительные превышения напряжения в конце линий не ожидаются.

11.5. Расчет установившегося режима разомкнутой электрической сети

Рассмотрим последовательность выполнения электрического расчета на примере сети ([рис. 11.5](#)), содержащей три участка (две ЛЭП и трансформатор) и электрические нагрузки, подключенные в двух узлах. Рассматри-



ЛЕКЦИЯ 11. РАСЧЕТ РЕЖИМА ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

11.5. Расчет установившегося режима разомкнутой электрической сети

ваемые здесь принципы справедливы для разомкнутых сетей любой размерности и структуры.

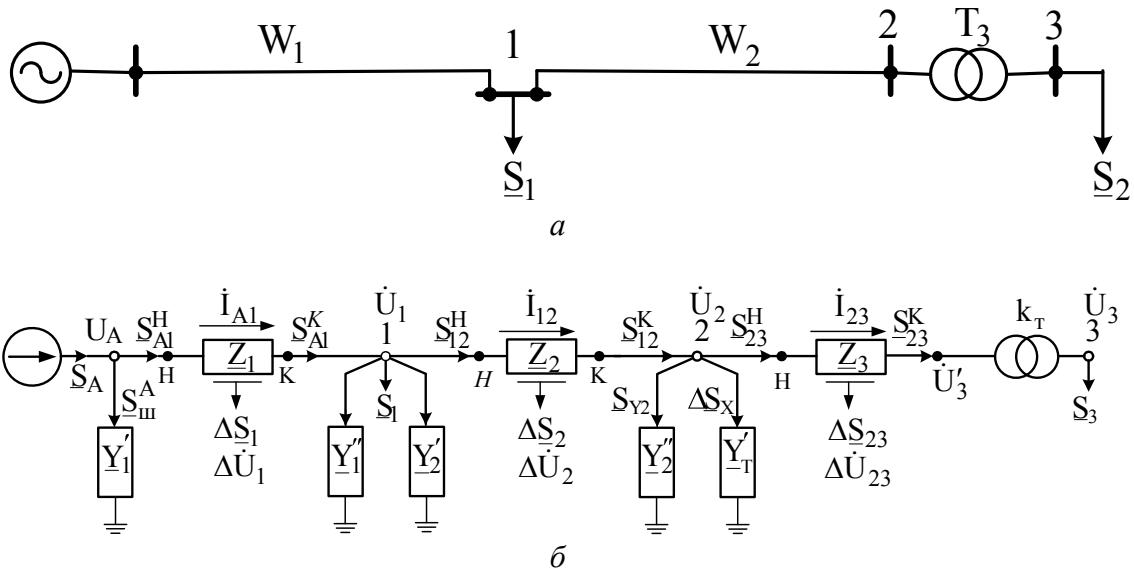


Рис. 11.5. Разомкнутая сеть с тремя участками и двумя нагрузками:
а – принципиальная (расчетная) схема; б – схема замещения

Для общности расчетов участки сети представлены комплексными продольными сопротивлениями \underline{Z} и поперечными проводимостями \underline{Y} , а трансформаторная ветвь ещё учитывает трансформацию (идеальным трансформатором с трансформацией k_t). Такое представление схемы замещения применимо для расчета режимов питающих (районных) и системообразующих сетей. Нагрузки в узлах сети представлены неизменными по величине мощностями. На схеме замещения наряду с параметрами схемы (\underline{Z} , \underline{Y} , k_t) показаны известные и искомые параметры электрического режима (\underline{S} , $\Delta\underline{S}$, $\Delta\dot{\underline{U}}$, $\dot{\underline{I}}$).

Рассмотрим два характерных расчетных случая: расчет по заданному напряжению \dot{U}_3 в конце сети (расчет по данным в конце сети) и расчет, в котором известной величиной является напряжение источника А (расчет по данным в начале сети).

11.5.1. Расчет по данным в конце сети

Опорными исходными данными являются напряжения в конце сети U_3 и нагрузки в узлах S_1 и S_3 . В этом случае можно точно определить ток в самом удаленном от источника питания узле:

$$\dot{I}_{3n}^* = \frac{\overset{*}{S}_3}{\sqrt{3}U_3} = I_{3a} - jI_{3p},$$

что позволяет однозначно определить параметры электрического режима в результате одной серии (одного подхода) последовательно выполняемых однотипных расчетов. Расчет выполняют в один этап при последовательном переходе от участка к участку в направлении от конца сети (точка 3) к ее началу (источник питания А). При этом определяют падения напряжения, потери мощности на каждом участке, а через них соответственно напряжение в ближайшем узле и потокораспределение участка.

При известном напряжении U_3 и коэффициенте трансформации $k_t = U_{\text{вн}}/U_{\text{нн}}$ ток нагрузки и напряжение, приведенные к ВН, равны $\dot{I}_3 = I_3^{\text{нн}}/k_t$, $U_3 = U_3^{\text{нн}}k_t$, а мощности до и после трансформации одинаковые, т. е. $\underline{S}_{23}^{\text{к}} = \underline{S}_3$.

Падение напряжения в обмотках трансформатора с сопротивлением \underline{Z}_3 при заданном характере ($\cos\varphi$) нагрузки \dot{I}_3

$$\begin{aligned}\Delta \dot{U}_{\Phi_{23}} = \dot{I}_3 \underline{Z}_3 &= (I_{a_3} - jI_{p_3})(R_3 + jX_3) = (I_{a_3} R_3 + I_{p_3} X_3) + \\ &+ j(I_{a_3} X_3 - I_{p_3} R_3) = \Delta U'_{\Phi_{23}} + j\delta U''_{\Phi_{23}}.\end{aligned}$$

При переходе к линейным напряжениям

$$\begin{aligned}\Delta \dot{U}_{23} &= \sqrt{3}[(I_{a_3} R_3 + I_{p_3} X_3) + j(I_{a_3} X_3 - I_{p_3} R_3)] = \\ &= \Delta U'_{23} + j\delta U''_{23}.\end{aligned}\tag{11.33}$$

Если выразить ток \dot{I}_3 и его слагаемые через известную мощность² нагрузки, то можно записать

$$\begin{aligned}\Delta \dot{U}_{23} &= \frac{\overset{*}{S}_3}{\overset{*}{U}_3} \cdot \underline{Z}_3 = \frac{1}{U_3} [(P_3 - jQ_3)(R_3 + jX_3)] = \\ &= \frac{1}{U_3} [(P_3 R_3 + Q_3 X_3) + j(P_3 X_3 - Q_3 R_3)].\end{aligned}\tag{11.34}$$

² При емкостном характере нагрузки в формулах (11.33) и (11.34) и аналогичных им, приведенных здесь, следует изменить знак перед реактивным током I_p или перед реактивной мощностью Q .

Как правило, напряжение в конце U_3 задается действительной величиной, т. е. если вектор \dot{U}_3 совместить с осью действительных величин, то $\dot{U}_3^* = U = U_3$ и, следовательно,

$$\Delta \dot{U}_{23} = \frac{P_3 R_3 + Q_3 X_3}{U_3} + j \frac{P_3 X_3 - Q_3 R_3}{U_3} = \Delta U'_{23} + j \delta U''_{23}.$$

Тогда с учетом направления тока от начала к концу участка

$$\dot{U}_2 = U_3 + \Delta \dot{U}_{23} = U_3 + \Delta U'_{23} + j \delta U''_{23} = U_2 \angle \delta_2. \quad (11.35)$$

Выражению (11.35) соответствует векторная диаграмма, показанная на [рис. 11.6](#).

Согласно (11.35), модуль (значение) напряжения в точке 2 будет равно

$$U_2 = \sqrt{(U_3 + \Delta U'_{23})^2 + (\delta U''_{23})^2}.$$

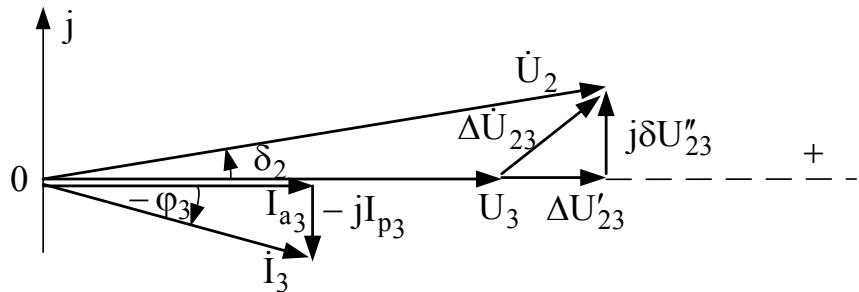


Рис. 11.6. Векторная диаграмма напряжений и токов для участка сети 2–3

Сдвиг напряжения по фазе за счет поперечной составляющей падения напряжения на участке 2–3 определяют в соответствии с [рис. 11.6](#) выражением

$$\delta_2 = \arctg \frac{\delta U''_{23}}{U_3 + \Delta U'_{23}}.$$

При известном U_3 потери мощности в сопротивлении трансформатора Z_3 определяются как

$$\Delta S_{23} = 3 I_3^2 Z_3 = \left(\frac{S_3}{U_3} \right)^2 Z_3,$$

откуда активные и реактивные потери мощности соответственно

$$\Delta P_{23} = 3(I_{a_3}^2 + I_{p_3}^2) \cdot R_3 = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_3^2} \cdot R_3,$$

$$\Delta Q_{23} = 3(I_{a_3}^2 + I_{p_3}^2) \cdot X_3 = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_3^2} \cdot X_3.$$

Следовательно, мощность в начале участка 2–3

$$\underline{S}_{23}^H = P_{23}^H + jQ_{23}^H = P_3 + \Delta P_{23} + j(Q_3 + \Delta Q_{23}).$$

Вычислением потока мощности \underline{S}_{23}^H заканчивается расчет электрического режима концевого (последнего) участка разомкнутой сети 2–3. В результате оказываются известными все необходимые данные для расчета следующего участка. Это дает возможность выполнить расчет по данным в конце участка точно так же, как выполнялись расчеты режима последнего участка схемы с сопротивлением \underline{Z}_3 .

Расчет участка 1–2 (линия W_2) выполняют по формулам, которые приведены ранее для участка 2–3. При этом вектор \dot{U}_2 вновь совмещается с осью действительных величин.

Для расчёта мощности \underline{S}_{12}^k в конце участка 1–2 необходимо определить мощности шунтов (потери холостого хода трансформатора и половины линии W_2), включенных в узле 2 с вычисленным напряжением \dot{U}_2 :

$$\Delta \underline{S}_x = U_2^2 Y_t = U_2^2 (G_t + jB_t) = \Delta P_x + j\Delta Q_x,$$

$$\underline{S}_{Y2} = U_2^2 Y_2 = U_2^2 (G_2 - jB_{c2}) = \Delta P_{\text{кор2}} - jQ_{c2}.$$

В последнем выражении определены потери на коронирование и зарядная мощность в конце линии W_2 . Тогда мощность в конце участка 1–2 (линия W_2):

$$\begin{aligned} \underline{S}_{12}^k &= \underline{S}_{23}^H + \Delta \underline{S}_x + \Delta \underline{S}_{Y2} = \\ &= P_{23}^H + \Delta P_x + \Delta P_{\text{кор2}} + j(Q_{23}^H + \Delta Q_x - Q_{c2}) = P_{12}^k + jQ_{12}^k. \end{aligned} \quad (11.36)$$

Зная модуль напряжения U_2 в узле 2, можно вычислить падение напряжения



$$\Delta \dot{U}_{12} = \Delta U'_{12} + j\delta U''_{12} = \frac{\underline{S}_{12}^k}{U_2} \cdot \underline{Z}^* = \frac{P_{12}^k R_2 + Q_{12}^k X_2}{U_2} + j \frac{P_{12}^k X_2 - Q_{12}^k R_2}{U_2}$$

и потери мощности в линии W_2

$$\Delta \underline{S}_{12} = \left(\frac{\underline{S}_{12}^k}{U_2} \right)^2 \cdot \underline{Z} = \frac{(P_{12}^k)^2 + (Q_{12}^k)^2}{U_2^2} \cdot (R_2 + jX_2) = \Delta P_{12} + j\Delta Q_{12}.$$

Мощность и напряжение в начале линии W_2 :

$$\underline{S}_{12}^h = \underline{S}_{12}^k + \Delta \underline{S}_{12} = P_{12}^h + jQ_{12}^h + j(Q_{12}^h + \Delta Q_{12}),$$

$$\dot{U}_1 = U_2 + \Delta U'_{12} + j\delta U''_{12} = U_1 \angle \delta'_1.$$

Расчет модуля напряжения \dot{U}_1 аналогичен определению модуля \dot{U}_2 , т. е.

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U'_{12})^2 + (\delta U''_{12})^2}.$$

Углом сдвига фаз напряжений U_1 и U_2 относительно друг друга является δ'_1 ([рис 11.7](#))

$$\delta'_1 = \operatorname{arctg} \frac{\delta U''_{12}}{U_2 + \Delta U'_{12}}.$$

Однако с учетом совмещения вектора \dot{U}_2 с вещественной осью фазу напряжения \dot{U}_1 относительно вектора \dot{U}_3 (оси действительных величин) определяют суммой углов ($\delta_1 = \delta_2 + \delta'_1$).

Аналогично ведут расчеты для головного участка данной сети. Так, напряжение \dot{U}_A в балансирующем источнике отличается от \dot{U}_1 как по величине, так и по фазе. В рассмотренном расчете напряжения, полученные в конце каждого участка сети, совмещаются с вещественной осью отсчета. Ось отсчета для получения напряжения U_A участка А–1 сдвинута по фазе δ'_1 относительно оси отсчета участка 1–2. Это иллюстрируется векторными диаграммами напряжения рассмотренной электрической сети ([рис. 11.7](#)).

Из [рис. 11.7](#) видно, что напряжение в питающем источнике А отличается от заданного U_3 на угол, равный сумме углов, которые определяют сдвиг по фазе напряжений в начале и конце каждого участка:

$$\delta_A = \delta_2 + \delta'_1 + \delta'_A.$$



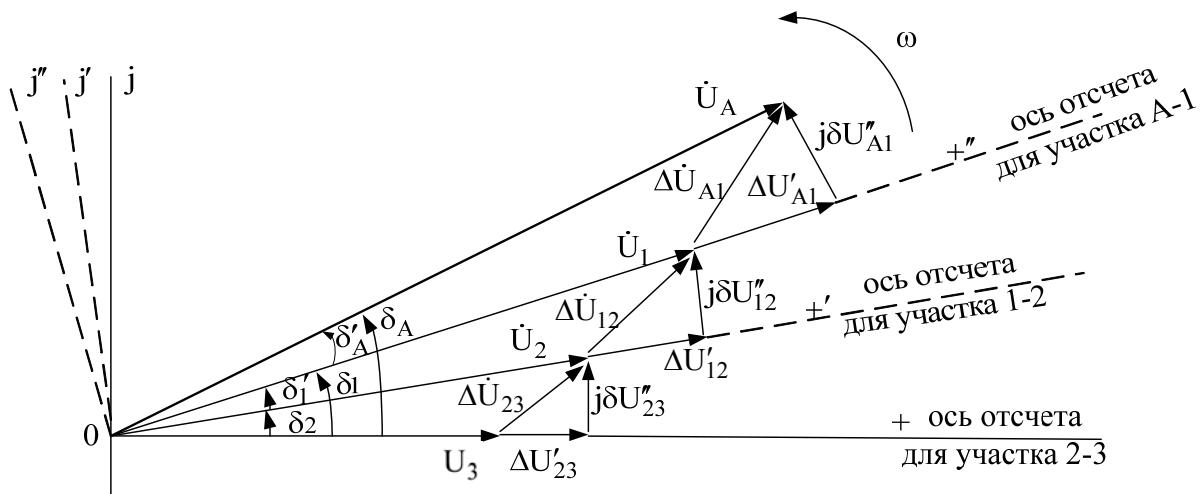


Рис. 11.7. Векторная диаграмма напряжений для сети из трех участков (расчет по данным в конце сети)

В общем случае для расчёта по данным конца разомкнутой сети, содержащей m последовательных участков, фазу напряжения питающего узла можно записать в виде суммы углов:

$$\delta_A = \sum_{i=1}^m \delta_i . \quad (11.37)$$

11.5.2. Расчёт по данным в начале сети

Задано напряжение в начале сети U_A (в точке питания А) и полные мощности S_i (или активные мощности P_i и значения коэффициента мощности $\cos\phi_i$). Необходимо определить напряжения во всех узлах и потокораспределение в ветвях сети.

Так же, как и в предыдущем случае, расчет начинается с наиболее удаленного от источника питания узла 3, напряжение в котором является неизвестным. Поэтому ток в узле

$$I_3^{(1)} = \frac{S_3}{\sqrt{3}U_3^{(0)}}$$

определяется приближенно через ожидаемое (начальное) $U_3^{(0)}$ приближение напряжения. Приближенno находят и зависимые от тока потери мощности и падение напряжения на участках сети. Расчет выполняют методом последовательных приближений (методом итераций) в два этапа.

Приведем последовательность расчета параметров режима рассматриваемой электрической сети ([рис. 11.7](#)).

Этап 1. Расчет потокораспределения

1. Принимаем напряжение на шинах НН подстанции, равное, например, номинальному напряжению сети ВН (приведённое к напряжению обмотки ВН трансформатора $U_3^{(0)} = U_3^{\text{НН}} \cdot k_t$). Вычисляем потери мощности в сопротивлениях трансформатора:

$$\Delta \underline{S}_{23}^{(1)} = 3I_3^{(1)2} \cdot \underline{Z}_3 = \left(\frac{S_3}{U_3^{(0)}} \right)^2 \underline{Z}_T = \Delta P_{23}^{(1)} + j\Delta Q_{23}^{(1)}.$$

2. Рассчитываем мощность в начале участка 2–3 (на входе сопротивлений обмоток трансформатора):

$$\underline{S}_{23}^{\text{H}} = P_{23}^{\text{H}} + jQ_{23}^{\text{H}} = P_3 + \Delta P_{23} + j(Q_3 + \Delta Q_{23}).$$

3. Находим мощности (потери) в шунтах узла 2:

$$\Delta \underline{S}_x = (U_2^{(0)})^2 Y^* = (U_2^{(0)})^2 (G_x + jB_x) = \Delta P_x^{(1)} + j\Delta Q_x^{(1)},$$

$$\underline{S}_{\text{ш2}} = (U_2^{(0)})^2 Y'' = (U_2^{(0)})^2 (G_2 - jB_{c2}) = \Delta P_{\text{кор}}^{(1)} - jQ_{c2}^{(1)}.$$

4. Определяем, используя балансовые соотношения в узле 2, мощность $\underline{S}_{12}^{\text{K}}$ в конце линии W_2 по формуле (11.36).

Аналогично выполняем распределение потоков мощности на всех остальных участках сети. Расчет продолжаем до тех пор, пока не будут найдены потоки $\underline{S}_{A1}^{\text{H}}$ и \underline{S}_A (см. рис. 11.5). При вычислении \underline{S}_A учитывается мощность шунта \underline{Y}_1' (потери на корону и зарядная мощность в начале линии W_1)

$$\underline{S}_{\text{ш}}^{\text{A}} = U_A^2 Y_1' = U_A^2 (G_1' - jB_{c1}) = \Delta P_{\text{кор}}^{\text{A}} - jQ_c^{\text{A}}.$$

Этап 2. Расчет напряжений в узлах сети

Исходными данными при этом служат заданное напряжение U_A источника питания и найденные на предыдущем этапе расчета мощности в начале каждого участка сети.

1. Определяем ток головного участка сети по данным начала звена

$$\dot{I}_{A1}^{(1)} = \frac{\underline{S}_{A1}^{\text{H}}}{\sqrt{3}U_A} = \frac{P_{A1}^{\text{H}} - jQ_{A1}^{\text{H}}}{\sqrt{3}U_A} = I_a^{(1)} - jI_p^{(1)}.$$

2. Вычисляем падение напряжения на головном участке

$$\Delta \dot{U}_{A1} = \Delta U'_{A1} + j\delta U''_{A1} = \sqrt{3} [(I_a^{(1)} R_1 + I_p^{(1)} X_1) + j(I_a^{(1)} X_1 + I_p^{(1)} R_1)]$$

или эту же величину, определяемую через поток головного участка

$$\Delta \dot{U}_{A1} = \frac{\overset{*}{S_{A1}^H}}{\overset{*}{U_A}} \cdot Z_{A1} = \frac{P_{A1}^H R_1 + Q_{A1}^H X_1}{U_A} + j \frac{P_{A1}^H X_1 - Q_{A1}^H R_1}{U_A}.$$

3. Находим в соответствии с указанным направлением тока \dot{I}_{a1} напряжение в узле 1

$$\dot{U}_1^{(1)} = U_A - \Delta \dot{U}_{a1} = U_A - \Delta U'_{A1} - j \delta U''_{A1} = U_1 \angle \delta_1. \quad (11.38)$$

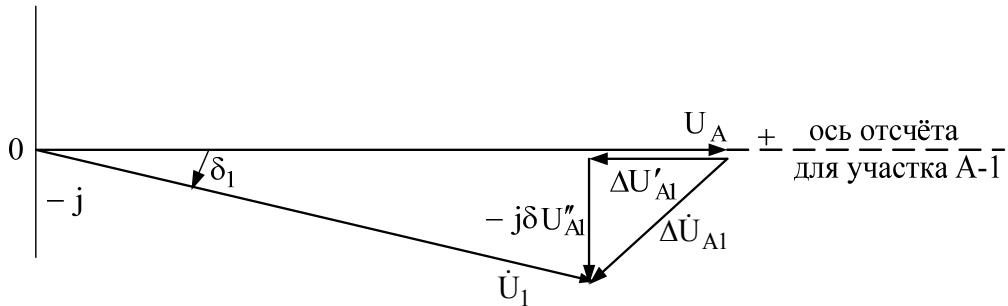


Рис. 11.8. Векторная диаграмма напряжений
для головного участка сети

На [рис. 11.8](#) приведена векторная диаграмма напряжений, соответствующая выражению [\(11.38\)](#). По диаграмме определяют величину (модуль) напряжения в узле 1

$$U_1^{(1)} = \sqrt{(U_A - \Delta U'_{A1})^2 + (\delta U''_{A1})^2}$$

и фазу (аргумент) этого напряжения

$$\delta_1^{(1)} = \arctg \frac{\delta U''_{A1}}{U_A - \Delta U'_{A1}}. \quad (11.39)$$

Расчет напряжений в других узловых точках сети выполняют аналогично. В частности, для концевого участка сети напряжение НН, приведенное к ВН,

$$\begin{aligned} U_3^{(1)} &= U_2^{(1)} - \Delta U'_{23} - j \delta U''_{23} = U_2^{(1)} - \sqrt{3} \dot{I}_{23} Z_3 = U_2^{(1)} - \frac{S_{23}}{U_2} Z_3 = \\ &= U_2^{(1)} - \frac{P_{23}^H R_3 + Q_{23}^H X_3}{U_2^{(1)}} - j \frac{P_{23}^H X_3 - Q_{23}^H R_3}{U_2^{(1)}} \end{aligned}$$

вычисляют через значение модуля вектора напряжения U_2 , получаемого в результате совмещения с осью отсчета аргументов (осью вещественных величин). Причем фазовый угол δ_3 равен сумме углов между векторами напряжений соседних узловых точек и определяется выражением вида (11.37). На

[рис. 11.9](#) приведена векторная диаграмма напряжений данной сети при заданном напряжении U_A в источнике питания.

Второй этап завершает расчет режима сети в первом приближении. Уточнение параметров электрического режима можно выполнить на второй итерации по рассмотренному алгоритму расчета, заменив начальное приближение напряжения $U_i^{(0)}$ на вычисленное $U_i^{(1)}$ в первом приближении. Формально окончание расчета можно контролировать вычислением критерия вида (10.36) для наиболее удаленной узловой точки 3:

$$\delta U_3^{(k+1)} = |U_3^{(k+1)} - U_3^{(k)}| \leq \varepsilon,$$

т. е. вычисления будут повторяться до тех пор, пока значение искомой переменной U_3 на двух смежных итерациях не будет отличаться на сколь угодно малую наперёд заданную величину ε . Однако практически достаточно для неперегруженных разомкнутых сетей выполнить одно-два приближения (итерации) рассмотренного расчета.

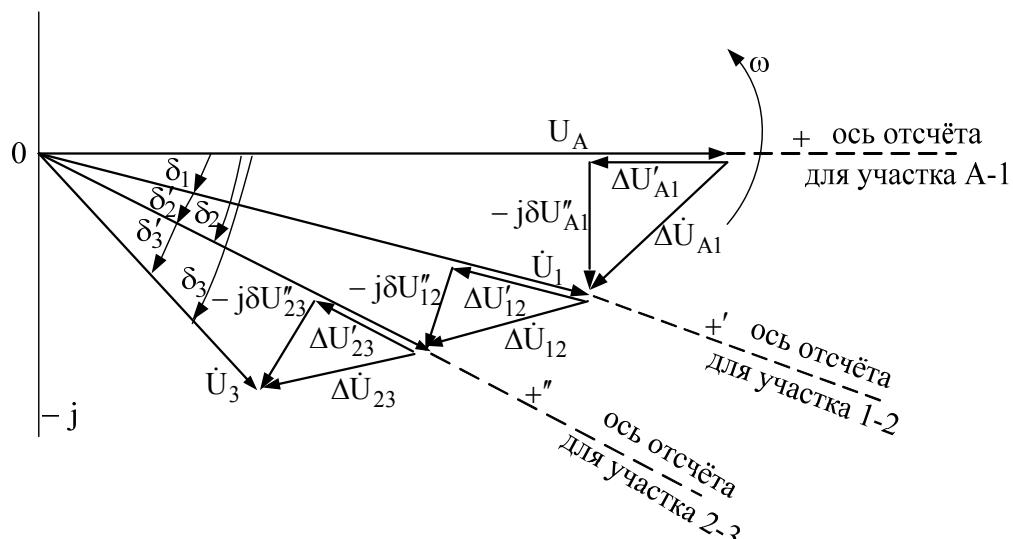


Рис. 11.9. Векторная диаграмма напряжений для сети из трех последовательных участков (расчет по данным в начале сети)

Зная напряжение U_3 , определим фактическое напряжение на шинах НН подстанции, например, при номинальном коэффициенте трансформации k_T :

$$U_3^{\text{НН}} = \frac{U_3}{k_T} = U_3 \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}}.$$

В итоге отметим, что при расчете режимов слабозагруженных сетей 110 кВ и сетей меньших номинальных напряжений общие расчетные формулы, приведенные здесь для определения напряжений в узловых точках сети, можно упростить. Поперечная составляющая падения напряжения

$$\delta U'' = \sqrt{3}(I_a X - I_p R) = \frac{(P X - Q R)}{U}$$

и соответственно фазовый сдвиг напряжений ([\(11.39\)](#)), например при передаче по сети активно-индуктивной мощности, имеет незначительную величину, поэтому ее влияние на модуль напряжения

$$U_{i+1} = \sqrt{(U_i - \Delta U'_i)^2 + (\delta U''_i)^2}$$

не учитывается, т. к. практически лежит в пределах точности расчета, а расчет напряжений ведется по упрощенным формулам вида ([\(9.34\)](#)).

Вопросы для самопроверки

1. В чём отличие расчётов электрического режима линии электропередачи и продольного звена?
2. Какие характерные случаи расчёта электрического режима линии?
3. В каких случаях и почему расчёт режима линии реализуется точной (прямой) и приближённой (итерационной) процедурой?
4. Когда расчёт режима линии выполняют в два этапа и что анализируют на каждом этапе?
5. Какие расчётные выражения алгоритмов анализа режима линии точным и приближённым методом Вы знаете?
6. Какой точный и приближённый алгоритм расчёта режима линии в токах Вы знаете?
7. В чём проявляется влияние активной и ёмкостной проводимостей ЛЭП на потери мощности и напряжение?
8. В каком случае для расчёта режима линии достаточно 1–2 итераций?
9. Что ухудшает сходимость расчёта?
10. Когда возникает режим холостого хода?
11. В чём его особенность для протяжённых линий?
12. Что определяет режим холостого хода ЛЭП?

13. Почему напряжение в конце линии превышает напряжение в её начале?
14. Как получить зависимость превышения напряжения в режиме холостого хода линии от её протяжённости?
15. Как построить векторную диаграмму напряжений в режиме холостого хода ЛЭП?
16. Почему вектор напряжения в конце линии отстает по фазе от вектора напряжения в начале?
17. Какой используется алгоритм анализа режима холостого хода протяжённых ЛЭП?
18. Какие электрические сети называются разомкнутыми?
19. Чем определяется рабочий (установившийся) режим электрической сети?
20. Какие исходные данные необходимы для выполнения расчета установленвшегося режима сети?
21. Какие методы чаще всего используют для расчета установившихся режимов простейших сетей?
22. Как влияют данные о нагрузке и напряжениях в узлах на последовательность расчета режима разомкнутой сети?
23. Какова последовательность расчета режима разомкнутой сети при задании напряжения в ее конечном узле?
24. В каких случаях можно вести расчет напряжений в узлах разомкнутой сети без учета поперечной составляющей вектора падения напряжения?
25. Каким образом учитываются поперечные ветви (шунты) при расчете режима разомкнутой сети?
26. Как найти фазовый угол напряжения узла, наиболее удаленного от балансирующего?
27. Как определить КПД линии электропередач при задании нагрузки в ее начале и конце?

ЛЕКЦИЯ 12. РАСЧЁТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ПРОСТЫХ ЗАМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

План

1. Определение и схемы замкнутых электрических сетей.
2. Расчётные нагрузки и схемы электрических сетей.
3. Анализ электрического режима простейшей замкнутой электрической сети.
4. Расчёт потокораспределения.
5. Правило моментов для токов при расчёте сети с двусторонним питанием.
6. Правило моментов для мощностей при расчёте сети с двусторонним питанием.

Замкнутыми называются электрические сети, в которых электропотребители (узлы нагрузки) получают электроэнергию с двух и более сторон (источников), чем обеспечивается высокая надёжность электроснабжения.

Наиболее простую замкнутую сеть образуют, например, две параллельно включенные линии или два трансформатора, работающие на общую электрическую нагрузку ([рис. 12.1, а](#)). В общем случае сети, содержащие один замкнутый контур, называются кольцевыми ([рис. 12.1, б](#)). Разновидностью таких сетей считаются линия или сеть с двусторонним питанием ([рис. 12.1, в](#)). Сложнозамкнутыми принято называть сети, содержащие два и более замкнутых контура ([рис. 12.1, г](#)). В этих сетях каждый узел нагрузки получает электропитание по двум и более линиям.



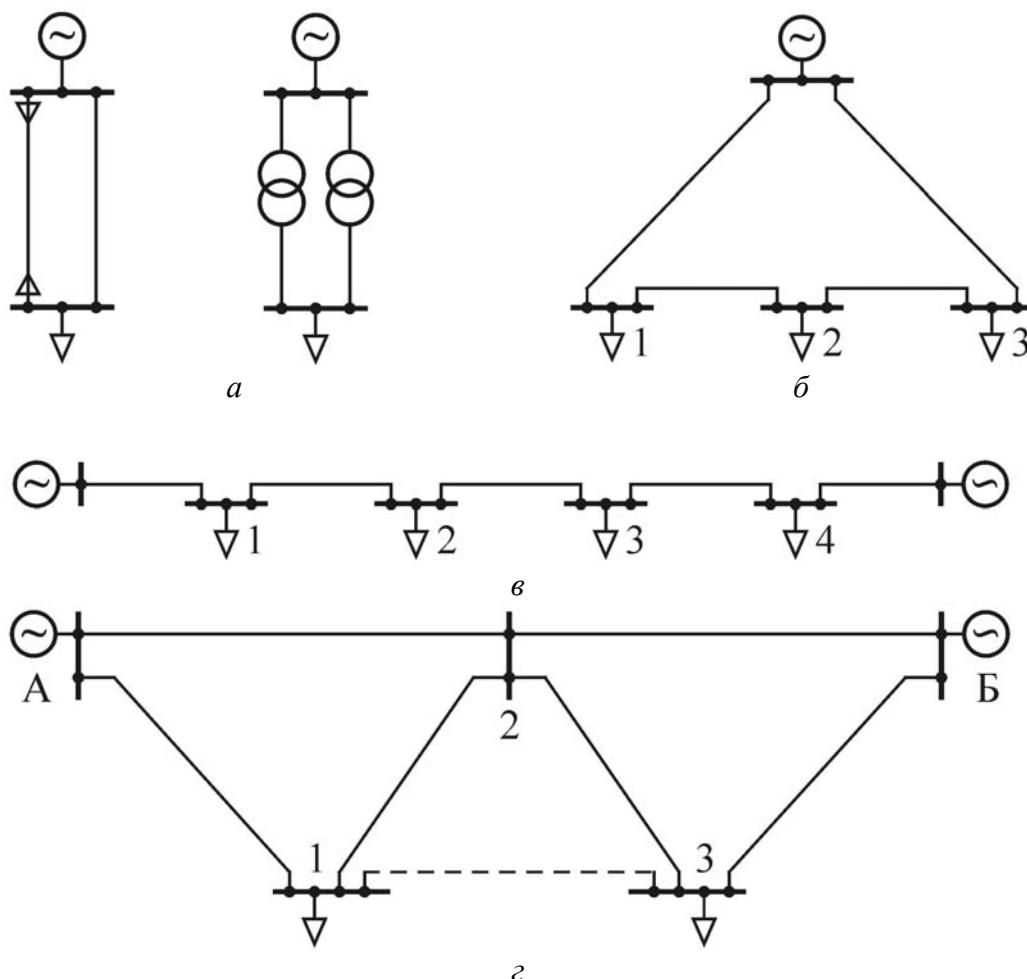


Рис. 12.1. Схемы замкнутых электрических сетей: а и б – сети с одним контуром; в – линия с двусторонним питанием; г – сложная замкнутая сеть

Расчёты режимов замкнутых электрических сетей сложнее, чем разомкнутых, и в большинстве случаев их выполняют на ЭВМ с помощью программно-вычислительных комплексов.

12.1. Расчётные нагрузки и схемы электрических сетей

Анализ режимов электрических сетей, выполняемый вручную, производится применительно к схемам замещения, нагрузки узлов которых наряду с мощностями потребителей (источников) определяются с учётом потерь мощности в трансформаторах подстанций, а также мощностей проводимостей (шунтов) П-образных схем замещения примыкающих линий. Нагрузки узлов, определяемые (сформированные) таким образом, называются расчётными (эквивалентными), а соответствующие схемы замещения – расчётными.

Возможность упрощения исходной схемы замещения при использовании этого понятия проиллюстрируем на примере схемы электрической сети (рис. 12.2, а) с номинальным напряжением, не превышающим 220 кВ. В этой схеме на шины высшего напряжения электростанции 1 через повышающий трансформатор T_1 выдаётся заданная мощность S_1 . С шин ВН подстанции 2

12.1. Расчётные нагрузки и схемы электрических сетей

через понижающий трансформатор T_2 передаётся мощность нагрузки \underline{S}_2 . Внешняя система представлена электрической станцией (подстанцией) 3, балансирующей по активной и реактивной мощности. К шинам ВН электростанций 1 и 3 и подстанции 2 подходят по 2 линии районной электрической сети.

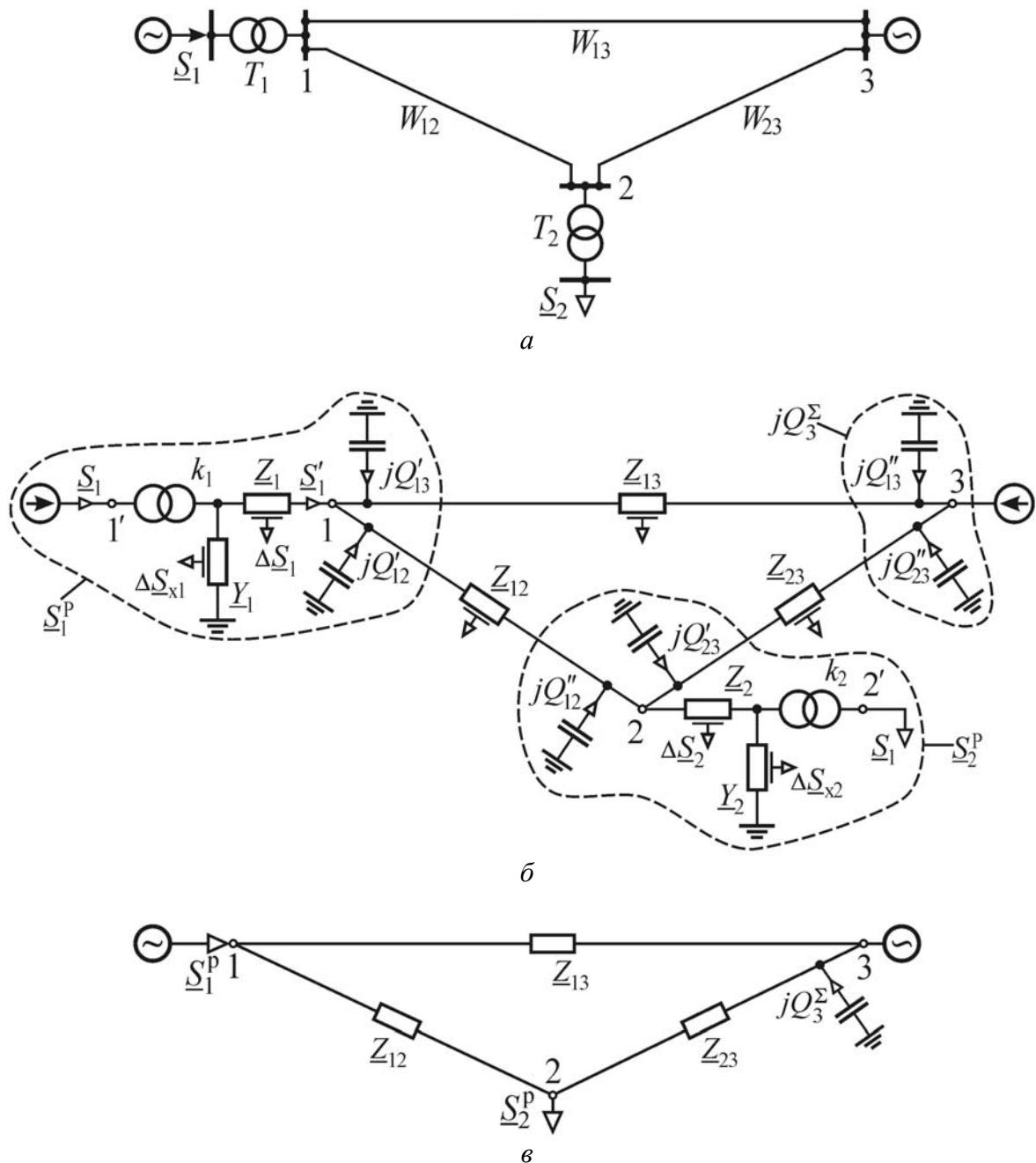


Рис. 12.2. Схемы электрической сети: *a* – принципиальная; *б* – исходная схема замещения; *в* – расчётная схема замещения

На [рис. 12.2, б](#) показана схема замещения, характеризующая условия распределения мощностей в ветвях, связанных с узловыми точками 1, 2, 3

12.1. Расчётные нагрузки и схемы электрических сетей

замкнутой электрической сети. На этой схеме суммарная мощность, проходящая по сопротивлениям Z_{12} и Z_{13} примыкающих линий

$$\underline{S}_{1\Sigma} = -\underline{S}'_1 - jQ'_{c12} - jQ'_{c13},$$

причем мощность \underline{S}'_1 отличается от мощности генерации \underline{S}_1 на величину потерь в обмотках трансформатора T_1 (в сопротивлении Z_1) и его потерь холостого хода, т. е.

$$\underline{S}'_1 = \underline{S}_1 - \Delta\underline{S}_1 - \Delta\underline{S}_{x_1}.$$

Тогда суммарную нагрузку на шинах электрической станции 1, в дальнейшем называемую расчётной (эквивалентной), для узла 1 определим в виде мощности

$$\underline{S}_1^p = \underline{S}_{1\Sigma} = -\underline{S}_1 + \Delta\underline{S}_1 + \Delta\underline{S}_{x_1} - jQ'_{c12} - jQ'_{c13}. \quad (12.1)$$

или тока

$$\dot{I}_1 = S_1^p / \sqrt{3} U_1^{*(0)}. \quad (12.2)$$

Аналогично выразим расчетную мощность подстанций 2 и 3:

$$\underline{S}_2^p = \underline{S}_{2\Sigma} = \underline{S}_2 + \Delta\underline{S}_2 + \Delta\underline{S}_{x_2} - jQ'_{c21} - jQ''_{c23} \quad (12.3)$$

Суммарная зарядная мощность линий, примыкающих к балансирующему источнику 3,

$$S_{3p} = Q_{3\Sigma}^c = \frac{1}{2} (B_{c_{13}} + B_{c_{23}}) U_3^2$$

увеличивает его возможности по генерации реактивной мощности, но не оказывает влияния на потокораспределение в замкнутой сети, а потому в расчетах не учитывается.

Замена исходной схемы замещения (рис. 12.2, б) на расчётную (рис. 12.2, в), содержащую только продольные ветви, не только существенно её упрощает, но и позволяет практически реализовать инженерные методики расчёта и анализа режимов замкнутых электрических сетей.

Отказ от учёта фактических напряжений при определении расчётных электрических нагрузок обусловливает в итоге меньшую точность расчёта электрического режима. Снижение погрешности можно достигнуть на очередной итерации расчёта, уточнив расчётные электрические нагрузки с учётом напряжений, полученных на предыдущей итерации.



12.2. Анализ электрического режима простейшей замкнутой электрической сети

Рассматривается сеть (рис. 12.3, *a*), представленная исходной и эквивалентной схемами замещения (рис. 12.3, *a*, *б*) с расчётной нагрузкой \underline{S} или \dot{I} . Пунктиром показана эквивалентная проводимость, присущая отдельным элементам сетей 35 кВ и выше, учёт которой не оказывает влияния на режим анализируемого участка.

Определим токо- и потокораспределение в исходной схеме.

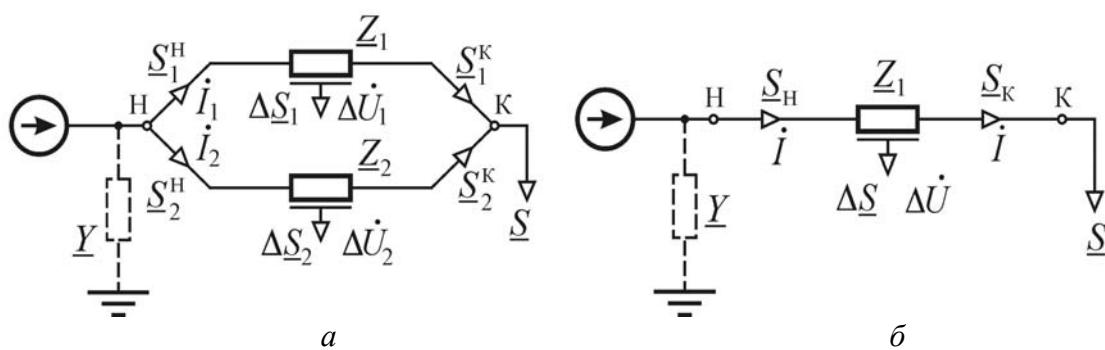


Рис. 12.3. Схемы замещения простейшей замкнутой сети:
а – исходная; *б* – эквивалентная

Учитывая равенство падений напряжений на параллельных и эквивалентной ветвях, можно записать

$$\dot{I}_1 \underline{Z}_1 = \dot{I}_2 \underline{Z}_2 = \dot{I} \underline{Z},$$

откуда

$$\dot{I}_1 = \dot{I} \frac{\underline{Z}}{\underline{Z}_1}, \quad \dot{I}_2 = \dot{I} \frac{\underline{Z}}{\underline{Z}_2}. \quad (12.5)$$

Или с учётом эквивалентного сопротивления участка

$$\underline{Z} = \underline{Z}_1 - \underline{Z}_2 / (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2)$$

получим

$$\dot{I}_1 = \dot{I} \frac{\underline{Z}_2}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2}, \quad \dot{I}_2 = \dot{I} \frac{\underline{Z}_1}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2}. \quad (12.6)$$

В общем случае при m параллельных ветвей с эквивалентным сопротивлением \underline{Z}_e и суммарным током \dot{I}_e имеем

$$\dot{I}_1 \underline{Z}_1 = \dot{I}_2 \underline{Z}_2 = \dots = \dot{I}_i \underline{Z}_i = \dots = \dot{I}_m \underline{Z}_m = \dot{I}_3 \underline{Z}_3.$$

Откуда ток в i -й ветви $\dot{I}_i = \dot{I}_3 \frac{\underline{Z}_3}{\underline{Z}_i}$, где $\frac{1}{\underline{Z}_3} = \sum_{i=1}^m \frac{1}{\underline{Z}_i}$.

Преобразуем формулы (12.5) и (12.6) к виду, пригодному для расчёта распределения мощностей между параллельными ветвями.

Дополним комплексы токов до мощностей, умножив их на множитель $\sqrt{3} U_a^*$ с сопряжённым напряжением в узле а. Тогда в соответствии с записью комплекса полной мощности в виде

$$\underline{S} = \sqrt{3} U^* \dot{I} = P - jQ$$

выражения (12.5) и (12.6) преобразуются, например, для мощности \underline{S}_1 , следующим образом:

$$P_1 - jQ_1 = (P_1 - jQ_1) \frac{\underline{Z}}{\underline{Z}_1} = (P_1 - jQ_1) \frac{\underline{Z}_2}{\underline{Z}_2 + \underline{Z}_1}. \quad (12.7)$$

Выражения вида $P - jQ$ являются сопряжёнными относительно записи мощности

$$\underline{S} = \sqrt{3} U^* \dot{I} = P + jQ, \quad (12.8)$$

используемой в данном случае в качестве основной. Поэтому необходимо выразить выражения (12.7) относительно (12.8) переписать в виде

$$\underline{S}_1 = \underline{S} \frac{\underline{Z}}{\underline{Z}_1} = \underline{S} \frac{\underline{Z}_2}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2}. \quad (12.9)$$

В результатах удобнее анализировать исходные, а не сопряженные значения мощностей, поэтому необходимо в формулах (12.9) проделать операцию сопряжения. В результате получим выражения, аналогичные (12.5) и (12.6):

$$\underline{S}_1 = \underline{S} \frac{\underline{Z}}{\underline{Z}_1} = \underline{S} \frac{\underline{Z}_2}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2}, \quad \underline{S}_2 = \underline{S} \frac{\underline{Z}}{\underline{Z}_2} = \underline{S} \frac{\underline{Z}_1}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2}. \quad (12.10)$$



12.3. Расчёт потокораспределения

В отличие от распределения токов величина мощности в начале и конце звена неодинаковая и отличается на величину потерь мощности. Для сохранения баланса мощности в узле А найденные потоки ветвей \underline{S}_1 и \underline{S}_2 принимаем примыкающими к этому узлу, т. е. равными потокам S_1^k и S_2^k в конце соответствующих звеньев (рис. 12.3, а). Далее расчёт электрического режима выполняется так же, как и в разомкнутых сетях, два звена образуются в результате условного деления (размыкания) замкнутой сети в точке раздела мощности А. Характер выполняемого далее расчёта зависит от того, в каком из узлов (А или Б) схемы задано напряжение.

Допустим, что известно напряжение в узле А. В этом случае реализуется алгоритм точного (прямого) расчёта, и параметры режима определяются в один этап от узла А к узлу Б. Так, потери мощности в параллельных звеньях определим в виде

$$\Delta \underline{S}_1 = 3I_1^2 \underline{Z}_1 = \left(\frac{S_1^k}{U_A} \right)^2 \underline{Z}_1, \quad \Delta \underline{S}_2 = 3I_2^2 \underline{Z}_2 = \left(\frac{S_2^k}{U_A} \right)^2 \underline{Z}_2,$$

суммарное значение которых можно найти также по данным эквивалентной схемы

$$\Delta \underline{S} = \Delta \underline{S}_1 + \Delta \underline{S}_2 = 3I^2 \underline{Z} = \left(\frac{S}{U_A} \right)^2 \underline{Z}.$$

Падения напряжения на параллельных и эквивалентной ветвях одинаковые

$$\Delta \dot{U} = \Delta \dot{U}_1 = \Delta \dot{U}_2 = \sqrt{3} \dot{I} \underline{Z} = \frac{\overset{*}{S}}{U_A} \cdot \underline{Z}.$$

Тогда потоки мощности в начале параллельных звеньев (рис. 12.3, а, б)

$$\underline{S}_1^H = S_1^k + \Delta \underline{S}_1, \quad \underline{S}_2^H = S_2^k + \Delta \underline{S}_2$$

образуют суммарный поток мощности, поступающий в данную замкнутую сеть: $\underline{S}^H = \underline{S}_1^H + \underline{S}_2^H = \underline{S} + \Delta \underline{S}$. Напряжение в узле Б $\dot{U}_B = U_A + \Delta \dot{U}$.

12.4. Расчет электрического режима сети с двусторонним питанием

Линия (сеть) с двусторонним питанием объединяет два источника А и Б (электрические системы, электрические станции или подстанции), напря-



жение на шинах которых известно и поддерживается неизменным ([рис. 12.1, в](#)). В общем случае напряжения источников различны: $\dot{U}_A \neq \dot{U}_B$. Электрический режим сети с одинаковыми по модулю и фазе напряжениями источников ($\dot{U}_A = \dot{U}_B$) рассматривается как частный случай, соответствующий замкнутой одноконтурной сети при размыкании ее по источнику питания ([рис. 12.1, б](#)).

12.4.1. Правило моментов для токов

Рассмотрим небольшую электрическую сеть с двусторонним питанием ([рис. 12.4](#)). Нагрузки узлов 1, 2, 3 заданы комплексными значениями расчетных токов. Напряжения узлов А и Б одинаковые ($\dot{U}_A = \dot{U}_B$).

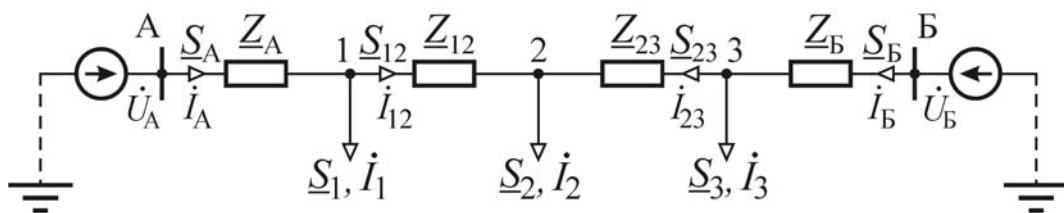


Рис. 12.4. Электрическая сеть с двусторонним питанием

Предположим, что под воздействием нагрузок в узлах токи в ветвях приняли указанные на схеме направления. В соответствии со вторым законом Кирхгофа можно записать

$$\dot{U}_A - \dot{U}_B = \sqrt{3} (I_A \underline{Z}_A + I_{12} \underline{Z}_{12} - I_{23} \underline{Z}_{23} - I_A \underline{Z}_B) = 0. \quad (12.11)$$

По балансовым соотношениям первого закона Кирхгофа выразим токи в ветвях (на участках) сети через известные токи нагрузок в узлах и искомый ток на головном участке сети \dot{I}_A :

$$I_{12} = I_A - I_1, \quad I_{23} = -I_A + I_1 + I_2, \quad I_B = -I_A + I_1 + I_2 + I_3. \quad (12.12)$$

Подставив токи из выражения ([12.12](#)) в ([12.11](#)):

$$I_A \underline{Z}_A + (I_A - I_1) \underline{Z}_{12} - (I_1 + I_2 - I_A) \underline{Z}_{23} - (I_1 + I_2 + I_3 - I_A) \underline{Z}_B = 0$$

и выполнив математическое преобразование, получим

$$I_A (\underline{Z}_A + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_B) - I_1 (\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_B) - I_2 (\underline{Z}_{23} + \underline{Z}_B) - I_3 \underline{Z}_B = 0$$

Обозначим:

$$\underline{Z}_A + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_B = \underline{Z}_{AB};$$

$$\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_B = \underline{Z}_{1B};$$

$$\underline{Z}_{23} + \underline{Z}_B = \underline{Z}_{2B}.$$

Тогда $\dot{I}_A \underline{Z}_{AB} - \dot{I}_1 \underline{Z}_{1B} - \dot{I}_2 \underline{Z}_{2B} - \dot{I}_3 \underline{Z}_{3B} = 0$.

Отсюда ток головного участка А:

$$\dot{I}_A = \frac{\dot{I}_1 \underline{Z}_{1B} + \dot{I}_2 \underline{Z}_{2B} + \dot{I}_3 \underline{Z}_{3B}}{\underline{Z}_{AB}}.$$

Или в общем виде для сети, содержащей n нагрузочных узлов, можно записать

$$\dot{I}_A = \frac{\dot{I}_1 \underline{Z}_{1B} + \dot{I}_2 \underline{Z}_{2B} + \dots + \dot{I}_n \underline{Z}_{nB}}{\underline{Z}_{AB}} = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{I}_i \underline{Z}_{iB}}{\underline{Z}_{AB}}. \quad (12.13)$$

Правило моментов может быть аналогично применено и для определения тока на головном участке Б. В этом случае моменты токов находят относительно узла А:

$$\dot{I}_B = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{I}_i \underline{Z}_{iA}}{\underline{Z}_{AB}}. \quad (12.14)$$

Выражения (12.13), (12.14) получили название правила моментов для токов. Действительно, для вычисления, например, тока источника А рассчитывают моменты токов по отношению к противоположному источнику Б. Эти выражения аналогичны выражению для определения реакции (ответа) R_A, R_B опор бесконсольной балки:

$$R_A = \frac{\sum_{i=1}^n P_i L_{iB}}{L_{AB}}, \quad R_B = \frac{\sum_{i=1}^n P_i L_{iA}}{L_{AB}}$$

при воздействии на нее сосредоточенных механических нагрузок (сил) P_i (рис. 12.5).



В формулах (12.13), (12.14) токи в узлах выступают в роли механических нагрузок, а сопротивления ветвей от точки подключения нагрузки до узла Б или (А) – в роли плеча.

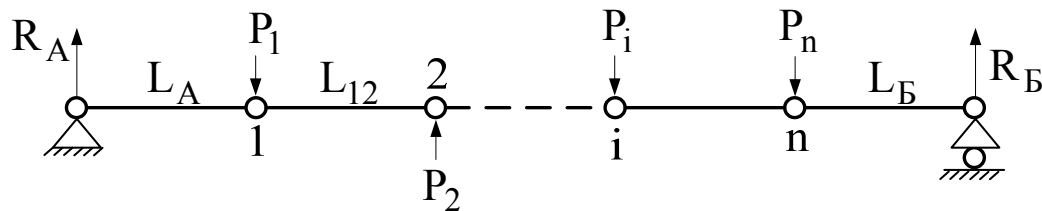


Рис. 12.5. Расчетная схема бесконсольной балки с сосредоточенными нагрузками

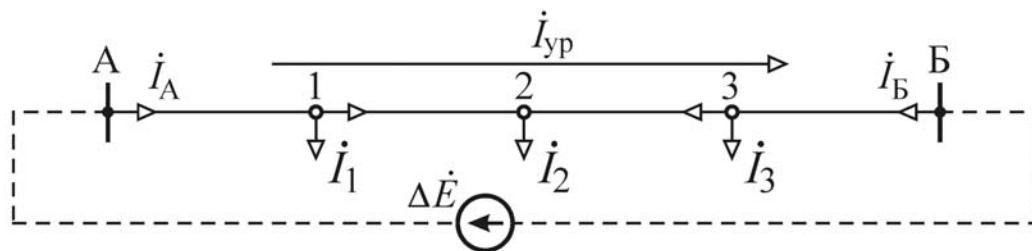


Рис. 12.6. Электрическая сеть с уравнительным током

Рассмотрим случай неравенства напряжений ($\dot{U}_A \neq \dot{U}_B$) источников. Под воздействием ЭДС, равной разнице напряжений $\Delta \dot{E} = \dot{U}_A - \dot{U}_B > 0$, в схеме протекает уравнительный ток (рис. 12.6)

$$\dot{I}_{up} = \frac{\Delta \dot{E}}{\sqrt{3} Z_{AB}} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3} Z_{AB}}, \quad (12.15)$$

с учетом которого скорректируем токи источника (головных участков):

$$\dot{I}'_A = \dot{I}_A + \dot{I}_{up} = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{I}_i Z_{iB}}{Z_{AB}} + \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3} Z_{AB}}, \quad (12.16)$$

$$\dot{I}'_B = \dot{I}_B - \dot{I}_{up} = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{I}_i Z_{iA}}{Z_{AB}} + \frac{\dot{U}_B - \dot{U}_A}{\sqrt{3} Z_{AB}}.$$

Таким образом, результирующий ток источника образуется двумя слагаемыми: первое слагаемое обусловлено нагрузками в узлах и соотношениями сопротивлений отдельных участков сети, второе слагаемое тока определяется разностью напряжений источников, сопротивлением всей сети и не зависит от величины и места подключения нагрузок.

12.4.2. Правило моментов для мощностей

В этом случае электрические нагрузки в узлах задаются расчетными мощностями. Переход от строгих выражений (12.13), (12.14) для токов к аналогичным выражениям для мощностей можно выполнить при введении допущения о равенстве напряжений во всех точках сети:

$$\dot{U}_A = \dot{U}_B = \dot{U}_1 = \dot{U}_2 = \dots = \dot{U}_n, \quad (12.17)$$

что равносильно неучету потерь мощности на участках сети. Действительно, при условии (12.17) выражение

$$\Delta S_{ij} = \left| \dot{U}_1 - \dot{U}_2 \right|^2 \cdot Y_{ij}^* = \Delta U_{ij}^2 / Z_{ij}^* = 0$$

обращается в нуль.

Теперь, если умножить левые и правые части выражений (12.13) и (12.14) на множитель $\sqrt{3} \dot{U}^*$, то имеем

$$\sqrt{3} \dot{U}^* \dot{I}_A = \frac{\sum_{i=1}^n \sqrt{3} \dot{U}_i^* I_{iB}}{Z_{AB}}, \quad \sqrt{3} \dot{U}^* \dot{I}_B = \frac{\sum_{i=1}^n \sqrt{3} \dot{U}_i^* I_{iA}}{Z_{AB}};$$

выражения для сопряженных мощностей

$$S_A^* = \frac{\sum_{i=1}^n S_i^* Z_{iB}}{Z_{AB}}, \quad S_B^* = \frac{\sum_{i=1}^n S_i^* Z_{iA}}{Z_{AB}}, \quad (12.18)$$

или, выполнив в формуле (12.18) операцию сопряжения, окончательно получим

$$\underline{S}_A = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i Z_{iB}^*}{Z_{AB}}, \quad \underline{S}_B = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i Z_{iA}^*}{Z_{AB}}. \quad (12.19)$$

В случае неравенства напряжений ($U_A \neq U_B$) источников уравнительный поток мощности определяем по соотношению

$$\underline{S}_{yp} = \sqrt{3} \dot{U}_{cp} I_{yp}^* = \dot{U}_{cp} \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{Z_{AB}}, \quad (12.20)$$

где $\dot{U}_{cp} = \frac{1}{2}(\dot{U}_A + \dot{U}_B)$ – среднее напряжение источников. Тогда потоки мощностей головных участков вычисляем в виде

$$\underline{S}'_A = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i Z_{iB}^*}{Z_{AB}} + \dot{U}_{cp} \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{Z_{AB}}, \quad \underline{S}'_B = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i Z_{iA}^*}{Z_{AB}} + \dot{U}_{cp} \frac{\dot{U}_B - \dot{U}_A}{Z_{AB}}. \quad (12.21)$$

Для проверки правильности расчетов потоков головных участков рекомендуется проверить выполнение баланса мощностей в электрической сети:

$$\underline{S}_A + \underline{S}_B = \sum_{i=1}^n \underline{S}_i, \quad \text{или} \quad \underline{S}'_A + \underline{S}'_B = \sum_{i=1}^n \underline{S}_i, \quad (12.22)$$

т. е. сумма мощностей, поступающих в сеть, должна быть равна сумме мощностей нагрузок в ее узлах. Аналогично должен выполняться баланс токов в сети:

$$\dot{I}_A + \dot{I}_B = \sum_{i=1}^n \dot{I}_i, \quad \text{или} \quad \dot{I}'_A + \dot{I}'_B = \sum_{i=1}^n \dot{I}_i.$$

Вопросы для самопроверки

1. Какие сети называются замкнутыми?
2. Какие виды замкнутых сетей Вы знаете?
3. В чём преимущество замкнутых сетей?
4. Что понимают под расчётной нагрузкой узла замкнутой сети?
5. В чём смысл использования расчётных нагрузок при анализе режима?

мов замкнутых сетей?

6. Какое отличие в определении расчётной нагрузки для узлов генерации и потребления?

7. Почему возникает погрешность при анализе электрических режимов сети с расчётными нагрузками?

8. Как с помощью закона Ома определить распределение токов в параллельных ветвях?

9. Каким образом на основе распределения токов найти распределение потоков мощности в параллельных ветвях?

10. Почему в соответствующем выражении значения сопротивлений комплексно-сопряжённые величины?

11. Как можно уточнить потокораспределение с учётом потерь мощности?

12. Чем определяется выбор точного или приближённого алгоритма уточнения потокораспределения?

13. Как можно уточнить потоки мощности, примыкающие к точке потокораздела?

14. На каких условиях основано выражение для расчета распределения мощностей в сети с двусторонним питанием?

15. В каком случае протекает уравнительный ток (мощность) в сети с двусторонним питанием?

16. Что такое точка потокораздела и как она выбирается?

17. Каковы особенности Правила моментов для однородной сети?

18. Как выполняется расчет режима сети с двусторонним питанием, если точки потокораздела по активной и реактивной мощности не совпадают?

19. Каким образом проверить правильность расчета токов в сети с двусторонним питанием?

ЛЕКЦИЯ 13. МЕТОДЫ РАСЧЁТА И АНАЛИЗА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

План

1. Структура расхода электроэнергии на её передачу.
2. Потери, зависящие и не зависящие от нагрузки.
3. Метод характерных суточных режимов.
4. Метод средних нагрузок.
5. Метод среднеквадратичных параметров режимов.
6. Метод времени наибольших потерь.

Электрическая сеть, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии, как и любой другой технический объект, требует для своего функционирования определенных затрат энергии, которые выражаются в виде технологического расхода электроэнергии на ее передачу ([рис. 13.1](#)). Он состоит из затрат энергии на производственные нужды подстанций и технических потерь электроэнергии, связанных с физической сущностью процесса передачи электроэнергии. Качественный уровень построения и эксплуатации электрической сети характеризуется коэффициентом полезного действия:

$$\eta = \frac{W_{\text{п}} - W_{\text{т.р}}}{W_{\text{п}}} 100 \% = \frac{W_{\text{п}} - W_{\text{с.н}} - \Delta W}{W_{\text{п}}} 100 \% , \quad (13.1)$$

где $W_{\text{п}}$ – энергия, поступившая в сеть; $W_{\text{т.р}}$ – технологический расход ЭЭ на её передачу; $W_{\text{с.н}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды; ΔW – потери электроэнергии.

При финансовых расчетах между энергосистемой и потребителями важен анализ баланса энергии

$$W_{\text{п}} = W_{\text{o}} + W_{\text{т.р}} \pm \Delta W_{\text{k}},$$

где W_{o} – оплаченная потребителем электроэнергия; ΔW_{k} – так называемые коммерческие потери.

Коммерческие потери связаны с погрешностями (которые могут быть как положительными, так и отрицательными) многочисленных приборов учета электроэнергии на электростанциях, в сетях и у потребителей, возможной несвоевременной оплатой потребленной электроэнергии, а также возможными хищениями электроэнергии.

Заметим, что при анализе режима сети представляют интерес потери как активной, так и реактивной мощности. При переходе же к анализу потерь



энергии важны только потери активной энергии. Расчет реактивной энергии практического значения не имеет.

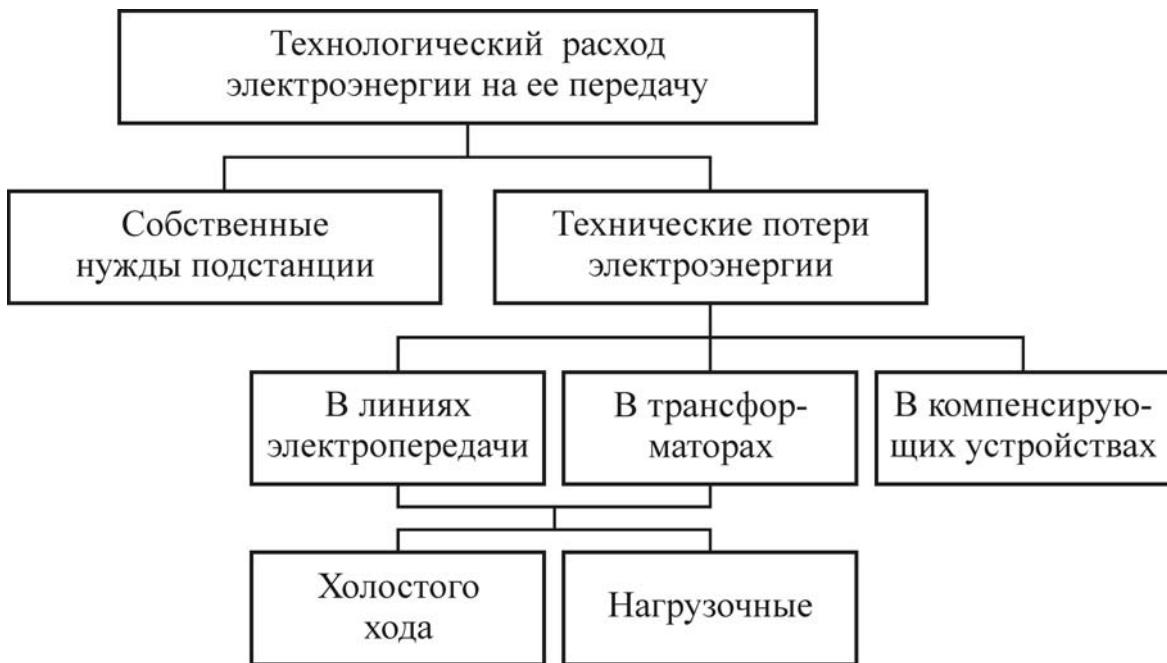


Рис. 13.1. Структура расхода электроэнергии на ее передачу

Оценку потерь обычно производят по процентам относительно отпущеной энергии. Возникает вопрос: а каковы должны быть потери электроэнергии. Конечно, их можно снизить, применив, например, на линиях провода с большей площадью сечения. Но это приведет к увеличению капитальных затрат. Поэтому при выборе путей рационального построения электрической сети всегда в качестве конкурирующих выступают факторы капитальных затрат и стоимости потерь электроэнергии. Из сказанного следует, что не всегда целесообразно стремиться к снижению потерь, т.к. существует какой-то оптимальный (рациональный) уровень потерь, основанный на условиях конкретной энергосистемы с учетом указанных факторов. В условиях же эксплуатации всегда нужно стремиться к снижению потерь, если оно не связано с дополнительными капитальными затратами.

Опыт работы энергосистем различных стран мира свидетельствует о том, что потери электроэнергии могут находиться в достаточно широких пределах (от 7 до 15 %).

Задача рационализации уровня потерь важна из-за того, что они связаны с необходимостью дополнительной выработки электроэнергии на электростанциях, что в свою очередь требует дополнительных затрат топлива. Таким образом, потери электроэнергии напрямую связаны с дополнительным расходом топлива на тепловых электростанциях, являющихся замыкающим видом затрат электростанций в энергосистеме, и следовательно, непосредственно влияют на экономические показатели функционирования энергосистем.

Иногда высказывается мнение: а нужно ли вообще выполнять расчеты потерь электроэнергии. Ведь, казалось бы, их можно определить в виде разности показаний приборов учета электроэнергии на электростанциях и у потребителей. Однако такой подход к проблеме потерь электроэнергии неприемлем. Как уже отмечалось, приборы учета имеют погрешности, которые позволяют оценить потери лишь приближенно. Кроме того, приборы учета обычно не устанавливают на всем тракте передачи энергии от электростанции до потребителей. Поэтому не имеется возможности выявлять места (очаги) повышенных потерь, в т. ч. по сетям различных напряжений, и как следствие, намечать эффективные меры по их снижению. При разработке таких мер, а тем более при проектировании сети, необходимо знать изменение потерь, которое, конечно же, может быть выявлено только расчетным путем.

В условиях эксплуатации выделяют отчетные (фактические за прошлый период) и плановые потери, которые должны быть рассчитаны на перспективу с учетом ожидаемых режимов, намечаемых мер по их снижению и т.п. При этом потери электроэнергии могут определяться за месяц, квартал или год. При проектировании электрической сети представляют интерес, как правило, годовые потери. Очевидно, что в проектных расчетах допустимо вычислять потери электроэнергии менее точно, чем в эксплуатационных расчетах, т.к. точность задания исходной информации ниже. Вообще, информационная обеспеченность расчетов тесно связана с выбором соответствующих методов расчета.

Для выявления нерационально спроектированных участков сети необходимо изучать структуру потерь во всей системе передачи и распределения электроэнергии. Структурный анализ потерь производят путем их разделения по группам сетей: протяженные и межсистемные электропередачи, основные сети 110–750 кВ, распределительные сети 6–35 кВ, сети до 1000 В. Внутри каждой группы сети обычно разделяют по классам напряжений. В линиях и трансформаторах потери разделяют на зависящие и не зависящие от нагрузки (потери холостого хода). Информация, получаемая в результате такого анализа, позволяет оценить удельный вес потерь энергии во всех звеньях системы. Накопление информации в динамике дает возможность намечать пути рационального снижения потерь. Отобранные пути в дальнейшем должны быть подвергнуты более детальному технико-экономическому анализу и оценке их эффективности. После реализации намеченных путей выясняется фактическое их влияние на потери энергии.

Если бы режим работы сети, характеризующийся активными и реактивными нагрузками потребителей и генераторов электростанций, а также напряжениями в узлах сети, оставался в течение времени t неизменным, то потери электроэнергии можно было бы вычислять предельно просто:

$$\Delta W = \Delta P \cdot t, \quad (13.2)$$

где ΔP – потери мощности при указанных параметрах режима.



Однако в действительности параметры режима сети постоянно изменяются, поэтому изменяются и потери мощности. Причем изменения во многом носят вероятностный характер.

В любом случае расчет потерь электроэнергии наиболее просто вести для одного какого-то элемента сети (линии, трансформатора). При сложной сети (от системообразующей до распределительной) с многочисленными участками, когда на режим каждого-то участка сети оказывают влияние режимы большого числа потребителей, применяют специальные методы, базирующиеся, однако, на методах расчета для одного участка сети.

В линиях электропередачи и трансформаторах имеют место потери холостого хода и нагрузочные потери ([рис. 13.1](#)). Потери холостого хода не зависят от нагрузки участка сети и полагаются условно постоянными, хотя на них и оказывает влияние режим напряжений.

Потери энергии холостого хода в трансформаторах определяются по формуле

$$\Delta W_{x_t} = \Delta P_x T_t, \quad (13.3)$$

где ΔP_x – потери мощности холостого хода; T_t – время работы трансформатора в течение расчетного периода T .

Если, например, расчетный период равен одному году, то принимают $T_t \approx 8760$ ч.

Потери энергии холостого хода в кабельных линиях высокого напряжения, вызванные потерями активной мощности $\Delta P_{из}$ в изоляции, за время работы линии $T_{кл}$

$$\Delta W_{x_{кл}} = \Delta P_{из} T_{кл}. \quad (13.4)$$

Потери энергии холостого хода в ВЛ преимущественно состоят из потерь на корону, а также потерь от токов утечки по изоляторам. Потери на корону зависят от площади сечения провода, рабочего напряжения, конструкции фазы и вида погоды (хорошая, сухой снег, влажная, изморозь). Потери энергии определяют на основании потерь мощности, которые находят экспериментальным путем, с учетом продолжительности различных видов погоды в соответствующем регионе.

На потери мощности от токов утечки по изоляции, которые находятся в пределах 0,5 – 1 мА, влияют степень загрязнения изоляторов, вид погоды и количество опор на 1 км линии.

Нагрузочные потери электроэнергии в элементе сети за время T при неизменных активном сопротивлении R и напряжении U можно было бы определить по выражению

$$\Delta W = 3R \int_0^T I^2(t) dt = \frac{R}{U^2} \int_0^T S^2(t) dt, \quad (13.8)$$



где I – ток по элементу сети в момент времени t ; S – мощность по элементу сети в момент времени t . Однако описать изменение параметров $I^2(t)$ и $S^2(t)$ аналитической функцией даже за сутки, а тем более за год, представляется весьма затруднительным. Поэтому при расчете нагрузочных потерь электроэнергии вынужденно прибегают к различным допущениям и упрощениям, на базе которых и разрабатываются многочисленные методы расчета. Для практических расчетов на основе этих методов разработаны программы на ЭВМ различного назначения.

13.1. Метод характерных суточных режимов

По этому методу намечают характерные сутки в пределах расчетного периода T . Для каждого из выбранных суток составляют графики нагрузок, которые представляют в виде ступенчатых линий, причем на каждой ступени графика нагрузка остается неизменной. Тогда потери энергии за соответствующие характерные сутки можно определить по формуле

$$\Delta W_x = \sum_i \Delta P_i t_i = 3R \sum_{i=1}^n I_i^2 t_i = \frac{R}{U^2} \sum_{i=1}^n S_i^2 t_i, \quad (13.10)$$

где I_i – ток на i -й ступени графика нагрузки; S_i – мощность на i -й ступени графика нагрузки; t_i - продолжительность ступени; n – число ступеней суточного графика.

Годовые потери электроэнергии составят:

$$\Delta W = \sum_{j=1}^m \Delta W_{x_j} n_{x_j}, \quad (13.11)$$

где m – число намеченных характерных суток; n_{x_j} - число j -х характерных суток.

В качестве характерных могут быть рабочие и выходные зимние, летние, весенние и осенние сутки, т.е. 8 суток. Тогда $m = 8$.

Для приближенных расчетов ориентируются лишь на характерные зимние и летние сутки. Тогда потери энергии

$$\Delta W = \Delta W_3 n_3 + \Delta W_\text{л} n_\text{л}, \quad (13.12)$$

где ΔW_3 , $\Delta W_\text{л}$ – потери энергии за характерные зимние и летние сутки; n_3 , $n_\text{л}$ – число зимних и летних характерных суток, обычно принимается $n_3 = 213$, $n_\text{л} = 152$.

В условиях эксплуатации графики нагрузки формируются на основе специальных замеров в характерные сутки года. При проектировании сетей расчетные нагрузки могут быть определены лишь приближенно, поэтому вычисленные потери также являются приближенными. К недостаткам метода относится то, что он предполагает использование графиков полной, а не ак-



тивной мощности, которые являются менее точными. Кроме того, на результатах расчета отражается изменение схемы сети в течение года, динамика нагрузок, изменение нагрузок электростанций и др. Поэтому потери энергии, рассчитанные за характерные сутки, не остаются неизменными в течение всего характерного для этих суток периода. Тем не менее, метод характерных режимов можно считать одним из наиболее точных. Он рекомендуется при расчете потерь в основных сетях энергосистемы, а также в качестве эталонного для сравнения с другими методами. Для повышения точности расчета годовых потерь, рассчитанных по формулам (13.11) или (13.12), рекомендуется использовать коэффициент нерегулярности $k_{\text{сx}}$, учитывающий влияние вынужденных режимов из-за изменения схемы:

$$\Delta W_{\text{сx}} = \Delta W k_{\text{сx}}. \quad (13.13)$$

Значение коэффициента $k_{\text{сx}}$ может быть принято равным 1,04–1,08.

В тех случаях, когда затруднительно определить потери электроэнергии ΔW_{x_j} (формула (13.11)) за характерные сутки, можно применить подход, основанный на расчете характерных режимов. Тогда годовые потери электроэнергии находятся по формуле

$$\Delta W = \sum_{j=1}^k \Delta P_j \Delta t_j, \quad (13.14)$$

где ΔP_j – нагрузочные потери мощности при j -м режиме; Δt_j – продолжительность j -го режима; k – число выбранных характерных режимов.

Основной недостаток такого подхода заключается в трудности обоснования каждого характерного режима и особенно его продолжительности.

13.2. Метод средних нагрузок

Нагрузочные потери электроэнергии за рассматриваемый период времени T находят по формуле

$$\Delta W = \Delta P_{\text{cp}} T, \quad (13.15)$$

где ΔP_{cp} – потери активной мощности при средних нагрузках сети.

В условиях эксплуатации средние нагрузки находятся на основании измерений активного W_a и реактивного W_p электропотребления:

$$P_{\text{cp}} = \frac{W_a}{T}, \quad Q_{\text{cp}} = \frac{W_p}{T}.$$

Приближенно, а также при перспективных расчетах, когда измерить W_a и W_p невозможно, они могут быть определены по формулам

$$P_{cp} = \frac{P_{hb} + P_{hm}}{2}, \quad Q_{cp} = \frac{Q_{hb} + Q_{hm}}{2}, \quad (13.16)$$

где P_{hb} , Q_{hb} – мощности в режиме наибольших нагрузок; P_{hm} , Q_{hm} – мощности в режиме наименьших нагрузок за период времени T .

Таким образом, для определения потерь энергии необходимо составить схему сети со средними нагрузками, найти потокораспределение, а по нему – средние потери мощности.

Формула (13.15), однако, позволяет оценить базовую составляющую потерь электроэнергии. Вместе с тем характер графиков нагрузки отдельных узлов может быть различным, что будет отражаться на потоках мощности по ветвям схемы в различных режимах и соответственно на потерях электроэнергии. Для учета этого обстоятельства в формулу потерь энергии вводят коэффициент формы графика нагрузки:

$$\Delta W = \Delta P_{cp} T k_\phi^2. \quad (13.17)$$

Этот коэффициент связывают со временем использования наибольшей нагрузки T_{hb}

$$k_\phi = \frac{1090}{T_{hb}} + 0,876. \quad (13.18)$$

Для участков разомкнутой сети T_{hb} для активной или полной мощности может быть определено как средневзвешенное на основании известного времени наибольшей нагрузки каждого из n узлов $T_{i,hb}$, который питается по данному участку сети:

$$T_{cp,v3} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i T_{i,hb}}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (13.19)$$

где P_i – нагрузка i -го узла.

В замкнутой сети $T_{cp,v3}$ приходится определять весьма грубо по P_i и $T_{i,hb}$ всех узлов. Другим способом в замкнутой сети коэффициент формы для каждого участка сети может быть найден по выражению:

$$k_\phi = \sqrt{1 + \frac{3(1 - k_{min})^2}{4(1 + k_{min})^2}}, \quad (13.20)$$

где k_{\min} представляет собой отношение наименьшей нагрузки к наибольшей на данном участке сети:

$$k_{\min} = \frac{P_{\text{нм}}}{P_{\text{нб}}} \quad \text{или} \quad k_{\min} = \frac{S_{\text{нм}}}{S_{\text{нб}}}. \quad (13.21)$$

По данным для реальных графиков нагрузки сетей 10–110 кВ коэффициент формы k_{ϕ} находится в диапазоне 1,05–1,15.

Данный метод может быть использован для оценки потерь электроэнергии в замкнутых сетях напряжением 110 кВ и выше. Однако его применение ограничено в случаях оценки изменения потерь при рассмотрении различных путей по их снижению.

13.3. Метод среднеквадратичных параметров режима

В данном методе используется искусственный прием, заключающийся в замене реальной нагрузки участка сети, изменяющейся во времени в течение периода T , некоторой среднеквадратичной нагрузкой, неизменной за период T и дающей те же самые потери электроэнергии. В качестве нагрузки может использоваться ток или полная мощность. С учетом формулы (13.8) можно записать:

$$\left. \begin{aligned} \Delta W &= 3R \int_0^T I^2(t)dt = 3RI_{\text{ск}}^2 T \\ \text{или} \\ \Delta W &= \frac{R}{U^2} \int_0^T S^2(t)dt = \frac{R}{U^2} S_{\text{ск}}^2 T, \end{aligned} \right\} \quad (13.22)$$

где $I_{\text{ск}}, S_{\text{ск}}$ – среднеквадратичные ток и мощность.

Из формул (13.22) следует:

$$I_{\text{ск}} = \sqrt{\frac{\int_0^T I^2(t)dt}{T}}$$

или

$$S_{\text{ск}} = \sqrt{\frac{\int_0^T S^2(t)dt}{T}},$$

т. е. среднеквадратичные параметры режимов $I_{\text{ск}}$ и $S_{\text{ск}}$ зависят от характера графиков нагрузки $I(t)$ и $S(t)$.

Конечно, если известны графики нагрузки участка сети, то лучше использовать непосредственно метод расчета характерных режимов. Однако если однажды заблаговременно провести исследования и установить связь между среднеквадратичными параметрами режима и параметрами графиков нагрузки, то в дальнейшем многочисленные расчеты потерь электроэнергии существенно упрощаются. Так, установлена эмпирическая зависимость вида

$$I_{\text{ск}} = I_{\text{нб}}(0,12 + T_{\text{нб}} \cdot 10^{-4}), \quad (13.23)$$

где $I_{\text{нб}}$ – наибольшее значение тока из графика нагрузки, являющееся характерной величиной и используемое для других целей (выбора площади сечения проводов, проверки их по допустимому току нагрева и др.).

Известна также зависимость среднеквадратичного тока от среднего тока и коэффициента формы графика нагрузки:

$$I_{\text{ск}} = k_{\phi} I_{\text{ср}}, \quad (13.24)$$

где значение $I_{\text{ср}}$ за время T равно

$$I_{\text{ср}} = \frac{\sqrt{W_a^2 + W_p^2}}{\sqrt{3}UT}. \quad (13.25)$$

Таким образом, по методу среднеквадратичных параметров нагрузочные потери электроэнергии находятся по формулам

$$\Delta W = 3I_{\text{ск}}^2 RT \quad (13.26)$$

или

$$\Delta W = \frac{S_{\text{ск}}^2}{U^2} RT. \quad (13.27)$$

На практике метод среднеквадратичных параметров может быть использован при определении нагрузочных потерь электроэнергии в разомкнутых распределительных сетях напряжением 6–35 кВ. Что касается замкнутых сетей напряжением 110 кВ и выше, то его вряд ли можно рекомендовать, т.к. в них нет тесной корреляционной связи между $T_{\text{нб}}$, k_{ϕ} и параметрами графиков нагрузки в узлах электрической сети.

13.4. Метод времени наибольших потерь

Метод основан на том, что определяют т. н. время наибольших потерь τ , в течение которого при пропускании по сети наибольшей неизменной нагрузки получаются те же потери электроэнергии, что и при переменной нагрузке в соответствии с действительным графиком нагрузки за рассматриваемый период T . Такая замена действительного режима нагрузки сети на искусственный с неизменной наибольшей нагрузкой позволяет записать следующие уравнения:

$$\left. \begin{aligned} \Delta W &= 3R \int_0^T I^2(t)dt = 3RI_{\text{нб}}^2 \tau \\ \text{или} \\ \Delta W &= \frac{R}{U^2} \int_0^T S^2(t)dt = \frac{R}{U^2} S_{\text{нб}}^2 \tau, \end{aligned} \right\} \quad (13.28)$$

где $I_{\text{нб}}$ – наибольший ток; $S_{\text{нб}}$ – наибольшая мощность.

Отсюда время наибольших потерь

$$\tau = \frac{\int_0^T I^2(t)dt}{I_{\text{нб}}^2} \quad (13.29)$$

или

$$\tau = \frac{\int_0^T S^2(t)dt}{S_{\text{нб}}^2}. \quad (13.30)$$

Из формул (13.29) и (13.30) следует, что время наибольших потерь связано с характером графиков нагрузки $I(t)$ или $S(t)$. Поэтому, очевидно, что можно установить связь между временем наибольших потерь и различными характерными параметрами графиков нагрузки, такими как время использования наибольшей нагрузки, коэффициент мощности, отношение наименьшей нагрузки к наибольшей и др. Для установления такой связи необходимо провести специальные исследования, задаваясь различными графиками нагрузки, описывающими наиболее характерные режимы работы потребителей. На основании таких исследований предложены различные эмпирические соотношения.

Так, связь между временем наибольших потерь и временем использования наибольшей нагрузки устанавливает формула



$$\tau = (0,124 + T_{\text{нб}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760. \quad (13.31)$$

Недостатком данной формулы является то, что в нее входит время использования наибольшей полной мощности, нахождение которого связано с определенными трудностями и допущениями.

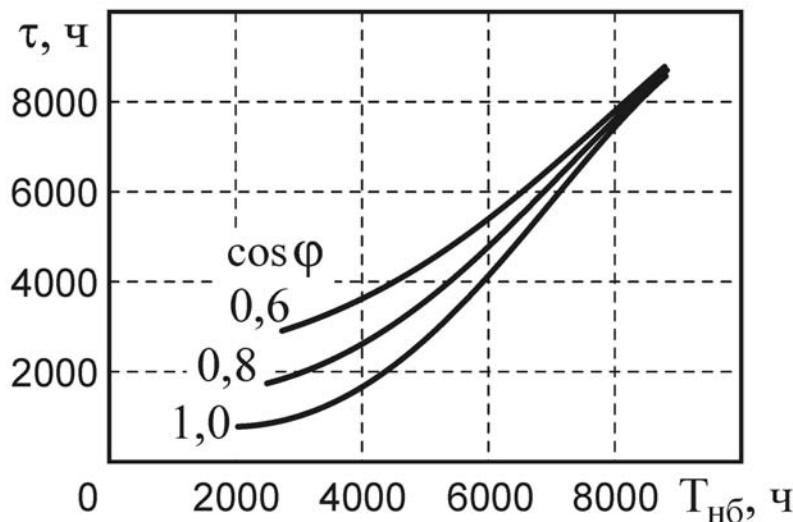


Рис. 13.2. Зависимости времени наибольших потерь от времени использования наибольшей нагрузки

Учет коэффициентов мощности $\cos\varphi$ произведен в зависимостях $\tau = f(T_{\text{нб}})$, приведенных на [рис. 13.2](#), которые, однако, предполагают $\cos\varphi = \text{const}$ в течение всего расчетного периода, т. е. идентичность суточных графиков активной и реактивной мощности. Эти зависимости, как и зависимость [\(13.31\)](#), дают меньшие погрешности при расчете потерь энергии в разомкнутых электрических сетях.

Для проектных расчетов как в распределительных сетях, так и в питающих сетях 110 кВ и выше рекомендуется формула

$$\tau = 2T_{\text{нб}_a} - 8760 + \frac{8760 - T_{\text{нб}_a}}{1 + \frac{T_{\text{нб}_a}}{8760} - 2 \frac{P_{\text{нм}}}{P_{\text{нб}}}} \left(1 - \frac{P_{\text{нм}}}{P_{\text{нб}}} \right)^2, \quad (13.32)$$

где $T_{\text{нб}_a}$ – время использования наибольшей активной мощности; $P_{\text{нб}}$, $P_{\text{нм}}$ – наибольшая и наименьшая активная мощность за рассматриваемый период.

Здесь параметры $T_{\text{нб}_a}$, $P_{\text{нб}}$, $P_{\text{нм}}$ при проектировании сети могут быть определены достаточно легко. Однако эта формула не учитывает изменения $\cos\varphi$ во времени, а также зависимость времени наибольших потерь от формы графика нагрузки.

Таким образом, по данному методу расчет потерь электроэнергии ведут по формулам

$$\Delta W = 3I_{\text{нб}}^2 R\tau \quad (13.33)$$

или

$$\Delta W = \frac{S_{\text{нб}}^2}{U^2} R\tau = \frac{P_{\text{нб}}^2 + Q_{\text{нб}}^2}{U^2} R\tau. \quad (13.34)$$

Несмотря на отмеченные недостатки, данный метод широко используется на практике из-за его простоты, особенно в проектных расчетах.

Вопросы для самопроверки

1. Как определить коэффициент полезного действия электрической сети?
2. С чем связаны коммерческие потери электроэнергии?
3. Какие потери электроэнергии относятся к техническим?
4. Какие факторы выступают в качестве конкурирующих при выборе путей рационального построения электрической сети?
5. В чем заключается структурный анализ потерь электроэнергии?
6. Как определяются потери электроэнергии холостого хода в трансформаторах?
7. Какие составляющие входят в потери электроэнергии холостого хода в воздушных и кабельных линиях?
8. От чего и как зависят потери электроэнергии в линиях электропередачи на корону?
9. В чем сущность метода характерных суточных режимов?
10. Какие сутки принимают в качестве характерных?
11. Как определяются нагрузочные потери электроэнергии по методу средних нагрузок?
12. Какими способами можно определить средние нагрузки сети?
13. Что учитывает коэффициент формы графика нагрузки?
14. Что понимается под среднеквадратичным током и среднеквадратичной мощностью?
15. Какие имеются связи между среднеквадратичным током и параметрами графиков нагрузки?
16. Как определяются потери электроэнергии по методу среднеквадратичных параметров?
17. В чем сущность метода времени наибольших потерь?
18. Что понимается под временем наибольших потерь и от чего оно зависит?
19. Как определяются потери электроэнергии по методу времени наибольших потерь?
20. Будут ли иметь место потери активной мощности и энергии в линии при передаче по ней только реактивной мощности?
21. Будут ли в линии электропередачи потери активной мощности и энергии, если она включена с одной стороны и разомкнута с другой?
22. Каким может быть годовое наибольшее значение времени использования наибольшей нагрузки и наибольшее значение времени наибольших потерь?

ЛЕКЦИЯ 14. ОСНОВЫ ПОСТРОЕНИЯ СХЕМ СИСТЕМ ПЕРЕДАЧИ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

План

1. Требования к схемам электрических сетей.
2. Варианты конфигураций радиальных сетей.
3. Варианты конфигураций замкнутых сетей.
4. Способы присоединения подстанций к электрической сети.
5. Типовые схемы распределительных устройств.
6. Схемы распределительных устройств низшего напряжения.

14.1. Требования к схемам электрических сетей

При построении схем систем передачи и распределения электроэнергии решаются основные задачи выбора схем выдачи мощности новых (реконструируемых) электростанций, мест размещения новых подстанций и схем их присоединения к существующим (проектируемым) сетям, схем электрических соединений электростанций и подстанций, мест размещения компенсирующих и регулирующих устройств.

К схемам электрических сетей предъявляются следующие требования:

1. *Обеспечение необходимой надежности.* Имеются два принципиальных подхода к оценке надежности схем сетей. Первый опирается на нормативные документы, в которых все электроприемники по требуемой степени надежности разделяются на три категории.

В соответствии с ПУЭ электроприемники разделяются на три категории. К наиболее ответственным электроприемникам I категории отнесены такие, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Электроприемники I категории должны иметь питание от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. При этом перерыв их электроснабжения может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания от другого источника. Из состава электроприемников I категории выделена *особая группа* электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы для жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования. Для таких электроприемников должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника, в качестве которого могут быть использованы местные электростанции, аккумуляторные батареи и т. п.



К электроприемникам II категории отнесены те, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Электроснабжение этих электроприемников рекомендуется обеспечивать от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. При этом для них допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями оперативного персонала. Питание электроприемников данной категории допускается по одной воздушной линии, либо по одной кабельной линии с двумя и более кабелями, либо через один трансформатор, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта в ней или замены повредившегося трансформатора из централизованного резерва за время не более 1 суток.

Остальные электроприемники отнесены к III категории. Их электроснабжение может выполняться от одного источника питания, если время для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения не превышает 1 суток.

Второй подход предполагает экономическую (количественную) оценку ущерба от недоотпуска электроэнергии. Его рекомендуют использовать, прежде всего, в тех случаях, когда сравниваемые варианты схем сети существенно отличаются по надежности электроснабжения, а также для оценки эффективности мероприятий, направленных на повышение надежности. Недостаток такого подхода заключается в неоднозначности численных значений удельных ущербов от недоотпуска электроэнергии потребителям, несмотря на то, что их определению посвящено достаточно большое количество научных работ.

2. Обеспечение нормируемого качества электроэнергии. Действующий стандарт на качество электроэнергии устанавливает нормативные допустимые отклонения напряжения на зажимах электроприемников $\pm 5\%$ и предельно допустимые отклонения напряжения $\pm 10\%$. Вероятность появления отклонений напряжения между нормативно допустимыми и предельно допустимыми не должна превышать 0,05.

3. Достижение гибкости сети. Здесь подразумевается два аспекта. Первый предполагает, что схема сети должна быть приспособлена к обеспечению передачи и распределения мощности в различных режимах, в т. ч. послеаварийных, при отключении отдельных элементов. Второй аспект выражает требование создания такой конфигурации сети, которая позволяет ее последующее развитие без существенных изменений созданной ранее сети.

4. Максимальное использование существующих сетей. Это требование сочетается с предыдущим (гибкость сети) и отражает то, что сеть должна представлять динамически развивающийся объект.

5. Обеспечение максимального охвата территории. Сущность этого требования заключается в том, что конфигурация сети должна позволять

подключение к ней всех потребителей, расположенных на данной территории, независимо от ведомственной подчиненности и форм собственности.

6. *Обеспечение оптимальных уровней токов короткого замыкания.* В схеме сети с одной стороны токи короткого замыкания должны быть достаточны по значению для реагирования на них устройств релейной защиты, а с другой – ограничены с целью возможности использования выключателей с меньшей отключающей способностью. Для ограничения токов короткого замыкания рассматривается комплекс путей: применение трансформаторов с расщепленными обмотками и токоограничивающих реакторов, секционирование основной сети энергосистемы, шин электростанций и подстанций и др.

7. *Обеспечение возможности выполнения релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики.* Данное требование связано с оптимизацией токов короткого замыкания и различными допустимыми режимами.

8. *Создание возможности построения сети из унифицированных элементов.* Применение унифицированных элементов линий электропередачи и подстанций позволяет снизить стоимость сооружения проектной схемы сети. Поэтому целесообразно применять технически и экономически обоснованное минимальное количество схем новых решений.

9. *Обеспечение условий охраны окружающей среды.* Это требование при построении схемы сети может быть выполнено за счет уменьшения отчуждаемой территории путем применения двухцепных и многоцепных линий, в т. ч. повышенной пропускной способности, простых схем подстанций и т. п.

При построении схем используется большое многообразие конфигураций электрических сетей. Условно их можно разделить на радиальные (радиально-магистральные) и замкнутые. В схемах радиальных сетей ([рис. 14.1](#)) узлы нагрузки получают ЭЭ от одного центра питания ЦП. При этом к одноцепной линии может быть подключен только один узел нагрузки ([рис. 14.1, а](#)) или несколько узлов нагрузки ([рис. 14.1, б](#)). Линия может быть разветвленная ([рис. 14.1, в](#)). В распределительных сетях 6–20 кВ центр питания может быть соединен с распределительным пунктом РП, от которого уже отходят линии непосредственно к узлам нагрузки ([рис. 14.1, г](#)). Между ЦП и РП может быть проложено две цепи. В этом случае сеть превращается в частично резервируемую ([рис. 14.1, д](#)).

Радиальные сети ввиду их простоты оказываются наиболее дешевыми, но в то же время они обеспечивают наименьшую надежность электроснабжения. Поэтому они используются обычно для питания узлов нагрузки небольшой мощности, а также в случае возможности резервирования по сети низшего напряжения.

14.1. Требования к схемам электрических сетей

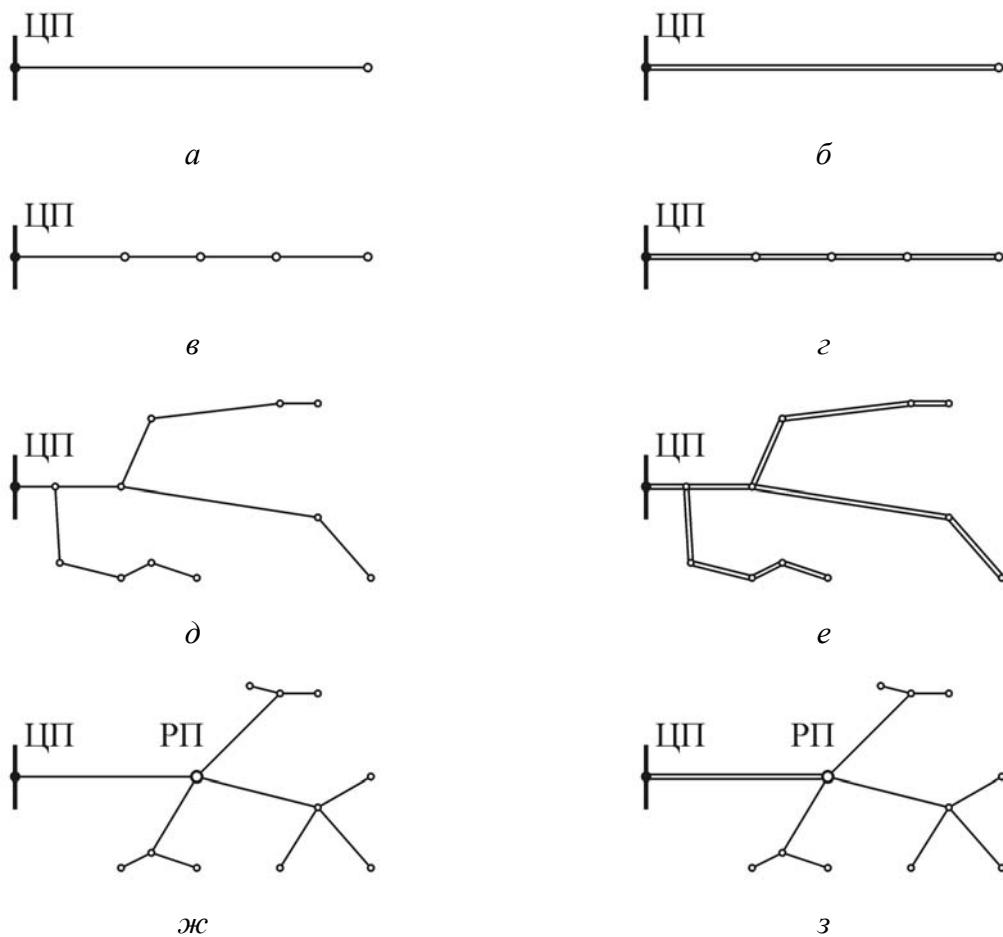


Рис. 14.1 Варианты конфигураций радиальных сетей: *а, в, д* – одинарная с одним узлом нагрузки, с несколькими узлами, разветвленная; *б, г, е* – двойная с одним узлом нагрузки, с несколькими узлами, разветвленная; *ж, з* – с промежуточным распределительным пунктом

Для повышения надежности электроснабжения используют двойные радиальные сети. Так же как и в одинарных радиальных сетях, к ним может быть подключен один узел нагрузки ([рис. 14.1, е](#)), несколько узлов ([рис. 14.1, ж](#)). Сеть может быть выполнена разветвленной ([рис. 14.1, з](#)). В такой сети обеспечивается резервирование питания потребителей. Линии такой сети могут быть выполнены на двухцепных опорах либо в виде двух цепей на отдельных опорах. В зависимости от схем подключения подстанций в нормальном режиме линии могут работать параллельно либо раздельно.

В схемах замкнутых сетей узлы нагрузки могут получать питание с двух и более сторон (ЦП, источников). Применяют замкнутые сети кольцевой конфигурации, выполненные одинарными ([рис. 14.2, а](#)) или двойными ([рис. 14.2, б](#)), подключенными к одному центру питания, что является некоторым их недостатком. Он устраняется в замкнутой одинарной ([рис. 14.2, в](#)) или двойной ([рис. 14.2, г](#)) сети, которая получает питание от двух ЦП. Еще большую надежность имеет узловая сеть ([рис. 14.2, д](#)), в которой подстанции

14.1. Требования к схемам электрических сетей

могут получать питание от трех ЦП. К более сложным относятся многоконтурные сети, отдельные участки которых могут выполняться одиночными либо двойными линиями ([рис. 14.2, е](#)) или полностью двойными линиями ([рис. 14.2, жс](#)).

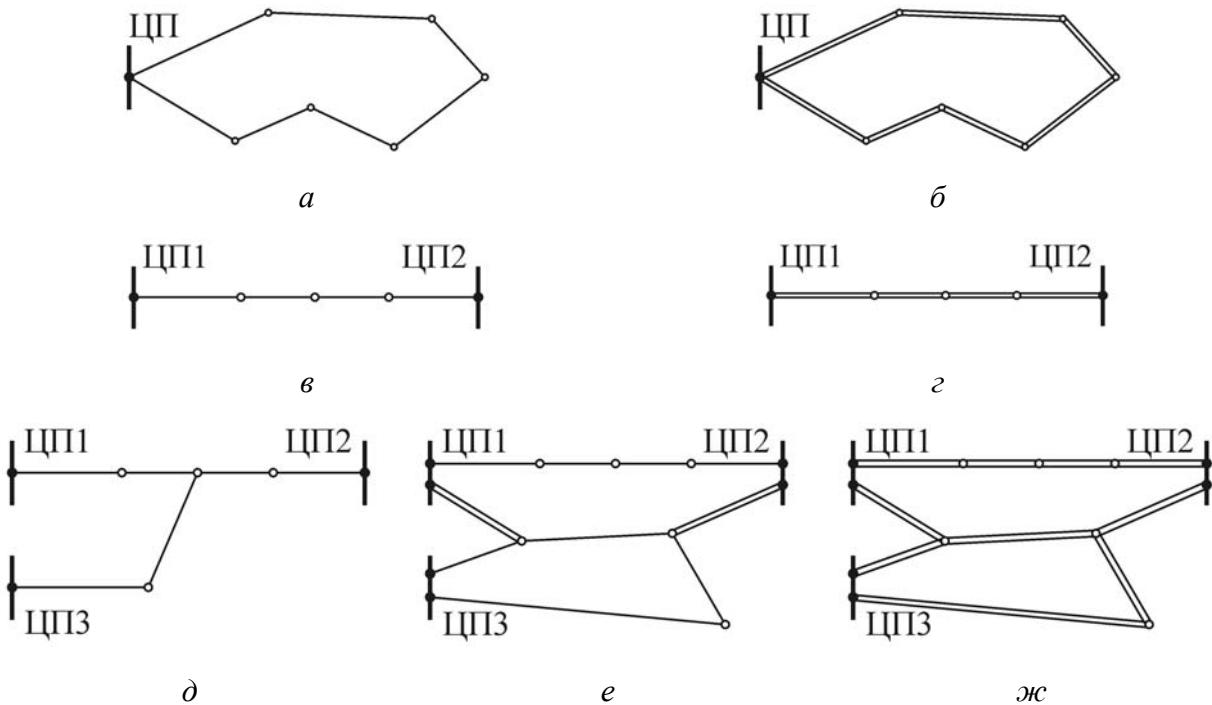


Рис. 14.2. Варианты конфигураций замкнутых сетей: *а* – одинарная с питанием от одного ЦП; *б* – двойная с питанием от одного ЦП; *в* – одинарная с питанием от двух ЦП; *г* – двойная с питанием от двух ЦП; *д* – узловая; *е*, *жс* – многоконтурные

В заключение заметим, что при построении схем сетей следует стремиться по возможности применять простые типы конфигураций, но обеспечивающие требуемую степень надежности, например, такие как двойные радиальные ([рис. 14.1, жс, з](#)), одинарная и двойная с питанием от двух ЦП ([рис. 14.2, в, г](#)).

14.2. Способы присоединения подстанций к электрической сети

Конфигурация сети ([рис. 14.1](#), [рис. 14.2](#)) является основой для выбора способа подключения подстанций. В радиальных сетях к одной линии может быть присоединена одна подстанция ([рис. 14.3, а](#)), несколько подстанций в виде ответвлений ([рис. 14.3, б](#)) или с заходом линии на каждую подстанцию ([рис. 14.3, в](#)). В радиальных сетях с параллельными линиями также может быть присоединена одна подстанция ([рис. 14.3, г](#)), несколько подстанций в виде ответвлений одновременно от двух линий ([рис. 14.3, д](#)) или с заходом общих линий на каждую подстанцию ([рис. 14.3, е](#)).

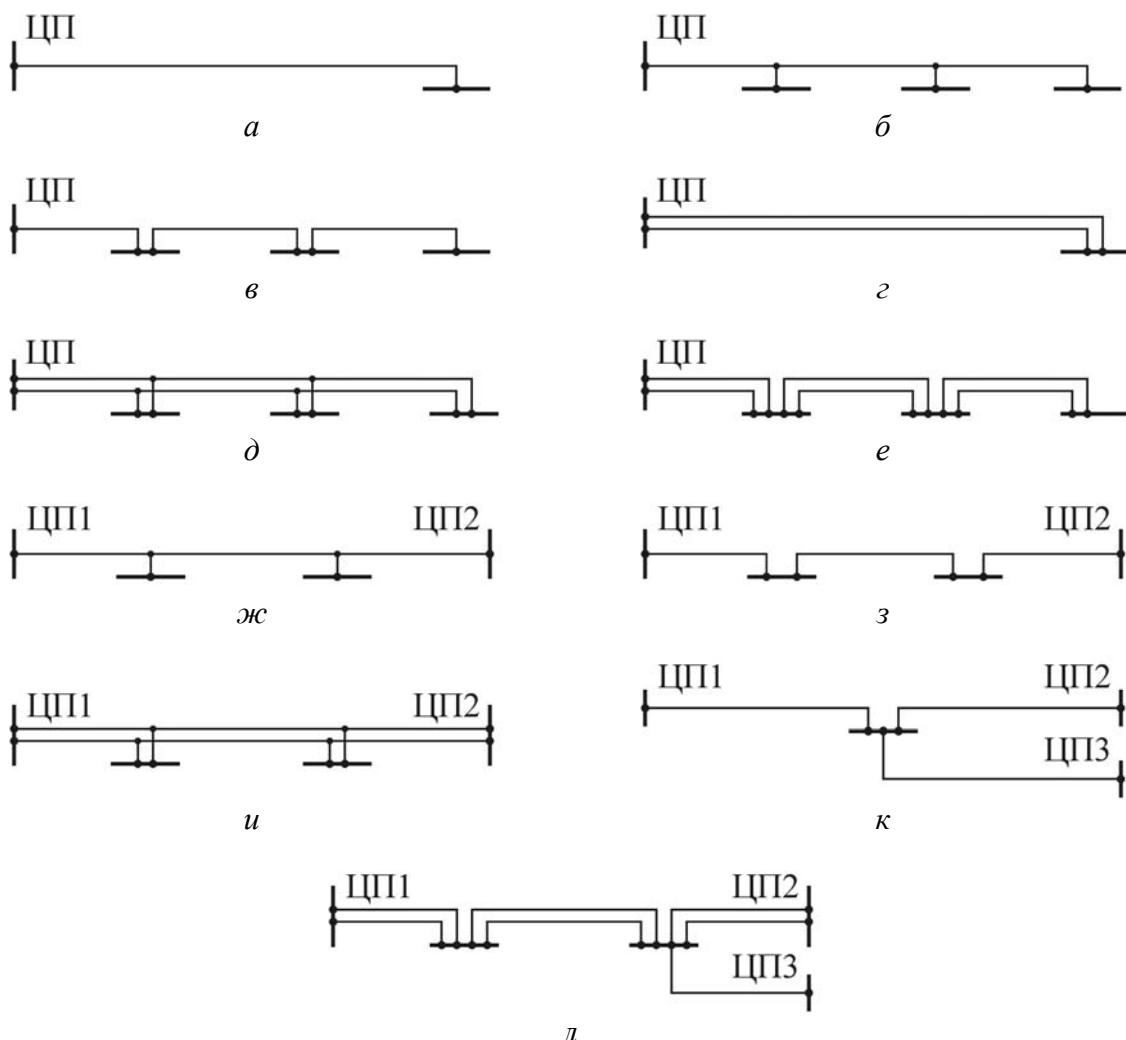


Рис. 14.3 Способы присоединения подстанций к сети:

а, б, в – радиальной с одной линией; г, д, е – двойной радиальной;
 ж, з, и – с двумя центрами питания; к, л – с тремя и более центрами питания

В сетях замкнутой конфигурации к линии между двумя центрами питания подстанции могут присоединяться в виде ответвлений ([рис. 14.3, ж](#)) либо с заходом линии на подстанции ([рис. 14.3, з](#)). Во втором случае каждая из подстанций превращается в проходную с возможностью транзита мощности в ту или другую сторону. При наличии двойных параллельных линий между двумя центрами питания подстанции могут подключаться в виде ответвлений от каждой линии ([рис. 14.3, и](#)). И при питании не менее чем по трем и более линиям с заходом их на подстанцию она превращается в узловую ([рис. 14.3, к, л](#)).

Способ присоединения подстанции к сети существенно влияет на ее схему электрических соединений, количество необходимых коммутационных аппаратов, другого электротехнического оборудования и, как следствие, на удобство эксплуатации и технико-экономические показатели сети.

14.3. Типовые схемы распределительных устройств

При выборе схем распределительных устройств подстанции следует учитывать число присоединений (линий и трансформаторов), требования надежности электроснабжения потребителей и обеспечения транзита мощности через подстанцию в нормальном, ремонтных и послеаварийных режимах. Схемы подстанций должны формироваться таким образом, чтобы была возможность их поэтапного развития. При возникновении аварийных ситуаций должна быть возможность восстановления электроснабжения потребителей средствами автоматики. Число и вид коммутационных аппаратов выбираются таким образом, чтобы обеспечивалась возможность проведения поочередного ремонта отдельных элементов подстанции без отключения других присоединений.

К схемам подстанций предъявляются требования простоты, наглядности и экономичности. Эти требования могут быть достигнуты за счет унификации конструктивных решений подстанции, которая наилучшим образом реализуется в случае применения типовых схем электрических соединений распределительных устройств.

Рассмотрим наиболее характерные типовые схемы распределительных устройств, нашедшие широкое применение при проектировании подстанций с высшим напряжением 35–750 кВ. К простейшим схемам относятся блочные схемы линия – трансформатор с разъединителем ([рис. 14.4, а](#)) и выключателем ([рис. 14.4, б](#)). На этих и последующих схемах указаны области рекомендуемых номинальных напряжений. Первая схема может использоваться для подстанций, присоединенных к линиям без ответвлений ([рис. 14.4, а](#)), если защита линии со стороны центра питания охватывает трансформатор либо предусмотрен телеотключающий импульс на отключение линии от защиты трансформатора. Вторая схема применяется также для подстанций, подключенных к ответвлениям от линий ([рис. 14.3, б](#)). Для двухтрансформаторной подстанции, питающейся от двух параллельных линий, может быть применена схема с двумя блоками с выключателями в цепи трансформаторов и перемычкой, содержащей два последовательно включенных разъединителя P_1 и P_2 ([рис. 14.4, в](#)). Такое включение разъединителей позволяет осуществлять их поочередный ремонт одновременно с соответствующим блоком линия – трансформатор. На практике находятся в эксплуатации подстанции, выполненные по упрощенным блочным схемам, в которых в качестве коммутационных аппаратов используются отделители и короткозамыкатели. Принципы работы таких схем подробно описаны в курсе «ЭУСиП». В связи с конструктивными недостатками этих аппаратов и отрицательным воздействием их работы на выключатели смежных подстанций при коротких замыканиях на вновь сооружаемых подстанциях эти схемы применять не рекомендуется.

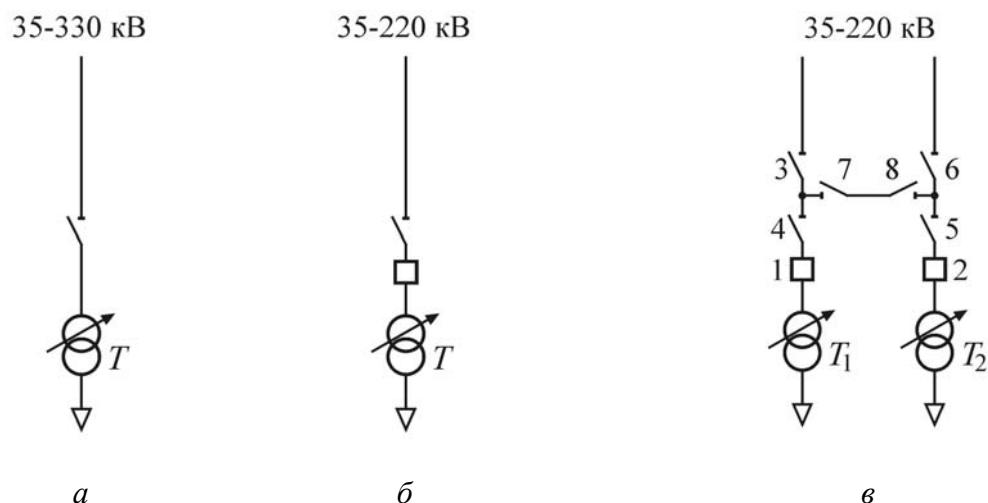


Рис. 14.4. Блочные схемы подстанций: а – блок (линия – трансформатор) с разъединителем; б – блок (линия – трансформатор) с выключателем; в – два блока с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линии

Один из вариантов схемы по типу мостика с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий показан на [рис. 14.5](#). Такая схема применяется в радиальных линиях и линиях с двухсторонним питанием с заходом их на подстанции ([рис. 14.3, в, з](#)). Здесь на четыре присоединения (две линии и два трансформатора) устанавливается три выключателя.

На подстанциях с двумя линиями и двумя трансформаторами может быть использована схема, в которой число выключателей равно числу присоединений. При этом включение и отключение каждого присоединения производится двумя выключателями – схема по типу четырёхугольника ([рис. 14.6](#)). Недостатком схемы является то, что она не позволяет увеличивать количество линий. На напряжении 220 кВ эта схема рекомендуется при мощности трансформаторов 125 МВ·А и более.

При числе линий три и более рекомендуется ряд типовых схем распределительных устройств со сборными системами шин. Наиболее простая схема выполняется с одной секционированной системой шин ([рис. 14.7, а](#)). В ней каждая линия и каждый трансформатор подключены к одной из секций шин, между которыми установлен секционный выключатель СВ. Более сложная схема содержит также одну секционированную систему шин, но в ней добавляется обходная система шин ([рис. 14.7, б](#)).

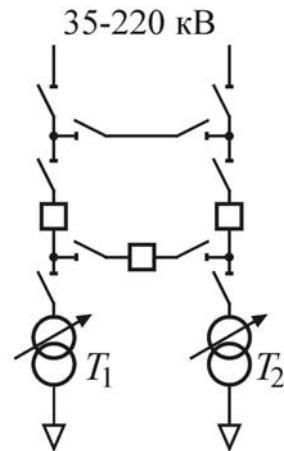


Рис. 14.5. Схема по типу мостика

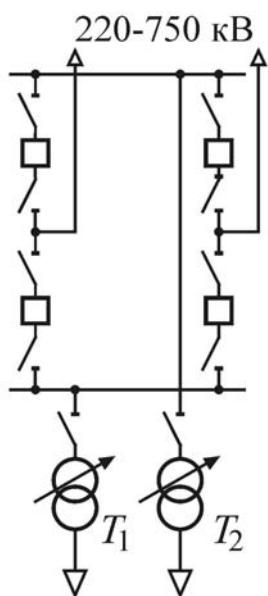


Рис. 14.6. Схема по типу четырёхугольника

Секции шин I и II соединяются между собой секционным выключателем СВ. Дополнительно предусмотрен обходной выключатель ОВ, предназначенный для соединения посредством соответствующих разъединителей одной или другой секции шин с обходной системой шин. Такая схема позволяет использовать обходной выключатель для замены выключателя любого присоединения при необходимости вывода его в ремонт. Здесь, также как и в схеме по [рис. 14.7, а](#), каждое присоединение в нормальном режиме подстанции может быть подключено только к одной из секций шин.

Такая схема позволяет использовать обходной выключатель для замены выключателя любого присоединения при необходимости вывода его в ремонт. Здесь, так же как и в схеме по [рис. 14.7, а](#),

каждое присоединение в нормальном режиме подстанции может быть подключено только к одной из секций шин. В соответствии с рекомендациями в схеме с одной секционированной системой шин и обходной системой шин количество радиальных линий должно быть не более одной на секцию. При невыполнении этого условия с числом линий до 13 применяют схему с двумя несекционированными системами и обходной системой шин ([рис. 14.7, в](#)). В ней I и II рабочие системы шин соединены между собой с помощью шиносоединительного выключателя ШСВ. Обходной выключатель ОВ посредством соответствующих разъединителей позволяет соединить обходную систему шин с I или II рабочей системой шин. Отличие данной схемы от схемы с одной рабочей секционированной системой шин заключается в том, что каждое присоединение (линия, трансформатор) в зависимости от требуемого режима подстанции может быть подключено с помощью соответствующих разъединителей к I и II системе шин. Обходной выключатель, так же как и в схеме с одной секционированной системой шин, позволяет поочередно выводить в ремонт выключатель любого присоединения без его отключения.

14.3. Типовые схемы распределительных устройств

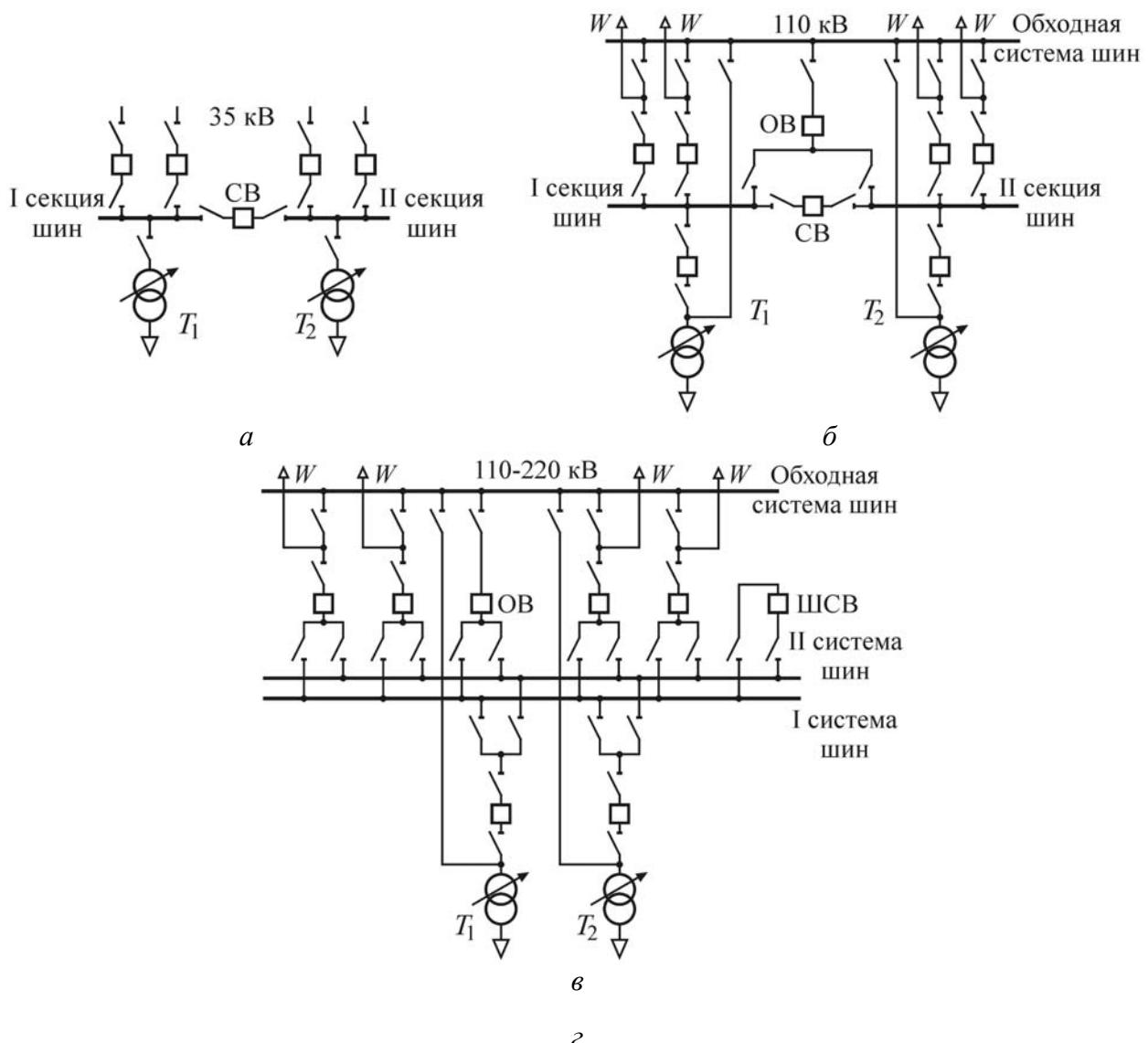


Рис. 14.7. Схемы подстанций со сборными системами шин: *а* – с одной секционированной системой шин; *б* – с одной секционированной системой шин и обходной системой шин; *в* – с двумя несекционированными системами шин и обходной системой шин; *г* – с двумя несекционированными системами

Наметившаяся тенденция применения элегазовых и вакуумных выключателей, не требующих ремонта практически в течение всего срока службы, вместо масляных и воздушных, видимо, будет позволять переход к упрощенной схеме распределительных устройств с двумя системами шин без обходной системы шин ([рис. 14.8](#)).

При числе линий более 13 в схеме по [рис. 14.7, в](#), применяют секционирование I и II рабочей системы шин и дополнительно предусматривают второй обходной выключатель.

Для ответственных системообразующих подстанций напряжением 330–750 кВ используют более надежные схемы, предусматривающие подключение присоединений к шинам не одним выключателем, а двумя и более. На [рис. 14.9, а](#), приведена схема трансформатор – шины с присоединением линий через два выключателя, которая рекомендуется на подстанциях

14.3. Типовые схемы распределительных устройств

330–500 кВ при четырех линиях, а на подстанциях 750 кВ – при трех линиях. Здесь каждая линия подключается через выключатель к I и II системе шин, а трансформаторы присоединены непосредственно к шинам. Таким образом, отключение любой линии производится двумя выключателями, а любого трансформатора – числом линейных выключателей, подключенных к соответствующей системе шин.

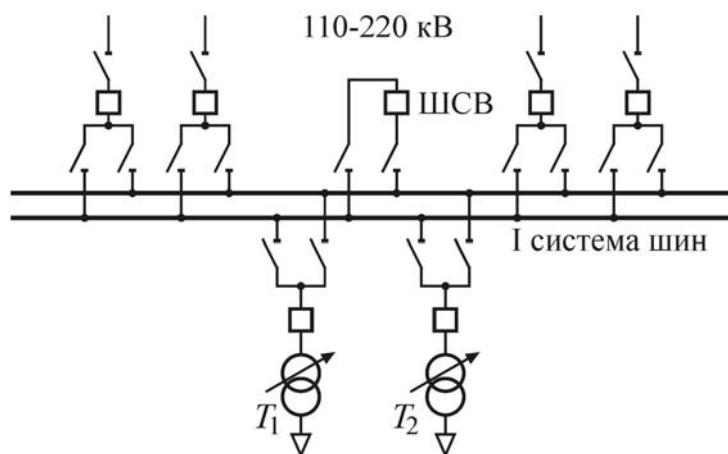


Рис. 14.8. Схема подстанции с двумя несекционированными системами

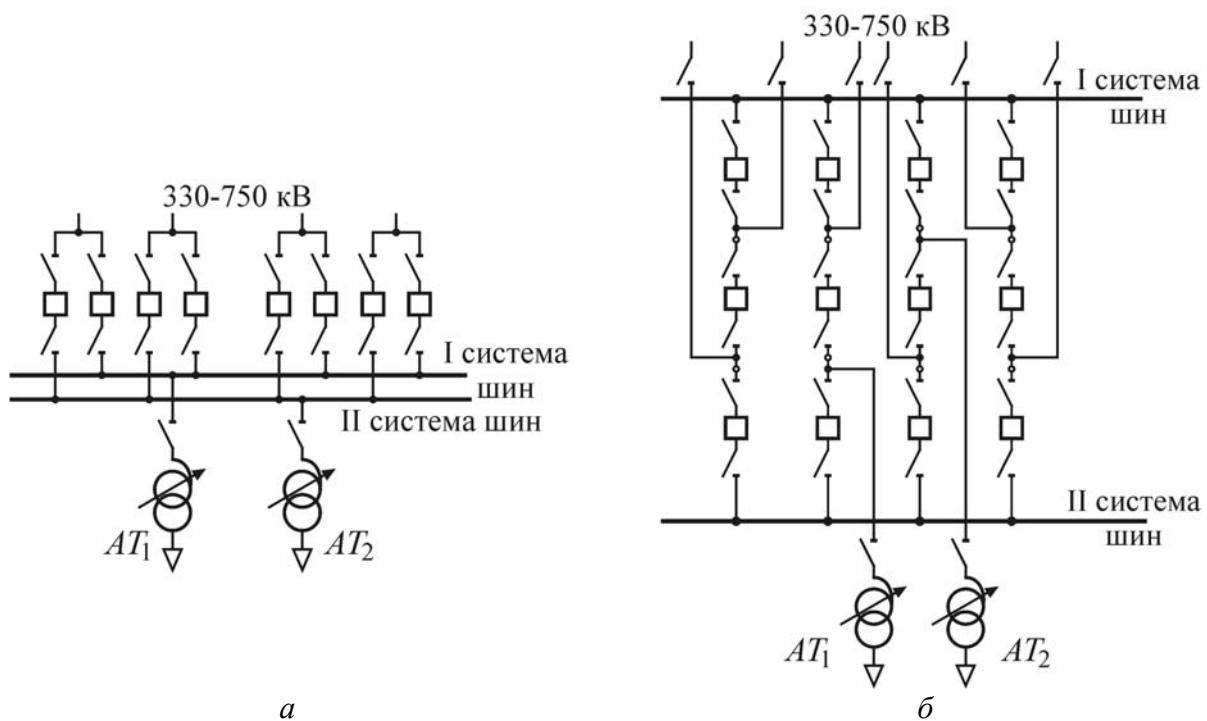


Рис. 14.9. Схемы для подстанций напряжением 330–750 кВ:
а – с двумя выключателями на линии; *б* – с полутора выключателями на линии

В полуторной схеме на каждое присоединение приходится 1,5 выключателя (рис. 14.9, *б*). Ее применяют в распределительных устройствах 330–750 кВ при числе линий 6 и более. Отключение любой линии и любого

14.3. Типовые схемы распределительных устройств

трансформатора производится двумя выключателями. При этом связь между I и II системами шин сохраняется.

Наиболее характерные схемы распределительных устройств 10(6) кВ, присоединяемых к распределительным устройствам высшего и среднего напряжения (РУ ВН, РУ СН) подстанций 35 – 750 кВ показаны на [рис. 14.10](#), 14.11. При одном трансформаторе используется одна несекционированная система шин ([рис. 14.10, а](#)), при двух трансформаторах – одна секционированная система шин ([рис. 14.10, б](#), [рис. 14.11, а](#)).

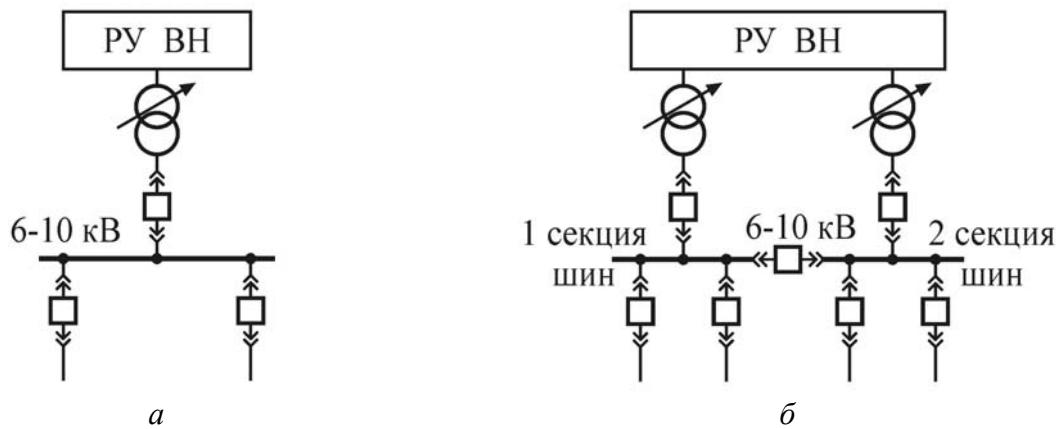


Рис. 14.10. Схемы распределительных устройств низшего напряжения:

- а* – с одной несекционированной системой шин;
б – с одной секционированной системой шин

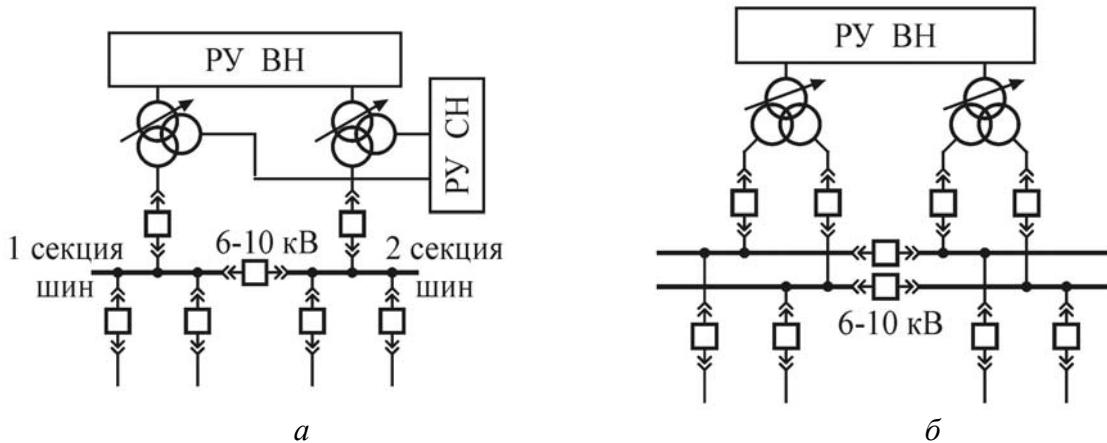


Рис. 14.11. Схемы распределительных устройств низшего напряжения:

- а* – с одной секционированной системой шин;
б – с двумя секционированными системами шин

Если на подстанции предусматриваются трансформаторы с расщепленными обмотками, то создается схема с двумя секционированными системами шин, т. е. фактически образуются четыре секции шин ([рис. 14.11, б](#)).

Вопросы для самопроверки

1. От чего зависят возможные конфигурации электрических сетей?
2. Какие требования предъявляются к схемам электрических сетей?
3. Какие известны подходы к учету надежности электроснабжения при выборе схем электрических сетей?
4. Какие потребители электроэнергии относятся к I категории?
5. Какие потребители электроэнергии относятся ко II и III категориям?
6. Что понимается под обеспечением гибкости схемы электрической сети?
7. Какие известны радиальные (радиально-магистральные) и замкнутые конфигурации электрических сетей?
8. Какие способы присоединения подстанций к одной радиальной и двойной радиальной сети известны?
9. Как могут подключаться подстанции к сети с двумя центрами питания?
10. Чем отличается распределительный пункт от подстанции?
11. Какие требования предъявляются к схемам распределительных устройств?
12. Какие известны блочные схемы подстанций?
13. В чем сущность схем по типу мостика и по типу четырехугольника?
14. Чем отличается секция шин от системы шин?
15. Каково назначение секционного, шиносоединительного и обходного выключателей?
16. Каково назначение обходной системы шин?
17. Как подключается линия в схеме с двумя секциями шин и обходной системой шин?
18. Как подключается линия в схеме с двумя системами шин и обходной системой шин?
19. Как подключаются линии в схеме с полутора выключателями на присоединение?
20. Какие известны схемы распределительных устройств низшего напряжения одно- и двухтрансформаторных подстанций?



ЛЕКЦИЯ 15. ОБЩАЯ ПОСТАНОВКА И ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАДАЧИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЁТОВ

План

1. Основные задачи проектирования систем передачи и распределения электроэнергии.

2. Капитальные затраты.

3. Ежегодные издержки.

4. Чистый дисконтированный доход.

5. Срок окупаемости капитальных затрат.

6. Критерий сравнительной технико-экономической эффективности.

7. Выбор сечения проводов и жил кабелей.

8. Выбор сечений проводов по допустимой потере напряжения.

9. Учёт технических ограничений.

Общая задача, возникающая при проектировании систем передачи и распределения электроэнергии, заключается в выборе самых рациональных решений и в выборе наилучших параметров этих решений. При этом приходится решать следующие наиболее характерные задачи:

выбор конфигурации электрической сети и ее конструктивного исполнения (воздушная, кабельная);

выбор числа цепей каждой из линий и числа трансформаторов подстанций;

выбор номинального напряжения линий;

выбор материала и площади сечений проводов линий;

выбор схем подстанций;

обоснование технических средств обеспечения требуемой надежности электроснабжения потребителей;

выбор технических средств обеспечения требуемого качества напряжения;

обоснование средств повышения экономичности функционирования электрической сети;

выбор средств повышения пропускной способности сети.

К основным экономическим показателям систем передачи и распределения электроэнергии отнесем капитальные затраты (вложения), ежегодные издержки (годовые эксплуатационные расходы), чистый дисконтированный доход и срок окупаемости сооружаемого объекта.

15.1. Капитальные затраты

Капитальные затраты (инвестиции) – это единовременные (разовые) денежные средства, которые необходимы для строительства новых или реконструкции существующих объектов. Применительно к системам передачи



и распределения электроэнергии капитальные затраты (стоимость сооружения) можно представить в виде следующих составляющих:

$$K = K_{\text{пс}1} + K_{\text{л}} + K_{\text{пс}2}, \quad (15.1)$$

где $K_{\text{пс}1}$, $K_{\text{пс}2}$ – стоимость повышающих и понижающих подстанций; $K_{\text{л}}$ – стоимость сооружения линии электропередачи.

Так, при фиксированном напряжении стоимость 1 км линии от площади сечения F описывают линейной зависимостью

$$K_{\text{л}} = a + bF, \quad (15.2)$$

где a , b – коэффициенты аппроксимации.

Зависимость от площади сечения и напряжения U одновременно представляют в виде

$$K_{\text{л}} = A_{\text{л}} + B_{\text{л}} U_{\text{ном}}^2 + C_{\text{л}} F. \quad (15.3)$$

Значения коэффициентов аппроксимации $A_{\text{л}}$, $B_{\text{л}}$, $C_{\text{л}}$ для воздушных линий напряжением 35–500кВ определяются по таблицам.

Стоимость подстанции укрупненно может быть представлена в виде

$$K_{\text{пс}} = \sum_{i=1}^I K_{ti} n_{ti} + \sum_{j=1}^J K_{ячj} n_{ячj} + \sum_{k=1}^K K_{куk} n_{куk} + K_n, \quad (15.4)$$

где K_{ti} , $K_{ячj}$, $K_{куk}$ – стоимость однотипных трансформаторов (автотрансформаторов), ячеек распределительных устройств и компенсирующих устройств соответственно; n_{ti} , $n_{ячj}$, $n_{куk}$ – соответственно число однотипных элементов из общего числа I , J , K .

В стоимость подстанции входит также постоянная составляющая капитальных затрат K_n , включающая стоимость здания щита управления, релейной защиты и автоматики, оборудования собственных нужд подстанции, водо- и теплоснабжения, ограждения, дорог, освещения территории и др. Эта стоимость задается в укрупненных показателях в зависимости от первичной схемы и числа присоединений распределительного устройства высшего напряжения подстанции.

15.2. Ежегодные издержки

Ежегодные издержки – это годовые эксплуатационные расходы, необходимые для эксплуатации сооружений и устройств системы передачи и распределения электроэнергии. Они включают:

- отчисления на амортизацию объектов электрической сети;
- расходы на эксплуатацию (текущий ремонт и обслуживание);



стоимость потерянной электроэнергии в элементах сети.

Сущность амортизационных отчислений основывается на том, что каждый объект электрической сети рассчитан на определенный срок службы t_c . Во время эксплуатации с течением времени объект приходит в негодность. Если ставится задача сооружения нового объекта взамен старого после окончания его срока службы (т. е. задача осуществления воспроизводства), то за этот период должны быть накоплены соответствующие средства. Это накопление и делается за счет амортизационных отчислений. Нормы на амортизацию выбирают в долях от первоначальных капитальных затрат K в зависимости от расчетного срока службы t_c объекта:

$$p_a = \frac{K - K_l}{K \cdot t_c},$$

где K_l – ликвидная (остаточная) стоимость объекта после прекращения его функционирования, включающая стоимость материалов и оборудования, которые могут быть использованы по другому назначению после ликвидации данного объекта.

Из этой формулы видно, что норма на амортизацию обратно пропорциональна сроку службы. Например, значение p_a для линий электропередачи на деревянных опорах должно быть принято больше, чем для линий на металлических опорах, т.к. срок службы последних выше.

Расходы на амортизацию должны определяться с учетом как физического, так и морального износа оборудования. При этом под моральным износом понимается ситуация, когда с течением времени выпускаемое новое оборудование того же назначения обладает улучшенными техническими характеристиками. Например, традиционно основным фактором морального износа трансформаторов считают повышенные потери мощности в их устаревших типах, отсутствие встроенных устройств регулирования напряжения и др.

Зная норму отчислений на амортизацию, ежегодные расходы на амортизацию определяют по формуле

$$I_a = p_a \cdot K. \quad (15.9)$$

Расходы на эксплуатацию электрической сети включают ежегодные затраты на текущий ремонт и техническое обслуживание. Текущий ремонт необходимо выполнять для поддержания соответствующего технического состояния электрической сети (замена поврежденных изоляторов на линии, покраска металлических опор и т.п.). Для этого нужно иметь ежегодные расходы на материалы, оборудование, топливо для транспорта, заработную плату ремонтному персоналу. Расходы на обслуживание включают заработную плату оперативному, техническому и управлению персоналу.



Эксплуатационные расходы зависят от напряжения и конструкции линий, подстанций. В проектных расчетах их определяют в долях от капитальных затрат:

$$I_3 = p_3 \cdot K. \quad (15.10)$$

Поскольку капитальные затраты в линии зависят от площади сечения проводов, то такое вычисление эксплуатационных расходов допустимо лишь при определении общих годовых издержек. На самом же деле I_3 не зависят от площади сечения проводов. Поэтому при выборе площади сечения проводов их следует принимать постоянными и исключить из рассмотрения.

Стоимость потерянной электроэнергии в электрической сети может быть представлена так:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_h \cdot \beta_h + \Delta W_x \beta_x, \quad (15.11)$$

где ΔW_h , ΔW_x – соответственно годовые нагрузочные потери энергии и потери холостого хода; β_h , β_x - стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии.

Если для расчета потерь электроэнергии применить метод времени наибольших потерь, то формула (15.11) принимает вид

$$I_{\Delta W} = \Delta P_{hb} \cdot \tau \cdot \beta_h + \Delta P_x \cdot T \cdot \beta_x, \quad (15.12)$$

где ΔP_{hb} – нагрузочные потери мощности в режиме наибольших нагрузок; ΔP_x – потери мощности холостого хода; τ - время наибольших потерь; T – время работы в течение года рассматриваемого элемента сети.

Наличие потерь электроэнергии в электрической сети приводит к необходимости дополнительной выработки электроэнергии на электростанциях и, как следствие, – дополнительным расходам финансовых средств энергосистемы на производство и передачу электроэнергии. Эти дополнительные расходы зависят от многих факторов: типов электростанций в системе, стоимости 1 кВт установленной мощности на электростанциях, удельного расхода топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии и его стоимости и др. Поскольку нагрузка в системе изменяется в соответствии с суточным графиком нагрузки, то электростанции в течение суток загружаются неодинаково. В режимах наибольших нагрузок вынужденно загружают как экономичные, так и неэкономичные электростанции, а в других (не максимальных) режимах появляется возможность неэкономичные станции держать в резерве. Поэтому в режимах наибольших нагрузок стоимость выработки электроэнергии оказывается выше, чем при средних и наименьших нагрузках. Следовательно, стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии в сетях также должна приниматься различной для потерь холостого хода (которые соответствуют потребителю с неизменной нагрузкой в течение суток) и нагрузочных потерь, соответствующих потребителю, работающему с переменной в течение суток нагрузкой.



кой, т.е. должно быть соотношение $\beta_n > \beta_x$. Оценку стоимости нагрузочных потерь электроэнергии поэтому связывают с режимом работы элемента сети через такие параметры графиков нагрузки, как время наибольших потерь τ и коэффициент попадания наибольшей нагрузки данного элемента сети в максимум нагрузки энергосистемы

$$k_m = \frac{P_m}{P_{\text{нб}}},$$

где P_m – нагрузка данного элемента сети в максимум нагрузки энергосистемы; $P_{\text{нб}}$ – наибольшая нагрузка элемента сети в его суточном графике.

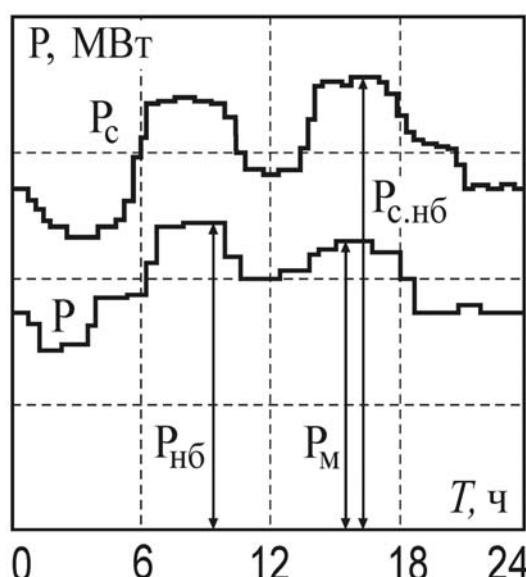


Рис. 15.1. Суточные графики нагрузки системы (P_c) и элемента сети (P)

Смысл коэффициента k_m пояснен на [рис. 15.1](#), где мощность системы в режиме наибольших нагрузок равна $P_{c,\text{нб}}$, а мощность рассматриваемого элемента сети при P_m меньше его наибольшей нагрузки $P_{\text{нб}}$. Очевидно, что значение $k_m \leq 1$, при этом $k_m = 1$ в случае, когда нагрузка потребителя $P_{\text{нб}}$ совпадает во времени с нагрузкой системы $P_{c,\text{нб}}$.

Стоимость 1 кВт·ч рекомендуется принимать в зависимости от региона сооружения сети (от него зависит структура электростанций в соответствующей энергосистеме) и параметра $\frac{\tau}{k_m^2}$.

При этом обычно полагается время работы элемента сети в течение года равным 8760, и соответственно для определения стоимости потерь холостого хода $\frac{\tau}{k_m^2} = 8760$ ч.

Таким образом, ежегодные издержки

$$\begin{aligned} I &= I_a + I_s + I_{\Delta W} = p_a K + p_s K + \Delta W_h \beta_h + \Delta W_x \beta_x = \\ &= (p_a + p_s) K + \Delta W_h \beta_h + \Delta W_x \beta_x. \end{aligned} \quad (15.13)$$

Если проектирование элемента сети вести из условия, что после окончания срока его службы он будет не нужен, то из формы ежегодных издержек исключаются амортизационные отчисления:

$$I = p_s K + \Delta W_h \beta_h + \Delta W_x \beta_x. \quad (15.14)$$

Удельные ежегодные издержки, приходящиеся на единицу передаваемой электроэнергии, обычно называют *себестоимостью передачи электроэнергии*

$$\beta_n = \frac{I}{W} = \frac{I}{P_{\max} T_{\max}}, \quad (15.15)$$

где P_{\max} – наибольшая передаваемая мощность; T_{\max} – время использования наибольшей активной мощности.

15.3. Чистый дисконтированный доход

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) является одним из основных показателей эффективности инвестиционного проекта. Под ним понимают превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами с учетом неравноценности эффектов, относящихся к различным моментам времени. При этом дисконтированием называют приведение разновременных значений денежных потоков (денежных поступлений, капиталовложений и пр.) к их ценности на определенный момент времени, который называется моментом приведения. Основным экономическим нормативом, используемым при дисконтировании, является норма дисконта E , выражаемая в долях единицы или в процентах в год.

Если дисконтирование (приведение) осуществляется к году строительства объекта, то показатель ЧДД имеет вид

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{\Delta_t - I_t - K_t}{(1+E)^t}, \quad (15.16)$$

где Δ_t – суммарный доход в год t , включающий плату за электроэнергию, получаемую потребителями; I_t – годовые эксплуатационные и другие расходы в год t ; K_t – капитальные затраты в год t ; T – расчетный срок.

Сооружение объекта эффективно только при $\text{ЧДД} > 0$.



Если расчетный срок T не ограничивать сроком службы объекта, то в эксплуатационные расходы должны включаться амортизационные отчисления. Такие условия характерны для задач систем передачи и распределения электроэнергии, которые непрерывно развиваются, модернизируются, и поэтому для них невозможно установить конкретный срок службы.

В выражении (15.16) норма дисконта E равна процентной ставке за предоставление кредита либо за хранение средств в банке.

15.4. Срок окупаемости капитальных затрат

Характеризует общую эффективность капитальных затрат:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{\Pi}, \quad (15.17)$$

где Π – прибыль, получаемая за счет сооружения объекта.

Применительно к электрическим сетям иногда используют следующее выражение срока окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{I_1 - I_2}. \quad (15.18)$$

Здесь K – капитальные затраты, используемые для усовершенствования (развития) объекта электрической сети; I_1, I_2 – годовые издержки до и после реализации капитальных затрат, $I_2 < I_1$, например, за счет снижения стоимости потерь электроэнергии.

15.5. Критерий сравнительной технико-экономической эффективности

Если рассматривается эффективность сооружения объекта электрической сети с заранее заданными техническими параметрами, например, такими, как номинальное напряжение и площадь сечения проводов линии электропередачи, к которой подключается новый потребитель, то в качестве экономического критерия может использоваться чистый дисконтированный доход, определяемый по выражению (15.16). В этом случае эффект от сооружения линии проявляется за счет продажи системой дополнительного количества электроэнергии. Как уже отмечалось, целесообразность сооружения такого объекта будет при $\text{ЧДД} > 0$.

Однако в большинстве случаев технико-экономического анализа решение конкретной задачи развития электрической сети может быть осуществлено с помощью различных вариантов. В таких случаях по выражению (15.16) ЧДД подсчитывается по каждому намеченному варианту, и лучшим ва-

риантом считается тот, для которого чистый дисконтированный доход наибольший:

$$\text{ЧДД}_i = \sum_{t=1}^T \frac{\Delta_{ti} - I_{ti} - K_{ti}}{(1+E)^t} \rightarrow \max, \quad (15.19)$$

где i – номер варианта; I_{ti} – издержки в год t с учетом амортизационных отчислений; T – расчетный срок, не ограниченный сроком службы объекта, в пределе $T = \infty$.

Таким образом, в данном случае решается задача *сравнительной* эффективности.

Если в качестве расчетного срока T принимать период от начала капиталовложений до завершения срока службы объекта, то в формуле (15.19) следует учесть ликвидную стоимость K_l :

$$\text{ЧДД}_i = \sum_{t=1}^T \frac{\Delta_{ti} - I_{ti} - K_{ti}}{(1+E)^t} + \frac{K_l}{(1+E)^T} \rightarrow \max. \quad (15.20)$$

В формулу (15.20) ежегодные издержки I_{ti} в год t подставляют без учета амортизационных отчислений, т.е. вычисленные по формуле (15.14).

Заметим, что выражения ЧДД (15.19) и (15.20) позволяют осуществлять сравнение вариантов с различным производственным эффектом. Вместе с тем во многих задачах систем передачи и распределения электроэнергии рассматриваются только технически взаимозаменяемые (допустимые) варианты с одинаковым производственным эффектом, которые, например, удовлетворяют требованиям одинаковой пропускной способности (передаваемой мощности), одинаковой надежности и т.п. В таких случаях доход Δ_{ti} оказывается одинаковым, и поэтому от критерия ЧДД по формулам (15.19) и (15.20) можно перейти к затратным критериям соответственно:

$$Z_i = \sum_{t=1}^T \frac{I_{ti} + K_{ti}}{(1+E)^t} \rightarrow \min \quad (15.21)$$

или

$$Z_i = \sum_{t=1}^T \frac{I_{ti} + K_{ti}}{(1+E)^t} - \frac{K_l}{(1+E)^T} \rightarrow \min.$$

Здесь критерий максимума ЧДД заменен критерием минимума затрат.

Для весьма распространенных случаев, когда после года T капитальные вложения уже не производятся, а ежегодные издержки остаются неизменны-

ми, из формулы (15.21) получен экономический критерий сравнительной эффективности в виде

$$Z_i = E \sum_{t=1}^T (K_{ti} + I_{ti}) (1+E)^{T-t} + I_{i\text{пост}}, \quad (15.22)$$

где $I_{i\text{пост}}$ – неизменные ежегодные издержки в режиме проектной эксплуатации объекта после T -го года.

На основе выражения (15.21) получен также экономический критерий в виде

$$Z_i = \sum_{t=1}^T (EK_{ti} + \Delta I_{ti}) (1+E)^{T-t} \rightarrow \min, \quad (15.23)$$

где ΔI_{ti} – изменение годовых эксплуатационных расходов в t -м году по сравнению с $(t-1)$ -м годом.

Критерий (15.23) так же, как и критерий (15.22), предполагает, что через T лет объект выходит на проектную мощность, после чего годовые эксплуатационные расходы остаются неизменными.

Многие объекты строятся в течение одного года. К таким объектам относятся короткие воздушные линии, подстанции небольшой мощности, распределительные воздушные и кабельные сети, компенсирующие устройства и т.п. При этом после ввода их в эксплуатацию, т. е. со второго года после начала строительства, ежегодные издержки не остаются постоянными, т. к. изменяется стоимость потерь электроэнергии. Применительно к таким, весьма распространенным условиям, формула приведенных затрат (15.21) может быть преобразована к виду

$$Z_i = K_i + \sum_{t=2}^T \frac{I_{ti}}{(1+E)^{t-1}} \rightarrow \min, \quad (15.24)$$

где K_i – капитальные затраты в первый год для i -го варианта.

И, наконец, в случаях, когда капитальные вложения в строительство объекта осуществляются за один год, после чего объект вводится в эксплуатацию с неизменными по годам ежегодными издержками, то вместо формулы (15.21) используют формулу *годовых приведенных затрат*, которая представляет собой статический критерий

$$Z_i = I_i + EK_i \rightarrow \min, \quad (15.25)$$

который приводит к тем же результатам сравнительной эффективности вариантов, что и формула (15.21).

Этот критерий наиболее строго может быть применен, например, при строительстве линии электропередачи для электроснабжения предприятия, технологический режим которого не изменяется по годам после ввода его в эксплуатацию. В связи с простотой данного критерия он используется и в других случаях, когда срок строительства не более одного года, а издержки по годам можно считать мало изменяющимися. Удельные приведенные затраты, приходящиеся на единицу передаваемой электроэнергии, называют *расчетной стоимостью передачи электроэнергии*:

$$C_{\text{п}} = \frac{3}{W} = \frac{3}{P_{\text{нб}} T_{\text{нба}}}. \quad (15.26)$$

Экономические критерии (15.21) и (15.25) и их разновидности использовались в условиях централизованной экономики. При этом под показателем Е понимался нормативный коэффициент эффективности капитальных затрат, значение которого для энергетики принималось на уровне 0,12. В условиях рыночной экономики приемы сравнительной эффективности используются аналогичные, но экономический смысл показателя Е изменяется. Ставка дисконта Е коррелирует с банковским процентом на предоставление кредита на строительство объекта, который на мировом рынке находится в пределах 5–12%, т. е. Е может приниматься от 0,05 до 0,12.

Если сравнению подлежат только два варианта сооружения объекта, то вместо приведенных затрат (15.25) может быть использован такой критерий, как срок окупаемости. При сравнительной эффективности различных вариантов показатель срока окупаемости по формуле (15.18) представляется в виде

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_1 - K_2}{I_2 - I_1} > < T_{\text{норм}}, \quad (15.27)$$

где K_1, K_2 – капитальные затраты по варианту 1 и 2, причем $K_1 > K_2$; I_1, I_2 – годовые издержки по вариантам 1 и 2, причем $I_1 < I_2$; $T_{\text{норм}}$ – нормативный срок окупаемости.

Таким образом, здесь сравнивается вариант 1 с большими капитальными затратами, но с меньшими годовыми издержками, чем по варианту 2. Если $T_{\text{ок}} < T_{\text{норм}}$, то экономичным будет вариант, по которому больше капитальные затраты, т. к. дополнительные капитальные затраты $K_1 - K_2$ окупятся достаточно быстро за счет экономии на ежегодных издержках $I_2 - I_1$. Из выражения (15.27) можно записать:

$$I_1 T_{\text{норм}} + K_1 > < I_2 T_{\text{норм}} + K_2$$

или



$$I_1 + \frac{K_1}{T_{\text{норм}}} > I_2 + \frac{K_2}{T_{\text{норм}}}. \quad (15.28)$$

Сравнивая это выражение с формулой (15.25), можно видеть, что нормативный срок окупаемости есть величина, обратная норме дисконта (нормативному коэффициенту эффективности капитальных затрат):

$$T_{\text{норм}} = \frac{1}{E}. \quad (15.29)$$

Так, при $E = 0,12$ нормативный срок окупаемости $T_{\text{норм}} = 8,3$ года.

15.6. Выбор сечения проводов и жил кабелей

Различной площади сечения проводников линий электропередачи соответствует различный расход проводникового материала. Следовательно, при изменении площади сечения проводников будут изменяться капитальные затраты в линию. С другой стороны, от площади сечения проводника зависит его активное сопротивление и его диаметр, которые в свою очередь влияют соответственно на нагрузочные потери электроэнергии и потери холостого хода и, как следствие, на стоимость этих потерь. Причем эти факторы выступают как конкурирующие. Действительно, например, при увеличении площади сечения проводников капитальные затраты на них будут возрастать, а стоимость потерь электроэнергии в них уменьшаться. Таким образом, проблема выбора площади сечения проводников по существу связана с определением оптимального соотношения между капитальными затратами на сооружение линии и затратами, связанными с потерями энергии в ней.

Один из подходов при решении данной задачи основывается на использовании экономической плотности тока:

$$J_s = \sqrt{\frac{(E + p_a)b}{3\rho\tau\beta_h}}, \quad (15.30)$$

где E – нормативный коэффициент эффективности капитальных затрат; p_a – доля амортизационных отчислений; β_h – стоимость 1 кВт·ч потерь энергии; ρ – удельное сопротивление материала, из которого изготовлен проводник; τ – время наибольших потерь.

Рекомендуемая ПУЭ нормативная плотность тока для неизолированных алюминиевых и сталеалюминиевых проводов равна: при $T_{\text{нб}}$ до 3000 ч $J_s = 1,3 \text{ A/mm}^2$, при $T_{\text{нб}}$ от 3000 до 5000 ч $J_s = 1,1 \text{ A/mm}^2$, при $T_{\text{нб}}$ более 5000 ч $J_s = 1,0 \text{ A/mm}^2$.

При заданной нормативной плотности тока площадь сечения проводников линии подсчитывается предельно просто:



$$F_3 = \frac{I_{\text{нб}}}{J_h}. \quad (15.31)$$

где $I_{\text{нб}}$ – расчетный ток в нормальном режиме наибольших нагрузок, проходящий по линии. Найденное значение F_3 округляется до ближайшего стандартного.

Однако такой подход имеет много недостатков. Действительно, расчетная площадь сечения проводников не совпадает со стандартной, поэтому приходится производить округление. Не учитывается различие стоимости 1 км линии в зависимости от материала и типа опор, расчетных климатических условий и района сооружения сети. Затраты на покрытие потерь электроэнергии принимались одинаковыми для различных регионов, не учитываясь стоимость потерь энергии холостого хода. Кроме того, с течением времени существенно изменились различные технико-экономические показатели.

Некоторые из перечисленных недостатков устраняются при подходе к выбору площади сечения проводников на основе предварительного определения экономических интервалов нагрузки.

Если задаться номинальным напряжением, числом цепей, типом и материалом опор воздушных линий для заданного региона, расчетными климатическими условиями, то можно по укрупненным показателям либо иным путем найти капитальные затраты K и потери на корону ΔP_x . Тогда по формуле для каждой стандартной площади сечения проводника можно построить зависимости приведенных затрат от тока в нормальном режиме работы сети $Z = f(I_{\text{нб}})$ ([рис. 15.2](#)). Здесь затраты Z_1 соответствуют какой-то стандартной площади сечения F_1 , затраты Z_2 – следующей площади сечения F_2 из ряда стандартных площадей сечений и т.д.

Совокупность зависимостей, приведенных на [рис. 15.2](#), позволяет получить экономические интервалы нагрузки, которым будут соответствовать минимальные приведенные затраты и, следовательно, наивыгоднейшие площади сечения проводников. Так, при расчетной наибольшей нагрузке линии $I_{\text{нб}} < I_1$ таковой будет площадь сечения F_1 , которой соответствуют приведенные затраты Z_1 , при $I_1 < I_{\text{нб}} < I_2$ – площадь сечения F_2 , а при $I_{\text{нб}} > I_2$ – площадь сечения F_3 , для которой приведенные затраты равны Z_3 .

Граничное значение тока, при котором целесообразно переходить от одной площади сечения к другой, можно найти, если записать выражение для двух смежных площадей сечений F_1 и F_2 :

$$Z_1 = A_1 + B_1 I_{\text{нб}}^2,$$

$$Z_2 = A_2 + B_2 I_{\text{нб}}^2.$$

Тогда, приравнивая Z_1 и Z_2 , получим

$$A_1 + B_1 I_{\text{нб гр}}^2 = A_2 + B_2 I_{\text{нб гр}}^2.$$

Отсюда

$$I_{\text{нб гр}} = \sqrt{\frac{A_1 - A_2}{B_2 - B_1}}. \quad (15.32)$$

Следует заметить, что в ряде случаев, экономические интервалы нагрузки для некоторых площадей сечений проводников ВЛ могут отсутствовать, что свидетельствует о нецелесообразности их применения (кривая Z_4 на [рис. 15.2](#), соответствующая площади сечения F_4). Такая ситуация может быть следствием, например, того, что стоимость линии на унифицированных опорах с меньшей площадью сечения оказывается выше, чем линии с большей площадью сечения проводников. В кабельных линиях такого положения обычно не возникает. В них стоимость линии повышается при переходе с меньшей стандартной площади сечения жилы на соседнюю большую. Поэтому экономические интервалы нагрузки могут быть найдены для всех площадей сечений жил, имеющихся в шкале стандартных сечений.

По сравнению с нормативной экономической плотностью тока экономические интервалы нагрузки позволяют учитывать дискретность шкалы стандартных площадей сечений проводников, конкретные условия сооружения линии (климатический и географический районы, тип и материал опор, число цепей), при необходимости – потери электроэнергии на корону и др. При их построении условие линейности зависимости капитальных затрат от площади сечения не обязательно.

При этом следует отметить, что для ВЛ выбор площади сечения проводов по экономическим соображениям практическое значение имеет в основном при напряжениях 35 кВ и выше. Что же касается распределительных сетей до 20 кВ включительно, то из-за отсутствия в них трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой или иных регулирующих устройств определяющим фактором является преимущественно допустимая потеря напряжения.

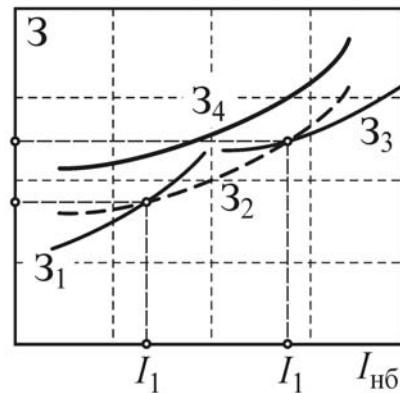


Рис. 15.2. Экономические интервалы нагрузки

15.7. Выбор сечений проводов по допустимой потере напряжения

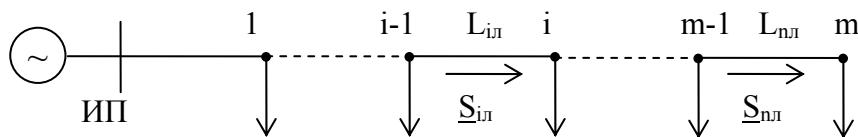


Рис. 15.3 Схема распределительной сети

Задача заключается в том, чтобы выбрать такие площади сечения проводников на участках сети, при которых фактическая наибольшая потеря напряжения от источника питания ИП до наиболее удаленного узла сети m была бы не больше допустимой:

$$\Delta U_{\text{нб}} \leq \Delta U_{\text{доп.}}$$

Потерю напряжения можно представить в виде

$$\Delta U_{\text{нб}} = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{i\pi} R_{i\pi} + Q_{i\pi} X_{i\pi})}{U_{\text{ном}}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{i\pi} R_{i\pi}}{U_{\text{ном}}} + \frac{\sum_{i=1}^n Q_{i\pi} X_{i\pi}}{U_{\text{ном}}} = \Delta U_a + \Delta U_p,$$

где $P_{i\pi}, Q_{i\pi}$ – соответственно активная и реактивная мощности на i -м участке, определяемые по заданным нагрузкам в узлах сети; $R_{i\pi}, X_{i\pi}$ – активное и реактивное сопротивление i -го участка сети; n – число последовательных участков; $\Delta U_a, \Delta U_p$ – соответственно потери напряжения в активном и реактивном сопротивлении.

При решении задачи имеют в виду, что реактивные сопротивления линий слабо зависят от площади сечения проводников. Их усредненные значения составляют для ВЛ напряжением 0,38 кВ $x_0 \approx 0,3$ Ом/км, напряжением 6–20 кВ $x_0 \approx 0,36$ Ом/км, а для кабельных линий соответственно 0,06 Ом/км и 0,09 Ом/км.

Общая последовательность выбора площади сечения проводников по допустимой потере напряжения:

1. Определяют потоки мощности (токи) по участкам разомкнутой сети без учета потерь мощности.
2. В зависимости от номинального напряжения и конструктивного исполнения сети выбирают усредненную величину удельного реактивного сопротивления.
3. По формуле находят потерю напряжения в реактивных сопротивлениях

$$\Delta U_p = \frac{x_0 \sum_{i=1}^n Q_{i\pi} L_{i\pi}}{U_{\text{ном}}}, \quad (15.33)$$

где L_{il} – длина i -го участка сети.

4. Определяют допустимую потерю напряжения в активных сопротивлениях

$$\Delta U_{\text{а.доп}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_p = \frac{\sum_{i=1}^n P_{il} R_{il}}{U_{\text{ном}}} \quad (15.34)$$

5. Определяют площади сечения проводников по одной из формул [\(15.35\)](#), [\(15.36\)](#), [\(15.39\)](#), [\(15.40\)](#) в зависимости от выбранного дополнительного условия.

6. Округляют определенные площади сечений проводников до ближайших стандартных.

7. Для полученных стандартных площадей сечений находят удельные сопротивления r_0 и x_0 и вычисляют фактическую наибольшую потерю напряжения.

8. Проверяют выполнение условия $\Delta U_{\text{нб}} \leq \Delta U_{\text{доп}}$. Если оно не соблюдается, то изменяют площади сечения на некоторых (или всех) участках сети.

Данному условию могут удовлетворять различные сочетания активных сопротивлений R_{il} на участках сети, а следовательно, и различные сочетания площадей сечений участков, поэтому для принятия решения необходимо задаться какими-то дополнительными условиями. Известны три таких условия. Рассмотрим поочередно решение для каждого из них.

1. Площадь сечения проводников выбирается одинаковой на всех участках сети. При этом условии, имея в виду, что удельное сопротивление $r_0 = 1/(\gamma F)$, где γ – удельная проводимость материала проводника, а F – площадь сечения проводника, формулу [\(15.34\)](#) можно представить в виде

$$\Delta U_{\text{а.доп}} = \frac{r_0 \sum_{i=1}^n P_{il} L_{il}}{U_{\text{ном}}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{il} L_{il}}{\gamma F U_{\text{ном}}}.$$

Отсюда

$$F = \frac{\sum_{i=1}^n P_{il} L_{il}}{\gamma U_{\text{ном}} \Delta U_{\text{а.доп}}}. \quad (15.35)$$

Заменяя мощность через $P_{il} = \sqrt{3} U_{\text{ном}} I_{il} \cos \varphi_{il}$, получим



$$F = \frac{\sqrt{3} \sum_{i=1}^n I_{i\pi} L_{i\pi} \cos \varphi_{i\pi}}{\gamma \Delta U_{\text{адоп}}} . \quad (15.36)$$

Рассмотренное условие целесообразно использовать в случаях, когда потребители расположены относительно недалеко друг от друга. Примерами могут служить городская сеть 0,38 кВ, сеть уличного освещения, линии сельских сетей с ответвлениями в отдельные дома и др. В таких случаях экономически нецелесообразно изменять площади сечения проводников через небольшие участки линии.

2. Площадь сечения проводников выбирается по условию минимальных суммарных потерь активной мощности $\Delta P_\Sigma = \min$, что соответствует равенству плотности тока $J_{\Delta U}$ на всех участках сети:

$$J_{\Delta U} = \frac{I_{i\pi}}{F_{i\pi}} = \text{const} . \quad (15.37)$$

Произведем преобразование выражения (15.34):

$$\Delta U_{\text{адоп}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{i\pi} R_{i\pi}}{U_{\text{ном}}} = \frac{\sum_{i=1}^n (\sqrt{3} U_{\text{ном}} I_{i\pi} \cos \varphi_{i\pi} \cdot \frac{1}{\gamma F_{i\pi}} L_{i\pi})}{U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{3}}{\gamma} \sum_{i=1}^n \frac{I_{i\pi} L_{i\pi} \cos \varphi_{i\pi}}{F_{i\pi}} .$$

Из (15.36) с учетом $I_{i\pi} = F_{i\pi} \cdot J_{\Delta U}$ получим

$$\Delta U_{\text{адоп}} = \frac{\sqrt{3} J_{\Delta U}}{\gamma} \sum_{i=1}^n L_{i\pi} \cos \varphi_{i\pi} .$$

Отсюда

$$J_{\Delta U} = \frac{\Delta U_{\text{адоп}} \gamma}{\sqrt{3} \sum_{i=1}^n L_{i\pi} \cos \varphi_{i\pi}} . \quad (15.38)$$

По найденной плотности тока можно найти площадь сечения проводника на каждом участке сети:

$$F_{i\pi} = \frac{I_{i\pi}}{J_{\Delta U}} . \quad (15.39)$$

По данному условию целесообразно вести расчеты в случаях, когда большую долю ежегодных издержек составляет стоимость потерянной электроэнергии. Примером могут служить распределительные сети промышленных предприятий с большим временем использования наибольшей нагрузки и значительными наибольшими нагрузками.

3. Площадь сечения проводников выбирается по условию минимума суммарного расхода проводникового материала $m_F = \min$. Расчетные формулы получим, рассмотрев сеть, состоящую из двух участков ([рис. 15.4](#)).

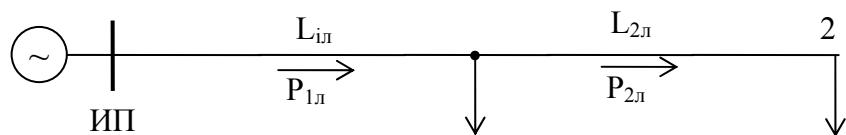


Рис.15.4 Схема сети из двух участков

Запишем выражение объема металла для двух участков с учетом формулы ([15.35](#)):

$$V = 3F_{1\text{л}}L_{1\text{л}} + 3F_{2\text{л}}L_{2\text{л}} = \frac{3P_{1\text{л}}L_{1\text{л}}^2}{\gamma U_{\text{ном}}\Delta U_{\text{a1}}} + \frac{3P_{2\text{л}}L_{2\text{л}}^2}{\gamma U_{\text{ном}}(\Delta U_{\text{a,доп}} - \Delta U_{\text{a1}})},$$

где ΔU_{a1} – потеря напряжения на линии длиной $L_{1\text{л}}$.

Здесь переменной является ΔU_{a1} . Для нахождения минимума объема и, следовательно, минимума массы проводникового материала возьмем первую производную по ΔU_{a1} и приравняем ее к нулю:

$$\frac{dV}{d\Delta U_{\text{a1}}} = -\frac{3P_{1\text{л}}L_{1\text{л}}^2}{\gamma U_{\text{ном}}\Delta U_{\text{a1}}^2} + \frac{3P_{2\text{л}}L_{2\text{л}}^2}{\gamma U_{\text{ном}}(\Delta U_{\text{a,доп}} - \Delta U_{\text{a1}})^2} = 0.$$

Опуская промежуточные преобразования, запишем конечные выражения для нахождения площади сечения проводников:

$$F_{1\text{л}} = k_p \sqrt{P_{1\text{л}}}, \quad F_{2\text{л}} = k_p \sqrt{P_{2\text{л}}}.$$

В общем случае для сети с n участками площадь сечения i -го участка

$$F_{i\text{л}} = k_p \sqrt{P_{i\text{л}}}, \tag{15.40}$$

где

$$k_p = \frac{\sum_{i=1}^n L_{i\text{л}} \sqrt{P_{i\text{л}}}}{\gamma U_{\text{ном}} \Delta U_{\text{a,доп}}}. \tag{15.41}$$

Таким образом, вычислив предварительно коэффициент k_p , можно найти площадь сечения на каждом из участков сети.

Это условие целесообразно использовать в случаях, когда экономия материала проводника важнее экономии потерь электроэнергии. Одним из таких случаев является сельская распределительная сеть с малыми нагрузками и небольшим временем использования наибольшей мощности.

Если ни одно из трех рассмотренных условий не является выраженным, то расчеты выполняют одновременно по всем условиям, после чего полученные площади сечения проводников сравнивают по одному из экономических критериев (15.32), (15.33), (15.34), (15.35), (15.36).

15.8. Учёт технических ограничений при выборе проводов воздушных линий и жил кабелей

15.8.1. Коронирование проводов воздушных линий

С учетом возможности появления короны провода должны удовлетворять следующему условию:

$$E_{\max} \leq 0,9E_0, \quad (15.42)$$

где E_{\max} – максимальная напряженность электрического поля у поверхности любого провода при среднем эксплуатационном напряжении; E_0 – напряженность электрического поля, соответствующая появлению общей короны.

Значения E_{\max} и E_0 зависят от диаметра провода, а E_{\max} , кроме того, непосредственно связана с напряжением, подводимым к проводам. Следовательно, различным номинальным напряжениям будут соответствовать вполне определенные минимальные диаметры проводов, для которых соблюдается условие (15.42). Поскольку диаметры и площади сечения проводов в свою очередь связаны между собой, то выбор (проверка) проводов по условию короны может быть произведен так:

$$F > F_{\text{нм.кор}}, \quad (15.43)$$

где $F_{\text{нм.кор}}$ – наименьшая допустимая площадь сечения.

В линиях напряжением 35кВ и ниже $F_{\text{нм.кор}}$ получаются существенно ниже, чем площади сечения проводов, соответствующие другим условиям. Поэтому учет коронирования производят при выборе проводов линий напряжением 110 кВ и выше.

15.8.2. Механическая прочность проводов воздушных линий

С учетом механических свойств проводов их площади сечения должны удовлетворять условию



$$F \geq F_{\text{нм.мех}}, \quad (15.44)$$

где $F_{\text{нм.мех}}$ – наименьшая допустимая площадь сечения по условию механической прочности.

В соответствии с ПУЭ на линиях напряжением до 1кВ алюминиевые провода могут применяться с площадью сечения не менее 16 мм^2 , а сталь-алюминиевые – не менее 10 мм^2 . На линиях более 1кВ наименьшие площади сечения установлены в зависимости от толщины стенки гололеда b : при $b < 10 \text{ мм}$ для алюминиевых проводов 35 мм^2 и сталь-алюминиевых 25 мм^2 ; при $b \geq 15 \text{ мм}$ для алюминиевых проводов 50 мм^2 и сталь-алюминиевых 35 мм^2 . На переходах линии через судоходные реки, в пролетах пересечений с инженерными сооружениями $F_{\text{нм.мех}}$ увеличены.

15.8.3. Термическая стойкость

Проверке на термическую стойкость подлежат проводники при протекании по ним токов короткого замыкания. Практическое значение данное ограничение имеет в основном для кабельных линий и изолированных проводов, т.к. в них даже кратковременное протекание токов короткого замыкания может вызвать повреждение изоляции из-за ее недопустимого нагрева. Проводник должен удовлетворять условию

$$T_{\text{нб.кз}} \leq T_{\text{доп.кз}},$$

где $T_{\text{нб.кз}}$ – наибольшая температура нагревания за время короткого замыкания; $T_{\text{доп.кз}}$ – допустимая температура при коротком замыкании.

Вопросы для самопроверки

1. Каковы наиболее характерные задачи при проектировании систем передачи и распределения электроэнергии?
2. Какие известны основные экономические показатели систем передачи и распределения электроэнергии?
3. Какие составляющие входят в капитальные затраты электрической сети?
4. От чего зависит стоимость сооружения линии электропередачи?
5. Как укрупненно определяется стоимость подстанции?
6. Что понимается под ежегодными издержками на эксплуатацию электрической сети? Какие составляющие входят в них?
7. В чем сущность амортизационных отчислений? Как они зависят от срока службы объекта?
8. Как определяются затраты на возмещение потерь электроэнергии в электрической сети?



9. От чего зависит стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии?
10. Как определяется чистый дисконтированный доход?
11. При каком чистом дисконтированном доходе эффективно сооружение объекта?
12. Что понимается под сроком окупаемости капитальных затрат?
13. Как применить показатель чистого дисконтированного дохода при оценке сравнительной эффективности вариантов сооружения объекта?
14. Какие известны затратные критерии, используемые для оценки сравнительной эффективности вариантов сооружения объекта?
15. Что собой представляет статический критерий приведенных затрат и каковы условия возможного его применения?
16. Как определяется срок окупаемости при сравнении двух вариантов сооружения объекта?
17. Как разделяются электроприемники по категориям для обеспечения соответствующей надежности электроснабжения?
18. Какому экономическому критерию соответствует экономическая плотность тока?
19. Какие конкурирующие факторы имеют место при выборе площади сечения проводников линий по экономическим соображениям?
20. Как производится выбор площади сечения проводников линий по нормативной экономической плотности тока?
21. В чем заключаются недостатки применения нормативной экономической плотности тока при выборе площади сечения проводников линий электропередачи?
22. Исходя из каких условий находится расчетный ток, по которому выбираются площади сечения проводников по экономическим соображениям?
23. В чем сущность выбора площади сечения проводников по экономическим интервалам нагрузки?
24. На основании какого критерия находятся экономические интервалы нагрузки?
25. Как определить граничное значение тока, при котором целесообразно переходить от одной площади сечения проводников к другой?
26. В чем заключаются общие недостатки выбора площади сечения проводников по нормативной экономической плотности тока и экономическим интервалам нагрузки?
27. В каких сетях и почему выбор проводников линий производят по допустимой потере напряжения?
28. В чем заключается задача выбора площади сечения проводников линий по допустимой потере напряжений?

29. Какие дополнительные условия применяются при выборе проводников по допустимой потере напряжения? Каковы области их использования?

30. Какова последовательность выбора проводников линий по допустимой потере напряжения?

31. Какому условию должны удовлетворять провода воздушных линий с учетом возможности появления короны?

32. Какие технические ограничения влияют на пропускную способность линий электропередач и электрических сетей?

33. Какими путями можно повысить пропускную способность линии электропередачи, если она ограничивается допустимым током по нагреванию?

34. В каких случаях и почему можно увеличить пропускную способность сети за счет установки устройств поперечной компенсации?

35. Когда эффективны устройства продольной компенсации для повышения пропускной способности распределительных электрических сетей?

ЛЕКЦИЯ 16. ПОКАЗАТЕЛИ И НОРМЫ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. БАЛАНС АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И УРОВЕНЬ ЧАСТОТЫ И НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

План

1. Нормы основных показателей качества электроэнергии.
2. Влияние частоты на работу оборудования.
3. Первичное регулирование частоты.
4. Вторичное регулирование частоты.
5. Выбор станций для регулирования частоты.
6. Регулирование частоты в послеаварийных режимах.

16.1. Нормы основных показателей качества электроэнергии

Формирование принципов регулирования режимов основывается на определенных требованиях к качеству электрической энергии. Такие требования сформулированы в межгосударственном стандарте.

Для большинства нормированных показателей качества электроэнергии установлены нормально допустимые и предельно допустимые значения. При этом за интервал времени измерений не менее 24 ч значения показателя не должны выходить за предельно допустимые значения и с вероятностью 0,95 должны находиться в пределах нормально допустимого значения. Данные требования должны соблюдаться во всех нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах, кроме режимов, обусловленных стихийными бедствиями и не-предвиденными ситуациями (урagan, землетрясение, наводнение, пожар и т. п.).

Качество электроэнергии характеризуется качеством частоты напряжения переменного тока и качеством напряжения. Для оценки качества частоты установлен один показатель – отклонение частоты, под которой понимают медленные плавные изменения частоты (менее одного процента в секунду) относительно ее номинального значения:

$$\delta f = f - f_{\text{ном}}. \quad (16.1)$$

Причина появления отклонения частоты заключается в нарушении баланса генерируемой и потребляемой активной мощности в электроэнергетической системе. Действующим стандартом установлено нормально допустимое и предельно допустимое значения отклонения частоты соответственно $\delta f_{\text{ном}} = \pm 0,2 \text{ Гц}$ и $\delta f_{\text{пред}} = \pm 0,4 \text{ Гц}$.



ЛЕКЦИЯ 16. ПОКАЗАТЕЛИ И НОРМЫ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

16.1. Нормы основных показателей качества электроэнергии

Качество напряжения оценивают несколькими показателями, большинство из которых также характеризуется допустимыми значениями (см. [таблицу](#)). Рассмотрим основные из них.

Таблица 16.1

Нормы основных показателей качества напряжения

Показатель качества напряжения	Нормы качества напряжения	
	нормально допустимые	предельно допустимые
Установившееся отклонение напряжения $\delta U_y, \%$	± 5	± 10
Размах изменения напряжения $\delta U_t,$	—	В зависимости от частоты повторения
Коэффициент искажения синусоидальности напряжения $k_U, \%,$ при $U_{\text{ном}}, \text{kV}, 0,38$	8 5 4 2	12 8 6 3
6–20 35 110–330		
Коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения $k_{U(n)}, \%$	В зависимости от напряжения и исполнения сети, номера гармоники	$1,5k_{U(n)\text{ном}}$
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности $k_{2U}, \%$	2	4
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности $k_{0U}, \%$	2	4
Длительность провала напряжения при напряжении до 20 кВ включительно, $\Delta t_n, \text{s}$	—	30

К повсеместно используемым показателям относится *отклонение напряжения* в данной точке сети, под которым понимают медленные плавные изменения напряжения относительно его номинального значения. Они вызываются изменением режима работы подключенных к сети потребителей, включением (отключением) дополнительных потребителей и, как следствие, изменением при этом падения напряжения в элементах сети. Другая причина появления отклонений напряжения заключается в изменении напряжения в центрах питания, т. е. на шинах электростанций или шинах вторичного напряжения понижающих подстанций, к которым присоединены распределительные сети.

Отклонение напряжения влияет на работу как непосредственно электроприемников, так и элементов электрической сети. Например, такие наиболее распространенные электроприемники, как асинхронные электродвигатели при отклонении напряжения изменяют скорость вращения, что в ряде случаев может приводить к изменению производительности механизмов, которые приводятся в движение этими электродвигателями. Отрицательные от-



клонения напряжения приводят к снижению освещенности, что может быть причиной уменьшения производительности труда на ряде предприятий, требующих зрительного напряжения. Отклонения напряжения влияют на потери холостого хода и нагрузочные потери в трансформаторах и линиях электропередачи, на зарядную мощность линий.

Количественно отклонение напряжения оценивают значением установленного отклонения напряжения:

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \% . \quad (16.2)$$

Действующим стандартом допустимые отклонения напряжения нормируются на выводах приемников электроэнергии ([табл. 16.1](#)), которые могут быть присоединены к сетям до 1000 В, а также непосредственно к сети 6–10 кВ. При этом полагается, что в распределительных сетях 6–110 кВ, в сетях районного и системного значения отклонения напряжения допускаются такими, при которых на выводах электроприемников соблюдаются требования стандарта. Вместе с тем по условию работы изоляции ограничиваются верхние пределы допустимых отклонений напряжения, которые равны: при номинальных напряжениях 6–20 кВ – 20 %, 35–220 кВ – 15 %, 330 кВ – 10 %, 500–750 кВ – 5 %.

В условиях эксплуатации невозможно постоянно контролировать отклонения напряжения у каждого электроприемника. Поэтому в системах передачи и распределения электроэнергии устанавливают так называемые *контрольные точки*, для которых путем расчета устанавливаются допустимые отклонения напряжения. Если в этих наиболее характерных точках напряжения находятся в допустимых пределах, то значит, у большинства потребителей оно также не выходит за допустимые пределы. Контрольные точки обычно выбираются на шинах вторичного напряжения в основных узлах нагрузки, а также на шинах электростанций.

Под *колебаниями напряжения* понимают резкие кратковременные изменения напряжения (со скоростью выше 1 % в секунду) относительно значения напряжения до наступления изменения. Они вызываются внезапными достаточно большими изменениями нагрузки потребителей, например, пусковыми токами электродвигателей. Колебания напряжения в сети появляются также при питании нагрузки с повторно-кратковременным режимом работы, например сварочных агрегатов ([рис. 16.1](#)). При этом из-за изменения тока в сети изменяется падение напряжения и, как следствие, напряжение в узлах сети. Колебания напряжения вызывают мигания ламп и другие нежелательные явления, что в ряде случаев может приводить к повышенной утомляемости людей, снижению производительности труда и др. Они возникают, как правило, в электрических сетях до 1000 В.

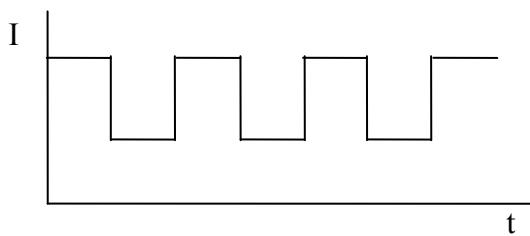


Рис. 16.1. Изменение тока потребителя с повторно-кратковременным режимом работы

Количественно колебания напряжения оцениваются *размахом изменения напряжения*

$$\delta U_t = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{\sqrt{2}U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (16.3)$$

где U_i, U_{i+1} – значения следующих один за другим экстремумов огибающей амплитудных значений напряжения.

Допустимые значения размаха изменения напряжения установлены в зависимости от частоты его появления. С увеличением частоты изменения напряжения допустимое значение размаха уменьшается.

Для оценки колебания напряжения используется также такое понятие, как *доза фликера*, которая характеризуется мерой восприимчивости человека к воздействию фликера за установленный промежуток времени. При этом под *фликером* понимается субъективное восприятие человеком колебаний светового потока искусственных источников освещения, вызванных колебаниями напряжения.

Несинусоидальность напряжения характеризуется отличием формы кривой напряжения от синусоидальной ([рис. 16.2](#)). Ее появление связано с наличием в сети нелинейных элементов. К ним относится перегруженное электромагнитное оборудование (от катушки магнитного пускателя до силового трансформатора), работающее на нелинейной части кривой намагничивания и потребляющее из сети несинусоидальный ток, а также выпрямительные установки промышленных предприятий, электрифицированного железнодорожного транспорта и другие, работающие с другой частотой переменного тока. При наличии несинусоидальности напряжения по элементам сетей протекают токи высших гармоник, которые приводят к ряду отрицательных последствий: дополнительному нагреву проводников линий, генераторов, трансформаторов, двигателей; повреждению силовых конденсаторных батарей; ложным срабатываниям ряда релейных защит и автоматики и др.



Рис. 16.2. Несинусоидальность напряжения

Несинусоидальность напряжения количественно оценивается *коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения* ([табл. 16.1](#)), как результат i -го наблюдения, по формуле

$$k_{U_i} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)i}^2}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \%, \quad (16.4)$$

где $U_{(n)i}$ – действующее значение напряжения n -й гармоники для i -го наблюдения.

Кроме тока, нормируется *коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения* (табл.):

$$k_{U(n)i} = \frac{U_{(n)i}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \% . \quad (16.5)$$

Нормально допустимые значения $k_{U(n)\text{норм}}$ устанавливаются в зависимости от номинального напряжения сети, исполнения сети (трехфазная или однофазная) и номера гармоники (нечетные, в т. ч. кратные 3 и не кратные 3 или четные) (см. таблицу). Чем выше номинальное напряжение, тем меньше допустимый уровень гармоник. Допустимый уровень гармоник находят по формуле

$$K_{U(n)\text{пред}} = 1,5 U_{U(n)\text{норм}} .$$

Несимметрия напряжений характеризуется различием значений напряжения в разных фазах. Она обусловлена неравномерным присоединением однофазных электроприемников по фазам и случайным одновременным включением и отключением некоторой части однофазного электроприемника (вероятностная симметрия). В результате подключения неодинаковой нагрузки к разным фазам в какой-то момент времени падения напряжения в фазах оказываются различными. Следствием этого являются различия напряжений фаз в узлах сети ([рис. 16.3](#)). Несимметрия значительна в сетях, имеющих крупные однофазные электроприемники, например, электровозы в сетях

с тяговыми подстанциями, а также в сетях до 1000 В с коммунально-бытовой нагрузкой.

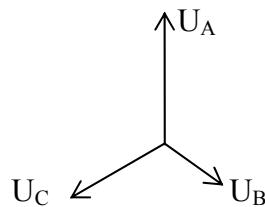


Рис. 16.3. Трехфазная система несимметричных напряжений

Несимметрия напряжения вызывает появление токов обратной и нулевой последовательности. Эти токи создают дополнительные потери мощности в элементах сети (линиях, трансформаторах) и асинхронных электродвигателях, вызывая их дополнительный нагрев. Несимметрия нагрузок может приводить к недопустимым отклонениям напряжения в отдельных фазах.

Несимметрия напряжений количественно характеризуется следующими показателями:

коэффициентом несимметрии напряжений по обратной последовательности при i -м наблюдении:

$$k_{2Ui} = \frac{U_{2(1)i}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \%, \quad (16.6)$$

коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности при i -м наблюдении:

$$k_{0Ui} = \frac{U_{0(1)i}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \%, \quad (16.7)$$

где $U_{2(1)i}$ – действующее междуфазное значение напряжения обратной последовательности основной частоты трехфазной системы напряжений в i -м наблюдении; $U_{0(1)i}$ – действующее значение напряжения нулевой последовательности основной частоты; $U_{\text{ном}}$ – номинальное междуфазное напряжение.

Упомянем также некоторые другие показатели качества напряжения.

Провал напряжения – резкое снижение напряжения ниже уровня $0,9U_{\text{ном}}$ с последующим восстановлением до этого уровня. Причина появления провалов напряжения заключается в электрической сети. Ясно, что продолжительные короткие замыкания недопустимы из-за чрезмерных токов по элементам сети, невозможности нормального функционирования электроприемников при сниженном напряжении. Поэтому провал количественно оценивается *длительностью провала напряжения* ([рис. 16.4](#)):

$$\Delta t_{\Pi} = t_{\mathrm{k}} - t_{\mathrm{h}}, \quad (16.8)$$

где t_{h} и t_{k} – начальный и конечный моменты времени провала напряжения.

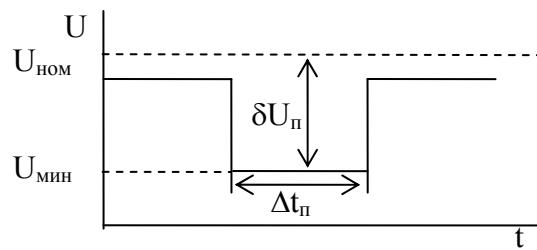


Рис. 16.4. Провал напряжения

Нормами устанавливается предельно допустимое значение длительности провала напряжения. При этом длительность автоматически устранимого провала напряжения не нормируется и определяется выдержками времени релейной защиты и автоматики.

Глубина провала напряжения ([рис. 16.4](#))

$$\delta U_{\Pi} = \frac{U_{\mathrm{ном}} - U_{\mathrm{мин}}}{U_{\mathrm{ном}}} \cdot 100 \%$$

также не нормируется.

Качество напряжения рекомендуется также оценивать *импульсным напряжением*, которое связано с грозовыми и коммутационными импульсами, а также *коэффициентом временного перенапряжения*, оценивающим временные перенапряжения, возникающие при различных нарушениях в сетях. Предельно допустимые значения указанных показателей не нормируются.

16.2. Влияние частоты на работу оборудования

Изменение частоты переменного напряжения влияет на режимы работы электроприемников. Основными потребителями электроэнергии являются двигатели переменного тока. Отклонение частоты ухудшает работу электродвигателей, изменяется частота вращения, потребляемая ими активная и реактивная мощность. Вместе с тем изменение частоты слабо влияет на работу печной и осветительной нагрузки.

Степень влияния отклонения частоты различна для разных видов момента сопротивления электродвигателя. Наибольшую опасность отклонение частоты создает для нормальной работы оборудования электрических станций. Уменьшается производительность механизмов, преодолевающих статический напор, например питательных насосов для собственных нужд, преодолевающих при работе высокое давление со стороны котельного агрегата. Кроме того, отклонение частоты от номинального значения нарушает эконо-

мичное распределение нагрузок между отдельными агрегатами и станциями, поскольку возникающие приросты мощностей не всегда оптимальны.

Для энергосистемы в целом зависимость активной P и реактивной Q мощности от частоты приведена на [рис. 16.5](#). Эти зависимости называются статическими характеристиками нагрузки по частоте. При снижении частоты из-за дефицита генерируемой в системе активной мощности потребители уменьшают свою нагрузку, стремясь поддерживать частоту на прежнем уровне. Степень изменения нагрузки при изменении частоты, количественно оцениваемую производной dP / df , называют регулирующим эффектом нагрузки.

Для обеспечения безаварийной и экономичной работы электрических станций, сетей и электроприемников к качеству частоты предъявляют серьезные требования и оценивают его по отклонению частоты, отклонению электрического времени и колебанию частоты.

Под отклонением частоты понимают алгебраическую разность между фактическим значением частоты и ее номинальным значением при медленных изменениях:

$$\Delta f = f - f_{\text{H}}, \text{ или } \Delta f \% = \frac{f - f_{\text{H}}}{f_{\text{H}}} \cdot 100.$$

Действующие нормы качества электроэнергии допускают отклонение частоты в нормальных режимах энергосистемы в пределах $\pm 0,2\%$ ($\pm 0,1$ Гц).

Оценку длительных односторонних отклонений частоты производят по отклонению электрического времени. Под электрическим временем понимают интеграл относительной частоты по времени:

$$t_{\mathfrak{E}} = \int_0^{t_a} \frac{f}{f_{\text{H}}} dt_a,$$

где t_a – время, отсчитываемое по астрономическим часам. Соответственно за отклонение электрического времени от астрономического принимают интеграл отклонения относительной частоты по времени:

$$\Delta t_{\mathfrak{E}} = t_{\mathfrak{E}} - t_a = \int_0^{t_a} \frac{\Delta f}{f_{\text{H}}} dt_a \quad (16.9)$$

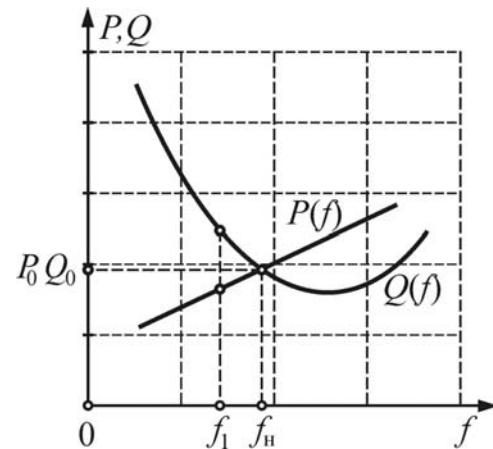


Рис. 16.5. Зависимость активной и реактивной мощности от частоты

Электрическое время отсчитывают по электрическим часам, представляющими собой синхронный электродвигатель, вращение которого через кинематическую систему передается часовым стрелкам. Ход таких часов совпадает с астрономическими часами, если в сети поддерживается номинальная частота. Сравнивая показатели электрических и астрономических часов, можно судить о точности поддержания нормальной частоты за длительный отрезок времени.

В энергосистеме возможны также кратковременные быстрые изменения частоты, называемые колебанием частоты. Колебания частоты не должны превышать 0,2 Гц сверх допустимых отклонений частоты.

В любой момент времени в энергосистеме соблюдается баланс активных мощностей:

$$\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\Pi} - \sum \Delta P, \quad (16.10)$$

где $\sum P_{\Gamma}$ – суммарная мощность генераторов электрических станций; $\sum P_{\Pi}$ – мощность потребителей энергосистемы, включая собственные нужды электростанций; $\sum \Delta P$ – суммарная мощность потерь в электрических сетях.

При любой частоте мощность, генерируемая электростанциями, равна потребляемой мощности. При этом номинальная частота в энергосистеме свидетельствует о том, что генерируемая мощность достаточна для покрытия нормальной потребности электроприемников. Пониженная частота по сравнению с номинальной указывает на дефицит генерируемой мощности, а повышенная – на избыток мощности электростанций.

Рассмотрим характер изменения частоты при резких нарушениях баланса активных мощностей. Для энергосистем более важным является случай снижения частоты. Резкое снижение частоты происходит при внезапном выходе из строя генерирующей мощности и отсутствии резерва либо при аварийном отключении нагруженных межсистемных линий и разделении системы на несинхронные части с дефицитом мощности.

Пусть в начальный момент времени номинальной частоте в системе соответствует нагрузка потребителей $P_{1\Pi}$, равная нагрузке всех генераторов $P_{1\Gamma}$ ([рис. 16.6](#)). Положим, что при этом все генераторы загружены полностью и резерв активной мощности в системе отсутствует. Пусть теперь по какой-то причине в момент времени t_1 (точка 1) возник дефицит генерируемой активной мощности, равный $P_{1\Gamma} - P_{2\Gamma}$ (точка 3). Он приведет к нарушению баланса, и нагрузка потребителей по частотной статической характеристике будет стремиться восстановить его при пониженной частоте.

Если бы мощность станций не зависела от частоты, то процесс пошел бы по кривой 1–2. При достижении нагрузки потребителей $P_{2H} = P_{2G}$ восстановился бы баланс при новой пониженной частоте f_2 .

Однако снижение частоты и отсутствие резерва генерирующей мощности будут приводить к уменьшению мощности всех тепловых станций по кривой 3–4. Поэтому разность между потребляемой и генерируемой мощностью будет увеличиваться, что приведет к дальнейшему снижению частоты по кривой 1–5.

При достижении критической частоты f_K мощность тепловых станций снижается до нуля, и частота резко уменьшается (кривые 4–6 и 5–7). Возникает процесс лавины частоты. При этом двигатели и генераторы, оставшиеся в работе, резко затормаживаются. Двигатели начинают потреблять повышенную реактивную мощность, а генераторы не могут ее выдавать из-за снижения скорости вращения и уменьшения ЭДС. Происходит резкое понижение напряжения в сети.

16.3. Первичное регулирование частоты

В нормальном режиме энергосистемы регулируют отклонения частоты, обусловленные изменением состава и мощности потребителей. Эти изменения мощности в течение суток составляют 20–50 %. Важно знать максимальную скорость изменения нагрузки. В современных энергосистемах она достигает 1,5 % в минуту и 5–15 % в час.

Для регулирования частоты турбины электростанций снабжают регуляторами скорости. Регулировочная способность турбин определяется характеристиками регуляторов скорости. Характеристики бывают астатические $P_2(f)$ и статические $P_1(f)$ (рис. 16.7).

Принцип регулирования заключается в том, что при изменении частоты мощность турбины соответственно изменяется так, чтобы восстановить прежнюю частоту. Так, например, при снижении частоты с f_n до f_1 (см. рис. 16.7) происходит автоматический набор нагрузки с P_o до P_1 . При дальнейшем снижении частоты мощность генератора будет расти до тех пор, пока не станет равна номинальной.

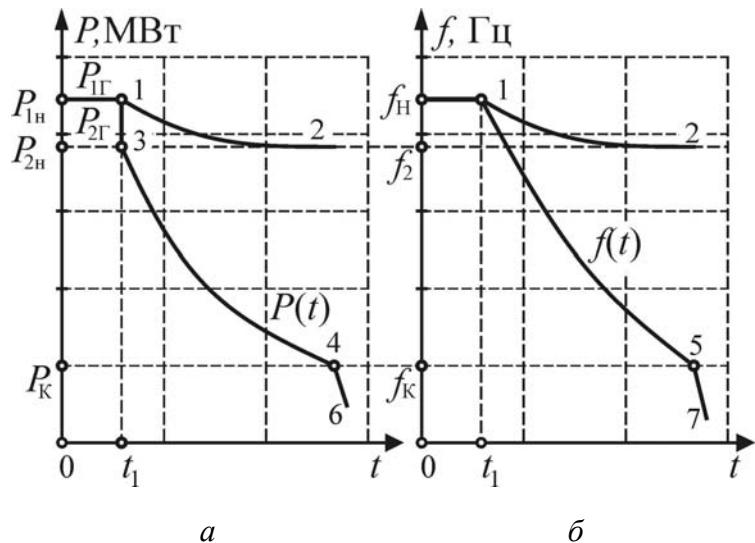


Рис. 16.6. Изменение параметров системы при отсутствии резерва активной мощности:
а – мощности; б – частоты

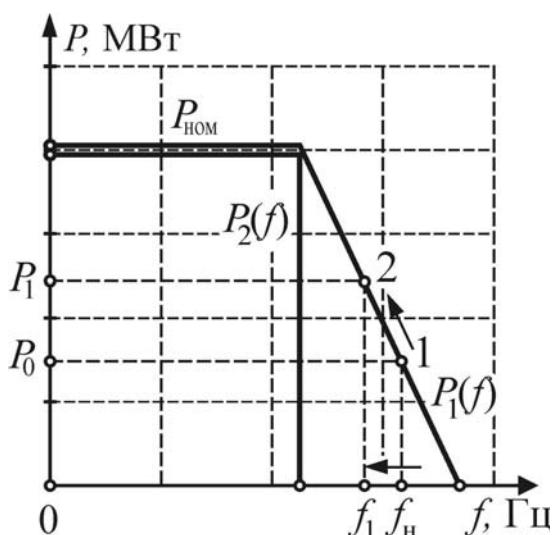


Рис. 16.7. Статические характеристики генератора (турбины)

Наклон характеристики выражают крутизной. Под крутизной характеристики понимают отношение процентного изменения мощности к процентному изменению частоты.

С увеличением крутизны статическая характеристика $P_1(f)$ превращается в астатическую – $P_2(f)$. При малейшем отклонении частоты турбины с астатическими характеристиками могут набирать сразу номинальную нагрузку, что обеспечивает быстрое регулирование. Однако при параллельной работе нескольких генераторов астатические характеристики непригодны, т. к. не обеспечивают однозначного устойчивого распределения нагрузки между станциями. Поэтому в энергосистемах применяют, как правило, турбины со статическими характеристиками.

Рассмотрим теперь процесс регулирования частоты, совместив характеристику регулятора скорости турбины и частотную статическую характеристику активной нагрузки потребителей (рис. 16.8). При номинальной частоте в точке 0 мощность нагрузки равна мощности генераторов $P_h = P_\Gamma$.

Если из-за уменьшения генерации одной из станций частота уменьшилась на Δf_1 и стала равной f_1 , то по статической характеристике P_h мощность нагрузки уменьшится на величину ΔP_h , а мощность генераторов увеличится на ΔP_Γ , и общий дефицит мощности определится отрезком $\Delta P = \Delta P_h + \Delta P_\Gamma$.

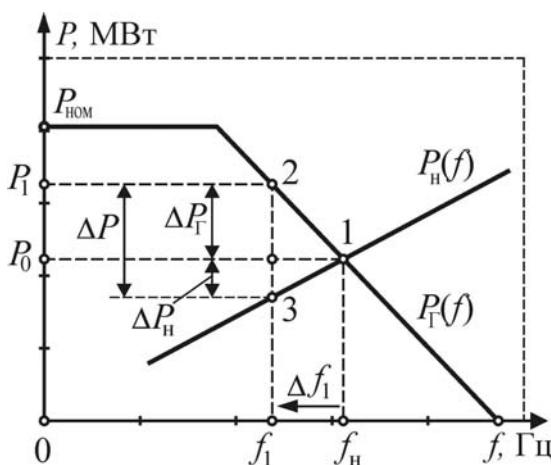


Рис. 16.8. Первичное регулирование частоты при достаточном резерве активной мощности

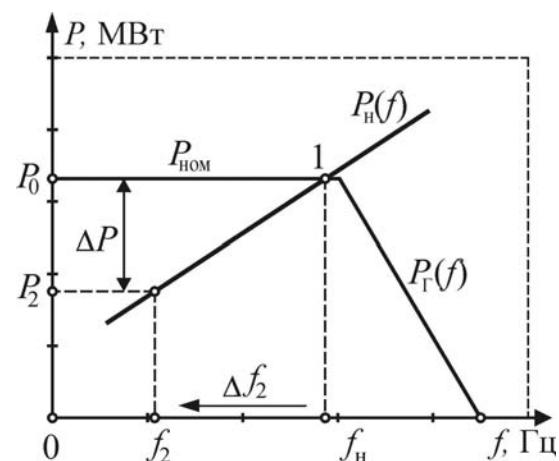


Рис. 16.9. Изменение частоты при отсутствии резерва мощности

Если в момент снижения частоты на генераторах отсутствует резерв мощности, то такое же уменьшение генерируемой мощности приведет к

большему снижению частоты. При полном использовании мощности станций первичное регулирование частоты происходит только за счет изменения мощности потребителей. Изменение частоты в процессе первичного регулирования зависит от крутизны частотных характеристик турбин и нагрузки.

Процесс изменения мощностей генераторов и потребителей при отклонении частоты, стремящийся сохранить прежнее значение частоты, называют первичным регулированием.

Для регулирования частоты важно знать совмещенную характеристику регулирования для всей генерирующей части системы.

$$\Delta P_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{\Gamma_i} = \frac{\Delta f}{f_h} \sum_{i=1}^n (P_{i\text{ном}} k_{\Gamma_i}), \quad (16.11)$$

где n – число генераторов системы, k_{Γ_i} – крутизна характеристики i -го генератора.

Из определения крутизны характеристики всей генерирующей части системы записывают суммарное изменение нагрузки всех генераторов

$$\sum_{i=1}^n \Delta P_{\Gamma_i} = P_{\text{сист}} \frac{\Delta f}{f_h} k_{\Gamma\text{C}}, \quad (16.12)$$

$$k_{\Gamma\text{C}} = \sum_{i=1}^n (P_{i\text{ном}} k_{\Gamma_i}) / P_{\text{сист}}, \quad (16.13)$$

где $P_{\text{сист}}$ – номинальная мощность всех генераторов системы, $k_{\Gamma\text{C}}$ – средняя крутизна характеристики регулирования всех генераторов системы.

Эффективность первичного регулирования частоты удобно анализировать по крутизне результирующей частотной характеристики системы, которая учитывает как изменение нагрузки по статическим характеристикам, так и изменение мощностей всех генераторов в соответствии с их характеристиками регуляторов скорости.

Крутизна совмещенной частотной характеристики системы показывает, на сколько изменится мощность потребителей и генераторов при изменении частоты на 1 %:

$$k_c = \frac{\Delta P}{P_{\text{сист}}} : \frac{\Delta f}{f_h}. \quad (16.14)$$

Общее изменение нагрузки системы:

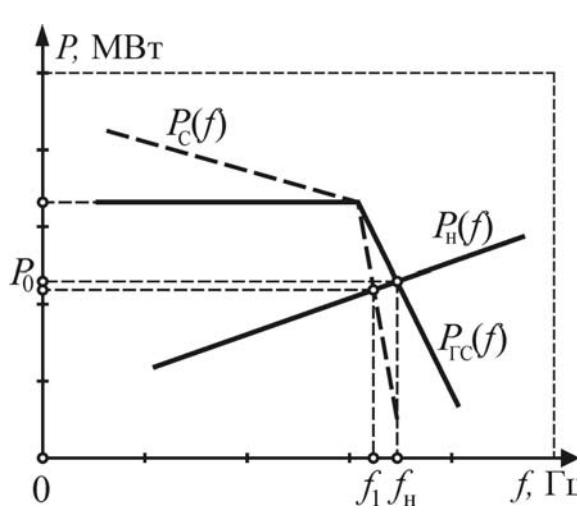
$$\Delta P = \sum \Delta P_{\Gamma i} + \Delta P_h = P_{\text{сист}} \frac{\Delta f}{f_h} k_{\Gamma C} + \frac{\Delta f}{f_h} k_h, \quad (16.15)$$

где P_h – нагрузка потребителей системы в данный момент времени; k_h – крутизна статической характеристики нагрузки по частоте.

Подставив значение ΔP в формулу (16.14), получим

$$k_c = k_{\Gamma C} + \frac{P_{\text{сист}}}{P_h} k_h. \quad (16.16)$$

Коэффициент резерва определяют по выражению $k_p = P_{\text{сист}} / P_h$. Тогда



$$k_c = k_{\Gamma C} + \frac{k_h}{k_p}. \quad (16.17)$$

При отсутствии резерва на всех генераторах системы ($k_p = 1$) крутизна характеристики генерации $k_{\Gamma C} = 0$ и $k_c = k_h$. В остальных случаях крутизна совмещенной статической характеристики системы $k_c \gg k_{\Gamma C}$. Соотношение между k_c , $k_{\Gamma C}$ и k_h графически представлено на рис. 16.10 в виде соответствующих характеристик P_c , $P_{\Gamma C}$, P_h .

Дополнительная нагрузка на генераторы системы при отклонении частоты распределяется при первичном регулировании прямо пропорционально крутизне частотных характеристик отдельных генераторов.

Рис. 16.10. Изменение крутизны статических характеристик генераций

При отклонении частоты дефицит мощности в системе определяется суммарным изменением мощности генераторов и потребителей

$$\Delta P = k_c P_{\text{сист}} \frac{\Delta f}{f_h}. \quad (16.18)$$

Учитывая коэффициент резерва, запишем:

$$\Delta P = k_c k_p P_h \frac{\Delta f}{f_h} = (k_{\Gamma C} k_p + k_h) P_h \frac{\Delta f}{f_h}. \quad (16.19)$$

При отклонении частоты Δf и нагрузке потребителей P_h необходимо изменить мощность станций на величину ΔP , для того чтобы восстановить частоту до номинальной f_h .

Отклонение частоты при этом выражим формулой

$$\Delta f = f_{\text{н}} \frac{\Delta P}{k_c k_p P_{\text{н}}} = f_{\text{н}} \frac{\Delta P}{(k_{\Gamma C} k_p + k_{\text{н}}) P_{\text{н}}}. \quad (16.20)$$

Нахождение частотных характеристик генераторов, нагрузки, системы расчетным путем сложно. Поэтому на практике в условиях эксплуатации энергосистемы их определяют с помощью экспериментальных измерений.

Для вычисления крутизны характеристики регулятора скорости отдельного генератора необходимо изменять частоту в системе и наблюдать при этом за изменением нагрузки отдельного генератора. Отношение приращения нагрузки к отклонению частоты даст величину крутизны.

Измерение величины $k_{\text{н}}$ производят следующим образом. Всем станциям системы, кроме одной, задают определенную фиксированную нагрузку P_{Φ} (рис. 16.11). Для того чтобы она не изменилась при снижении частоты под действием регуляторов скорости, ограничивают открытие энергоносителя.

Уменьшая мощность одной выбранной крупной станции, ступенями снижают частоту, при этом для каждой ступени замечают изменение мощности станции. Поскольку в опыте мощности всех остальных станций остаются неизменными, то изменение мощности регулирующей станции будет показывать изменение мощности нагрузки. В результате можно получить частотную статическую характеристику активной нагрузки $P_{\text{н}}(f)$.

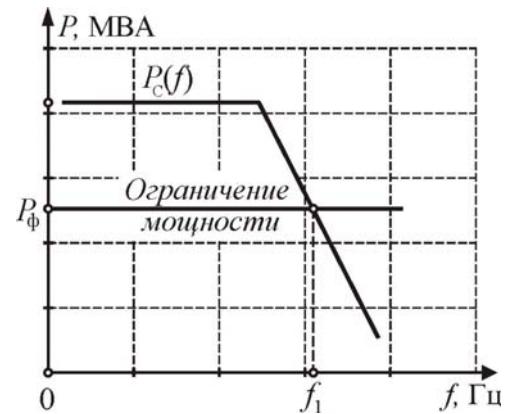


Рис. 16.11. Фиксация мощности генератора при снятии частотной характеристики нагрузки

16.4. Вторичное регулирование частоты

При выполнении регуляторов скорости турбин со статическими характеристиками первичное регулирование частоты не обеспечивает поддержание номинальной частоты в системе. Поэтому дополнительно применяют вторичное регулирование. Оно заключается в смещении характеристик регуляторов скорости турбин параллельно самим себе. Вторичное регулирование может осуществляться вручную или автоматически.

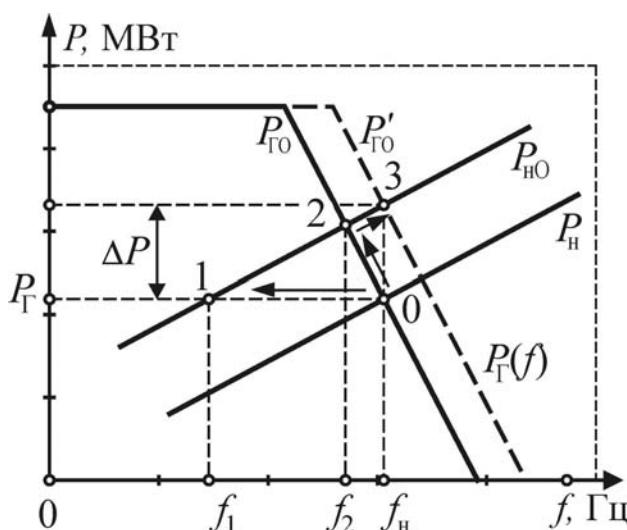


Рис. 16.12. Процесс совместного первичного и вторичного регулирования частоты

Рассмотрим процесс совместного первичного и вторичного регулирования частоты. Пусть известны усредненная характеристика регуляторов скорости генераторов системы $P_{\Gamma 0}$ и статическая характеристика нагрузки P_{h0} (рис. 16.12). В точке 0 имеется равновесие генерируемой и потребляемой мощности при частоте. Если отсутствуют первичные регуляторы скорости, то при росте нагрузки потребителей мощность генераторов P_{Γ} останется неизменной и частота снизится до f_1 , а характеристика нагрузки переместится в точку 1 и займет положение P_h . При включенных регуляторах скорости генераторы наберут часть нагрузки, и пересечение характеристик $P_{\Gamma 0}$ и P_h окажется в точке 2, а частота станет равной f_2 , причем $f_1 < f_2 < f_n$.

Наконец, при наличии регуляторов вторичного регулирования характеристика генераторов $P_{\Gamma 0}$ будет смещаться до тех пор, пока частота не станет равной номинальной f_n (точка 3, характеристики $P'_{\Gamma 0}$). В результате весь прирост нагрузки ΔP примут на себя генераторы станций.

Для выполнения вторичного регулирования частоты в системе обычно выделяют одну или несколько станций, а все остальные станции получают задание поддерживать постоянную нагрузку и участвуют только в процессе первичного регулирования частоты.

Пусть характеристика нерегулирующих станций (рис. 16.13) занимает первоначальное положение P_{np} , а регулирующей – P_p . Точки 1 характеризуют какой-то первоначальный рабочий режим энергосистемы при частоте f_n и соответствующих нагрузках станций P'_1 и P_1 .

При увеличении нагрузки системы за счет первичного регулирования произойдет набор нагрузки на регулирующую и нерегулирующие станции до P'_2 и P_2 , но частота до первоначальной f_n не восстановится, а станет равной f_1 . Работа станций будет продолжаться в точках 2. При этом увеличение мощности станций составляет $\Delta P' + \Delta P_1$.

Для восстановления частоты до номинальной регулирующая станция продолжит набор нагрузки до P_3 , осуществляя процесс вторичного регулирования частоты.

При этом будет происходить смещение ее частотной характеристики параллельно самой себе вплоть до точки 3, пока частота снова не станет номинальной. В этот период на нерегулирующих станциях продолжается первичное регулирование в обратную сторону на участке 2–1. Оно заканчивается в точке 1, соответствующей номинальной частоте и первоначальной нагрузке станций. После восстановления номинальной частоты всю дополнительную нагрузку $\Delta P_1 + \Delta P_2$ примет на себя регулирующая станция.

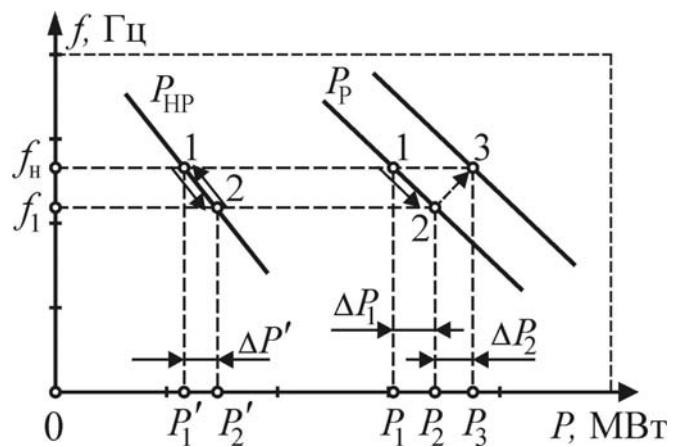


Рис. 16.13. Регулирование частоты
в нормальном режиме

16.5. Выбор станций для регулирования частоты

При наличии резерва мощности на нерегулирующих станциях и отклонении частоты как на нерегулирующих, так и на регулирующих станциях происходит первичное регулирование. Затем после соответствующего изменения нагрузки регулирующих станций (вторичного регулирования) мощности нерегулирующих станций принимают прежнее значение. Для того чтобы при первичном регулировании частоторегулирующие станции приняли на себя большую часть нагрузки крутизну их частотных характеристик делают больше, чем на нерегулирующих станциях.

При росте нагрузок в процессе первичного регулирования мощность частоторегулирующих станций изменится на величину

$$\Delta P'_{\text{пер}} = \frac{\Delta f}{f_h} k_\Gamma P_{\text{ном}}, \quad (16.21)$$

где k_Γ – крутизна частотных характеристик регулирующих станций; $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность частоторегулирующих станций.

Для поддержания частоты в заданных пределах при вторичном регулировании необходимый диапазон мощности регулирующих станций составит

$$\Delta P''_{\text{пер}} = n(P_h - \Delta P) - \Delta P, \quad (16.22)$$

где n – коэффициент, характеризующий максимальную скорость изменения нагрузки в относительных единицах, P_h – нагрузка потребителей после изме-

нения, соответствующая номинальной частоте, ΔP – изменение мощности всех генераторов системы и нагрузки в процессе первичного регулирования.

Учитывая допустимую величину изменения частоты, запишем:

$$\Delta P_{\text{пер}}'' = nP_{\text{H}} - \Delta P(n+1) = nP_{\text{H}} - \frac{\Delta f_{\text{доп}}}{f_{\text{H}}} (k_{\text{ГС}} k_{\text{p}} + k_{\text{H}}) P(n+1). \quad (16.23)$$

Полный диапазон регулируемой мощности частоторегулирующих станций, необходимый для поддержания частоты в допустимых пределах,

$$\Delta P_{\text{пер}} = \Delta P'_{\text{пер}} + \Delta P''_{\text{пер}}. \quad (16.24)$$

Наиболее удобным типом станции для регулирования частоты являются ГЭС. При наличии в энергосистеме ГЭС с дефицитом воды их используют для регулирования частоты в пикообразной части графика. Если дефицит воды незначительный, то регулирование частоты ГЭС осуществляют в течение всех 24 ч. При работе ГЭС с полной мощностью по водотоку регулирование частоты передают на тепловые станции. Для этой цели по возможности используют неэкономичные станции.

В послеаварийных режимах (при отключении генераторов системы) регулирующие станции, как правило, с регулированием частоты не справляются. Поэтому действующими правилами предусмотрено, что при значительном отклонении частоты изменение мощности должны также производить и нерегулирующие станции. Например, при снижении частоты до 49,75 Гц поднимает нагрузку одна группа станций, в интервале 49,5–49,75 – другая дополнительная группа станций и т. д. Верхний диапазон задают во избежание перерегулирования.

В объединенных энергосистемах при выборе частоторегулирующих станций следует учитывать возможные ограничения пропускной способности межсистемных линий.

16.6. Регулирование частоты в послеаварийных режимах

Послеаварийный режим связан со значительным отклонением частоты и может возникнуть при аварийном расщеплении объединенной энергосистемы на части, как с недостатком, так и избытком активной мощности.

Наиболее опасным является понижение частоты. При возникновении дефицита мощности и резком снижении частоты в результате первичного и вторичного регулирования все станции окажутся полностью загруженными.

Если отключившаяся в результате аварии мощность генераторов больше, чем был резерв на всех станциях системы, то частота не восстановится до номинальной. При значительном дефиците мощности снижение частоты бу-

дет большим. Для предотвращения лавины частоты должны быть приняты автоматические быстродействующие меры.

Восстановление частоты осуществляют путем автоматической частотной разгрузки (АЧР), при которой отключается часть потребителей. Преднамеренное отключение части потребителей позволяет сохранить в работе генерирующие мощности, обеспечить электроснабжение остальных нагрузок.

Рассмотрим процесс изменения частоты при действии АЧР ([рис. 16.14](#)). Здесь $P_{\Gamma C}$ – частотная характеристика генерирующей части системы, а P_h – статическая характеристика нагрузки. Рассмотрим случай, когда энергосистема работает без резерва с нагрузкой $P_{\Gamma C0}$ и частота равна номинальной.

Этот режим характеризуется точкой 1, в которой $P_{\Gamma C0} = P_h$. Предположим теперь, что в результате аварии отключена генерирующая мощность ΔP_g . Тогда характеристика генерирующей части системы сместится в положение $P_{\Gamma C1}$, и частота в соответствии со статической характеристикой нагрузки снижется до f_1 (точка 2). Для увеличения частоты до номинальной следует отключить с помощью АЧР часть нагрузки потребителей: $\Delta P_{AЧР} = \Delta P_g$.

На [рис. 16.14](#) это выражено переносом статической характеристики нагрузки параллельно самой себе в положение P_{h1} . При таком отключении мощность генерирования станет больше мощности потребления, и частота будет восстанавливаться по прямой 3–4. В точке 4 установится номинальная частота при новой генерирующей и потребляемой мощности.

Для того чтобы при снижении частоты не было лишних отключений всю систему АЧР разбивают на две категории (АЧР I и АЧР II), каждая из которых выполняется в виде нескольких очередей. В АЧР I и II очереди отличаются одна от другой только установками по частоте.

При снижении частоты происходит отключение потребителей от первой очереди АЧР I. Если частота продолжает снижаться, то срабатывает вторая очередь АЧР I с меньшей уставкой по частоте и т. д. Такая «самонастраивающаяся» система АЧР обеспечивает отключение мощности потребителей, равной возникшему дефициту мощности. При таком подходе подключение потребителей к АЧР допустимо производить с запасом, не боясь излишних отключений. Если после действия АЧР I частота не восстановится, то с задержками времени вступают в действие очереди АЧР II и дополнительно отключаются потребители.

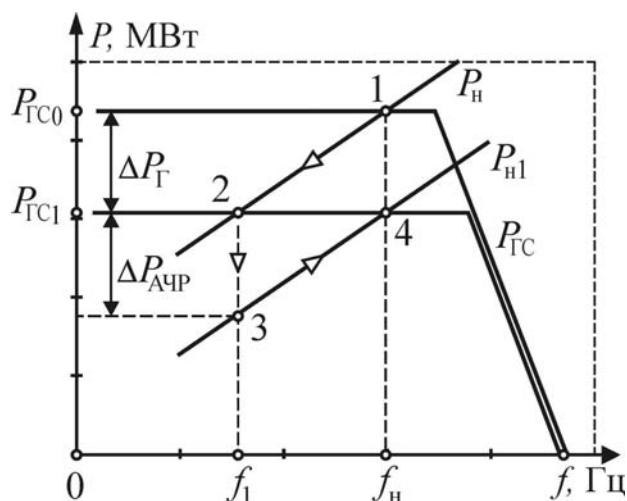


Рис. 16.14. Регулирование частоты при действии АЧР в работе

Изменение частоты во времени при возникновении дефицита активной мощности и действии АЧР показано на [рис. 16.15](#). Точка 0 кривой *a* характеризует начальный момент времени, в который возник дефицит мощности. При этом происходит снижение частоты по кривой *a*. В точке 1 частота f достигает уставки первой очереди АЧР-І, и происходит отключение части потребителей. Если при этом еще сохранился некоторый дефицит мощности, то будет происходить дальнейшее снижение частоты.

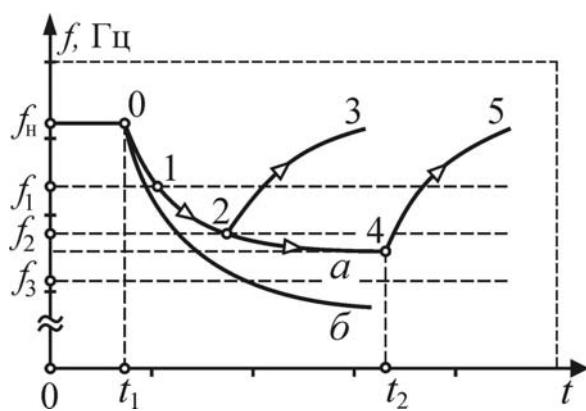


Рис. 16.15. Изменение частоты в послеаварийном режиме и действие АЧР

1-я очередь АЧР-ІІ, после чего частота повышается (кривая 4–5). Если частота еще не восстановилась, то срабатывает 2-я очередь АЧР-ІІ и т. д.

Избирательное действие АЧР с учетом возникновения величины и места дефицита мощности осуществляется путем учета скорости изменения частоты в местной (МЭС) и объединенной (ОЭС) энергосистемах. Из-за меньшей инерции в местной энергосистеме скорость изменения частоты всегда больше, чем в объединенной системе (кривая *b* на [рис. 16.15](#)). Другими словами, изменение частоты происходит тем быстрее, чем больше дефицит мощности. Поэтому при выпадении одной и той же мощности в местной и объединенной системе скорость изменения частоты будет выше в местной энергосистеме. Таким образом, для выравнивания частоты при отключении межсистемной линии в МЭС, кроме устройств АЧР_{ОЭС}, выполняемых по условию работы ОЭС, необходимо устройство АЧР_{МЭС}, реагирующее на значение частоты и скорость ее изменения.

В ОЭС при регулировании частоты возникает ряд особенностей, которые обусловлены наличием межсистемных связей и большой мощностью объединения. Если межсистемные линии имеют значительную пропускную способность, то объединение нескольких систем фактически является одной системой, и отличий, характерных для межсистемных линий, нет. Однако в большинстве случаев межсистемные линии электропередачи имеют ограниченную пропускную способность либо при большой пропускной способности предназначены для передачи больших потоков мощностей из одной системы в другую. Такой режим работы обычно диктуется экономическими соображениями, когда осуществляется транзит дешевой энергии от ГЭС или от экономичной ТЭС.

В точке 2 при частоте f_2 происходит дополнительное отключение потребителей от второй очереди АЧР-І. При достаточной отключенной нагрузке мощность генераторов превысит мощности потребителей, и частота будет повышаться (участок 2–3 кривой *a*). При уравновешивании генерирующей и потребляемой мощности частота может установиться между двумя соседними уставками АЧР (кривая 2–4). Происходит «зависание» частоты. Тогда через некоторое время в точке 4 срабатывает



В процессе регулирования частоты в энергосистеме изменяются потоки активной мощности по межсистемным линиям электропередачи и может наступить их перегрузка.

Поясним причины возможной перегрузки на примере схемы объединенной энергосистемы, представленной на [рис. 16.16](#).

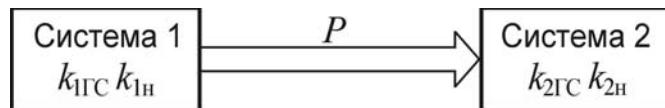


Рис. 16.16. Поток мощности между избыточной и дефицитной системой

Пусть поток мощности при номинальной частоте направлен из системы 1 в систему 2. Статические (частотные) характеристики систем генерирования имеют крутизну $k_{1\text{ГС}}$ и $k_{2\text{ГС}}$, причем $k_{1\text{ГС}} > k_{2\text{ГС}}$ ([рис. 16.17](#)). Тогда при снижении частоты с f_n до f_1 в процессе первичного регулирования мощность станции энергосистемы 1 увеличится на ΔP_1 , а мощность станций системы 2 – на ΔP_2 , причем $\Delta P_1 > \Delta P_2$. При этом поток мощности по межсистемной линии увеличится, что может привести к ее перегрузке.

При малых отклонениях частоты изменение этого потока неизначительно. В послеаварийных режимах, когда происходит значительное снижение частоты, непропорциональное изменение нагрузки потребителей отдельных систем может привести к перегрузке межсистемных линий и их отключению, что разовьет аварию. Поэтому во избежание не приятностей, связанных с перегрузкой межсистемных линий, в процессе регулирования частоты осуществляют контроль за перетоками мощности по линиям.

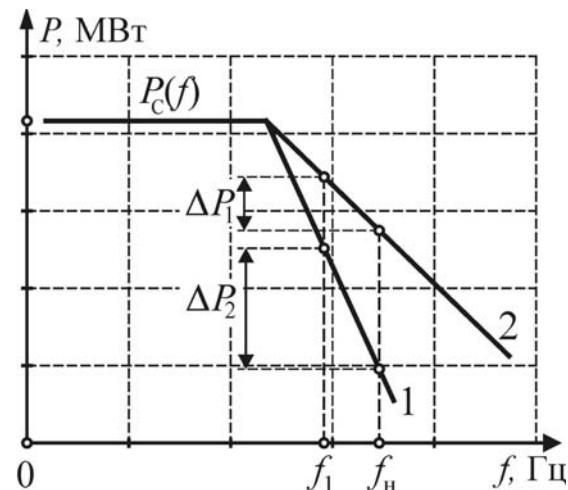


Рис. 16.17. Статические характеристики систем генерации

В объединенных международных энергосистемах на межсистемных линиях электропередачи задаются графики обменных потоков мощности в соответствии с интересами каждой страны. Регулирование частоты поручается энергосистеме одной из стран, входящих в объединение. Другие энергосистемы изменяют мощности своих станций так, чтобы выдерживать заданные перетоки по межсистемным линиям.

Вопросы для самопроверки

1. Какие известны показатели качества электрической энергии?
2. Каким показателем оценивается качество частоты?
3. Какими показателями оценивается качество напряжения?
4. Что понимают под отклонением напряжения и каковы причины его появления?
5. Как влияет отклонение напряжения на работу электроприемников?

6. Каковы верхние пределы допустимых отклонений напряжения в сетях 35 – 750 кВ?
7. Что понимают под колебанием напряжения, каковы причины его появления?
8. Как количественно оценивается колебание напряжения?
9. По каким причинам возникает несинусоидальность напряжения? Каковы отрицательные последствия ее появления?
10. Как количественно оценивается несинусоидальность напряжения?
11. Каковы причины появления несимметрии напряжений и отрицательные последствия ее появления?
12. Какими количественными показателями оценивается несимметрия напряжения?
13. Что понимают под провалом напряжения?
14. Как определить диапазон изменения мощности при регулировании частоты?
15. Как влияет крутизна частотной характеристики элементов системы на регулирование частоты?
16. Каковы возможные причины и последствия понижения частоты в энергосистеме?
17. Каковы особенности поведения станции при отсутствии резерва мощности?
18. Каким образом классифицируют изменения частоты в энергосистеме?
19. Какова связь между балансом активной мощности и регулированием частоты?
20. Что понимают под резервом мощности и энергии системы и каково назначение резерва?
21. Как характеризовать процесс первичного регулирования частоты?
22. Каким образом выполняют регулирование частоты в энергосистемах?
23. Какие требования предъявляют к регуляторам частоты электрических станций?
24. Каковы приоритеты в распределении активных мощностей между электростанциями?
25. В чем заключается сущность вторичного регулирования частоты?
26. Каков порядок работы автоматической частотной разгрузки?
27. Каковы особенности регулирования частоты в послеаварийных режимах?
28. Каковы возможные причины и последствия повышения частоты в энергосистеме?
29. Чем обусловлены особенности работы устройств АЧР в связанных энергосистемах разной мощности?

ЛЕКЦИЯ 17. ОСНОВЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ СИСТЕМ ПЕРЕДАЧИ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

План

1. Основные задачи регулирования режимов.
2. Регулирование напряжения с помощью трансформаторов с устройствами регулирования под нагрузкой.
3. Выбор режимов регулирования напряжения в распределительных сетях.
4. Регулирование напряжения изменением потоков реактивной мощности.

17.1. Задачи регулирования режимов

Под режимом работы системы передачи и распределения электроэнергии понимают состояние системы, характеризующееся совокупностью условий и величин в какой-либо момент времени или на интервале времени. Различают нормальные, аварийные, послеаварийные и ремонтные режимы.

Нормальным режимом работы называется режим, при котором обеспечивается электроснабжение всех потребителей и качество электрической энергии (качество частоты и качество напряжения) в установленных пределах.

К основным параметрам нормального режима относятся: частота переменного тока в системе; напряжения, токи, потоки активной и реактивной мощности в узлах системы; токи, потоки активной и реактивной мощности в ветвях схемы сети (в линиях и трансформаторах); активные и реактивные мощности электростанций; реактивные мощности компенсирующих устройств.

Если один или несколько элементов системы отключены для проведения их ремонта, то наступает ремонтный режим. В случае же отключения одного или нескольких элементов из-за возникших внезапных повреждений система оказывается в состоянии послеаварийного режима.

Нормальные, ремонтные и послеаварийные режимы относятся к установленвшимся режимам. Они характеризуются достаточно большой продолжительностью (часами, сутками, месяцами) и неизменными или медленно изменяющимися параметрами режима. В ремонтных и послеаварийных режимах, так же как и в нормальных режимах, должно обеспечиваться качество электроэнергии в соответствии с нормативами. Вместе с тем в отличие от нормальных режимов при возникновении ремонтных и послеаварийных режимов иногда допускают некоторое ограничение потребителей по мощности.

Аварийные режимы относятся к переходным режимам и характеризуются кратковременностью (доли секунды, несколько секунд). Они возникают при различных повреждениях, например, при коротких замыканиях, при этом



параметры режима изменяются быстро и сильно отличаются от параметров установившегося режима.

Регулирование нормальных режимов осуществляется в соответствии с суточным планом. Если условия функционирования системы изменились по сравнению с планом, то производится коррекция режима. При этом должны быть удовлетворены условия требуемой надежности электроснабжения потребителей, качества электроэнергии и наибольшей экономичности.

При управлении нормальными режимами обеспечивается производство оперативных переключений, вывод в ремонт и резерв оборудования и ввод его в работу после окончания ремонта, соответствующая настройка релейной защиты и системной автоматики, сбор и обработка информации о работе системы.

Управление нормальными режимами системы передачи и распределения электроэнергии можно условно разделить:

1) на управление режимами для обеспечения надежности электроснабжения;

2) управление напряжением и реактивной мощностью для обеспечения экономичности режимов электрических сетей и качества электроэнергии по напряжению.

Управление режимами для обеспечения надежности включает:

оперативный контроль параметров режима (перетоков активной мощности, напряжений в основных узлах системы) и принятие мер в случае выхода их за допустимые пределы по условию надежности;

оценку ожидаемых ремонтных и возможных аварийных режимов, принятие мер по корректировке режима, изменению схемы сети, состава включенного оборудования для предотвращения возможных недопустимых послеаварийных режимов;

ограничение перетоков мощности по транзитным и межсистемным линиям электропередачи.

Управление по напряжению и реактивной мощности включает:

поддержание напряжения у электроприемников в соответствии с нормами качества электроэнергии;

обеспечение экономичности режима электрической сети с учетом технических ограничений по ее элементам.

17.2. Регулирование напряжения с помощью трансформаторов с устройствами регулирования под нагрузкой

Сущность регулирования напряжения с помощью трансформаторов заключается в том, что при необходимости изменения напряжения на вторичной стороне трансформатора изменяют его коэффициент трансформации. С этой целью, как уже отмечалось, на всех трансформаторах выполняют специальные ответвления, каждое из которых соответствует определенному числу

витков обмотки и, следовательно, определенному коэффициенту трансформации. Действительно, напряжение на шинах НН двухобмоточного понижающего трансформатора можно представить так:

$$U_{\text{H}} = \frac{U'_{\text{H}}}{k_t} = \frac{U'_{\text{H}}}{U_{\text{BH}}(1 \pm 0,01n\Delta k_t)/U_{\text{HH}}},$$

где U'_{H} - напряжение на шинах НН, приведенное к шинам высшего напряжения; U_{HH} – номинальное напряжение обмотки НН; U_{BH} – номинальное напряжение среднего ответвления обмотки ВН; Δk_t – ступень (шаг) регулирования напряжения на обмотке ВН, %; n – количество включенных ответвлений относительно среднего ответвления.

Таким образом, каждому ответвлению трансформатора соответствует свое номинальное напряжение обмотки. Переводя переключатель ответвлений из одного положения в другое, т. е. изменяя n , можно изменять номинальное напряжение обмотки ВН, что неизбежно приведет к регулированию напряжения U_{H} на шинах НН. Очевидно, что при увеличении номинального напряжения обмотки ВН (в скобках – знак плюс) напряжение U_{H} будет снижаться, а при уменьшении коэффициента трансформации (в скобках – знак минус) – увеличиваться.

Принципиальные схемы одной фазы обмоток двухобмоточного трансформатора с устройством РПН приведены на [рис. 17.1](#). Здесь ОО – основная часть обмотки; РО – регулировочная часть обмотки, подключенная со стороны нейтрали трансформатора; К – контакторы; Р – токоограничивающий реактор; R – токоограничивающие активные сопротивления; 1–9 – ответвления регулировочной части обмотки. Нейтраль трансформатора О соединена со средним ответвлением. При установке переключателя в положение 5 в работе находится только основная часть обмотки ОО. Если переключатель находится в одном из положений 1–4, то к основной части обмотки ОО добавляется соответствующее число витков согласно включенной регулировочной части обмотки РО, в результате чего коэффициент трансформации увеличивается. В случае подключения переключателя к одному из ответвлений 6–9 к основной части обмотки ОО присоединяется некоторое количество встречно включенных витков, вследствие чего коэффициент трансформации уменьшается.

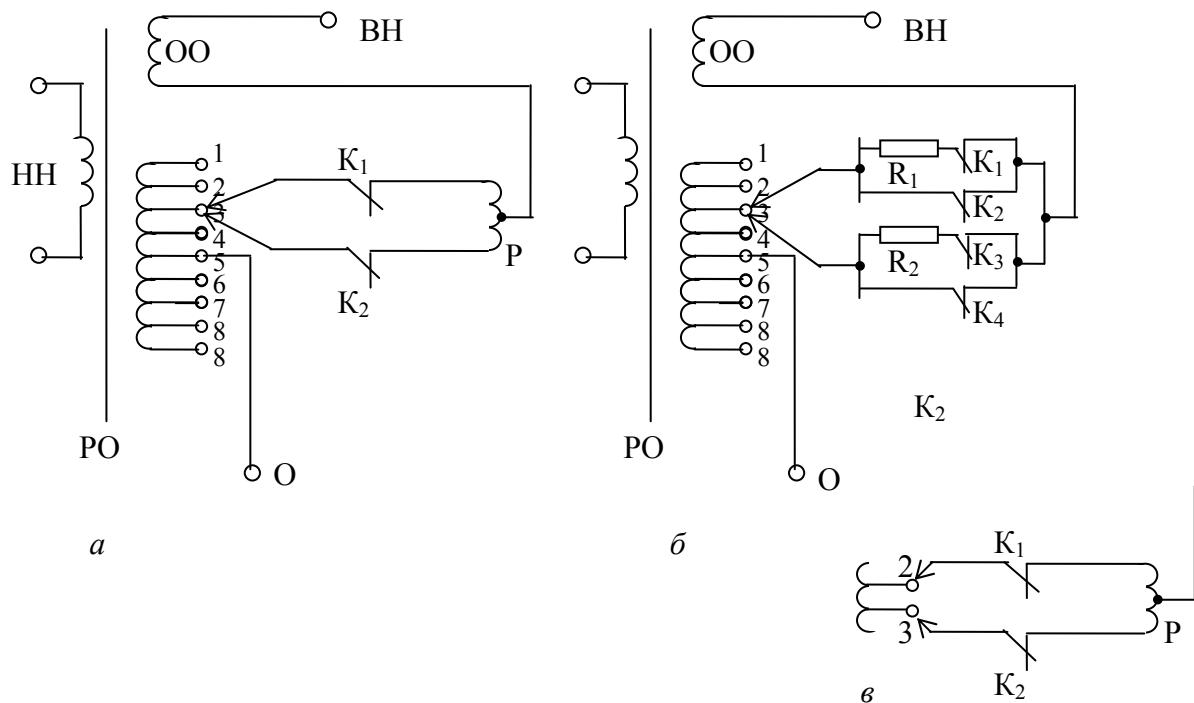


Рис. 17.1. Принципиальные схемы обмоток трансформатора с РПН:
 а – с токоограничивающим реактором; б – с токоограничивающими активными сопротивлениями; в – переключателя в промежуточном положении

В схеме с токоограничивающим реактором (рис. 17.1, а) при нахождении переключателя в каком-то положении (например, на ответвлении 3) ток нормального режима проходит по цепи: вывод ВН, обмотка ОО, плечи реактора Р, контакторы К₁ и К₂, обмотка РО между ответвлениями 3 и 5, нейтраль трансформатора. Если, например, переключатель надо перевести из ответвления 3 в ответвление 2, это производится в следующей последовательности: размыкается kontaktor K₁, переводится kontaktor переключателя в положение 2, замыкается kontaktor K₁ (рис. 17.1, в), размыкается kontaktor K₂, переводится нижний kontakt переключателя в положение 2, замыкается kontaktor K₂. В результате ни в один из моментов времени цепь, по которой проходит ток нагрузки трансформатора, не разрывается. Обратим внимание на то, что в какой-то момент времени верхний kontakt находится в положении 2, а нижний – в положении 3 (рис. 17.1, в). При этом между точками 2 и 3 приложено напряжение, равное величине ступени регулирования трансформатора. Так, если среднее ответвление 5 соответствует линейному номинальному напряжению 115 кВ, а ступень регулирования равна 1,78 %, то напряжение между точками 2 и 3 будет равно

$$U_{23} = \frac{1,78}{100} \cdot \frac{115}{\sqrt{3}} = 1,18 \text{ кВ.}$$

Из-за того, что сопротивление обмотки между точками 2 и 3 мало, это напряжение может вызвать в образовавшемся контуре (рис. 17.1, в) недопус-

тимый ток. Поэтому для его ограничения в схему переключателя ответвлений вводят токоограничивающий реактор Р.

В другой схеме роль ограничителя тока при нахождении переключателя в промежуточном положении выполняют токоограничивающие активные сопротивления R_1 и R_2 ([рис. 17.1, б](#)). При нахождении верхнего и нижнего контактов переключателя в положении 3 контакторы K_3 и K_4 включены, а K_1 и K_2 отключены. Сопротивление R_2 шунтируется контактором K_4 , по которому проходит рабочий ток. Для переключения ответвления в положение 2: переводится верхний контакт в положение 2 без тока в R_1 , K_1 , K_2 ; размыкается контактор K_4 , в результате чего рабочий ток начинает проходить по сопротивлению R_2 ; замыкается контактор K_1 , при этом рабочий ток перераспределяется между сопротивлениями R_1 и R_2 , и в возникшем контуре появляется некоторый уравнительный ток; размыкается контактор K_3 ; нижний контакт переключателя переводится в положение 2; замыкается контактор K_2 , который шунтирует сопротивление R_2 , вследствие чего рабочий ток проходит только через контактор K_2 .

Активные сопротивления рассчитывают на кратковременный ток, поэтому они более компактны. При этом должно быть обеспечено быстродействие переключателя.

Принципиальные схемы включения одной фазы вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ) на примере автотрансформаторов показаны на [рис. 17.2, а, б, в](#). Схемы даны применительно к фазе А автотрансформатора. В зависимости от подаваемого напряжения на питающую обмотку 1 на регулировочной обмотке 2 будет создаваться *продольная, попечная и продольно-поперечная* ЭДС. Так, при подключении питающей обмотки к фазе, соответствующей фазе автотрансформатора (в рассматриваемом случае к фазе А), и нейтрали автотрансформатора ([рис. 17.12, а](#)) будет создаваться продольная ЭДС, вектор которой совпадает с вектором напряжения данной фазы автотрансформатора. В результате на выходе СН автотрансформатора напряжение будет равно

$$U'_A = U_A + E'_A.$$

Если на фазу А питающей обмотки ВДТ подать вектор напряжения U_{BC} ([рис. 17.2, б](#)), то в регулировочной обмотке возникнет попечная ЭДС ([рис. 17.3, б](#)), и на выходе СН автотрансформатора напряжение окажется равным

$$U'_A = U_A + jE''_A.$$

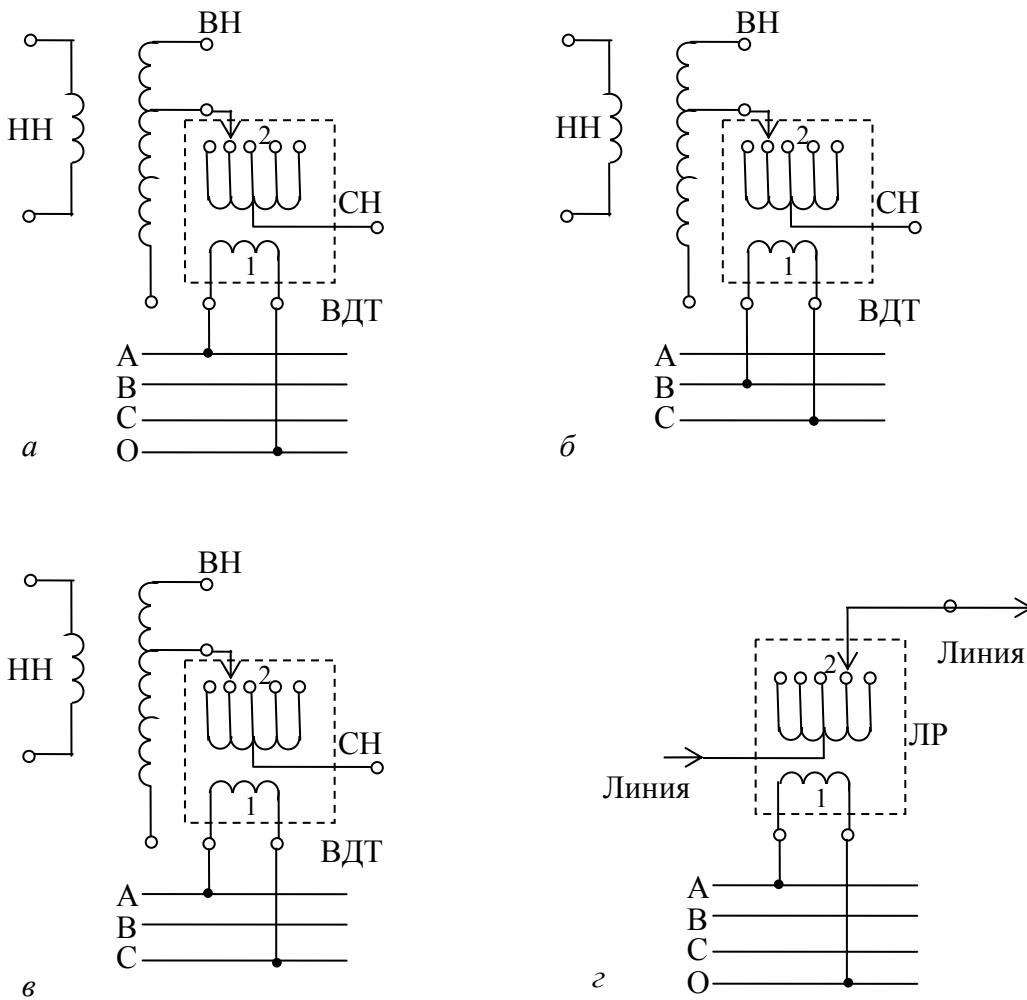


Рис. 17.2. Принципиальные схемы включения:
 а, б, в – вольтодобавочных
 трансформаторов; г – линейного регулятора

Если на фазу А питающей обмотки ВДТ подать вектор напряжения \dot{U}_{BC} (рис. 17.2, б), то в регулировочной обмотке возникнет поперечная ЭДС (рис. 17.3, б), и на выходе СН автотрансформатора напряжение окажется равным

$$\dot{U}'_A = \dot{U}_A + jE''_A .$$

И, наконец, при подаче на фазу А питающей обмотки ВДТ вектора напряжения \dot{U}_{AC} (рис. 17.2, в) будет создана продольно-поперечная ЭДС (рис. 17.3, в). При этом на выходе СН автотрансформатора будет равно

$$\dot{U}'_A = \dot{U}_A + \dot{E}_A = \dot{U}_A + E'_A + jE''_A .$$

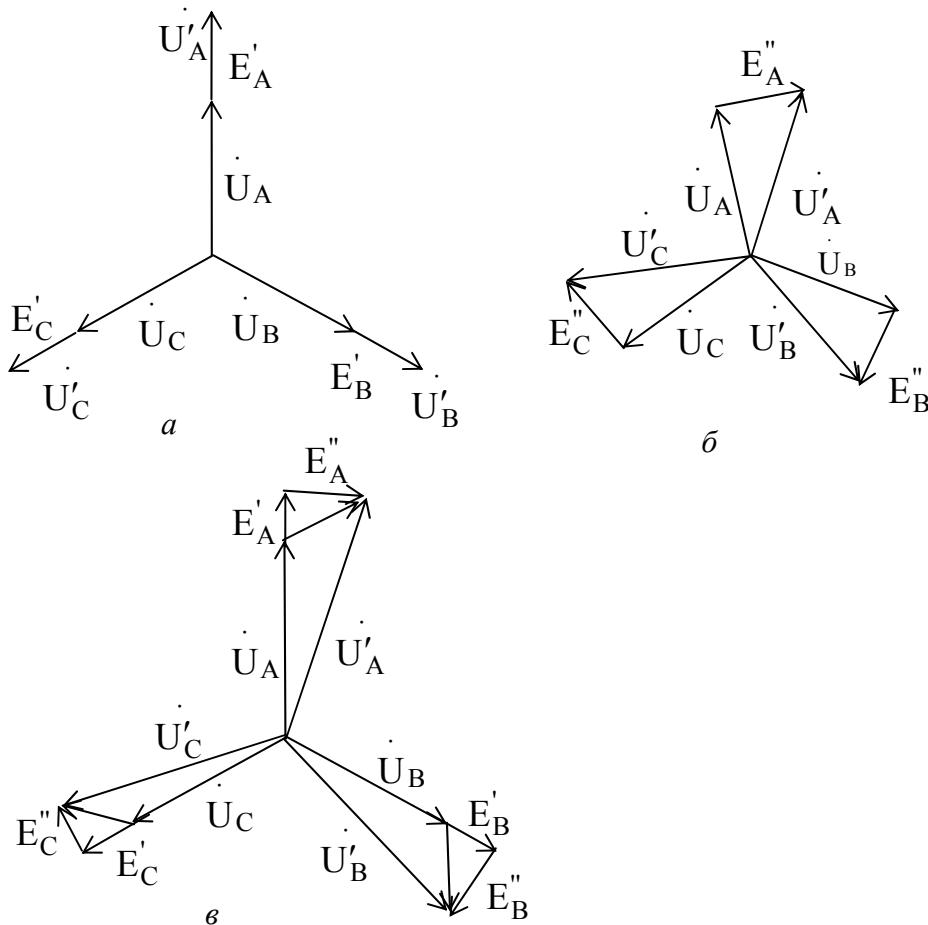


Рис. 17.3. Векторные диаграммы напряжений:
 а – при продольном регулировании; б – при поперечном регулировании;
 в – при продольно-поперечном регулировании

Заметим, что во всех трех рассмотренных случаях после ВДТ изменяется модуль напряжения и вместо $|U_A|$ оно становится равным $|U'_A|$.

Аналогичны схема включения и принцип работы линейного регулятора ЛР. На [рис. 17.2, 2](#), показан вариант включения ЛР для случая создания в регулировочной обмотке 2 фазы А продольной ЭДС, когда питающая обмотка 1 подключается к фазе А и нейтрали трансформатора (автотрансформатора).

Рассмотрим теперь вопрос практического использования устройств РПН для обеспечения требуемых режимов напряжения. Такая задача возникает как в условиях эксплуатации электрической сети, так и при ее проектировании. При эксплуатации приходится выбирать конкретные ответвления трансформатора, при которых может быть получено требуемое напряжение на шинах вторичного напряжения подстанций в различных режимах. При проектировании сети необходимо убедиться в том, что имеющийся на трансформаторах диапазон устройства РПН достаточен для обеспечения выбранного режима регулирования напряжения на шинах вторичного напряжения

подстанций. В обоих случаях исходной информацией для выбора ответвления служат результаты расчета установившихся режимов электрической сети при наибольших и наименьших нагрузках, а также наиболее тяжелых послеаварийных режимах или результаты замеров напряжения на входе трансформаторов.

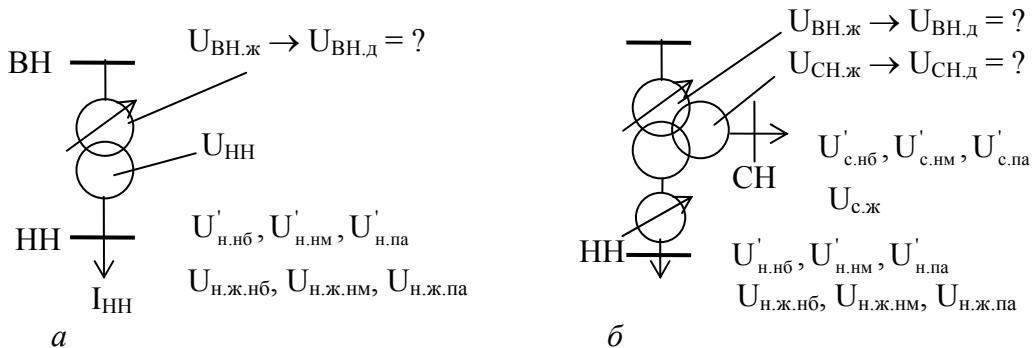


Рис. 17.4. Исходная информация для выбора ответвлений трансформаторов с РПН: *a* – двухобмоточных; *б* – трехобмоточных

Применительно к двухобмоточному трансформатору с РПН в результате электрических расчетов сети будут известны напряжения на шинах НН, приведенные к высшему напряжению трансформатора, в режимах наибольших нагрузок $U'_{\text{h,nb}}$ и наименьших нагрузок $U'_{\text{h,nm}}$, а также в наиболее тяжелом послеаварийном режиме $U'_{\text{h,pa}}$ (рис. 17.4, *a*). При необходимости рассматривается несколько послеаварийных режимов. Поскольку устройства РПН позволяют производить переход с одного ответвления на другое без отключения трансформатора от сети, то для различных режимов электропотребления в течение суток могут быть выбраны соответствующие желаемые (требуемые) напряжения. Они принимаются исходя из намеченного графика напряжений на шинах ЦП, например, в соответствии с режимом стабилизации напряжения, режимом встречного регулирования и др. Таким образом, в общем случае зададимся желаемыми напряжениями на шинах НН подстанции в режимах наибольших нагрузок $U_{\text{h,j,nb}}$, наименьших нагрузок $U_{\text{h,j,nm}}$ и в послеаварийном режиме $U_{\text{h,j,pa}}$ (рис. 17.4, *a*). Заметим, что потребителя не интересует, в каком состоянии находится электрическая сеть – нормальном или послеаварийном. В любом случае электроэнергия должна подаваться требуемого качества. Поэтому в качестве желаемого напряжения в послеаварийном режиме обычно выбирают такое же напряжение, как и для нормального режима. Если, например, за послеаварийный режим принят режим наибольших нагрузок, а на шинах НН необходимо обеспечить встречное регулирование, то за желаемые могут быть приняты напряжения

$$U_{\text{h,j,nb}} = U_{\text{h,j,pa}} = 1,05U_{\text{nom}} \text{ и } U_{\text{h,j,nm}} = 1,0U_{\text{nom}},$$

где U_{nom} – номинальное напряжение сети НН.

Для выбора ответвлений должны быть также известны параметры собственно трансформатора. А именно: номинальное напряжение $U_{\text{НН}}$ обмотки низшего напряжения и номинальные напряжения $U_{\text{ВН}}$ каждого из ответвлений обмотки высшего напряжения. При этом искомым является желаемое напряжение $U_{\text{ВН.ж}}$ (напряжение ответвления) обмотки высшего напряжения ([рис. 17.4, а](#)).

При сформулированной исходной информации для каждого режима электропотребления можно выразить желаемый коэффициент трансформации через параметры режима как отношение напряжения на шинах НН, приведенное к высшему напряжению, и через параметры собственно трансформатора как отношение желаемого напряжения ответвления обмотки высшего напряжения к номинальному напряжению обмотки низшего напряжения:

$$k_{\text{т.ж.нб}} = \frac{U'_{\text{н.нб}}}{U_{\text{н.ж.нб}}} = \frac{U_{\text{ВН.ж.нб}}}{U_{\text{НН}}},$$

$$k_{\text{т.ж.нм}} = \frac{U'_{\text{н.нм}}}{U_{\text{н.ж.нм}}} = \frac{U_{\text{ВН.ж.нм}}}{U_{\text{НН}}},$$

$$k_{\text{т.ж.па}} = \frac{U'_{\text{н.па}}}{U_{\text{н.ж.па}}} = \frac{U_{\text{ВН.ж.па}}}{U_{\text{НН}}}.$$

Отсюда могут быть найдены желаемые напряжения ответвлений трансформаторов для соответствующих режимов, обеспечивающие желаемые напряжения на шинах НН.

$$\left. \begin{aligned} U_{\text{ВН.ж.нб}} &= \frac{U'_{\text{н.нб}}}{U_{\text{н.ж.нб}}} U_{\text{НН}}; \\ U_{\text{ВН.ж.нм}} &= \frac{U'_{\text{н.нм}}}{U_{\text{н.ж.нм}}} U_{\text{НН}}; \\ U_{\text{ВН.ж.па}} &= \frac{U'_{\text{н.па}}}{U_{\text{н.ж.па}}} U_{\text{НН}}. \end{aligned} \right\} \quad (17.1)$$

По желаемым (расчетным) напряжениям ответвлений принимают ближайшие стандартные напряжения ответвлений из имеющихся на устройстве РПН данного трансформатора $U_{\text{ВН.д.нб}}$, $U_{\text{ВН.д.нм}}$, $U_{\text{ВН.д.па}}$. При выбранных стандартных ответвлениях действительные напряжения на шинах низшего напряжения будут равны

$$\left. \begin{aligned} U_{\text{н.д.нб}} &= \frac{U'_{\text{н.нб}}}{k_{\text{т.д.нб}}} = \frac{U'_{\text{н.нб}}}{U_{\text{ВН.д.нб}} / U_{\text{НН}}} = \frac{U'_{\text{н.нб}}}{U_{\text{ВН.д.нб}}} U_{\text{НН}}; \\ U_{\text{н.д.нм}} &= \frac{U'_{\text{н.нм}}}{k_{\text{т.д.нм}}} = \frac{U'_{\text{н.нм}}}{U_{\text{ВН.д.нм}} / U_{\text{НН}}} = \frac{U'_{\text{н.нм}}}{U_{\text{ВН.д.нм}}} U_{\text{НН}}; \\ U_{\text{н.д.па}} &= \frac{U'_{\text{н.па}}}{k_{\text{т.д.па}}} = \frac{U'_{\text{н.па}}}{U_{\text{ВН.д.па}} / U_{\text{НН}}} = \frac{U'_{\text{н.па}}}{U_{\text{ВН.д.па}}} U_{\text{НН}}, \end{aligned} \right\} \quad (17.2)$$

где $k_{\text{т.д}}$ – действительный коэффициент трансформации при выбранном ответвлении для соответствующего режима электропотребления.

Рассмотрим теперь подход к выбору ответвлений трехобмоточных трансформаторов с РПН. В качестве исходной режимной информации будут служить напряжения в режимах наибольших и наименьших нагрузок, а также в послеаварийном режиме на шинах НН $U'_{\text{н.нб}}$, $U'_{\text{н.нм}}$, $U'_{\text{н.па}}$ и на шинах СН $U'_{\text{с.нб}}$, $U'_{\text{с.нм}}$, $U'_{\text{с.па}}$, приведенные к высшему напряжению ([рис. 17.4, б](#)). Как и для двухобмоточных трансформаторов, зададимся желаемыми напряжениями на шинах НН для каждого из рассматриваемых режимов $U_{\text{н.ж.нб}}$, $U_{\text{н.ж.нм}}$, $U_{\text{н.ж.па}}$. При этом устройство РПН в обмотке высшего напряжения будем использовать, прежде всего, для обеспечения заданного режима напряжений на шинах НН. С учетом данного условия на шинах СН может быть задано только одно желаемое напряжение $U_{\text{с.ж}}$ для всех режимов, т. к. в обмотке среднего напряжения трансформатора нет устройства РПН.

Трехобмоточный трансформатор сначала рассматривается как двухобмоточный в направлении ВН – НН, и для каждого режима электропотребления выбираются соответствующие ответвления устройства РПН в обмотке высшего напряжения с действительными напряжениями ответвлений $U_{\text{ВН.д.нб}}$, $U_{\text{ВН.д.нм}}$, $U_{\text{ВН.д.па}}$. Эти ответвления будут удовлетворять требуемому режиму напряжений на шинах НН. Затем при фиксированных ответвлениях в обмотке ВН переходят к выбору ответвления в обмотке СН, рассматривая снова трехобмоточный трансформатор в направлении ВН – СН. При этом желаемый коэффициент трансформации может быть записан по параметрам нормальных режимов и параметрам обмоток трансформатора в виде

$$k_{\text{т.ж}} = \frac{U'_{\text{с.нб}} + U'_{\text{с.нм}}}{2U_{\text{с.ж}}} = \frac{U_{\text{ВН.д.нб}} + U_{\text{ВН.д.нм}}}{2U_{\text{СН.ж}}}.$$

Отсюда желаемое напряжение ответвления обмотки СН

$$U_{\text{СН.ж}} = \frac{(U_{\text{ВН.д.нб}} + U_{\text{ВН.д.нм}})U_{\text{с.ж}}}{U'_{\text{с.нб}} + U'_{\text{с.нм}}}. \quad (17.3)$$

По этому расчетному напряжению выбирается ближайшее действительное стандартное напряжение ответвления $U_{\text{CH},d}$, имеющееся на данном трансформаторе. Тогда действительные (фактические) напряжения на шинах СН в соответствующих режимах будут равны

$$\left. \begin{aligned} U_{\text{c.d.nб}} &= \frac{U'_{\text{c.nб}}}{k_{\text{т.д.нб}}} = \frac{U'_{\text{c.nб}}}{U_{\text{ВН.д.нб}} / U_{\text{CH},d}} = \frac{U'_{\text{c.nб}}}{U_{\text{ВН.д.нб}}} U_{\text{CH},d}; \\ U_{\text{c.d.нм}} &= \frac{U'_{\text{c.нм}}}{k_{\text{т.д.нм}}} = \frac{U'_{\text{c.нм}}}{U_{\text{ВН.д.нм}} / U_{\text{CH},d}} = \frac{U'_{\text{c.нм}}}{U_{\text{ВН.д.нм}}} U_{\text{CH},d}; \\ U_{\text{c.d.па}} &= \frac{U'_{\text{c.па}}}{k_{\text{т.д.па}}} = \frac{U'_{\text{c.па}}}{U_{\text{ВН.д.па}} / U_{\text{CH},d}} = \frac{U'_{\text{c.па}}}{U_{\text{ВН.д.па}}} U_{\text{CH},d}, \end{aligned} \right\} \quad (17.4)$$

где $k_{\text{т.д}}$ – действительный коэффициент трансформации между обмотками ВН и СН трансформатора.

При выполнении расчетов на ЭВМ возможны различные способы выбора ответвлений трансформаторов. По первому способу на шинах ВН, СН и НН подстанции и в нулевой точке схемы замещения трехобмоточного трансформатора задают базисные напряжения, равные номинальному напряжению сети ВН, что соответствует коэффициенту трансформации, равному 1, и производят расчет режима. В результате определяют напряжения, приведенные к шинам ВН. Далее выбирают ответвления трансформаторов по формулам (17.1), (17.3).

Ряд известных программ расчета установившихся режимов позволяет применить второй способ. По нему на шинах ВН, СН и НН подстанций задают базисные напряжения, равные номинальному напряжению соответствующей сети (например, 110, 35 и 10 кВ).

В нулевой точке схемы замещения трехобмоточных трансформаторов базисное напряжение задают равным напряжению на шинах ВН. Для ветви, соответствующей двухобмоточному трансформатору, и ветви, соответствующей обмотке НН трехобмоточного трансформатора, задают ступени регулирования напряжения устройства РПН.

Кроме того, с учетом выбранного принципа встречного регулирования в каждом режиме (режиме наибольших и наименьших нагрузок, в послеаварийных режимах) на шинах НН задают желаемые напряжения.

В результате расчета режима на ЭВМ с такими данными определяют по каждой подстанции выбранные ответвления и фактические напряжения на шинах НН.

Для выбора ответвления на обмотке СН при расчете режима задают коэффициент трансформации в направлении ВН – СН $k_{\text{BC}} = \frac{U_{\text{ВН.б}}}{U_{\text{CH.б}}}$, соответствующий заданным базисным напряжениям на шинах ВН $U_{\text{ВН.б}}$ и СН $U_{\text{CH.б}}$. Найденные при этом напряжения, приведенные к высшему напряжению:



$$U'_{\text{c.нб}} = U_{\text{c.нб}} k_{\text{BC}};$$

$$U'_{\text{c.нм}} = U_{\text{c.нм}} k_{\text{BC}};$$

$$U'_{\text{c.па}} = U_{\text{c.па}} k_{\text{BC}}.$$

Далее ответвление выбирают по формуле (17.3), Обратим внимание на то, что для устройств РПН ответвления выбирают в каждом из расчетных режимов, а для устройств без РПН – одно ответвление для всех режимов.

Третий способ полезно использовать в проектных расчетах, когда основная задача заключается не в выборе конкретных ответвлений трансформаторов, а в проверке достаточности диапазона регулирования для обеспечения заданных режимов напряжений на шинах вторичного напряжения понижающих подстанций. В этом случае для режима наибольших нагрузок и по-слеаварийных режимов задают наименьшие коэффициенты трансформации:

$$k_{\text{BH}} = \frac{U_{\text{отв.мин}}}{U_{\text{нн}}}, \quad (17.5)$$

где $U_{\text{нн}}$ – номинальное напряжение обмотки НН; $U_{\text{отв.мин}}$ – наименьшее напряжение из всего диапазона регулировочных ответвлений.

Например, при диапазоне регулирования $115 \pm 9 \times 1,78\%$ $U_{\text{отв.мин}}$ будет равно $115 - 9 \times 1,78\%$, т. е. 96,6 кВ.

На шинах СН базисное напряжение задается равным номинальному напряжению сети.

По результатам расчета режима производят сравнение полученного напряжения на шинах НН $U_{\text{н.д}}$ и желаемого напряжения на этих шинах $U_{\text{н.ж}}$ в данном режиме. При соблюдении условия $U_{\text{н.д}} \geq U_{\text{н.ж}}$ имеющийся диапазон РПН на трансформаторе будет достаточным для обеспечения желаемого напряжения в соответствующем режиме.

Аналогично расчет выполняют и для режима наименьших нагрузок, но только коэффициенты трансформации задают наибольшие, т. к. в этом случае необходимо проверить возможность получения напряжения не выше желаемого при наименьших нагрузках

$$k_{\text{BH}} = \frac{U_{\text{отв.макс}}}{U_{\text{нн}}}, \quad (17.6)$$

где $U_{\text{отв.макс}}$ – наибольшее напряжение из всего диапазона регулировочных ответвлений трансформатора.

Например, при диапазоне регулирования $115 \pm 9 \times 1,78\%$ $U_{\text{отв.макс}}$ будет равно $115 + 9 \times 1,78\%$, т. е. 133,4 кВ.

Если оказывается, что полученное напряжение на шинах НН не больше желаемого в режиме наименьших нагрузок, т. е. $U_{\text{н.д.нм}} \leq U_{\text{н.ж.нм}}$, то имеющий-



ся диапазон РПН достаточен для обеспечения требуемого напряжения в этом режиме.

Автотрансформаторы могут иметь устройства РПН в нейтрали обмоток, на стороне среднего напряжения и на стороне высшего напряжения. Преимущественное распространение получили автотрансформаторы с устройствами РПН на стороне среднего напряжения. Поэтому рассмотрим подход к выбору ответвлений именно таких автотрансформаторов.

При работе автотрансформаторов в замкнутой сети для связи сетей двух различных номинальных напряжений их ответвления выбираются на основе оптимизации режима данной сети. Однако в ряде случаев возможна работа автотрансформаторов и в радиальных сетях: при нормальной радиальной схеме сети; в замкнутой схеме сети, работающей нормально в разомкнутом режиме по условию экономичности или ограничения токов короткого замыкания; при размыкании замкнутой сети во время ремонтных работ и в послеаварийных режимах. Поток мощности при этом, как правило, направлен со стороны высшего напряжения в сторону среднего (и, возможно, низшего) напряжения. Поскольку определяющим является передача мощности на сторону среднего напряжения, то при выборе ответвлений автотрансформатора задаются желаемым напряжением $U_{c.j}$ именно на шинах этого напряжения. Тогда, как и для трансформаторов, применительно к каждому из рассматриваемых режимов можно записать соотношение применительно к коэффициенту трансформации между выводами высшего и среднего напряжения:

$$k_{BC} = \frac{U_c'}{U_{c.j}} = \frac{U_{BH}}{U_{CH.j}},$$

где U_c' – на шинах среднего напряжения в данном режиме сети, приведенное к высшему напряжению; U_{BH} – номинальное напряжение вывода высшего напряжения; $U_{CH.j}$ – желаемое напряжение ответвления на стороне среднего напряжения.

Отсюда

$$U_{CH.j} = \frac{U_{BH}}{U_c'} U_{c.j}. \quad (17.7)$$

При этом желаемая добавка напряжения по сравнению с напряжением среднего ответвления U_{CH} будет равна

$$\delta U_j = U_{CH.j} - U_{CH}, \text{ кВ} \quad (17.8)$$

или

$$\delta U_j = \frac{U_{CH.j} - U_{CH}}{U_{CH}} \cdot 100\%. \quad (17.9)$$



На основании желаемых $U_{\text{CH},\text{j}}$ и δU_{j} выбираются действительные (стандартные) $U_{\text{CH},\text{d}}$ и δU_{d} .

Действительное (фактическое) напряжение на шинах среднего напряжения без добавки δU_{d} при среднем ответвлении

$$U_{\text{c}} = \frac{U'_{\text{c}} U_{\text{CH}}}{U_{\text{BH}}}, \quad (17.10)$$

а при добавке δU_{d}

$$U_{\text{c,d}} = \frac{U'_{\text{c}} U_{\text{CH},\text{d}}}{U_{\text{BH}}} = \frac{U'_{\text{c}} (U_{\text{CH}} + \delta U_{\text{d}})}{U_{\text{BH}}}, \quad (17.11)$$

где U_{CH} – напряжение среднего ответвления.

Изменения напряжения на шинах среднего напряжения при введении добавки δU_{d} :

$$\delta U_{\text{c,d}} = \left(\frac{U_{\text{c,d}} - U_{\text{c}}}{U_{\text{c}}} \right) \cdot 100\% = \left(\frac{U'_{\text{c}} (U_{\text{CH}} + \delta U_{\text{d}})}{U_{\text{BH}}} \frac{U_{\text{BH}}}{U'_{\text{c}} U_{\text{CH}}} - 1 \right) \cdot 100\% = \frac{\delta U_{\text{d}}}{U_{\text{CH}}} \cdot 100\%,$$

т. е. изменение напряжения равно в процентах вводимой добавке.

17.3. Выбор режимов регулирования напряжения в распределительных электрических сетях

Основная цель регулирования напряжения в распределительных сетях 10(6)–0,38 кВ заключается в обеспечении допустимых отклонений напряжения у электроприемников по межгосударственному стандарту. Для регулирования напряжения могут быть использованы устройства РПН трансформаторов или иные устройства, установленные в центре питания распределительной сети, и для улучшения напряжения – трансформаторы подстанций (ТП) 10(6)/0,38 кВ, а в некоторых случаях также компенсирующие устройства, подключенные к сети 10(6) кВ или 0,38 кВ.

Выбор ответвления трансформатора 10(6)/0,38 кВ, производят совместно с выбором режима регулирования напряжения в центре питания. Предварительно выполняют расчеты режимов при наибольших и наименьших нагрузках.

При расчёте режимов распределительной сети 10 (6) кВ вводят следующие упрощения:

а) расчёт потоков мощности на участках сети ведут по номинальному напряжению без учёта потерь мощности. В результате на каждом участке будет получена одна какая-то мощность;



б) пренебрегают поперечной составляющей падения напряжения, а потерю напряжения принимают равной продольной составляющей падения напряжения

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{\text{ном}}}, \text{ В}, \quad \Delta U, \% = \frac{\Delta U, \text{ В}}{U_{\text{ном}}, \text{ В}} \cdot 100 \%;$$

в) не учитывают поперечные проводимости линий и потери мощности холостого хода трансформаторов ТП.

По данным параметров участков сети (сопротивлениям) и нагрузкам ТП в соответствующем режиме находят потоки мощности на всех участках сети. Расчёт ведут от концов сети вплоть до ЦП, используя для каждой точки разветвления сети первый закон Кирхгофа.

По найденным потокам мощности с использованием формул для ΔU находят потери напряжения на каждом участке сети и затем - от шин ЦП до шин 0,38 кВ каждой ТП в режиме наибольших $\Delta U_{\text{н}}''$ и наименьших $\Delta U_{\text{н}}'$ нагрузок.

Нормальные длительные допустимые отклонения напряжения у электроприемников по межгосударственному стандарту должны находиться в пределах $\pm 5\%$. Если ориентироваться на то, что у ближайшего к ТП электроприемника отклонение напряжения будет равно верхнему допустимому пределу $\delta U_{\delta} = +5\%$, а потеря напряжения в сети 0,38 кВ от ТП до него равна $\Delta U_{\text{нн.б}}$, то наибольшее допустимое отклонение напряжения на шинах 0,38 кВ по условию работы ближайшего электроприемника составит

$$\delta U_{\text{тп.нб}} = \delta U_{\delta} + \Delta U_{\text{нн.б}}, \quad (17.12)$$

где $\Delta U_{\text{нн.б}}$ - потеря напряжения от шин 0,38 кВ до ближайшего приёмника.

Относительно наиболее удалённого от ТП приемника можно ориентироваться на то, что у него отклонение напряжения будет равно нижнему допустимому пределу $\delta U_y = -5\%$. Если при этом потеря напряжения в сети 0,38 кВ от ТП до него равна $\Delta U_{\text{нн.у}}$, то наименьшее допустимое отклонение напряжения на шинах 0,38 кВ ТП по условию работы удалённого электроприемника будет равно

$$\delta U_{\text{тп.нм}} = \delta U_y + \Delta U_{\text{нн.у}}, \quad (17.13)$$

где $\Delta U_{\text{нн.у}}$ – потеря напряжения от шин 0,38 кВ ТП до удалённого электроприемника.

Таким образом, с учётом соблюдения требований стандарта, как у ближайшего, так и у удалённого приемника, напряжение на шинах 0,38 кВ ТП должно находиться в пределах



$$\delta U_{\text{TP.нм}} \leq \delta U_{\text{TP.доп}} \leq \delta U_{\text{TP.нб}}, \quad (17.14)$$

Условие (17.14) должно соблюдаться как для режима наибольших $\delta U_{\text{TP.доп}}$, так и для режима наименьших $\delta U_{\text{TP.доп}}$ нагрузок:

$$\left. \begin{array}{l} \delta U_{\text{TP.нм}}'' \leq \delta U_{\text{TP.доп}}'' \leq \delta U_{\text{TP.нб}}'', \\ \delta U_{\text{TP.нм}}' \leq \delta U_{\text{TP.доп}}' \leq \delta U_{\text{TP.нб}}'. \end{array} \right\} \quad (17.15)$$

Если иметь в виду, что нормируемые допустимые отклонения напряжения у электроприемников не зависят от режима сети, т. е.

$$\delta U_6'' = \delta U_6' = \delta U_6 \quad \text{и} \quad \delta U_y'' = \delta U_y' = \delta U_y, \text{ то}$$

$$\left. \begin{array}{l} \delta U_{\text{TP.нб}}'' = \delta U_6 + \Delta U_{\text{нн.б}}'', \\ \delta U_{\text{TP.нм}}'' = \delta U_y + \Delta U_{\text{нн.у}}''. \end{array} \right\} \quad (17.16)$$

$$\left. \begin{array}{l} \delta U_{\text{TP.нб}}' = \delta U_6 + \Delta U_{\text{нн.б}}', \\ \delta U_{\text{TP.нм}}' = \delta U_y + \Delta U_{\text{нн.у}}'. \end{array} \right\} \quad (17.17)$$

В распределительной сети 10(6) кВ, как правило, устанавливают трансформаторы, не имеющие устройства регулирования напряжения под нагрузкой. Вместе с тем эти трансформаторы имеют ответвления, позволяющие устанавливать различные коэффициенты трансформации. Поскольку на них нет устройств РПН, то на каждом конкретном трансформаторе, в различных режимах (наибольших и наименьших нагрузок) может быть установлено только одно ответвление.

На трансформаторах обычно имеется 5 ответвлений со ступенем регулирования коэффициентов трансформации 2,5 %.

Величина добавки напряжения, создаваемая трансформатором, зависит от установленного ответвления:

$$\delta U_T = \left(\frac{U_{2\text{ном}}^*}{U_{1\text{ном}}^*} - 1 \right) 100, \%, \quad (17.18)$$

где $U_{1\text{ном}}^*$ – номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора (в отн. ед.) с учётом установленного ответвления $U_{1\text{ном}}^* = \frac{U_{1\text{ном}}}{10(6)}$; $U_{2\text{ном}}^*$ – но-



миимальное напряжение вторичной обмотки трансформатора (в отн. ед.), $U_{2\text{ном}}^* = 0,4/0,38$.

Для трансформаторов $10 \pm 2 \times 2.5\% / 0.4$ и $6 \pm 2 \times 2.5\% / 0.4$ кВ значения добавок напряжения приведены в [таблице](#).

Таблица
Добавки напряжения на трансформаторах ТП

Номер ответвления	Ответвление первичной обмотки трансформатора, %	Напряжение ответвления, кВ	Округленное значение добавки напряжения, δU_t , %
1	+5	10,5(6,3)	0,25
2	+2,5	10,25(6,15)	2,70
3	0	10(6)	5,26
4	-2,5	9,75(5,85)	7,96
5	-5	9,5(5,7)	10,80

Для обеспечения допустимых отклонений напряжения у электроприемников целесообразно использовать все имеющиеся ответвления трансформаторов (см. [таблицу](#)). При этом каждому из ответвлений будет соответствовать определённая зона распределительной сети. На ТП, близких к ЦП, следует стремиться установить ответвления с меньшими добавками напряжения (т. е. с наибольшей трансформацией +5 или +2,5 %), а на удалённых ТП - наоборот, с большими добавками напряжения (т. е. с наименьшей трансформацией -2,5 или -5 %).

Сформулируем условия перехода с одного ответвления трансформатора на другое. Для этого определим величины потерь напряжения, при которых на трансформаторных ТП, ближайших к ЦП, может быть установлена наименьшая добавка напряжения 0,25 %, соответствующая ответвлению трансформатора +5 % (таблицу).

Запишем выражение для отклонения напряжения на шинах 0,38 кВ ТП:

$$\delta U_{\text{TP}} = \delta U_{\text{ЦП}} - \Delta U_H + \delta U_T,$$

где $\delta U_{\text{ЦП}}$ – отклонение напряжения на шинах ЦП; ΔU_H – потеря напряжения от шин ЦП до шин 0,38 кВ ТП; δU_T – добавка напряжения на трансформаторе ЦП.

Отсюда

$$\Delta U_H = \delta U_{\text{ЦП}} - \delta U_{\text{TP}} + \delta U_T. \quad (17.19)$$

Допустимые отклонения напряжения на шинах 0,38 кВ ТП определяются выражениями [\(17.14\)](#), [\(17.16\)](#) и [\(17.17\)](#).



С учётом отмеченного, наибольшая потеря напряжения от шин ЦП до шин 0,38 кВ ТП, при которой на трансформаторах ТП может быть установлено ответвление, соответствующее наименьшей добавке напряжения $\delta U_{\text{Т.НМ}} = 0,25$, может быть определена из следующих выражений.

Для режима наибольших нагрузок:

$$\begin{aligned} \text{a)} \quad & \Delta U_{\text{H.HB}}^{\prime\prime} = \delta U_{\text{ЦП.HB}}^{\prime\prime} - \delta U_{\text{ТП.HM}}^{\prime\prime} + 0,25, \\ & \Delta U_{\text{H.HM}}^{\prime\prime} = \delta U_{\text{ЦП.HB}}^{\prime\prime} - \delta U_{\text{ТП.HB}}^{\prime\prime} + 0,25, \end{aligned} \quad (17.20)$$

отсюда

$$\Delta U_{\text{H.HM}}^{\prime\prime} \leq \Delta U_{\text{H}}^{\prime\prime} \leq \Delta U_{\text{H.HB}}^{\prime\prime}; \quad (17.21)$$

$$\begin{aligned} \text{б)} \quad & \Delta U_{\text{H.HB}}^{\prime\prime} = \delta U_{\text{ЦП.HM}}^{\prime\prime} - \delta U_{\text{ТП.HM}}^{\prime\prime} + 0,25, \\ & \Delta U_{\text{H.HM}}^{\prime\prime} = \delta U_{\text{ЦП.HM}}^{\prime\prime} - \delta U_{\text{ТП.HB}}^{\prime\prime} + 0,25, \end{aligned} \quad (17.22)$$

отсюда

$$\Delta U_{\text{H.HM}}^{\prime\prime} \leq \Delta U_{\text{H}}^{\prime\prime} \leq \Delta U_{\text{H.HB}}^{\prime\prime}. \quad (17.23)$$

Таким образом, по условию наибольших нагрузок наименьшая добавка напряжения на трансформаторах может быть выбрана на ТП, для которых одновременно выполняются условия (17.21) и (17.23).

Для режима наименьших нагрузок:

$$\begin{aligned} \text{а)} \quad & \Delta U_{\text{H.HB}}' = \delta U_{\text{ЦП.HB}}' - \delta U_{\text{ТП.HM}}' + 0,25, \\ & \Delta U_{\text{H.HM}}' = \delta U_{\text{ЦП.HB}}' - \delta U_{\text{ТП.HB}}' + 0,25, \end{aligned} \quad (17.24)$$

отсюда

$$\Delta U_{\text{H.HM}}' \leq \Delta U_{\text{H}}' \leq \Delta U_{\text{H.HB}}'; \quad (17.25)$$

$$\begin{aligned} \text{б)} \quad & \Delta U_{\text{H.HB}}' = \delta U_{\text{ЦП.HM}}' - \delta U_{\text{ТП.HM}}' + 0,25, \\ & \Delta U_{\text{H.HM}}' = \delta U_{\text{ЦП.HM}}' - \delta U_{\text{ТП.HB}}' + 0,25, \end{aligned} \quad (17.26)$$

отсюда

$$\Delta U_{\text{H.HM}}' \leq \Delta U_{\text{H}}' \leq \Delta U_{\text{H.HB}}'. \quad (17.27)$$



Отсюда, по условию наименьших нагрузок, наименьшая добавка напряжения может быть выбрана на ТП, для которых одновременно выполняются условия [\(17.25\)](#) и [\(17.27\)](#).

Следовательно, добавка напряжения 0,25 (ответвление +5 %) будет удовлетворять требованиям допустимых отклонений напряжения у всех электроприемников на ТП, для которых одновременно выполняются условия [\(17.21\)](#), [\(17.23\)](#), [\(17.25\)](#) и [\(17.27\)](#). Сравнивая $\Delta U_{\text{н}}^{\prime \prime}$ и $\Delta U_{\text{н}}^{'}$, полученные по результатам электрических расчётов, с указанными условиями, находят ТП, на которых следует выбрать ответвление трансформаторов +5 %.

После установления зоны сети, в которой могут быть выбраны ответвления +5 %, переходят к нахождению зоны сети, удовлетворяющей следующему ответвлению: +2,5 % с добавкой напряжения $\delta U_T = 2,7\%$. Для этого в формулы [\(17.20\)](#), [\(17.22\)](#), [\(17.24\)](#), [\(17.26\)](#) вместо добавки напряжения 0,25 подставляют 2,7 и находят ТП, соответствующие условиям [\(17.21\)](#), [\(17.23\)](#), [\(17.25\)](#) и [\(17.27\)](#).

Аналогично поступают для нахождения зон сети, в которых следует установить остальные ответвления трансформаторов (0, -2,5, -5 %).

Для расчета режимов распределительных сетей и выбора ответвлений трансформаторов 10(6)/0,38 кВ разработаны соответствующие программы на ЭВМ, например, программа «МИФ» на кафедре электрических систем Белорусского национального технического университета.

17.4. Регулирование напряжения изменением потоков реактивной мощности

Сущность регулирования напряжения за счет воздействия на потоки реактивной мощности по элементам электрической сети заключается в том, что при изменении реактивной мощности изменяются потери напряжения в реактивных сопротивлениях. Так, для схемы сети, приведенной на [рис. 17.5](#), связь между напряжениями начала U_1 и конца U_2 можно записать в виде

$$U_2 = U_1 - \Delta U = U_1 - \frac{P_2 R + (Q_2 \mp Q_{\kappa}) X}{U_2}. \quad (17.28)$$

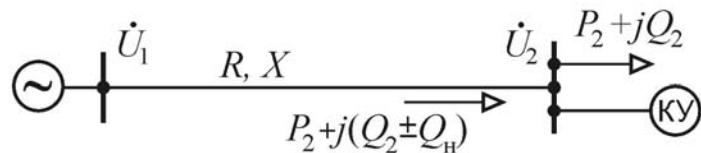


Рис. 17.5. Схема сети с компенсирующим устройством

В отличие от активной мощности реактивную мощность в узлах сети можно изменять путем установки в них устройств поперечной компенсации,

т. е. компенсирующих устройств (КУ), подключенных параллельно нагрузке. В качестве таких компенсирующих реактивную мощность устройств могут служить батареи конденсаторов, синхронные компенсаторы, шунтирующие и управляемые реакторы, статические тиристорные компенсаторы. К таким устройствам могут быть также отнесены генераторы местных электростанций, подключенных к системе передачи и распределения электроэнергии, синхронные электродвигатели, фильтры высших гармоник. Часть из этих компенсирующих устройств может только выдавать в сеть реактивную мощность, некоторые – только потреблять из сети реактивную мощность (шунтирующие и управляемые реакторы). Наиболее ценными для регулирования напряжения являются устройства, обладающие способностями в зависимости от режима сети как генерировать, так и поглощать реактивную мощность (синхронные компенсаторы, статические тиристорные компенсаторы).

Компенсирующие устройства могут быть нерегулируемыми и регулируемыми. При включении нерегулируемого компенсирующего устройства в сети создается постоянная добавка потери напряжения (отрицательная или положительная). Если же компенсирующее устройство позволяет изменить свою мощность в зависимости от режима сети, то добавка потери напряжения оказывается переменной, в результате чего появляется возможность регулировать напряжение. Так, в схеме сети, приведенной на [рис. 17.5](#), при изменении компенсирующим устройством мощности Q_k от выдачи (знак минус в формуле [\(17.28\)](#) перед Q_k) до потребления (знак плюс перед Q_k) будет изменяться потеря напряжения, что при неизменном напряжении $U_1 = \text{const}$ приведет также к изменению напряжения U_2 в конце сети, т. е. будет обеспечено регулирование напряжения.

Как следует из формулы [\(17.28\)](#), эффективность регулирования напряжения с помощью поперечных компенсирующих устройств повышается в сетях с относительно большими реактивными сопротивлениями по сравнению с активными, например, в воздушных сетях по сравнению с кабельными. При этом наибольший эффект достигается при установке компенсирующих устройств в наиболее удаленных от центров питания узлах нагрузки.

С помощью поперечного компенсирующего устройства можно создать режим, в котором напряжение в конце сети окажется больше напряжения в начале сети ($U_2 > U_1$). Это произойдет тогда, когда потеря напряжения (согласно [\(17.28\)](#)) станет отрицательной:

$$\frac{P_2 R}{U_2} + \frac{Q_2 X}{U_2} - \frac{Q_k X}{U_2} < 0.$$

Отсюда мощность компенсирующего устройства для такого режима

$$Q_k > P \frac{R}{X} + Q. \quad (17.29)$$

Физическую сущность регулирования напряжения с помощью попечерных компенсирующих устройств дополнительно поясним на векторных диаграммах. Для этого связь между напряжением U_1 и U_2 запишем через падение напряжения:

$$\dot{U}_1 = U_2 + \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2} + j \frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2} = U_2 + \frac{P_2}{U_2} R + j \frac{P_2}{U_2} X - j \frac{Q_2}{U_2} R + \frac{Q_2}{U_2} X. \quad (17.30)$$

При установке компенсирующего устройства, выдающего реактивную мощность,

$$\dot{U}_1 = U_2 + \frac{P_2}{U_2} R + j \frac{P_2}{U_2} X - j \frac{Q_2 - Q_k}{U_2} R + \frac{Q_2 - Q_k}{U_2} X. \quad (17.31)$$

Для случая, когда генерируемая мощность компенсирующего устройства полностью компенсирует реактивную нагрузку потребителей ($Q_k = Q_2$),

$$\dot{U}_1 = U_2 + \frac{P_2}{U_2} R + j \frac{P_2}{U_2} X. \quad (17.32)$$

На [рис. 17.6, а](#) показана векторная диаграмма напряжений без компенсирующего устройства и с компенсирующим устройством при $Q_k < Q_2$, построенная по формулам [\(17.30\)](#) и [\(17.31\)](#). Здесь ΔU_a – падения напряжения от передачи активной мощности, а ΔU_p – реактивной мощности без компенсирующего устройства. Из диаграммы видно, что при установке компенсирующего устройства значение ΔU_a не изменяется, а вектор ΔU_p занимает положение $\Delta U_{p,k}$. В результате исходный вектор напряжения \dot{U}_1 в начале линии уменьшается по модулю и становится равным \dot{U}_{1k} . Таким образом, для получения заданного напряжения U_2 за счет установки компенсирующего устройства потребуется меньшее напряжение U_1 в результате снижения падения напряжения.

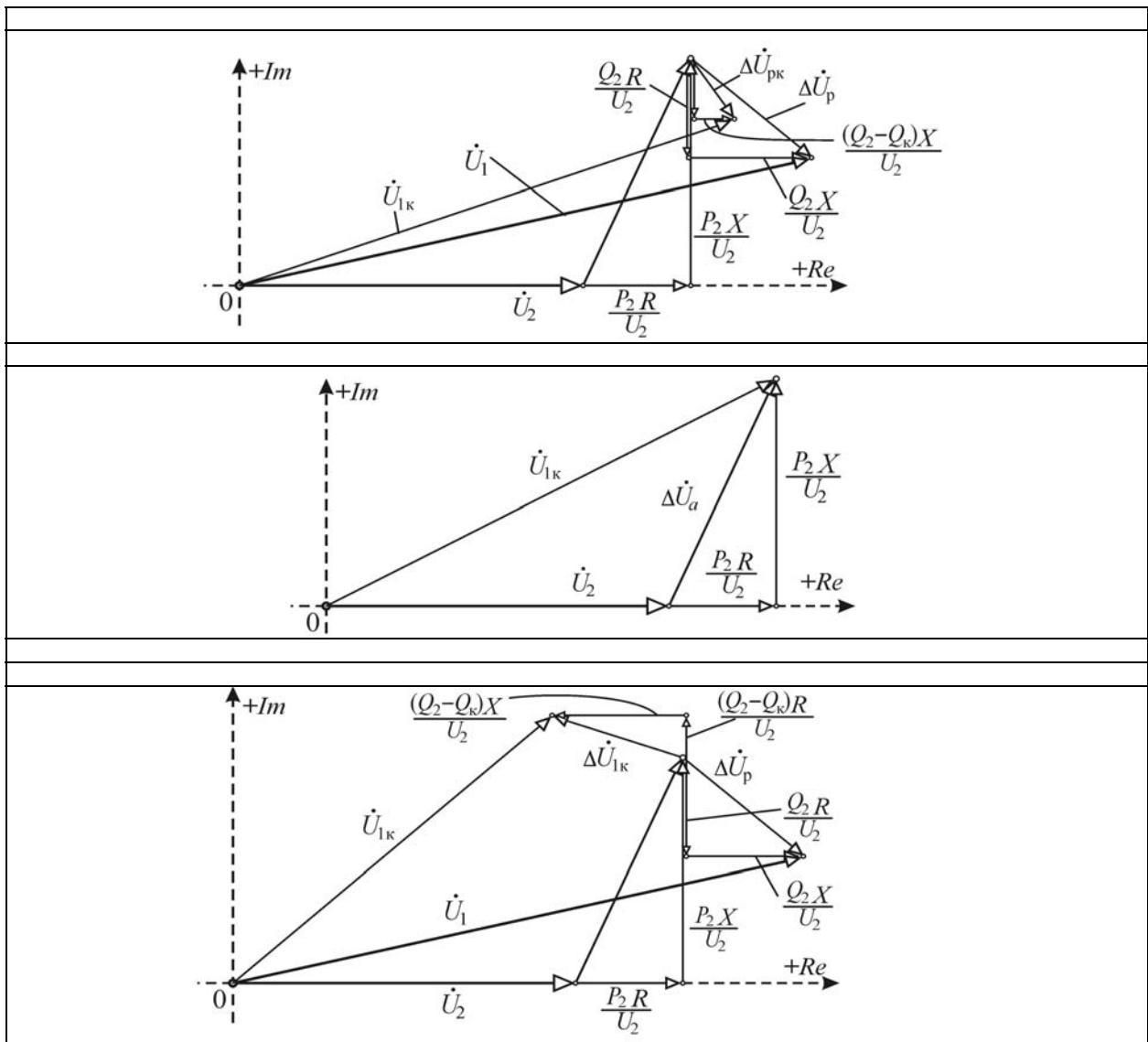


Рис. 17.6. Векторные диаграммы напряжений при выдаче реактивной мощности компенсирующим устройством:
а – при $Q_k < Q_2$; б – при $Q_k = Q_2$; в – при $Q_k > Q_2$ и $U_2 > U_1$

На [рис. 17.6, б](#) показан случай, когда полностью скомпенсирована реактивная мощность потребителей ($Q_k = Q_2$), в результате чего падение напряжения ΔU_{pk} от передачи реактивной мощности полностью отсутствует (формула [\(17.32\)](#)). И, наконец, на [рис. 17.6, в](#), показан исходный режим без компенсирующего устройства и режим, когда мощность компенсирующего устройства $Q_k > Q_2$ удовлетворяет условию [\(17.29\)](#). В этом случае падение напряжения в активном и реактивном сопротивлении изменяет знак, а напряжение U_2 становится больше U_{1k} .

Компенсирующие устройства поперечной компенсации оказывают комплексное положительное влияние на режим электрических сетей. Кроме возможности регулирования напряжения, они позволяют снизить потери активной мощности и электроэнергии за счет разгрузки элементов сети от реактивной мощности и соответственно снижения рабочих токов. В ряде слу-

чаев, когда передаваемая активная мощность ограничивается допустимым током по нагреванию или допустимой потерей напряжения, за счет разгрузки сети от реактивной мощности можно увеличить пропускную активную мощность. Поэтому в общем случае вопросы выбора мощности и мест установки компенсирующих устройств должны решаться комплексно. Здесь же, однако, рассмотрим подход к выбору мощности компенсирующего устройства по условию регулирования напряжения.

Пусть при $U_1 = \text{const}$ напряжение U_2 по каким-то причинам не удовлетворяет потребителей (рис. 17.5), и его надо повысить до $U_{2\kappa}$ с помощью выбора соответствующей мощности компенсирующего устройства, устанавливаемого в конце сети. При расчете в общем случае следует учесть, что при повышении напряжения U_2 до $U_{2\kappa}$ произойдет изменение потребляемых нагрузок P_2 и Q_2 до $P_{2\kappa}$ и $Q_{2\kappa}$ в соответствии с их статическими характеристиками $P_2 = f(U_2)$ и $Q_2 = f(U_2)$. Этот фактор может не учитываться в том случае, если нагрузка подключена на вторичной стороне трансформатора, имеющего устройство РПН, которое позволяет сохранить напряжение на шинах низшего напряжения неизменным.

До и после установки компенсирующего устройства мощностью Q_κ связь между напряжениями начала и конца сети можно соответственно представить в виде

$$U_1 = U_2 + \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2};$$

$$U_1 = U_{2\kappa} + \frac{P_{2\kappa} R + (Q_{2\kappa} - Q_\kappa) X}{U_2}.$$

Приравняв правые части данных уравнений, найдем мощность компенсирующего устройства

$$Q_\kappa = \frac{(U_{2\kappa} - U_2)U_{2\kappa}}{X} + \left(P_{2\kappa} - P_2 \frac{U_{2\kappa}}{U_2} \right) \frac{R}{X} + \left(Q_{2\kappa} - Q_2 \frac{U_{2\kappa}}{U_2} \right). \quad (17.33)$$

Здесь мощности P_2 , Q_2 , $P_{2\kappa}$, $Q_{2\kappa}$ находятся по соответствующим статическим характеристикам.

Если в качестве компенсирующего устройства выступает батарея конденсаторов, то ее мощность зависит от подводимого напряжения:

$$Q_\kappa = Q_{б.н} \left(\frac{U_{2\kappa}}{U_{б.н}} \right)^2,$$

где $Q_{б.н}$ – номинальная мощность батареи конденсаторов при номинальном напряжении $U_{б.н}$.



С учетом этой зависимости номинальная мощность батареи конденсаторов для изменения напряжения U_2 до значения $U_{2\text{ж}}$ должна быть равна

$$Q_{6\text{.H}} = \left[\frac{(U_{2\text{ж}} - U_2)U_{2\text{ж}}}{X} + \left(P_{2\text{ж}} - P_2 \frac{U_{2\text{ж}}}{U_2} \right) \frac{R}{X} + \left(Q_{2\text{ж}} - Q_2 \frac{U_{2\text{ж}}}{U_2} \right) \right] \left(\frac{U_{6\text{.H}}}{U_{2\text{ж}}} \right)^2. \quad (17.34)$$

В случае неучета статических характеристик нагрузки $P_{2\text{ж}} = P_2$ и $Q_{2\text{ж}} = Q_2$. Тогда необходимая мощность компенсирующего устройства из формулы (17.33) получается в виде

$$Q_k = \frac{(U_{2\text{ж}} - U_2)U_{2\text{ж}}}{X} + \left(1 - \frac{U_{2\text{ж}}}{U_2} \right) \left(P_2 \frac{R}{X} + Q_2 \right). \quad (17.35)$$

Для компенсирующего устройства в виде батареи конденсаторов из формулы (17.33) соответственно получим

$$Q_{6\text{.H}} = \left[\frac{(U_{2\text{ж}} - U_2)U_{2\text{ж}}}{X} + \left(1 - \frac{U_{2\text{ж}}}{U_2} \right) \left(P_2 \frac{R}{X} + Q_2 \right) \right] \left(\frac{U_{6\text{.H}}}{U_{2\text{ж}}} \right)^2. \quad (17.36)$$

Вопросы для самопроверки

1. Какие средства используют для регулирования напряжения в системообразующих и питающих сетях?
2. Как формируется задача регулирования напряжения в системообразующей сети?
3. Как записывается обобщенное контурное уравнение?
4. Как определяется ЭДС, создаваемая в замкнутом контуре трансформаторами?
5. Какие средства регулирования напряжения используют в распределительных сетях?
6. В чем отличие трансформаторов с РПН и без РПН?
7. Какие известны принципы регулирования напряжения в центрах питания распределительных сетей?
8. В каких случаях целесообразно применять режим стабилизации напряжения в центре питания?
9. Что понимается под зоной нечувствительности регулирующей аппаратуры на трансформаторах с РПН?
10. В чем сущность встречного регулирования напряжения и в каких случаях целесообразно его применять?

11. Из каких соображений выбирается наклон характеристики встречного регулирования напряжения?
12. Как реализуется регулирование напряжения в центре питания по времени суток?
13. Каково назначение вольтодобавочных трансформаторов и линейных регуляторов? Каковы возможные места их включения?
14. Какие известны схемы обмоток трансформаторов с РПН?
15. Какова последовательность переключения с одного ответвления трансформатора с РПН на другое?
16. Как выглядят принципиальные схемы включения вольтодобавочных трансформаторов и линейных регуляторов?
17. Как можно с помощью вольтодобавочного трансформатора создать продольную, поперечную и продольно-поперечную ЭДС?
18. Какая необходима информация для выбора ответвлений двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов с РПН?
19. Какие известны способы выбора ответвлений трансформаторов с РПН при расчетах режимов на ЭВМ?
20. Какова последовательность выбора ответвлений трансформаторов без РПН в разветвленной распределительной сети 6–10 кВ?
21. В чем заключается сущность регулирования напряжения изменением потоков реактивной мощности?
22. С помощью каких средств можно изменять потоки реактивной мощности в электрической сети?
23. По каким формулам определяется мощность компенсирующего устройства, необходимая для изменения напряжения до желаемого?
24. Как учитывается зависимость реактивной мощности батарей конденсаторов от подаваемого на нее напряжения при выборе ее номинальной мощности для регулирования напряжения?

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Основной

Электрические системы. Электрические сети / В. А. Веников, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков и др. / под ред. В. А. Веникова, В. А. Строева. – М. : Высш. шк., 1998. –512 с.

Лыкин, А. В. Электрические системы и сети / А. В. Лыкин. – Новосибирск : НГТУ, 2002. –246 с.

Идельчик, В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1989. –592 с.

Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов на/Д. : Феникс ; Красноярск : Издательские проекты, 2006. –718 с.

Дополнительный

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. : Высш. шк., 1989. –352 с.

Герасименко, А. А. Электроэнергетические системы и сети. Расчёты параметров и режимов работы электрических сетей. Ч. 1, Ч. 2 / А. А. Герасименко, Т. М. Чупак. – Красноярск : КГТУ, 2004. 222 с. –172 с.

Герасименко, А. А. Сборник задач по электроэнергетическим дисциплинам / А. А. Герасименко, Ю. А. Ершов, В. Б. Зорин. – Красноярск : КГТУ, 2004. –144 с.

Герасименко, А. А. Электроэнергетические системы и сети /А. А. Герасименко, Л. И. Пилющенко, Т. М. Чупак. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2005. –46 с.

Программно-вычислительный комплекс расчёта установившихся режимов электрических систем / А. Э. Бобров, А. А. Герасименко, В. Н. Гиренков, В. В. Нешатаев. – Красноярск : КГТУ, 1999. – 112 с.

Перечень наглядных и других пособий, методических указаний и материалов к техническим средствам обучения

Презентация лекций.

Методические указания и материалы к техническим средствам обучения.

