



Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова»

**О.В. Газизова**  
**А.В. Малафеев**

**УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ.  
МАТЕМАТИЧЕСКОЕ И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ  
ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ  
ОБЪЕКТАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ**

*Утверждено Редакционно-издательским советом университета  
в качестве учебного пособия*

Магнитогорск  
2015

**Рецензенты:**

Кандидат технических наук,  
начальник цеха электрических сетей и подстанций,  
ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат»  
**Н.А. Николаев**

Доктор технических наук, доцент,  
главный научный сотрудник НИС кафедры ЭиЭС,  
ФГБОУ ВПО «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова»  
**В.Р. Храмшин**

**Газизова О.В., Малафеев А.В.**

**Управление режимами электроэнергетических систем. Математическое и программное обеспечение диспетчерского управления объектами электроэнергетики** [Электронный ресурс] : учебное пособие / Ольга Викторовна Газизова, Алексей Вячеславович Малафеев ; ФГБОУ ВПО «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова». – Электрон. текстовые дан. (1,12 Мб). – Магнитогорск : ФГБОУ ВПО «МГТУ», 2015. – 1 электрон. опт. диск (CD-R). – Систем. требования : IBM PC, любой, более 1 GHz ; 512 Мб RAM ; 10 Мб HDD ; MS Windows XP и выше ; Adobe Reader 8.0 и выше ; CD/DVD-ROM дисковод ; мышь. – Загл. с титул. экрана.

В учебном пособии представлена общая характеристика режимов работы электроэнергетических систем и управления ими, приведены нормативные показатели устойчивости и их обеспечение, основные принципы диспетчерского управления, структура противоаварийной автоматики. Изложены принципы регулирования напряжения и частоты в электроэнергетических системах и описаны математические модели элементов электрической сети. В издании приводится общая характеристика программного обеспечения расчета режимов, исследования статической, динамической и результирующей устойчивости с помощью программного обеспечения. Излагаются основные положения анализа установившихся режимов электроэнергетических систем, приведено непосредственное решение основных уравнений состояния.

Пособие рассчитано на магистрантов всех форм обучения направления 140400.68 Электроэнергетика и электротехника, профиль Менеджмент в электроэнергетике при изучении дисциплин «Управление режимами электроэнергетических систем», «Математическое и программное обеспечение диспетчерского управления объектами электроэнергетики».

УДК 621.311

- © Газизова О.В., Малафеев А.В., 2015
- © ФГБОУ ВПО «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова», 2015

## СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ .....	5
ВВЕДЕНИЕ .....	6
1. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЭЭС И УПРАВЛЕНИЕ ИМИ .....	7
1.1. Классификация режимов ЭЭС .....	7
1.2. Переходные режимы и процессы .....	8
1.3. Нормативные показатели устойчивости и их обеспечение .....	9
1.4. Средства управления режимами и их функции .....	10
1.5. Основные принципы диспетчерского управления .....	11
1.6. Иерархическая система диспетчерского управления ЭЭС России .....	13
1.7. Временные уровни управления режимами ЭЭС .....	14
1.8. Автоматизированная система диспетчерского управления .....	14
1.9. Задачи и организация диспетчерского управления .....	17
1.10. Диспетчерское управление .....	19
1.11. Правовые основы оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике .....	22
1.12. Структура системы противоаварийной автоматики .....	27
1.13. Управляющие воздействия противоаварийной автоматики .....	31
1.14. Виды противоаварийной автоматики энергосистем .....	33
1.15. Контрольные вопросы к главе 1 .....	39
2. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И ЧАСТОТЫ В ЭЭС .....	40
2.1. Регулирование напряжения в электрических сетях .....	40
2.2. Регулирование частоты и мощности в энергосистемах .....	46
2.3. Характеристики регуляторов турбины .....	52
2.4. Система регулирования турбин .....	53
2.5. Автоматическое регулирование возбуждения синхронных машин .....	55
2.6. Регулирование возбуждения синхронных машин .....	58
2.7. Контрольные вопросы к главе 2 .....	61
3. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ .....	62
3.1. Общие положения .....	62
3.2. Векторные диаграммы машин переменного тока .....	65
3.3. Построение векторных диаграмм при исследовании переходных режимов .....	69
3.4. Схемы замещения синхронных и асинхронных машин .....	71
3.5. Контрольные вопросы к главе 3 .....	74
4. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСОВ РАСЧЕТА И АНАЛИЗА УСТАНОВИВШИХСЯ И ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ .....	75
4.1. ПВК АНАРЭС-2000 .....	75
4.2. Комплекс программ АРМ СРЗА .....	81
4.3. Программный комплекс моделирования энергосистем PSCAD .....	86
4.4. Контрольные вопросы к главе 4 .....	88
5. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ АНАЛИЗА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ .....	89
5.1. Общая характеристика .....	89
5.2. Особенности задания нагрузки неизменной мощностью .....	89
5.3. Особенности задания нагрузки неизменными сопротивлениями при представлении схемы замещения сосредоточенными параметрами .....	92
5.4. Исходные положения .....	95

5.5. Основные уравнения.....	96
5.6. Прямой метод расчета.....	102
5.7. Метод узловых напряжений.....	103
5.8. Метод контурных токов.....	105
5.9. Методы, использующие обобщенные параметры схемы замещения .....	107
5.10. Классификация методов расчета .....	109
5.11. Определение напряжений в узлах при известном токораспределении .....	111
5.12. Определение мощностей и потерь мощности в ветвях при известных токораспределении и напряжениях в узлах.....	113
5.13. Учет статических характеристик нагрузки.....	115
5.14. Приближенная линеаризация при представлении нагрузок неизменной мощностью.....	118
5.15. Контрольные вопросы к главе 5 .....	120
<b>6. НЕПОСРЕДСТВЕННОЕ РЕШЕНИЕ ОСНОВНЫХ УРАВНЕНИЙ СОСТОЯНИЯ .....</b>	<b>122</b>
6.1. Определение токов в ветвях и напряжений в узлах на основе принципа наложения .....	122
6.2. Метод разрезания контуров .....	123
6.3. Расчеты режимов электроэнергетических систем при учете коэффициентов трансформации .....	127
6.4. Учет комплексных коэффициентов трансформации в уравнениях состояния при введении в схему замещения идеальных трансформаторов .....	127
6.5. Учет комплексных коэффициентов трансформации введением в схему замещения дополнительных задающих токов .....	134
6.6. Учет намагничивания и потерь в стали трансформатора, представленного Г–образной схемой замещения .....	137
6.7. Мощности генераторных ветвей, определяемые обобщенными параметрами схемы замещения .....	138
6.8. Эквивалентная замена активных элементов схем.....	143
6.9. Контрольные вопросы к главе 6 .....	144
<b>7. ИССЛЕДОВАНИЕ ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ .....</b>	<b>145</b>
7.1. Метод последовательных интервалов.....	145
7.2. Применение принципа наложения мощностей при расчете переходных электромеханических процессов.....	149
7.3. Контрольные вопросы к главе 7 .....	152
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>154</b>

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Учебное пособие предназначено для магистрантов направления 140400.68 «Электроэнергетика и электротехника», профиль «Менеджмент в электроэнергетике». Материал, изложенный в пособии, ориентирован на изучение теоретической части дисциплин «Управление режимами электроэнергетических систем» и «Математическое и программное обеспечение диспетчерского управления объектами электроэнергетики» и подготовку к государственному экзамену по направлению.

Дисциплины «Управление режимами электроэнергетических систем», «Математическое и программное обеспечение диспетчерского управления объектами электроэнергетики» преследуют цель дать студентам знания, касающиеся математических моделей элементов электрических сетей, подходов к их созданию, а также методов расчета установившихся и переходных режимов и управления ими. Для достижения этой цели настоящие дисциплины дают теоретическую подготовку в области математического описания процессов в электроэнергетических системах. Подготовка в этой области позволит применять алгоритмы расчетов установившихся и переходных режимов в практической деятельности, в частности, при анализе и планировании эксплуатационных режимов, разработке мероприятий по повышению устойчивости.

При изложении материала авторы ориентировались на классические труды в области моделирования и расчета установившихся и переходных режимов электроэнергетических систем и на работы, посвященные действию режимной автоматики турбогенераторов, во многом определяющей устойчивость энергосистем и узлов нагрузки. Рассмотрены известные специализированные программные комплексы, предназначенные для обеспечения функционирования служб электрических режимов, а также нормативные документы в области устойчивости.

С целью улучшения усвоения материала в пособии окончании каждой главы приведены контрольные вопросы.

При составлении пособия авторы использовали опыт, накопленный при чтении лекций по данным дисциплинам.

## ВВЕДЕНИЕ

Управление электроэнергетическими системами является сложной научно-технической задачей, для решения которой требуется серьезный математический аппарат, базирующийся на матричной алгебре, теории графов, дифференциальном исчислении и теории автоматического управления. Этот математический аппарат положен в основу множества специализированных программных комплексов, используемых, как правило, в режиме «советчик диспетчера» службами режимов объединенных и региональных диспетчерских управлений, предприятий и районов электрических сетей, цехов электрических сетей и подстанций промышленных предприятий, других энергетических объектов. Освоение указанного математического и программного обеспечения является обязательным элементом подготовки магистратуры-электроэнергетика.

В пособии рассмотрены вопросы режимов работы электроэнергетических систем и управления ими. Дана классификация режимов работы электроэнергетических систем, приведены виды переходных режимов и нормативные показатели устойчивости. Рассмотрены средства управления режимами и их функции, изложены основные принципы диспетчерского управления. Приведена иерархическая система диспетчерского управления ЕЭС России с временными уровнями управления режимами электроэнергетических систем. Уделено внимание правовым основам оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и структуре системы противоаварийной автоматики. Подробно рассмотрены способы регулирования напряжения, мощности и частоты в электрических сетях. Приведены математические модели элементов электрической сети, в том числе построение векторных диаграмм при исследовании переходных режимов, схемы замещения синхронных и асинхронных машин в нормальном и аварийном режимах работы.

Для программных комплексов АНАРЭС и PSCAD рассмотрены их возможности, касающиеся интерфейса пользователя, формирования расчетных схем, моделирования отдельных элементов электрических систем, особенностей расчета установившихся режимов, токов короткого замыкания, статической и динамической устойчивости, краткосрочной и долгосрочной оптимизации, возможностей моделирования релейной защиты и автоматики, особенностей получения расчетных эквивалентов.

Изложены основные положения анализа установившихся режимов электроэнергетических систем, в том числе даны общая характеристика расчетов, особенности задания нагрузки неизменной мощностью и сопротивлениями, а так же прямой метод расчета, метод узловых напряжений, метод контурных токов. Дана классификация методов расчета, подробно рассмотрено определение напряжений в узлах при известном токораспределении и определение мощностей и потерь мощности в ветвях при известных токораспределении и напряжениях в узлах. Показан учет статических характеристик нагрузки и дана приближенная линеаризация при представлении нагрузок неизменной мощностью.

В качестве основных математических методов решения уравнений состояния в пособии рассмотрены методы простой итерации, Зейделя и Ньютона.

Применительно к непосредственному решению основных уравнений состояния дано определение токов в ветвях и напряжений в узлах на основе принципа наложения, рассмотрен метод разрезания контуров, проанализирован учет комплексных коэффициентов трансформации в уравнениях состояния при введении в схему замещения идеальных трансформаторов.

В качестве теоретических основ анализа динамической устойчивости рассмотрены полные уравнения Парка-Горева и различные подходы к их упрощению. Численное интегрирование рассмотрено на примере метода последовательных интервалов. Кроме того, изложен подход к уточненному моделированию синхронных машин и нагрузок на основе уравнений Лебедева-Жданова с уточненным моделированием APB и APC.

# 1. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЭЭС И УПРАВЛЕНИЕ ИМИ

## 1.1. Классификация режимов ЭЭС

Электроэнергетическая система (ЭЭС) состоит из элементов, которые можно разделить на три группы [16]:

- основные (силовые) элементы — генерирующие агрегаты электростанций, преобразующие энергию воды или пара в электроэнергию; трансформаторы, автотрансформаторы, выпрямительные установки, преобразующие значения и вид тока и напряжения; линии электропередач (ЛЭП), передающие электроэнергию на расстояние; коммутирующая аппаратура (выключатели, разъединители), предназначенные для изменения схемы ЭЭС и отключения поврежденных элементов;

- измерительные элементы — трансформаторы тока и напряжения, предназначенные для подключения измерительных приборов, средств управления и регулирования;

- средства управления — релейная защита, регуляторы, автоматика, телемеханика, связь, обеспечивающие оперативное и автоматическое управление схемой и работой ЭЭС.

Состояние ЭЭС на заданный момент или отрезок времени называется режимом. Режим определяется составом включенных основных элементов ЭЭС и их нагрузкой. Значения напряжений, мощностей и токов элементов, а также частоты, определяющие процесс производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии, называются параметрами режима.

Если параметры режима неизменны во времени, то режим ЭЭС называется установившимся, если изменяются — то переходным.

Строго говоря, понятие установившегося режима в ЭЭС условное, так как в ней всегда существует переходный режим, вызванный малыми колебаниями нагрузки. Установившийся режим понимается в том смысле, что параметры режима генераторов электростанций и крупных подстанций практически постоянны во времени.

Основная задача энергосистемы — экономичное и надежное электроснабжение потребителей без перегрузок основных элементов ЭЭС и при обеспечении заданного качества электроэнергии. В этом смысле основной режим ЭЭС — нормальный установившийся. В таких режимах ЭЭС работает большую часть времени.

По тем или иным причинам допускается работа ЭЭС в утяжеленных установившихся (вынужденных) режимах, которые характеризуются меньшей надежностью, некоторой перегрузкой отдельных элементов и, возможно, ухудшением качества электроэнергии. Длительное существование утяжеленного режима нежелательно, так как при этом существует повышенная опасность возникновения аварийной ситуации.

Наиболее опасными для ЭЭС являются аварийные режимы, вызванные короткими замыканиями и разрывами цепи передачи электроэнергии, в частности, вследствие ложных срабатываний защит и автоматики, а также ошибок эксплуатационного персонала. Длительное существование аварийного режима недопустимо, так как при этом не обеспечивается нормальное электроснабжение потребителей и существует опасность дальнейшего развития аварии и распространения ее на соседние районы. Для предотвращения возникновения аварии и прекращения ее развития применяются средства автоматического и оперативного управления, которыми оснащаются диспетчерские центры, электростанции и подстанции.

После ликвидации аварии ЭЭС переходит в послеаварийный установившийся режим, который не удовлетворяет требованиям экономичности и не полностью соответствует требованиям надежности и качества электроснабжения. Он допускается только как кратковременный для последующего перехода к нормальному режиму.

Для завершения классификации режимов ЭЭС отметим еще нормальные переходные режимы, вызванные значительными изменениями нагрузки и выводом оборудования в ремонт.

Уже из перечисления возможных режимов ЭЭС следует, что этими режимами необходимо управлять, причем для разных режимов задачи управления различаются:

- для нормальных режимов — это обеспечение экономичного и надежного электроснабжения;
- для утяжеленных режимов — это обеспечение надежного электроснабжения при длительно допустимых перегрузках основных элементов ЭЭС;
- для аварийных режимов — это максимальная локализация аварии и быстрая ликвидация ее последствий;
- для послеаварийных режимов — быстрый и надежный переход к нормальному установившемуся режиму;
- для нормальных переходных режимов — быстрое затухание колебаний.

## 1.2. Переходные режимы и процессы

Переходные режимы делятся на две большие группы по величине возмущающих воздействий или возмущений:

1. Переходные режимы при малых возмущениях, т.е. установившиеся режимы. ЭЭС должна работать устойчиво при малых возмущениях, иначе говоря, она должна обладать статической устойчивостью.

Статическая устойчивость — это способность ЭЭС восстанавливать исходный режим после малого его возмущения.

2. Переходные режимы при больших возмущениях, возникающих как в нормальных, так и в аварийных условиях работы ЭЭС. По отношению к большим возмущениям вводится понятие динамической устойчивости ЭЭС.

Динамическая устойчивость — это способность ЭЭС восстанавливать после большого возмущения исходное состояние или состояние, практически близкое к исходному и допустимое по условиям эксплуатации ЭЭС. Если после большого возмущения синхронная работа ЭЭС сначала нарушается, а затем после некоторого, допустимого по условиям эксплуатации, асинхронного хода восстанавливается, то считается, что система обладает результирующей устойчивостью.

Переходный режим ЭЭС представляет собой целую гамму переходных процессов, различающихся скоростью протекания:

- волновые переходные процессы (1—100 мкс);
- электромагнитные переходные процессы (10—500 мс);
- электромеханические переходные процессы (0,1—10 с);
- длительные электромеханические переходные процессы, возникающие, например, при каскадном развитии аварий (от нескольких минут до десятков минут).

Различная скорость протекания этих процессов позволяет в большинстве случаев рассматривать их по отдельности, упрощая тем самым математическое описание ЭЭС.

Так, при рассмотрении волновых процессов линии электропередач и обмотки электрических машин и трансформаторов представляют в виде систем с распределенными параметрами и при этом не учитывают изменение скоростей роторов этих машин, полагая, что за время протекания волновых процессов они постоянны.

При рассмотрении электромагнитных переходных процессов допустимо все элементы

ЭЭС считать элементами с сосредоточенными параметрами и также не учитывать изменения скоростей роторов машин.

При рассмотрении электромеханических (взаимосвязанных электромагнитных и механических) переходных процессов не учитываются динамические свойства статических элементов ЭЭС (ЛЭП, трансформаторов, обмоток статора электрических машин), но обязательно учитывается изменение скоростей роторов электрических машин.

Задачи управления разными переходными процессами различны:

- волновые процессы — облегчение изоляции ЛЭП и других основных элементов ЭЭС за счет снижения атмосферных, коммутационных и рабочих перенапряжений с помощью разрядников и реакторов;
- электромагнитные процессы — отыскание эффективных способов ограничения токов короткого замыкания и согласование их значений с параметрами оборудования электрических сетей различных напряжений (использование токоограничивающих устройств: реакторов, трансформаторов с расщепленными обмотками, резонансных устройств и др.);
- электромеханические процессы — обеспечение устойчивости ЭЭС.

### 1.3. Нормативные показатели устойчивости и их обеспечение

Электроэнергетическая система должна работать так, чтобы некоторые изменения (ухудшения) режима не приводили к нарушению устойчивости ее работы. Простейшая оценка ее запаса устойчивости основывается на сопоставлении показателей проверяемого (исходного) режима и показателей, характеризующих режим, предельный по устойчивости.

Статическая устойчивость. Запас статической устойчивости по напряжению ЭЭС в целом в нормальном режиме должен быть не менее 10 %. Запас по напряжению определяется для каждой из основных узловых точек ЭЭС по формуле, %:

$$k_U = \frac{U_n - U_{кр}}{U_n} \cdot 100,$$

где  $U_n$  — длительно поддерживаемое напряжение в рассматриваемой узловой точке ЭЭС;

$U_{кр}$  — критическое напряжение в этой же точке, при котором нарушается статическая устойчивость работы ЭЭС.

Запас статической устойчивости ЭЭС в целом оценивается по наименьшему запасу, полученному для основных узловых точек (т.е. по наихудшей точке). Если наихудшая точка известна заранее, то достаточно рассчитать запас для этой точки.

Запас статической устойчивости электропередачи, связывающей электростанцию (или группу электростанций) с энергосистемой, должен быть не менее 20 % в нормальном режиме и 8 % в кратковременном послеаварийном режиме (до вмешательства персонала в регулирование режима).

Запас статической устойчивости по мощности определяется по формуле, %:

$$k_P = \frac{P_{np} - P}{P} \cdot 100,$$

где  $P$  — передаваемая мощность;  $P_{np}$  — предельная передаваемая мощность, определенная из условий устойчивости режима с учетом действия автоматических устройств.

Статическая устойчивость работы ЭЭС в послеаварийных режимах обеспечивается, как правило, за счет мероприятий, не требующих дополнительных капитальных вложений:

- кратковременного повышения напряжения на зажимах генераторов;
- быстрого снижения нагрузки электропередачи путем отключения части генераторов

на электростанциях и т.п.

Кроме того, существуют мероприятия, повышающие статическую устойчивость, но требующие некоторых капитальных вложений:

- применение быстродействующей системы возбуждения генераторов;
- использование синхронных компенсаторов на промежуточных подстанциях;
- использование статических тиристорных компенсаторов;
- продольная емкостная компенсация индуктивного сопротивления электропередачи с помощью статических конденсаторов и т.п.

Практически все эти мероприятия позволяют повысить и динамическую устойчивость.

В эксплуатации, в тех случаях, когда это необходимо для предотвращения ограничения потребителей или потери гидроресурсов, допускается длительная работа электропередачи в нормальном режиме с запасом статической устойчивости, уменьшенным до 5—10 % в зависимости от роли электропередачи в энергосистеме и последствий возможного нарушения устойчивости.

**Динамическая устойчивость.** Расчеты динамической устойчивости имеют своей целью выявление характера динамического перехода от одного режима энергосистемы к другому. Если при этом переходе ни одна мощная электростанция не выпадает из синхронной работы, то переход считается благополучным. Обычно проверка устойчивости энергосистемы производится при коротких замыканиях, происходящих в наиболее опасных (в смысле возможного нарушения устойчивости) точках энергосистемы при наибольшей возможной нагрузке электропередачи. Динамическая устойчивость должна обеспечиваться при наиболее характерных для данного элемента энергосистемы возмущениях и режимах, принятых за расчетные.

В качестве расчетных в соответствии со сказанным следует рассматривать режимы нормальной работы, отвечающие наиболее длительно передаваемым мощностям по данной электропередаче, или режимы нагрузки, когда по электропередаче передается максимально возможная мощность данной электростанции или энергосистемы, если обоснована возможная длительная работа в таком режиме. Режимы, вызванные ремонтом оборудования, не рассматриваются, если нагрузка может быть снижена до величины, требующейся по условиям пропускной способности и условиям статической и динамической устойчивости.

Даже если в качестве расчетного принимается однофазное или двухфазное короткое замыкание, необходимо принять меры, чтобы нарушение устойчивости при более тяжелых авариях (двухфазных на землю, трехфазных) было маловероятным. Однако применение всякого устройства для улучшения устойчивости должно быть оправдано как анализом его стоимости, так и выявлением убытка от данного вида аварии. Одновременно оценивается возможность и целесообразность пофазного повторного включения ЛЭП или ее работы без одной фазы.

Согласно действующим нормативам по расчетам динамической устойчивости, она должна обеспечиваться в наиболее тяжелых точках энергосистемы при следующих видах коротких замыканий:

- для сетей 35 кВ — при трехфазном коротком замыкании;
- для сетей 110—1150 кВ — при двухфазном коротком замыкании на землю.

#### **1.4. Средства управления режимами и их функции**

Управление режимами ЭЭС осуществляется оперативным персоналом, а также автоматическими регуляторами и устройствами противоаварийной автоматики (ПА). Практически вся автоматика в настоящее время построена на основе микропроцессорных систем. Настройка автоматических систем управления производится в соответствии с заранее вы-

бранными характеристиками так, чтобы обеспечить экономичность работы ЭЭС и соответствие требованиям качества отпускаемой потребителям электроэнергии.

Выбор видов используемых автоматических устройств, оценка их эффективности и влияния на надежность работы ЭЭС производятся на основе специальных оптимизационных расчетов. Управление режимами ЭЭС должно быть оптимальным, т.е. дающим наилучший технико-экономический эффект в условиях действия противоположных факторов. Например, желая увеличить передаваемую по ЛЭП мощность, можно вызвать аварийное отключение этой линии из-за нарушения устойчивости ее работы.

Для ЭЭС как объекта управления характерны наличие большого числа сложных прямых и обратных связей между многочисленными ее элементами и целевая направленность процесса функционирования.

Перечислим наиболее важные автоматические устройства и их назначение.

Автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) синхронных машин поддерживают напряжение на их шинах на требуемом уровне и, в случае необходимости, форсируют возбуждение, улучшая тем самым устойчивость работы ЭЭС.

Автоматические регуляторы частоты вращения (АРЧВ) турбин генераторов поддерживают требуемую частоту вращения роторов генераторов и тем самым частоту в ЭЭС.

Автоматическое регулирование частоты и активной мощности (АРЧМ) поддерживает неизменными баланс активной мощности и частоту с учетом возможностей межсистемных электропередач по пропускной способности, т.е. ограничений по передаваемой активной мощности.

Релейная защита (РЗ) элементов ЭЭС действует на сигнал или на отключение элементов энергосистемы в случае их повреждения или ненормальной работы. Информация о состоянии защищаемого объекта непрерывно поступает в защитное устройство, которое обрабатывает ее и в случае нарушения нормального режима работы устанавливает место и вид повреждения.

Автоматическое включение резерва (АВР) осуществляет ввод резервного оборудования при аварийном отключении основного.

Автоматическое повторное включение (АПВ) повышает надежность электроснабжения потребителей за счет повторного включения ЛЭП после ее автоматического отключения посредством релейной защиты.

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) ЭЭС обеспечивает сохранение баланса мощности при тяжелой аварии, если она сопровождается значительным понижением частоты в энергосистеме (ниже допустимого уровня). В этом случае АЧР отключает ряд наименее ответственных, заранее выбранных потребителей, чтобы предотвратить значительное снижение частоты и напряжения в ЭЭС, следовательно, сохраняет устойчивость работы ЭЭС.

Автоматический частотный пуск (АЧП) агрегатов ГЭС осуществляется при снижении частоты в ЭЭС ниже допустимого уровня в связи с тем, что время набора мощности агрегатами ГЭС составляет около 1 мин.

## **1.5. Основные принципы диспетчерского управления**

Основная особенность энергетической системы, заключающаяся в единстве технологического процесса и неразрывной связи отдельных ее элементов, требует единого управления процессом работы всей системы. В связи с этим с начала развития энергетических систем стала развиваться и техника управления ими из единого центра.

Необходимость централизации управления энергосистемами выявилась еще на заре их организации. Для этой цели в первом десятилетии XX в. была создана особая должность

«распределителя нагрузок» (диспетчера).

Диспетчерское управление — это вид оперативного подчинения, когда операции с тем или иным оборудованием ЭЭС проводятся только по распоряжению диспетчера (старшего дежурного персонала), в управлении которого это оборудование находится.

В оперативном управлении диспетчера находится оборудование, операции с которым требуют координации действий подчиненного оперативного персонала или согласованных изменений в релейной защите и автоматике.

В основе построения диспетчерского управления ЭЭС лежит следующее:

- разграничение диспетчерских и общехозяйственных функций, т.е. обеспечение независимости системы диспетчерского управления (в пределах ее функций) от административно-хозяйственной деятельности руководства энергокомпаний;
- иерархическое построение системы с прямым подчинением дежурного оперативного персонала каждой ступени управления персоналу более высокой ступени;
- представление персоналу каждой ступени максимальной самостоятельности в выполнении всех оперативных функций, не требующих вмешательства оперативного руководителя более высокой ступени;
- четкое разграничение функций и ответственности оперативного персонала всех ступеней управления по ведению нормальных режимов и ликвидации аварийных ситуаций;
- строжайшая диспетчерская дисциплина.

Первоначальной задачей диспетчера было именно только распределение мощности. В дальнейшем его функции резко расширились. На диспетчера энергосистемы было возложено управление режимом или по крайней мере контроль над режимом всех элементов энергосистемы и ликвидация аварий. В настоящее время функции диспетчера энергетической системы значительно шире и охватывают регулирование всех процессов в ней, имеющих существенное значение для всей энергосистемы, а не для отдельных ее элементов. Диспетчер системы осуществляет руководство:

- распределением активной и реактивной мощностей между отдельными электростанциями энергосистемы;
- регулированием частоты во всей энергосистеме и напряжений в основных ее точках;
- регулированием потоков мощности по отдельным участкам электрической сети;
- производством всех коммутационных переключений в основных сетях системы и на электростанциях;
- вводом в работу и выводом из работы отдельных агрегатов электростанций и сетей как для целей ремонта, так и в резерв;
- ликвидацией аварий на электростанциях и в основных сетях энергосистемы;
- регулированием режима и водотока ГЭС;
- изменением настройки релейной защиты и т.д.

Диспетчеру энергетической системы подчиняется весь старший оперативный персонал электростанций и электрических сетей.

Для правильного осуществления своих функций диспетчер энергосистемы должен иметь:

- надлежащую, надежную и хорошо резервированную связь со всем подчиненным ему оперативным персоналом, позволяющую диспетчеру непосредственно сноситься с подчиненным ему персоналом;
- надлежащее оборудование телеизмерительными установками и устройствами телесигнализации от важнейших пунктов системы, позволяющее диспетчеру получить необходимые сведения о состоянии основных параметров энергосистемы;

- надлежащее оборудование установками телеуправления, позволяющее диспетчеру самому осуществлять необходимые и неотложные операции в основной сети;
- инструктивно-справочные материалы, которые позволяют диспетчеру произвести заранее продуманные необходимые действия в сложной обстановке быстроменяющихся в энергосистеме процессов, а также решить в случае необходимости любой вопрос, касающийся режима системы;
- материалы по запланированному режиму энергетической системы, которые позволяют диспетчеру сосредоточить свое внимание главным образом на отклонениях от запланированного режима, что облегчает его работу.

## 1.6. Иерархическая система диспетчерского управления ЕЭС России

ЕЭС России состоит из 6 параллельно работающих ОЭС: Центра, Северо-Запада, Средней Волги, Северного Кавказа, Урала, Сибири, которые в свою очередь связаны как с ОЭС и ЭЭС бывшего СССР — Беларуси, Украины, Казахстана, Прибалтики (в ее состав входят ЭЭС Латвии, Литвы и Эстонии), Закавказья (в ее состав входят ЭЭС Армении, Азербайджана и Грузии), так и ЭЭС Польши, Финляндии, Турции, Монголии, Норвегии. Кроме того, в состав ЕЭС России входит ОЭС Востока, которая связана слабой межсистемной связью 220 кВ с ОЭС Сибири.

В России функционируют 73 районные ЭЭС (АО-энерго), из них 66 входят в состав ЕЭС России. В ОЭС Востока параллельно работают три ЭЭС: Амурская, Хабаровская и Дальневосточная, остальные четыре ЭЭС на востоке России работают изолированно.

Режимы работы ЕЭС России осложнены тем, что ряд ОЭС и ЭЭС России связаны с основной частью ЕЭС через сети ОЭС и ЭЭС, не входящие в состав ЕЭС России. Основная межсистемная связь 500 кВ между ОЭС Сибири и Урала проходит по территории Казахстана. Основной поток мощности между ОЭС Центра и Северного Кавказа проходит по ЛЭП СВН ОЭС Украины. ЭЭС Калининграда связана с ОЭС Северо-Запада через ЭЭС Литвы.

ОЭС Северо-Запада передает электроэнергию в Финляндию, которая входит в состав ОЭС NORDEL, через вставку постоянного тока.

Передачу электроэнергии между почти всеми ОЭС России обеспечивают в основном ЛЭП 500 и 220 кВ.

Иерархическая (централизованно-ступенчатая) система диспетчерского управления ЕЭС России имеет три ступени: Центральное диспетчерское управление (ЦДУ) ЕЭС, объединенные диспетчерские управления (ОДУ) ОЭС, центральные диспетчерские службы (ЦДС) ЭЭС.

В оперативном ведении диспетчера:

- ЭЭС находится все оборудование данной энергосистемы, обеспечивающее производство и распределение электроэнергии, оперативное управление энергетическими объектами, играющими особую важную роль в ОЭС и ЕЭС, только в виде исключения оно может быть поручено диспетчеру ОДУ или ЦДУ;
- ОДУ находятся суммарная рабочая мощность и резерв мощности ЭЭС, электростанции и агрегаты большой мощности, межсистемные связи и объекты основных средств, влияющих на режим ОЭС; в оперативное управление диспетчера ОДУ передается оборудование, операции с которым требуют координации действий диспетчеров ЭЭС;
- ЦДУ ЕЭС находятся суммарная рабочая мощность и резерв мощности ОЭС, электрические связи между ОЭС, а также важнейшие связи внутри ОЭС и объекты, режим работы которых решающим образом влияет на режим работы ЕЭС.

## 1.7. Временные уровни управления режимами ЭЭС

Задачи управления режимами ЭЭС делятся на четыре временных уровня (для каждой ступени территориальной иерархии):

1. Долгосрочное планирование режимов (на месяц, год).

Задачи этого уровня:

- прогнозирование потребления энергии и характерных графиков нагрузки;
- разработка балансов мощности и электроэнергии (годовых, квартальных, месячных);
- оптимизация планов использования энергоресурсов и проведения плановых ремонтов;
- разработка схем и режимов для характерных периодов года (осенне-зимний максимум, период паводка и др.), а также в связи с вводом новых объектов и расширением состава параллельно работающих ЭЭС;

• решение всего комплекса вопросов повышения надежности электроснабжения и качества электроэнергии, внедрения и совершенствования средств диспетчерского управления и систем автоматического управления нормальными и аварийными режимами;

- разработка диспетчерских инструкций.

2. Краткосрочное планирование режимов (на сутки, неделю). Задачи этого уровня:

• корректировка решений 1-го уровня по мере изменения и уточнения условий работы ЭЭС (уровень потребления, обеспеченность гидроресурсами, топливная конъюнктура и т.п.); ряд решений 1-го уровня выступает здесь в виде ограничений (недельные или суточные расходы гидроресурсов, мощности агрегатов, выведенных в ремонт, и т.п.).

3. Оперативное управление текущими режимами. Задачи этого уровня:

- оперативное ведение текущего режима по суточным планам-графикам;
- корректировка (дооптимизация) режима при отклонении параметров режима от плановых значений.

4. Автоматическое управление нормальными и аварийными режимами. Задачи этого уровня:

- автоматическое управление, проводимое централизованными и местными системами и устройствами автоматического регулирования режима, устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики.

## 1.8. Автоматизированная система диспетчерского управления

Автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ) ЭЭС представляет собой иерархически построенную человеко-машинную систему, обеспечивающую по всей территории, охватываемой электрическими сетями, сбор, преобразование, передачу, переработку и отображение информации о состоянии и режиме энергосистемы, формирование на основе собранной информации, передачу и реализацию управляющих команд с целью выполнения системой (за счет располагаемых средств) функций надежного и экономичного снабжения электрической и тепловой энергией требуемого качества всех ее потребителей [13.2]. АСДУ включает в себя:

- управляющие вычислительные центры (УВЦ) в ЦДУ ЭЭС, ОДУ ОЭС, ЦДС ЭЭС, диспетчерские пункты (ДП) предприятий электрических сетей (ПЭС);
- автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) электростанций, энергоблоков электростанций и подстанций;
- централизованные и локальные системы автоматического регулирования и управле-

ния.

Все элементы АСДУ ЕЭС объединяет единая первичная сеть сбора и передачи оперативной информации и управляющих команд.

Основной составляющей АСДУ в УВЦ являются оперативные информационно-управляющие комплексы (ОИУК), с помощью которых диспетчерский персонал ЦДУ, ОДУ и ЦДС осуществляет: контроль за текущим состоянием управляемой энергосистемы (схемой, режимами и средствами управления), ретроспективный анализ происшедших событий, оценку перспективных режимов. Используя информацию о текущем и перспективном состоянии ЭЭС, графиках нагрузки, планах проведения ремонтных работ по оперативным заявкам с учетом указаний и рекомендаций диспетчерских инструкций и директивных материалов, диспетчерский персонал обеспечивает:

- выработку воздействий на управляемые объекты (регулирование режима ЭЭС по активной и реактивной мощности, включая регулирование графиков нагрузки электростанций);
- вывод оборудования и средств автоматического и оперативного управления в ремонт и ввод их в работу после ремонта;
- ввод в работу нового оборудования и средств управления;
- изменение схемы контролируемой сети;
- ликвидацию аварийных ситуаций и восстановление нормального режима работы ЭЭС;
- ведение оперативной отчетности;
- передачу оперативной информации.

Управляющие воздействия передаются диспетчерским персоналом ЦДУ, ОДУ, ЦДС на оперативно подчиненные объекты через диспетчерский персонал этих объектов или непосредственно на АСУТП и системы автоматического регулирования и управления энергообъектами с помощью устройств телеуправления. Управляющие воздействия обеспечивают изменение:

- схемы электрической сети;
- состава оборудования электростанций и подстанций;
- алгоритмов и параметров настройки средств автоматического и оперативного управления;
- устройств автоматики;
- нагрузки агрегатов электростанций;
- нагрузки потребителей;
- напряжений в контрольных точках электрической сети (посредством воздействия на возбуждение синхронных машин, включения или отключения устройств компенсации реактивной мощности, переключения анцапф трансформаторов).

Все задачи управления, которые обеспечивают формирование управляющих решений, делятся на оптимизационные и оценочные. Решение оптимизационных задач достигается при удовлетворении какого-либо критерия оптимизации, а оценочных задач — при удовлетворении соответствующих уравнений состояния объекта.

Основной задачей управления ЕЭС является надежное снабжение электрической и тепловой энергией требуемого качества при минимальных затратах на ее производство, преобразование, передачу и распределение, поэтому основным критерием при выработке управляющих решений на всех уровнях иерархии управления ЕЭС, когда это возможно, используется минимум затрат в течение рассматриваемого периода времени. Хозяйственная самостоятельность отдельных территорий, охватываемых сетями ЕЭС, может приводить к тому, что критерии управления для различных частей ЕЭС (ОЭС, ЭЭС) окажутся разными и потребу-

ется их взаимное согласование с использованием специальных алгоритмов. При формировании и решении задач в АСДУ необходимо обеспечить требования по качеству электрической и тепловой энергии и по надежности электроснабжения и теплоснабжения потребителей.

Информационное обеспечение АСДУ состоит из следующей информации:

- прогноза метеорологической обстановки — для повышения точности прогнозирования нагрузки и вероятностей отказов оборудования;
- маневренных характеристик агрегатов и электростанций — для расчета их располагаемой и рабочей мощности и состава работающего и резервного оборудования на них;
- отказов основного оборудования ЕЭС — для расчета и прогнозирования его показателей надежности;
- качества топлива, которое поставляется на ТЭС;
- состояния основного оборудования (генераторов, ЛЭП, трансформаторов и др.) — для принятия решения о времени вывода его в ремонт (определяется заблаговременно в процессе его диагностики);
- фактически обеспечиваемой надежности электроснабжения и теплоснабжения потребителей — для выбора оптимальных способов ее повышения;
- прогноза притока воды в водохранилища ГЭС — для оптимизации выработки электроэнергии на ГЭС.

Необходимая информация поступает извне или вырабатывается внутри ЕЭС в процессе управления. В процессе управления наибольшие объемы информации вырабатываются и используются в темпе процесса производства, передачи и распределения электроэнергии. Разные управляемые процессы изменяются по-разному: быстро, недостаточно быстро и медленно, соответственно и задержки в реализации управляющих воздействий будут различные, различным будет и время получения и использования информации.

Информация, которая обеспечивается средствами телемеханики, называется телемеханической. Рассмотрим примерные допустимые диапазоны ее задержки при передаче от объектов управления в центр управления (контрольная информация) и обратно (командная информация):

- информация для автоматических противоаварийных систем (телеотключение) — десятки миллисекунд;
- телесигнализация положения выключателей и разъединителей — секунды;
- телеизмерения контролируемых параметров (мгновенные значения) — единицы и десятки секунд;
- телеизмерения, телерасчет (интегральные значения) — несколько десятков секунд;
- телеизмерения и телекоманды для систем автоматического регулирования — до 1 с;
- телеуправление (ТУ) — несколько секунд;
- ответная телесигнализация (после ТУ) — до 10 с;
- межуровневый машинный обмен между информационными базами данных ЭВМ ОИУК — несколько минут;
- диспетчерская ведомость по производству и потреблению энергии — 1 раз в час.

Качество телемеханической информации определяется погрешностью (классом точности) всех устройств, входящих в цепочку передачи информации, и лежит в пределах от долей процента до нескольких процентов.

Кроме того, существенное влияние на качество телеинформации оказывает запаздывание телепередачи. Чтобы уменьшить это запаздывание, приходится увеличивать частоту производимых измерений и скорость передачи информации, что требует расширения каналов связи и увеличения их стоимости. Применение существующих каналов связи без их рас-

ширения требует использования методов сжатия информации, адаптивных алгоритмов передачи сообщений, системы приоритетов и т.п.

### 1.9. Задачи и организация диспетчерского управления

Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике организуется исходя из того, что Единая энергетическая система (ЕЭС) России представляет собой высокоавтоматизированный, постоянно развивающийся технологический комплекс, состоящий из нескольких параллельно работающих объединенных энергосистем (ОЭС) и региональных электроэнергетических систем (ЭЭС), связанных общим режимом и единой системой технологического (диспетчерского и автоматического) управления.

Реализацию функций диспетчерского управления обеспечивают диспетчерские центры (ДЦ) с круглосуточным дежурством, создаваемые:

- на электростанциях, в электрических сетях и на других энергообъектах — местные ДЦ;
- в региональных ЭЭС, охватывающих технологически связанные электростанции, электрические сети и другие энергообъекты в рамках одного или нескольких субъектов федерации — региональные ДЦ;
- в ОЭС — Объединенные диспетчерские управления; в ЕЭС России — Центральное диспетчерское управление.

С учетом особенностей технологических и коммерческих отношений ДЦ могут создаваться у других субъектов рынка — генерирующих энергокомпаний, независимых производителей электроэнергии (блок-станции, крупные промышленные потребители и др.).

Состав технологических и коммерческих функций, реализуемых на конкретном ДЦ, определяется задачами, стоящими перед соответствующим субъектом рынка и ответственностью в части технологического и коммерческого управления, возлагаемыми на него технологическим и коммерческим операторами рынка.

В функциональном плане вся вертикально интегрированная иерархическая структура диспетчерского и технологического управления представляет собой системного (технологического) оператора, решающего сложнейшие инженерные и технические задачи для осуществления стоящих перед ним целей.

Целями системного оператора являются:

- обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России с соблюдением нормативных показателей качества электроэнергии;
- оказание оперативно-технологических услуг всем участникам параллельной работы и субъектам оптового рынка электроэнергии;
- организация технологического управления процессом передачи электроэнергии для реализации принципа открытого доступа к электрической сети субъектов рынка;
- обеспечение функционирования и развития технологической инфраструктуры конкурентного рынка электроэнергии.

Для реализации указанных целей системный оператор решает следующие основные задачи:

- непрерывное оперативно-технологическое управление режимами работы ЕЭС России;
- поддержание стандартов качества электроэнергии в электрической сети;
- ликвидация системных аварий; диспетчерское управление в особых условиях;
- задание системных ограничений для проведения торгов на рынке электроэнергии;

- расчет и реализация диспетчерских графиков работы ЕЭС России на основе ценовых заявок с учетом системных ограничений;
- организация рынков резервов мощности и балансирующего рынка;
- расчеты и задание параметров настройки релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА);
- управление телекоммуникационной сетью технологической и коммерческой информации, предоставление информации всем участникам и субъектам рынка;
- согласование и реализация графиков ремонта оборудования электростанций и электрических сетей;
- оперативное управление переключениями на энергообъектах;
- долгосрочное планирование режимов работы ЕЭС России в условиях конкурентного рынка;
- проведение единой технической политики в развитии систем противоаварийного управления, АСДУ, связи и АСКУЭ;
- организация подготовки кадров в сфере оперативно-технологического управления.

Целями и задачами коммерческого оператора является организация торговли на рынке электроэнергии, расчетов между субъектами рынка за поставленную (полученную) электроэнергию.

В зависимости от конкретных условий оба оператора (технологический и коммерческий) могут функционировать в составе одной или разных организаций.

В первом случае взаимоотношения между этими двумя органами определяются соответствующими местными положениями, во втором — специальными положениями, утверждаемыми государственным регулирующим органом и наблюдательным советом рынка.

Все коммерческие оперативные соглашения, связанные с изменением загрузки электростанций и электрических сетей, должны согласовываться или утверждаться технологическим оператором.

При этом на коммерческого оператора рынка возлагаются функции оперативного коммерческого управления, а на технологического — оперативного технологического управления.

В основе построения системы диспетчерского управления ЕЭ лежат основные принципы, изложенные в п. 1.5.

Управление работой ЕЭС подчинено единой цели — обеспечению наиболее экономичной работы ЕЭС в целом при рациональном расходовании энергоресурсов и удовлетворении требований надежности энергоснабжения и качества энергии.

Сложность задачи диспетчерского управления ЕЭС обуславливает необходимость разделения (декомпозиции) этой комплексной задачи на ряд более простых взаимосвязанных задач, решаемых на всех ступенях системы диспетчерского управления.

Декомпозиция во временном аспекте заключается в разделении общей задачи управления, решаемой на каждой ступени территориальной иерархии, на задачи, относящиеся к четырем различным временным уровням управления:

- долгосрочное планирование режимов на месяц, квартал, год; краткосрочное планирование режимов на сутки, неделю;
- оперативное управление текущими режимами, осуществляемое дежурным оперативным персоналом;
- автоматическое управление нормальными и аварийными режимами в темпе технологических процессов.

На высшем уровне временной иерархии осуществляется: прогнозирование потребления энергии и характерных графиков нагрузки;

- разработка балансов мощности и электроэнергии;
- оптимизация планов использования энергоресурсов и проведения капитальных ремонтов основного оборудования;
- разработка схем и режимов для характерных периодов года (осенне-зимний максимум, период паводка и др.), а также в связи с вводом новых объектов и расширением состава параллельно работающих ЭЭС;
- решение всего комплекса вопросов повышения надежности электроснабжения и качества электроэнергии, внедрения и совершенствования средств диспетчерского управления и систем автоматического управления нормальными и аварийными режимами; разработка диспетчерских инструкций.

Долгосрочные планы регулярно корректируются по мере изменения и уточнения условий работы ЭЭС (уровень потребления, обеспеченность гидроресурсами, топливная конъюнктура и т.д.). Результаты долгосрочного планирования играют роль основных ограничений, которые должны быть наложены на краткосрочные планы (недельные или суточные расходы гидроресурсов, ремонтные мощности и т.д.). Краткосрочные планы оптимизируются с учетом указанных ограничений на основе более полной и точной информации об условиях работы в этом цикле у правления. При разработке краткосрочного режима ряд ограничений, связанных с требованиями надежности и качества энергии, подлежат уточнению.

Оперативное управление (ведение текущего режима оперативным персоналом) осуществляется по суточным планам-графикам; при отклонениях от плана (по потребляемой мощности, состоянию оборудования и др.) проводится необходимая корректировка режима для обеспечения требований надежности, качества и экономичности («дооптимизация» режима).

Низший временной уровень — уровень автоматического управления, проводимого централизованными и местными (децентрализованными) системами и устройствами автоматического регулирования режима, устройствами РЗ и ПА и т.д.

### **1.10. Диспетчерское управление**

Диспетчерское технологическое управление должно быть организовано по иерархической структуре, предусматривающей распределение функций технологического управления между уровнями, а также строгую подчиненность нижестоящих уровней управления вышестоящим.

Все органы диспетчерского технологического управления, независимо от форм собственности соответствующего субъекта рынка, входящего в состав энергосистемы (ОЭС, ЭЭС), должны подчиняться командам (указаниям) вышестоящего технологического диспетчера.

Предусматриваются две категории оперативной подчиненности: оперативное управление и оперативное ведение.

В оперативном управлении соответствующего диспетчера должны находиться силовое оборудование и средства управления, операции с которыми требуют координации действий подчиненного диспетчерского персонала и согласованного выполнения операций на нескольких объектах разного оперативного подчинения.

В оперативном ведении диспетчера должны находиться силовое оборудование и средства управления, состояние и режим которых влияют на режим работы соответствующей энергосистемы (ОЭС, ЭЭС). Операции с таким оборудованием и средствами управления

должны проводиться с разрешения соответствующего диспетчера. Действующими правилами и инструкциями предусматривается, что все элементы ЭЭС (оборудование, аппаратура, устройства автоматики и средства управления) находятся в оперативном управлении и ведении диспетчеров и старшего дежурного персонала разных ступеней управления. Термином оперативное управление обозначается вид оперативного подчинения, когда операции с тем или иным оборудованием ЭЭС производятся только по распоряжению соответствующего диспетчера (старшего дежурного персонала), в управлении которого это оборудование находится. В оперативном управлении диспетчера находится оборудование, операции с которым требуют координации действий подчиненного оперативного персонала. Термином оперативное ведение обозначается вид оперативной подчиненности, если операции с тем или иным оборудованием ЭЭС выполняются с ведома (по разрешению) соответствующего диспетчера, в чьем ведении это оборудование находится.

Предусматривается оперативное ведение двух уровней. В оперативном ведении I уровня находится оборудование, операции с которым проводятся по согласованию или с уведомлением вышестоящего диспетчера или диспетчера того же уровня.

В оперативном ведении II уровня находится оборудование, состояние которого или операции с которым оказывают влияние на режим работы определенной части электрической сети. Операции с этим оборудованием проводятся по согласованию с вышестоящим диспетчером и уведомлением заинтересованных диспетчеров.

Каждый элемент ЭЭС может находиться в оперативном управлении диспетчера не только одной ступени, но и в ведении нескольких диспетчеров одной или разных ступеней управления. Разделение оборудования, средств автоматизации и управления между ступенями территориальной иерархии по видам управления характеризует не только распределение функций управления между ступенями территориальной иерархии на временном уровне оперативного управления, но в значительной мере определяет распределение функций на других временных уровнях.

Наряду с этим при оперативном управлении, а в отдельных случаях и при планировании режимов предусматривается подчинение по определенному кругу вопросов одного из подразделений другому, находящемуся на том же уровне управления. Так, диспетчеру одной из энергосистем может быть поручено оперативное управление ЛЭП, связывающей данную энергосистему с соседней. Таким образом организуется разгрузка диспетчера ОДУ путем передачи диспетчерам энергосистем части функций, выполнение которых возможно на этом уровне.

Все оборудование ЭЭС, обеспечивающее производство и распределение электроэнергии, находится в оперативном ведении дежурного диспетчера энергосистемы или непосредственно подчиненного ему оперативного персонала (начальники смен электростанций; диспетчеры электрических и тепловых сетей, дежурный персонал подстанций (ПС) и т.д.). Перечни оборудования, находящегося в оперативном управлении и ведении, утверждаются главными диспетчерами ЦДУ ЕЭС России, ОДУ ОЭС и ЦДС энергосистем соответственно.

В оперативном управлении диспетчера энергосистемы находится основное оборудование, проведение операций с которым требует координации действий дежурного персонала энергопредприятий (энергообъектов) или согласованных изменений в РЗ и автоматике нескольких объектов.

Оперативное управление энергетическими объектами, играющими особо важную роль в объединении или в ЕЭС, в виде исключения может быть поручено не диспетчеру энергосистемы, а диспетчеру ОДУ или ЦДУ ЕЭС. В оперативном ведении дежурного диспетчера ОДУ находятся суммарная рабочая мощность и резерв мощности энергосистем, электростанции и агрегаты большой мощности, межсистемные связи и объекты основных сетей, влияющих на режим ОЭС. В оперативное управление диспетчера ОДУ передается оборудование, операции с которыми требуют координации действий дежурных диспетчеров энерго-

систем.

В ведении дежурного диспетчера ЦДУ ЕЭС — высшего оперативного руководителя ЕЭС — находятся суммарная рабочая мощность и резерв мощности ОЭС, электрические связи между объединениями, а также важнейшие связи внутри ОЭС и объекты, режим которых решающим образом влияет на режим ЕЭС.

В оперативном управлении диспетчера ЦДУ ЕЭС находятся основные связи между ОЭС и некоторые объекты общесистемного значения.

Принцип оперативной подчиненности распространяется не только на основное оборудование и аппаратуру, но и на РЗ соответствующих объектов, линейную и противоаварийную автоматику, средства и системы автоматического регулирования нормального режима, а также средства диспетчерского и технологического управления, используемые оперативным персоналом.

Дежурные диспетчеры АО-энерго, ОДУ и ЦДУ ЕЭС – высшие оперативные руководители соответственно энергосистемы, объединения и ЕЭС в целом. Оборудование, находящееся в оперативном ведении или управлении диспетчера соответствующего звена, не может быть выведено из работы или резерва, а также включено в работу без разрешения или указания диспетчера. Распоряжения административного руководства энергообъектов и энергосистем по вопросам, относящимся к компетенции диспетчеров, могут выполняться оперативным персоналом только с разрешения оперативного дежурного высшего звена.

Высшее звено (ЦДУ ЕЭС) осуществляет круглосуточное оперативное руководство параллельной работой ОЭС и непрерывное регулирование режима ЕЭС. Среднее звено (ОДУ) ведет режим объединения и управляет параллельной работой энергосистем. Диспетчерская служба энергосистемы управляет режимом энергосистемы, обеспечивая согласованную работу всех входящих в нее энергетических объектов.

При работе ЭЭС в составе ОЭС в полной мере сохраняется ответственность энергосистем за использование мощности электростанций, обеспечение максимальной располагаемой мощности и расширение диапазона регулирования. При этом располагаемая мощность и регулировочные возможности определяются условиями покрытия нагрузок ОЭС с учетом пропускной способности межсистемных связей.

Основная ответственность за поддержание нормальной частоты возлагается на высшего оперативного руководителя ЕЭС-диспетчера ЦДУ ЕЭС. Диспетчеры ОДУ и энергосистем обеспечивают поддержание заданных соответственно ЦДУ ЕЭС и ОДУ графиков перетоков мощности между ОЭС и энергосистемами, выполнение указаний по изменению перетоков в целях поддержания нормальной частоты при изменении баланса мощностей. Ответственность за поддержание частоты разделяют также диспетчеры ОДУ и энергосистем в части обеспечения заданного вращающегося резерва мощности, а при автоматическом регулировании частоты и активной мощности — в части использования автоматических систем и устройств, привлекаемых к автоматическому регулированию и для поддержания требуемого регулировочного диапазона на электростанциях.

Управление режимом основных электрических сетей по напряжению осуществляется согласованными действиями персонала соответствующих ступеней диспетчерского управления. Диспетчеры ЦДУ ЕЭС и ОДУ поддерживают уровни напряжения в соответствующих точках основной электрической сети, определенных инструкциями.

При временном дефиците мощности или электроэнергии в ЕЭС продолжительность ограничений нагрузки или электропотребления устанавливается ЦДУ ЕЭС и согласовывается с руководством РАО «ЕЭС России»; распоряжения о вводе ограничений диспетчер ЦДУ Дает диспетчерам ОДУ, а последние — диспетчерам энергосистем.

Высшее звено оперативного управления (ЦДУ ЕЭС) разрабатывает и утверждает основные инструкции по ведению режима и оперативному управлению, обязательные для опе-

ративного персонала ОДУ и объектов, непосредственно подчиненных ЦДУ. Территориальные ОДУ по своим объединениям разрабатывают инструкции, находящиеся в соответствии с общими положениями инструкций ЦДУ и служащие, в свою очередь, основой для разработки ЦДС местных инструкций, учитывающих особенности структуры и режима энергосистем.

### **1.11. Правовые основы оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике**

*Система оперативно- диспетчерского управления* в электроэнергетике включает в себя комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей в пределах Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных энергетических систем. Указанное управление осуществляется субъектами оперативно-диспетчерского управления, которые уполномочены на принятие соответствующих мер Федеральным законом «Об электроэнергетике».

**Целью деятельности** системы оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике является обеспечение надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, соответствующих требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям, установленным нормативно-правовыми актами, и принятие мер для обеспечения исполнения обязательств субъектов электроэнергетики по договорам, заключаемым на оптовом и розничных рынках.

Оперативно-диспетчерское управление атомными станциями осуществляется в соответствии с положениями гл. 4 Федерального закона «Об электроэнергетике» с учетом особенностей, предусмотренных федеральными законами и иными нормативными правовыми актами РФ в области использования атомной энергии.

Перечень организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике, их структура и зоны диспетчерской ответственности определяются правилами оперативно-диспетчерского управления, утверждаемыми Правительством РФ.

Оперативно-диспетчерское управление в технологически изолированных территориальных энергетических системах, перечень которых утверждается в соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике», осуществляется функционирующими в пределах этих систем субъектами оперативно-диспетчерского управления без участия системного оператора. Перечень таких субъектов и порядок осуществления оперативно-диспетчерского управления в указанных системах определены в постановлении Правительства РФ от 27 декабря 2004 № 854 «Об утверждении правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике»<sup>1</sup>

Согласно указанному Перечню **технологически изолированными энергетическими системами являются:**

Энергетическая система Камчатского края, территория которой является зоной диспетчерской ответственности открытого акционерного общества энергетики и электрификации "Камчатскэнерго"

Энергетическая система Магаданской области, территория которой является зоной диспетчерской ответственности открытого акционерного общества энергетики и электрификации "Магаданэнерго".

Западный район энергетической системы Республики Саха (Якутия) (Мирнинский и Ленский районы, Сунтарский, Нюрбинский, Вилюйский и Верхневилуйский улусы (районы)), территория которого является зоной диспетчерской ответственности открытого акционерного общества Акционерной компании "Якутскэнерго".

Центральный район энергетической системы Республики Саха (Якутия) (Гор-

ный, Хангаласский, Мегино-Кангаласский, Амгинский, Чурапчинский, Усть-Алданский, Таттинский, Томпонский и Намский улусы (районы), г. Якутск), территория которого является зоной диспетчерской ответственности открытого акционерного общества Акционерной компании "Якутскэнерго".

Электроэнергетическая система Сахалинской области, территория которой является зоной диспетчерской ответственности открытого акционерного общества энергетики и электрификации "Сахалинэнерго".

Электроэнергетическая система Чукотского автономного округа, территория которой является зоной диспетчерской ответственности открытого акционерного общества энергетики и электрификации "Чукотэнерго".

Электроэнергетическая система Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа, территория которой является зоной диспетчерской ответственности открытого акционерного общества энергетики и электрификации "Таймырэнерго".

**Основными принципами оперативно-диспетчерского управления** в электроэнергетике являются:

- обеспечение баланса производства и потребления электрической энергии;
- безусловное исполнение субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии с управляемой нагрузкой указаний субъектов оперативно-диспетчерского управления по регулированию технологических режимов работы объектов электроэнергетики (оперативных диспетчерских команд и распоряжений);
- осуществление мер, направленных на обеспечение безопасного функционирования электроэнергетики и предотвращение возникновения аварийных ситуаций;
- принятие мер, направленных на обеспечение в Единой энергетической системе России нормированного резерва энергетических мощностей;
- обеспечение долгосрочного и краткосрочного прогнозирования объема производства и потребления электрической энергии;
- приоритетность режимов комбинированной выработки электрической и тепловой энергии в осенне-зимний период регулирования режимов работы генерирующего оборудования;
- экономическая эффективность оперативных диспетчерских команд и распоряжений, основанная на оптимизации режимов работы Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем по критерию минимизации суммарных затрат покупателей электрической энергии;
- ответственность субъектов оперативно-диспетчерского управления и их должностных лиц перед субъектами оптового и розничных рынков за результаты действий, осуществляемых с нарушением законодательства РФ в области оперативно диспетчерского управления в электроэнергетике и правил оптового рынка, утверждаемых Правительством РФ.

Порядок реализации указанных принципов определяется Федеральным законом «Об электроэнергетике», а также правилами оптового рынка и иными нормативными правовыми актами, утверждаемыми Правительством РФ.

Оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах (Единой энергетической системе России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах) осуществляется посредством централизованного круглосуточного и непрерывного управления взаимосвязанными технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, образующими в совокупности электроэнергетические режимы соответствующих энергосистем.

Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы может осуществляться одним субъектом оперативно-диспетчерского управления или несколькими субъектами опе-

ративно-диспетчерского управления, находящимися в соподчинении, то есть являющимися вышестоящими и нижестоящими по отношению друг к другу.

Вышестоящим субъектом оперативно-диспетчерского управления является организация, зона диспетчерской ответственности которой включает зоны диспетчерской ответственности иных субъектов оперативно-диспетчерского управления, являющихся нижестоящими по отношению к данной организации и осуществляющих деятельность на основании договоров с данной организацией. Вышестоящий субъект оперативно-диспетчерского управления вправе давать соответствующим нижестоящим субъектам оперативно-диспетчерского управления обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения.

В пределах Единой энергетической системы России вышестоящим субъектом оперативно-диспетчерского управления по отношению к другим субъектам оперативно-диспетчерского управления выступает системный оператор.

Системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе - соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления) определяет в зоне своей диспетчерской ответственности структуру диспетчерских центров, включая их уровни и соподчиненность. При этом в качестве вышестоящих диспетчерских центров определяются диспетчерские центры, в операционные зоны которых входят операционные зоны иных диспетчерских центров, являющихся нижестоящими по отношению к данным диспетчерским центрам.

Вышестоящие диспетчерские центры вправе давать соответствующим нижестоящим диспетчерским центрам обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения.

Вышестоящий субъект оперативно-диспетчерского управления обязан определить для каждого из нижестоящих субъектов оперативно-диспетчерского управления диспетчерский центр, уполномоченный давать их диспетчерским центрам обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения.

Субъект оперативно-диспетчерского управления обязан:

- - обеспечить каждый диспетчерский центр оборудованием и помещениями, необходимыми для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы в соответствующей операционной зоне;
- - обеспечить каждый диспетчерский центр резервными помещениями и оборудованием, необходимыми для осуществления функций диспетчерского центра в случаях возникновения чрезвычайных ситуаций, вследствие которых станет невозможным использование основного помещения и оборудования диспетчерского центра, либо установить порядок передачи функций одним диспетчерским центром другому в указанных случаях;
- - обеспечить каждый диспетчерский центр основным и резервным каналами связи с другими диспетчерскими центрами для передачи диспетчерских команд и информации, необходимой диспетчерскому центру для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Каждый субъект электроэнергетики и потребитель электрической энергии с управляемой нагрузкой обязан обеспечить работу основного и резервного каналов связи с соответствующим диспетчерским центром для передачи диспетчерских команд и информации о технологическом режиме работы объектов электроэнергетики, необходимой диспетчерскому центру для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

В каждом диспетчерском центре определяются работники (диспетчеры), уполномоченные давать диспетчерские команды по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Диспетчерские центры при осуществлении своих функций действуют от имени того субъекта оперативно-диспетчерского управления, структурными подразделениями которого

они являются.

Диспетчеры дают диспетчерские команды от имени диспетчерского центра.

Каждый субъект электроэнергетики и потребитель электрической энергии с управляемой нагрузкой определяет работников (дежурных работников), уполномоченных на осуществление в отношении принадлежащего ему оборудования объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки:

- - мероприятий, обеспечивающих его эксплуатацию;
- - переключений, пусков и отключений в соответствии с установленным Правилами оперативно-диспетчерского управления порядком;
- - локализации технологических нарушений и восстановления технологического режима работы;
- - подготовки к проведению ремонта.

В случае если устройства управления технологическими режимами работы объекта электроэнергетики находятся непосредственно в диспетчерском центре, то соответствующие функции по управлению технологическими режимами выполняет диспетчер этого диспетчерского центра.

На объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, виды которых определяются системным оператором (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе - соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления), субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, которым принадлежат указанные объекты и установки, организуют круглосуточное дежурство.

Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы осуществляется посредством диспетчерских команд и распоряжений, а также в случаях, устанавливаемых Правилами оперативно диспетчерского управления, - путем выдачи разрешений.

**Диспетчерская команда** дается диспетчером вышестоящего диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или дежурному работнику и содержит указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой.

**Диспетчерское распоряжение** дается вышестоящим диспетчерским центром нижестоящему диспетчерскому центру, субъекту электроэнергетики или потребителю электрической энергии с управляемой нагрузкой в виде документа, определяющего содержание, порядок и сроки осуществления действий, связанных с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой.

Каждая диспетчерская команда регистрируется диспетчерским центром с указанием следующих сведений:

- - время, когда дается команда;
- - требуемое время исполнения команды, если команда касается изменения нагрузки генераторов тепловых электрических станций или энергопринимающих установок потребителей с управляемой нагрузкой;
- - фамилия, инициалы и должность лица, давшего команду;
- - фамилия, инициалы и должность лица, которому адресована команда;
- - содержание команды;
- - наличие подтверждения получения команды.

Регистрация диспетчерской команды осуществляется при помощи технических средств (в том числе средств звукозаписи), позволяющих обеспечить достоверность указанных сведений посредством их расшифровки (стенографирования) и защиты от изменений после регистрации. Системный оператор по согласованию с администратором торговой системы оптового рынка устанавливает порядок и сроки хранения зарегистрированных сведений.

Информация о диспетчерских командах, данных участникам оптового рынка электрической энергии (мощности), предоставляется администратору торговой системы и участникам оптового рынка электрической энергии (мощности) в порядке, предусмотренном договором присоединения к торговой системе оптового рынка.

Каждый диспетчерский центр составляет перечень объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, в отношении которых он осуществляет диспетчерское ведение или диспетчерское управление (далее - объекты диспетчеризации).

Информация о включении объектов диспетчеризации в указанный перечень доводится в письменном виде до сведения соответствующих субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, которым принадлежат объекты диспетчеризации, а также до сведения иных диспетчерских центров.

Системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе - соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления) организует составление диспетчерскими центрами перечней объектов диспетчеризации в соответствии с Правилами оперативно-диспетчерского управления.

Диспетчерский центр включает в перечень объектов диспетчеризации оборудование электрических станций, электрических и тепловых сетей, устройства релейной защиты, аппаратуру противоаварийной и режимной автоматики, устройства автоматического регулирования частоты электрического тока и мощности, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы и иные объекты электроэнергетики, а также энергопринимающие установки потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют или могут влиять на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне данного диспетчерского центра.

В перечень объектов диспетчеризации включаются объекты, находящиеся в диспетчерском управлении, и объекты, находящиеся в диспетчерском ведении.

Объект диспетчеризации включается в перечень объектов, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерского центра, в случае если изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния данного объекта осуществляются непосредственно с помощью технических устройств этого диспетчерского центра или если эти изменения требуют координации этим диспетчерским центром действий или согласованных изменений на нескольких объектах диспетчеризации.

Объекты диспетчеризации, не включенные в перечень объектов, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерского центра, включаются в перечень объектов, находящихся в его диспетчерском ведении.

Объект диспетчеризации может находиться в диспетчерском управлении только одного диспетчерского центра и в диспетчерском ведении одного или нескольких диспетчерских центров одного или различных уровней.

Объект диспетчеризации, влияющий на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне диспетчерского центра и находящийся в операционной зоне другого диспетчерского центра, подлежит включению в перечень объектов диспетчеризации каждого из указанных диспетчерских центров.

В случае необходимости осуществления взаимосвязанных действий в операционных

зонах нескольких диспетчерских центров при изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации диспетчерское управление таким объектом осуществляется вышестоящим диспетчерским центром, операционная зона которого включает в себя указанные операционные зоны, или одним из нижестоящих диспетчерских центров, определенным вышестоящим диспетчерским центром.

Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации может осуществляться по инициативе субъекта электроэнергетики или потребителя электрической энергии с управляемой нагрузкой, которому принадлежит этот объект, а также по инициативе диспетчерского центра, в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении которого находится данный объект диспетчеризации.

Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации подлежит согласованию со всеми диспетчерскими центрами, в диспетчерском ведении которых находится данный объект диспетчеризации.

Информация о результатах согласования в указанных случаях представляется в диспетчерский центр, в диспетчерском управлении которого находится данный объект диспетчеризации, для принятия соответствующего решения.

Если объект диспетчеризации не находится в диспетчерском управлении ни одного из диспетчерских центров, информация о результатах согласования (разрешение или отказ в разрешении) доводится до соответствующего субъекта электроэнергетики или потребителя электрической энергии с управляемой нагрузкой.

При наличии разногласий по вопросу изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации решение об изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации принимается вышестоящим диспетчерским центром.

Порядок согласования, принятия решения, выдачи разрешений, подачи диспетчерских команд и распоряжений по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации определяется системным оператором (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе - соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления).

В чрезвычайных обстоятельствах (несчастный случай, возникший в результате эксплуатации оборудования, стихийное бедствие, пожар, авария, иные обстоятельства, создающие угрозу жизни и здоровью людей) допускается изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации без диспетчерской команды или согласования (разрешения) соответствующего диспетчерского центра с последующим незамедлительным его уведомлением о произведенных изменениях и причинах, их вызвавших.

Действия диспетчеров и дежурных работников в чрезвычайных обстоятельствах определяются в соответствующих инструкциях субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой и субъектов оперативно-диспетчерского управления.

Диспетчерские команды не подлежат исполнению в случае, если это создает угрозу жизни и здоровью людей, угрозу повреждения оборудования или может привести к нарушению условий безопасной эксплуатации атомных электростанций.

## **1.12. Структура системы противоаварийной автоматики**

Одной из основных задач АСДУ является противоаварийное управление с целью локализации аварий и ликвидации аварийного режима работы ЭЭС или отдельных ее частей.

Для такого управления в настоящее время разработан ряд устройств противоаварийной

автоматики (ПА). Для решения этой задачи во всех энергосистемах введена система ПА, структура которой показана на рис. 13.1. В соответствии с требованиями, которые предъявляются к каждому элементу системы ПА, ее структуру можно разделить на три подсистемы:

- предупредительную;
- локализующую;
- восстановительную.

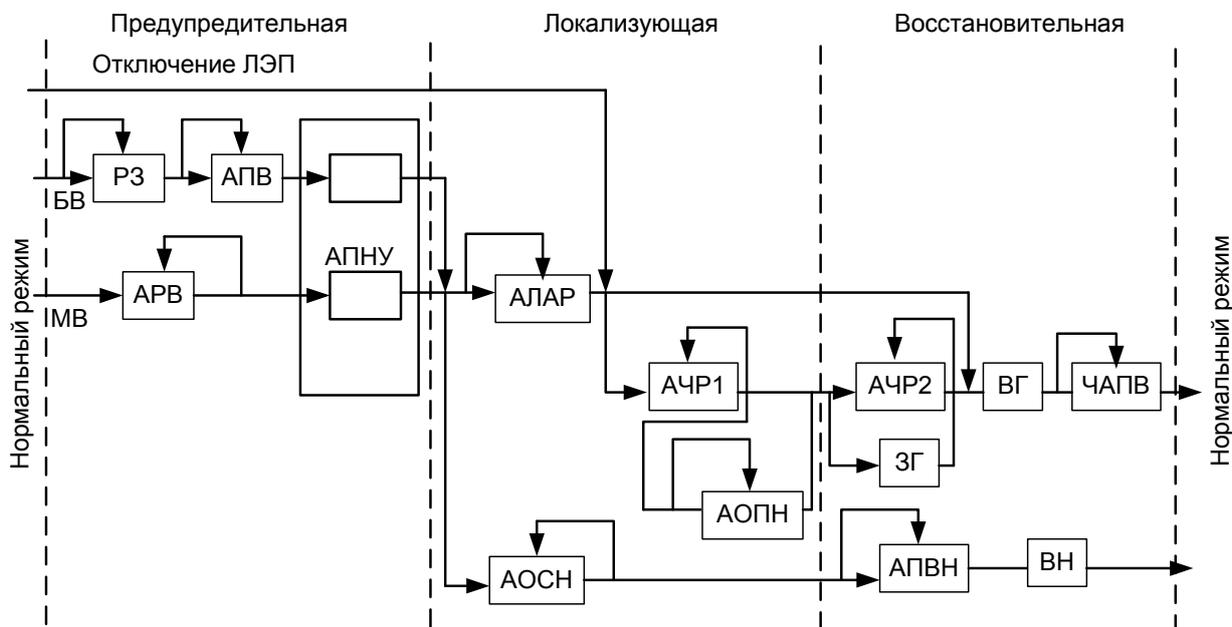


Рис. 1.1. Структура противоаварийной автоматики ЭЭС: БВ - большое возмущение; МВ - малое возмущение; РЗ - релейная защита; АПВ - автоматическое повторное включение; АРВ - автоматическое регулирование возбуждения; АПНУ - автоматика предотвращения нарушения устойчивости; АЛАР - автоматика ликвидации асинхронного хода; АОСН - автоматика ограничения снижения напряжения; АОПН - автоматика ограничения повышения напряжения; АЧР - автоматическая частотная разгрузка; ЗГ - загрузка генераторов; ВГ - включение гидрогенераторов; ЧАПВ - АПВ по частоте; АПВН - АПВ по напряжению; ВН - включение нагрузки

Предупредительная подсистема необходима для обнаружения и предотвращения аварийной ситуации. Она включает в себя:

1) релейную защиту (РЗ), которая обнаруживает аварийные ситуации и дает сигнал готовности к возможному действию остальным устройствам ПА; состоит из большого числа элементов, каждый из которых отвечает за определенный участок системы или за определенный вид аварии;

2) автоматическое повторное включение (АПВ); это устройство пытается восстановить нормальную работу энергосистемы после отключения того элемента, в котором обнаружена аварийная ситуация, путем включения этого элемента;

3) автоматическое регулирование возбуждения (АРВ) синхронных генераторов; это устройство путем воздействия на ток возбуждения генератора пытается удерживать параметры энергосистемы (напряжение на зажимах генератора) в допустимых границах;

4) автоматику предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) параллельной работы энергосистем; это устройство осуществляет непрерывный контроль частоты в энергосистеме

и режимов работы межсистемных связей, что позволяет ему в случае возникновения аварийной ситуации путем воздействия на регуляторы скорости турбин не только перераспределять нагрузку электростанций между собой, но и регулировать частоту в энергосистеме или отдельных ее частях.

В свою очередь АПНУ включает в себя следующие виды автоматики разгрузки, действующие при:

- отключении одной или двух ЛЭП [автоматика разгрузки одной ЛЭП (АРОЛ) или двух ЛЭП (АРОДЛ)], т.е. при отключении по какой-либо причине одной или двух параллельных ЛЭП, входящих в состав межсистемных связей, и нарушении нормального режима ЭЭС, что вызывает снижение частоты в одной части ЭЭС и ее повышение в другой части ЭЭС, АПНУ перераспределяет нагрузку электростанций с целью возвращения частоты к номинальному значению;

- статической перегрузке ЛЭП [автоматика разгрузки при статической перегрузке (АРСП)], в этом случае АПНУ стремится сохранить статическую устойчивость работы ЭЭС;

- динамической перегрузке ЛЭП [автоматика разгрузки при динамической перегрузке (АРДП)], в этом случае АПНУ стремится сохранить динамическую устойчивость работы ЭЭС;

- отключении генераторов [автоматика разгрузки при отключении генераторов (АРОГ)], т.е. при отключении генераторов по каким-либо причинам и снижении частоты в ЭЭС, АПНУ перераспределяет нагрузку этих генераторов другим электростанциям;

- близких или затяжных коротких замыканиях [автоматика разгрузки при коротких замыканиях (АРКЗ)], в этих случаях АПНУ стремится сохранить динамическую устойчивость путем разгрузки генераторов электростанций.

С целью выполнения своих функций АПНУ может воздействовать на:

- отключение генераторов;
- кратковременную (импульсную) или длительную разгрузку турбин;
- отключение части нагрузки потребителей;
- частотный пуск гидрогенераторов и перевод их из режима синхронного компенсатора в режим генерации активной мощности;
- загрузку гидро- и турбогенераторов;
- электрическое торможение агрегатов;
- отключение шунтирующих реакторов;
- форсировку устройств продольной и поперечной компенсации;
- форсировку возбуждения генераторов;
- изменение уставки АРВ по напряжению генераторов.

В случае, если автоматика предупредительной подсистемы не смогла ликвидировать аварийную ситуацию, используется автоматика локализирующей и восстановительной подсистем.

Локализирующая подсистема включает в себя:

- 1) автоматику ликвидации асинхронного режима (АЛАР) части энергосистемы или всей энергосистемы; это устройство контролирует перегрузку ЛЭП или группы ЛЭП по току и активной мощности, а также может отслеживать разницу фаз напряжений между узлами, ограничивающими межсистемные ЛЭП, в случае появления больших колебаний скоростей роторов генераторов и соответственно частоты в ЭЭС АЛАР разгружает генераторы электростанций;

- 2) автоматику ограничения снижения напряжения (АОСН); в случае снижения напряжения ниже допустимого уровня это устройство может воздействовать не только на АРВ ге-

нераторов и синхронных компенсаторов, но и на отключение шунтирующих реакторов, которые обычно включают с целью снижения напряжения на ЛЭП СВН и УВН при небольших потоках мощности по ним;

3) автоматику ограничения повышения напряжения (АОПН); в случае повышения напряжения выше допустимого уровня это устройство может воздействовать на АРВ генераторов и синхронных компенсаторов и на включение шунтирующих реакторов (противоположное АОСН действие);

4) автоматическую частотную разгрузку (АЧР) 1-й очереди; это устройство отключает часть нагрузки энергосистемы (обычно это потребители III категории по надежности электроснабжения) в случае снижения частоты ниже допустимого уровня, т.е. когда все другие возможности регулирования частоты исчерпаны.

На АЛАР возлагаются следующие функции:

- деление ЭЭС;
- ресинхронизация частей энергосистемы, вышедших из синхронной работы;
- предварительное деление ЭЭС с последующей ресинхронизацией частей ЭЭС, работающих раздельно.

Восстановительная подсистема включает в себя:

1) АЧР 2-й очереди, т.е. когда АЧР 1-й очереди исчерпала свои возможности по предотвращению дальнейшего снижения частоты в энергосистеме;

2) АПВ по напряжению (АПВН); это устройство восстанавливает работу тех элементов энергосистемы, которые отключила АОСН;

3) АПВ по частоте (ЧАПВ); это устройство восстанавливает электроснабжение потребителей, отключенных АЧР.

Кроме того, в объединенной ЭЭС существуют:

1) автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ), которая выполняет следующие функции:

- автоматическую частотную разгрузку (АЧР);
- дополнительную разгрузку, действующую при больших местных дефицитах мощности в целях предотвращения лавины частоты и напряжения;
- мобилизацию резервов активной мощности;
- выделение электростанций или генераторов со сбалансированной нагрузкой, выделение генераторов на питание собственных нужд электростанций;
- восстановление питания отключенных потребителей при восстановлении частоты (ЧАПВ);

2) автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ), которая осуществляет отключение генераторов электростанций в случае повышения частоты выше допустимого уровня;

3) автоматика разгрузки оборудования (АРО), которая снижает ток в контролируемом оборудовании в случае недопустимой его перегрузки; в зависимости от перегрузки АРО может:

- разгрузить турбину, отключить генераторы электростанций;
- отключить нагрузку;
- разделить сеть;
- отключить перегруженное оборудование.

## 1.13. Управляющие воздействия противоаварийной автоматики

Рассмотрим основные управляющие воздействия согласно [17].

### **Кратковременная (КРТ) и длительная (ДРТ) разгрузка турбин энергоблоков ТЭС и АЭС**

КРТ энергоблоков используется для предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций. ДРТ энергоблоков используется для предотвращения нарушения статической устойчивости, ликвидации перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования. Технические характеристики КРТ и ДРТ должны определяться собственником или иным законным владельцем ТЭС и АЭС на основе натурных испытаний систем регулирования энергоблоков при вводе в работу или модернизации энергоблоков и предоставляться субъекту оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. ДРТ должна обеспечиваться соответствующей разгрузкой котла ТЭС или реактора АЭС через систему автоматического управления мощностью энергоблока. КРТ и ДРТ должны быть предусмотрены на всех блоках ТЭС и АЭС номинальной мощностью 500 МВт и выше.

### **Отключение генераторов**

Отключение генераторов (ОГ) применяется для предотвращения нарушения устойчивости генерирующего оборудования электростанций, ограничения повышения частоты, ликвидации перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования.

ОГ осуществляется отключением генераторных или блочных выключателей с последующей работой технологической электроавтоматики, обеспечивающей сохранение генераторов в работе на холостом ходу или на питание нагрузки собственных нужд, или безопасный останов генерирующего оборудования. ОГ энергоблоков ТЭС, оборудованных автоматической системой аварийной разгрузки энергоблоков, должно выполняться с автоматической аварийной разгрузкой энергоблоков и сохранением их в работе на питание нагрузки собственных нужд.

### **Отключение нагрузки потребителей электрической энергии**

Отключение нагрузки (ОН) потребителей электрической энергии применяется для предотвращения нарушения устойчивости, ограничения снижения частоты и напряжения, ликвидации перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования. ОН должно выполняться путем отключения всех электрических связей энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с энергосистемой с запретом автоматического повторного включения и автоматического ввода резерва отключенных связей. Под действие ОН могут быть подключены энергопринимающие установки потребителей электрической энергии всех категорий надежности электроснабжения. При действии ОН минимально необходимый уровень потребления электрической энергии в соответствии с уровнем аварийной или технологической брони должен обеспечиваться путем использования потребителем электрической энергии автономных резервных источников питания с автоматическим запуском, предусмотренных категорией надежности электроснабжения этого потребителя. В указанных случаях автономные резервные источники питания должны устанавливаться потребителем электрической энергии. В случае невыполнения потребителем электрической энергии указанного требования автономные резервные источники питания должны устанавливаться и обслуживаться сетевой организацией за счет соответствующего потребителя электрической энергии.

### **Деление энергосистемы на несинхронно работающие части**

ДС применяется для предотвращения нарушения устойчивости, ликвидации асинхронного режима, ограничения снижения/повышения частоты. ДС должно проводиться в заранее определенных точках отключением ЛЭП и электросетевого оборудования с запретом аварийного повторного включения (АПВ) всех отключаемых выключателей. Сечения ДС необ-

ходимо выбирать с учетом:

- минимизации небалансов мощности в разделяемых частях энергосистемы;
- минимизации числа отключаемых выключателей;
- обеспечения допустимых режимов работы ЛЭП и оборудования объектов электроэнергетики.

На объектах электроэнергетики, на которых производится отключение ЛЭП напряжением 220 кВ и выше, для выполнения ДС следует устанавливать устройства синхронизации.

#### **Автоматическая загрузка генераторов**

Автоматическая загрузка генераторов (АЗГ) применяется для восстановления частоты, ликвидации перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования.

АЗГ включает в себя

- пуск резервных агрегатов ГЭС и ГАЭС;
- перевод агрегатов ГЭС и ГАЭС, работающих в режиме синхронного компенсатора, в генераторный режим;
- перевод агрегатов ГАЭС, работающих в насосном режиме, в генераторный режим;
- загрузку гидрогенераторов.

АЗГ должна выполняться с максимально возможной скоростью, определенной собственником или иным законным владельцем ГЭС/ГАЭС на основании данных завода - изготовителя гидроагрегатов.

#### **Электрическое торможение генераторов**

Электрическое торможение (ЭТ) генераторов применяется для предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций. ЭТ выполняется путем кратковременного автоматического включения активных нагрузочных сопротивлений на шины электростанции. ЭТ должно применяться в случае неэффективности (невозможности) использования для предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций КРТ и ОГ на ТЭС, АЭС и ОГ на ГЭС.

#### **Изменение топологии электрической сети**

Изменение топологии электрической сети используется для ликвидации перегрузки оборудования, ограничения снижения или повышения напряжения. Изменение топологии электрической сети осуществляется путем отключения ЛЭП, трансформаторов (автотрансформаторов), разделения систем шин, не связанного с делением энергосистемы (ДС). Изменение топологии электрической сети должно применяться в случае неэффективности (невозможности) использования отключения генераторов (ОГ), автоматической загрузки генераторов (АЗГ) и длительной разгрузки турбин энергоблоков (ДРТ).

#### **Изменение режимов работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети (вставок и передач постоянного тока, установок продольной и поперечной компенсации)**

Изменение режимов работы и эксплуатационного состояния вставок и передач постоянного тока применяется для предотвращения нарушения устойчивости, ликвидации перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования, ограничения снижения частоты. Изменение режимов работы и эксплуатационного состояния установок продольной компенсации используется для предотвращения нарушений устойчивости электростанций и нагрузки потребителей электрической энергии или ограничения перегрузки оборудования. Изменение режимов работы и эксплуатационного состояния установок продольной и поперечной компенсации используется для ограничения снижения или повышения напряжения и предотвращения нарушений устойчивости электростанций и нагрузки потребителей электрической

энергии. Изменение режимов работы и эксплуатационного состояния установок продольной и поперечной компенсации для ограничения снижения или повышения напряжения должно быть приоритетным по отношению к изменению топологии электрической сети и применению ОН.

### 1.14. Виды противоаварийной автоматики энергосистем

Согласно [17] существуют следующие виды противоаварийной автоматики энергосистем.

#### **Автоматика предотвращения нарушения устойчивости:**

– Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости. Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ) предназначена для предотвращения нарушения статической и динамической устойчивости генераторов электростанций, двигательной нагрузки потребителей электрической энергии, контролируемого сечения, энергоблока и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования. Комплексы ЛАПНУ должны устанавливаться на объектах электроэнергетики. Должна быть предусмотрена возможность работы комплексов ЛАПНУ в автономном режиме и/или в качестве низового устройства ЦСПА. При работе комплекса ЛАПНУ в качестве низового устройства ЦСПА должен быть обеспечен его автоматический перевод в автономный режим работы при выявлении неисправности ПТК верхнего уровня ЦСПА или каналов связи с ПТК верхнего уровня ЦСПА. Комплексы ЛАПНУ должны обеспечивать выбор УВ из таблицы УВ, рассчитываемой ПТК верхнего уровня ЦСПА или заданной субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, или осуществлять расчеты УВ на основе заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике функциональных зависимостей объема УВ от параметров электроэнергетического режима (принцип П-ДО). В комплексах ЛАПНУ используются следующие пусковые факторы:

- отключение ЛЭП;
- одновременное отключение двух ЛЭП;
- отключение системы шин;
- отключение энергоблока;
- отключение трансформатора (автотрансформатора);
- близкое к шинам электростанции или затяжное короткое замыкание;
- превышение перетока активной мощности по контролируемому сечению заданной величины;
- другие факторы при необходимости.

– Централизованная система противоаварийной автоматики. Централизованная система противоаварийной автоматики (ЦСПА) предназначена для предотвращения нарушения устойчивости энергосистемы (части энергосистемы) и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования. Архитектура ЦСПА должна предусматривать:

- ПТК верхнего уровня, устанавливаемый в ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;
- одно или несколько низовых устройств ЛАПНУ, устанавливаемых на объектах электроэнергетики;
- оборудование и каналы передачи данных для обмена информацией между ПТК верхнего уровня ЦСПА и каждым из низовых устройств.

Предельная величина расчетного цикла ЦСПА не должна превышать 30 с. Расчетная модель ЦСПА должна быть наблюдаемой (объем передаваемой в ПТК верхнего уровня

ЦСПА телеметрической информации должен обеспечивать корректное формирование текущей расчетной модели энергосистемы.

Низовые устройства ЦСПА должны обеспечивать выполнение следующих функций:

- приема и запоминания рассчитанных ПТК верхнего уровня ЦСПА таблицы УВ для заданного набора пусковых органов
- фиксации срабатывания пусковых органов;
- выбора УВ из таблицы УВ для конкретного пускового органа;
- реализации УВ посредством УПАСК;
- передачи в ПТК верхнего уровня ЦСПА информации о срабатывании и реализованных УВ.

Между каждым из низовых устройств ЦСПА и ПТК верхнего уровня ЦСПА должны быть организованы каналы связи.

– Координирующая система противоаварийной автоматики. Координирующая система противоаварийной автоматики (КСПА) предназначена для координации действия централизованных систем противоаварийной автоматики энергосистем в целях оптимизации параметров настройки ЦСПА и минимизации управляющих воздействий. КСПА должна осуществлять координацию ЦСПА путем задания ЦСПА следующих параметров:

- внешних эквивалентов для расчетных моделей ЦСПА;
- максимально допустимых небалансов мощности при реализации управляющих воздействий ЦСПА.

КСПА должна устанавливаться в ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в операционную зону которого входят координируемые ЦСПА энергосистем. Между КСПА и ПТК верхнего уровня каждой из координируемых ЦСПА должны быть организованы каналы связи в соответствии с требованиями

#### **Автоматика ликвидации асинхронного режима**

Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР) предназначена для выявления и ликвидации асинхронных режимов отдельных генераторов, электростанций и частей энергосистем. Устройства АЛАР должны обеспечивать выявление и ликвидацию асинхронных полнофазных и неполнофазных режимов электрической сети. Ликвидация асинхронных режимов возбужденного генератора относительно электростанции должна осуществляться путем его отключения. Ликвидация асинхронных режимов электростанций и частей энергосистем должна осуществляться путем ДС. В случае если логика действия устройства АЛАР предусматривает УВ на ОГ или ОН в целях ресинхронизации, должно быть предусмотрено действие этого устройства АЛАР последней ступенью на ДС. На всех ЛЭП напряжением 500 кВ и выше устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны ЛЭП. На всех связях напряжением от 110 до 330 кВ, по которым возможен асинхронный режим, устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны связи. Действие устройства АЛАР на ДС должно реализовываться на объекте электроэнергетики, на котором оно установлено. В случае если логика действия устройства АЛАР предусматривает ДС на другом объекте электроэнергетики, должно быть предусмотрено действие этого устройства АЛАР последней ступенью на ДС на объекте электроэнергетики, на котором оно установлено. Алгоритм и настройка устройств АЛАР должны обеспечивать:

- исключение (блокировку) срабатывания устройств АЛАР при синхронных качаниях и при коротких замыканиях;
- выявление электрического центра качаний;
- учет количества циклов асинхронного режима
- учет знака скольжения при выборе места ДС.

В сетях напряжением 330 кВ и выше асинхронные режимы должны ликвидироваться на первом цикле. В сечении асинхронного режима устройства АЛАР, установленные на связях напряжением 110 и 220 кВ, должны срабатывать после срабатывания устройств АЛАР, установленных на связях напряжением 330 кВ и выше, входящих в данное сечение. Для устройств АЛАР, не использующих действие на ОН или ОГ в целях ресинхронизации, действие на ДС должно реализовываться не позднее четырех циклов асинхронного режима. Устройства АЛАР должны устанавливаться на всех генераторах АЭС и на всех генераторах ТЭС и ГЭС мощностью 500 МВт и выше. Необходимость установки устройств АЛАР на генераторах меньшей мощности должна определяться проектными решениями.

#### **Автоматика ограничения снижения частоты**

Автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ) предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения частоты и полного погашения энергосистемы или ее части при возникновении дефицита активной мощности, в том числе при аварийном выделении энергосистемы или ее части на изолированную работу. В зависимости от выполняемых функций устройства АОСЧ подразделяют на устройства:

- автоматического частотного ввода резерва (АЧВР);
- автоматической частотной разгрузки (АЧР);
- дополнительной автоматической разгрузки (ДАР);
- частотной делительной автоматики (ЧДА);
- частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ).

#### **Автоматический частотный ввод резерва**

Устройства АЧВР предназначены для снижения дефицита активной мощности в целях исключения или уменьшения объема срабатывания устройств АЧР на отключение потребителей электрической энергии. Устройства АЧВР должны действовать на АЗГ при снижении частоты в энергосистеме до значений в диапазоне от 49,4 до 49,7 Гц. Все гидроагрегаты единичной мощностью 10 МВт и выше и ГЭС и ГАЭС мощностью 50 МВт и выше, кроме ГЭС, не имеющих регулирующего водохранилища, должны быть оснащены устройствами АЧВР.

#### **Автоматическая частотная разгрузка**

Устройства АЧР предназначены для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения частоты и ее последующего восстановления.

Устройства АЧР должны действовать на ОН очередями при снижении частоты ниже 49,2 Гц.

Устройства АЧР функционально подразделяются на устройства:

- АЧР-1, предназначенные для прекращения процесса снижения частоты, в том числе устройства специальной очереди АЧР;
- АЧР-2, предназначенные для восстановления частоты после действия устройств АЧР-1 или при медленном снижении частоты.

Уставки по частоте устройств АЧР-1 должны находиться

- для устройств АЧР-1 - в диапазоне от 46,5 до 48,8 Гц;
- для устройств специальной очереди АЧР - в диапазоне от 49,0 до 49,2 Гц.

Уставки по времени устройств АЧР-1 и специальной очереди АЧР должны находиться в диапазоне от 0,15 до 0,3 с и должны исключать действие устройств АЧР-1 (в том числе специальной очереди АЧР) при коротких замыканиях в электрической сети.

Устройства АЧР-2 функционально подразделяются на устройства:

- АЧР-2 несовмещенной;

- АЧР-2 совмещенной.

Объем ОН, отключаемый устройствами АЧР-2 совмещенной, входит в объем ОН, отключаемый АЧР-1.

К устройствам АЧР-2 совмещенной должно быть подключено не менее 60% объема ОН, подключенного к устройствам АЧР-1.

Уставки по частоте устройств АЧР-2 должны находиться в диапазоне от 48,7 до 49,1 Гц. Уставки по времени устройств АЧР-2 должны находиться в диапазоне от 5 до 70 с.

Общий объем ОН, отключаемый устройствами АЧР, должен быть не менее 60% максимального прогнозного потребления мощности энергосистемы, включая потери активной мощности в электрических сетях и потребление мощности на собственные и хозяйственные нужды электростанций (далее - расчетный объем потребления), в том числе:

- объем ОН, отключаемый устройствами АЧР-1, - не менее 50% расчетного объема потребления (из них устройствами специальной очереди АЧР - не менее 3% расчетного объема потребления);

- объем ОН, отключаемый устройствами АЧР-2 несовмещенной, - не менее 10% расчетного объема потребления

#### **Дополнительная автоматическая разгрузка**

Устройства ДАР предназначены для обеспечения эффективной работы устройств АЧР-1.

Устройства ДАР могут устанавливаться в энергосистеме (части энергосистемы) в случае вероятности возникновения аварийного дефицита активной мощности более 45% нагрузки потребления энергосистемы (части энергосистемы) и скорости снижения частоты более 1,8 Гц/с.

Устройства ДАР должны реализовывать ОН без выдержки времени в объеме, необходимом для обеспечения эффективной работы АЧР.

#### **Частотная делительная автоматика**

Устройства ЧДА предназначены для предотвращения полного останова ТЭС при недопустимом снижении частоты в энергосистеме.

Устройства ЧДА должны действовать на ДС в целях выделения ТЭС или их энергоблоков (генераторов) на питание собственных нужд или на изолированный район с обеспечением устойчивой работы выделяемого генерирующего оборудования.

Устройства ЧДА должны устанавливаться на всех ТЭС мощностью 25 МВт и выше, за исключением ТЭС, на которых по условиям их работы установка устройств ЧДА невозможна.

Невозможность установки устройств ЧДА должна оформляться решением, которое утверждается собственником или иным законным владельцем ТЭС после согласования с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Недопустима установка измерительных органов ЧДА на объектах электросетевого хозяйства.

Уставки срабатывания устройств ЧДА по частоте и времени должны находиться в диапазоне:

- 1-я ступень: от 46,0 до 47,0 Гц / от 0,3 до 0,5 с;

- 2-я ступень: от 47,0 до 47,5 Гц / от 30 до 40 с.

При выделении энергоблока ТЭС на собственные нужды действием ЧДА должна обеспечиваться устойчивая работа выделяемого генерирующего оборудования в течение не менее 30 мин.

Действие устройств ЧДА на выделение ТЭС или их энергоблоков (генераторов) на изо-

лированный район должно по возможности обеспечивать баланс активной мощности в указанном районе.

Допустимая величина небаланса активной мощности определяется условиями обеспечения устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС с учетом действия АЧР.

Должна выполняться проверка обеспечения длительной устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС при его выделении действием ЧДА на питание собственных нужд или на изолированный район. Указанная проверка должна выполняться собственником или иным законным владельцем ТЭС в рамках создания ЧДА, а также при значительном изменении схемы электрической сети или нагрузки потребителей выделяемого района. Проверку выполняют путем проведения испытаний или имитационным моделированием.

При необходимости на ТЭС должна устанавливаться автоматика, предназначенная для предотвращения полного останова ТЭС при недопустимом снижении напряжения на ее шинах. Указанная автоматика:

- должна контролировать величину и продолжительность снижения напряжения на шинах ТЭС, величину тока статора генераторов ТЭС, а также при необходимости величину и скорость изменения реактивной мощности генераторов ТЭС и может использовать в качестве дополнительных пусковых органов фиксацию отключения ЛЭП прилегающей к ТЭС электрической сети.

#### **Частотное автоматическое повторное включение**

Устройства ЧАПВ предназначены для автоматического включения отключенных от устройств АЧР потребителей электрической энергии в процессе восстановления частоты в энергосистеме.

Устройства ЧАПВ должны действовать на включение нагрузки потребителей электрической энергии очередями в диапазоне частот от 49,4 до 49,8 Гц.

Настройка и выбор объема очереди ЧАПВ должны исключать повторное срабатывание АЧР при действии ЧАПВ.

При подключении к одной очереди устройств ЧАПВ нескольких присоединений на одном объекте электроэнергетики должно обеспечиваться их поочередное включение с интервалами времени не менее 1 с.

Устройства ЧАПВ должны устанавливаться прежде всего на подстанциях, на которых невозможно осуществить быстрое восстановление питания потребителей электрической энергии, отключенных АЧР, действиями оперативного персонала.

#### **Автоматика ограничения повышения частоты**

Автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ) предназначена для предотвращения недопустимого повышения частоты в энергосистеме до уровня, при котором возможно срабатывание автоматов безопасности турбин ТЭС и АЭС.

Устройства АОПЧ должны устанавливаться на ТЭС, АЭС и ГЭС, расположенных в частях энергосистемы, выделение на изолированную работу которых возможно с большим избытком мощности, приводящим к повышению частоты более 53,0 Гц, с учетом действия первичного регулирования частоты.

Уставки устройств АОПЧ по частоте должны находиться в диапазоне от 51,0 до 53,0 Гц.

Устройства АОПЧ должны действовать на ОГ.

Настройка устройств АОПЧ, установленных на ГЭС, должна обеспечивать их первоочередное действие по отношению к устройствам АОПЧ, установленным на ТЭС и АЭС.

Действие устройств АОПЧ должно производиться ступенями с разными уставками по частоте и времени.

### **Автоматика ограничения снижения напряжения**

Автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН) предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивости генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения напряжения.

Устройства АОСН должны контролировать величину и длительность снижения напряжения на объектах электроэнергетики, на которых они установлены. Возможна организация контроля других параметров электроэнергетического режима (изменение реактивной мощности, скорость снижения напряжения, ток ротора генератора).

В сетях напряжением 330 кВ и выше устройства АОСН должны действовать на изменение режима работы или эксплуатационного состояния средства компенсации реактивной мощности (СКРМ).

В сетях напряжением 220 кВ и ниже устройства АОСН должны действовать на изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ либо на отключение нагрузки потребителей электрической энергии.

Действие устройств АОСН должно быть отстроено по времени от действия устройств релейной защиты (РЗ), автоматического ввода резерва, АПВ.

Действие устройств АОСН не должно приводить к недопустимому повышению напряжения и срабатыванию устройств АОПН.

### **Автоматика ограничения повышения напряжения**

Автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН) предназначена для предотвращения недопустимого по величине и длительности повышения напряжения на оборудовании объектов электроэнергетики.

Устройства АОПН должны устанавливаться на всех ЛЭП напряжением 500 кВ и выше, длиной не менее 200 км, с каждой стороны ЛЭП. Необходимость и места установки устройств АОПН на ЛЭП напряжением 500 кВ меньшей длины, а также на ЛЭП напряжением 330 кВ и ниже должна определяться проектными решениями.

Устройства АОПН должны выполняться двухступенчатыми и контролировать в каждой фазе величину и длительность повышения напряжения, величину и направление перетока реактивной мощности с ЛЭП, включенное/отключенное состояние выключателей ЛЭП.

Первая ступень должна контролировать действующее значение напряжения и действовать:

- с первой выдержкой времени на изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ;
- со второй выдержкой времени на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом трехфазного АПВ.

Вторая ступень должна контролировать мгновенное значение напряжения и действовать с минимальной выдержкой времени на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом трехфазного АПВ.

Защиты СКРМ должны блокировать действия устройства АОПН на изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ.

В устройстве АОПН должна быть реализована функция резервирования отказа выключателей устройств резервирования отказа выключателей (УРОВ) АОПН.

### **Автоматика ограничения перегрузки оборудования**

Автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО) предназначена для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и оборудования

АОПО реализует следующие управляющие воздействия:

- АЗГ в дефицитной части энергосистемы;

- ОН в дефицитной части энергосистемы;
- ДРТ блоков ТЭС и АЭС, ОГ генераторов ТЭС, ГЭС и АЭС в избыточной части энергосистемы;
- изменение топологии электрической сети, обеспечивающее перераспределение потоков мощности и ликвидацию перегрузки элемента сети;
- отключение с запретом АПВ перегруженного элемента сети.

В устройствах АОПО должно предусматриваться не менее двух ступеней с контролем величины и длительности токовой перегрузки ЛЭП и оборудования.

Первая ступень должна действовать на сигнал, последняя - на отключение перегружаемых ЛЭП и оборудования, промежуточные ступени должны действовать на разгрузку перегружаемых ЛЭП и оборудования.

Число промежуточных ступеней АОПО должно определяться проектными решениями.

В устройствах АОПО должна быть предусмотрена возможность задания нескольких групп уставок, соответствующих различным температурам наружного воздуха.

При реверсивных перетоках активной мощности по защищаемому элементу сети АОПО должно выбирать вид УВ с учетом направления перетока активной мощности по защищаемому элементу сети.

### **1.15. Контрольные вопросы к главе 1**

1. Какой режим электроэнергетической системы называют установившимся?
2. Какой режим электроэнергетической системы называют вынужденным?
3. Каковы задачи управления для различных режимов?
4. Какая устойчивость называется статической?
5. Какая устойчивость называется динамической?
6. Перечислите разновидности переходных режимов ЭЭС.
7. Дайте характеристику нормативным показателям устойчивости.
8. Перечислите мероприятия по повышению устойчивости.
9. Перечислите средства управления режимами.
10. Дайте характеристику основным принципам диспетчерского управления.

## 2. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И ЧАСТОТЫ В ЭЭС

### 2.1. Регулирование напряжения в электрических сетях

Протекание тока по элементам электрической сети сопровождается потерями напряжения. В результате по мере удаления от источника питания напряжение уменьшается. В то же время для нормальной работы электроприемников подводимое к ним напряжение может только незначительно отличаться от номинального напряжения и должно находиться в допустимых пределах. Согласно ГОСТ 13109-97 на качество электроэнергии для большинства электроприемников отклонение напряжения от номинального значения не должно превышать  $\pm 5\%$ . В послеаварийных режимах работы, длительность которых сравнительно невелика, допустимое отклонение напряжения увеличивается еще на  $5\%$ . В электрических сетях высокого напряжения, к которым электроприемники непосредственно не присоединяются, также существуют допустимые пределы изменения напряжения. В частности, в установках высокого напряжения максимальное рабочее напряжение определяется условиями надежной работы изоляции и составляет от  $105$  до  $120\%$  номинального значения, увеличиваясь по мере уменьшения номинального напряжения. Допустимые снижения напряжений в ЭЭС определяются условиями устойчивости параллельной работы генераторов электростанций и узлов нагрузки. В питающих сетях нижние допустимые отклонения напряжений достигают  $10\text{—}15\%$ . При оценке уровней напряжения следует иметь в виду, что нагрузки в течение суток непрерывно изменяются и, следовательно, изменяются потери напряжения и уровни напряжений у электроприемников.

Обеспечить выполнение требований к отклонениям напряжений в современных ЭЭС без применения специальных мер и устройств невозможно, что наглядно демонстрируется схемой передачи электроэнергии (рис. 12.1). Если принять, что на пути от генераторов электростанций до приемников электрическая энергия претерпевает четыре трансформации, при каждой трансформации потери напряжения составляют  $5\%$ , а в каждой из сетей —  $10\%$ , то суммарные потери напряжения могут составить  $60\%$ .

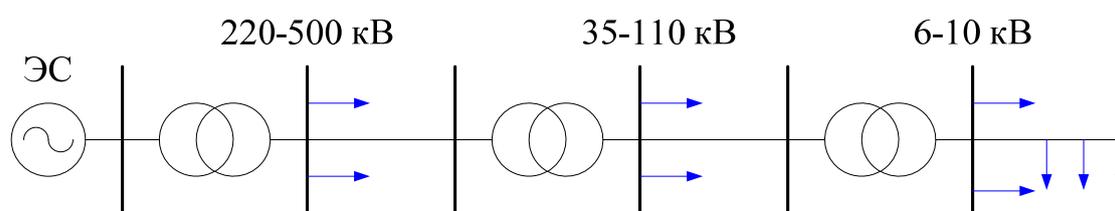


Рис. 2.1. Схема передачи электроэнергии в сети

Для обеспечения допустимых уровней напряжения в ЭЭС используются специальные технические средства — регулирующие устройства. Их назначение — уменьшение или компенсация потерь напряжения в сетях.

Для анализа возможностей уменьшения потерь напряжения в элементах ЭЭС (линиях, трансформаторах) воспользуемся выражением для их определения

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U}, \quad (2.1)$$

где  $P$ ,  $Q$  — активная и реактивная мощности в элементе сети;

$R$ ,  $X$  — активное и реактивное сопротивления элемента;

$U$  — напряжение на том конце элемента, где заданы мощности.

Из выражения следует, что потери напряжения уменьшаются при увеличении напряже-

ния сети. Этим, в частности, объясняется, что с ростом передаваемой мощности увеличивается напряжение электропередачи. В условиях эксплуатации изменение номинального напряжения электрической сети требует ее реконструкции. Кроме того, увеличение номинального напряжения позволяет уменьшить потери напряжения, но его нельзя рассматривать как средство регулирования напряжения. Решение об уровне номинального напряжения принимается на основании данных о передаваемой мощности и расстоянии, на которое передается эта мощность.

Другая возможность — изменение мощности. Уменьшение активной мощности связано с ее недоотпуском потребителям и поэтому не может быть использовано. Уменьшить потоки реактивной мощности можно, как было показано выше, с помощью установки у потребителей источников реактивной мощности. При полной КРМ можно достичь нулевого потока реактивной мощности по элементу сети, хотя экономически это делать нецелесообразно.

Еще одна возможность влияния на потери напряжения связана с изменением сопротивления линии. Уменьшение активного сопротивления связано с увеличением сечения проводов ВЛ или с включением параллельно работающих элементов, что делать экономически нецелесообразно. Кроме того, эффективность такой меры для питающих сетей не столь высока, так как в них активные сопротивления элементов существенно меньше реактивных. Уменьшить реактивное сопротивление линии электропередачи можно, включив в нее установку продольной компенсации (УПК), которая представляет собой емкость с сопротивлением  $X_C$  (рис. 2.2).

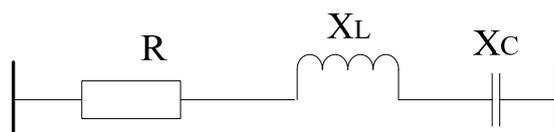


Рис. 2.2. Использование установки продольной компенсации линии

В результате суммарное сопротивление линии уменьшается и становится равным  $X_{\text{ЛС}} = X_L - X_C$ , где  $X_L$  — индуктивное сопротивление линии. Но использование УПК только с целью уменьшения потерь напряжения также экономически не оправдано. Устройства продольной компенсации используются в целях повышения пропускной способности электропередач, повышения статической устойчивости ЭЭС.

Таким образом, наиболее эффективным и используемым средством уменьшения потерь напряжения является КРМ, однако при этом следует отметить, что основным ее назначением остается все-таки снижение потерь активной мощности и электроэнергии в сети. Основным же средством регулирования напряжения является использование специальных технических средств, которые рассматриваются ниже.

Синхронные генераторы. Будучи основным источником реактивной мощности в ЭЭС, генераторы электростанций одновременно являются важнейшим из средств регулирования напряжения. У большинства генераторов напряжение на его зажимах  $U_G$  может изменяться в пределах от 95% до 105% от номинального напряжения.

Заданное значение напряжения может поддерживаться автоматическим регулятором возбуждения (АРВ). Напряжение на шинах генератора удается поддерживать на заданном уровне только в том случае, если генерируемая им реактивная мощность  $Q_G$  находится в допустимых пределах  $Q_{\text{min}} \leq Q_G \leq Q_{\text{max}}$ .

При достижении реактивной мощностью предельного значения она фиксируется на этом значении и напряжение генератора уже будет изменяться следующим образом: при достижении нижнего предела изменения мощности — повышаться, при достижении верхнего

предела — понижаться. Номинальная реактивная мощность генератора определяется номинальным коэффициентом мощности  $\cos\varphi_r$ . Если требуется загрузить генератор по реактивной мощности больше номинальной, то это возможно в некоторых пределах за счет снижения его активной мощности, так как увеличение реактивной мощности будет ограничиваться токами в статоре и роторе машины. Например, для турбогенераторов при номинальных активной мощности и коэффициенте мощности  $\cos\varphi_r = 0,85$  реактивная мощность генератора составляет 0,6 его активной мощности. Уменьшение активной мощности до нуля позволяет увеличить реактивную мощность генератора только до 0,8 его активной мощности, таким образом, снижение активной мощности не дает существенного увеличения реактивной мощности.

Синхронные компенсаторы позволяют поддерживать и регулировать напряжение в пределах  $\pm 5\%$  в точке подключения за счет изменения тока возбуждения. Как и у генераторов, регулирование напряжения возможно при изменении реактивной мощности СК в допустимых пределах.

Ту же задачу решают СТК, с тем отличием от СК, что благодаря тиристорной системе управления регулирование осуществляется практически мгновенно. Это особенно важно для стабилизации переходных процессов в ЭЭС.

Трансформаторы, автотрансформаторы. Перечисленные выше регулирующие устройства изменяли режимные параметры — напряжение и реактивную мощность. Кроме них в ЭЭС широко используются линейные регулирующие устройства, позволяющие изменять параметры ветвей схемы замещения. К ним относятся двухобмоточные трансформаторы понижающих подстанций, автотрансформаторы и трехобмоточные трансформаторы для связи сетей различного номинального напряжения, линейные регуляторы, работающие в блоке с автотрансформаторами.

В этих устройствах одна из обмоток имеет несколько регулировочных ответвлений, с помощью которых можно изменять количество рабочих витков обмотки и тем самым изменять коэффициент трансформации. Изменение коэффициента трансформации приводит к изменению напряжения на шинах нагрузки при одном и том же подведенном к трансформатору напряжении.

Трансформаторы выполняются двух типов: с переключением регулировочных ответвлений без возбуждения, т.е. с отключением от сети (трансформаторы с ПБВ); с переключением регулировочных ответвлений под нагрузкой (трансформаторы с РПН). Трансформаторы первой группы имеют сравнительно небольшой регулировочный диапазон ( $\pm 2 \times 2,5\%$ ), применяются в распределительных электрических сетях напряжением 6—35/0,4 кВ, и с их помощью осуществляется сезонное регулирование напряжения, так как выполнение переключения требует отключения потребителей на это время. Трансформаторы второй группы снабжены специальным переключательным устройством, позволяющим осуществлять переключения по мере необходимости без отключения потребителей. Такие трансформаторы имеют большее число регулировочных ответвлений и больший диапазон регулирования напряжения. Наличие в трансформаторе устройства РПН обозначается буквой Н в указании его типа. Так, например, трансформатор ТДН-10000/110 имеет мощность 10000 кВ·А, напряжение обмотки НН  $U_{НН\text{ ном}} = 11$  кВ, напряжение основного ответвления обмотки ВН  $U_{ВН\text{ ном}} = 115$  кВ и возможность изменения этого напряжения в пределах  $\pm 9 \times 1,78\%$ , т.е. в диапазоне  $\pm 16\%$ . Устройство РПН выполняется на обмотке ВН, так как она имеет меньший ток, и это позволяет сделать переключающее устройство более компактным, а его работу более надежной.

Действие трансформатора как регулирующего устройства показано на рис. 2.3, а. От шин подстанции системы через сеть ( $Z_3$ ) и трансформатор питается нагрузка с мощностью  $S_H$ .

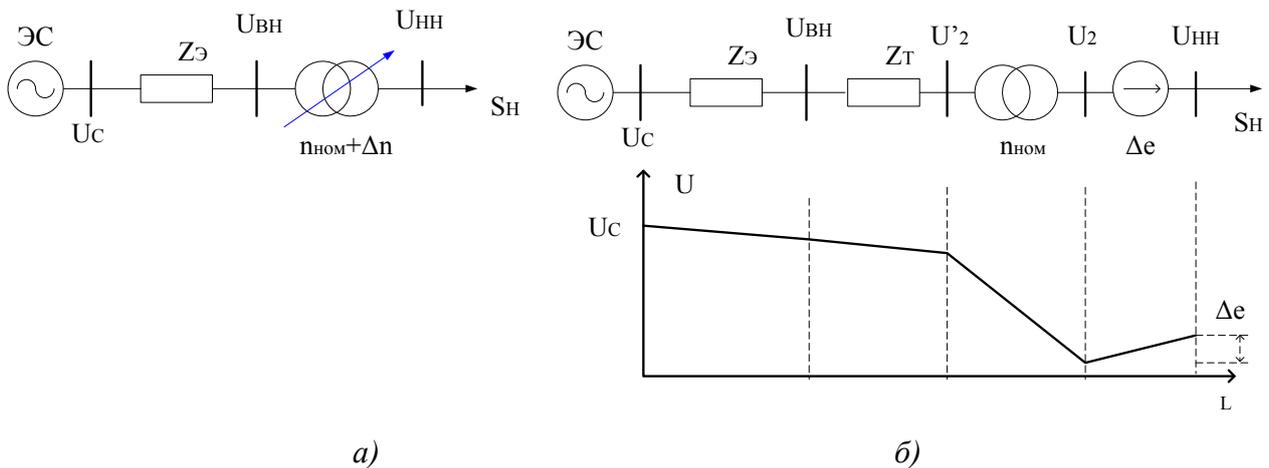


Рис. 2.3. Изменение напряжения в электропередаче при использовании трансформатора с РПН: *а* – схема узла нагрузки с трансформаторов; *б* – схема замещения с эпюрой изменения напряжения

В схеме замещения (рис. 2.3, *б*) трансформатор представлен сопротивлением обмоток  $Z_t$  и идеальным трансформатором без потерь с коэффициентом трансформации  $n$ , который может регулироваться. Номинальный коэффициент трансформации равен  $n_{ном} = U_{ВН ном} / U_{НН ном}$  и за счет РПН может изменяться на величину  $\Delta n$ . Пределы регулирования, осуществляемого ступенями, у понижающих трансформаторов достигают  $\pm(12—16 \%)$ .

Изменение коэффициента трансформации на  $\Delta n$  вызывает изменение напряжения на шинах НН на величину  $\Delta U_2$ , и оно становится равным

$$U_2 + \Delta U_2 = \frac{U'_2}{n_{ном} + \Delta n}, \quad (2.2)$$

т.е. изменяется на

$$\Delta U_2 = \Delta e = -U_2 \frac{\Delta n}{n_{ном} + \Delta n}. \quad (2.3)$$

Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы связывают сети трех номинальных напряжений: высшего (ВН), среднего (СН) и низшего (НН). Трехобмоточные трансформаторы выпускаются на следующие сочетания номинальных напряжений: 220/35/6(10), 110/35/6(10) и 35/10/6 кВ. Так же как и двухобмоточные трансформаторы, они имеют устройство РПН со стороны нейтрали обмотки ВН, что позволяет одновременно изменять коэффициенты трансформации между обмотками ВН—СН и ВН—НН. Диапазон регулирования составляет  $\pm(12—16 \%)$ .

Автотрансформаторы устанавливаются на мощных узловых подстанциях системообразующих и районных сетей. От шин среднего напряжения таких подстанций получают питание, как правило, целые районы с большим количеством пунктов потребления. По этой причине устройство РПН у автотрансформаторов установлено со стороны основного вывода обмотки среднего напряжения, что позволяет обеспечить регулирование напряжения на шинах СН подстанции с целью поддержания его желаемого уровня, исходя из требований питаемой сети. Таким образом, автотрансформаторы обеспечивают независимое от НН регулирование коэффициента трансформации  $p_{в-с}$  с ВН на СН. Диапазон регулирования составляет  $\pm(10—12 \%)$ . Как и в случае с двухобмоточным трансформатором, коэффициент трансформации изменяется на  $\Delta n$ , но при расположении РПН со стороны СН изменяется напряжение только на шинах СН. Коэффициент трансформации  $p_{в-н}$  не изменяется, и напряжение на шинах НН определяется режимом сети ВН. В этой ситуации могут не обеспечиваться требования к напряжению на шинах НН. В таких случаях регулирование напряжения на шинах НН произ-

водится либо имеющимися на мощных узловых подстанциях компенсирующими устройствами (СК, СТК), либо специально устанавливаемыми в цепи НН линейными регулировочными трансформаторами (ЛРТ). Последние имеют номинальный коэффициент трансформации, равный 1, и за счет РПН могут изменять его на  $\pm 15\%$ , обеспечивая независимость режима сети НН.

В распределительных сетях городских, сельских, промышленных потребителей электроэнергия распределяется от центров питания (ЦП), представляющих собой мощные подстанции энергосистемы. Обычно ЦП сооружаются в непосредственной близости или внутри достаточно обособленного района электропотребления. Внутри района распределение электроэнергии производится сначала на напряжении 6—20 кВ. Линии 6—20 кВ, воздушные и кабельные, сооружаются от ЦП до подстанций, питающих группы близко расположенных мелких потребителей. Их питание осуществляется через сети напряжением 220—380 В (в сетях промышленных предприятий применяется также напряжение 660 В). Трансформация электроэнергии со ступени 6—20 кВ на ступень 220—380 В осуществляется распределительными трансформаторами (РТ). Более крупные потребители, имеющие номинальное напряжение 6—20 кВ, присоединяются непосредственно к ЦП по индивидуальным линиям.

В таких сетях в силу их массовости предусматриваются наиболее простые и дешевые регулирующие устройства: распределительные трансформаторы с ПБВ, нерегулируемые конденсаторные батареи. Изменение отпаяк РТ может производиться только при снятой нагрузке и не чаще 1—2 раз в год при сезонном изменении нагрузки. Отключение-включение КБ также в большинстве случаев подчиняется сезонным и суточным изменениям нагрузки. Применение более дорогих оперативно и автоматически регулируемых устройств часто оказывается нецелесообразным как из-за увеличения затрат, так и из-за отсутствия точной исходной информации о текущих режимных параметрах сетей.

При такой ситуации оперативное управление режимом напряжений в распределительных сетях сосредоточивается в ЦП, который влияет на режим напряжений всей присоединенной к нему сети. В этом смысле регулирование напряжения является централизованным. Необходимость регулирования напряжения у отдельных потребителей (их групп), или, иными словами, местного регулирования, возникает тогда, когда регулирование в ЦП не позволяет обеспечить требуемый режим напряжений во всей сети.

Понижающие трансформаторы на крупных подстанциях оборудуются локальными системами автоматического регулирования — автоматическими регуляторами напряжения трансформатора (АРНТ). Они реагируют на изменение напряжения на шинах НН и ток нагрузки и переключают отпайки РПН в соответствии с принятым законом регулирования напряжения. Широко используется закон встречного регулирования напряжения. Смысл этого закона состоит в следующем. При увеличении электрической нагрузки увеличиваются потоки мощности в линиях и, как следствие, потери напряжения в них. В результате напряжения у электроприемников снижаются. При уменьшении нагрузок картина обратная. Поэтому логично при увеличении нагрузки для компенсации возрастающих потерь напряжения увеличивать напряжение на шинах НН центра питания, доводя его до максимально допустимого значения в часы максимума нагрузки, равного  $1,05U_{ном}$ . С уменьшением нагрузки напряжение снижается, достигая при минимальной нагрузке номинального значения  $U_{ном}$ . Этого вполне достаточно, чтобы у наиболее электрически удаленных приемников напряжение не оказывалось ниже допустимого уровня. Для того чтобы не было лишних переключений при случайных кратковременных отклонениях напряжения, АРНТ работают с выдержкой времени.

В электрических сетях с напряжением  $U_{ном}$  110 кВ регулирование напряжения имеет свои особенности. Эти сети имеют сложно-замкнутую структуру и оснащены устройствами телемеханики, позволяющими передавать в диспетчерский центр управления информацию о режимных параметрах в различных точках сети, а из центра управления - команды на изме-

нение параметров регулирующих устройств. В настоящее время управление режимами ЭЭС осуществляется с помощью автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ). При решении задачи регулирования напряжения в таких сетях следует учитывать некоторые их особенности:

- сети различных номинальных напряжений в режимном отношении тесно взаимосвязаны, и необходим учет системного эффекта регулирующих устройств, т.е. необходимо централизованное координированное регулирование напряжения с помощью АСДУ;
- режимы питающих и местных сетей, присоединенных к ЦП питающей сети, можно рассматривать независимо друг от друга, поэтому для расчетов по регулированию напряжения местную сеть можно представить приведенной нагрузкой на шинах ВН соответствующего ЦП;
- в питающих сетях возможны большие перетоки реактивной мощности, вызванные ее местным дефицитом либо избытком, которые приводят к увеличению потерь активной мощности. В этом случае задачей регулирования напряжения является снижение потерь активной мощности при соблюдении допустимых уровней напряжения.

Из сказанного следует, что основной критерий регулирования напряжения в питающих сетях — экономический (минимум потерь активной мощности) при соблюдении режимных и технических ограничений по допустимым уровням напряжений и диапазону регулирующих устройств.

При рассмотрении сетей с  $U_{ном}$  330 кВ необходимо кроме перечисленных выше особенностей учитывать потери активной мощности на корону в линиях электропередачи.

Вопросы регулирования напряжения в электрических сетях ЭЭС решаются как при их проектировании, так и при управлении режимами.

При проектировании развития ЭЭС и их реконструкции комплексно решаются вопросы обеспечения баланса реактивной мощности и выявления условий регулирования напряжения в сетях, обоснования пунктов размещения регулирующих устройств, выбора их типа и мощности. Одновременно должны прорабатываться вопросы развития АСДУ в части включения в состав задач управления задачи регулирования напряжения, в части информационного и алгоритмического ее обеспечения, развития системы сбора и обработки информации.

При проектировании прежде всего необходимо обеспечить управляемость ЭЭС по напряжению и реактивной мощности. Под этим понимается возможность обеспечения допустимых напряжений во всех точках ЭЭС в нормальных и послеаварийных режимах ее работы, обусловленных изменением нагрузок и состава работающего оборудования. Управляемость достигается как правильным выбором мест размещения и регулировочных диапазонов устройств регулирования, так и координированным воздействием на них.

Управляемость ЭЭС — необходимое условие для решения задачи регулирования напряжения, обеспечивающее качественные показатели режима напряжений и его надежность с точки зрения работы оборудования и устойчивости. Только обеспечив управляемость ЭЭС, можно на последующих этапах проектирования предусмотреть возможность установки дополнительных регулирующих устройств (либо расширить диапазоны уже установленных устройств) с целью снижения потерь активной мощности. При этом, как правило, предусматривается установка дополнительных источников реактивной мощности.

Расстановка дополнительных источников реактивной мощности в ЭЭС с целью снижения потерь активной мощности — задача технико-экономическая, поскольку здесь, как указывалось выше, следует сопоставить затраты на установку нового оборудования с эффектом от экономии потерь.

При управлении режимами ЭЭС с помощью АСДУ задача регулирования напряжения решается на этапах планирования режимов и оперативного управления и состоит в наиболее

полном использовании имеющихся устройств для достижения экономического эффекта.

При планировании режимов на основе прогнозов нагрузки и состава работающего оборудования заблаговременно рассчитываются оптимальные режимы напряжений на заданный интервал времени, например на следующие сутки. Полученные таким образом графики оптимальных напряжений передаются на энергообъекты (электростанции, подстанции с регулирующими устройствами), где и должны выдерживаться оперативным персоналом или автоматическими устройствами.

При оперативном управлении используется информация о фактическом состоянии ЭЭС и ее режиме, получаемая на основе телеизмерений и телесигнализации. Она вводится в ЭВМ АСДУ, обрабатывается и представляется диспетчеру в удобном для восприятия виде. В наиболее современных АСДУ наряду с представлением фактической режимной информации вырабатываются рекомендации диспетчеру по коррекции плановых графиков напряжений.

## 2.2. Регулирование частоты и мощности в энергосистемах

В настоящее время все производство, практически все распределение и большая часть потребления электроэнергии в энергосистемах выполняются на переменном токе. Поэтому параметры переменного тока — частота, величина и форма кривой напряжения — приобрели значение унифицированных параметров, в соответствии с которыми конструируются все источники, средства передачи и приемники электрической энергии. В особенности это относится к частоте. Практически сохранилось лишь два стандартных значения частоты — 50 Гц в странах Европы, в том числе в России, и 60 Гц в США и Канаде.

В процессе работы энергосистемы все параметры переменного тока могут изменяться. Чем ближе они поддерживаются к номинальным, т.е. расчетным для оборудования, значениям, тем ближе режим к оптимальному. Таким образом, частота приобретает значение показателя, характеризующего качество продукции энергетической промышленности, качества электроэнергии. Согласно ГОСТ 13109—97 на качество электрической энергии частота в энергосистемах России в нормальном режиме должна поддерживаться с точностью  $\pm 0,2$  Гц (95 % времени суток). Допускается кратковременная (не более 72 мин в сутки) работа энергосистем с отклонением частоты в пределах  $\pm 0,4$  Гц.

Столь жесткие требования объясняются тем, что частота переменного тока непосредственно связана с частотой вращения агрегатов, преобразующих механическую энергию в электрическую, т.е. генераторов, и агрегатов, преобразующих электрическую энергию в механическую, т.е. двигателей. Изменение же частоты вращения, даже небольшое, существенно влияет на режим работы вращающихся механизмов. Снижение частоты приводит к падению производительности насосов и других механизмов.

Примером механизма, предъявляющего весьма жесткие требования к точности поддержания частоты вращения, является паровая турбина. Турбостроительные заводы требуют, чтобы частота не оставалась длительно ниже 49,5 Гц и выше 50,5 Гц, иначе возможно повреждение лопаток турбин. Таким образом, наиболее серьезные требования к точности регулирования частоты предъявляются самими электростанциями.

Частота является не только показателем качества электроэнергии, но и важнейшим параметром режима энергосистемы. Непрерывность производства электроэнергии, отсутствие возможности запастись энергией и непрерывное изменение потребления требуют столь же непрерывного контроля за соответствием производства и потребления. Параметром, характеризующим это соответствие, и является частота.

Частота в энергосистеме определяется общим балансом генерируемой и потребляемой активной мощности. Если баланс соблюдается, то частота неизменна. При нарушении баланса мощности, т.е. при появлении небаланса мощности, возникает переходный процесс изме-

нения частоты. По скорости и направлению изменения частоты можно судить о величине и знаке возникшего в энергосистеме небаланса активной мощности. Если частота в энергосистеме уменьшается, то для восстановления нормальной частоты надо увеличить активную мощность, вырабатываемую на электростанциях.

Задача регулирования частоты подразделяется на три взаимосвязанные части:

- первичное регулирование частоты, обеспечивающее стабильность частоты, т.е. удержание отклонений частоты в допустимых рамках при нарушении общего баланса мощности в любой части энергосистемы;
- вторичное регулирование, обеспечивающее восстановление нормального уровня частоты и плановых режимов обмена мощностью между частями энергосистемы или регионами;
- третичное регулирование, под которым можно понимать оперативную корректировку балансов мощности регионов с целью оказания взаимопомощи регионам и предотвращения опасных перегрузок транзитных линий электропередачи.

Рассмотрим более подробно первичное регулирование частоты. Оно осуществляется автоматическими регуляторами частоты вращения (АРЧВ) турбин. Каждая турбина снабжена регулятором, который при изменении частоты вращения турбоагрегата, изменяя положение регулирующих органов турбины (регулирующих клапанов у тепловой турбины или направляющего аппарата у гидротурбины), меняет выпуск энергоносителя (пара или воды).

При повышении частоты вращения регулятор прикрывает регулирующие органы турбины и уменьшает выпуск энергоносителя, а при снижении частоты открывает регулирующие органы и увеличивает выпуск энергоносителя.

Статические характеристики двух параллельно работающих агрегатов, снабженных АРЧВ, показаны на рис. 2.4.

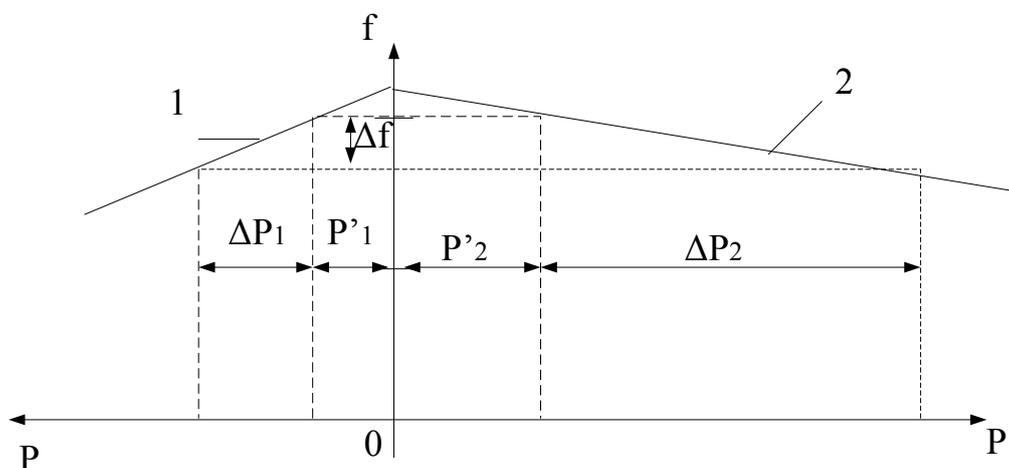


Рис. 2.4. Статические характеристики агрегатов с АРЧВ

Из рис. 2.4 видно, что при снижении частоты с  $f'$  до  $f''$  в соответствии со статическими характеристиками регулируемых агрегатов вырабатываемая ими активная мощность увеличивается на  $\Delta P_1$  и  $\Delta P_2$  соответственно, что способствует поддержанию уровня частоты в энергосистеме. Приращение мощности  $\Delta P$  пропорционально номинальной мощности агрегата и зависит от наклона характеристики. А наклон характеризуется величиной статизма. При более пологой характеристике 2 меньше статизм и больше изменение мощности  $\Delta P$ . У агрегата с более крутой характеристикой 1 статизм больше. Таким образом, суммарное приращение мощности распределяется между агрегатами пропорционально номинальной мощности и

обратно пропорционально статизму регулирования. Если необходимо, чтобы агрегат принимал большее участие в первичном регулировании частоты, надо, чтобы у этого агрегата были большая мощность и меньший статизм характеристики.

Существенное влияние на процесс регулирования оказывает зона нечувствительности автоматического регулятора частоты вращения, которая необходима для отстройки от малых случайных колебаний нагрузки в энергосистеме. При наличии зоны нечувствительности регулятора появляется диапазон неопределенности в распределении нагрузки между агрегатами. На рис. 2.5 две параллельные линии, отстоящие друг от друга по вертикали на величину зоны нечувствительности  $\Delta f_{\text{неч}}$ , ограничивают область возможных состояний регулятора и агрегата. Состояние характеризуется частотой  $f$  и нагрузкой  $P$  (так называемая рабочая точка). В установившемся режиме при данной частоте, например  $f_1$ , рабочие точки всех агрегатов расположены на линии  $f = f_1$ , но могут занимать случайные положения между указанными выше граничными линиями (между точками а и б на рис. 2.5).

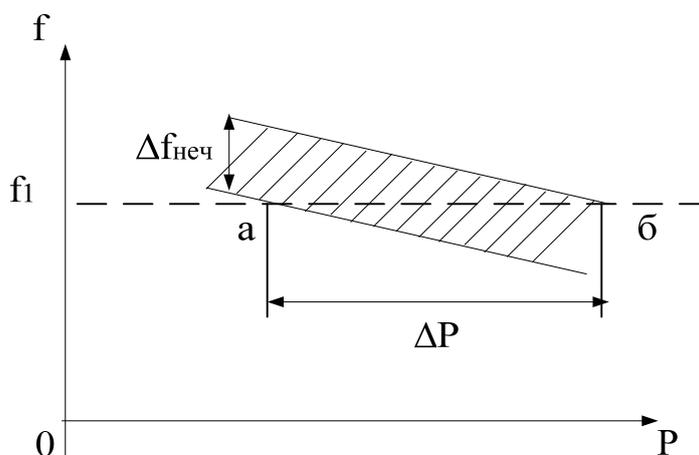


Рис. 2.5. Зона нечувствительности АРЧВ

Диапазон неопределенных значений нагрузок при параллельной работе агрегатов с регуляторами, имеющими зону нечувствительности, прямо пропорционален зоне нечувствительности регулятора и обратно пропорционален статизму характеристики регулирования. Чтобы повысить качество регулирования частоты, необходимо по возможности добиваться меньшего статизма. Однако при меньшем статизме существенно увеличивается неопределенность нагрузки агрегата. Поэтому на регуляторах, обладающих большей нечувствительностью, приходится устанавливать больший коэффициент статизма. Величина статизма на гидротурбинах обычно поддается оперативному изменению. Зона нечувствительности отечественных регуляторов гидротурбин не превосходит 0,03 Гц. Зона нечувствительности у отечественных паровых турбин составляет по техническим условиям до 0,15 Гц. Величина статизма оперативному изменению не поддается и составляет обычно 0,04—0,05 (4—5 %). Точность распределения нагрузки, обеспечиваемая регуляторами паровых турбин, невелика: 6—7 %. Но идти на дальнейшее увеличение статизма нельзя, так как это угрожает опасным для целостности турбины увеличением максимального отклонения частоты вращения при сбросе нагрузки.

Статические характеристики регуляторов отдельных турбин определяют статическую характеристику энергосистемы в целом. На рис. 2.6 показаны характеристика эквивалентного генератора  $P_Г(f)$  и зависимость мощности суммарной нагрузки энергосистемы  $P_н$  от частоты.

Мощность, потребляемая различными типами электроприемников, по-разному зависит от частоты. Например, мощность, потребляемая лампами накаливания и другими термиче-

скими установками, от частоты практически не зависит. Но мощность, потребляемая двигателями металлообрабатывающих станков, насосами и вентиляторами, сильно зависит от частоты. В целом зависимость от частоты мощности комплексной нагрузки энергосистемы, состоящей из электроприемников всех типов, имеет примерно такой вид, как на рис. 2.6.

То, что мощность, потребляемая нагрузкой, уменьшается при снижении частоты, облегчает задачу первичного регулирования ( $P'' - P' < \Delta P$  на рис. 2.6). При увеличении мощности нагрузки и переходе с кривой  $P'_H$  на кривую  $P''_H$  частота уменьшается, и под действием автоматических регуляторов частоты вращения турбин генерируемая мощность увеличивается с  $P'$  до  $P''$ . В течение нескольких секунд осуществляется переход из точки 1 в точку 2 (рис. 2.6). При этом восстанавливается баланс мощности, но при пониженной частоте.

Чем круче идет характеристика генерации  $P_T(f)$ , тем эффективнее первичное регулирование и меньше отклонение частоты  $\Delta f$ , т.е. стабильнее частота в энергосистеме. Из рис. 2.6 видно, что в энергосистеме есть резерв генерируемой мощности, поэтому есть возможность увеличивать эту мощность при увеличении мощности нагрузки. Но если не у всех агрегатов есть резерв генерирующей мощности, то крутизна эквивалентной характеристики генерации  $P_T(f)$  уменьшается и отклонение частоты  $\Delta f$  увеличивается, т.е. эффективность первичного регулирования падает.

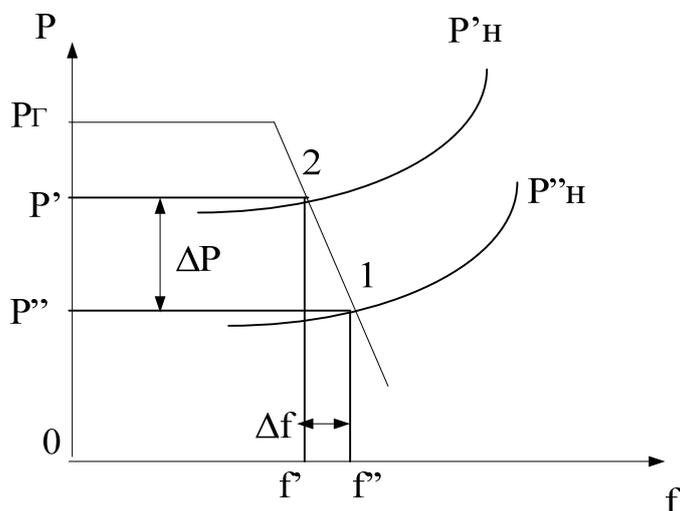


Рис. 2.6. Влияние изменения нагрузки на частоту энергосистемы

Следует отметить, что при любой степени эффективности первичное регулирование частоты хотя и ограничивает отклонения частоты, но не способно восстановить нормальный уровень частоты после появления небаланса мощности.

Задачу восстановления нормального уровня частоты решает вторичное регулирование. В отличие от первичного регулирования вторичное регулирование осуществляется в течение нескольких минут. В результате действия вторичного регулирования и восстановления нормальной частоты ликвидируются изменения режима, вызванные первичным регулированием частоты. Электростанции и потребители возвращаются в исходный режим работы. Компенсацию всего первоначально возникшего небаланса мощности принимают на себя электростанции вторичного регулирования частоты до тех пор, пока не будет нормализован режим в месте его первоначального нарушения.

Электростанции вторичного регулирования частоты должны быть достаточно мощными и поддерживать необходимый диапазон регулирования, обладать хорошими маневренными качествами. Энергоблоки ТЭС рассчитаны на базисный режим работы. Однако в настоящее время они все шире привлекаются к регулированию суточного графика нагрузки,

причем диапазон регулирования их ограничен. Предельно допустимая разгрузка блоков зависит от вида сжигаемого топлива и составляет 20—40 % при работе на угле и 40—60 % при работе на газе и мазуте. Разгрузка энергоблоков неизбежно приводит к снижению их экономичности. Уже при нагрузках 50 % номинальной их экономичность ухудшается на 5—6 % при работе на газомазутном топливе и на 7—8 % при работе на угле. Гидроагрегаты имеют существенно больший диапазон регулирования (за исключением периода паводка), меньшую зону нечувствительности АРЧВ. Поэтому обычно именно гидроэлектростанции участвуют во вторичном регулировании частоты.

Вторичное регулирование осуществляется за счет перемещения характеристики АРЧВ агрегата параллельно самой себе при помощи механизма управления турбиной. Соответственно перемещается и характеристика эквивалентного генератора, как показано на рис. 2.7.

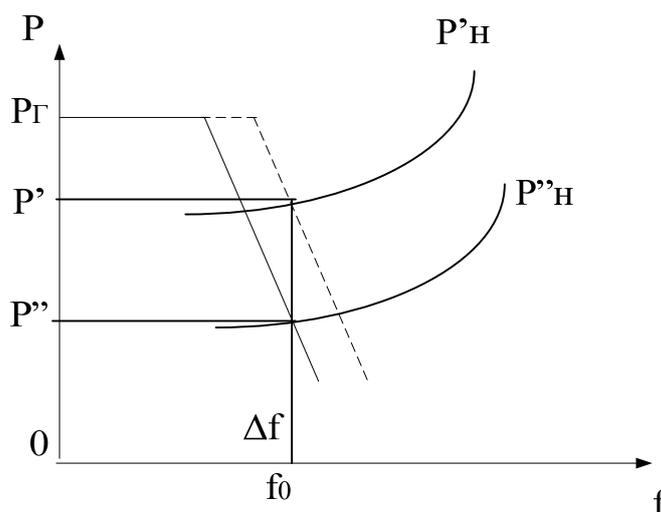


Рис. 2.7. Перемещение характеристики турбины при вторичном регулировании частоты

В крупных энергосистемах появляется необходимость поддержания соответствия производства и потребления электроэнергии не только в энергосистеме в целом, но и в отдельных ее частях (регионах). Эта необходимость может быть связана с хозяйственной самостоятельностью частей энергосистемы или с недостаточной пропускной способностью линий электропередачи, ограничивающей обмен мощностью между частями энергосистемы. Поддержание соответствия между потреблением и производством внутри регионов требует регулирования не только частоты, но и перетоков мощности.

С ростом энергосистем и их объединением колебания частоты уменьшаются, необходимость же в регулировании перетоков обычно возрастает, так как увеличивается вероятность появления слабых связей, имеющих недостаточную пропускную способность. Поэтому регулирование перетоков мощности становится во многих случаях задачей не менее важной, чем регулирование частоты. Поскольку вручную решать эту задачу весьма сложно, создаются системы автоматического регулирования частоты и мощности.

В объединенных энергосистемах применяются два основных принципа вторичного регулирования частоты и мощности:

- централизованное регулирование частоты в сочетании с региональным регулированием мощности электростанций;
- децентрализованное комплексное регулирование частоты и перетоков мощности.

В основе централизованного принципа лежит регулирование одной энергосистемой частоты, т.е. баланса мощности во всем энергообъединении независимо от места возникнове-

ния небаланса мощности, и регулирование своих перетоков мощности другими энергосистемами независимо от частоты. Этот принцип обладает достаточной эффективностью, если у регулирующей энергосистемы имеются достаточный резерв мощности и диапазон регулирования и если межсистемные линии электропередачи не ограничивают своей пропускной способностью возможность компенсации небаланса мощности, возникающего в любой энергосистеме.

Основным недостатком данного принципа являются неравноправные взаимоотношения энергосистем объединения, одна из которых несет затраты на содержание регулировочных мощностей для всех энергосистем.

Принцип децентрализованного вторичного регулирования наиболее распространен в мировой практике регулирования режима в межгосударственных объединениях энергосистем различных стран (UCTE, NORDEL и др.).

Основным преимуществом данного принципа является справедливое и равноправное участие партнеров по параллельной работе в поддержании нормального уровня частоты и согласованных перетоков мощности. При этом обеспечивается устранение в данной энергосистеме небаланса мощности независимо от того, является ли он единственной причиной отклонения частоты или существует одновременно с наличием небалансов в других энергосистемах.

К недостаткам принципа относится необходимость оперативного вмешательства для восстановления частоты при неустранении энергосистемой-«виновницей» своего небаланса. В этом случае осуществляется третичное регулирование режима.

В заключение рассмотрим кратко современное состояние регулирования частоты и мощности в Единой энергетической системе России. Анализируется и исследуется возможность создания энергообъединения «Восток — Запад» на основе использования уже существующих линий электропередачи переменного тока 400—750 кВ между Украиной и странами Центральной Европы. В связи с этим проведены исследования качества регулирования частоты в Западной и Восточной зонах будущего энергообъединения. Исследования показали более низкую стабильность частоты в Восточной зоне (среднесуточные отклонения частоты на Западе 10—20 мГц, а на Востоке — большие значения). Особенно большие отклонения на Востоке происходят весной и во второй половине ночи, что говорит об отсутствии гибкости средств регулирования, особенно энергоблоков ТЭС, о трудностях разгрузки энергоблоков и о недостаточности средств краткосрочного регулирования, что объясняется в основном следующими причинами:

- величина и характеристики вращающегося резерва не являются жестко регламентированными;
- крупные тепловые и тем более атомные электростанции в регулировании частоты практически не участвуют из-за их низкой маневренности и неготовности к этому оборудованию и технологической автоматики;
- вследствие неудовлетворительной структуры генерирующих мощностей (недостаточная мощность ГЭС, одна ГАЭС на всю Россию, отсутствие на ТЭС энергоблоков с хорошей маневренностью и т. п.) нет возможности поддерживать баланс мощности при нормальной частоте в отдельные ночные часы и в период паводка из-за недостаточного регулировочного диапазона ТЭС. Энергоблоки мощностью 300 и 800 МВт в первичном и вторичном регулировании частоты недоиспользуются. Одной из причин этого является отсутствие материальной заинтересованности электростанций в активном участии в регулировании частоты в энергосистеме.

В настоящее время прорабатываются мероприятия, которые позволят повысить качество регулирования частоты в ЕЭС России, что важно не только в связи с перспективой создания энергообъединения «Восток — Запад», но и для самой ЕЭС России.

### 2.3. Характеристики регуляторов турбины

Регуляторы турбин переназначены для поддержания уровня вырабатываемой активной мощности (при параллельной работе) [3].

Перемещение регулирующих клапанов системы регулирования паровых турбин, требующее больших усилий, осуществляется с помощью масляного двигателя исполнительного механизма, управляемого золотником. Золотник связан с одной стороны с муфтой центробежного регулятора, с другой штоком клапана (обратная связь).

При изменении частоты вращения муфта центробежного регулятора перемещается и золотник открывает доступ масла под давлением к той или другой стороне поршня двигателя исполнительного механизма, что вызывает перемещение клапана.

Зависимость частоты вращения от мощности агрегата называется статической характеристикой регулятора турбина (рис. 2.8). Изменение частоты вращения, соответствующее изменению мощности турбины от нуля до номинальной, будучи отнесено к номинальной частоте вращения, называется коэффициентом неравномерности (статизма):

$$\sigma = \frac{n_{\max} - n_{\min}}{n_0} \quad (2.4)$$

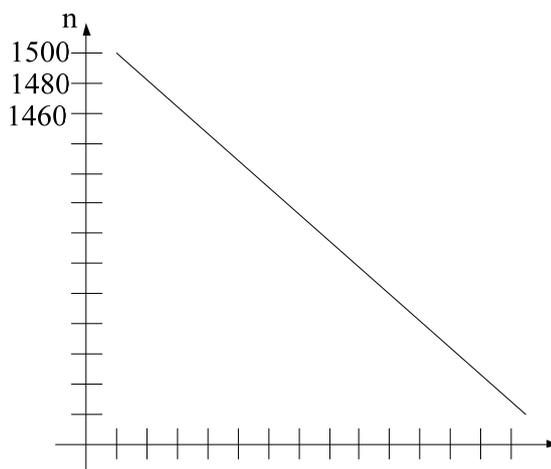


Рис. 2.8. Статическая характеристика регулятора скорости турбины

Различают первичное регулирование и вторичное регулирование (характеристика перемещается параллельно самой себе).

При внезапном изменении нагрузки генератора обычные регуляторы начинают действовать с некоторым запозданием. Т.о., действие таких регуляторов начинают сказываться не сразу, а через несколько секунд. Поэтому при исследовании электромагнитных переходных процессов, длящихся 1-2с., действием регуляторов турбин пренебрегают. Иная ситуация имеет место, если исследуется электромеханический переходный процесс, длящийся 10-20 с. Тогда действием регуляторов скорости пренебрегать нельзя.

Наибольшую скорость закрытия регуляторы должны обеспечивать при резких сбросах нагрузки в результате внезапного отключения генератора или к.з., когда имеет место чрезмерное увеличение частоты вращения. Большое повышение частоты не может быть допущено, поскольку могут быть повреждены детали ротора.

Обычно коэффициенты статизма достигает 5%. Это необходимо для равномерного распределения нагрузки между машинами, работающими в параллель. Чем меньше статизм, тем больше будет грузиться генератора. Поэтому коэффициенты статизма у машин, работающих в

параллель, режимы должны быть одинаковы.

При заметном изменении скорости (больше 1,5%-2%) и при длительном переходном процессе необходимо учесть изменение мощности турбины, обусловленное действием регулятора скорости.

Изменение активной мощности за счет действия регулятора скорости имеет вид:

$$\Delta P_{P(n)} = \frac{P_{T.ном.}}{\sigma \cdot T_S} \cdot \frac{\Delta \delta_{(n)}}{360f_0} \left(1 + \frac{\Delta \delta_{(n)}}{\Delta t \omega_0}\right) - \frac{\Delta t \beta_P}{T_S} \cdot \frac{1 + \frac{\Delta \delta_{(n)}}{\Delta t \omega_0}}{1 + \frac{\Delta \delta_{(n-1)}}{\Delta t \omega_0}}, \quad (2.5)$$

$$P_{P(n)} = P_{P(n-1)} + \Delta P_{P(n)}. \quad (2.6)$$

Как известно, непосредственной причиной нарушения устойчивости при авариях является возникновение избыточных моментов на валу машин в результате изменений электромагнитной мощности отдаваемой генераторами в сеть.

Если бы регулирование турбин осуществлялось достаточно быстро и точно, то избыточные моменты были бы сведены к нулю и нарушение устойчивости было бы исключено.

К сожалению, существующие системы регулирования скорости не дают заметного эффекта при возникновении качания мощность турбины остается практически постоянной. Причиной этому является нечувствительность и малая скорость действия регуляторов, а также небольшое изменение скорости при качаниях.

При выпадении из синхронизма относительная скорость, в отличие от качаний, имеет постоянный знак и регуляторы значительно влияют на переходный процесс.

Опыт показал, что нередко выпавший из синхронизма генератор можно синхронизировать, не отключая от сети, путем регулирования пуска пара и возбуждения. Поэтому факт нарушения устойчивости может не быть замечен персоналом станции.

При выпадении из синхронизма сначала скорость ротора возрастает, затем клапан под влиянием регулятора закрывается, выпуск пара изменяется и мощность турбины снижается. Следовательно небаланс активной мощности на валу (за счет асинхронной мощности).

Если уменьшение недостаточно, то возникает устойчивый асинхронный режим.

## 2.4. Система регулирование турбин

Система регулирования турбин состоит из взаимосвязанных элементов. Для получения обобщенного управления связи смещения муфты регулятора с перемещением поршня направляющего аппарата первичного двигателя, необходимо иметь уравнение движение элементов системы регулирования.

В общем случае регулирование скорости (при автономной работе и активной мощности, при параллельной работе) осуществляется следующим образом:

1) Регулятор контролирует число оборотов турбины.

При их отличии от номинала (уставки) подается сигнал на серводвигатель.

2) Серводвигатель подает сигнал на клапан, изменяющий количество пара подаваемого в турбину. Он необходимо из-за малой мощности регулятора.

Уравнение движение муфты центробежного регулятора имеет вид:

$$T_\sigma p^2 \eta + T_k p \eta + \sigma \eta = S \pm \frac{\varepsilon}{2}, \quad (2.7)$$

где  $\eta$  - смещение муфты регулятора, по отношению к величине наибольшего хода муфты;

$T_\sigma, T_k$  - постоянные времени муфты регулятора;

$\varepsilon$  - степень нечувствительности регулятора.

Если пренебречь трением, запаздыванием регулятора и массой его маятника, то  $T_\sigma = 0; T_k = 0; \varepsilon = 0; \sigma\eta = S$ .

Регулятор влияет на серводвигатель. Муфта регулятора связана с золотником. Относительное смещение золотника серводвигателем будет связано с перемещением муфты регулятора следующим уравнением:

$$\rho = \eta - \beta\mu, \quad (2.8)$$

где  $\beta$  - коэффициент обратной связи, наличие которой приводит к запаздыванию смещения поршня серводвигателя относительно перемещения муфты регулятора.

$\mu$  - относительное перемещение поршня серводвигателя.

Серводвигатель влияет на задвижку направляющего аппарата турбины, связанного непосредственно с поршнем серводвигателя.

Движение задвижки характеризуется следующим уравнением:

$$T_p^2\mu + T_S\rho = \rho, \quad (2.9)$$

где  $T = T_3T_S$ ;

$T_3, T_S$  - постоянные времени золотника и серводвигателя.

Если объединить уравнение золотника (2.8) и серводвигателя (2.9) получим:

$$T_p^2\mu + T_S\rho = \eta - \beta\mu, \quad (2.10)$$

$$\text{или } T_3T_S\rho^2\mu + T_S\rho\mu = \eta - \beta\mu. \quad (2.11)$$

Если из (2.11) исключить смещение муфты регулятора  $\eta = \frac{S}{\sigma}$ , то получим:

$$T_3T_S\rho^2\mu + T_S\rho\mu + \beta\mu = \frac{S}{\sigma}. \quad (2.12)$$

Если принять  $T_3=0$ , то уравнение упрощается:

$$T_S\rho\mu + \beta\mu = \frac{S}{\sigma}. \quad (2.13)$$

Уравнение характеризует связь между скоростью  $S$  и перемещением поршня  $\mu$ , пропорциональным моменту на валу турбины.

Таким образом, для целей переходных процессов в системе в целом можно приближенно считать, что относительное изменение вращающего момента турбины под действием регулятора  $M_{*P} = \frac{M_P}{M_{НБ}}$  численно равно относительному смещению поршня золотника.

Тогда получим из (2.13):

$$\rho M_P + \beta \frac{M_P}{T_S} = \frac{M_{НТ}}{\sigma T_S} \rho \delta \quad (2.14)$$

В (2.14) величины моментов может быть выражены через соответствующие мощности,

развиваемая турбиной. Для этого примем  $M = \frac{P}{\omega}$ ;  $\omega = \omega_0 + \frac{d\delta}{dt}$ ;  $\omega \approx \omega_0$  и получим:

$$pP_p + \beta \frac{P_p}{T_s} = \frac{P_{HT}}{\sigma T_s} p\delta. \quad (2.15)$$

В любой момент после изменения скорости вращающий момент турбины равен разности между вращающим моментом норм режима  $M_{T(0)}$  и изменением вращающего момента под действием регулятора  $M_p$ :

$$M_T = M_{T0} - M_p, \quad (2.16)$$

$$P_T = \frac{\omega}{\omega_0} P_{HT} - P_p. \quad (2.17)$$

Данные уравнения позволяют определить мощность турбины для любого момента вращения с учетом регулятора:

$$\Delta P_p = \frac{P_{T,НОМ}}{\sigma T_s} \frac{\Delta \delta_n}{360f}. \quad (2.18)$$

Различают первичные и вторичные регуляторы частоты вращения.

Первичные предназначены для поддержания требуемого режима работы агрегата при изменении электрической нагрузки генератора путем изменения в соответствии с этой нагрузкой количества вводимого в турбину энергоносителя. Конструкция первичного регулятора предусматривает возможность ограничения впуска энергоносителя в турбину по верхнему пределу при превышении электрической нагрузки установленных пределов и по нижнему пределу. Нижний предел зависит от типа механизмов.

При резких сбросах нагрузки генератора регуляторы частоты должны срабатывать (или срабатывают автоматы безопасности).

Вторичное регулирование позволяет поддерживать при наличии закона регулирования на поддержание неизменной частоты. Оно воздействует на первичный регулятор, изменяя его уставку через механизм управления турбиной. (МУТ) при изменениях частоты в системе.

Устройства внутростанционного управления должны обеспечивать равномерное распределение нагрузки между агрегатами.

Устройства системного регулирования на генераторах электростанций, обеспечивает требуемое регулирование частоты, активной мощности и перетоков мощности.

Первичные регуляторы частоты и активной мощности обеспечивают статистическую характеристику. При вторичном регулировании имеется возможность перемещать статическую характеристику параллельно самой себе (статистическая характеристика).

В зависимости технических средств регуляторы частоты вращения бывают

1) гидромеханическими, 2) гидродинамическими, 3) электрогидравлическими.

На турбогенераторах используются первый и второй типы и 2), а на гидрогенераторах - третий.

Сервомотор бывает в зависимости от конкретных условий и требований к регулятору частоты с жесткой, гибкой или комбинированной обратной связью.

## 2.5. Автоматическое регулирование возбуждения синхронных машин

ЭДС синхронной машины зависит от величины тока, протекающего по ОВ согласно рис. 2.9.

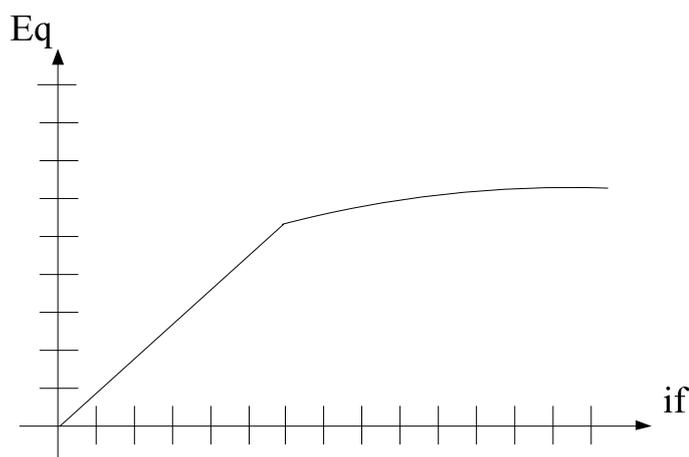


Рис. 2.9. Зависимость ЭДС статора от тока возбуждения

Система возбуждения, т.е., машины или аппарата для создания тока возбуждения и регуляторы возбуждения, существенно влияют на характеристики переходных процессов в электрических системах.

Изменения напряжения и тока возбуждения при форсировке имеет вид, приведенный на рис. 2.10.

Система возбуждения характеризуется:

- номинальным напряжением  $U_{\text{фном}}$  и током возбуждения  $I_{\text{фном}}$ ;
- номинальной мощностью возбуждения  $P_{\text{фном}} = U_{\text{фном}} \cdot I_{\text{фном}}$ , которая составляет 0,2%-0,5% от номинальной мощности машины;
- кратностью форсировки  $K_f$ , т.е., отношением наибольшего установившегося (потолочного) напряжения  $U_{\text{фпот}}$  возбудителя к номинальному напряжению  $U_{\text{фном}}$ . Для гидрорегуляторов  $K_f = 2 \div 4$ , турбогенераторов  $K_f = 2 \div 2,5$ ;
- скоростью нарастания напряжения  $U_f$ , которая характеризуется постоянной времени  $T_{\text{св}}$ ;
- скоростью развозбуждения.

Скорость нарастания  $U_f$  тем больше, чем больше потолок возбуждения  $U_{\text{фпот}}$ . В современных генераторах максимальное допустимое значение тока возбуждения равно удвоенному значению номинального тока. Для увеличения скорости возрастания тока напряжения  $U_{\text{фпот}}$  может быть больше 2. Когда через время  $t_1$  ток возбуждения достигает максимального допустимого значения,  $U_f$  должно быть снижено до 2-х.

В целом, быстродействие системы возбуждения зависит от постоянных времени обмоток возбуждения генератора, возбудителя и АРВ.

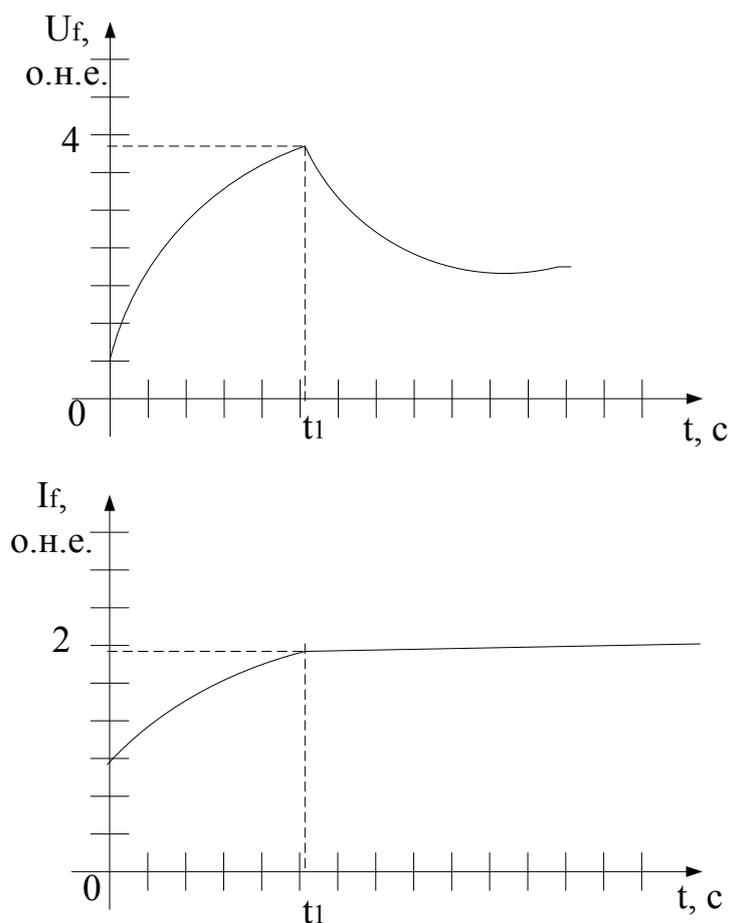


Рис. 2.10. Изменение напряжения на выводах возбудителя и тока возбуждения во времени при работе форсировки

Система возбудителя по автономности их работы делится на 2 вида:

- система независимого возбуждения, к которой относятся все электромашинные возбудители постоянного и переменного тока, соединенные валом возбуждаемой машины. Работа таких возбудителей не зависит от напряжения генератора или сети.

- системы зависимого возбуждения, к ним относятся системы возбуждения, получающие питание от выводов генератора через специальные трансформаторы и выпрямители. Работа таких систем зависит от напряжения генератора или сети.

Система возбуждения бывает:

- система самовозбуждения с управляемым тиристорным выпрямителем;
- система возбуждения с генераторами постоянного тока;
- высокочастотная система возбуждения на валу генератора индукторного типа;
- бесщеточная система возбуждения (обращенный синхронный генератор).

В математических моделях, предназначенных для расчета переходных процессов, должны учитываться следующие характеристики:

- ограничения уровня возбуждения сверху и снизу - по потоку возбуждения и по направлению возбуждения;

- скорость нарастания напряжения возбуждения при форсировке и скорость уменьшения  $U_f$  при расфорсировке;

- влияние АРВ на демпфирование электромеханических колебаний (в том числе устранение самораскачивания).

## 2.6. Регулирование возбуждения синхронных машин

Регуляторы применяемые для регулирования тока возбуждения, разделяют на регуляторы с зоной нечувствительности, осуществляющие прерывистое регулирование и регуляторы без зоны нечувствительности, осуществляющие пропорциональное или сильное регулирование.

При пропорциональном действии тока возбуждения изменяется пропорционально отклонению какого-либо параметра (например напряжения). Ток возбуждения в свою очередь, обуславливает выдаваемую реактивную мощность, и статическая характеристика имеет в этом случае вид, приведенный на рис. 2.11.

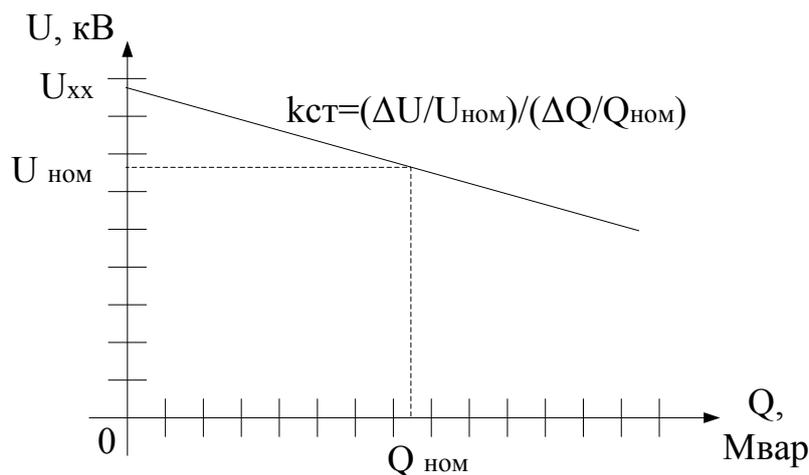


Рис. 2.11. Зависимость напряжения на шинах синхронного генератора от выдаваемой реактивной мощности

Регуляторы сильного действия реагируют на отклонение параметров режима и на скорость их отклонения. Характеристика регулятора будет в этом случае считаться астатической и иметь вид, показанный на рис. 2.12.

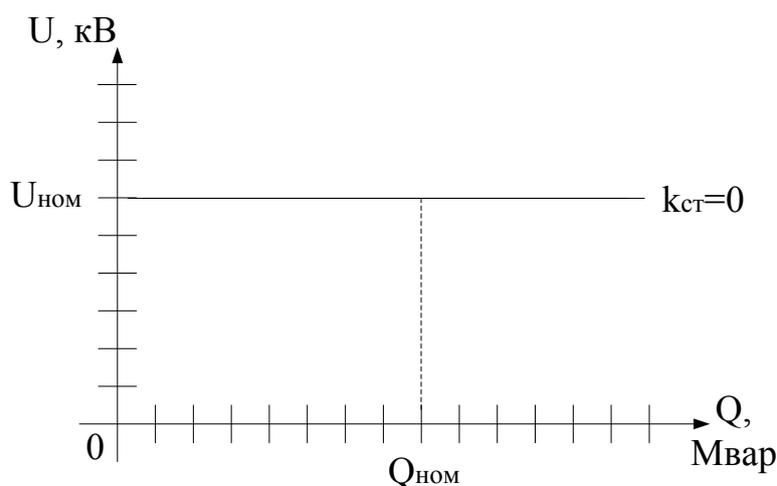


Рис. 2.12. Зависимость напряжения от выдаваемой реактивной мощности при сильном регулировании

При эксплуатации всегда устанавливают статическую характеристику регулятора, так

как при использовании астатической характеристики нагрузка между параллельно работающими машинами будет неопределенной.

АРВ должно поддерживать напряжение неизменным не только в установившихся, но и в переходных процессах. АВР запаздывает так как ОВ и ОВВ обладают самоиндукцией, т.е. происходит запаздывание передачи сигнала отклонения параметра.

Обычное пропорциональное АРВ при больших коэффициентах усиления ( $K_{OU}=50\div 100$ ) позволяет поддерживать напряжение на шинах генератора почти постоянным ( $\Delta U_i \approx 0$ ). Коэффициент усиления – соотношение числа единиц возбуждения и единиц напряжения.

Рассмотрим вопросы выбора параметров канала регулирования АРВ.

Параметры канала регулирования АРВ, т.е., коэффициент усиления определяются из условия поддержания постоянства напряжения на зажимах генератора. Действие АРВ в установившемся режиме описывается при пропорциональном регулировании:

$$E_{qe} = E_{qe0} + K_{OU} (U_{г0} - U_{г}), \quad (2.18)$$

где  $E_{qe0}$  – вынужденное ЭДС при отсутствии сигнала на выходе АРВ;

$K_{OU}$  – результирующий коэффициент усиления канала АРВ по отклонению напряжения.

Если  $k_{он} \geq 25 \div 50$ , то напряжение на зажимах поддержания с достаточной точностью.

Разновидностью пропорционального АРВ является 2 вида компаундирование синхронных генераторов:

- токовое компаундирование, осуществляющее непрерывную функциональную зависимость тока возбуждения от величины тока статора;

- фазовое компаундирование, осуществляющее непрерывную функциональную зависимость ток возбуждения от величины тока нагрузки и его фазового сдвига относительно напряжения генератора.

При компаундировании учитывают то обстоятельство, что с увеличением угла ротора  $\delta$  ток статора возрастает. Вынужденная ЭДС с компаундированием изменяется пропорционально току статора и углу при установившемся режиме:

$$E_{qe} = E_{qe0} + k\Delta I, \quad (2.19)$$

где  $K$  – коэффициент компаундирования.

Однако устройство компаундирования не обеспечивает поддержания напряжения на заданном уровне. Обычно практикуется компаундирование с учетом изменения напряжение на выводах синхронного генератора.

На генераторы с электромашинными системами возбуждения постоянного тока пропорционального действия устанавливаются следующие устройства АРВ:

- АРВ с компаундированием по току статора и коэффициенту мощности;
- корректор напряжения (АРВ по отключению напряжения);
- устройство релейной форсировки.

В схемах замещения приближенного генератора, имеющие регуляторы пропорционального типа, могут замещаться синхронными переходными сопротивлениями и ЭДС  $E'q$  или  $E'$ .

Генераторы, имеющие регуляторы сильного действия, поддерживают напряжения на шинах обмотки статора неизменными в схемах замещения могут быть представлены как  $U_{г} = \text{const}$ .

В действительности наличие зоны нечувствительности АРВ неизбежно. Предположим, что нагрузка генератора по активной мощности возросла, следовательно, напряжение упало с  $U_0$  до  $U_1$  (рис. 2.13).

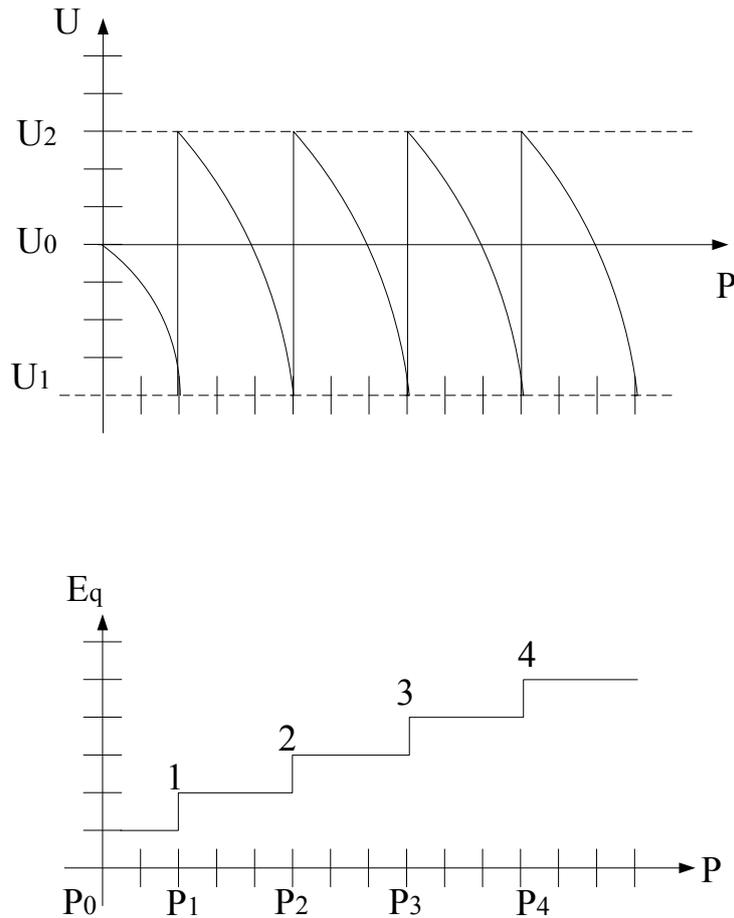


Рис. 2.13. Действие АРВ при загрузке генератора по активной мощности

Ток возбуждения при этом не меняется. Регулятор работает в зоне нечувствительности, которая равна  $\Delta U = U_0 - U_1$ . Как только  $U = U_1$ , система регулирования повышает ток возбуждения и  $E_q$  возрастает. Изменение напряжения при росте нагрузки от  $P_0$  до  $P_1$  будет иметь вид, приведенный на рис. 2.13. Если бы АРВ было безинерционным, то характеристика была бы не ступенчатой, а плавной.

Однако такие регуляторы работают устойчиво при  $\delta < 90$ . Регулятор без зоны нечувствительности дает возможность работать устойчиво при  $\delta > 90$ .

Анализ работы системы с регуляторами возбуждения пропорционального действия показал повышение тенденции к самораскачиванию системы при больших коэффициентах усиления. Улучшить действие регулятора можно, заставляя его реагировать не только на изменение параметра режима, но и на скорость его отклонения, а так же производные скорости, что возможно при использовании сильного регулирования. Приращение вынужденной ЭДС, обусловленной действием возбудителя, определится:

$$\Delta E_{qe} = -k_{он} \Delta U_{\Gamma} - k_{лу} \frac{d\Delta U_{\Gamma}}{dt} + k_{ол} \Delta I + k_{ил} \frac{d\Delta I}{dt} + k_{2л} \frac{d^2 \Delta I}{dt^2}. \quad (2.20)$$

Автоматическое регулирование возбуждения сильного действия при тиристорном возбуждении выполняет следующие функции:

- изменение напряжения по закону АРВ сильного действия;
- релейная форсировка возбуждения;
- ограничения тока ротора на двукратном уровне;

- автоматическая разгрузка генератора при перегрузке по току ротора;
- изменение заданного напряжения (уставки) при синхронизации;
- ограничение снижения возбуждения в режиме потребления реактивной мощности;
- уравнивание реактивной мощности параллельной работой генераторов (при групповом управлении возбуждением);
- защита генераторов от повышения напряжения при сбросе нагрузки.

Регулятор АРВ сильного действия состоит из трех основных частей:

- каналов регулирования по отклонению режимных параметров от заданных значений (напряжение, ток, угол ротора); эти каналы влияют на статическую и динамическую устойчивость регулируемой системы;
- каналы регулирования по производным режимных параметров (каналов стабилизации); эти каналы влияют только на динамические характеристики регулируемой системы, т.е. условия устойчивости и показатели качества переходных процессов;
- форсировка.

Как правило АРВ пропорционального действия используется в сочетании с системами возбуждения относительно невысокого быстродействия, такими как электромашинная. Они не оказывают существенного влияния на статическую и динамическую устойчивость системы, поэтому ими оснащаются генераторы работающие в благоприятных условиях.

В сочетании с быстродействующими системой возбуждения (бесщеточной или тиристорной) АРВ сильного действия улучшают статическую и динамическую устойчивость.

## **2.7. Контрольные вопросы к главе 2**

1. Перечислите способы регулирования напряжения в электрических сетях.
2. Что такое АРНТ?
3. Какие особенности следует учитывать при решении задачи регулирования напряжения в сетях 110 кВ и выше?
4. Перечислите способы регулирования частоты и мощности в энергосистемах.
5. Какое регулирование частоты называется первичным, вторичным или третичным?
6. Что представляют собой статические характеристики регуляторов турбин?
7. Что представляет собой централизованное регулирование частоты в сочетании с региональным регулированием мощности электростанций?
8. Что представляет собой децентрализованное комплексное регулирование частоты и потоков мощности?
9. Что включает в себя система регулирования турбины?
10. Дайте характеристику регуляторам тока возбуждения сильного и пропорционального действия.

### 3. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

#### 3.1. Общие положения

В общем виде СЭС описываются системами дифференциальных уравнений высокого порядка. Для практических расчетов порядок системы уравнений обычно не превышает шести. При ручном счете можно анализировать до десяти уравнений, а при использовании ЭВМ решаются системы уравнений более высоких порядков.

Для оценки устойчивости применяют линеаризацию систем дифференциальных уравнений и понижение их порядка с целью получения простых универсальных методов и алгоритмов расчета. В линейных системах уравнений и системах с несущественной нелинейностью устойчивость анализируется методом малых колебаний. Для больших возмущений при анализе устойчивости используется второй метод Ляпунова или численное интегрирование.

Понижение порядка систем уравнений, описывающих исследуемые процессы, может быть достигнуто их упрощением:

- разделением процессов на быстрые и медленные с обособленным их рассмотрением;
- заменой групп источников или двигателей одним эквивалентным;
- представлением нагрузки обобщенными характеристиками;
- выделением существенных факторов в протекающих процессах и пренебрежением второстепенными факторами и малыми параметрами;
- линеаризацией характеристик элементов СЭС;
- разделением сложной системы на простые подсистемы, которые можно рассматривать независимо.

Для решения задач устойчивости применительно к СЭС промышленных предприятий приемлемы упрощенные математические описания синхронных и асинхронных машин, элементов сети и узлов нагрузки.

Упрощенное уравнение движения синхронной машины (генератора, компенсатора) может использоваться в виде  $P_T - P_{эл} = T_j(d\omega/dt) = T_j\alpha$ , где электрическая (внутренняя) мощность одиночной машины

$$P_{эл} = E(t)I(t) \cos \varphi(t) \quad (3.1)$$

Здесь  $E(t)$  - линейная э.д.с. машины;

$I(t)$  - ток в обмотке ее статора.

Для электрической системы, которая содержит не одну машину, при определении внутренней мощности необходимо учитывать влияние других машин через их э.д.с. и взаимные углы положения роторов  $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$ . Уравнение внутренней мощности  $i$ -й синхронной машины, которая работает параллельно  $n-1$  другими синхронными машинами, имеет вид

$$P_i = E_{qi}^2 y_{ii} \sin \alpha_{ii} + \sum_{\substack{i=1 \\ j \neq i}}^n E_{qi} E_{qj} y_{ij} \sin(\delta_{ij} - \alpha_{ij}) \quad (3.2)$$

где  $E_{qi}$ ,  $E_{qj}$  - модули э.д.с. синхронных машин;  $y_{ii}$  - модуль собственной эквивалентной проводимости;  $y_{ij}$  - модуль взаимной эквивалентной проводимости между источниками;  $\alpha_{ii} = \pi/2 - \arctg(x_{ii}/r_{ii})$ ,  $\alpha_{ij} = \pi/2 - \arctg(x_{ij}/r_{ij})$  - углы, характеризующие соотношения между составляющими полных собственных и взаимных сопротивлений электрической сети.

Системы электроснабжения предприятий обычно подключаются к шинам центров питания, находящимся под напряжением  $U$ . Уравнения внутренних активной и реактивной мощностей синхронного генератора в этом случае имеют вид

$$P = E_q^2 y \sin \alpha + E_q U y \sin(\delta - \alpha) \quad (3.3)$$

$$Q = E_q^2 y \cos \alpha - E_q U y \cos(\delta - \alpha) \quad (3.4)$$

где  $y$  - модуль проводимости сети между источником и шинами ЭЭС,

Уравнения мощности на шинах ЭЭС описываются выражениями

$$P' = -U^2 y \sin \alpha + E_q U y \sin(\delta + \alpha) \quad (3.5)$$

$$Q' = -U^2 y \cos \alpha + E_q U y \cos(\delta + \alpha) \quad (3.6)$$

Синхронный генератор при частоте вращения, отличной от синхронной, можно приближенно рассматривать состоящим из двух машин - синхронной и асинхронной. Это позволяет рассматривать при анализе наложение их синхронного и асинхронного моментов.

Электромагнитный переходный процесс для асинхронного двигателя описывается уравнением движения

$$T_j ds/dt = M(s) - M_{\text{мх}} \quad (3.7)$$

$M_{\text{мх}}$ - момент сопротивления рабочего механизма

Электромагнитный момент двигателя в относительных единицах

$$M(s) = \frac{2 m_{\text{max}} U_{\text{дв}}^2}{\frac{s}{s_{\text{кр}}} + \frac{s_{\text{кр}}}{s}} \quad (3.8)$$

где критическое скольжение

$$s_{\text{кр}} = s_{\text{ном}} (m_{\text{max}} + \sqrt{m_{\text{max}}^2 - 1}) \quad (3.9)$$

а  $m_{\text{max}} = \frac{M_{\text{max}}}{M_{\text{ном}}}$  - кратность максимального момента.

В приближенных расчетах устойчивости электромагнитные переходные процессы в асинхронном двигателе можно не учитывать, что позволяет составляющие его мощности описывать уравнениями, действительными для установившегося режима. Для упрощенной схемы замещения двигателя (рис. 3.1, а) уравнения имеют вид:

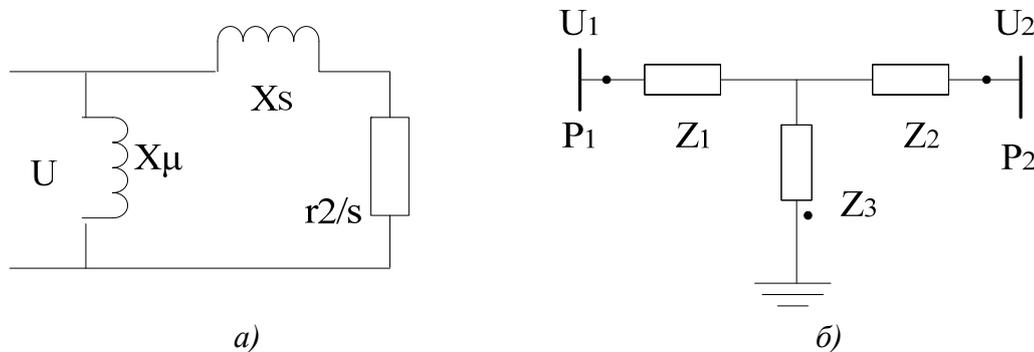


Рис. 3.1. Г-образная схема замещения асинхронного двигателя (а) и схема замещения участка электрической сети (б)

$$\left. \begin{aligned} Q &= \frac{U^2 r_2 s}{r_2^2 + x_2^2 s^2} \\ Q &= \frac{P x_2 s}{r_2} + \frac{U^2 (1 - a + a U^4)}{x_\mu} \end{aligned} \right\} \quad (3.10)$$

Параметры двигателя для Г-образной схемы замещения определяются по каталожным данным с использованием нижеприведенных выражений.

Активное сопротивление, пропорциональное механическому моменту на валу двигателя и определяемое при равном числе витков обмоток ротора и статора,

$$r_2 = \begin{cases} r_{20}, s \leq s_1 \\ \frac{r_{20}(1-s) + r_{21}(s-s_1)}{1-s_1}, s > s_1 \end{cases}$$

Индуктивное сопротивление рассеяния статора и ротора

$$x_s = \begin{cases} x_{s0}, s \leq s_1 \\ \frac{x_{s0}(s_2-s) + x_{s1}(s-s_1)}{s_2-s_1}, s_1 < s < s_2 \\ x_{s1}, s \geq s_2 \end{cases}$$

Поправочным коэффициентом  $a$  учитывают насыщение главной магнитной цепи двигателя. С учетом насыщения  $a = 0,3$ , без учета -  $a = 0$ .

Сопротивление намагничивания можно рассчитать по формуле

$$x_\mu = \frac{1}{\sin \varphi_{ном} - \frac{1 - \sqrt{1 - 4x_{s0}^2 \cos^2 \varphi_{ном}}}{2x_{s0}}}$$

Момент сопротивления для большинства вращающихся рабочих механизмов

$$M_{мх} = M_{мх.ст} + (M_{мх0} - M_{мх.ст}) \left( \frac{1-s}{1-s_{ном}} \right)^p \quad (3.11)$$

где  $M_{мх.ст}$  - начальный (статический,  $\omega = 0$ ) момент сопротивления;  $M_{мх0}$  - номинальный момент сопротивления механизма;  $p$  - показатель степени, зависящий от типа оборудования.

В уравнениях движения элементы электрической сети (узлы, ветви из ЛЭП, трансформаторов и т.п.) описываются по-разному. Для узла сети с  $n$  ветвями должен выполняться баланс активных и реактивных мощностей:

$$\sum_{i=1}^n P_i = 0 \quad \sum_{i=1}^n Q_i = 0 \quad (3.12)$$

Вид уравнений движения нагрузки зависит от принимаемой расчетной модели ее узла.

Расчетная модель нагрузки предприятия определяется составом потребителей и его распределительной сетью. В общем случае она многоэлементная, где каждый узел нагрузки содержит математическое описание эквивалентных параметров асинхронного и синхронного двигателей, а также статической нагрузки  $Z_n$  (освещение, выпрямители, инверторы, электропечи, нагревательные приборы, коммунально-бытовые электроприемники, конденсаторные батареи и т.п.).

В математическом описании расчетной модели нагрузки используют *статические* и *динамические* характеристики. Они представляют собой зависимости потребляемой узлом

нагрузки активной и реактивной мощностей, вращающего момента или тока от напряжения и частоты.

### 3.2. Векторные диаграммы машин переменного тока

#### 3.2.1. Векторные диаграммы синхронных генераторов при синхронной работе с энергосистемой

При исследовании режимов работы синхронных генераторов пользуются обобщенными векторами. Это связано с тем, что обмотка возбуждения наводит по сути однофазный магнитный поток, а ЭДС статора является трехфазной.

В трехфазной симметричной системе векторов напряжения и тока вектора сдвинуты друг относительно друга на  $120^\circ$ . Мгновенное значение тока или напряжения в каждой фазе получается как проекция соответствующего вектора на ось времени. Вращение векторов с угловой скоростью и позволяет получить изменение мгновенных значений во времени (рис. 3.2).

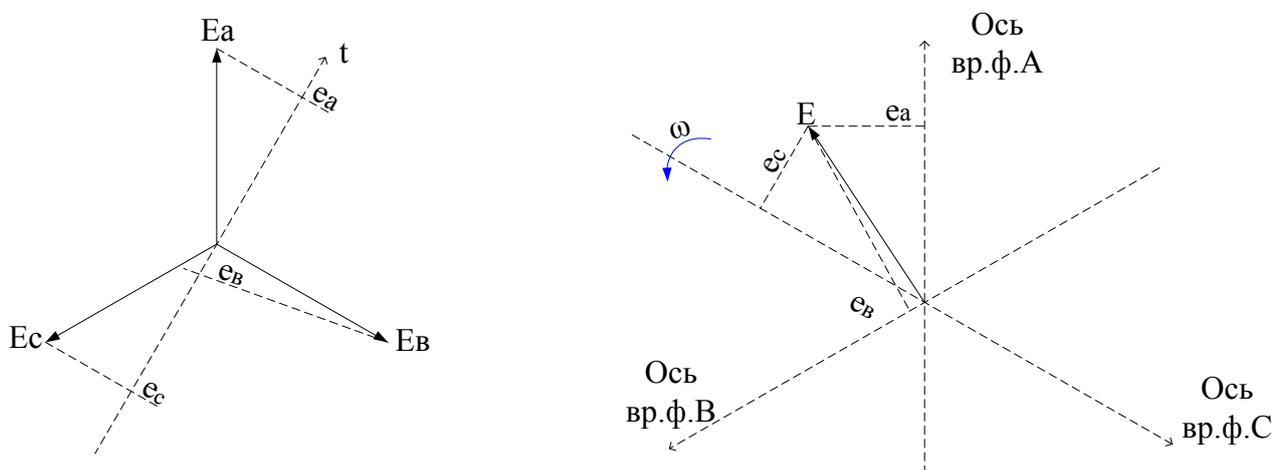


Рис. 3.2. Обобщенный вектор трехфазной системы

Изменение мгновенных значений во времени можно получить иными способами. Если взять три оси, сдвинутые на  $120^\circ$  с обратным чередованием фаз, то проекция одного вектора ЭДС, вращающегося с угловой скоростью  $\omega$ , на три оси времени даст изменение мгновенных значений во времени.

У трехфазных машин применяются двухфазная система представления векторов. В этом случае трехфазная симметричная система представляется единым вектором, который называется обобщенным.

Постоянный ток обмотки возбуждения создается магнитным потоком  $\Phi_f$ , часть его  $\Phi_d$  замыкается через магнитопровод статора, а другая часть  $\Phi_{ef}$  замыкается в воздушном пространстве. При вращении  $\Phi_d$  в обмотках статора наводятся ЭДС, отстающие от  $\Phi_d$  на  $90^\circ$ . Эти ЭДС можно представить обобщенным вектором  $E_q$ , вращающимся с угловой частотой  $\omega$ . Оси времени располагают по осям обмоток статора. Если генератор нагружен (отдает мощность в сеть), то по обмоткам статора протекает трехфазный ток, который также может быть представлен в виде обобщенного вектора, отстающего от обобщенного вектора ЭДС на угол  $\theta$ .

Трехфазный ток статора создает вращающийся в пространстве магнитный поток реакции якоря, который совпадает с током (рис. 3.3, 3.4).

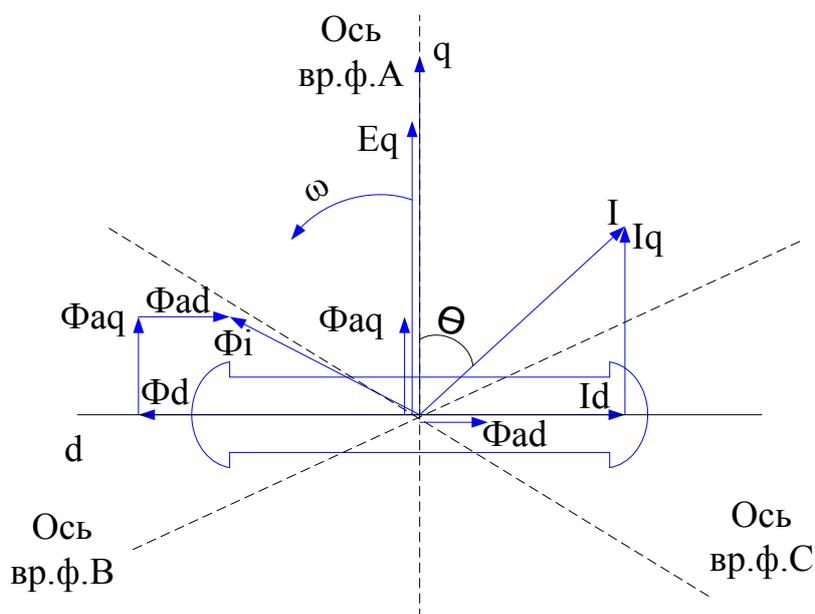


Рис. 3.3. Векторная диаграмма синхронной машины;  $\Phi_i$  – результирующий магнитный поток

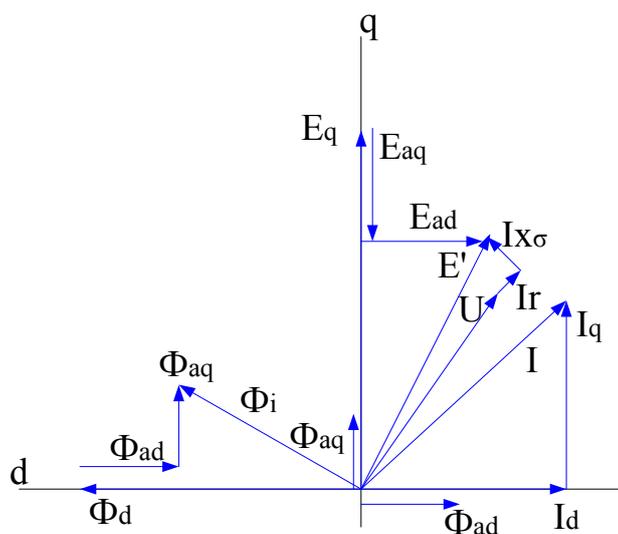


Рис. 3.4. Векторная диаграмма синхронной машины

$\Phi_i$  наводит  $E_i$ .  $\Phi_{ad}$  наводит  $E_{aq}$ ,  $\Phi_{aq}$  наводит  $E_{ad}$ .  $E_i$  – внутренняя ЭДС машины. Для ЭДС реакции статора справедливы соотношения:

$$\begin{cases} E_{aq} = I_d \cdot X_{ad} \\ E_{ad} = I_q \cdot X_{aq} \end{cases}$$

где  $X_{ad}$ ,  $X_{aq}$  – коэффициенты пропорциональности, которые принято называть индуктивными сопротивлениями продольной и поперечной реакции якоря.

Чтобы получить напряжение на выводах обмотки статора  $U$  необходимо учесть падение на напряжения в индуктивном сопротивлении рассеяния  $X_\sigma$ , а также падение напряжения

в активном сопротивлении  $r$ .

Сумму сопротивлений реакции статора и рассеяния принято называть продольными  $X_d$  и поперечными  $X_q$  синхронным индуктивным сопротивлением:

$$X_d = X_{ad} + X_\sigma$$

$$X_q = X_{aq} + X_\sigma$$

Различие  $X_d$  и  $X_q$  в явнополюсных машинах объясняется неодинаковыми воздушными зазорами по окружности статора, что при одинаковой МДС реакции статора вызывает различные магнитные потоки реакции. Магнитные сопротивления в поперечном направлении больше, следовательно поперечное синхронное индуктивное сопротивление меньше  $X_d > X_q$ . Для неявнополюсных машин справедливо соотношение  $X_d \approx X_q$ .

Продольное индуктивное сопротивление зависит от насыщения машины. Поэтому при точных расчетах необходимо учитывать характеристику холостого хода.

Векторные диаграммы синхронного генератора приведены на рис. 3.5: для явнополюсного (а) и неявнополюсного (б).

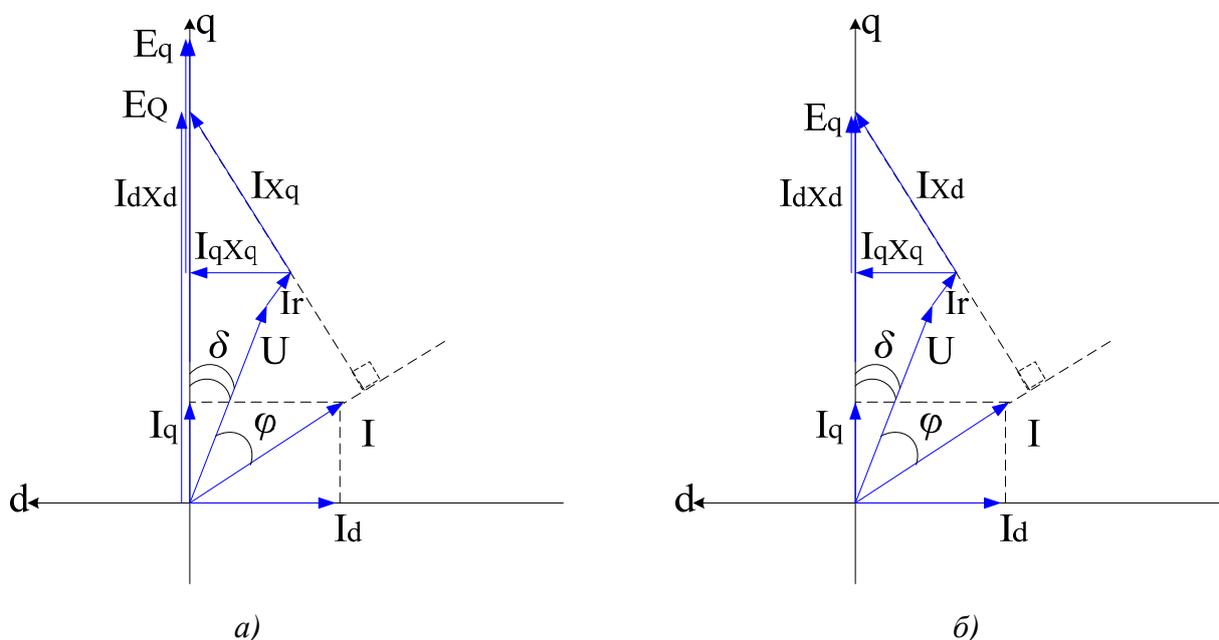


Рис. 3.5. Векторные диаграммы синхронного генератора

Векторные диаграммы синхронного двигателя приведены на рис. 3.6: для явнополюсного (а) и неявнополюсного (б).

Таким образом, ЭДС синхронного двигателя отстает от напряжения сети, так как он потребляет активную мощность, а ЭДС генератора опережает, поскольку он выдает ее в сеть.

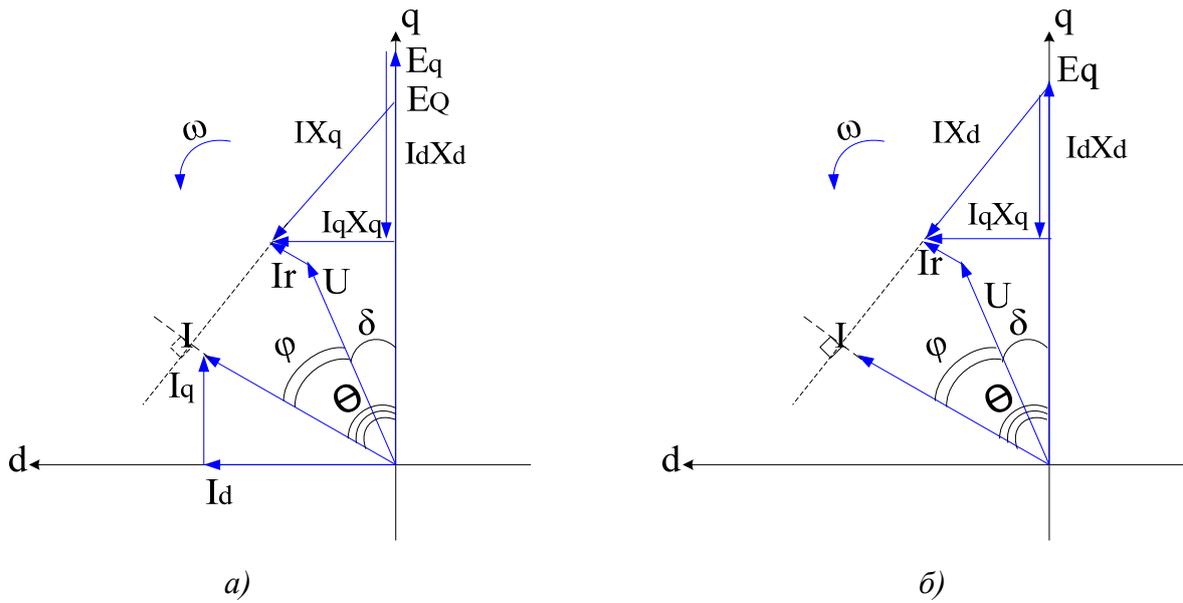


Рис. 3.6. Векторные диаграммы синхронного двигателя

### 3.2.2. Векторные диаграммы синхронных генераторов при выпадении генератора из синхронизма

Выпадения из синхронизма генераторов, как правило, происходит при к.з., т.е. при сбросе активной мощности нагрузки. Возникает избыточный ускоряющий момент, т.к. мощность турбины неизменна. Скорость растет, следовательно, угол растет. Таким образом, генератор попеременно работает в режиме генератора и двигателя (рис. 3.7).

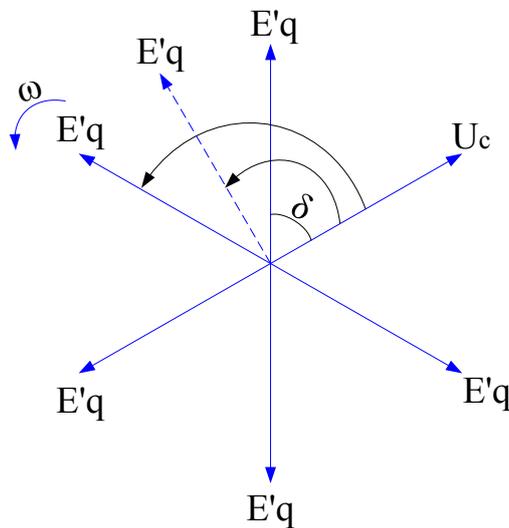


Рис. 3.7. Выпадение генератора из синхронизма

Двигатель также выпадает из синхронизма при к.з., так как напряжение снижается, следовательно, электромагнитная мощность потребляемая из системы снижается. Возникает избыточный тормозной момент, так как механический момент двигателя не меняется. Скорость падает, значение угла  $\delta$  снижается (рис. 3.8).

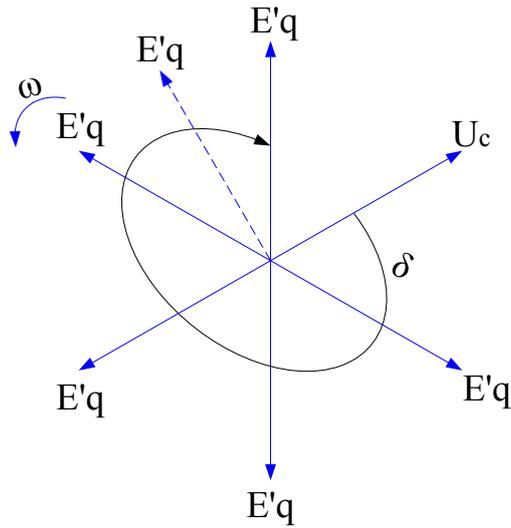


Рис. 3.8. Выпадение синхронного двигателя из синхронизма

Векторная диаграмма асинхронного двигателя строится при приведении скорости вращения ротора к скорости вращения статора (рис. 3.9).

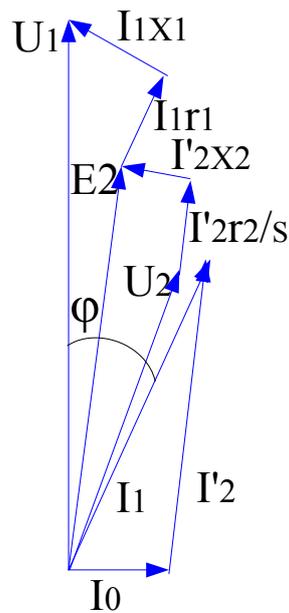


Рис. 3.9. Векторная диаграмма асинхронного двигателя

### 3.3. Построение векторных диаграмм при исследовании переходных режимов

Как известно, в силу закона постоянства потокосцепления реакции якоря в первый момент к.з., не проявляется и магнитный поток в воздушном зазоре остается неизменным. Синхронное индуктивное сопротивление синхронного генератора в нормальном режиме работы определяется:

$$X_d = X_\sigma + X_{ad}$$

Реакция статора в начальный момент КЗ не проявляется, поэтому без учета рассеяния ротора переходное индуктивное сопротивление генератора имеет вид:

$$X'd = X\sigma$$

Под влиянием рассеяния ротора переходное индуктивное сопротивление возрастает и будет определяться:

$$X'd = X\sigma + \frac{Xf\sigma \cdot Xad}{Xf\sigma + Xad}$$

Векторная диаграмма синхронного генератора в начальный момент КЗ (для переходного режима) приведена на рис. 3.10.

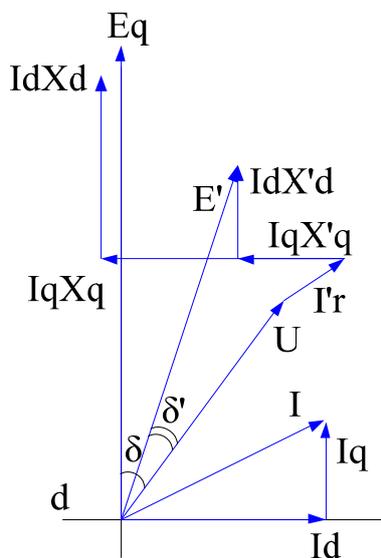


Рис. 3.10. Векторная диаграмма синхронного генератора в начальный момент КЗ

Таким образом, переходная ЭДС  $E' = E'q + jE'd$  пропорциональна суммарному потоку сцепления обмотки возбуждения, неизменному в первоначальный момент переходного процесса.

Все изложенное справедливо для первоначального момента КЗ. Далее начинает проявляться поток реакции статора. При этом изменяются  $X'd$  и  $X'q$ .

Однако изложенный подход может быть переменен при быстром отключении КЗ. Постоянная времени, характеризующая затухание свободного тока ротора у крупных машин достигает нескольких секунд. Свободные токи ротора поэтому не успевают затухать значительно.

Аналогичная картина возникает при длительном КЗ, при наличии форсировки возбуждения. При этом свободный ток компенсируется возрастающим током обмотки возбуждения.

Помимо переходных ЭДС и сопротивлений, необходимо рассмотреть и сверхпереходные, которые используются при исследовании больших возмущений у машин, обладающих демпферными контурами.

Сверхпереходное индуктивное сопротивление  $X''d$  определяется в первый момент внезапного изменения режима с учетом влияния демпферного контура и контура возбуждения.

Переходное сопротивление  $X'd$  определяется расчетными условиями, соответствующими первому моменту внезапного изменения режима без учета влияния демпферного контура.

Использование таких условий возможно в связи с тем, что свободные токи в демпфер-

ных контурах затухают значительно быстрее, чем в обмотке возбуждения.

Для определения  $X'd$ ,  $X''d$ ,  $X''q$  используются теорема о постоянстве потокосцепления с замкнутым контуром.

После затухания свободных токов в демпферной обмотке, а затем в обмотке возбуждения, поток реакции статора беспрепятственно замыкается по наименьшему магнитному сопротивлению ( $X''d \rightarrow X'd \rightarrow Xd$ ).

### 3.4. Схемы замещения синхронных и асинхронных машин

Схемы замещения при исследовании переходных режимов приведены на рис. 3.11.

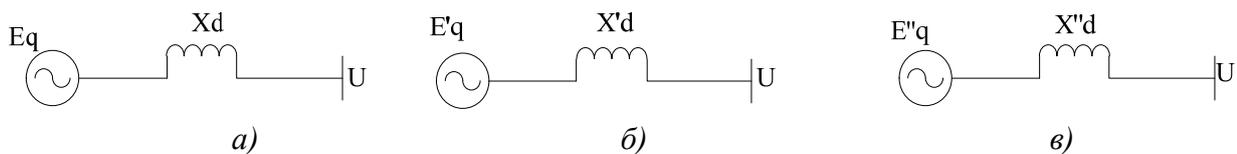


Рис. 3.11. Упрощенные схемы замещения синхронного генератора при исследовании переходных режимов: *a* - нормальный режим, *б*, *в* - переходные режимы

В переходном процессе в машине наводятся индуктивные потоки  $\Phi_f$ ,  $\Phi_d$ ,  $\Phi_{\sigma f}$ ,  $\Phi_{ad}$ ,  $\Phi_{\sigma ad}$ .

Схема замещения синхронной машины для определения продольного переходного индуктивного сопротивления представлена на рис. 3.12.

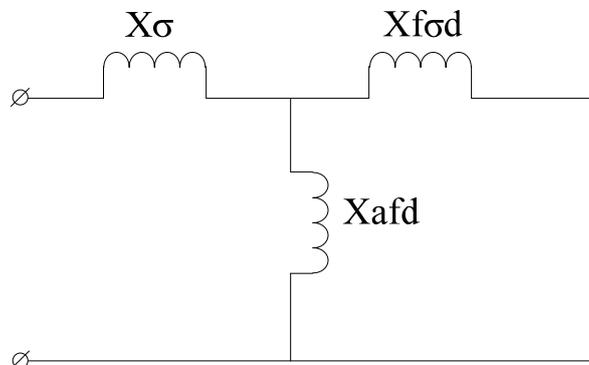


Рис. 3.12. Схема замещения синхронного генератора при исследовании переходных режимов

На рис. 3.12 приведены:  $X_{\sigma}$  – сопротивление рассеяния обмоток статора;  $X_{f\sigma d}$  – сопротивление рассеяния ротора по продольной оси;  $X_{afd}$  – взаимное индуктивное сопротивление обмотки возбуждения (ОВ) и обмотки статора (ОС) в продольной оси ( $X_{afd} = X_{ad}$ ).

При наличии демпферных обмоток (ДО) или эквивалентных им цепей демпферного контура их токи участвуют в вытеснении реакции статора.

Токи в ДО обычно затухают значительно быстрее, чем а ОВ. У машин без ДО переходный процесс в поперечной оси не рассматривают. В машинах с ДО магнитный поток поперечной реакции статора сцеплен с ДО, поэтому при КЗ наводятся магнитные потоки в поперечной оси. Этот магнитный поток будет компенсировать изменение поперечной реакции якоря. Однако из-за рассеяния ДО компенсация будет неполной. При полном затухании токов в ДО поперечная реакция статора проявится полностью.

Схема замещения для определения поперечного сверхпереходного индуктивного сопротивления приведена на рис. 3.13:

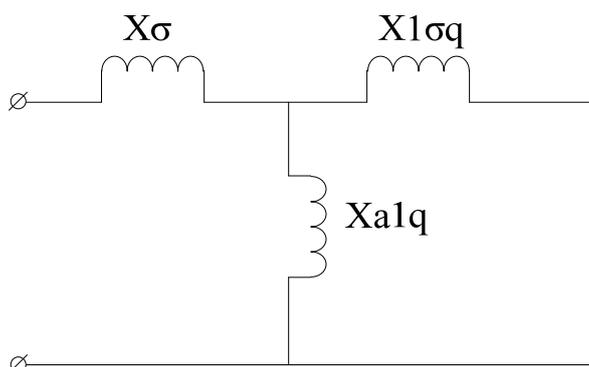


Рис. 3.13. Схема замещения синхронного генератора для определения поперечного сверхпереходного индуктивного сопротивления

Схема замещения для определения продольного сверхпереходного индуктивного сопротивления приведена на рис. 3.14.

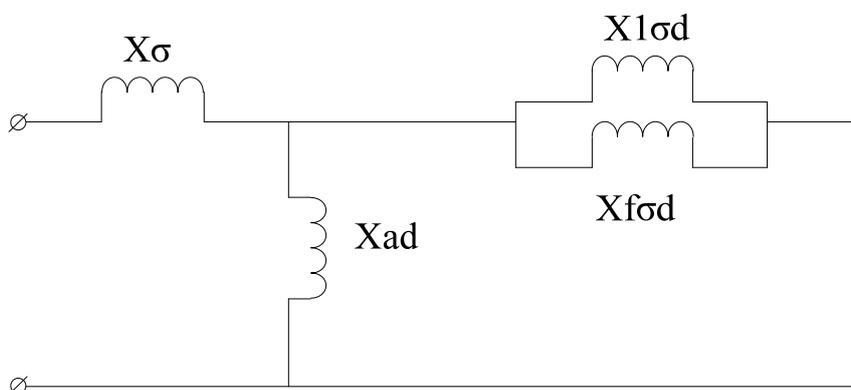


Рис. 3.14. Схема замещения для определения продольного сверхпереходного индуктивного сопротивления

Рассмотрим построение схем замещения при несимметричных КЗ.

Система токов обратной последовательности отличаются от системы прямой последовательности чередование фаз. Если этим обе системы представить обобщенным вектором, проекция которых на одни и те же три оси времени дают мгновенные значения токов в фазах, то для обобщенного вектора тока обратной последовательности следует принять другое направление вращения. Токи обратной последовательности, протекая по обмоткам статора создают магнитное поле, вращающиеся в сторону, противоположную вращения магнитного поля, вызванного токами прямой последовательности, которое вращается в ту же сторону, что и ротор. Поэтому поле, создаваемое токами обратной последовательности перемещается относительно ротора с двойной частотой.

Магнитный поток от токов обратной последовательности наводит в роторных цепях (ОВ и ДО) ЭДС и токи, которые компенсируют реакцию якоря от токов обратной последовательности. Если бы роторные цепи были симметричны в продольной и поперечной осях, то система токов обратной последовательности определяла бы процессы, аналогичные в асинхронной машине при скольжении  $S=2$ .

Эквивалентная схема замещения в этом случае была бы аналогична схеме замещения асинхронного двигателя (АД) при  $S=2$  (рис. 3.15).

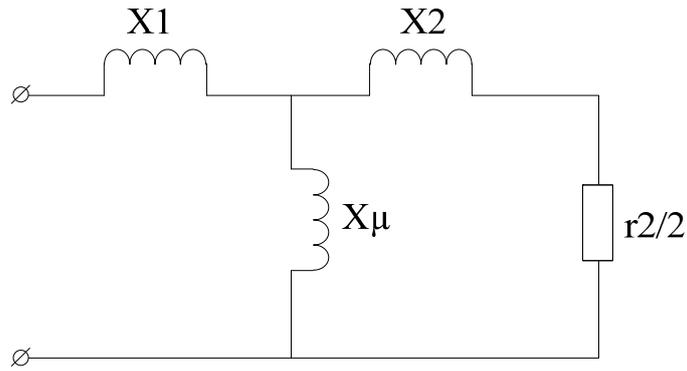


Рис. 3.15. Схема замещения асинхронного двигателя

В поперечной оси схема замещения синхронной машины для токов обратной последовательности не будет отличаться от АД (рис. 3.16).

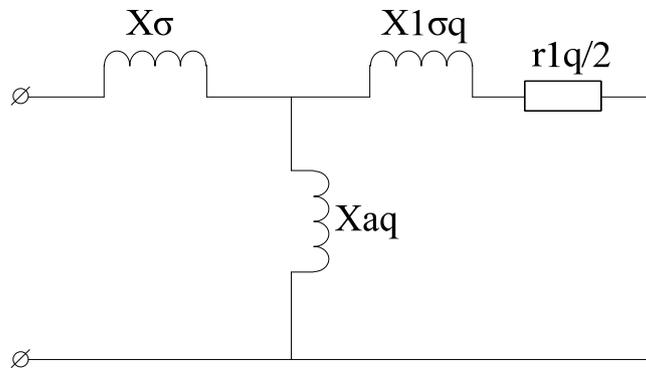


Рис. 3.16. Схема замещения синхронной машины для токов обратной последовательности в поперечной оси

Схема замещения синхронной машины для токов обратной последовательности в продольной оси приведена на рис. 3.17.

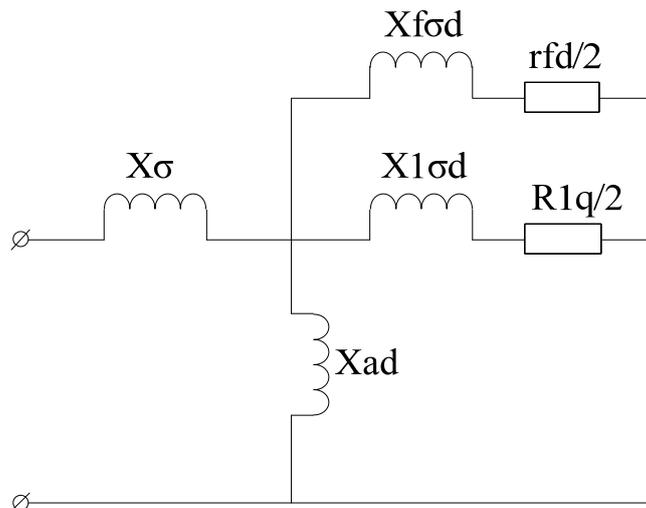


Рис. 3.17. Схема замещения синхронной машины для токов обратной последовательности в продольной оси

Как видим, при несимметрии роторных цепей схема замещения синхронной машины для токов обратной последовательности в продольной и поперечной осях остается почти таким же, как и для сверхпереходных индуктивных сопротивлений, отличаясь лишь наличием активного сопротивления. Поэтому индуктивное сопротивление обратной последовательности равно сверхпереходным.

Однако направления вектора магнитодвижущей силы (МДС) реакции якоря от токов обратной последовательности все время изменяется относительно продольной и поперечной осей ротора. Когда МДС совпадает с осью полюсов  $X_q = X''_d$ , когда с осью  $q$   $X_q = X''_q$ . Сопротивление изменяется с двойной частотой.

Если  $X''_d \approx X''_q$  (турбогенератор с массивным ротором, машины с ДО в поперечных осях), то, пренебрегая высшими гармониками, можно принять для обеих осей:

$$X_2 = \frac{X''_d + X''_q}{2}$$

Продольное синхронное индуктивное сопротивление не является постоянным, а зависит от насыщения машины. Эта зависимость приближенно может быть выявлена с помощью характеристик холостого хода машины. Из-за насыщения уменьшается  $X_{ad}$  и, следовательно, уменьшается  $X_d = X_\sigma + X_{ad}$ .

### 3.5. Контрольные вопросы к главе 3

1. С использованием каких упрощений может быть достигнуто понижение порядка систем дифференциальных уравнений, описывающих переходные процессы?
2. Какие углы положения роторов генераторов называются взаимными?
3. Приведите уравнение внутренней мощности  $i$ -й синхронной машины, которая работает параллельно  $n-1$  другими синхронными машинами.
4. В каких случаях и для чего синхронный генератор можно приближенно рассматривать состоящим из двух машин - синхронной и асинхронной?
5. Каким уравнением движения описывается электромеханический переходный процесс для асинхронного двигателя?
6. Приведите Г-образную схему замещения асинхронного двигателя.
7. Какими факторами определяется расчетная модель нагрузки предприятия?
8. Приведите векторную диаграмму синхронного генератора при синхронной работе с энергосистемой.
9. Приведите векторную диаграмму синхронного генератора при нарушении синхронной работы с энергосистемой.
10. Приведите схему замещения синхронной машины при исследовании переходных режимов.

## 4. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСОВ РАСЧЕТА И АНАЛИЗА УСТАНОВИВШИХСЯ И ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ

### 4.1. ПВК АНАРЭС-2000

В ПВК АНАРЭС-2000 версии 1.06 решаются следующие технологические задачи [12]:

#### Расчет установившегося режима

Задача расчета установившегося режима использует оригинальную модификацию полного метода Ньютона с точным выбором оптимального шага, что позволяет, в частности, выполнять расчеты особо тяжелых режимов. УР позволяет проводить оперативные расчеты установившихся режимов сложно-замкнутых электрических схем любой размерности.

Расчет может производиться:

- с возможностью задания узлов электрической сети переменного тока в виде коммутационных схем;
- с возможностью полного или частичного (с одной стороны) отключения линий (ветвей);
- с возможностью разделения ЭЭС на части;
- с учетом статических характеристик нагрузки по напряжениям;
- с учетом изменения частоты при задании частотных характеристик генераторов и нагрузок и небалансах активной мощности;
- проводить расчеты с несколькими балансирующими по активной мощности узлами;
- с продольно-поперечным регулированием трансформаторов;
- с групповыми изменениями нагрузки по районам или в зависимости от их мощности;
- при задании нагрузок, как мощностями, так и токами;
- при задании произвольных единиц измерения напряжений и мощностей (В, кВ, Вт, кВт, МВт);
- при задании трансформаторов коэффициентами трансформации, номерами отпаяк, таблицами замеров коэффициентов трансформации.

Интерфейс программы построен с использованием вкладок, на которых отображаются таблицы исходных данных, результаты расчетов, сообщения об ошибках и предупреждения, интегральные характеристики схемы, нарушения ограничений и др. Нарушения ограничений в таблицах обозначаются цветом. Все вкладки могут выводиться в MS Excel и MS Word.

Данные и результаты в развернутом и интегральном виде могут группироваться по районам, подсхемам, сечениям, по заданным логическим условиям, состояниям (включено, отключено), классам напряжения (структурный анализ режима).

Ошибки в исходных данных, допущенные пользователем, передаются в среду СУБД АНАРЭС-2000, где имеются средства быстрого нахождения ошибочных исходных данных. Важным технологическим достоинством УР является возможность быстрой (оперативной) корректировки, непосредственно из программы УР, основных исходных данных в процессе многовариантных расчетов без использования редактора БД АНАРЭС-2000 и повторного формирования временных файлов данных. Это позволяет значительно снизить время отладки режима инженером службы режимов.

Отличительной особенностью является возможность просмотра всех шагов оперативных корректировок и возвращения к любому предыдущему шагу расчета режима в рамках текущего сеанса отладки. При необходимости нужные оперативные корректировки могут быть зафиксированы в базовой схеме, протоколе или в новой схеме.

Возможны несколько вариантов расчета режима после корректировки:

- с полным вводом данных (плоский старт);
- от текущего режима (дорасчет);
- продолжение расчета после остановки на промежуточном этапе.

Дорасчет режима выполняется от последнего рассчитанного режима напряжений, что позволяет в ряде случаев найти решение в тяжелых режимах.

Остановка расчета УР на произвольной итерации позволяет контролировать сходимость процесса итераций на промежуточных этапах, что иногда позволяет принять правильное решение о стратегии отладки тяжелого УР. Также это имеет большое значение для учебных и исследовательских целей. После остановки расчета формируются все результирующие таблицы и вкладки. При необходимости из среды УР могут быть вызваны редактор БД, графический редактор схем, система отображения, блок утяжеления.

Задача может работать под управлением других приложений, которые должны посылать ей команды и контролировать ее состояние в каждый момент времени. Это позволяет использовать УР, по согласованию с разработчиками, как ядро любой вычислительной системы подобного типа. Блок расчета УР использует оригинальную модификацию полного метода Ньютона в декартовых координатах с точным выбором оптимального шага, что позволяет, в частности, выполнять расчеты особо тяжелых режимов.

#### **Расчет предельных перетоков методом утяжеления**

Блок утяжеления режимов предназначен для моделирования предельных условий существования электрического режима при его последовательном утяжелении по заданной траектории. Утяжеление выполняется изменением активной и/или реактивной мощности в нагрузочных и генераторных узлах в приемной и отправной частях схемы относительно выделенного сечения.

Критерии окончания расчета:

- отсутствие сходимости решения уравнений установившегося режима полным методом Ньютона;
- снижение напряжения в каком-либо узле ниже заданного предела;
- выход на предельные значения генерации в узлах траектории;
- выход за пределы значений параметров узлов и ветвей, указанных пользователем.

В результате расчета путем деления шага определяется с заданной точностью наиболее близкий режим по заданному критерию.

В 2002 г. в блоке утяжеления был применен новый алгоритм нахождения предельных режимов, позволяющий повысить надежность нахождения результата.

Теперь, если на промежуточном шаге нарушается сходимость УР, то делается откат на несколько шагов (назад) до тех пор, пока УР не сойдется с использованием начальных приближений (плоский старт). Блок Утяжеление предназначен для моделирования предельных условий существования электрического режима при его последовательной модификации (как правило, в более тяжелом направлении) по заданной траектории.

#### **Анализ динамической устойчивости**

Блок «Динамика» предназначен для моделирования электромеханических переходных процессов с учетом изменения частоты и анализа динамической устойчивости системы. Для анализа динамической устойчивости отображаются параметры системы в ходе переходного процесса.

Математическая модель переходных процессов ЭЭС получена на основе уравнений электрической цепи, дополненных уравнениями механического движения электрических машин.

Основными особенностями данной модели являются:

- учет изменения частоты вращения синхронных машин (СМ) в уравнениях всех элементов;
- моделирование асинхронных машин (АМ) с учетом не только механического движения, но и переходных процессов в контурах ротора;
- строгий учет автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) в соответствии с их передаточными функциями, с моделированием форсировки возбуждения, с учетом скачков входных сигналов в момент коммутации.

В модели не учитываются быстро протекающие переходные процессы в статорной цепи электрических машин.

Программа позволяет моделировать переходные процессы при различных коммутациях и событиях, происходящих в системе: короткое замыкание на линии; отключение/включение линии (в том числе, и с одного конца); изменение параметров линии; короткое замыкание в узле; отключение короткого замыкания в узле. Также моделируются: отключение генераторов; корректировка шунта в узле; корректировка нагрузки в узле; отключение/включение синхронной машины; потеря возбуждения синхронной машины; отключение/включение асинхронной машины; включение импульсной разгрузки блока; деление системы на независимые части. Допускается любое сочетание событий одновременно и с разделением во времени. Расчетный блок выполнен в виде отдельного программного модуля. Это позволяет использовать расчетный модуль без интерфейса в других задачах (например, анализ надежности).

Программа позволяет: формировать задания на расчет, задавать логику работы автоматики, отображать результаты расчета в таблицах и на графиках, отображать результаты работы автоматики, контролировать выход параметров за указанные диапазоны, сортировать результаты по любому параметру.

Системная и противоаварийная автоматика в программе моделируется путем задания алгоритмов ее действия. Задаются условия срабатывания и управляющие воздействия. Для основных типов автоматики существуют готовые шаблоны. Блок "Динамика" предназначен для моделирования электромеханических переходных процессов с учетом изменения частоты и анализа динамической устойчивости системы.

#### **Блок расчета токов короткого замыкания**

Блок ТКЗ предназначен для расчета симметричных и несимметричных коротких замыканий (КЗ) (при однократной несимметрии).

В расчетах применяется метод симметричных составляющих (симметричных координат).

В модели электроэнергетической системы (ЭЭС), используемой для расчета ТКЗ, участвуют синхронные машины и асинхронные двигатели своими переходными или сверхпереходными сопротивлениями и ЭДС.

При расчете токов несимметричного короткого замыкания учитываются группы соединения трансформаторов. Линии электропередачи представляются П-образной схемой замещения.

Если рассматривается короткое замыкание на линии, то линия моделируется в виде двух П-образных участков, параметры которых определяются программой.

Для проведения расчета ТКЗ используется предшествующий установившийся режим, на основе которого определяются расчетные модули и фазы ЭДС генераторов и двигателей.

Блок ТКЗ позволяет проводить одиночные и циклические расчеты однократных коротких замыканий различных типов (1-, 2-, 3-фазные КЗ, 2-фазное КЗ на землю). Возможен автоматический расчет серии КЗ - циклический расчет. После проведения расчета для анализа

доступны токи и напряжения в узлах и ветвях по фазам А, В, С, а также прямой, обратной и нулевой последовательностям. Блок ТКЗ предназначен для расчета симметричных и несимметричных коротких замыканий (КЗ) (при однократной несимметрии). В расчетах применяется метод симметричных составляющих (симметричных координат).

### **Обработка данных контрольного замера**

Блок обработки контрольного замера ("ОКЗ") предназначен для повышения технологичности решения этой сложной задачи, в основном, с точки зрения подготовки исходных данных.

В состав блока "ОКЗ" входит редактор контрольного замера

Редактор имеет возможность одновременно оперировать с данными, полученными из разных источников: телеизмерения, ручной ввод, предыдущие расчеты режима, электронные Excel-таблицы. При этом одновременно поддерживается работа во взаимодействии с несколькими временными срезами данных (обычно 3-5 характерных часов за контролируемые сутки).

Редактор выполняет функции:

- ввод данных телеизмерений из произвольного ОИК;
- ввод данных, подготовленных на контролируемых подстанциях в форме электронных таблиц Excel;
- контроль наблюдаемости;
- использование расчетов предыдущих контрольных замеров или установившихся режимов;
- диагностика грубых ошибок и подозрительных данных;
- дорасчет отсутствующих замеров с помощью статистических и аналитических методов;
- предварительная балансировка режима;
- экспорт подготовленной схемы для последующей оценки состояния.

Редактор имеет специфический интерфейс, ориентированный на одновременное отображение и анализ данных, полученных из разных источников.

В результате использования редактора контрольного замера производительность труда при подготовке данных повышается в 3-5 раз. Блок обработки контрольного замера ("ОКЗ") предназначен для повышения технологичности решения этой сложной задачи, в основном, с точки зрения подготовки исходных данных.

### **Блок оценивания состояния**

Блок оценивания состояния режима электрической сети предназначен для расчета всех параметров сбалансированного режима (модулей и фаз узловых напряжений, перетоков активных и реактивных мощностей) по данным телеизмерений (ТИ) ряда параметров режима и телесигналов (ТС) о положении коммутационной аппаратуры.

Оценивание состояния, в общем случае, является одним из вариантов задачи расчета установившегося режима, но имеет ряд специфических особенностей:

- значения режимных параметров получаются, как правило, из телеметрии и имеют значительное количество ошибок и погрешностей;
- предполагается автоматический режим циклического решения без явного участия человека;
- значительное число режимных параметров может отсутствовать (недостаточная телемеханизированность объектов), что делает электрическую схему ненаблюдаемой;
- телеизмерения могут пропадать на разных этапах решения (сбои телемеханики);

- необходимо отслеживать изменения коммутационной схемы на основе телесигналов.

Все эти особенности требуют дополнительных алгоритмов решения по сравнению с обычной задачей установившегося режима. В основном, это более глубокий контроль ошибок в данных и, при необходимости, восстановление потерянных данных. Все это реализовано в блоке оценивания состояния ПВК АНАРЭС-2000.

Достоверность телесигналов определяется в зависимости от состояния датчика (включено/выключено) и состояния телеинформации (есть значение/нет значения).

Достоверность телеинформации определяется по нескольким критериям.

В случае полного отсутствия данных есть возможность их прогнозирования по нескольким моделям. Блок оценивания работает в составе блока установившегося режима, и пользователю нет необходимости осваивать новый интерфейс работы с данными и результатами. Блок оценивания состояния режима электрической сети предназначен для расчета режимов по данным телеизмерений (как правило, перетоков по линиям и напряжений).

### **Блок анализа режимной надежности**

Блок оперативной оценки надежности режимов ЭЭС позволяет по запросу пользователя или в циклическом режиме определять надежность текущего или планируемого режима по различным критериям. Для этого выполняется серия расчетов установившихся и переходных режимов с учетом возможных событий в ЭЭС.

В 2005 году в ПВК АНАРЭС были созданы универсальные инструменты позволяющие, на основе программируемой логики, моделировать практически любые устройства релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПАА).

Ниже приведены основные особенности блока надёжности (версия конца 2005 года).

Подсистемой расчёта режимной надёжности решаются следующие задачи:

- Моделирование аварийных ситуаций, для проверки способности сетей противостоять внезапным отказам основного оборудования и автоматики;
- Моделирование различных схем, в том числе формируемых при выводе оборудования в ремонт и резерв и вводе его в работу;
- Автоматизированная корректировка схем и режимов ФСК по условиям надежности за счет располагаемых средств и возможностей на основе базы данных РЗ и ПАА.

Объектами анализа являются сложные или объединенные сети ФСК и ЕЭС, а также крупных промышленных предприятий, имеющих собственные энергосистемы сопоставимой мощности.

Для того чтобы обезопасить работу системы (или повысить ее надежность), создаются регламентированные запасы по пропускной способности сетей, резервируются схемы электроснабжения ответственных потребителей, определяются нормы технической эксплуатации, обслуживания и ремонтов сетей и т.д. Далее по результатам расчетных исследований, как правило, нескольких альтернативных вариантов или планов, а также их технического и экономического анализа принимается решение, соответствующее варианту с удовлетворительными по технологическим нормам параметрами и с меньшей стоимостью.

Вероятностный подход учитывает вероятностную природу отказов оборудования и вероятностные процессы изменения нагрузки, генерации, параметров схемы замещения. Результаты оперативной оценки надежности на основе вероятностного подхода предназначаются для:

- Сравнения альтернативных вариантов нормальных и ремонтных режимов;
- Ранжирования по надежности различающихся режимов;
- Оценки надежности сетей в сравнении с соответствующими нормативами.

Моделирование выполняется с использованием избирательного перебора состояний

основного оборудования на фоне вероятностного моделирования нагрузок потребителей (пока реализуется равновероятный алгоритм изменения нагрузок. При этом имеется возможность частичного моделирования уровней отключения нагрузки на уровне БД расчётной схемы). Для анализа надежности выбирают отказы работоспособности оборудования типа «отключение линии» или «изменение нагрузки/генерации». Под отказом ветви (линия, трансформатор) понимается отказ типа к.з., т.е. устойчивое короткое замыкание (неуспешное АПВ) с последующим отключением поврежденного элемента на период восстановления. Под отказом нагрузки/генерации понимается внезапное изменение нагрузки, генерации, вызванное причинами, находящимися в сети, не представленной на расчётной модели. Этими причинами может быть обрыв, отказ выключателя, устойчивое КЗ. Моделирование отказа фактически сводится к локализации отказавшего элемента сети.

Отказы ЭЭС разделяются по следующим условиям:

- Дефицит мощности в ЭЭС или в ее отдельных районах из-за аварийного простоя генерирующих агрегатов или превышения потребления над прогнозом нагрузки при ограниченной пропускной способности связей между районами;
- Автоматическое отключение потребителей для предотвращения нарушения устойчивости по основной сети (межсистемным связям), т.е. для предотвращения развития аварий при коротких замыканиях на линиях, аварийных отключениях мощных блоков и т.д.;
- Автоматическое отключение потребителей при снижении частоты в аварийно отделившихся дефицитных частях системы;
- Прекращение электроснабжения потребителей или недопустимое снижение напряжения при аварийных отключениях линий распределительной сети, а также при их плановых ремонтах в нерезервированных сетях;
- Кратковременные перерывы (обусловленные действиями защит и автоматики) или глубокие снижения напряжения при авариях в распределительной сети, а также в основной сети, если от нее непосредственно осуществляется электроснабжение потребителей, приводящих к нарушению работы электроприёмников.

Прикладные задачи, решаемые в рамках данной задачи

а) Анализ режимной надёжности:

Моделируются одиночные отказы:

- отключение линий из заданных списков (или всех);
- Отключение/включение генераторов из заданных списков (или всех);
- Отключение/включение нагрузок из заданных списков (или всех);
- Частичное отключение/включение нагрузки или генерации, что моделирует отдельные фидеры или блоки;
- Моделирование срабатывания РЗ или ПАА с последующим расчётом послеаварийного режима.

После выполнения имитационного моделирования отказов выполняется анализ в соответствии со следующими последствиями отказов:

- нарушений статической устойчивости;
- Снижений коэффициентов запасов по сечениям и/или по отдельным перетокам;
- Перегрузок по длительным токовым нагрузкам (расчёт фактической температуры проводов);
- Недопустимых уровней напряжений;
- Недопустимое изменение частоты.

Во время имитационного моделирования пока не учитывается возможность появления электромеханических переходных процессов, которые могут привести к нарушению устой-

чивости. Решение этой задачи планируется в последующих версиях ПВК АНАРЭС. В результате анализа вычисляются вероятностные интегральные показатели надёжности по заданным районам или системе в целом по каждому из последствий анализируемых отказов, а также обобщённые показатели:

- Вероятность отказа системы
- Коэффициент готовности системы
- Средний недоотпуск мощности
- Средний недоотпуск электроэнергии

Дополнительными исходными данными для расчётов являются:

- Списки (локальные группы) отказавших элементов;
- Частоты отказов по линиям и узлам;
- Времена восстановления элементов;
- Частоты ремонтов;
- Продолжительности ремонтов;
- Данные об уставках, размещении (на уровне расчётной схемы), датчиках, времени срабатывания и т.д. устройств РЗ и ПАА.

На данном этапе эта информация в значительной степени является экспертной.

#### б) Автоматизированная коррекция режима

Эта задача состоит в том, чтобы определить минимальное воздействие на элементы ЭЭС с целью достижения приемлемого уровня надёжности. На данном этапе решается задача коррекции при нарушении рабочих пределов (напряжения, токи, коэффициент запаса >1.08). Коррекция режима состоит в интерактивном групповом изменении нагрузки/генерации с последующим анализом результатов.

## 4.2. Комплекс программ АРМ СРЗА

Настоящая версия АРМ СРЗА состоит из 10 приложений [13]:

- Графический редактор схем замещения электрической сети
- Программа расчета электрических величин при повреждениях сети
- Программа подготовки файла коррекции
- Релейная защита
- Программа расчета ТКЗ по месту повреждения
- Программа расчета эквивалентов сети
- Программа расчета параметров производной схемы замещения повреждений любой сложности
  - Программа создания новой сети на базе эквивалента
  - Программа расчета электрических величин при повреждениях сети, выполненная как подпрограмма для посторонних пользователей-разработчиков программного обеспечения
  - Программы определения мест повреждений ОМП

### Графический редактор

Графический редактор АРМ СРЗА позволяет создавать математическую модель сети двумя способами:

- непосредственно в процессе вычерчивания сети на экране монитора;

- задавая информацию в табличном виде.

АРМ СРЗА и ТКЗ-3000 имеют возможность взаимного преобразования моделей сетей (в пределах ограничений, предъявляемых к математической модели сети комплексом программ ТКЗ-3000).

Математическая модель АРМ может иметь неограниченное число изображений сети. В зависимости от назначения задачи, пользователь может представлять сеть в удобном для использования виде. При этом изображение сети можно иметь как для всей сети в целом, так и в виде отдельных фрагментов, например в виде сетевых районов. Любое изображение сети или любая его часть может быть выведена на принтер. Объем выводимой информации на чертеж регулируется пользователем.

Табличное сопровождение сети позволяет размещать информацию по прямой, нулевой и обратной последовательностям в одной таблице, а также дает возможность вводить и корректировать наименования узлов и элементов. Параметры взаимной индукции являются расширением параметров таблицы ветвей. Сетевые параметры из таблицы непосредственно выводятся на графическое изображение сети. Кроме этого, имеется большое количество возможностей фильтрации необходимой информации. Это дает пользователю дополнительные возможности для анализа сетевой модели.

Графический редактор АРМ СРЗА содержит элементы универсального редактора. На изображении сети можно нарисовать произвольные тексты, дуги, отрезки прямых и таблицы.

В графическом редакторе реализована возможность работать с фондом релейной защиты (РЗ). Фонд РЗ может быть создан или выбран в графическом редакторе. Это дает возможность вводить, изменять, просматривать, выносить на чертеж в виде таблиц и удалять информацию по защитам.

#### **Программа расчета электрических величин при повреждениях сети**

Используемые методы расчетов программы ТКЗ позволяют определять начальные значения периодической слагающей полного тока КЗ (сверхпереходной ток), как основной расчетной величины для выбора параметров устройств релейной защиты и автоматики. См. издание "Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 11. Москва, Энергия, 1979 г.". Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110-750 кВ.

Программа расчета электрических величин при повреждениях сети имеет два интерфейса:

- Диалоговый интерфейс – интерфейс на вычерченной части сети с помощью курсора мыши и контекстных меню «узлов» и «ветвей».
- Расширенный интерфейс – интерфейс построенный на выполнении заданий на расчет, сформированных на основе «приказов»

#### **Программа подготовки файла коррекции**

Программа предназначена для предварительной подготовки файла коррекции сети по прямой (обратной), нулевой последовательностям и индуктивным группам. Ввод данных на коррекцию осуществляется в табличном виде. Данные на коррекцию хранятся в файлах с расширением ".okg" Подробно с подготовкой данных на коррекцию можно ознакомиться в разделе "Подготовка файла коррекции" помощи по программе ("Help").

#### **Релейная защита**

Программа "Релейная защита" (РЗ) позволяет:

1. Производить расчеты для защит нулевой последовательности от КЗ на землю (ТЗНП), для дистанционных защит (ДЗ) и для токовых защит от междуфазных КЗ (МФТ). Для ДЗ возможны расчеты для защит:

- электромеханического принципа (ЭПЗ-1636, ДЗ-503, ПЗ-5);

- на микроэлементной базе (ПДЭ-2001, ШДЭ-2801, БРЭ-2801);
- микропроцессорных защит НПП “ЭКРА ” (шкаф защит серии ШЭ2607 и ШЭ2710) и микропроцессорных терминалов производства фирмы SIEMENS.

Для МФТ возможны расчёты защит устанавливаемых на трансформаторы и линии. К этим защитам относятся:

- фильтровая защита обратной последовательности направленная, с использованием фильтра обратной последовательности РМОП-2 (тип МФТ2\_М)
- и ненаправленная, с использованием фильтрового реле тока РТФ-1М.

Ненаправленная защита может быть выполнена как токовая отсечка с выдержкой времени, либо как токовая отсечка с минимальным пуском (или комбинированным пуском) по напряжению (тип МФТ2\_Н);- максимальная токовая защита при симметричных КЗ. Это максимальная токовая отсечка (тип МФТЗ), максимальная токовая защита с минимальным пуском (или комбинированным пуском) по напряжению (тип МФТЗ\_Н) и максимальная токовая защита, дополненная органом направления мощности (тип МФТЗ\_М). Подробную информацию о расчётах перечисленных выше защит можно найти в программе РЗ по клавише в главном меню «?» (Справка по релейной защите).

В пункте «Описание приказов языка задания на расчёт защит» есть подглавие по расчету следующих видов защит:

- ТЗНП – 12.ТЗНП;
- ДЗ-13.ЭПЗ, 14.ДЗ-503, 15.ПДЭ, 16.ШДЭ, 17.ПЗ-5, 18.БРЭ, 19.ШЭ (НПП ЭКРА);
- МФТ – 20.МФТЗ, 21.МФТ2.

Информация по расчётам микропроцессорных терминалов производства фирмы SIEMENS находится в гл.5.

2. Получать и хранить результаты расчетов в выходных документах в табличной форме. Для расчетных условий по ДЗ, помещенных в выходной документ возможен графический интерфейс, при работе с характеристикой ступени;

3. Иметь возможность графического выбора характеристики ступени на комплексной плоскости, по условиям отстройки и оценки чувствительности от векторов замеров, по множеству расчетных повреждений и коммутационных подрежимов.

4. Создать фонд для хранения информации по тем видам защит, по которым программа РЗ ведет расчеты. К этой информации относится:

- привязка ступеней по току и напряжению расчетной сети;
- коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения; тип панели;
- параметры срабатывания по всем ступеням; включение реле сопротивления для ДЗ и тип реле мощности для ТЗНП; направленность действия ступени (в элемент или в шины).

Возможна запись параметров срабатывания по ступени из выходного документа в фонд.

Программа “Релейная защита” производит расчёт параметров срабатывания устройств релейной защиты и хранение результатов расчёта по ступеням. Общение пользователя с программой РЗ происходит через задание на расчёт защит. Задание на расчёт составляется с помощью созданного языка общения в виде приказов, содержащих информационные поля с данными для расчётов. Результаты расчётов по рассчитываемой ступени программа РЗ помещает выходной документ в табличном виде.

Для каждой ступени по программе РЗ можно выполнить все расчётные условия, которые предъявляются к ступеням в методических разработках по выбору параметров срабатывания ступени. Этими расчётными условиями являются:

- отстройка от КЗ вне зоны действия ступени;
- согласование параметров отдельных ступеней указанных защит;
- отстройка от нагрузочного режима;
- отстройка от КЗ с учетом нагрузочного режима на линии;-проверка чувствительности при КЗ в зоне действия ступени.

В алгоритме расчётного условия согласования осуществлён автоматический вывод на грань срабатывания ступени защиты, с которой проводится согласование. При этом защиты могут быть как однотипными, так и разнотипными, а также учитывается конфигурация характеристики, используемых реле сопротивлений (РС) при согласовании ступеней ДЗ. Возможность согласования разнотипных защит немаловажна при согласовании действующих защит с микропроцессорными защитами или наоборот, а также при согласовании с токовыми защитами от м/ф КЗ.

Программа “Релейная защита”, в качестве расчётной базы, использует программу расчета электрических величин в фазных координатах (программа расчётов ТКЗ). Данная программа позволяет рассчитать электрические величины, как при однократных несимметриях, так и при многократных несимметриях, в том числе и с учётом нагрузочного режима. Расчет электрических величин, для проведения вышеописанных расчетных условий, может быть проведен с учетом переходного сопротивления ( $R_{пер}$ ) в месте несимметрии. В программе РЗ при расчёте ДЗ возможно задание включения РС: включено ли реле по контуру фаза-земля или фаза-фаза. Включение РС может быть описано через формулу. Для этого нужно определить формулу замера на РС через напряжение и ток, на которые включается РС. Программа “Релейная защита” для ДЗ проводит расчёт для всех расчётных условий, по выбору параметров срабатывания с учетом всех замеров, на которые включены РС. При оценке чувствительности, из всех замеров выбирается замер, который дает наибольший запас на срабатывание. При отстройке от КЗ, полученная характеристика будет отстроена от всех замеров, на которые включены РС, с заданным коэффициентом надежности. Особый интерес представляет случай проверки чувствительности ДЗ и МФТ, при несимметричном виде КЗ за силовым трансформатором, со схемой соединений обмоток звезда/треугольник, из-за искажения замера на стороне звезды. В программе “Релейная защита”, для проверки чувствительности за трансформатором, нужно использовать возможность включения РС по формулам. Формулы определения замеров на РС можно вывести с учётом поворота токов и напряжений прямой и обратной последовательностей на 30 градусов. Формулы замеров РС для ДЗ и РТ для МФТ выведены и находятся в поддиректории “Шаблоны заданий”.

#### **Программа расчета ТКЗ по месту повреждения**

Программа расчета токов КЗ по месту повреждения, для каждого из заданных узлов, производит два вида расчётов: расчёт при трёхфазном металлическом КЗ в узле (ABC) и расчёт при однофазном металлическом КЗ в узле (A0). Узлы задаются двумя способами. Перечисление через пробел отдельных узлов сети и записью диапазона: У31-У32.

Разработано два формата печати выходного документа. Первый формат печати соответствует таблице, в которой выдаются для трёхфазного КЗ  $I_1$ , для каждой ветви первого пояса, и суммарная величина, для однофазного КЗ  $I_1$ ,  $I_2$  и  $3I_0$ , для каждой ветви первого пояса, и суммарная величина. Второй формат печати для проверки аппаратуры. В таблице для трёхфазного и однофазного КЗ выдаётся ток фазы А в кА, при КЗ на шинах и за выключателем. Ток выдаётся для каждой ветви первого пояса и суммарная величина, при КЗ на шинах. В обоих форматах печати рассчитываются и выдаются в протокол суммарные сопротивления каждого узла ( $Z_1 Z_2 Z_0$ ) с учётом подрежима.

#### **Программа расчета эквивалентов сети**

Программа расчета эквивалентов сети производит три вида расчётов

- расчет эквивалента сети к заданным узлам,
- расчёт суммарных сопротивлений ( $Z_1 Z_2 Z_0$ ) узлов
- и расчёт тока качания на заданной ветви.

Узлы для расчёта эквивалента сети задаются в приказе УЗЛЫ-ЕКВ, а узлы для расчёта суммарных сопротивлений в приказе УЗЛ-ЗСУМ. Для расчёта тока качания используется приказ ТОК-КАЧ. Стартовать эквивалентирование можно двумя способами: Расчёт (F6) или Расчёт с сортировкой и Расчёт без сортировки (в меню поля чертежа и в меню панели задания). В первом случае (с сортировкой) эквивалент будет выводиться в протокол в алфавитном порядке возрастания номеров узлов. Во втором случае (без сортировки) эквивалент будет выводиться в протокол в порядке заданном в задании, при перечислении номеров узлов эквивалента. Для каждого узла в задании можно задать напряжение, к которому будет приведён эквивалент. Напряжение не обязательный параметр. Если напряжение не задано ни для одного узла в задании, эквивалент приводится к стандартной шкале напряжений, которая задаётся и корректируется в редакторе схем замещения. Если напряжение задано для одного или нескольких узлов, то рассчитывается и выводится в протокол два эквивалента. Первый эквивалент приведён к стандартной шкале напряжений. Второй к заданной шкале.

### **Программа расчёта производной схемы прямой последовательности (ПСПП)**

Термин ПСПП предложен Ульяновым С.А.

Предположим, вы имеете схему прямой последовательности сети. Такие схемы используются для расчёта режимов и переходных процессов в энергосистеме. Параметры нулевой и обратной последовательности, а также параметры индуктивных групп в такой схеме отсутствуют. Вам требуется решить задачу: как изменится ток в этой схеме, ток прямой последовательности, при несимметричном коротком замыкании или при обрыве одной фазы ветви. Ответ на этот вопрос дают производные схемы прямой последовательности, которые включаются соответствующим образом в схему прямой последовательности сети. Производная схема прямой последовательности зависит от вида несимметрии. Так, при коротком замыкании в узле - это ветвь из этого узла на землю, её называют шунтом короткого замыкания. При обрыве одной, двух фаз ветви - это дополнительное сопротивление, включаемое в ветвь, его называют «удлинением» ветви. Настоящая программа предназначена для получения ПСПП при аварии любой сложности. Параметры ПСПП включают в себя преобразованные параметры обратной и нулевой последовательностей, а также параметры индуктивных групп.

### **Программа образования новой сети на базе эквивалента**

Программа предназначена для получения сети меньшего объема, на основе исходной сети, где часть исходной сети, не вошедшая в новую сеть, представлена в виде эквивалента. Для создания сети на базе эквивалента, прежде всего, нужно определить узлы новой сети. Разработано несколько способов задания узлов сети.

1) С помощью приказа УЗЛЫ-ЕКВ. В приказе перечисляются узлы новой сети к которым эквивалентуется оставшаяся часть сети. Приказов УЗЛЫ-ЕКВ в задании может быть несколько.

2) С помощью меню узла - пункт "Узел xxxx: В список УЗЛЫ-ЕКВ". Указанный узел записывается в список узлов новой сети в приказ УЗЛЫ-ЕКВ редактора заданий.

3) С помощью меню поля чертежа - пункт "Выделение узлов зоной". Узлы, попавшие в выделенную зону, записывается в приказ УЗЛЫ-ЕКВ редактора заданий. Способ определения зоны такой же, как и при определении зоны при выборе масштаба сети.

4) С помощью меню поля чертежа - пункт "Выделить все узлы изображения". Узлы, попавшие в текущее изображение, записывается в приказ УЗЛЫ-ЕКВ редактора заданий.

Список узлов, определённый в задании, расширяется узлами индуктивной группы и узлами веток с нулевым сопротивлением, одним концом примыкающих к заданным узлам но-

вой сети. Делается это для того, чтобы частично захваченные индуктивные группы и ШСВ целиком вошли в состав новой сети.

Ветви исходной сети, оба узла которых отмечены как узлы новой сети, без изменений переписываются в новую сеть. Оставшаяся часть исходной сети эквивалентизируется к узлам новой сети и эквивалентные ветви, отмеченные параллельностью 99, записываются в новую сеть. Расчеты, проведенные в новой сети, должны совпадать с аналогичными расчетами в исходной сети.

#### **Подпрограмма расчета электрических величин при повреждениях сети**

Подпрограмма предназначена для посторонних пользователей - разработчиков программного обеспечения.

Предусматривается два варианта подпрограммы расчета токов КЗ. Первый вариант предназначен для пользователей, которым для проведения их расчетов не требуется доступ к параметрам схемы замещения электрической сети. Второй вариант открывает этот доступ. Подпрограммы оформлены как dll: PP\_TKZ\_00.dll и PP\_TKZ.dll.

Эти подпрограммы дают возможность организациям, заказчикам разработок программного обеспечения, получать программы, интегрированные с АРМ СРЗА по данным электрической сети.

### **4.3. Программный комплекс моделирования энергосистем PSCAD**

PSCAD является быстродействующим, точным и удобным инструментом для моделирования работы энергосистем и силовых электронных преобразователей при их проектировании, анализе, оптимизации и верификации согласно [14, 15]. Программа PSCAD с модулем моделирование переходных процессов EMTDC™ предоставляет широкий выбор инструментов и богатую библиотеку компонентов для глубокого анализа работы энергооборудования.

#### **Достоинства PSCAD**

Всесторонние исследования работы реального оборудования в условиях, максимально электрически близких к тем, которые имеют место в реальных энергосистемах.

- Моделирование устройств FACTS, HVDC, SVC с элементами силовой электроники и систем, в составе которых имеются эти устройства.

- Возможность разработки и отладки алгоритмов действия устройств управления, регулирования и защиты.

- Возможность создания крупномасштабных моделей сетей с расчетом распределения потоков энергии.

- Моделирование быстродействующих процессов, таких как: удары молнии; пробой изоляции и изоляторов; восстановление прочности промежутка в дугогасительной камере.

#### **Достоинства PSCAD**

Быстрота создания модели вследствие использования графической оболочки и быстрота расчетов с максимальным использованием ресурсов ПК.

- Высокая апробированность используемых решений.

- Очень обширная и регулярно обновляемая библиотека моделей компонентов.

- Легкость, простота и удобство работы.

- От оператора не требуется углубленных знаний математических методов и умения программировать. PSCAD ориентирован на специалистов энергетиков, электротехников.

- Постоянная техническая поддержка пользователей.

• Универсальность используемых решений, возможность применения для решения широкого круга задач.

PSCAD является быстродействующим, точным и простым инструментом для моделирования работы энергосистем и силовых электронных преобразователей при их проектировании, анализе, оптимизации и верификации. Программа PSCAD с модулем моделирования переходных процессов EMTDC™ предоставляет широкий выбор инструментов и большую библиотеку компонентов для детального анализа работы энергооборудования.

Библиотека содержит около 300 компонентов, которые можно разделить на такие группы:

- Пассивные элементы;
- Источники электроэнергии;
- Выключатели;
- Элементы силовой электроники;
- Трансформаторы;
- Электрические машины;
- ЛЭП и кабели;
- Различные измерители;
- Элементы релейной защиты;
- Экспорт и импорт данных;
- Логические функции;
- Элементы создания сценариев поведения модели;
- Фильтры и пр.

В состав каждой группы входит большое количество компонентов. Например, группа элементов силовой электроники включает: выпрямители и инверторы, тиристоры, транзисторы, диоды, варисторы, схемы управления транзисторами и тиристорами, конденсаторами и тиристорами компенсаторов реактивной мощности, элементы систем фазового управления и пр. В группе пассивных компонентов содержатся модели конденсаторов, резисторов, реакторов (включая варьлируемые), RLC-фильтров, фиксированных нагрузок, соединителей, проводов, шин, разрядников, реакторов с насыщением и варисторов.

Компоненты, как и во многих программах с графическим интерфейсом, можно копировать, вставлять, поворачивать, размещать в различных слоях, менять расположение слоев и пр.

Для соединения компонентов используются провода из соответствующей библиотеки. Провод размещается на рабочем листе, а затем с помощью «мыши» его концы соединяют с нужными компонентами. В местах ответвления проводов необходимо ставить точки. Предусмотрен целый набор коротких команд, которые позволяют ускорить процесс рисования соединительных линий.

После размещения компонентов и создания схемы можно изменять параметры каждого компонента, которые при нажатии правой кнопки «мыши» выводятся в виде таблицы.

Для моделирования работы созданной модели необходимо скомпилировать созданный проект, хотя возможна симуляция работы модели и в автоматическом режиме. В этом случае программа автоматически формирует скомпилированный модуль, после чего возможен запуск процесса симуляции. Параметры моделирования можно изменять в процессе работы над проектом для получения наилучшего результата.

Программная среда PScad может быть использована для анализа электроэнергетических систем, а именно для:

- Исследования традиционных систем переменного тока;

- Исследования перенапряжений (TOV) и переходных восстанавливающихся напряжений (TRV);
- Определения уровня срабатывания разрядников;
- Определения динамической реакции энергосистемы;
- Моделирования электрогенераторов, турбин, линий электропередачи и пр.;
- Определения базовой прочности изоляции (BIL) и исследования сверхбыстрых процессов;
- Моделирования и проверки работы релейной защиты (проверка может проводиться по файлам COMTRADE);
- Исследования производительности системы;
- Проектирования систем управления.

#### **4.4. Контрольные вопросы к главе 4**

1. Перечислите возможности ПВК АНАРЭС-2000.
2. Как осуществляется расчет установившегося режима с помощью ПВК АНАРЭС-2000?
3. Как осуществляется расчет предельных перетоков методом утяжеления с помощью ПВК АНАРЭС-2000?
4. Что включает в себя блок расчета токов короткого замыкания ПВК АНАРЭС-2000?
5. Какие задачи подсистемой расчёта режимной надёжности решаются с помощью ПВК АНАРЭС-2000?
6. Перечислите возможности комплекса программ АРМ СРЗА.
7. Дайте характеристику программы расчета электрических величин при повреждениях сети комплекса программ АРМ СРЗА.
8. Что позволяет программа “Релейная защита” комплекса программ АРМ СРЗА?
9. Перечислите возможности программного комплекса моделирования энергосистем PSCAD.
10. Какие группы компонентов содержит библиотека комплекса моделирования энергосистем PSCAD?

## 5. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ АНАЛИЗА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

### 5.1. Общая характеристика

Задача расчета режима электроэнергетической системы [5] представляет собой задачу определения параметров режима ветвей и узлов при заданных параметрах схемы замещения.

Параметры схемы замещения могут быть представлены двумя способами:

- 1) совокупностью проводимостей и сопротивлений всех ее ветвей;
- 2) совокупностью обобщенных параметров, отражающих свойства рассматриваемой схемы замещения в целом.

Характерным примером обобщенных параметров являются собственные и взаимные проводимости ветвей схемы замещения.

Режим электрической системы в значительной мере зависит от мощностей нагрузок. При расчетах установившихся режимов чаще всего нагрузки задаются значениями активной и реактивной мощности, которые принимаются либо неизменными, либо зависящими от параметров режима в соответствии со статическими характеристиками.

В схемах с одной точкой питания заданные мощности нагрузки, а также конфигурация и параметры схемы замещения полностью определяют параметры режима электрической сети, при условии, что для напряжения в точке питания принято некоторое заданное значение.

В схемах с несколькими точками питания для получения однозначного решения необходимо задавать режим источников. В отличие от нагрузки, часть этих параметров может быть принята произвольно.

В ряде случаев нагрузки задаются в расчет неизменными сопротивлениями. В этом случае значения мощностей нагрузки используются лишь на этапе расчета сопротивлений схемы замещения как исходная информация.

### 5.2. Особенности задания нагрузки неизменной мощностью

В схеме кольцевой сети с одним источником питания и двумя нагрузками (рис. 5.1) для заданных мощностей нагрузок  $\hat{S}_1$  и  $\hat{S}_2$  будем иметь токи нагрузки, равные [5]:

$$\dot{I}_{n1} = \frac{\hat{S}_1}{3\hat{U}_{1\phi}} \text{ и } \dot{I}_{n2} = \frac{\hat{S}_1}{3\hat{U}_{2\phi}},$$

где  $\dot{U}_{1\phi}$  и  $\dot{U}_{2\phi}$  – фазные напряжения в узлах 1 и 2 соответственно.

Эти токи показаны на рис. 5.1 стрелками, направленными от соответствующих узлов.

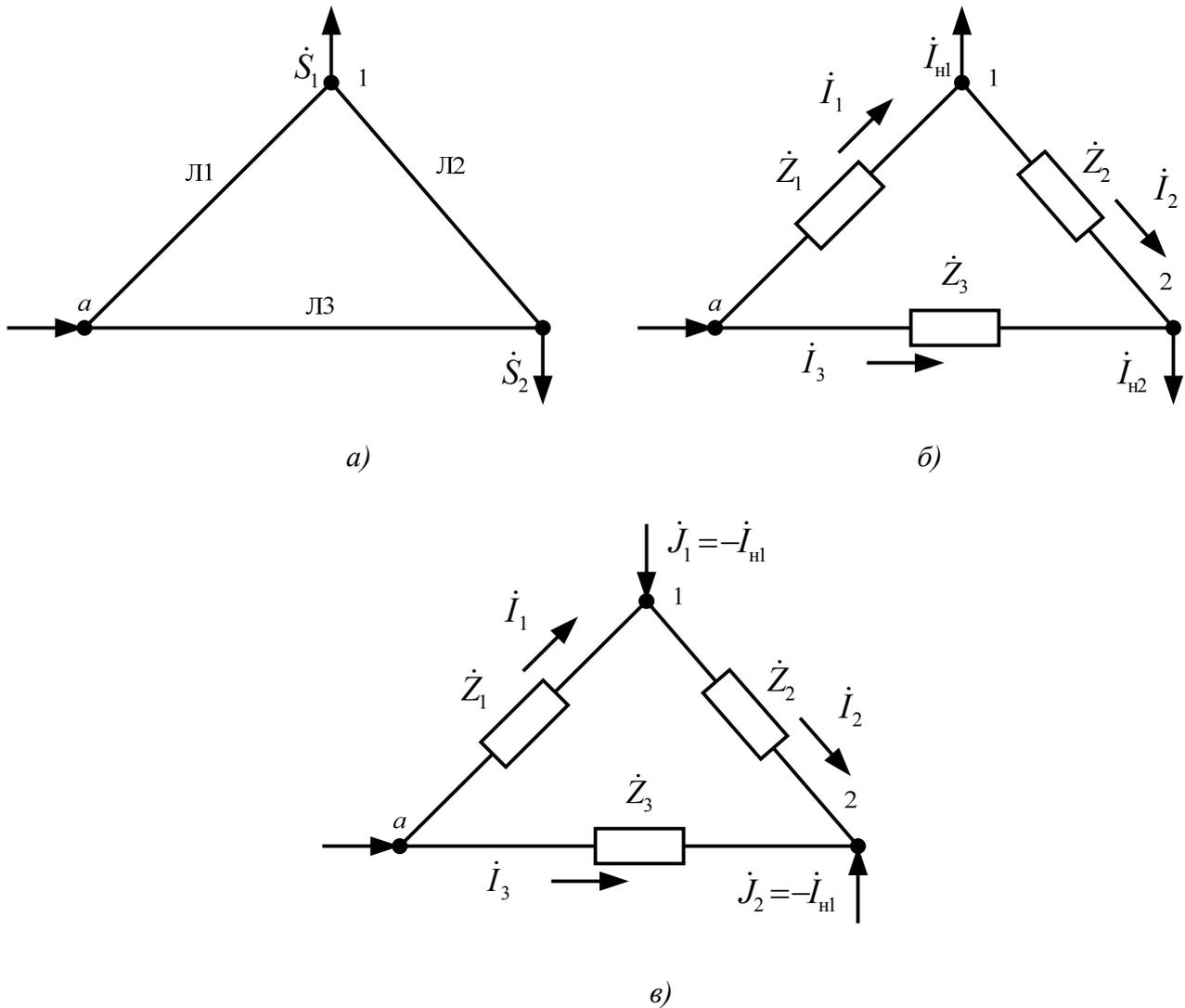


Рис. 5.1. Схема кольцевой сети: а) принципиальная схема; б) схема замещения; в) схема замещения при представлении нагрузки задающими токами

Чаще взамен токов нагрузки используются задающие токи  $\dot{J}_1 = -\dot{I}_{н1}$ ,  $\dot{J}_2 = -\dot{I}_{н2}$ . Такая замена не изменяет режим электрической сети.

Запишем для схемы на рис. 5.1 уравнения первого закона Кирхгофа:

$$\begin{cases} -\dot{I}_1 + \dot{I}_2 = \dot{J}_1; \\ -\dot{I}_3 - \dot{I}_2 = \dot{J}_2; \end{cases} \quad (5.1)$$

где  $\dot{I}_1$ ,  $\dot{I}_2$ ,  $\dot{I}_3$  – токи в ветвях.

Для последнего (третьего) узла уравнение первого закона Кирхгофа не является независимым, поэтому оно не может быть использовано для нахождения токов ветвей совместно с (5.1).

Токи в ветвях могут быть выражены в соответствии с законом Ома через напряжения в узлах и сопротивления ветвей:

$$\begin{cases} \dot{I}_1 = \frac{\dot{U}_{A\phi} - \dot{U}_{1\phi}}{\dot{Z}_1} = (\dot{U}_{A\phi} - \dot{U}_{1\phi})\dot{Y}_1; \\ \dot{I}_2 = \frac{\dot{U}_{A\phi} - \dot{U}_{2\phi}}{\dot{Z}_2} = (\dot{U}_{A\phi} - \dot{U}_{2\phi})\dot{Y}_2; \\ \dot{I}_3 = \frac{\dot{U}_{A\phi} - \dot{U}_{3\phi}}{\dot{Z}_3} = (\dot{U}_{A\phi} - \dot{U}_{3\phi})\dot{Y}_3. \end{cases} \quad (5.2)$$

Система (5.1) с учетом (5.2) может быть записана следующим образом:

$$\begin{cases} -(\dot{U}_{A\phi} - \dot{U}_{1\phi})\dot{Y}_1 + (\dot{U}_{1\phi} - \dot{U}_{2\phi})\dot{Y}_2 = \dot{J}_1; \\ -(\dot{U}_{A\phi} - \dot{U}_{2\phi})\dot{Y}_3 - (\dot{U}_{1\phi} - \dot{U}_{2\phi})\dot{Y}_2 = \dot{J}_2; \end{cases}$$

или в несколько другой форме

$$\begin{cases} \dot{U}_{1\phi}(\dot{Y}_1 + \dot{Y}_2) - \dot{U}_{2\phi}\dot{Y}_2 - \dot{U}_{A\phi}\dot{Y}_1 = -\frac{\hat{S}_1}{3\hat{U}_{1\phi}}; \\ -\dot{U}_{1\phi}\dot{Y}_2 + \dot{U}_{2\phi}(\dot{Y}_2 + \dot{Y}_3) - \dot{U}_{A\phi}\dot{Y}_3 = -\frac{\hat{S}_2}{3\hat{U}_{2\phi}}. \end{cases} \quad (5.3)$$

В системе уравнение (5.3) неизвестными являются напряжения в узлах схемы замещения. Такая система обладает следующими свойствами.

1. Поскольку число уравнений на единицу меньше числа неизвестных (в данном случае  $\dot{U}_{1\phi}, \dot{U}_{2\phi}, \dot{U}_{A\phi}$ ), эта система принципиально разрешима лишь в том случае, когда напряжение в одном из узлов будет предварительно задано. Такой узел, называемый базисным, может быть выбран произвольно.

2. Уравнения (5.3) записаны на основе независимых уравнений, отвечающих I закону Кирхгофа, для  $(n-1)$  узла рассматриваемой схемы замещения. Следовательно, перед их составлением необходимо произвольно выбрать один из узлов, называемый балансирующим, для которого не составляются уравнения I закона Кирхгофа.

3. Уравнения, составляющие систему (5.3), относятся к классу алгебраических нелинейных уравнений. Нелинейность уравнений будет более наглядной, если их преобразовать, умножив их правые и левые части на утроенное сопряженное значение комплекса напряжения в узле, для которого записаны каждое из уравнений системы:

$$\begin{cases} 3U_{1\phi}^2(\dot{Y}_1 + \dot{Y}_2) - 3\hat{U}_{1\phi}\dot{U}_{2\phi}\dot{Y}_2 - 3\hat{U}_{1\phi}\dot{U}_{A\phi}\dot{Y}_1 = -\hat{S}_1; \\ -3\hat{U}_{2\phi}\dot{U}_{1\phi}\dot{Y}_2 + 3U_{2\phi}^2(\dot{Y}_2 + \dot{Y}_3) - 3\hat{U}_{2\phi}\dot{U}_{A\phi}\dot{Y}_3 = -\hat{S}_2. \end{cases} \quad (5.4)$$

Нелинейные уравнения не имеют общего решения и могут быть разрешены лишь в конкретных условиях, для которых входящие в уравнения коэффициенты задаются определенными числовыми значениями.

4. Поскольку после разрешения системы (5.4) и определения напряжений в узлах однозначно определяются токи в ветвях по (5.2) и мощности в начале и в конце каждой из ветвей, все сделанные выводы можно отнести не только к определению напряжений, но и ко всей задаче расчета режимов электрических сетей и систем при задании нагрузки неизменными мощностями.

### 5.3. Особенности задания нагрузки неизменными сопротивлениями при представлении схемы замещения сосредоточенными параметрами

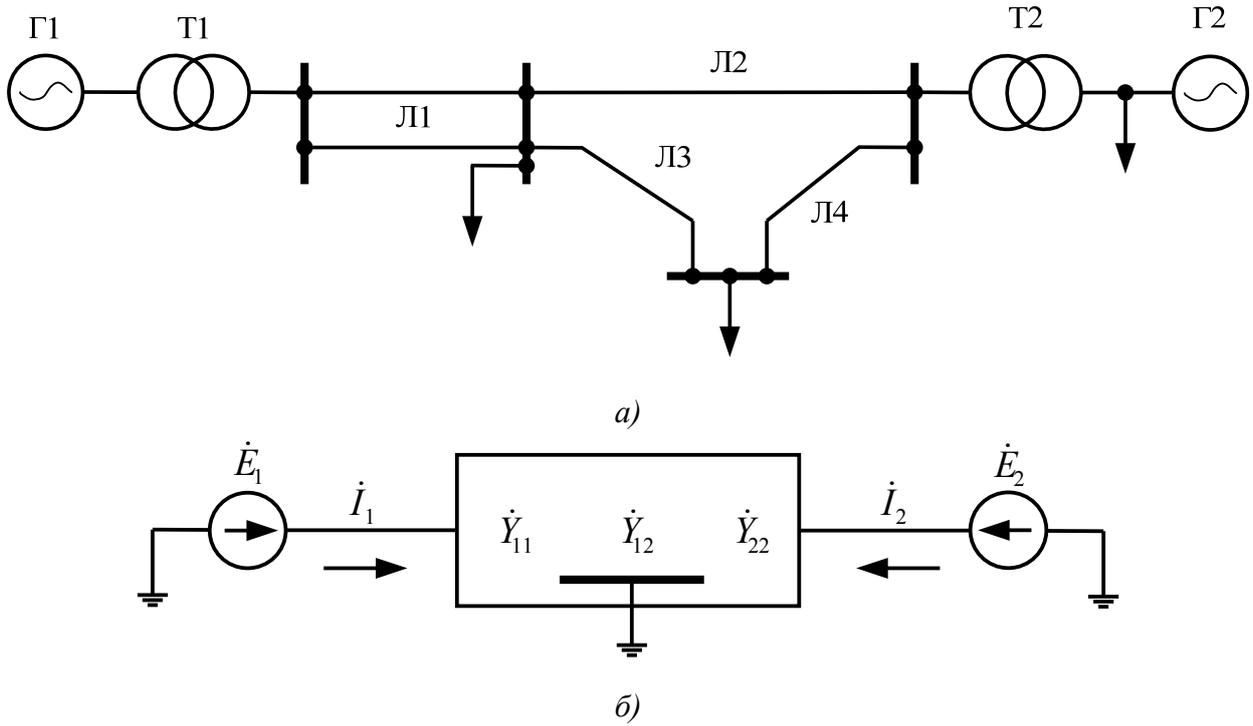


Рис. 5.2. Схема электрической системы  
а) принципиальная схема; б) обобщенная схема замещения

На рис. 5.2 показаны принципиальная схема системы и соответствующая ей схема замещения в обобщенной форме. Для приведенной схемы справедливы следующие соотношения:

$$\begin{cases} \dot{I}_1 = I_{1a} - jI_{1p} = \dot{E}_{1\phi} \dot{Y}_{11} - \dot{E}_{2\phi} \dot{Y}_{12}; \\ \dot{I}_2 = I_{2a} - jI_{2p} = -\dot{E}_{1\phi} \dot{Y}_{12} + \dot{E}_{2\phi} \dot{Y}_{22}; \end{cases} \quad (5.5)$$

которые после преобразований могут быть приведены к следующим уравнениям, разрешенным относительно действительных и мнимых частей комплексных выражений токов

$$\begin{cases} I_{1a} = E_{1\phi} y_{11} \sin(\delta + \alpha_{11}) - E_{2\phi} y_{12} \sin \alpha_{12}; \\ I_{1p} = -E_{1\phi} y_{11} \cos(\delta + \alpha_{11}) + E_{2\phi} y_{12} \cos \alpha_{12}; \\ I_{2a} = -E_{1\phi} y_{12} \sin(\delta + \alpha_{12}) + E_{2\phi} y_{22} \sin \alpha_{22}; \\ I_{2p} = E_{1\phi} y_{12} \cos(\delta + \alpha_{12}) - E_{2\phi} y_{22} \cos \alpha_{22}. \end{cases} \quad (5.6)$$

При выводе уравнений (5.6) принято:

$$\begin{aligned} \dot{E}_{1\phi} &= E_{1\phi} e^{j\delta_1}; \\ \dot{E}_{2\phi} &= E_{2\phi} e^{j0} = E_{2\phi}; \\ \dot{Y}_{11} &= y_{11} e^{-j\psi_{11}} = y_{11} e^{-j(90^\circ - \alpha_{11})}; \\ \dot{Y}_{22} &= y_{22} e^{-j\psi_{22}} = y_{22} e^{-j(90^\circ - \alpha_{22})}; \\ \dot{Y}_{12} &= y_{12} e^{-j\psi_{12}} = y_{12} e^{-j(90^\circ - \alpha_{12})}. \end{aligned}$$

При заданных обобщенных параметрах схемы замещения в (5.6) входят семь переменных  $I_{1a}, I_{1p}, I_{2a}, I_{2p}, E_{1\phi}, E_{2\phi}$  и  $\delta$ . Если три из этих величин заданы, то оставшиеся четыре принципиально могут быть определены из уравнений (5.6).

В том случае, когда ЭДС  $\dot{E}_{1\phi}$  и  $\dot{E}_{2\phi}$  заданы по величине и фазе ( $E_{1\phi}, E_{2\phi}, \delta$ ), каждое из уравнений (5.6) независимо от других определяет одно искомое переменное ( $I_{1a}, I_{1p}, I_{2a}, I_{2p}$ ).

При других возможных вариантах задания исходных данных (5.6) образуют систему, решение которой позволяет определить четыре искомые переменные, причем в тех случаях, когда среди искомых величин будет угол  $\delta$ , определение этих величин потребует решения нелинейной системы уравнений.

Все сказанное позволяет сделать выводы, что в общем случае при любых способах учета нагрузки:

- 1) определение параметров режима электрических сетей и систем требует решения систем нелинейных алгебраических уравнений;
- 2) высокий порядок систем уравнений, определяющих параметры режима электрических сетей и систем. Этот порядок определяется количеством ветвей, количеством узлов, количеством независимых контуров.

Для расчета режимов сложных электрических систем и сетей чаще всего применяются методы алгебры матриц в сочетании с положениями топологии.

При таком подходе совокупности параметров режима – заданных и искоемых – могут быть представлены в виде столбцовых и строчных матриц, для обозначения которых применяются те или иные символы. Так, токи во всех  $m$  ветвях сложной схемы замещения и напряжения в  $n$  ее узлах представляются матрицами:

$$\dot{\mathbf{I}} = \begin{Bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dots \\ \dot{I}_m \end{Bmatrix} \quad \text{и} \quad \dot{\mathbf{U}} = \begin{Bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \dots \\ \dot{U}_n \end{Bmatrix}.$$

Соотношения между параметрами режима определяются уравнениями, в которые входят матрицы параметров режима и матрицы тех или иных параметров схемы замещения. Преобразование этих уравнений, а также разрешение относительно матриц искоемых переменных определяется правилами алгебры матриц независимо от числа элементов в матрицах и их физического смысла.

Нелинейный характер уравнений, описывающих режимы электрических систем и сетей, определяет два возможных различных подхода:

- 1) непосредственное решение систем нелинейных уравнений численными методами вычислительной математики;
- 2) линеаризация исходных уравнений.

Наибольшее распространение получили два способа линеаризации:

- 1) замена функции  $\hat{S}_k / \hat{U}_k$  неизменным током;
- 2) замена функции  $\hat{S}_k / \hat{U}_k$  неизменными током и проводимостью.

Рассмотрим первый из этих подходов. Будем считать, что искомыми параметрами режима являются напряжения в узлах, связанные с величинами мощностей нагрузки уравнениями вида (5.3).

Для мощностей нагрузок  $n$  узлов схемы замещения справедливы уравнения:

$$\begin{aligned} \dot{S}_1 &= 3\dot{U}_{1\phi}\hat{I}_{1n} = -3\dot{U}_{1\phi}\hat{J}_1; \\ \dot{S}_2 &= 3\dot{U}_{2\phi}\hat{I}_{2n} = -3\dot{U}_{2\phi}\hat{J}_2; \\ &\dots \\ \dot{S}_n &= 3\dot{U}_{n\phi}\hat{I}_{nn} = -3\dot{U}_{n\phi}\hat{J}_n, \end{aligned}$$

из которых следует:

$$\begin{cases} \hat{S}_1 = -3\hat{U}_{1\phi} \hat{J}_1; \\ \hat{S}_2 = -3\hat{U}_{2\phi} \hat{J}_2; \\ \dots \\ \hat{S}_n = -3\hat{U}_{n\phi} \hat{J}_n. \end{cases} \quad (5.7)$$

Выражения (5.7) в раскрытой матричной форме могут быть записаны следующим образом:

$$\begin{pmatrix} \hat{S}_1 \\ \hat{S}_2 \\ \dots \\ \hat{S}_n \end{pmatrix} = -3 \begin{pmatrix} \hat{U}_{1\phi} & & & \\ & \hat{U}_{2\phi} & & \\ & & \dots & \\ & & & \hat{U}_{n\phi} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \hat{J}_1 \\ \hat{J}_2 \\ \dots \\ \hat{J}_n \end{pmatrix},$$

или в обобщенной форме

$$\hat{\mathbf{S}}_n = -3\hat{\mathbf{U}}_{y\phi\delta} \hat{\mathbf{J}}, \quad (5.8)$$

где  $\hat{\mathbf{U}}_{y\phi\delta}$  – диагональная матрица сопряженных комплексных значений фазных узловых напряжений.

Для генераторных узлов аналогично можно получить:

$$\hat{\mathbf{S}}_g = 3\hat{\mathbf{U}}_{y\phi\delta} \hat{\mathbf{J}}. \quad (5.8a)$$

Поэтому задающие токи нагрузочных узлов находятся как

$$\hat{\mathbf{J}} = -\frac{1}{3}\hat{\mathbf{U}}_{y\phi\delta}^{-1} \hat{\mathbf{S}}_n,$$

для генераторных узлов:

$$\hat{\mathbf{J}} = \frac{1}{3}\hat{\mathbf{U}}_{y\phi\delta}^{-1} \hat{\mathbf{S}}_g.$$

Примем произвольно значения узловых напряжений равными номинальным напряжениям, т.е. будем считать известной матрицу  $\hat{\mathbf{U}}_{y\phi\delta} = \hat{\mathbf{U}}_{y\phi\delta}^{(0)}$ . Поскольку эта матрица квадратная и неособенная, то в этом случае из (5.8) можно получить:

$$\hat{\mathbf{J}}^{(0)} = -\frac{1}{3}\left(\hat{\mathbf{U}}_{y\phi\delta}^{(0)}\right)^{-1} \hat{\mathbf{S}}_n,$$

т.е. можно найти задающие токи во всех узлах схемы замещения. При известных токах  $\hat{\mathbf{J}}$  правые части уравнений (5.3) представляют собой постоянные величины, независимые от искомых неизвестных напряжений в узлах, записанных в левых частях этих уравнений. Следовательно, в этом случае уравнения приобретают линейный характер.

Решение этих уравнений позволяет найти напряжения в узлах, составляющих матрицу  $\hat{\mathbf{U}}_{y\phi\delta}^{(1)}$ , однако значения этих напряжений являются лишь первым приближением к истинным напряжениям в рассматриваемой схеме, поскольку они найдены на основании не исходных, а линеаризованных уравнений. Поэтому требуется решение задачи продолжить, для чего выполняется расчет следующей, второй, итерации. Он заключается в определении новых значений задающих токов на основе найденной матрицы  $\hat{\mathbf{U}}_{y\phi\delta}^{(1)}$ , причем

$$\hat{\mathbf{J}}^{(1)} = -\frac{1}{3}\left(\hat{\mathbf{U}}_{y\phi\delta}^{(1)}\right)^{-1} \hat{\mathbf{S}}_n,$$

а затем в вычислении уточненной матрицы узловых напряжений  $\dot{U}_{\text{уф}}^{(2)}$ .

Далее выполняется расчет 3-й и последующих итераций, причем вычисления продолжают до тех пор, пока не будет установлено, что сходящийся итерационный процесс на  $(k+1)$ -й итерации обеспечивает заданную точность в определении искомой матрицы узловых напряжений. Формальным признаком этого является удовлетворение неравенства

$$\dot{U}_{\text{уф}}^{(k+1)} - \dot{U}_{\text{уф}}^{(k)} \leq \varepsilon, \quad (5.9)$$

где  $\varepsilon$  – матрица малых заранее заданных величин, характеризующих принятую точность расчета.

Таким образом, показанный подход к определению напряжений, предусматривающий линеаризацию исходных уравнений, по существу заключается в замене решения нелинейного уравнения решением последовательности систем нелинейных уравнений. В практике расчетов режимов такой подход называется внешней итерацией.

Можно сформулировать следующие основные особенности решения задачи расчета установившихся режимов:

- 1) широкое использование численных методов;
- 2) чрезвычайно высокий порядок уравнений, описывающих режим электрических систем и их сетей.

#### 5.4. Исходные положения

Установившийся режим электрической системы можно считать определенным, если известны [5]:

– в узлах сети – два комплексных параметра – активная и реактивная мощности, модуль и фазовый угол напряжения или его вещественная и мнимая составляющие;

– в ветвях сети – один комплексный параметр – активная и реактивная мощности в начале или конце ветви; в ветвях с ненулевыми коэффициентами трансформации – комплексные коэффициенты трансформации.

Общее число комплексных параметров режима равно  $t = l + 2k$ , где  $l$  – число ветвей,  $k$  – число узлов.

Из теории цепей известно, что наибольшее число независимых уравнений, связывающих токи и напряжения, равно числу ветвей. Применительно к задаче расчета установившегося режима, где нагрузку, заданную  $P+jQ$ , следует рассматривать как ветвь с переменным сопротивлением, число уравнений равно  $t' = l + k < t$ , откуда следует, что  $t'$  параметров, определяющих режим, могут быть приняты в качестве независимых, а остальные  $t - t' = k$  должны быть заданы в исходных данных. С помощью специальных приемов система из  $t'$  уравнений может быть преобразована в систему с меньшим числом  $t'' < t'$  независимых уравнений и независимых переменных. Но число зависимых переменных, равное  $t - t'$ , при этом не изменяется. Поэтому задача расчета установившегося режима может быть сформулирована следующим образом: для заданной электрической сети по заданным  $k$  параметрам режима требуется путем решения системы из  $t''$  алгебраических уравнений определить соответствующие независимые переменные, а затем с их помощью определить остальные  $t' - t''$  переменных.

При расчетах режимов электрических систем могут быть выделены два отдельных этапа решения.

1. Первый этап заключается в анализе схемных взаимосвязей сети и завершается составлением математических уравнений для той или иной вводимой системы искомым величин.

2. Второй этап заключается в решении полученных уравнений.

Задача расчета установившихся режимов системы может быть поставлена различным образом в зависимости от характера задания исходных данных. Сложившаяся практика расчетов установившихся режимов предусматривает в большинстве случаев принятие в качестве известных исходных данных:

- 1) конфигурация и параметры электрической сети;
- 2) для узлов с нагрузкой – полную мощность нагрузки в узле  $\dot{S} = P + jQ$ , в общем случае изменяющуюся в соответствии со статической характеристикой;
- 3) для генерирующих узлов – активную мощность генераторов и модуль напряжения в узле;
- 4) для трансформаторов – их коэффициенты трансформации;
- 5) для балансирующего узла – модуль и аргумент напряжения. Мощность в балансирующем узле определяется по условию баланса мощностей в электрической системе с учетом потерь в сети.

Дополнительными данными служат допустимые пределы изменения параметров, ступени изменения коэффициентов трансформации и другая информация. Т.к. при указанном составе исходных данных любая система уравнений будет нелинейной и ее решение может быть выполнено только методами последовательных приближений, то для всех независимых переменных должны быть приняты начальные значения, являющиеся исходными для последующего итерационного процесса.

## 5.5. Основные уравнения

Режим электрической цепи полностью описывается системой уравнений, отвечающих двум законам Кирхгофа. При записи этих уравнений в матричной форме необходимо помимо матриц искомым параметров режима, матриц задающих токов и ЭДС в ветвях схемы замещения иметь матрицы, характеризующие взаимную связь и сопротивления ветвей этой схемы [5]. Взаимная связь ветвей может быть представлена направленным графом, который служит характеристикой геометрического образа каждой электрической цепи, а следовательно, и схемы замещения электрической системы.

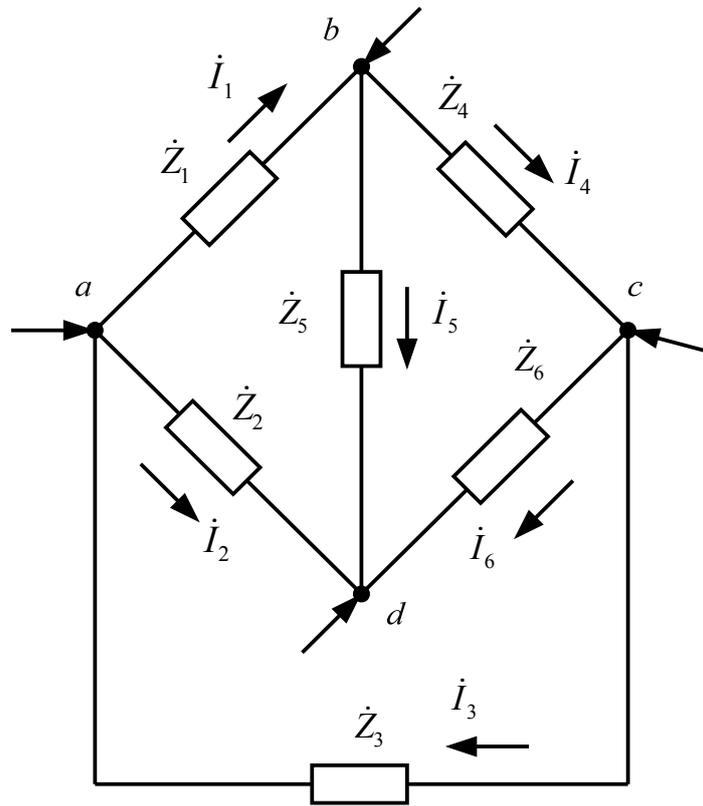


Рис. 5.3. Схема замещения электрической сети

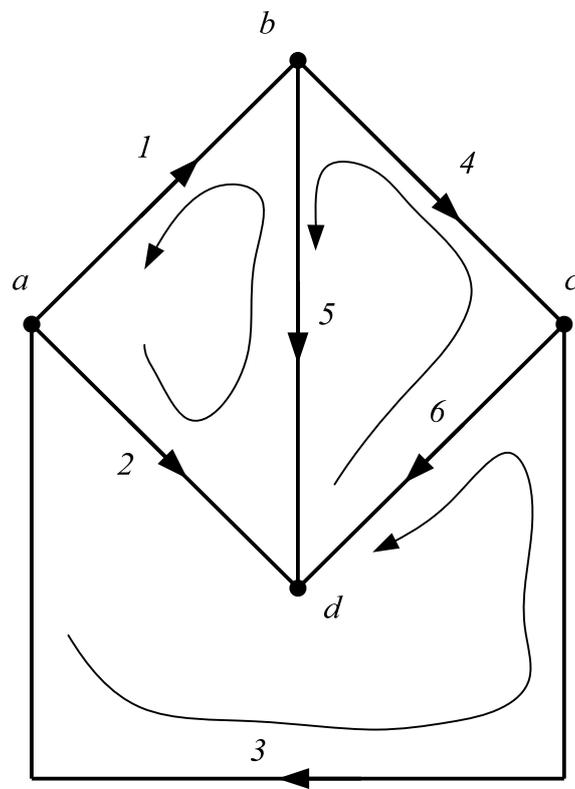


Рис. 5.4. Направленный граф

Взаимная связь шести ветвей и четырех узлов схемы на рис. 1.3 показана на рис. 1.4. Если каждой ветви этой схемы поставить в соответствие некоторое произвольно выбранное направление, то будет получен направленный граф.

Направленный граф, характеризующий конфигурацию – геометрический образ сети, может быть описан в аналитической форме, если провести нумерацию его узлов, ветвей и независимых контуров, а также выбрать положительное направление обходов этих контуров. Для аналитического описания направленного графа служат первая и вторая матрицы инцидентий.

Первая матрица инцидентий  $\mathbf{M}$ , называемая также матрицей соединений в узлах, представляет собой таблицу, каждая строка которой отвечает одному из узлов схемы, а каждый столбец – одной из ее ветвей. При составлении матрицы  $\mathbf{M}$  предварительно выбирается в рассматриваемой электрической системе балансирующий узел. Этот узел опускается при записи матрицы  $\mathbf{M}$ , строки которой при этом оказываются соответствующими всем узлам схемы, следующим в порядке нумерации, за исключением балансирующего узла.

Каждая клетка таблицы – матрицы  $\mathbf{M}$  – отвечает одной ветви и одному узлу. Если ветвь не связана с узлом, то в клетке ставится 0, если же ветвь связана с тем или иным узлом, – проставляется либо +1, либо –1 в зависимости от направления ветви в направленном графе. Ветвь, выходящая из узла, считается имеющей данный узел своим началом. В этом случае в соответствующей клетке матрицы  $\mathbf{M}$  проставляется +1. Если же ветвь входит в узел, который при этом считается концом ветви, то записывается –1.

Применительно к направленному графу, показанному на рис. 1.4, первая матрица инцидентий при балансирующем узле  $a$  имеет вид, показанный на рис. 5.5.

$$\mathbf{M} = \begin{array}{c} \left\| \begin{array}{cccccc} -1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 1 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & -1 \end{array} \right\| \begin{array}{l} b \\ c \\ d \end{array} \right\} \text{ Узлы} \\ \underbrace{\begin{array}{cccccc} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \end{array}}_{\text{Ветви направленного графа}} \end{array}$$

Рис. 5.5. Первая матрица инцидентий для направленного графа на рис. 5.4

При нумерации ветвей направленного графа удобно различать две группы ветвей. Первая из них образует дерево графа, а вторая – его хорды. Дерево графа составляет минимальное число ветвей, связывающих все узлы направленного графа с балансирующим узлом. Все остальные ветви называются хордами направленного графа. В направленном графе можно выделить в общем случае не одно дерево, но для всех деревьев характерно равенство числа ветвей числу узлов направленного графа за вычетом балансирующего. При нумерации ветвей первыми должны получать номера ветви дерева, последующие номера присваиваются хордам. Так, в рассматриваемом примере ветви 1, 2, 3 являются ветвями дерева (рис. 5.6).

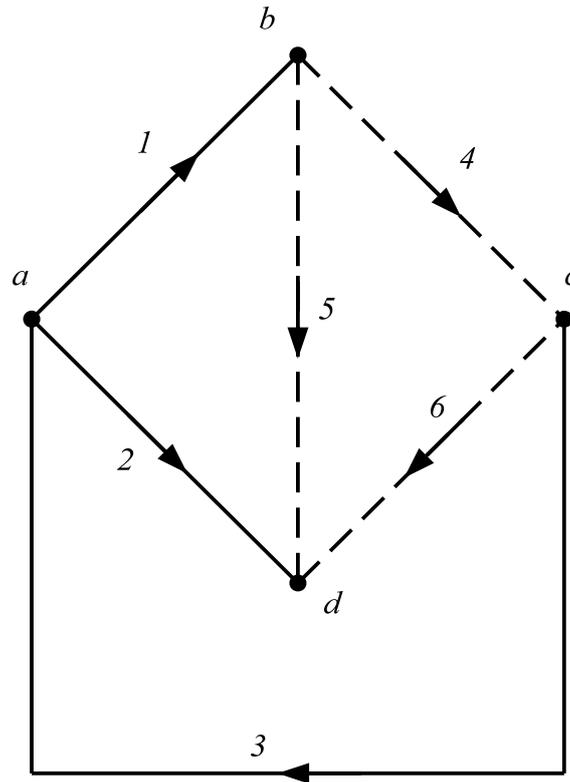


Рис. 5.6. Дерево и хорды направленного графа

Рекомендуемая [5] система нумерации ветвей направленного графа позволяет разбить матрицу на две клетки (подматрицы), одна из которых характеризует связь ветвей дерева с узлами (матрица  $\mathbf{M}_\alpha$ ), а другая – связь хорд с этими узлами ( $\mathbf{M}_\beta$ ). В условиях направленного графа, показанного на рис. 5.6, имеем матрицу  $\mathbf{M}$ :

$$\mathbf{M} = \left\| \begin{array}{ccc|ccc} -1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 1 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & -1 \end{array} \right\| = \left\| \mathbf{M}_\alpha \quad \mathbf{M}_\beta \right\|. \quad (5.10)$$

В клеточной матрице  $\mathbf{M}$  клетка (подматрица)  $\mathbf{M}_\alpha$  всегда имеет квадратную форму.

Вторая матрица инцидентий  $\mathbf{N}$ , называемая также матрицей соединений в контурах, представляет собой таблицу, строки которой отвечают независимым контурам направленного графа сети, а столбцы – его ветвям. Если та или иная ветвь входит в контур, то на пересечении соответствующих строк и столбца матрицы ставится либо +1, либо -1 в зависимости от того, совпадает направление ветви с направлением обхода контура или имеет противоположное ему направление. Если же ветвь не входит в контур, то в матрице на пересечении соответствующих строки и столбца записывается 0. Для направленного графа (рис. 5.4) получаем матрицу  $\mathbf{N}$ , показанную на рис. 5.7.

$$\mathbf{N} = \left\| \begin{array}{cccccc} -1 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & -1 \\ 0 & -1 & -1 & 0 & 0 & 1 \end{array} \right\| \begin{array}{l} \text{I} \\ \text{II} \\ \text{III} \end{array} \left. \vphantom{\begin{array}{l} \text{I} \\ \text{II} \\ \text{III} \end{array}} \right\} \text{Контурь}$$

$$\underbrace{\quad \quad \quad \quad \quad \quad \quad}_{\text{Ветви направленного графа}} \begin{array}{cccccc} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \end{array}$$

Рис. 1.7. Вторая матрица инцидентий для направленного графа на рис. 5.4

Матрицы инцидентий  $\mathbf{M}$  и  $\mathbf{N}$  однозначно описывают в аналитической форме направленный граф цепи, т.е. при известных матрицах  $\mathbf{M}$  и  $\mathbf{N}$  можно воспроизвести только единственный геометрический образ цепи – конфигурацию схемы замещения.

Основываясь на известном правиле умножения прямоугольной матрицы на столбцовую, можно получить, что:

$$\mathbf{M}\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{J}} \quad (5.11)$$

Каждый элемент столбцовой матрицы  $\dot{\mathbf{J}}$  в соответствии с правилом умножения матриц представляет собой сумму произведений элементов той или иной строки матрицы  $\mathbf{M}$  на отвечающие ей элементы матрицы  $\dot{\mathbf{I}}$ . Так, для схемы на рис. 5.4 получаем следующее произведение:

$$\left\| \begin{array}{cccccc} -1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 1 \\ 0 & -1 & -1 & 0 & -1 & -1 \end{array} \right\| \cdot \left\| \begin{array}{c} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \dot{I}_4 \\ \dot{I}_5 \\ \dot{I}_6 \end{array} \right\| =$$

$$= \left\| \begin{array}{c} (-1)\dot{I}_1 + (0)\dot{I}_2 + (0)\dot{I}_3 + 1 \cdot \dot{I}_4 + 1 \cdot \dot{I}_5 + (0)\dot{I}_6 \\ (0)\dot{I}_1 + (0)\dot{I}_2 + 1 \cdot \dot{I}_3 + (-1)\dot{I}_4 + (0)\dot{I}_5 + 1 \cdot \dot{I}_6 \\ (0)\dot{I}_1 + (-1)\dot{I}_2 + (0)\dot{I}_3 + (0)\dot{I}_4 + (-1)\dot{I}_5 + (-1)\dot{I}_6 \end{array} \right\| = \left\| \begin{array}{c} -\dot{I}_1 + \dot{I}_4 + \dot{I}_5 \\ \dot{I}_3 - \dot{I}_4 + \dot{I}_6 \\ -\dot{I}_2 - \dot{I}_5 - \dot{I}_6 \end{array} \right\|.$$

Нетрудно видеть, что и в рассматриваемом примере, и в общем случае при принятом правиле формирования матрицы  $\mathbf{M}$  каждая такая сумма представляет собой алгебраическую сумму токов в ветвях, связанных с узлом, равную задающему току в этом узле. Следовательно, матричное выражение (5.11) – это записанное в обобщенной форме уравнение, отвечающее первому закону Кирхгофа. Уравнение (5.11) можно записать с учетом (5.8) в следующем виде:

$$\mathbf{M}\dot{\mathbf{I}} = -\frac{1}{3}\hat{\mathbf{U}}_{\text{уфд}}^{-1}\hat{\mathbf{S}}_{\text{н}} \quad (5.12)$$

Аналогично на примере любой произвольной схемы можно установить справедливость матричного выражения

$$\mathbf{N}\dot{\mathbf{U}}_{\text{вз}} = \mathbf{N}\dot{\mathbf{E}} = \dot{\mathbf{E}}_{\text{к}} \quad (5.13)$$

где  $\dot{\mathbf{U}}_{\text{вз}}$  – столбцовая матрица напряжений на сопротивлениях ветвей (падений напряжения на сопротивлениях ветвей);

$\dot{\mathbf{E}}$  – столбцовая матрица ЭДС в ветвях;

$\dot{\mathbf{E}}_к = \mathbf{N}\dot{\mathbf{E}}$  – столбцовая матрица контурных ЭДС, каждый элемент которой равен алгебраической сумме ЭДС в одном из независимых контуров.

Выражение (5.13) представляет собой обобщенную форму уравнения, отвечающего второму закону Кирхгофа, поскольку произведение  $\mathbf{N}\dot{\mathbf{U}}_{вz}$  дает столбцовую матрицу, каждый элемент которой равен алгебраической сумме падений напряжения в сопротивлениях одного из независимых контуров.

Пусть имеется некоторая схема замещения, содержащая шесть ветвей с сопротивлениями  $\dot{Z}_1, \dot{Z}_2, \dot{Z}_3, \dot{Z}_4, \dot{Z}_5, \dot{Z}_6$ . Составим диагональную матрицу  $\dot{\mathbf{Z}}_в$ , на главной диагонали которой расположим эти сопротивления, а остальные элементы будем считать нулями. Эта матрица носит название матрицы сопротивлений ветвей. Ее произведение на матрицу токов в ветвях  $\dot{\mathbf{I}}$  применительно к схеме на рис. 5.3 позволяет получить:

$$\begin{pmatrix} \dot{Z}_1 & & & & & \\ & \dot{Z}_2 & & & & \\ & & \dot{Z}_3 & & & \\ & & & \dot{Z}_4 & & \\ & & & & \dot{Z}_5 & \\ & & & & & \dot{Z}_6 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \dot{I}_4 \\ \dot{I}_5 \\ \dot{I}_6 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \dot{Z}_1 \dot{I}_1 \\ \dot{Z}_2 \dot{I}_2 \\ \dot{Z}_3 \dot{I}_3 \\ \dot{Z}_4 \dot{I}_4 \\ \dot{Z}_5 \dot{I}_5 \\ \dot{Z}_6 \dot{I}_6 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \dot{U}_{1z} \\ \dot{U}_{2z} \\ \dot{U}_{3z} \\ \dot{U}_{4z} \\ \dot{U}_{5z} \\ \dot{U}_{6z} \end{pmatrix},$$

что дает возможность в обобщенной форме записать

$$\dot{\mathbf{Z}}_в \dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{U}}_{вz}. \quad (5.14)$$

С учетом (5.14) матричному уравнению второго закона Кирхгофа можно придать вид

$$\mathbf{N}\dot{\mathbf{Z}}_в \dot{\mathbf{I}} = \mathbf{N}\dot{\mathbf{E}} = \dot{\mathbf{E}}_к. \quad (5.15)$$

Из (5.15) следует

$$\mathbf{N}\dot{\mathbf{Z}}_в \dot{\mathbf{I}} - \mathbf{N}\dot{\mathbf{E}} = \mathbf{0},$$

или

$$\mathbf{N}(\dot{\mathbf{Z}}_в \dot{\mathbf{I}} - \dot{\mathbf{E}}) = \mathbf{0}. \quad (5.16)$$

В скобках выражения (5.16) записана разность двух матриц, равная матрице, элементами которой являются напряжения на ветвях (падения напряжений на ветвях). Поэтому, обозначая эту матрицу как  $\dot{\mathbf{U}}_в$ , можно на основании (5.16) записать:

$$\dot{\mathbf{Z}}_в \dot{\mathbf{I}} - \dot{\mathbf{E}} = \dot{\mathbf{U}}_в. \quad (5.17)$$

Полученное матричное выражение представляет собой обобщенную форму записи закона Ома.

Совместное решение двух систем (5.11) и (5.15) позволяет найти токи в ветвях. Для схемы на рис. 5.3 получаем следующее.

$$\mathbf{N}\dot{\mathbf{Z}}_{\mathbf{B}} = \begin{vmatrix} -1 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & -1 \\ 0 & -1 & -1 & 0 & 0 & 1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \dot{Z}_1 \\ \dot{Z}_2 \\ \dot{Z}_3 \\ \dot{Z}_4 \\ \dot{Z}_5 \\ \dot{Z}_6 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} -\dot{Z}_1 & \dot{Z}_2 & 0 & 0 & -\dot{Z}_5 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\dot{Z}_4 & \dot{Z}_5 & -\dot{Z}_6 \\ 0 & -\dot{Z}_2 & -\dot{Z}_3 & 0 & 0 & \dot{Z}_6 \end{vmatrix}.$$

### 5.6. Прямой метод расчета

Составим клеточную матрицу, клетками которой служат подматрицы  $\mathbf{M}$  и  $\mathbf{N}\dot{\mathbf{Z}}_{\mathbf{B}}$ , и умножим ее на столбцовую матрицу  $\dot{\mathbf{I}}$ . При этом можно получить [5]:

$$\begin{vmatrix} \mathbf{M} \\ \mathbf{N}\dot{\mathbf{Z}}_{\mathbf{B}} \end{vmatrix} \dot{\mathbf{I}} = \begin{vmatrix} \begin{vmatrix} -1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 1 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & -1 \end{vmatrix} \\ -\dot{Z}_1 & \dot{Z}_2 & 0 & 0 & -\dot{Z}_5 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\dot{Z}_4 & \dot{Z}_5 & -\dot{Z}_6 \\ 0 & -\dot{Z}_2 & -\dot{Z}_3 & 0 & 0 & \dot{Z}_6 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \dot{I}_4 \\ \dot{I}_5 \\ \dot{I}_6 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \mathbf{J} \\ \dot{\mathbf{E}}_{\mathbf{K}} \end{vmatrix}.$$

Клеточная матрица  $\begin{vmatrix} \mathbf{M} \\ \mathbf{N}\dot{\mathbf{Z}}_{\mathbf{B}} \end{vmatrix}$  как в рассмотренном примере, так и в общем случае имеет квадратную форму и, следовательно, принципиально может быть обращена. Поэтому на основании матричного уравнения

$$\begin{vmatrix} \mathbf{M} \\ \mathbf{N}\dot{\mathbf{Z}}_{\mathbf{B}} \end{vmatrix} \dot{\mathbf{I}} = \begin{vmatrix} \mathbf{J} \\ \dot{\mathbf{E}}_{\mathbf{K}} \end{vmatrix} \quad (5.18)$$

можно записать

$$\dot{\mathbf{I}} = \begin{vmatrix} \mathbf{M} \\ \mathbf{N}\dot{\mathbf{Z}}_{\mathbf{B}} \end{vmatrix}^{-1} \begin{vmatrix} \mathbf{J} \\ \dot{\mathbf{E}}_{\mathbf{K}} \end{vmatrix}. \quad (5.19)$$

Уравнение (5.18) может рассматриваться в качестве обобщенной формы записи обоих законов Кирхгофа, тогда как выражение (5.19) представляет собой записанный в матричной форме алгоритм определения токов в ветвях при непосредственном использовании уравнений Кирхгофа. Такой метод расчета называют прямым методом расчета токораспределения.

Аналогичным методом могут быть найдены падения напряжений на сопротивлениях ветвей, составляющих матрицу  $\dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{BZ}}$ . Для этого из уравнения

$$\dot{\mathbf{Z}}_{\mathbf{B}} \dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{BZ}}$$

следует выразить матрицу токов в ветвях  $\dot{\mathbf{I}}$ , равную

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{Z}}_{\mathbf{B}}^{-1} \dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{BZ}} \quad (5.20)$$

и записать уравнение 1-го закона Кирхгофа  $\mathbf{M}\dot{\mathbf{I}} = \mathbf{J}$  с учетом (5.20) в виде

$$\mathbf{M} \dot{\mathbf{Z}}_{\mathbf{B}}^{-1} \dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{BZ}} = \mathbf{J} . \quad (5.21)$$

Тогда на основании второго закона Кирхгофа (5.13) и (5.21) можно записать аналогично (5.18)

$$\left\| \begin{array}{c} \mathbf{M} \dot{\mathbf{Z}}_{\mathbf{B}}^{-1} \\ \mathbf{N} \end{array} \right\| \dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{BZ}} = \left\| \begin{array}{c} \mathbf{J} \\ \dot{\mathbf{E}}_{\mathbf{K}} \end{array} \right\| , \quad (5.22)$$

откуда следует

$$\dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{BZ}} = \left\| \begin{array}{c} \mathbf{M} \dot{\mathbf{Z}}_{\mathbf{B}}^{-1} \\ \mathbf{N} \end{array} \right\|^{-1} \left\| \begin{array}{c} \mathbf{J} \\ \dot{\mathbf{E}}_{\mathbf{K}} \end{array} \right\| . \quad (5.23)$$

Прямой метод определения токораспределения или напряжений на ветвях связан с необходимостью решения тем или иным методом систем уравнений, число которых равно числу ветвей в направленном графе схемы.

Стремление уменьшить число решаемых уравнений привело к появлению метода узловых напряжений и метода контурных токов.

Первый из них сводит задачу к определению узловых напряжений, число которых равно числу узлов схемы без одного – базисного.

Второй метод приводит к решению уравнений, определяющих контурные токи, т.е. токи в ветвях, принадлежащих только какому-либо одному независимому контуру.

В обоих случаях число неизвестных и, соответственно, число уравнений в системе, определяющей параметры режима, оказывается меньше числа ветвей в схеме.

## 5.7. Метод узловых напряжений

Уравнение в матричной форме для определения напряжений в узлах схемы в соответствии с методом узловых напряжений может быть получено на основании выражения

$$\mathbf{M}'_t \dot{\mathbf{U}}_{\Delta} = \dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{B}} , \quad (5.24)$$

справедливость которого может быть установлена на примере какой-либо простой схемы. В (1.24) матрица  $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta}$  представляет собой разницу двух матриц

$$\dot{\mathbf{U}}_{\Delta} = \dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{y}} - \dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{0}} , \quad (5.25)$$

где  $\dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{y}}$  – столбцовая матрица искоемых узловых напряжений;

$\dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{0}}$  – столбцовая матрица, элементами которой являются одни и те же значения базисного напряжения, принятого при расчете в выбранном базисном узле.

Матрица  $\mathbf{M}'_t$  получается при транспонировании матрицы  $\mathbf{M}'$ , которая составляется по тому же правилу, что и первая матрица инцидентий  $\mathbf{M}$ , с той лишь разницей, что строки ее отвечают всем узлам, за исключением базисного (в матрице  $\mathbf{M}$  – за исключением балансирующего). Матрица  $\mathbf{M}'$  по форме тождественна матрице  $\mathbf{M}$  и в случае совмещения базисного и балансирующего узлов равна ей, т.е. при совмещении этих узлов

$$\mathbf{M}'_t = \mathbf{M}_t . \quad (5.26)$$

Из (5.24) с учетом выражения (5.17) для  $\dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{B}}$  следует

$$\mathbf{M}'_t \dot{\mathbf{U}}_\Delta = \dot{\mathbf{Z}}_b \dot{\mathbf{I}} - \dot{\mathbf{E}},$$

откуда получаем, умножая левую и правую часть на  $\dot{\mathbf{Z}}_b^{-1}$ ,

$$\dot{\mathbf{Z}}_b^{-1} \mathbf{M}'_t \dot{\mathbf{U}}_\Delta = \dot{\mathbf{I}} - \dot{\mathbf{Z}}_b^{-1} \dot{\mathbf{E}}, \quad (5.27)$$

после же умножения этого уравнения на  $\mathbf{M}$  имеем

$$\mathbf{M} \dot{\mathbf{Z}}_b^{-1} \mathbf{M}'_t \dot{\mathbf{U}}_\Delta = \mathbf{M} \dot{\mathbf{I}} - \mathbf{M} \dot{\mathbf{Z}}_b^{-1} \dot{\mathbf{E}}. \quad (5.28)$$

Произведение трех матриц  $\mathbf{M} \dot{\mathbf{Z}}_b^{-1} \mathbf{M}'_t$  дает матрицу, элементами которой являются некоторые проводимости, поскольку матрицы  $\mathbf{M}$  и  $\mathbf{M}'_t$  содержат только безразмерные величины, а матрица  $\dot{\mathbf{Z}}_b^{-1}$ , полученная из диагональной матрицы  $\dot{\mathbf{Z}}_b$  в соответствии с правилом обращения, также имеет диагональную форму, причем на главной диагонали размещаются проводимости ветвей схемы замещения. Поэтому матрица

$$\dot{\mathbf{Y}}_y = \mathbf{M} \dot{\mathbf{Z}}_b^{-1} \mathbf{M}'_t \quad (5.29)$$

называется матрицей узловых проводимостей.

С учетом (5.29) и уравнения 1-го закона Кирхгофа (5.11) уравнению (5.28) может быть придан вид:

$$\dot{\mathbf{Y}}_y \dot{\mathbf{U}}_\Delta = \dot{\mathbf{J}} - \mathbf{M} \dot{\mathbf{Z}}_b^{-1} \dot{\mathbf{E}}. \quad (5.30)$$

Полученное уравнение называют узловым уравнением, записанным с использованием матрицы узловых проводимостей.

Матрица  $\dot{\mathbf{Y}}_y$  имеет квадратную форму с числом строк столбцов, равным числу строк в матрице  $\mathbf{M}$ , т.е. числу узлов в схеме без одного. Это является следствием одинаковости формы матриц  $\mathbf{M}$  и  $\mathbf{M}'_t$ . Поэтому принципиально возможно уравнение (5.30) записать в обращенной форме:

$$\dot{\mathbf{U}}_\Delta = \dot{\mathbf{Y}}_y^{-1} \dot{\mathbf{J}} - \dot{\mathbf{Y}}_y^{-1} \mathbf{M} \dot{\mathbf{Z}}_b^{-1} \dot{\mathbf{E}} = \dot{\mathbf{Z}} \dot{\mathbf{J}} - \dot{\mathbf{Z}} \mathbf{M} \dot{\mathbf{Z}}_b^{-1} \dot{\mathbf{E}}. \quad (5.31)$$

Уравнение (1.31) также может быть названо узловым уравнением, но записанным с использованием матрицы узловых сопротивлений  $\dot{\mathbf{Z}} = \dot{\mathbf{Y}}_y^{-1}$ . Это уравнение, так же, как и (1.30), представляет собой математическую формулировку метода узловых напряжений. Найденная на их основании матрица  $\dot{\mathbf{U}}_\Delta$  позволяет в соответствии с (5.25) вычислить узловые напряжения

$$\dot{\mathbf{U}}_y = \dot{\mathbf{U}}_\Delta + \dot{\mathbf{U}}_0,$$

а также в соответствии с (5.27) найти матрицу токов в ветвях, равную

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{Z}}_b^{-1} (\mathbf{M}'_t \dot{\mathbf{U}}_\Delta + \dot{\mathbf{E}}). \quad (5.32)$$

В практике расчетов встречается и третья форма записи узловых уравнений, предусматривающая применение для описания сети смешанной матрицы коэффициентов. В этом случае матрица  $\dot{\mathbf{Y}}_y$  разбивается на подматрицы в соответствии с условиями, определяющими режим узлов.

Для получения узлового уравнения в форме, удобной для практического применения в этом случае, представим (5.30) в клеточной форме, приняв  $\dot{\mathbf{E}} = \mathbf{0}$ . Для этого выделим узлы схемы, в которых заданы модуль напряжения и активная мощность, присвоим им номера 1, 2, ...,  $i$  и образуем подматрицы  $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta i}$  и  $\dot{\mathbf{J}}_i$ , характеризующие режим выделенных узлов. Режим

остальных  $n-i$  узлов (не считая базисного) будет характеризоваться подматрицами  $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta n}$  и  $\dot{\mathbf{J}}_n$ . В принятых условиях узловое уравнение (5.30) может быть записано в форме

$$\begin{vmatrix} \dot{\mathbf{Y}}_{ii} & \dot{\mathbf{Y}}_{in} \\ \dot{\mathbf{Y}}_{ni} & \dot{\mathbf{Y}}_{nn} \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta i} \\ \dot{\mathbf{U}}_{\Delta n} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \dot{\mathbf{J}}_i \\ \dot{\mathbf{J}}_n \end{vmatrix},$$

или

$$\begin{vmatrix} \dot{\mathbf{Y}}_{ii} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta i} + \dot{\mathbf{Y}}_{in} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta n} \\ \dot{\mathbf{Y}}_{ni} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta i} + \dot{\mathbf{Y}}_{nn} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta n} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \dot{\mathbf{J}}_i \\ \dot{\mathbf{J}}_n \end{vmatrix},$$

откуда следует

$$\begin{cases} \dot{\mathbf{Y}}_{ii} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta i} + \dot{\mathbf{Y}}_{in} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta n} = \dot{\mathbf{J}}_i; \\ \dot{\mathbf{Y}}_{ni} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta i} + \dot{\mathbf{Y}}_{nn} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta n} = \dot{\mathbf{J}}_n. \end{cases}$$

Из второго уравнения полученной системы имеем:

$$\dot{\mathbf{U}}_{\Delta n} = \dot{\mathbf{Y}}_{nn}^{-1}(\dot{\mathbf{J}}_n - \dot{\mathbf{Y}}_{ni} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta i}),$$

что после подстановки в первое уравнение позволяет получить

$$(\dot{\mathbf{Y}}_{ii} - \dot{\mathbf{Y}}_{in} \dot{\mathbf{Y}}_{nn}^{-1} \dot{\mathbf{Y}}_{ni}) \dot{\mathbf{U}}_{\Delta i} + \dot{\mathbf{Y}}_{in} \dot{\mathbf{Y}}_{nn}^{-1} \dot{\mathbf{J}}_n = \dot{\mathbf{J}}_i.$$

Это уравнение вместе с преобразованным вторым уравнением системы

$$- \dot{\mathbf{Y}}_{nn}^{-1} \dot{\mathbf{Y}}_{ni} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta i} + \dot{\mathbf{Y}}_{nn}^{-1} \dot{\mathbf{J}}_n = \dot{\mathbf{U}}_{\Delta n}$$

позволяет получить искомую форму узлового уравнения в виде

$$\begin{vmatrix} \dot{\mathbf{Y}}_{ii} - \dot{\mathbf{Y}}_{in} \dot{\mathbf{Y}}_{nn}^{-1} \dot{\mathbf{Y}}_{ni} & \dot{\mathbf{Y}}_{in} \dot{\mathbf{Y}}_{nn}^{-1} \\ - \dot{\mathbf{Y}}_{nn}^{-1} \dot{\mathbf{Y}}_{ni} & \dot{\mathbf{Y}}_{nn}^{-1} \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta i} \\ \dot{\mathbf{J}}_n \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \dot{\mathbf{J}}_i \\ \dot{\mathbf{U}}_{\Delta n} \end{vmatrix}.$$

## 5.8. Метод контурных токов

Для получения в матричной форме уравнения, позволяющего найти контурные токи, следует воспользоваться соотношением

$$\mathbf{N}_t \dot{\mathbf{I}}_k = \dot{\mathbf{I}}', \quad (5.33)$$

которое связывает токи в ветвях  $\dot{\mathbf{I}}'$  схемы при отсутствии задающих токов с контурными токами и отвечает первому закону Кирхгофа.

В соответствии с методом наложения токи в ветвях могут быть представлены суммой двух систем токов, одна из которых ( $\dot{\mathbf{I}}'$ ) протекает под действием ЭДС в ветвях при отсутствии задающих токов в узлах, а другая ( $\dot{\mathbf{I}}''$ ) определяется задающими токами в схеме, в которой отсутствуют ЭДС

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{I}}' + \dot{\mathbf{I}}''.$$

Если предположить, что токи  $\dot{\mathbf{I}}''$  протекают только в ветвях дерева направленного графа и отсутствуют в его хордах, то, представляя матрицы  $\mathbf{M}$  и  $\dot{\mathbf{I}}''$  в форме клеточных матриц, уравнение первого закона Кирхгофа можно записать в виде

$$\begin{vmatrix} \mathbf{M}_\alpha & \mathbf{M}_\beta \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} \dot{\mathbf{I}}''_\alpha \\ \mathbf{0} \end{vmatrix} = \dot{\mathbf{J}}, \quad (5.34)$$

где  $\dot{\mathbf{I}}''_\beta = \mathbf{0}$ .

Из (1.34) следует

$$\mathbf{M}_a \dot{\mathbf{i}}'' = \dot{\mathbf{J}}, \text{ а также } \dot{\mathbf{i}}'' = \mathbf{M}^{-1} \dot{\mathbf{J}}.$$

Поэтому для матрицы  $\dot{\mathbf{I}}''$  в принятом допущении справедливо выражение

$$\dot{\mathbf{I}}'' = \begin{Bmatrix} \dot{\mathbf{i}}''_a \\ \dot{\mathbf{i}}''_b \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \mathbf{M}_a^{-1} \\ \mathbf{0} \end{Bmatrix} \dot{\mathbf{J}} \quad (5.35)$$

и, следовательно

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{I}}' + \dot{\mathbf{I}}'' = \mathbf{N}_t \dot{\mathbf{I}}_k + \begin{Bmatrix} \mathbf{M}_a^{-1} \\ \mathbf{0} \end{Bmatrix} \dot{\mathbf{J}}. \quad (5.36)$$

Выражение (5.36) характеризует соотношение между токами, отвечающими первому закону Кирхгофа. Поэтому, задаваясь условием, чтобы ток  $\dot{\mathbf{I}}$  удовлетворял и второму закону Кирхгофа, можно получить уравнение, позволяющие находить действительные параметры режима сети. Подставляя (5.36) в выражение для второго закона Кирхгофа (5.15), получаем:

$$\mathbf{N} \dot{\mathbf{Z}}_b \left( \mathbf{N}_t \dot{\mathbf{I}}_k + \begin{Bmatrix} \mathbf{M}_a^{-1} \\ \mathbf{0} \end{Bmatrix} \dot{\mathbf{J}} \right) = \dot{\mathbf{E}}_k,$$

откуда следует

$$\mathbf{N} \dot{\mathbf{Z}}_b \mathbf{N}_t \dot{\mathbf{I}}_k = \dot{\mathbf{E}}_k - \mathbf{N} \dot{\mathbf{Z}}_b \begin{Bmatrix} \mathbf{M}_a^{-1} \\ \mathbf{0} \end{Bmatrix} \dot{\mathbf{J}}. \quad (5.37)$$

Здесь произведение трех матриц  $\mathbf{N} \dot{\mathbf{Z}}_b \mathbf{N}_t$  дает квадратную матрицу, элементами которой являются некоторые сопротивления

$$\dot{\mathbf{Z}}_k = \mathbf{N} \dot{\mathbf{Z}}_b \mathbf{N}_t. \quad (5.38)$$

Эта матрица называется матрицей контурных сопротивлений. Число строк и столбцов в ней равно числу строк второй матрицы инцидентий, т.е. числу независимых контуров в направленном графе схемы. Используя (5.38), имеем из (5.37):

$$\dot{\mathbf{Z}}_k \dot{\mathbf{I}}_k = \dot{\mathbf{E}}_k - \mathbf{N} \dot{\mathbf{Z}}_b \begin{Bmatrix} \mathbf{M}_a^{-1} \\ \mathbf{0} \end{Bmatrix} \dot{\mathbf{J}}. \quad (5.39)$$

Уравнение (5.39) называется контурным уравнением, записанным с использованием матрицы контурных сопротивлений. Обращенное уравнение (5.39)

$$\dot{\mathbf{I}}_k = \dot{\mathbf{Z}}_k^{-1} \dot{\mathbf{E}}_k - \dot{\mathbf{Z}}_k^{-1} \mathbf{N} \dot{\mathbf{Z}}_b \begin{Bmatrix} \mathbf{M}_a^{-1} \\ \mathbf{0} \end{Bmatrix} \dot{\mathbf{J}} = \dot{\mathbf{Y}}_k \dot{\mathbf{E}}_k - \dot{\mathbf{Y}}_k \mathbf{N} \dot{\mathbf{Z}}_b \begin{Bmatrix} \mathbf{M}_a^{-1} \\ \mathbf{0} \end{Bmatrix} \dot{\mathbf{J}} \quad (5.40)$$

также называют контурным уравнением, но записанным с использованием контурных проводимостей.

Уравнения (5.39) и (5.40) являются математической формулировкой метода контурных токов. Найденная на основании контурных уравнений матрица токов  $\dot{\mathbf{I}}_k$  позволяет вычислить в соответствии с (5.36) матрицу токов в ветвях схемы  $\dot{\mathbf{I}}$ .

Для установления аналитической зависимости между контурными токами, ЭДС и токами в узлах применяются разные подходы. Однако в вычислительном плане все они практически равноценны, т.к. во всех случаях приходится решать системы уравнений, имеющих тот же порядок, что и (5.39).

Из теории цепей известно, что всегда так можно переставить строки и столбцы матрицы  $\mathbf{M}_a$ , чтобы она приняла треугольную форму, что можно реализовать соответствующей нумерацией ветвей дерева и узлов. При треугольной форме  $\mathbf{M}_a$  можно существенно облегчить операцию ее обращения при составлении уравнения (5.40).

### 5.9. Методы, использующие обобщенные параметры схемы замещения

Наряду с непосредственным использованием уравнений Кирхгофа, узлового и контурного уравнений в практике расчетов сложных электрических систем находят применение методы [5], основанные на применении обобщенных параметров схемы замещения. Уравнения в матричной форме, описывающие эти методы, могут быть получены с помощью узлового и контурного уравнений.

Обратимся вначале к уравнениям (5.30) и (5.31). В первом из них параметры схемы замещения и ее конфигурация отражаются в значениях элементов матриц  $\dot{\mathbf{Y}}_y$  и  $\mathbf{M}\dot{\mathbf{Z}}_b$ . Каждая строка квадратной матрицы  $\dot{\mathbf{Y}}_y$  отвечает одному из узлов в схеме, взятому в порядке их нумерации без балансирующего, тогда как столбцы также отвечают узлам схемы, следующим в порядке нумерации, за исключением базисного.

На пересечении строк и столбцов, относящихся к одним и тем же узлам в матрице  $\dot{\mathbf{Y}}_y$ , проставляется сумма проводимостей ветвей, связанных с этими узлами. Элементами матрицы узловых проводимостей, расположенных на пересечении строк и столбцов, относящихся к разным узлам, являются взятые с обратным знаком проводимости ветвей между узлами, которым отвечают номера строки и столбца. Используя это правило, можно формировать матрицу  $\dot{\mathbf{Y}}_y$  непосредственно по схеме замещения, не прибегая к операции умножения матриц, которая предусматривается формальным определением  $\dot{\mathbf{Y}}_y$  в соответствии с выражением (5.29).

Так, для схемы, приведенной на рис. 5.3., имеем следующее:

$$\dot{\mathbf{Y}}_y = \begin{vmatrix} \dot{Y}_1 + \dot{Y}_4 + \dot{Y}_5 & -\dot{Y}_4 & -\dot{Y}_5 \\ -\dot{Y}_4 & \dot{Y}_3 + \dot{Y}_4 + \dot{Y}_6 & -\dot{Y}_6 \\ -\dot{Y}_5 & -\dot{Y}_6 & \dot{Y}_2 + \dot{Y}_5 + \dot{Y}_6 \end{vmatrix}.$$

Вместе с тем рассматриваемое правило составления матрицы  $\dot{\mathbf{Y}}_y$  позволяет считать ее матрицей, содержащей параметры лишь отдельных элементов схемы замещения, связь которых с элементами этой схемы легко прослеживается.

Обращение матрицы  $\dot{\mathbf{Y}}_y$  требует в соответствии с известными правилами выполнения ряда операций, в которых участвуют все элементы этой матрицы. Поэтому матрица узловых сопротивлений  $\dot{\mathbf{Z}} = \dot{\mathbf{Y}}_y^{-1}$  оказывается составленной из элементов, значения которых определяются множеством параметров исходной схемы замещения и взаимной связью ее элементов. На этом основании матрицу узловых сопротивлений  $\dot{\mathbf{Z}}$  считают матрицей обобщенных параметров.

Произведение матриц, взятое в узловом уравнении с использованием матрицы  $\dot{\mathbf{Z}}$  (5.31) с обратным знаком

$$\dot{\mathbf{D}} = -\dot{\mathbf{Z}}\mathbf{M}\dot{\mathbf{Z}}_b^{-1} \quad (5.41)$$

и содержащее в качестве одного из сомножителей матрицу обобщенных параметров  $\dot{\mathbf{Z}}$ , дает матрицу, элементами которой также являются некоторые обобщенные параметры. Эти параметры называются комплексными коэффициентами распределения напряжения. Соответственно и матрица  $\dot{\mathbf{D}}$  носит название матрицы комплексных коэффициентов распределения напряжения.

Узловое уравнение с учетом (5.41) может быть записано в виде

$$\dot{\mathbf{U}}_{\Lambda} = \dot{\mathbf{Z}}\dot{\mathbf{J}} + \dot{\mathbf{D}}\dot{\mathbf{E}}, \quad (5.42)$$

откуда для напряжения в узлах следует

$$\dot{\mathbf{U}}_y = \dot{\mathbf{U}}_0 + \dot{\mathbf{Z}}\dot{\mathbf{J}} + \dot{\mathbf{D}}\dot{\mathbf{E}}. \quad (5.42a)$$

Полученные уравнения математически формулируют связь между узловыми напряжениями в схеме и действующими в ней задающими токами и ЭДС, определяемую двумя матрицами обобщенных параметров этой схемы.

Связь токов в ветвях схемы с задающими токами и ЭДС в ветвях через обобщенные параметры может быть установлена на основании метода наложения, в соответствии с которым

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{I}}' + \dot{\mathbf{I}}''.$$

Матрица токов  $\dot{\mathbf{I}}'$ , протекающих при отсутствии задающих токов, определяется выражением (5.33), в котором при условии  $\dot{\mathbf{J}} = \mathbf{0}$  матрица контурных токов на основании контурного уравнения (5.40) равна

$$\dot{\mathbf{I}}_k = \dot{\mathbf{Z}}_k^{-1}\dot{\mathbf{E}}_k = \dot{\mathbf{Y}}_k\dot{\mathbf{E}}_k.$$

Следовательно,

$$\dot{\mathbf{I}}' = \mathbf{N}_t \dot{\mathbf{Y}}_k \dot{\mathbf{E}}_k = \mathbf{N}_t \dot{\mathbf{Y}}_k \mathbf{N} \dot{\mathbf{E}} = \dot{\mathbf{Y}}_{ij} \dot{\mathbf{E}}, \quad (5.43)$$

где  $\dot{\mathbf{Y}}_{ij}$  – матрица собственных и взаимных проводимостей ветвей, относящихся к числу обобщенных параметров схемы замещения.

Обобщенный характер элементов матрицы  $\dot{\mathbf{Y}}_{ij}$  связан с тем, что при ее определении используется произведение матриц, одним из сомножителей в котором является матрица  $\dot{\mathbf{Y}}_k = \dot{\mathbf{Z}}_k^{-1}$ . Известно, что строки и столбцы матрицы  $\dot{\mathbf{Z}}_k$  отвечают независимым контурам, взятым в порядке их нумерации.

На пересечении одноименных строк и столбцов этой матрицы посещается сумма сопротивлений ветвей, составляющих данный контур. Элементами матрицы  $\dot{\mathbf{Z}}_k$ , отвечающими разным контурам, являются взятые с обратным знаком сопротивления ветвей, принадлежащие обоим контурам.

Так, для схемы на рис. 5.3 имеем:

$$\dot{\mathbf{Z}}_k = \begin{vmatrix} \dot{Z}_1 + \dot{Z}_2 + \dot{Z}_5 & -\dot{Z}_5 & -\dot{Z}_2 \\ -\dot{Z}_5 & \dot{Z}_4 + \dot{Z}_5 + \dot{Z}_6 & -\dot{Z}_6 \\ -\dot{Z}_2 & -\dot{Z}_6 & \dot{Z}_2 + \dot{Z}_3 + \dot{Z}_6 \end{vmatrix}.$$

Таким образом, матрица контурных сопротивлений может рассматриваться как матрица параметров конкретных элементов схемы замещения. Обращение же этой матрицы придает элементам обратной матрицы характер обобщенных параметров.

Матрица токов  $\dot{\mathbf{I}}''$ , протекающих в схеме при отсутствии ЭДС в ветвях, может быть найдена из (5.32) при  $\dot{\mathbf{E}} = \mathbf{0}$ . В этом случае имеем

$$\dot{\mathbf{I}}'' = \dot{\mathbf{Z}}_B^{-1} \mathbf{M}'_t \dot{\mathbf{U}}_\Delta,$$

где в рассматриваемом случае в соответствии с узловым уравнением (5.31)

$$\dot{\mathbf{U}}_\Delta = \dot{\mathbf{Z}} \dot{\mathbf{J}}.$$

Следовательно,

$$\dot{\mathbf{I}}'' = \dot{\mathbf{Z}}_B^{-1} \mathbf{M}'_t \dot{\mathbf{Z}} \dot{\mathbf{J}} = \dot{\mathbf{C}} \dot{\mathbf{J}}, \quad (5.44)$$

где  $\dot{\mathbf{C}}$  – матрица комплексных коэффициентов распределения тока, являющихся обобщенными параметрами схемы замещения.

Суммируя выражения для  $\dot{\mathbf{I}}'$  (5.43) и  $\dot{\mathbf{I}}''$  (5.44), находим искомое уравнение связи между токами в ветвях и активными параметрами схемы замещения, содержащее матрицы обобщенных параметров

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{C}} \dot{\mathbf{J}} + \dot{\mathbf{Y}}_{ij} \dot{\mathbf{E}}. \quad (5.45)$$

### 5.10. Классификация методов расчета

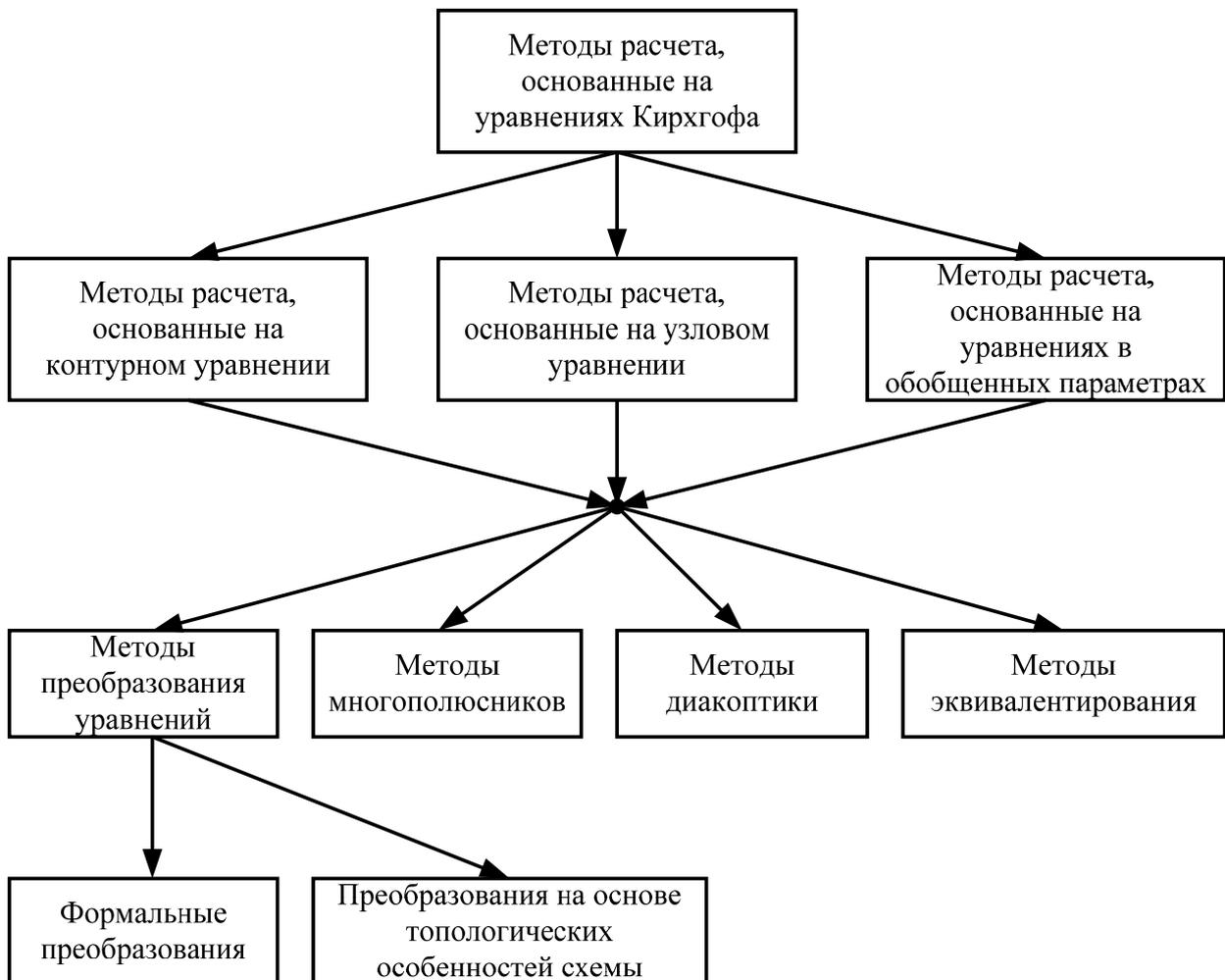


Рис. 5.8. Классификация методов расчета установившихся режимов

На рис. 5.8 показана диаграмма [5], иллюстрирующая возможную классификацию, в основу которой положено разделение методов расчета в соответствии с исходными уравнениями.

Все формы уравнений, описывающих режим электрической схемы, являются следствиями двух матричных уравнений состояния цепи, отвечающих двум законам Кирхгофа, поэтому уравнения Кирхгофа выделены на рис. 5.8 в основу классификации.

Непосредственное применение уравнений Кирхгофа (5.11) и (5.13) приводит к прямому методу расчета, основанному на решении матричного уравнения (5.18) или (5.22). Этот метод позволит сразу найти токи во всех без исключения ветвях схемы и на основе полученного уравнения затем вычислить напряжения во всех узлах схемы.

Преобразование уравнений Кирхгофа позволяет получить три группы матричных уравнений, в свою очередь являющихся исходными для ряда методов расчета. В качестве таких производных уравнений выделены:

- 1) контурные уравнения;
- 2) узловые уравнения;
- 3) уравнения, определяющие параметры режима цепи на основе метода наложения через обобщенные параметры.

Практически последние уравнения могут быть получены с помощью двух первых. Тем не менее они выделены в отдельное следствие исходных уравнений состояния наряду с контурным и узловым уравнениями.

Основанием для этого служит специфичность задач, обычно решаемых на базе третьей группы уравнений. К числу таких задач можно отнести:

- определение пределов мощности и устойчивости электропередач;
- вычисление параметров аварийных и послеаварийных режимов при расчетах устойчивости электрических систем;
- нахождение распределения токов короткого замыкания.

Часть из этих задач связана с анализом не установившихся, а переходных режимов. Однако для их решения с успехом применяются уравнения третьей группы рассматриваемой классификации, которые находят применение и при расчетах установившихся режимов.

Для каждой из рассматриваемых групп уравнений предусматривается возможность использования двух форм записи. Для контурного уравнения такими формами являются запись с использованием матрицы контурных сопротивлений  $\dot{\mathbf{Z}}_k$  и обращенная форма, в которой применяется матрица контурных проводимостей  $\dot{\mathbf{Y}}_k = \dot{\mathbf{Z}}_k^{-1}$ . Узловое уравнение может быть записано либо с использованием матрицы узловых проводимостей  $\dot{\mathbf{Y}}_y$ , либо в обращенной форме с использованием матрицы узловых сопротивлений  $\dot{\mathbf{Z}} = \dot{\mathbf{Y}}_y^{-1}$ .

Для третьей группы уравнений характерна запись применительно к схеме, в которой нагрузки либо представляются матрицами задающих токов  $\dot{\mathbf{J}}$ , либо вводятся неизменными сопротивлениями нагрузок, составляющими матрицу  $\dot{\mathbf{Z}}_n$ .

Каждая из выделенных групп уравнений может непосредственно использоваться для определения параметров режима электрических сетей и систем. Вместе с тем эти уравнения служат основой для ряда методов расчета, предусматривающих либо преобразование исходных уравнений, либо предварительные изменения в исследуемой цепи. Возможное подразделение таких методов показано на рис. 5.8, причем в качестве исходных рассматриваются все три группы исходных уравнений.

Первая группа объединяет методы, связанные с преобразованием основных уравнений – либо формальных, либо осуществляемых с учетом особенностей взаимных связей узлов,

ветвей и контуров исследуемой сети. Последние методы объединены в группу методов преобразования на основе топологических особенностей схемы.

Некоторая часть методов расчета базируется на теории многополюсников.

При анализе режимов электрических сетей и систем большой сложности во многих случаях практически невозможно или нецелесообразно вести расчет применительно к полной схеме замещения, отражающей все элементы сложной схемы. В этих условиях находит применение либо эквивалентирование части системы, либо разделение ее на подсхемы.

В первом случае схема замещения системы либо какая-то ее часть упрощаются перед выполнением расчета режима таким образом, чтобы в окончательной расчетной схеме было меньше элементов.

При втором подходе расчет режима системы ведется на основе нескольких групп уравнений, часть из которых описывает режим каких-либо выделенных частей системы – подсхем, а часть характеризует взаимную связь режимов этих подсхем.

Каждый из этих двух методов расчета режима сложной системы имеет несколько модификаций, которые объединены под общим названием – методы эквивалентирования и методы разбиения на подсхемы.

Системы уравнений, отвечающие указанным методам, могут быть решены любым из методов вычислительной математики, из которых наиболее широкое применение получили метод Гаусса, метод простой итерации, метод Зейделя (Гаусса-Зейделя), метод Ньютона, градиентные методы, релаксационные методы, методы случайного поиска, методы теории графов и др.

### 5.11. Определение напряжений в узлах при известном токораспределении

Непосредственное использование уравнений Кирхгофа в форме прямого метода расчета токораспределения, так же как и расчет на основе контурного уравнения, позволяет найти токи в ветвях схемы замещения – составляющие матрицы токов  $\dot{\mathbf{I}}$ . Такой результат расчета не является исчерпывающим, поскольку задача определения параметров режима требует нахождения не только токов в ветвях, но также и напряжений в узлах схемы замещения, т.е. определения матрицы  $\dot{\mathbf{U}}_y$ .

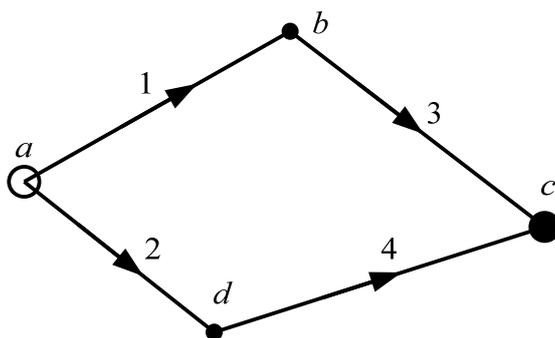


Рис. 5.9. Направленный граф сети

При известной матрице  $\dot{\mathbf{I}}$  матрица  $\dot{\mathbf{U}}_\Delta$  может быть найдена после преобразования уравнения (5.24), представленного в форме ([5])

$$\mathbf{M}'_t \dot{\mathbf{U}}_\Delta = \dot{\mathbf{Z}}_b \dot{\mathbf{I}} - \dot{\mathbf{E}} .$$

Запишем последнее уравнение в раскрытой форме применительно к примеру простейшей схемы, направленный граф которой показан на рис. 5.9. При выборе в качестве базисного узла  $c$  имеем:

$$\begin{pmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} \dot{U}_a - \dot{U}_c \\ \dot{U}_b - \dot{U}_c \\ \dot{U}_d - \dot{U}_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \dot{Z}_1 & & & \\ & \dot{Z}_2 & & \\ & & \dot{Z}_3 & \\ & & & \dot{Z}_4 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \dot{I}_4 \end{pmatrix}. \quad (5.46)$$

В общем случае аналогично получаем

$$\begin{pmatrix} \mathbf{M}'_{at} \\ \mathbf{M}'_{\beta t} \end{pmatrix} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta} = \begin{pmatrix} \dot{\mathbf{Z}}_a & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \dot{\mathbf{Z}}_{\beta} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} \dot{\mathbf{I}}_a \\ \dot{\mathbf{I}}_{\beta} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} \dot{\mathbf{E}}_a \\ \dot{\mathbf{E}}_{\beta} \end{pmatrix}, \quad (5.47)$$

где индексом  $\alpha$  отмечены подматрицы клеточных матриц, выделенных в (5.47) таким образом, что в них входят данные соответственно о соединении ветвей, их сопротивлениях, токах и ЭДС ветвей, составляющих дерево направленного графа.

Из (5.47) следует после умножения

$$\mathbf{M}'_{at} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta} = \dot{\mathbf{Z}}_a \dot{\mathbf{I}}_a - \dot{\mathbf{E}}_a,$$

откуда ввиду квадратной формы матрицы  $\mathbf{M}'_{at}$  имеем

$$\dot{\mathbf{U}}_{\Delta} = \mathbf{M}'_{at}{}^{-1} (\dot{\mathbf{Z}}_a \dot{\mathbf{I}}_a - \dot{\mathbf{E}}_a),$$

а также

$$\dot{\mathbf{U}}_y = \dot{\mathbf{U}}_0 + \mathbf{M}'_{at}{}^{-1} (\dot{\mathbf{Z}}_a \dot{\mathbf{I}}_a - \dot{\mathbf{E}}_a). \quad (5.48)$$

Выражение (5.48) представляет собой решение задачи определения напряжений в узлах при известных токах в ветвях.

Проиллюстрируем справедливость этого решения на примере схемы, для которой записано матричное уравнение (5.46), где

$$\mathbf{M}'_{at} = \begin{pmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & 0 \end{pmatrix}.$$

Для этой матрицы обратная матрица имеет вид

$$\mathbf{M}'_{at}{}^{-1} = \begin{pmatrix} 1 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{pmatrix}.$$

Следовательно, в соответствии с (5.48)

$$\dot{\mathbf{U}}_y = \begin{pmatrix} \dot{U}_c \\ \dot{U}_c \\ \dot{U}_c \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 1 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} \dot{Z}_1 & & \\ & \dot{Z}_2 & \\ & & \dot{Z}_3 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \dot{U}_c \\ \dot{U}_c \\ \dot{U}_c \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \dot{Z}_1 \dot{I}_1 + \dot{Z}_3 \dot{I}_3 \\ \dot{Z}_3 \dot{I}_3 \\ \dot{Z}_1 \dot{I}_1 - \dot{Z}_2 \dot{I}_2 + \dot{Z}_3 \dot{I}_3 \end{pmatrix}.$$

Нетрудно видеть, что полученное выражение находится в полном соответствии с рис. 5.9 и правильно определяет искомые напряжения в узлах.

## 5.12. Определение мощностей и потерь мощности в ветвях при известных токораспределении и напряжениях в узлах

Известные матрица токов в ветвях  $\hat{\mathbf{I}}$  и матрица узловых напряжений  $\hat{\mathbf{U}}_y$  позволяют найти мощности в начале и конце каждой ветви схемы замещения. Для получения соответствующих уравнений следует при этом воспользоваться матрицей  $\mathbf{M}_{\Sigma n}$ . Такая матрица составляется по правилам, аналогичным тем, которые установлены для формирования первой матрицы инцидентий  $\mathbf{M}$ . Отличие в них заключается лишь в том, что строки матрицы  $\mathbf{M}_{\Sigma n}$  соответствуют всем узлам схемы без исключения, причем независимо от того, входит ли ветвь в узел или выходит из него, в соответствующей клетке матрицы проставляется +1. Составленная по этому правилу матрица  $\mathbf{M}_{\Sigma n}$  для направленного графа, показанного на рис. 5.9, имеет вид ([5])

$$\mathbf{M}_{\Sigma n} = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 1 \end{vmatrix}.$$

Умножив матрицу  $\mathbf{M}_{\Sigma n}$  на диагональную матрицу сопряженных комплексных значений токов в ветвях, получим для условий примера:

$$\mathbf{M}_{\Sigma n} \hat{\mathbf{I}}_d = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 1 \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} \hat{I}_1 & & & \\ & \hat{I}_2 & & \\ & & \hat{I}_3 & \\ & & & \hat{I}_4 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \hat{I}_1 & \hat{I}_2 & 0 & 0 \\ \hat{I}_1 & 0 & \hat{I}_3 & 0 \\ 0 & 0 & \hat{I}_3 & \hat{I}_4 \\ 0 & \hat{I}_2 & 0 & \hat{I}_4 \end{vmatrix}.$$

Видно, что столбцы полученной матрицы-произведения – соответствуют ветвям направленного графа, а строки – узлам, т.е. эта матрица имеет структуру, подобную структуре матрицы  $\mathbf{M}_{\Sigma n}$ . Следовательно, матрица  $\mathbf{M}_{\Sigma n} \hat{\mathbf{I}}_d$  может быть без труда составлена на основании известного токораспределения без выполнения формальной операции умножения матриц  $\mathbf{M}_{\Sigma n}$  и  $\hat{\mathbf{I}}_d$ . При этом в строках матрицы должны проставляться сопряженные значения токов в ветвях, связанные с узлами, которым отвечают строки матрицы. Выполним еще одну операцию умножения:

$$3 \begin{vmatrix} \dot{U}_{a\phi} & & & \\ & \dot{U}_{b\phi} & & \\ & & \dot{U}_{c\phi} & \\ & & & \dot{U}_{d\phi} \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} \hat{I}_1 & \hat{I}_2 & 0 & 0 \\ \hat{I}_1 & 0 & \hat{I}_3 & 0 \\ 0 & 0 & \hat{I}_3 & \hat{I}_4 \\ 0 & \hat{I}_2 & 0 & \hat{I}_4 \end{vmatrix} = 3 \begin{vmatrix} \dot{U}_{a\phi} \hat{I}_1 & \dot{U}_{a\phi} \hat{I}_2 & 0 & 0 \\ \dot{U}_{b\phi} \hat{I}_1 & 0 & \dot{U}_{b\phi} \hat{I}_3 & 0 \\ 0 & 0 & \dot{U}_{c\phi} \hat{I}_3 & \dot{U}_{c\phi} \hat{I}_4 \\ 0 & \dot{U}_{d\phi} \hat{I}_2 & 0 & \dot{U}_{d\phi} \hat{I}_4 \end{vmatrix}.$$

Каждая строка полученной матрицы отвечает одному из узлов схемы, каждый столбец – одной из ветвей. На пересечении столбцов и строк располагаются значения полных мощностей в ветвях, связанных с соответствующими узлами. Следовательно, можно для мощностей в ветвях записать

$$\dot{\mathbf{S}} = 3 \dot{\mathbf{U}}_{y\phi} \mathbf{M}_{\Sigma n} \hat{\mathbf{I}}_d. \quad (5.49)$$

Потери мощности в некоторой  $j$ -й ветви равны

$$\Delta \dot{S}_j = 3 \Delta \dot{U}_{j\phi} \hat{I}_j = 3 \dot{U}_{jz} \dot{I}_j.$$

Для всей совокупности  $m$  ветвей потери могут быть получены в результате умножения утроенной матрицы  $\hat{\mathbf{I}}_d$  на матрицу  $\dot{\mathbf{U}}_{bz}$ , т.е.

$$\begin{pmatrix} \Delta \dot{S}_1 \\ \Delta \dot{S}_2 \\ \dots \\ \Delta \dot{S}_m \end{pmatrix} = 3 \begin{pmatrix} \hat{I}_1 & & & \\ & \hat{I}_2 & & \\ & & \dots & \\ & & & \hat{I}_m \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} \dot{U}_{1z} \\ \dot{U}_{2z} \\ \dots \\ \dot{U}_{mz} \end{pmatrix} = 3 \begin{pmatrix} \hat{I}_1 \dot{U}_{1z} \\ \hat{I}_2 \dot{U}_{2z} \\ \dots \\ \hat{I}_m \dot{U}_{mz} \end{pmatrix},$$

или в обобщенной форме

$$\|\Delta \dot{S}\| = 3 \hat{\mathbf{I}}_d \dot{\mathbf{U}}_{bz}. \quad (5.50)$$

При известных найденных на предварительной стадии расчета токах в ветвях можно найти:

$$\dot{\mathbf{U}}_{bz} = \mathbf{Z}_b \dot{\mathbf{I}},$$

и, следовательно,

$$\|\Delta \dot{S}\| = 3 \hat{\mathbf{I}}_d \mathbf{Z}_b \dot{\mathbf{I}}. \quad (5.51)$$

При выполнении расчета методом узловых напряжений потери мощности могут быть найдены до вычисления токов в ветвях, поскольку в соответствии с (5.14) и (5.17):

$$\dot{\mathbf{U}}_b = \dot{\mathbf{U}}_{bz} - \dot{\mathbf{E}},$$

и, следовательно,

$$\dot{\mathbf{U}}_{bz} = \dot{\mathbf{U}}_b + \dot{\mathbf{E}} = \mathbf{M}'_t \dot{\mathbf{U}}_\Delta + \dot{\mathbf{E}}. \quad (5.52)$$

Поэтому для матрицы потерь мощности справедливо также и следующее выражение:

$$\|\Delta \dot{S}\| = 3 \hat{\mathbf{I}}_d (\mathbf{M}'_t \dot{\mathbf{U}}_\Delta + \dot{\mathbf{E}}). \quad (5.53)$$

Выражения (5.52) и (5.53) позволяют получать столбцовые матрицы, в каждой строке которых посещаются значения потерь мощности в соответствующей ветви.

Суммарные потери в сети при этом могут быть получены как:

$$\Delta \dot{S}_\Sigma = \Delta P_\Sigma + j \Delta Q_\Sigma = \sum_{j=1}^m \Delta \dot{S}_j. \quad (5.54)$$

Суммарные потери мощности могут быть получены и непосредственно на основании матричного выражения, если выполнить перемножение матриц

$$3 \begin{pmatrix} \hat{I}_1 & \hat{I}_2 & \dots & \hat{I}_m \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} \dot{U}_{1z\phi} \\ \dot{U}_{2z\phi} \\ \dots \\ \dot{U}_{mz\phi} \end{pmatrix} = 3 \left\| \hat{I}_1 \dot{U}_{1z\phi} + \hat{I}_2 \dot{U}_{2z\phi} + \dots + \hat{I}_m \dot{U}_{mz\phi} \right\|,$$

следовательно, в обобщенной форме можно записать

$$\Delta \dot{S}_\Sigma = \|\Delta \dot{S}_\Sigma\| = 3 \hat{\mathbf{I}}_t \dot{\mathbf{U}}_{bz\phi}. \quad (5.55)$$

### 5.13. Учет статических характеристик нагрузки

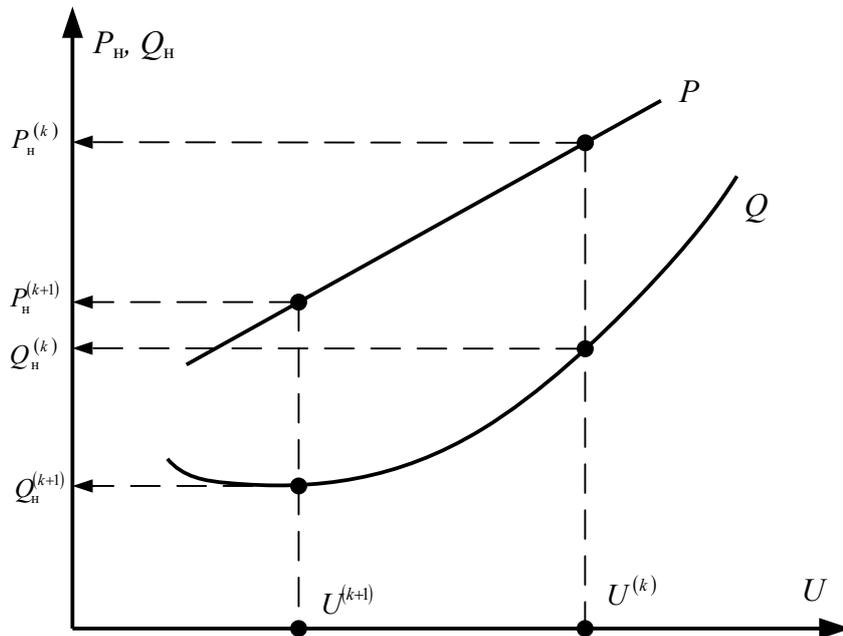


Рис. 5.10. Определение мощностей нагрузки при изменяющемся напряжении сети

В ряде случаев, в частности, при определении параметров послеаварийных или предельных по статической устойчивости режимов, необходимо учитывать зависимость мощности нагрузки от напряжения в точках ее присоединения. Такая зависимость определяется статическими характеристиками нагрузки по напряжению.

Отразить изменение мощности нагрузки можно с использованием приема внешней итерации [5]. При таком подходе на каждом шаге расчета, отвечающем какой-либо итерации, принимается значение задающих токов в узлах, соответствующее принятому для данной итерации напряжению в узле.

Так, для  $k$ -й итерации

$$\mathbf{j}^{(k)} = -\frac{1}{3} \left( \hat{\mathbf{U}}_{\text{фл}}^{(k)} \right)^{-1} \hat{\mathbf{S}}^{(k)},$$

тогда как на следующей  $(k+1)$ -й итерации

$$\mathbf{j}^{(k+1)} = -\frac{1}{3} \left( \hat{\mathbf{U}}_{\text{фл}}^{(k+1)} \right)^{-1} \hat{\mathbf{S}}^{(k+1)}.$$

В этих формулах  $\hat{\mathbf{S}}^{(k)}$  – сопряженные комплексные значения мощности в узлах, определяемые по статическим характеристикам нагрузок при напряжениях в узлах  $\hat{\mathbf{U}}_{\text{фл}}^{(k)}$ , а  $\hat{\mathbf{S}}^{(k+1)}$  – аналогичные значения мощностей тех же нагрузок, но найденные при напряжениях  $\hat{\mathbf{U}}_{\text{фл}}^{(k+1)}$  (рис. 5.10).

Наибольшее распространение получили два подхода [5] к учету статических характеристик нагрузки.

При первом подходе для определения мощностей  $\hat{\mathbf{S}}$  пользуются табличными значениями, либо графиками, отражающими изменения мощностей в соответствии со статическими

характеристиками. Возможна также аппроксимация таких графиков, которая при типовых статических обобщенных характеристиках приводит к приближенным формулам:

$$P_{ст}^* = \beta_0 + \beta_1 U^* + \beta_2 U^{*2} = 0,83 - 0,3U^* + 0,47U^{*2}, \quad (5.56)$$

$$Q_{ст}^* = \beta'_0 + \beta'_1 U^* + \beta'_2 U^{*2} = 3,7 - 7,0U^* + 4,3U^{*2}, \quad (5.57)$$

где  $\beta_0 + \beta_1 + \beta_2 = \beta'_0 + \beta'_1 + \beta'_2 = 1$ .

Активная и реактивная мощности и напряжение в узле в формулах (5.56) и (5.57) выражены в относительных единицах. За базисные величины при этом приняты значения рассматриваемых величин в режиме, который в расчете принимается за исходный.

Второй подход заключается в приближенном учете действительных характеристик, что дает возможность существенно упростить расчет.

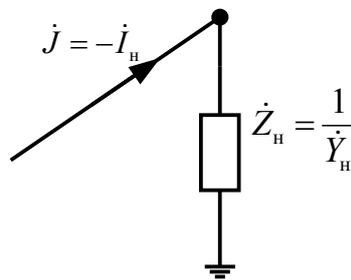


Рис. 5.11. Схема замещения нагрузки

На рис. 5.11 показана принципиальная схема замещения нагрузки, которая находит применение при решении задачи рассматриваемым способом.

В соответствии с этой схемой мощность нагрузки равна

$$\dot{S}_n = 3\dot{U}_\phi \left( \hat{I}_n + \frac{\hat{U}_\phi}{\hat{Z}_n} \right) \quad (5.58)$$

или в относительных единицах

$$\dot{S}_n^* = \dot{U}^* \hat{I}_n^* + \frac{\dot{U}^{*2}}{\hat{Z}_n^*}.$$

Принимая аргумент комплексного значения напряжения равным нулю, т.е. считая  $\dot{U} = U$ , выражение (5.58) можно представить в виде

$$\dot{S}_n^* = P_n^* + jQ_n^* = U^* \hat{I}_n^* + \frac{U^{*2}}{\hat{Z}_n^*} = \alpha'_1 U^* + \alpha'_2 U^{*2} + j(\alpha''_1 U^* + \alpha''_2 U^{*2}). \quad (5.58a)$$

Пусть задающий ток  $\dot{J}^* = -\dot{I}_n^*$  и сопротивление  $\hat{Z}_n^*$  в (5.58) неизменны. Тогда мощность нагрузки окажется зависящей только от напряжения, причем снижение напряжения отвечает уменьшению мощности нагрузки. Такое изменение мощности нагрузки качественно соответствует статическим характеристикам. Строгого же количественного соответствия схема на рис. 5.11 не обеспечивает, поскольку (5.56), (5.57) и (5.58a) не идентичны.

Однако при некотором относительно небольшом диапазоне изменения напряжения  $U^*$  принципиально возможно так подобрать коэффициенты  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$ , чтобы мощности, определяемые по (5.56) и (5.57), незначительно отличались от мощностей, найденных по (5.58а).

Если принять некоторый интервал возможного изменения модуля напряжения в узлах подключения нагрузки, ограниченный пределами  $U_1^* \leq U \leq U_2^*$ , то хорошее приближение характеристик мощности нагрузки, представленной схемой замещения согласно рис. 5.11, к характеристикам по уравнениям (5.56) и (5.57), можно получить с помощью метода наименьших квадратов из условий:

$$\frac{\partial}{\partial \alpha_1} \int_{U_1^*}^{U_2^*} (P_{cm}^* - P^*) dU = 0; \quad (5.59)$$

$$\frac{\partial}{\partial \alpha_1} \int_{U_1^*}^{U_2^*} (Q_{cm}^* - Q^*) dU = 0,$$

из которых следует

$$\alpha_1 = \beta_1 + \beta_0 \frac{(U_2^{*2} - U_1^{*2}) - \frac{2}{3}(U_2^{*3} - U_1^{*3}) - \frac{1}{2}(U_2^{*4} - U_1^{*4}) + \frac{2}{5}(U_2^{*5} - U_1^{*5})}{\frac{2}{3}(U_2^{*3} - U_1^{*3}) - (U_2^{*4} - U_1^{*4}) + \frac{2}{5}(U_2^{*5} - U_1^{*5})}. \quad (5.60)$$

При аппроксимации характеристики реактивной мощности в уравнение (5.60) входят коэффициенты  $\beta'_1$  и  $\beta'_0$ .

При условии  $\alpha_1 + \alpha_2 = 1$  из (5.60) в [5] получены следующие значения коэффициентов  $\alpha$ , отвечающих типовым статическим характеристикам мощности в диапазоне напряжений  $(0,9 \div 1,05)U_{ном}$ :

– для активной мощности  $\alpha'_1 = 1,41$ ;  $\alpha'_2 = -0,41$ ;

– для реактивной мощности  $\alpha''_1 = 0,01 \approx 0$ ;  $\alpha''_2 = 0,99 \approx 1$ .

Из (1.58а) следует

$$\hat{I}_n = \alpha'_1 + j\alpha''_1, \quad (5.61)$$

$$\frac{1}{\hat{Z}_n} = \alpha'_2 + j\alpha''_2. \quad (5.62)$$

Для получения нагрузочного тока и проводимости схемы замещения в абсолютных единицах следует принимать во внимание, что типовые статические характеристики построены в относительных единицах, причем

$$P_n^* = \frac{P_n}{P_{n0}}; \quad Q_n^* = \frac{Q_n}{Q_{n0}}; \quad U^* = \frac{U}{U_0},$$

где  $P_{n0}$ ,  $Q_{n0}$ ,  $U_0$  – мощности и напряжение в режиме, принимаемом при расчете за начальный (исходный).

Поэтому, считая  $U_0$  междуфазным напряжением, имеем:

$$I_{n,a}^* = \sqrt{3} \frac{I_{n,a} U_0}{P_{n0}};$$

$$I_{n,p}^* = \sqrt{3} \frac{I_{n,p} U_0}{Q_{n0}},$$

$$\text{или } I_{n,a} = \frac{1}{\sqrt{3}U_0} I_{n,a}^* P_{n0} \text{ и } I_{n,p} = \frac{1}{\sqrt{3}U_0} I_{n,p}^* Q_{n0}.$$

Полученные выражения с учетом (5.61) позволяют найти

$$\dot{I}_n = I_{n,a} - jI_{n,p} = \frac{1}{\sqrt{3}U_0} (\alpha'_1 P_{n0} - j\alpha''_1 Q_{n0}),$$

откуда с учетом найденных численных значений коэффициентов  $\alpha$ :

$$j = -\dot{I}_n = -\frac{1,41}{\sqrt{3}U_0} P_{n0} = -\frac{0,815}{U_0} P_{n0}. \quad (5.63)$$

Аналогично имеем:

$$g = g^* \frac{P_{n0}}{U_0^2} \text{ и } b = b^* \frac{Q_{n0}}{U_0^2},$$

поэтому при учете (5.62)

$$\dot{Y} = \frac{1}{\dot{Z}_n} = \frac{1}{U_0^2} (\alpha'_2 P_{n0} - j\alpha''_2 Q_{n0}),$$

откуда при подстановке численных значений коэффициентов  $\alpha$ :

$$\dot{Y} = -\frac{1}{U_0^2} (0,41 P_{n0} + jQ_{n0}). \quad (5.64)$$

Представление нагрузки неизменным задающим током и постоянной проводимостью, найденными по (5.63) и (5.64), позволяет вести расчет применительно к линейной схеме, благодаря чему отпадает необходимость в выполнении внешней итерации. При этом искомый режим может быть найден в результате одного расчета, в котором будут приближенно отражены статические характеристики нагрузки. Точность этого расчета зависит от того, насколько реальные изменения аргументов и модулей узловых напряжений близко соответствуют условиям, которые приняты при выводе формул (5.63) и (5.64). Такими условиями являются равенство нулю аргументов узловых напряжений и изменение модулей этих напряжений в пределах  $(0,9 \div 1,05)U_{ном}$ . При удовлетворении этих условий погрешность расчета не превышает 1%.

#### 5.14. Приближенная линеаризация при представлении нагрузок неизменной мощностью

Метод представления нагрузки в расчетных схемах электрических систем с помощью соответствующим образом подобранных неизменных задающего тока и комплексной проводимости может быть использован не только для приближенного отражения реальных стати-

ческих характеристик нагрузки, но и для приближенного представления нагрузки, заданной неизменной мощностью.

Пусть в схеме, показанной на рис. 5.11, неизвестное сопротивление нагрузки имеет отрицательный знак [5]. Тогда для такой схемы замещения

$$\dot{S}_n = 3\dot{U}_\phi \hat{I}_n - \frac{\dot{U}_\phi^2}{\hat{Z}_n} = \dot{S}_J - \dot{S}_Z, \quad (5.65)$$

т.е. суммарная мощность нагрузки в рассматриваемом случае складывается из двух составляющих, имеющих разные знаки. В некотором начальном режиме сумма этих составляющих дает заданную для расчета мощность нагрузки  $\dot{S}_{n0}$ , которая по условию в расчете должна приниматься в качестве неизменной величины.

При снижении напряжения составляющая  $\dot{S}_J$  при  $\hat{I}_n = \text{const}$  будет уменьшаться пропорционально напряжению в узле. Вторая составляющая также будет уменьшаться, но, поскольку она вычитается из  $\dot{S}_J$ , совместное изменение обеих составляющих приведет к существенно меньшему уменьшению суммарной мощности, чем то, которое испытывают мощности  $\dot{S}_J$  и  $\dot{S}_Z$  по отдельности. Следовательно, имеется принципиальная возможность приближенно отразить заданную характеристику  $\dot{S}_{n0} = \text{const}$ , допуская некоторое приемлемое отклонение расчетной характеристики от заданной при заранее принятом диапазоне изменения напряжения.

При определении тока  $\hat{I}_n$  и сопротивления  $\hat{Z}_n$ , обеспечивающих допустимую величину погрешности в воспроизведении неизменной мощности нагрузки, целесообразно применить метод наименьших квадратов. Представим выражение (5.65) в алгебраической форме, приняв  $\dot{U} = U$ :

$$\dot{S}_n = \left( \sqrt{3}UI_a - \frac{U^2}{Z} \cos \varphi_z \right) + j \left( \sqrt{3}UI_p - \frac{U^2}{Z} \sin \varphi_z \right), \quad (5.65a)$$

откуда получаем

$$P_n = \sqrt{3}UI_a - \frac{U^2}{Z} \cos \varphi_z;$$

$$Q_n = \sqrt{3}UI_p - \frac{U^2}{Z} \sin \varphi_z.$$

Рассмотрим следующие функции:

$$F_1 = \int_{U_1}^{U_2} \Delta P^2(U) dU = \int_{U_1}^{U_2} \left( P_{n0} - \sqrt{3}UI_a + \frac{U^2}{Z} \cos \varphi_z \right)^2 dU; \quad (5.66)$$

$$F_2 = \int_{U_1}^{U_2} \Delta Q^2(U) dU = \int_{U_1}^{U_2} \left( Q_{n0} - \sqrt{3}UI_p + \frac{U^2}{Z} \sin \varphi_z \right)^2 dU. \quad (5.67)$$

Если бы соответствующим выбором  $I_a$ ,  $I_p$  и  $Z$  удалось обеспечить равенства  $P_n = P_{n0}$  и  $Q_n = Q_{n0}$  при любых напряжениях в заданном интервале, то это бы привело к равенству функций  $F_1$  и  $F_2$  нулю. Любое отклонение  $P_n$  от заданного значения активной мощности

$P_{н0}$  приводит к некоторому конечному значению функции  $F_1$ , а отклонение  $Q_{н0}$  от значения  $Q_{н0}$  обуславливает конечное значение функции  $F_2$ , причем большим отклонениям отвечают и большие значения функций  $F_1$  и  $F_2$ . Поэтому за условия, по которым целесообразно выбирать  $I_a$ ,  $I_p$  и  $Z$  в выражении (5.65а), следует принять минимальные значения функций  $F_1$  и  $F_2$ .

Значения переменных в выражениях (5.66) и (5.67), при которых функции  $F_1$  и  $F_2$  имеют минимальные значения, можно найти из уравнений

$$\frac{\partial F_1}{\partial I_a} = 0; \quad \frac{\partial F_1}{\partial Z} = 0; \quad \frac{\partial F_2}{\partial I_p} = 0; \quad \frac{\partial F_2}{\partial Z} = 0.$$

Принимая  $\cos \varphi_Z = \cos \varphi_n$ , где  $\cos \varphi_n$  – заданный коэффициент мощности нагрузки, из этих уравнений можно получить:

$$I_a = N \frac{P_{н0}}{U_{ном}}; \quad (5.68)$$

$$I_p = N \frac{Q_{н0}}{U_{ном}}; \quad (5.69)$$

$$Z = M \frac{U_{ном}^2}{S_{н0}}, \quad (5.70)$$

где  $N = \frac{4\sqrt{3}}{3}n$ ;  $M = 0,4m$ ;

$$n = \frac{6(U_2^{*2} - U_1^{*2})(U_2^{*5} - U_1^{*5}) - 5(U_2^{*4} - U_1^{*4})(U_2^{*3} - U_1^{*3})}{16(U_2^{*3} - U_1^{*3})(U_2^{*5} - U_1^{*5}) - 15(U_2^{*4} - U_1^{*4})^2};$$

$$m = \frac{U_2^{*5} - U_1^{*5}}{2n(U_2^{*4} - U_1^{*4}) - \frac{2}{3}(U_2^{*3} - U_1^{*3})}.$$

Как указывается в [5], в диапазоне изменения напряжения на нагрузках, ограниченном значениями  $U_1 = 0,9U_{ном}$  и  $U_2 = 1,05U_{ном}$ , наибольшее отклонение мощности от заданного значения при рассмотренном способе представления нагрузки не превышает 1%. Расширение диапазона изменения напряжения в пределах  $U_1 = 0,85U_{ном}$  и  $U_2 = 1,1U_{ном}$  приводит к возрастанию погрешности до величины 1,2%. Определенная дополнительная погрешность может быть обусловлена различием в аргументах комплексных значений узловых напряжений.

### 5.15. Контрольные вопросы к главе 5

1. Чем объясняется нелинейный характер уравнений состояния электрической сети?
2. Что собой представляет схема замещения электрической системы в обобщенной форме?
3. За счет чего возможна линеаризация уравнений состояния?

4. В каком случае установившийся режим можно считать определенным?
5. Какой вид имеет матрица сопротивлений ветвей?
6. Что собой представляет матрица коэффициентов в прямом методе расчета?
7. Какими способами возможно уменьшение количества уравнений состояния для электрической системы?
8. В чем отличие между матрицами  $\mathbf{M}$  и  $\mathbf{M}'$  ?
9. Какой вид имеет матрица узловых проводимостей?
10. В каких формах может быть записано узловое уравнение?
11. Что дает триангуляция матрицы  $\mathbf{M}_a$  ?
12. Поясните, почему матрица узловых сопротивлений является матрицей обобщенных параметров, а матрица узловых проводимостей – нет?
13. Каким образом составить матрицу узловых проводимостей по направленному графу сети?
13. Перечислите матрицы обобщенных параметров.
14. По каким правилам составляется матрица  $\mathbf{M}_{\Sigma n}$  ? Для чего она используется?
15. Каким образом при расчете установившихся режимов учитываются статические характеристики нагрузки?
16. В чем заключается способ приближенной линеаризации при представлении нагрузок неизменной мощностью?

## 6. НЕПОСРЕДСТВЕННОЕ РЕШЕНИЕ ОСНОВНЫХ УРАВНЕНИЙ СОСТОЯНИЯ

### 6.1. Определение токов в ветвях и напряжений в узлах на основе принципа наложения

Уравнения, составленные в соответствии с законом Ома для всех ветвей схемы замещения и первым законом Кирхгофа для всех независимых узлов, могут быть записаны в виде одного матричного уравнения [5]:

$$\begin{Bmatrix} \dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}} & -\mathbf{M}_{\text{т}} \\ \mathbf{M} & \mathbf{0} \end{Bmatrix} \times \begin{Bmatrix} \dot{\mathbf{I}} \\ \dot{\mathbf{U}}_{\Delta} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \dot{\mathbf{E}} \\ \dot{\mathbf{J}} \end{Bmatrix}, \quad (6.1)$$

откуда

$$\begin{Bmatrix} \dot{\mathbf{I}} \\ \dot{\mathbf{U}}_{\Delta} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}} & -\mathbf{M}_{\text{т}} \\ \mathbf{M} & \mathbf{0} \end{Bmatrix}^{-1} \begin{Bmatrix} \dot{\mathbf{E}} \\ \dot{\mathbf{J}} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \dot{\mathbf{Y}}_{\text{ij}} & \dot{\mathbf{C}} \\ -\dot{\mathbf{C}}_{\text{т}} & \dot{\mathbf{Z}} \end{Bmatrix} \times \begin{Bmatrix} \dot{\mathbf{E}} \\ \dot{\mathbf{J}} \end{Bmatrix}. \quad (6.2)$$

В (6.2) принято, что

$$\begin{Bmatrix} \dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}} & -\mathbf{M}_{\text{т}} \\ \mathbf{M} & \mathbf{0} \end{Bmatrix}^{-1} = \begin{Bmatrix} \dot{\mathbf{Y}}_{\text{ij}} & \dot{\mathbf{C}} \\ -\dot{\mathbf{C}}_{\text{т}} & \dot{\mathbf{Z}} \end{Bmatrix}.$$

Элементы обратной матрицы, входящей в (6.2), определим из равенства

$$\begin{Bmatrix} \dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}} & -\mathbf{M}_{\text{т}} \\ \mathbf{M} & \mathbf{0} \end{Bmatrix} \times \begin{Bmatrix} \dot{\mathbf{Y}}_{\text{ij}} & \dot{\mathbf{C}} \\ -\dot{\mathbf{C}}_{\text{т}} & \dot{\mathbf{Z}} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \mathbf{1} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{1} \end{Bmatrix},$$

откуда следует

$$\begin{cases} \dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}} \dot{\mathbf{Y}}_{\text{ij}} + \mathbf{M}_{\text{т}} \dot{\mathbf{C}}_{\text{т}} = \mathbf{1}; \\ \dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}} \dot{\mathbf{C}} - \mathbf{M}_{\text{т}} \dot{\mathbf{Z}} = \mathbf{0}; \\ \mathbf{M} \dot{\mathbf{Y}}_{\text{ij}} + \mathbf{0} = \mathbf{0}; \\ \mathbf{M} \dot{\mathbf{C}} + \mathbf{0} = \mathbf{1}. \end{cases} \quad (6.3)$$

Второе уравнение системы (6.3) позволяет найти

$$\dot{\mathbf{C}} = \dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}^{-1} \mathbf{M}_{\text{т}} \dot{\mathbf{Z}}, \quad (6.4)$$

и, следовательно,

$$\dot{\mathbf{C}}_{\text{т}} = \dot{\mathbf{Z}}_{\text{т}} \mathbf{M} \dot{\mathbf{Z}}_{\text{вт}}^{-1}.$$

Матрицы  $\dot{\mathbf{Z}}$  и  $\dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}^{-1}$  симметричны, поэтому

$$\dot{\mathbf{Z}}_{\text{т}} = \dot{\mathbf{Z}}, \quad \dot{\mathbf{Z}}_{\text{вт}}^{-1} = \dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}^{-1}, \quad \dot{\mathbf{C}}_{\text{т}} = \dot{\mathbf{Z}} \mathbf{M} \dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}^{-1}. \quad (6.4a)$$

С учетом (2.4a) имеем из первого уравнения системы (2.3):

$$\dot{\mathbf{Y}}_{\text{ij}} = \dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}^{-1} - \dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}^{-1} \mathbf{M}_{\text{т}} \dot{\mathbf{Z}} \mathbf{M} \dot{\mathbf{Z}}_{\text{в}}^{-1}. \quad (6.5)$$

Выражения (6.4) и (6.5) позволяют получить уравнение для токов ветвей в виде

$$\dot{\mathbf{I}} = \left( \dot{\mathbf{Z}}_B^{-1} - \dot{\mathbf{Z}}_B^{-1} \mathbf{M}_t \dot{\mathbf{Z}} \mathbf{M}_t^{-1} \right) \dot{\mathbf{E}} + \left( \dot{\mathbf{Z}}_B^{-1} \mathbf{M}_t \dot{\mathbf{Z}} \right) \mathbf{J} = \dot{\mathbf{Y}}_{ij} \dot{\mathbf{E}} + \dot{\mathbf{C}} \mathbf{J}. \quad (6.6)$$

Из (6.2) следует, что

$$\dot{\mathbf{U}}_\Delta = -\dot{\mathbf{C}}_t \dot{\mathbf{E}} + \dot{\mathbf{Z}} \mathbf{J} = \dot{\mathbf{D}} \dot{\mathbf{E}} + \dot{\mathbf{Z}} \mathbf{J}. \quad (6.7)$$

При представлении нагрузок в виде постоянных сопротивлений, которые вместе с сопротивлениями ветвей образуют матрицу  $\dot{\mathbf{Z}}'_B$  ( $\dot{\mathbf{J}} = \mathbf{0}$ ,  $\mathbf{M} = \mathbf{M}^{(z)}$ ), имеем:

1) для токов ветвей

$$\dot{\mathbf{I}} = \left\| \left( \dot{\mathbf{Z}}'_B \right)^{-1} - \left( \dot{\mathbf{Z}}'_B \right)^{-1} \mathbf{M}_t^{(z)} \dot{\mathbf{Z}}' \mathbf{M}^{(z)} \left( \dot{\mathbf{Z}}'_B \right)^{-1} \right\| \dot{\mathbf{E}}; \quad (6.8)$$

2) для напряжений в узлах

$$\dot{\mathbf{U}}_\Delta = -\dot{\mathbf{Z}}' \mathbf{M}^{(z)} \left( \dot{\mathbf{Z}}'_B \right)^{-1} \dot{\mathbf{E}}. \quad (6.9)$$

## 6.2. Метод разрезания контуров

Уравнение для напряжений в узлах схемы при совмещении базисного и балансирующего узлов [5] имеет вид:

$$\dot{\mathbf{U}}_y = \dot{\mathbf{U}}_0 + \mathbf{M}_{at}^{-1} \left( \dot{\mathbf{Z}}_{aa} \dot{\mathbf{I}}_a - \dot{\mathbf{E}}_a \right).$$

Запишем уравнение первого закона Кирхгофа с использованием матриц  $\mathbf{M}_a$  и  $\mathbf{M}_\beta$ :

$$\mathbf{M} \dot{\mathbf{I}} = \left\| \mathbf{M}_a \mathbf{M}_\beta \right\| \times \left\| \begin{array}{c} \dot{\mathbf{I}}_a \\ \dot{\mathbf{I}}_\beta \end{array} \right\| = \mathbf{J}.$$

Из этого уравнения следует, что

$$\mathbf{M}_a \dot{\mathbf{I}}_a + \mathbf{M}_\beta \dot{\mathbf{I}}_\beta = \mathbf{J}, \quad (6.10)$$

откуда

$$\dot{\mathbf{I}}_a = \mathbf{M}_a^{-1} \left( \mathbf{J} - \mathbf{M}_\beta \dot{\mathbf{I}}_\beta \right). \quad (6.11)$$

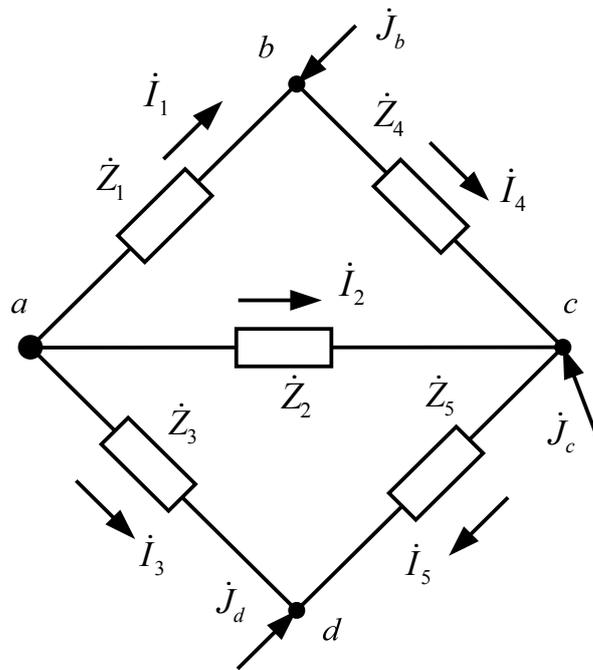
С учетом (2.11) для определения узловых напряжений получаем:

$$\dot{\mathbf{U}}_y = \dot{\mathbf{U}}_0 + \mathbf{M}_{at}^{-1} \dot{\mathbf{Z}}_{aa} \mathbf{M}_a^{-1} \left( \mathbf{J} - \mathbf{M}_\beta \dot{\mathbf{I}}_\beta \right) - \mathbf{M}_{at}^{-1} \dot{\mathbf{E}}_a. \quad (6.12)$$

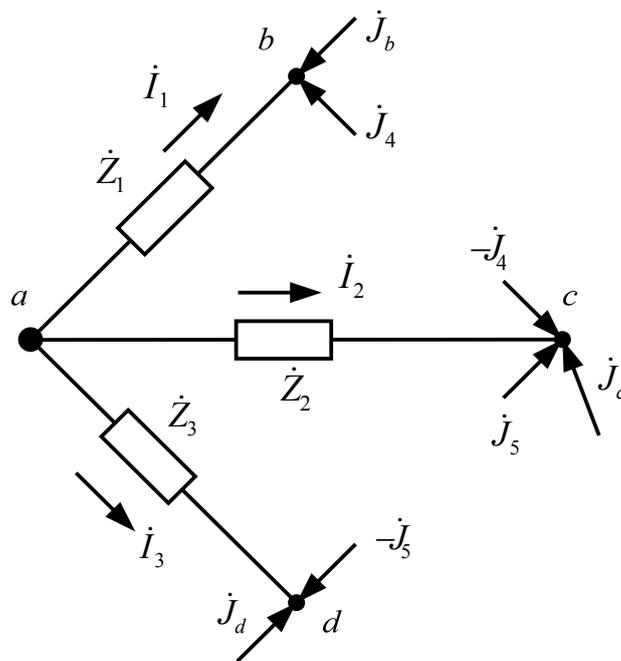
Уравнение (6.12) показывает, что для определения напряжений в узлах достаточно знать значения токов в хордах. Число хорд равно числу независимых контуров, поэтому применение (6.12) оказывается оправданным в тех случаях, когда число независимых контуров меньше числа независимых узлов. Токи в хордах можно найти двумя путями – прямым и итеративным.

Итеративный способ расчета токов в хордах используется при расчете электрических сетей методом разрезания контуров. Этот метод предусматривает эквивалентную замену реальной замкнутой сети разомкнутой сетью и применение итерационного метода расчета.

Рассмотрим сеть, принципиальная схема которой показана на рис. 6.1, а. На схеме нанесены протекающие по ветвям токи и задающие токи в узлах. На рис. 6.1, б показана та же схема, но при разрыве хорд, образующих совместно с ветвями дерева два контура.



a)



б)

Рис. 6.1. Схема замещения  
а) в исходном виде; б) после разрезания контуров

Для того, чтобы режим оставшихся ветвей и напряжения в узлах не изменились после размыкания хорд, необходимо соответствующим образом скорректировать значения задающих токов в узлах  $b$ ,  $c$  и  $d$ . Очевидно, что для этого к узлам следует приложить токи, протекающие в исходной схеме по удаленным ветвям (хордам). Так, к узловому току узла  $b$  необходимо прибавить ток  $\dot{I}_4$ , а от узлового тока узла  $c$  – вычесть ток  $\dot{I}_4$ . Если эти токи считать не узловыми, а задающими, то знаки у них следует изменить на противоположные. Для этих условий на рис. 6.1, б показано распределение токов в разомкнутой схеме, эквивалентной

исходной замкнутой. Для разомкнутой схемы значения задающих токов можно найти на основании (6.10), из которой следует, что

$$\mathbf{M}_\alpha \dot{\mathbf{I}}_\alpha = \dot{\mathbf{J}} - \mathbf{M}_\beta \dot{\mathbf{I}}_\beta. \quad (6.13)$$

Если принять, что в исходной и разомкнутой схемах токи в ветвях имеют одно и то же значение, то в соответствии с (6.13) задающие токи должны быть равными

$$\dot{\mathbf{J}}' = \dot{\mathbf{J}} - \mathbf{M}_\beta \dot{\mathbf{I}}_\beta = \dot{\mathbf{J}} + \dot{\mathbf{J}}_\beta. \quad (6.14)$$

Здесь  $\dot{\mathbf{J}}_\beta = -\mathbf{M}_\beta \dot{\mathbf{I}}_\beta$  – матрица дополнительных задающих токов, отражающих влияние токов в разомкнутых хордах.

Выражение (6.14) входит в (6.12), которое, кроме того, содержит еще матрицы, относящиеся только к дереву схемы. Следовательно, (6.12) является узловым уравнением эквивалентной разомкнутой схемы.

На первом шаге итеративного расчета примем, что токи во всех хордах равны нулю, т.е.  $\dot{\mathbf{J}}_\beta = \mathbf{0}$ . В этом случае в соответствии с (6.12) получим

$$\dot{\mathbf{U}}_y - \dot{\mathbf{U}}_0 = \dot{\mathbf{U}}_\Delta^{(0)} = \mathbf{M}_{\alpha t}^{-1} \dot{\mathbf{Z}}_{\alpha\alpha} \mathbf{M}_\alpha^{-1} \dot{\mathbf{J}} - \mathbf{M}_{\alpha t}^{-1} \dot{\mathbf{E}}_\alpha. \quad (6.15)$$

Если теперь перейти к расчету исходной замкнутой схемы, то можно найти напряжение на хордах, равное в соответствии с (5.52):

$$\dot{\mathbf{U}}_\beta^{(0)} = \mathbf{M}_\beta \dot{\mathbf{U}}_\Delta^{(0)} + \dot{\mathbf{E}}_\beta,$$

а также токи в хордах, связанные с матрицей  $\dot{\mathbf{U}}_\beta$  уравнением закона Ома:

$$\dot{\mathbf{Z}}_{\beta\beta} \dot{\mathbf{I}}_\beta - \dot{\mathbf{E}}_\beta = \dot{\mathbf{U}}_\beta \quad (6.16)$$

и равные

$$\dot{\mathbf{I}}_\beta^{(1)} = \dot{\mathbf{Z}}_{\beta\beta}^{-1} (\dot{\mathbf{U}}_\beta^{(0)} + \dot{\mathbf{E}}_\beta).$$

Далее выполняется следующая итерация, на которой определяются:

$$\dot{\mathbf{J}}'^{(1)} = \dot{\mathbf{J}} + \dot{\mathbf{J}}_\beta^{(1)} = \dot{\mathbf{J}} - \mathbf{M}_\beta \dot{\mathbf{I}}_\beta^{(1)}; \quad (6.17)$$

$$\dot{\mathbf{U}}_\Delta^{(1)} = \mathbf{M}_{\alpha t}^{-1} \dot{\mathbf{Z}}_{\alpha\alpha} \mathbf{M}_\alpha^{-1} \dot{\mathbf{J}}'^{(1)} - \mathbf{M}_{\alpha t}^{-1} \dot{\mathbf{E}}_\alpha; \quad (6.18)$$

$$\dot{\mathbf{U}}_\beta^{(1)} = \mathbf{M}_\beta \dot{\mathbf{U}}_\Delta^{(1)} + \dot{\mathbf{E}}_\beta; \quad (6.19)$$

$$\dot{\mathbf{I}}_\beta^{(2)} = \dot{\mathbf{Z}}_{\beta\beta}^{-1} (\dot{\mathbf{U}}_\beta^{(1)} + \dot{\mathbf{E}}_\beta). \quad (6.20)$$

На последующих итерациях расчет ведется аналогично.

Сходимость итерационного процесса можно улучшить, если элементы матрицы токов в хордах  $\dot{\mathbf{I}}_\beta$  умножить на коэффициент демпфирования  $\alpha$ , принимаемый равным 0,5–0,9. Тогда (6.20) примет вид:

$$\dot{\mathbf{I}}_\beta^{(2)} = \alpha \dot{\mathbf{Z}}_{\beta\beta}^{-1} (\dot{\mathbf{U}}_\beta^{(1)} + \dot{\mathbf{E}}_\beta).$$

Второй подход заключается в следующем. Известно, что токи в хордах являются контурными токами, поскольку протекают в ветвях, принадлежащих только одному контуру.

Следовательно, переход после определения в результате нулевой итерации напряжений в узлах к расчету исходной разомкнутой схемы позволяет использовать контурные уравнения.

Пусть в разомкнутой схеме, в которой  $\dot{\mathbf{I}}_{\beta} = \mathbf{0}$ , найдены напряжения  $\dot{\mathbf{U}}_{\beta}^{(0)}$ . При замыкании хорд под влиянием разности напряжений в узлах, которые связываются хордами, в контурах схемы протекнут токи

$$\dot{\mathbf{I}}_{\Delta\kappa}^{(1)} = \dot{\mathbf{I}}_{\Delta\beta}^{(1)}.$$

Примем, что эти токи протекают под действием напряжения на сопротивлениях хорд  $\dot{\mathbf{U}}_{\beta}^{(0)}$  и ЭДС в хордах  $\dot{\mathbf{E}}_{\beta}$ :

$$\dot{\mathbf{Z}}_{\kappa} \dot{\mathbf{I}}_{\Delta\beta}^{(1)} = \dot{\mathbf{U}}_{\beta}^{(0)} + \dot{\mathbf{E}}_{\beta}. \quad (6.21)$$

Будем считать, что токи  $\dot{\mathbf{I}}_{\Delta\beta}^{(1)}$  в каждом из контуров определяются напряжениями между узлами, связывающими хорды, только своего контура и не зависят от напряжений в других контурах. Тогда (6.21) примет вид:

$$\dot{\mathbf{Z}}_{\text{кд}} \dot{\mathbf{I}}_{\Delta\beta}^{(1)} = \dot{\mathbf{U}}_{\beta}^{(0)} + \dot{\mathbf{E}}_{\beta}, \quad (6.22)$$

где  $\dot{\mathbf{Z}}_{\text{кд}}$  – диагональная матрица, элементами которой являются собственные сопротивления контуров, обусловленные замыканием хорд.

Из (6.22) имеем:

$$\dot{\mathbf{I}}_{\Delta\beta}^{(1)} = \dot{\mathbf{I}}_{\beta}^{(0)} + \dot{\mathbf{I}}_{\Delta\beta}^{(1)} = \dot{\mathbf{I}}_{\Delta\beta}^{(1)}.$$

Расчет на последующей итерации выполняется по формулам (6.17) – (6.20), при этом:

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{I}}_{\Delta\beta}^{(2)} &= \dot{\mathbf{Z}}_{\text{кд}}^{-1} \left( \dot{\mathbf{U}}_{\beta}^{(0)} - \dot{\mathbf{Z}}_{\beta\beta} \dot{\mathbf{I}}_{\beta}^{(1)} + \dot{\mathbf{E}}_{\beta} \right); \\ \dot{\mathbf{I}}_{\beta}^{(2)} &= \dot{\mathbf{I}}_{\beta}^{(1)} + \dot{\mathbf{I}}_{\Delta\beta}^{(2)}. \end{aligned}$$

Дальнейший расчет выполняется аналогично.

Для улучшения сходимости итерационного процесса поправки к токам в хордах умножаются на коэффициент демпфирования  $\alpha$ , тогда токи в хордах на  $(i+1)$ -й итерации определяются следующим образом:

$$\dot{\mathbf{I}}_{\beta}^{(i+1)} = \dot{\mathbf{I}}_{\beta}^{(i)} + \alpha \dot{\mathbf{I}}_{\Delta\beta}^{(i+1)}.$$

Матрицы задающих токов в узлах  $\dot{\mathbf{J}}$  при задании нагрузок значениями полной мощности  $\dot{\mathbf{S}}$  могут быть определены по формуле:

$$\dot{\mathbf{J}} = - \left( \frac{1}{3} \hat{\mathbf{U}}_{\text{уд}}^{-1} \hat{\mathbf{S}} + \dot{\mathbf{Y}}_{\text{л}} \dot{\mathbf{U}}_{\text{у}} \right),$$

где  $\dot{\mathbf{U}}_{\text{уд}}$  – диагональная матрица напряжений в узлах;

$\dot{\mathbf{Y}}_{\text{л}}$  – диагональная матрица, элементами которой являются суммарные поперечные проводимости, обусловленные проводимостями линий и трансформаторов.

### **6.3. Расчеты режимов электроэнергетических систем при учете коэффициентов трансформации**

В электроэнергетических системах совместно работают сети многих номинальных напряжений, связанные через повысительные и понизительные трансформаторы или автотрансформаторы. Могут также использоваться дополнительные регулировочные трансформаторы, ЭДС которых могут иметь как продольные, так и поперечные составляющие.

При составлении схем замещения для расчета режимов сетей разных номинальных напряжений могут использоваться следующие подходы [5].

1. При составлении схемы замещения одно из номинальных напряжений выбирается в качестве базисного и к нему приводятся как пассивные, так и активные параметры сетей всех других номинальных напряжений. При таком подходе магнитные связи заменяются эквивалентными электрическими.

2. В схему замещения сети вводятся дополнительные элементы – идеальные трансформаторы с вещественными или комплексными значениями коэффициентов трансформации.

3. В схему замещения вводятся дополнительные фиктивные задающие токи.

Приведение к одному номинальному напряжению возможно лишь в том случае, когда произведение коэффициентов трансформации, входящих в каждый независимый контур, равно единице. В реальных электрических сетях это условие обычно не выполняется. В этих условиях принимают коэффициенты трансформации одинаковыми и приведение осуществляется по средним номинальным напряжениям. Отличие фактических коэффициентов трансформации от средних учитывают при этом введением в замкнутые контуры дополнительных ЭДС, которые зависят от параметров режимов и меняются при их изменении. При различных коэффициентах трансформации трансформаторов и автотрансформаторов, входящих в замкнутый контур, а также в тех случаях, когда эти коэффициенты являются комплексными величинами, схемы замещения для расчета режимов целесообразнее составлять вторым или третьим способами.

### **6.4. Учет комплексных коэффициентов трансформации в уравнениях состояния при введении в схему замещения идеальных трансформаторов**

В общем случае отношения напряжений разных ступеней трансформации характеризуются комплексными коэффициентами трансформации. Поэтому наибольший интерес представляют методы расчета режимов сетей нескольких номинальных напряжений при наличии трансформаторов и автотрансформаторов с комплексными коэффициентами трансформации.

Основные уравнения состояния при этом принимают другой вид.

#### **1. Уравнения законов Ома и Кирхгофа**

Пусть в схеме электрической сети между узлами  $N$  и  $K$  включен трансформатор, имеющий комплексный коэффициент трансформации. Выделим этот трансформатор из схемы замещения и найдем его сопротивление, отнесенное к напряжению узла  $K$ . Связь между реальными напряжениями узлов  $N$  и  $K$  отразим в схеме замещения трансформатора включением идеального трансформатора (рис. 6.2,  $a$ ).

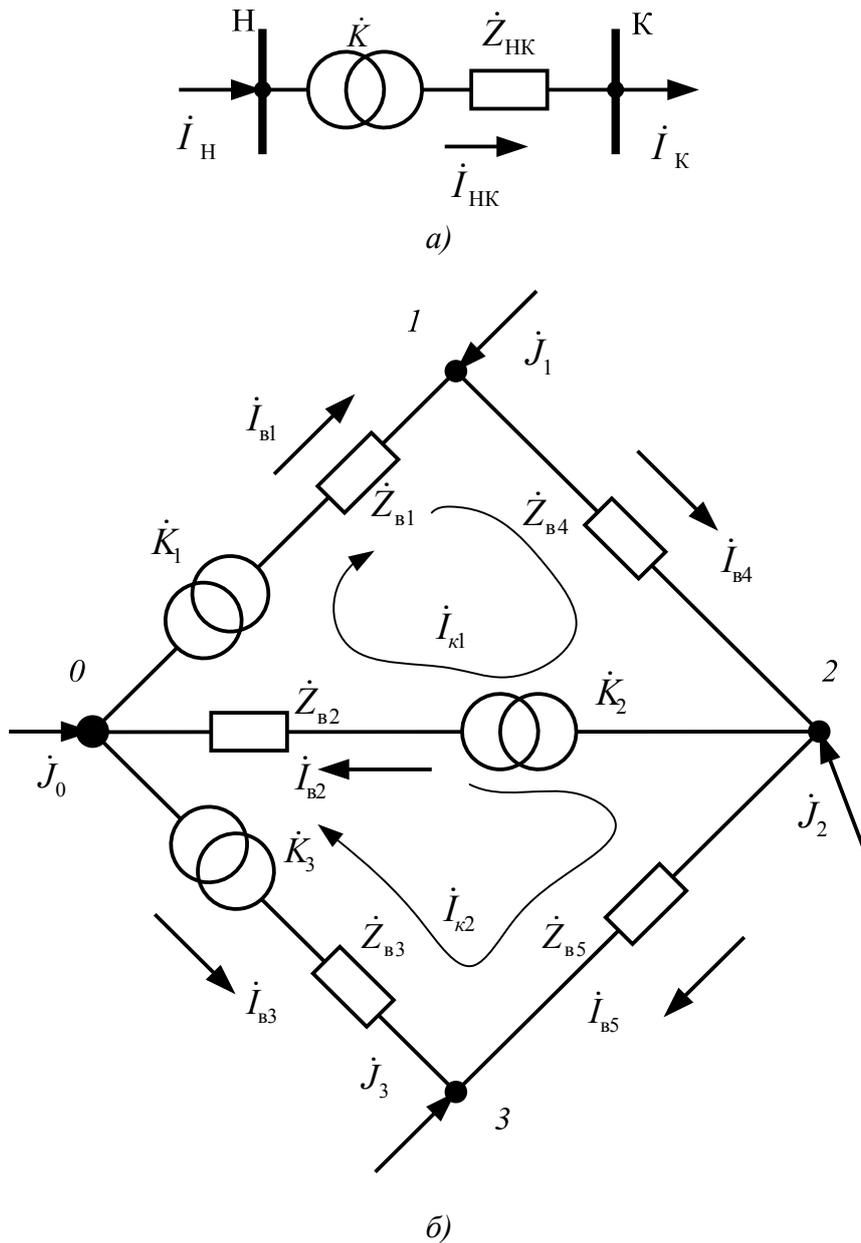


Рис. 6.2. Схема замещения с идеальными трансформаторами  
 а) для одной ветви; б) для участка сети

Полученная таким образом схема отвечает следующим допущениям:

а) не учитывается насыщение трансформатора;

б) ток намагничивания принимается равным нулю;

в) сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению узла К, не пересчитывается при изменении коэффициента трансформации трансформатора.

Будем определять коэффициент трансформации из соотношения, справедливого для режима холостого хода:

$$\dot{U}_K = \dot{U}_H \dot{K},$$

для нагрузочного же режима получим:

$$\dot{Z}_B \dot{I}_{HK} = \dot{K} \dot{U}_H - \dot{U}_K, \quad (6.23a)$$

где  $\dot{K}$  – комплексный коэффициент трансформации трансформатора, включенного в рассматриваемую ветвь;

$\dot{I}_{HK}$  – ток в конце ветви (рис. 6.2, а);

$\dot{Z}_B$  – сопротивление трансформатора, приведенное к стороне напряжения узла, отмеченного индексом К.

Если предположить, что трансформаторы включены во всех ветвях схемы замещения, то в соответствии с (6.23а) можно записать матричное уравнение

$$\dot{Z}_B \dot{I} = \dot{K} \dot{U}_H - \dot{U}_K, \quad (6.23б)$$

где  $\dot{K}$  – диагональная матрица комплексных коэффициентов трансформации (если в  $i$ -й ветви трансформатор отсутствует, то в  $i$ -й строке матрицы  $\dot{K}$  элемент  $\dot{K}_i = 1$ );

$\dot{U}_H$  – столбцовая матрица напряжений узлов, являющихся началами ветвей;

$\dot{U}_K$  – столбцовая матрица напряжений узлов, являющихся концами ветвей.

Для вывода уравнений воспользуемся [5] первой матрицей инцидентий  $\mathbf{M}_\Sigma$ , составленной для всех узлов схемы, включая базисный, представив ее в виде суммы двух матриц

$$\mathbf{M}_\Sigma = \mathbf{M}_\Sigma^+ + \mathbf{M}_\Sigma^-,$$

где  $\mathbf{M}_\Sigma^+$  – матрица соединений во всех узлах схемы, элементами которой служат нули и единицы с положительными знаками;

$\mathbf{M}_\Sigma^-$  – та же матрица, но содержащая в качестве своих элементов нули и единицы с отрицательными знаками.

На рис. 6.3 показан направленный граф для схемы, приведенной на рис. 6.2, б.

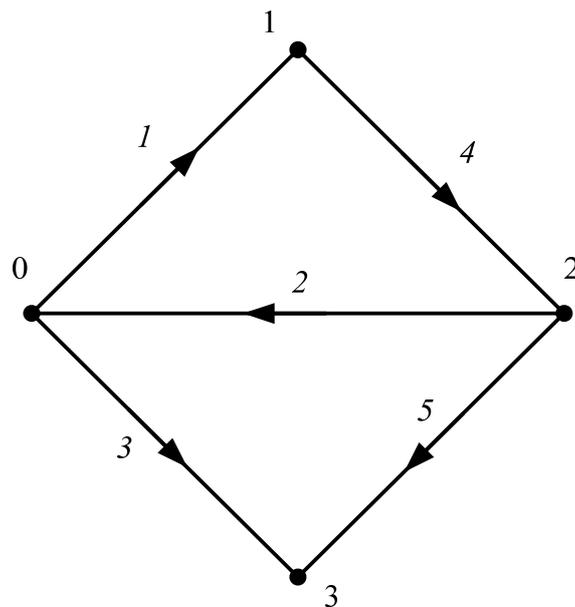


Рис. 6.3. Направленный граф участка сети

В соответствии с рис. 6.3 матрицы  $\mathbf{M}_{\Sigma}$ ,  $\mathbf{M}_{\Sigma}^+$  и  $\mathbf{M}_{\Sigma}^-$  имеют вид:

$$\begin{vmatrix} 1 & -1 & 1 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 1 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \end{vmatrix}.$$

Справедливо следующее матричное выражение:

$$\dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{b}} = \|\mathbf{M}_{\Sigma}^+ + \mathbf{M}_{\Sigma}^-\| \dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{y}} = \mathbf{M}_{\Sigma}^+ \dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{y}} + \mathbf{M}_{\Sigma}^- \dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{y}} = \dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{H}} - \dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{K}}, \quad (6.24)$$

где  $\dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{y}}$  – столбцовая матрица узловых напряжений, определенных относительно узла с наибольшим напряжением.

С учетом (6.24) уравнение (6.23б) принимает вид:

$$\dot{\mathbf{Z}}_{\mathbf{b}} \dot{\mathbf{I}} = \|\dot{\mathbf{K}} \mathbf{M}_{\Sigma}^+ + \mathbf{M}_{\Sigma}^-\| \dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{y}} \quad (6.25)$$

или

$$\dot{\mathbf{Z}}_{\mathbf{b}} \dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{M}}_{\text{нт}} \dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{y}}, \quad (6.25a)$$

при наличии же ЭДС в ветвях

$$\dot{\mathbf{Z}}_{\mathbf{b}} \dot{\mathbf{I}} - \dot{\mathbf{E}} = \dot{\mathbf{M}}_{\text{нт}} \dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{y}}, \quad (6.25б)$$

где

$$\dot{\mathbf{M}}_{\text{нт}} = \dot{\mathbf{K}} \mathbf{M}_{\Sigma}^+ + \mathbf{M}_{\Sigma}^-. \quad (6.26)$$

Для схемы замещения, приведенной на рис. 2.2,б, матрица  $\dot{\mathbf{M}}_{\text{нт}}$  имеет вид:

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{M}}_{\text{нт}} = & \begin{vmatrix} \dot{K}_1 & & & \\ & \dot{K}_2 & & \\ & & \dot{K}_3 & \\ & & & 1 \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{vmatrix} + \\ & + \begin{vmatrix} 0 & -1 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \dot{K}_1 & -1 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & \dot{K}_2 & 0 \\ \dot{K}_3 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 \end{vmatrix}. \end{aligned} \quad (6.26a)$$

Вычитая из (6.24) уравнение (6.25), получим:

$$\dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{b}} = \|\mathbf{1} - \dot{\mathbf{K}}\| \mathbf{M}_{\Sigma}^+ \dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{y}} + \dot{\mathbf{Z}}_{\mathbf{b}} \dot{\mathbf{I}}. \quad (6.27)$$

Полученное выражение представляет собой уравнение закона Ома, записанное в матричной форме для ветвей с трансформаторами. При наличии ЭДС в ветвях это уравнение принимает следующий вид:

$$\dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{b}} = \|\mathbf{1} - \hat{\mathbf{K}}\| \mathbf{M}_{\Sigma}^+ \dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{y}} + \hat{\mathbf{Z}}_{\mathbf{b}} \dot{\mathbf{I}} - \dot{\mathbf{E}}. \quad (6.27a)$$

Идеальный трансформатор, показанный в схеме на рис. 6.2,а, не имеет активного и индуктивного сопротивлений, и поэтому мощности на входе и выходе трансформатора равны друг другу, и, следовательно,

$$\dot{U}_H \hat{I}_H = (\dot{K} \dot{U}_H) \hat{I}_{HK} = (\dot{K} \dot{U}_H) \hat{I}_K.$$

Поэтому для токов на входе и выходе трансформатора справедливо соотношение

$$\hat{I}_H = \dot{K} \hat{I}_K,$$

откуда следует  $\dot{I}_H = \hat{K} \dot{I}_K$ .

С учетом этой зависимости система уравнений, отвечающая первому закону Кирхгофа, для узлов 0, 1, 2, 3 в схеме на рис. 6.2,б может быть записана в виде

$$\begin{cases} \hat{K}_1 \dot{I}_{\mathbf{b}1} - \dot{I}_{\mathbf{b}2} + \hat{K}_3 \dot{I}_{\mathbf{b}3} + 0 + 0 = \dot{J}_0; \\ -\dot{I}_{\mathbf{b}1} + 0 + 0 + \dot{I}_{\mathbf{b}4} + 0 = \dot{J}_1; \\ 0 + \hat{K}_2 \dot{I}_{\mathbf{b}2} + 0 - \dot{I}_{\mathbf{b}4} - \dot{I}_{\mathbf{b}5} = \dot{J}_2; \\ 0 + 0 - \dot{I}_{\mathbf{b}3} + 0 + \dot{I}_{\mathbf{b}5} = \dot{J}_3. \end{cases} \quad (6.28)$$

или

$$\begin{vmatrix} \hat{K}_1 & -1 & \hat{K}_3 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & \hat{K}_2 & 0 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 1 \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} \dot{I}_{\mathbf{b}1} \\ \dot{I}_{\mathbf{b}2} \\ \dot{I}_{\mathbf{b}3} \\ \dot{I}_{\mathbf{b}4} \\ \dot{I}_{\mathbf{b}5} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \dot{J}_0 \\ \dot{J}_1 \\ \dot{J}_2 \\ \dot{J}_3 \end{vmatrix}. \quad (6.28a)$$

Матрица коэффициентов в левой части уравнения (6.28a) равна:

$$\hat{\mathbf{M}}_{\Pi} = \mathbf{M}_{\Sigma}^+ \hat{\mathbf{K}} + \mathbf{M}_{\Sigma}^-.$$

Следовательно, выражение (6.28a) может быть представлено в следующей обобщенной матричной форме:

$$\hat{\mathbf{M}}_{\Pi} \dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{J}}. \quad (6.29)$$

Уравнение (6.29) представляет собой математическую формулировку первого закона Кирхгофа для цепей с трансформаторами, имеющими комплексные коэффициенты трансформации.

Уравнение второго закона Кирхгофа в обобщенной матричной форме можно получить, умножив (6.27a) слева на вторую матрицу инцидентий:

$$\mathbf{N} \hat{\mathbf{Z}}_{\mathbf{b}} \dot{\mathbf{I}} = \mathbf{N} \dot{\mathbf{E}} - \mathbf{N} \|\mathbf{1} - \hat{\mathbf{K}}\| \mathbf{M}_{\Sigma}^+ \dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{y}}. \quad (6.30)$$

При применении условий (6.27), (6.29) и (6.30) для конкретных условий ветви направленного графа ориентируются произвольно, после чего устанавливается начало Н и конец К каждой ветви, содержащей трансформаторы, как показано на рис. 6.2, где направление тока совпадает с направлением ветви в направленном графе. Коэффициенты трансформации  $\hat{K}$  при этом могут оказаться как большими, так и меньшими единицы.

## 2. Узловое уравнение

Выразим матрицу токов  $\dot{\mathbf{I}}$  из (6.25а):

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{Z}}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{nt} \dot{\mathbf{U}}_y.$$

Полученное выражение подставим в (6.29). При этом получим

$$\hat{\mathbf{M}}_n \dot{\mathbf{Z}}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{nt} \dot{\mathbf{U}}_y = \dot{\mathbf{J}}. \quad (6.31)$$

Выражение (6.31) представляет собой узловое уравнение, записанное в обобщенной форме для цепи с трансформаторами в ветвях. При наличии в ветвях ЭДС это уравнение при использовании (6.25б) может быть получено в виде

$$\hat{\mathbf{M}}_n \dot{\mathbf{Z}}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{nt} \dot{\mathbf{U}}_y = \dot{\mathbf{J}} - \hat{\mathbf{M}}_n \dot{\mathbf{Z}}_B^{-1} \dot{\mathbf{E}} \quad (6.32)$$

или

$$\dot{\mathbf{Y}}_n \dot{\mathbf{U}}_y = \dot{\mathbf{J}} - \hat{\mathbf{M}}_n \dot{\mathbf{Z}}_B^{-1} \dot{\mathbf{E}}, \quad (6.33)$$

где  $\dot{\mathbf{Y}}_n = \hat{\mathbf{M}}_n \dot{\mathbf{Z}}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{nt}$  – матрица узловых проводимостей при наличии в ветвях схемы трансформаторов с комплексными коэффициентами трансформации.

Для схемы, показанной на рис. 6.2, б, матрица узловых проводимостей в раскрытой форме имеет вид:

$$\dot{\mathbf{Y}}_n = \begin{vmatrix} \hat{K}_1 & -1 & \hat{K}_3 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & \hat{K}_2 & 0 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 1 \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} \dot{Y}_{B1} & & & & \\ & \dot{Y}_{B2} & & & \\ & & \dot{Y}_{B3} & & \\ & & & \dot{Y}_{B4} & \\ & & & & \dot{Y}_{B5} \end{vmatrix} \times$$

$$\times \begin{vmatrix} \hat{K}_1 & -1 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & \hat{K}_2 & 0 \\ \hat{K}_3 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \hat{K}_1^2 \dot{Y}_{B1} + \dot{Y}_{B2} + \hat{K}_3^2 \dot{Y}_{B3} & -\hat{K}_1 \dot{Y}_{B1} & -\hat{K}_2 \dot{Y}_{B2} & -\hat{K}_3 \dot{Y}_{B3} \\ -\hat{K}_1 \dot{Y}_{B1} & \dot{Y}_{B1} + \dot{Y}_{B4} & -\dot{Y}_{B4} & 0 \\ -\hat{K}_2 \dot{Y}_{B2} & -\dot{Y}_{B1} & \hat{K}_2^2 \dot{Y}_{B2} + \dot{Y}_{B4} + \dot{Y}_{B5} & -\dot{Y}_{B5} \\ -\hat{K}_3 \dot{Y}_{B3} & 0 & -\dot{Y}_{B5} & \dot{Y}_{B3} + \dot{Y}_{B5} \end{vmatrix}.$$

Анализ этой матрицы позволяет сделать следующие выводы:

1) при наличии в ветвях трансформаторов или автотрансформаторов матрица узловых проводимостей имеет несимметричную форму;

2) матрица узловых проводимостей в рассматриваемом случае может быть получена не только формальным путем на основании ее математического выражения, но и непосредственно по схеме замещения сети.

Применение полученного уравнения позволяет выполнить расчет режимов сетей, содержащих трансформаторы в замкнутых контурах. Однако эти расчеты связаны с определенными затруднениями, обусловленными несимметрией матриц узловых проводимостей. Эта особенность расчетов, являющаяся следствием учета трансформаторов введением в схему замещения идеальных трансформаторов, приводит:

а) к увеличению необходимого объема памяти;

б) к нецелесообразности использования обращенной формы узлового уравнения в тех случаях, когда требуется выполнить многократное повторение расчетов с целью установления оптимальных значений коэффициентов трансформации. В последнем случае требуется пересчет матрицы  $\dot{Y}_n$  при изменении хотя бы одного коэффициента трансформации.

В этих условиях находят успешное применение иные методы учета коэффициентов трансформации трансформаторов, включенных в замкнутые контуры электрической сети, не приводящие к операциям с несимметричными матрицами. Такие методы предусматривают представление трансформаторов в схемах замещения фиктивными токами или фиктивными ЭДС, включенными в узлах.

### 3. Контурное уравнение

Учет коэффициентов трансформации при составлении контурного уравнения рассмотрен в [8]. В пределах схемы каждой ступени трансформации контурное уравнение составляется так же, как и для схемы одного напряжения. Вид уравнения следующий:

$$\begin{Bmatrix} \dot{I}_k \\ \dot{I}_T \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \dot{C}_k \\ \dot{C}_T \end{Bmatrix} \mathbf{J} + \begin{Bmatrix} \dot{Y}_k \\ \dot{Y}_T \end{Bmatrix} \dot{E}_T.$$

При составлении уравнения использовано выделение пограничных узлов, в качестве которых приняты начала и концы трансформаторных ветвей (эти узлы обозначены индексом «Т»). В результате раскрытия блочных матриц получаем:

$$\begin{aligned} \dot{I}_k &= \dot{C}_k \mathbf{J} + \dot{Y}_k \dot{E}_T; \\ \dot{I}_T &= \dot{C}_T \mathbf{J} + \dot{Y}_T \dot{E}_T. \end{aligned}$$

Отсюда можно получить:

$$\dot{I}_{k\Sigma} = -\dot{Y}_k N_\alpha C'_0 \mathbf{J} = \dot{C}_{k\Sigma} \mathbf{J},$$

где  $\dot{C}_{k\Sigma} = -\dot{Y}_k N_\alpha C'_0$ ,

а также  $\dot{C}_{k\Sigma} = \begin{Bmatrix} \dot{C}_k \\ \dot{C}_T \end{Bmatrix}$ .

Здесь индексы «штрих» и «два штриха» соответствуют началу и концу трансформаторной ветви соответственно.

Если принять деление схемы на две связанные части, то с учетом граничных условий, определяющих соотношения между токами и между напряжениями в начале и конце трансформаторной ветви  $\dot{E}' = \hat{K} \dot{E}''$  и  $-\hat{K} \dot{I}' = \dot{I}''$ , получим:

$$\begin{aligned} \dot{I}'_T &= \dot{C}'_T \mathbf{J}' + \dot{Y}'_T \hat{K} \dot{E}''_T; \\ -\hat{K} \dot{I}'_T &= \dot{C}''_T \mathbf{J}'' + \dot{Y}''_T \dot{E}''_T. \end{aligned}$$

Умножив первое уравнение на  $\hat{\mathbf{K}}$  и сложив со вторым, получаем:

$$\mathbf{0} = \hat{\mathbf{K}}\dot{\mathbf{C}}_T'\mathbf{J}' + \dot{\mathbf{C}}_T'\mathbf{J}' + (\hat{\mathbf{K}}\dot{\mathbf{Y}}_T'\hat{\mathbf{K}} + \dot{\mathbf{Y}}_T'')\dot{\mathbf{E}}_T''.$$

Запишем это уравнение в форме:

$$\dot{\mathbf{Y}}_\Sigma\dot{\mathbf{E}}_T'' = \mathbf{J}_\Sigma,$$

где

$$\dot{\mathbf{Y}}_\Sigma = \hat{\mathbf{K}}\dot{\mathbf{Y}}_T'\hat{\mathbf{K}} + \dot{\mathbf{Y}}_T''$$

и

$$\mathbf{J}_\Sigma = -\hat{\mathbf{K}}\dot{\mathbf{C}}_T'\mathbf{J}' - \dot{\mathbf{C}}_T'\mathbf{J}'.$$

Решение возможно, если одна из ЭДС известна (ей задаемся произвольно):

$$\dot{\mathbf{E}}_T = \dot{\mathbf{Y}}_T^{-1}\mathbf{J}_T.$$

Таким образом можно определить матрицы  $\dot{\mathbf{E}}'$ ,  $\dot{\mathbf{E}}''$ ,  $\dot{\mathbf{I}}'$  и другие параметры установившегося режима.

### 6.5. Учет комплексных коэффициентов трансформации введением в схему замещения дополнительных задающих токов

Идея этого метода [5] заключается в том, что трансформаторная ветвь в схеме замещения (рис. 6.2, а) заменяется другой, эквивалентной ветвью (рис. 6.4), в которой идеальный трансформатор отсутствует, а его действие отражается появлением некоторых фиктивных токов, включаемых в начало и конец каждой трансформаторной ветви. Эквивалентность такой замены можно показать следующим образом.

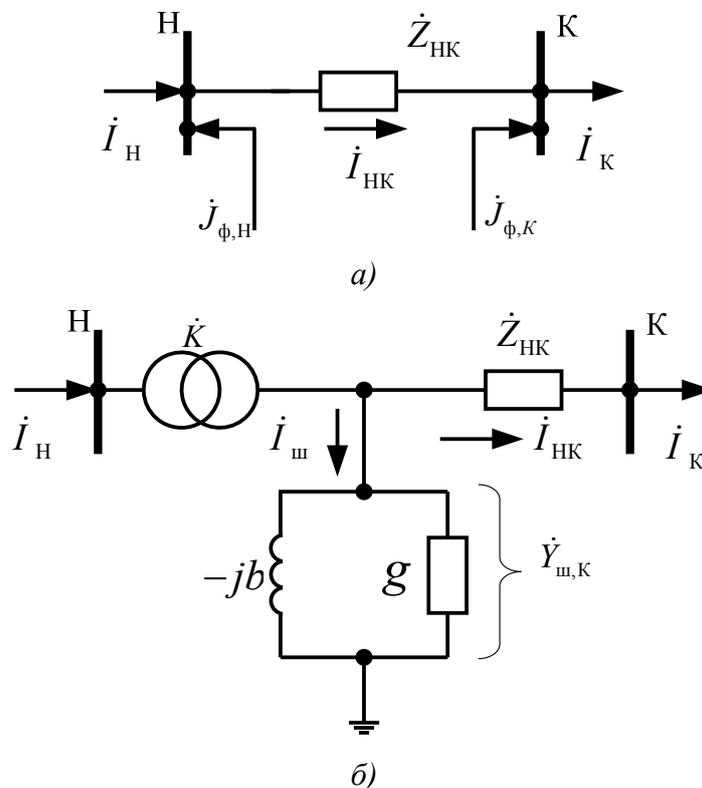


Рис. 6.4. Представление трансформаторов в схемах замещения  
 а) представление фиктивным током; б) Г-образная схема замещения

В схеме замещения трансформатора, представленной на рис. 6.2,а, токи  $\dot{I}_H$  и  $\dot{I}_K$  определяются уравнениями, следующими из (6.23б):

$$\begin{cases} \dot{I}_H = \frac{\dot{K}^2}{\dot{Z}_{HK}} \dot{U}_H - \frac{\hat{K}}{\dot{Z}_{HK}} \dot{U}_K; \\ \dot{I}_K = \frac{\dot{K}}{\dot{Z}_{HK}} \dot{U}_H - \frac{\dot{U}_K}{\dot{Z}_{HK}}. \end{cases} \quad (6.34a)$$

В свою очередь, для схемы, показанной на рис. 6.4, можно записать:

$$\begin{cases} \dot{I}_H = \frac{\dot{U}_H - \dot{U}_K}{\dot{Z}_{HK}} - \dot{j}_{\phi,H}; \\ \dot{I}_K = \frac{\dot{U}_H - \dot{U}_K}{\dot{Z}_{HK}} + \dot{j}_{\phi,H}. \end{cases} \quad (6.34б)$$

Приравняв правые части уравнений (6.34а) и (6.34б), получаем после преобразований:

$$\begin{cases} \dot{j}_{\phi,H} = \frac{\dot{K}^2 - 1}{\dot{Z}_{HK}} \dot{U}_H + \frac{1 - \hat{K}}{\dot{Z}_{HK}} \dot{U}_K; \\ \dot{j}_{\phi,K} = \frac{1 - \dot{K}}{\dot{Z}_{HK}} \dot{U}_H + 0 \cdot \dot{U}_K. \end{cases} \quad (6.35)$$

Уравнения (6.35) показывают, что при отсутствии в ветви трансформатора фиктивные токи равны нулю.

Введем следующие обозначения:

$$\begin{cases} \dot{Y}_i^{(1)} = \frac{\dot{K}_i^2 - 1}{\dot{Z}_{Bi}}; \\ \dot{Y}_i^{(2)} = \frac{1 - \hat{K}_i}{\dot{Z}_{Bi}}; \\ \dot{Y}_i^{(3)} = \frac{1 - \dot{K}_i}{\dot{Z}_{Bi}}; \\ \dot{Y}_i^{(4)} = 0. \end{cases} \quad (6.36)$$

Здесь принято  $\dot{Z}_{HK} = \dot{Z}_{Bi}$ .

Тогда для фиктивных токов можно записать следующее матричное уравнение:

$$\begin{vmatrix} -\dot{j}_{\phi,Hi} \\ -\dot{j}_{\phi,Ki} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \dot{Y}_i^{(1)} & \dot{Y}_i^{(2)} \\ \dot{Y}_i^{(3)} & \dot{Y}_i^{(4)} \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} \dot{U}_{Hi} \\ \dot{U}_{Ki} \end{vmatrix}. \quad (6.37)$$

Из (6.35) и (6.37) следует, что фиктивные токи, включаемые в начало и конец каждой трансформаторной ветви, имеет составляющие, зависящие от напряжения как начала, так и конца ветви. Поэтому можно записать:

$$\begin{cases} \dot{J}_{\phi,Hi} = \dot{J}_{\phi,Hi}^H + \dot{J}_{\phi,Hi}^K; \\ \dot{J}_{\phi,Ki} = \dot{J}_{\phi,Ki}^H + \dot{J}_{\phi,Ki}^K, \end{cases} \quad (6.38)$$

где верхние индексы «Н» и «К» указывают на составляющие тока, зависящие от напряжения начала и конца ветви соответственно.

Для составляющих фиктивных токов могут быть при учете (6.24) записаны следующие выражения:

$$\begin{aligned} -\dot{J}_{\phi,H}^H &= \dot{Y}^{(1)} \mathbf{M}_{\Sigma t}^+ \dot{U}_y; \\ -\dot{J}_{\phi,H}^K &= -\dot{Y}^{(2)} \mathbf{M}_{\Sigma t}^- \dot{U}_y; \\ -\dot{J}_{\phi,K}^H &= \dot{Y}^{(3)} \mathbf{M}_{\Sigma t}^+ \dot{U}_y; \\ -\dot{J}_{\phi,K}^K &= -\dot{Y}^{(4)} \mathbf{M}_{\Sigma t}^- \dot{U}_y, \end{aligned}$$

где  $\dot{Y}^{(1)}$ ,  $\dot{Y}^{(2)}$ ,  $\dot{Y}^{(3)}$ ,  $\dot{Y}^{(4)}$  – диагональные матрицы проводимостей, определяемые в соответствии с (6.36).

Зависимостям (6.38) при  $i=1,2,\dots,n$  может быть придана матричная форма

$$\begin{cases} -\dot{J}_{\phi,H} = \dot{Y}^{(1)} \mathbf{M}_{\Sigma t}^+ \dot{U}_y - \dot{Y}^{(2)} \mathbf{M}_{\Sigma t}^- \dot{U}_y; \\ -\dot{J}_{\phi,K} = \dot{Y}^{(3)} \mathbf{M}_{\Sigma t}^+ \dot{U}_y - \dot{Y}^{(4)} \mathbf{M}_{\Sigma t}^- \dot{U}_y. \end{cases} \quad (6.39a)$$

Преобразуя записанные уравнения, получаем:

$$\begin{cases} \dot{J}_{\phi,H} = -\left\| \begin{array}{cc} \dot{Y}^{(1)} & \dot{Y}^{(2)} \end{array} \right\| \times \left\| \begin{array}{c} \mathbf{M}_{\Sigma t}^+ \\ -\mathbf{M}_{\Sigma t}^- \end{array} \right\| \dot{U}_y; \\ \dot{J}_{\phi,K} = -\left\| \begin{array}{cc} \dot{Y}^{(3)} & \dot{Y}^{(4)} \end{array} \right\| \times \left\| \begin{array}{c} \mathbf{M}_{\Sigma t}^+ \\ -\mathbf{M}_{\Sigma t}^- \end{array} \right\| \dot{U}_y. \end{cases} \quad (6.39б)$$

Уравнения (2.39) определяют фиктивные токи, распределенные по концам ветвей, при этом матрицу  $\dot{J}_{\phi,H}$  составляют токи, которые должны быть включены в начала ветвей схем замещения трансформаторов, а матрицу  $\dot{J}_{\phi,K}$  – токи, которые необходимо включать в концы этих ветвей. Для того, чтобы распределить фиктивные токи в схемах замещения трансформаторов по узлам схемы замещения системы и найти матрицу токов, дополняющих задающие токи в узлах этой схемы, требуется выполнить следующее преобразование:

$$\begin{aligned} \dot{J}_{\phi} &= \mathbf{M}_{\Sigma}^+ \dot{J}_{\phi,H} - \mathbf{M}_{\Sigma}^- \dot{J}_{\phi,K} = \\ &= \left\| \begin{array}{cc} \mathbf{M}_{\Sigma}^+ & -\mathbf{M}_{\Sigma}^- \end{array} \right\| \times \left\| \begin{array}{cc} -\dot{Y}^{(1)} & -\dot{Y}^{(2)} \\ -\dot{Y}^{(3)} & -\dot{Y}^{(4)} \end{array} \right\| \times \left\| \begin{array}{c} \mathbf{M}_{\Sigma t}^+ \\ -\mathbf{M}_{\Sigma t}^- \end{array} \right\| \dot{U}_y. \end{aligned} \quad (6.40a)$$

Записанное выражение можно представить в виде

$$\dot{Y}_{\phi} \dot{U}_y = \dot{J}_{\phi}, \quad (6.40б)$$

$$\text{где } \dot{\mathbf{Y}}_{\phi} = -\left\| \mathbf{M}_{\Sigma}^{+} \quad -\mathbf{M}_{\Sigma}^{-} \right\| \times \left\| \begin{array}{c} -\dot{\mathbf{Y}}^{(1)} \quad -\dot{\mathbf{Y}}^{(2)} \\ -\dot{\mathbf{Y}}^{(3)} \quad -\dot{\mathbf{Y}}^{(4)} \end{array} \right\| \times \left\| \begin{array}{c} \mathbf{M}_{\Sigma t}^{+} \\ -\mathbf{M}_{\Sigma t}^{-} \end{array} \right\|.$$

Матрица  $\dot{\mathbf{J}}_{\phi}$  содержит в качестве своих элементов токи, которые необходимо дополнительно включить в узлы схемы, для того, чтобы ее режим не изменился после удаления из схемы идеальных трансформаторов. Поэтому после удаления из схемы идеальных трансформаторов уравнение первого закона Кирхгофа должно записываться в виде

$$\mathbf{M}\dot{\mathbf{I}}_{\mathbf{b}} = \dot{\mathbf{J}} + \dot{\mathbf{J}}_{\phi},$$

тогда как для узлового уравнения будет справедлива форма

$$\dot{\mathbf{Y}}\dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{y}} = \dot{\mathbf{J}} + \dot{\mathbf{J}}_{\phi}, \quad (6.41)$$

или с учетом (6.40б)

$$\left\| \dot{\mathbf{Y}} - \dot{\mathbf{Y}}_{\phi} \right\| \dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{y}} = \dot{\mathbf{J}}, \quad (6.42)$$

где  $\dot{\mathbf{Y}}$  – матрица узловых проводимостей для всех узлов схемы, включая балансирующий.

Сопоставление (6.33) и (6.42) позволяет установить, что  $\dot{\mathbf{Y}}_{\mathbf{n}} = \dot{\mathbf{Y}} - \dot{\mathbf{Y}}_{\phi}$ .

Достоинством рассмотренного метода отражения свойств трансформаторов при расчетах режимов электрических сетей является симметрия матриц узловых проводимостей и контурных сопротивлений. Известный недостаток заключается в ухудшении сходимости итерационного процесса при решении уравнения (6.42), однако сходимость может быть улучшена, если выполнить предварительные преобразования этого уравнения.

### 6.6. Учет намагничивания и потерь в стали трансформатора, представленного Г-образной схемой замещения

На рис. 6.4, б представлена Г-образная схема замещения трансформатора. В этой схеме ток, протекающий в проводимости  $\dot{\mathbf{Y}}_{\mathbf{m},\mathbf{k}}$ , определяется уравнением [5]:

$$\dot{I}_{\mathbf{m}} = \dot{\mathbf{Y}}_{\mathbf{m},\mathbf{k}} \dot{K} \dot{U}_{\mathbf{H}}.$$

Этот ток, отнесенный к напряжению узла Н, равен

$$\dot{I}_{\mathbf{m},\mathbf{H}} = \hat{K} \dot{\mathbf{Y}}_{\mathbf{m},\mathbf{k}} \dot{K} \dot{U}_{\mathbf{H}}. \quad (6.43)$$

Если поперечные проводимости трансформаторов в схеме замещения электрической сети учитывать токами, включаемыми в узлы, являющиеся началами соответствующих ветвей, то для таких токов в соответствии с (6.24) и (6.43) можно записать:

$$\dot{\mathbf{J}}_{\mathbf{m}} = -\mathbf{M}_{\Sigma}^{+} \hat{K} \dot{\mathbf{Y}}_{\mathbf{m},\mathbf{k}} \dot{K} \mathbf{M}_{\Sigma t}^{+} \dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{y}} \quad (6.44)$$

или  $\dot{\mathbf{J}}_{\mathbf{m}} = -\dot{\mathbf{Y}}_{\mathbf{m}} \dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{y}}$ .

Здесь  $\dot{\mathbf{Y}}_{\mathbf{m},\mathbf{k}}$  – диагональная матрица поперечных проводимостей трансформаторов, отнесенных к напряжениям узлов, принятых в качестве конечных.

Таким образом, поперечные проводимости трансформаторов могут учитываться при расчетах либо матрицей задающих токов (6.44), либо диагональной матрицей  $\dot{\mathbf{Y}}_{\mathbf{m}}$  проводимостей, включенных в узлах.

### 6.7. Мощности генераторных ветвей, определяемые обобщенными параметрами схемы замещения

Токи в ветвях схемы замещения электрической системы определяются при известных обобщенных параметрах этой схемы выражением (5.45).

Выделим в схеме замещения две группы ветвей. К первой группе, токи в которой составляют матрицу  $\dot{\mathbf{I}}_1$ , отнесем генераторные ветви. Все остальные ветви войдут во вторую группу, токи в которой определяют матрицу  $\dot{\mathbf{I}}_2$ . Введем следующие обозначения:  $\dot{\mathbf{E}}_1$  – матрица ЭДС в ветвях генераторных станций,  $\dot{\mathbf{E}}_2$  – матрица ЭДС в ветвях, не принадлежащих генераторным станциям (например, ЭДС, определяемые различием коэффициентов трансформации трансформаторов, включенных в замкнутые контуры).

Тогда (5.45) может быть записано в следующем виде:

$$\begin{bmatrix} \dot{\mathbf{I}}_1 \\ \dot{\mathbf{I}}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{C}}_{11} \\ \dot{\mathbf{C}}_{21} \end{bmatrix} \mathbf{j} + \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{Y}}_{11} & \dot{\mathbf{Y}}_{21} \\ \dot{\mathbf{Y}}_{21} & \dot{\mathbf{Y}}_{22} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{E}}_1 \\ \dot{\mathbf{E}}_2 \end{bmatrix},$$

откуда для генераторных ветвей следует:

$$\dot{\mathbf{I}}_1 = \dot{\mathbf{C}}_{11} \mathbf{j} + \dot{\mathbf{Y}}_{11} \dot{\mathbf{E}}_1 + \dot{\mathbf{Y}}_{12} \dot{\mathbf{E}}_2, \quad (6.45)$$

где  $\dot{\mathbf{C}}_{11}$  – матрица коэффициентов распределения задающих токов для генераторных ветвей;

$\dot{\mathbf{Y}}_{11}$  – матрица собственных проводимостей генераторных ветвей и взаимных проводимостей между этими ветвями;

$\dot{\mathbf{Y}}_{12}$  – матрица взаимных проводимостей между генераторными ветвями и ветвями, в которых имеются ЭДС, не являющиеся ЭДС генераторных станций.

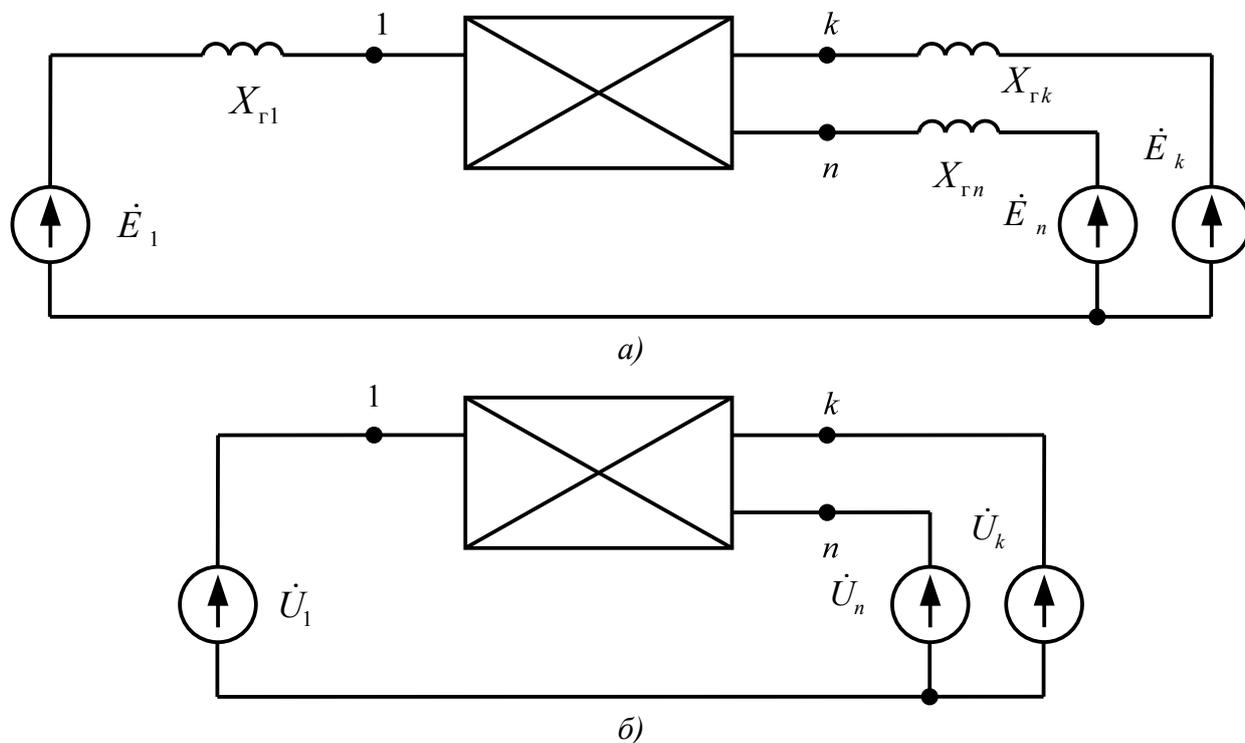


Рис. 6.5. Условная схема замещения сложной системы  
а) при задании ЭДС генераторов; б) при задании напряжений на шинах генераторов

Уравнение (6.45) позволяет определить мощности в генераторных ветвях схемы замещения, причем

$$\dot{\mathbf{S}}_{\text{вн}} = 3\dot{\mathbf{E}}_{1д} \hat{\mathbf{I}}_1 = 3\dot{\mathbf{E}}_{1д} (\hat{\mathbf{C}}_{11} \hat{\mathbf{J}} + \hat{\mathbf{Y}}_{11} \hat{\mathbf{E}}_1 + \hat{\mathbf{Y}}_{12} \hat{\mathbf{E}}_2), \quad (6.46)$$

где  $\dot{\mathbf{E}}_{1д}$  – диагональная матрица фазных ЭДС в генераторных ветвях.

Формула (6.46) характеризует внутреннюю мощность генераторных станций. Эта мощность складывается из мощности на шинах станции (точки 1,  $k$ ,  $n$  на рис. 2.5) и из потерь в сопротивлении генераторной ветви в схеме замещения рис. 6.5, а. Поэтому мощность на шинах станций  $\dot{\mathbf{S}}_1$  может быть определена как

$$\dot{\mathbf{S}}_1 = \dot{\mathbf{S}}_{\text{вн}} - \dot{\mathbf{S}}_{\Delta},$$

где  $\dot{\mathbf{S}}_{\Delta}$  – матрица потерь мощности в генераторных ветвях.

В ряде практически важных задач требуется найти мощность на шинах станции при заданных напряжениях на этих шинах. Условная обобщенная схема для этого случая показана на рис. 6.5, б. Мощность на шинах генераторных станций в соответствии с этой схемой определяется выражением, аналогичным (6.46):

$$\dot{\mathbf{S}}_1 = 3\dot{\mathbf{U}}_{гд} (\hat{\mathbf{C}}_{11} \hat{\mathbf{J}} + \hat{\mathbf{Y}}_{11} \hat{\mathbf{U}}_г + \hat{\mathbf{Y}}_{12} \hat{\mathbf{E}}_2), \quad (6.46a)$$

где  $\dot{\mathbf{U}}_{гд}$  – диагональная матрица фазных напряжений на шинах генераторных станций;

$\hat{\mathbf{C}}_{11}$ ,  $\hat{\mathbf{Y}}_{11}$ ,  $\hat{\mathbf{Y}}_{12}$  – обобщенные параметры, вычисляемые при условии равенства нулю сопротивлений генераторных станций.

Действие ЭДС  $\dot{\mathbf{E}}_2$  приводит к перераспределению мощностей в замкнутых контурах. На мощности же генераторных станций эти ЭДС обычно оказывают лишь незначительное влияние, которое определяется изменением потерь мощности в сетях при учете этих ЭДС. Поэтому во многих случаях при расчетах, связанных с определением мощностей в генераторных ветвях, принимают  $\dot{\mathbf{E}}_2 = \mathbf{0}$ . В этом случае  $\dot{\mathbf{E}}_1 = \dot{\mathbf{E}}$ .

При расчетах, в которых нагрузку электрической системы представляют неизменными сопротивлениями,  $\hat{\mathbf{J}} = \mathbf{0}$  и, следовательно,

$$\dot{\mathbf{S}}_{\text{вн}} = 3\dot{\mathbf{E}}_д \hat{\mathbf{Y}}_{ij} \hat{\mathbf{E}}_г, \quad (6.47)$$

$$\dot{\mathbf{S}}_1 = 3\dot{\mathbf{U}}_{гд} \hat{\mathbf{Y}}_{ij} \hat{\mathbf{U}}_г. \quad (6.48)$$

При записи (6.47) и (6.48) изменен подстрочный индекс у матрицы собственных и взаимных проводимостей генераторных ветвей. При этом запись приобрела форму, которая обычно принимается при расчетах тех режимов, где все искомые величины относятся к ветвям и узлам генераторных станций. В этих условиях нет необходимости указывать, что (6.47) и (6.48) определяют режим именно генераторных станций.

Уравнения (6.47) и (6.48) нелинейны. При задании нагрузки неизменными сопротивлениями переменными величинами в них являются мощности, ЭДС и напряжения. Часть из них при расчетах принимаются заданными, остальные являются искомыми. При соответствии числа уравнений числу неизвестных уравнения принципиально могут быть решены обычными методами решения систем нелинейных уравнений. Собственные и взаимные проводимости при этом находят в результате предварительного расчета и в процессе решения уравнений (6.47) и (6.48) считают неизменными величинами.

При расчетах, выполняющихся с учетом статических или динамических характеристик нагрузок, сопротивления, которыми нагрузки представляются в схемах замещения, являются нелинейными. Обычно возникающие при этом дополнительные трудности в решении нелинейных уравнений (6.47) и (6.48) преодолеваются разделением решения на большое количество интервалов, следующих друг за другом. В каждом из этих интервалов сопротивления нагрузок считают неизменными. В конце интервалов принимают новые значения сопротивлений нагрузок в соответствии с условиями, которые определяют решением на интервале. Такой подход требует расчета собственных и взаимных проводимостей ветвей на каждом интервале.

Особенности матриц собственных и взаимных проводимостей ветвей установим на примере схемы с тремя генераторными ветвями. В соответствии с методом наложения токи в генераторных ветвях такой схемы могут быть найдены сложением трех токов. Каждый из этих токов определяется при условии действия лишь одной ЭДС при отсутствии в генераторных ветвях двух других.

На рис. 6.6 показаны токи в некоторой схеме, каждый из которых вызван действием лишь одной ЭДС. Суммарные токи в каждой из трех генераторных ветвей при этом равны:

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 &= \dot{I}_{11} - \dot{I}_{12} - \dot{I}_{13}; \\ \dot{I}_2 &= -\dot{I}_{21} + \dot{I}_{22} - \dot{I}_{23}; \\ \dot{I}_3 &= -\dot{I}_{31} - \dot{I}_{32} + \dot{I}_{33}. \end{aligned} \tag{6.49}$$

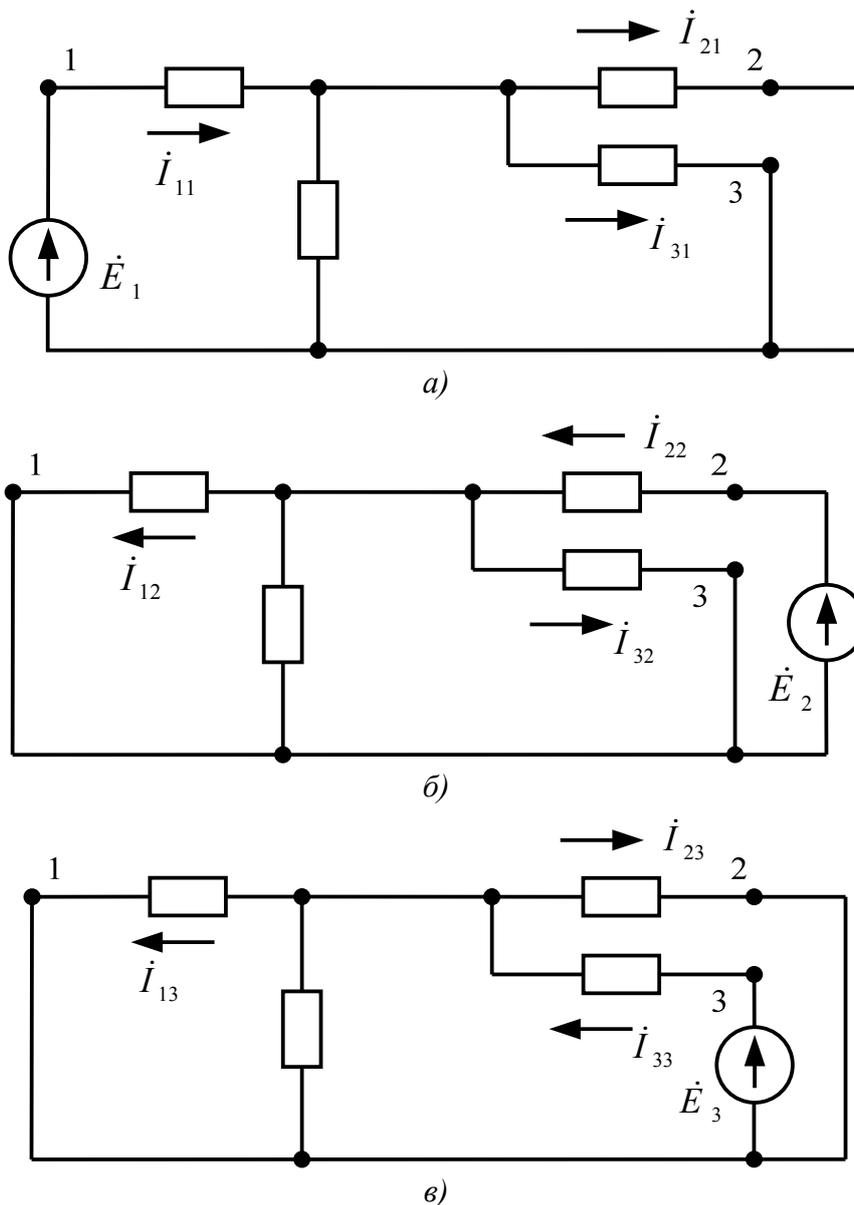


Рис. 6.6. Схемы замещения для определения токов в ветвях генераторных станций а) при ЭДС 1-й станции, не равной нулю; б) то же – 2-й станции; в) то же – 3-й станции

Токи, отходящие от узла, соединяемого с ЭДС, при записи (6.49) приняты положительными, подходящие к узлу – отрицательными. Токи в ветвях каждой из схем на рис. 6.6 прямо пропорциональны ЭДС, действующей в соответствующей схеме, причем в соответствии с определением коэффициента пропорциональности являются собственными и взаимными проводимостями ветвей. Поэтому выражения (6.49) могут быть записаны в виде

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 &= \dot{Y}_{11}\dot{E}_1 - \dot{Y}_{12}\dot{E}_2 - \dot{Y}_{13}\dot{E}_3; \\ \dot{I}_2 &= -\dot{Y}_{21}\dot{E}_1 + \dot{Y}_{22}\dot{E}_2 - \dot{Y}_{23}\dot{E}_3; \\ \dot{I}_3 &= -\dot{Y}_{31}\dot{E}_1 - \dot{Y}_{32}\dot{E}_2 + \dot{Y}_{33}\dot{E}_3, \end{aligned}$$

а также в матричной форме

$$\begin{pmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \dot{Y}_{11} & -\dot{Y}_{12} & -\dot{Y}_{13} \\ -\dot{Y}_{21} & \dot{Y}_{22} & -\dot{Y}_{23} \\ -\dot{Y}_{31} & -\dot{Y}_{32} & \dot{Y}_{33} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} \dot{E}_1 \\ \dot{E}_2 \\ \dot{E}_3 \end{pmatrix}, \quad (6.50)$$

или

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{Y}}_{ij} \dot{\mathbf{E}}. \quad (6.50a)$$

Уравнение (6.50) показывает, что квадратная матрица собственных и взаимных проводимостей ветвей  $\dot{\mathbf{Y}}_{ij}$  симметрична относительно главной диагонали. Элементами главной диагонали этой матрицы служат собственные проводимости генераторных ветвей. Остальные элементы этой матрицы являются взаимными проводимостями между ветвями генераторных станций, записанными со знаком минус.

Учитывая эти особенности матрицы собственных и взаимных проводимостей ветвей генераторных станций, можно на основании (6.47) и (6.48) записать уравнения мощностей каждой из генераторных станций в развернутом виде.

При этом из (6.47) можно получить:

$$\dot{S}_{i\text{вн}} = \dot{E}_i \hat{Y}_{ii} \hat{E}_i - \dot{E}_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \hat{Y}_{ij} \hat{E}_j, \quad (6.51)$$

где  $i=1,2,\dots,n$ .

Для мощности на шинах генераторных станций из (6.48) следуют аналогичные уравнения:

$$\dot{S}_i = \dot{U}_i \hat{Y}_{ii} \hat{U}_i - \dot{U}_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \hat{Y}_{ij} \hat{U}_j, \quad (6.51)$$

где  $i=1,2,\dots,n$ .

Примем следующие обозначения:

$$\dot{E}_i = E_i e^{j\delta_i}; \quad \dot{Y}_{ij} = y_{ij} e^{-j\psi_{ij}}; \quad \dot{E}_j = E_j e^{j\delta_j}.$$

В этом случае из (6.51) следует

$$\dot{S}_{i\text{вн}} = E_i^2 y_{ii} e^{j\psi_{ii}} - E_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_j y_{ij} e^{j(\delta_i - \delta_j + \psi_{ij})},$$

откуда после представления комплексных чисел в алгебраической форме:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{i\text{вн}} = & E_i^2 y_{ii} \cos \psi_{ii} - E_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_j y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j + \psi_{ij}) + \\ & + j \left[ E_i^2 y_{ii} \sin \psi_{ii} - E_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_j y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j + \psi_{ij}) \right], \end{aligned}$$

где  $i=1,2,\dots,n$ .

Последнее выражение после разделения вещественной и мнимой частей можно представить в виде

$$P_{i\text{BH}} = E_i^2 y_{ii} \cos \psi_{ii} - E_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_j y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j + \psi_{ij});$$

$$Q_{i\text{BH}} = E_i^2 y_{ii} \sin \psi_{ii} - E_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_j y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j + \psi_{ij}),$$

где  $i=1,2,\dots,n$ ,

или, принимая  $\psi_{ii} = 90^\circ - \alpha_{ii}$  и  $\psi_{ij} = 90^\circ - \alpha_{ij}$ ,

$$P_{i\text{BH}} = E_i^2 y_{ii} \sin \alpha_{ii} + E_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_j y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}); \quad (6.53)$$

$$Q_{i\text{BH}} = E_i^2 y_{ii} \cos \alpha_{ii} - E_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_j y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}), \quad (6.54)$$

где  $i=1,2,\dots,n$ .

Для мощностей на шинах генераторных станций из (6.52) аналогично можно получить:

$$P_i = U_i^2 y_{ii} \sin \alpha_{ii} + U_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_j y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}), \quad (6.55)$$

$$Q_i = U_i^2 y_{ii} \cos \alpha_{ii} - U_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_j y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}), \quad (6.56)$$

где  $i=1,2,\dots,n$ .

Уравнения (6.53) и (6.54), а также (6.55) и (6.56) содержат  $2n$  уравнений, переменными величинами в них являются активные и реактивные мощности, напряжения и их фазовые углы. Если фазовый угол одного из напряжений принять в качестве начальной координаты, от которой отсчитываются остальные углы, то число переменных в уравнениях составит  $4n-1$ . Поэтому эти уравнения могут быть использованы для определения  $2n$  параметров режима электрической системы. Искомые и заданные параметры определяются характером решаемой задачи.

### 6.8. Эквивалентная замена активных элементов схем

Как говорится в [8], нередко встречаются случаи, когда желательно выполнить замену задающих токов эквивалентными ЭДС и наоборот. Это может быть целесообразно в тех случаях, когда в схеме имеются активные элементы обоих типов. В этом случае эквивалентная замена позволит сократить количество обобщенных параметров, необходимых для расчета. В качестве критерия эквивалентности в этом случае обычно принимается инвариантность матрицы узловых напряжений.

Если требуется определить задающие токи, которыми можно заменить действие ЭДС, то из условия

$$\dot{\mathbf{Z}}\mathbf{J}_s + \dot{\mathbf{D}}\mathbf{E} = \mathbf{0}$$

следует, что

$$\mathbf{J}_s = -\dot{\mathbf{Y}}_s \dot{\mathbf{D}}\mathbf{E} = -\mathbf{M}\dot{\mathbf{Z}}_b^{-1}\dot{\mathbf{E}} /$$

Обратная замена является неоднозначной. Если ограничить число эквивалентных ЭДС, приняв его равным числу независимых узлов

$$\dot{\mathbf{E}} = \begin{Bmatrix} \dot{\mathbf{E}}_a \\ \mathbf{0} \end{Bmatrix},$$

то получаем:

$$\dot{\mathbf{Z}}\mathbf{J} + \begin{Bmatrix} \dot{\mathbf{D}}_a & \dot{\mathbf{D}}_\beta \end{Bmatrix} \times \begin{Bmatrix} \dot{\mathbf{E}}_a \\ \mathbf{0} \end{Bmatrix} = \mathbf{0}.$$

Отсюда

$$\dot{\mathbf{E}}_s = \dot{\mathbf{E}}_a = -\dot{\mathbf{D}}_a \dot{\mathbf{Z}}\mathbf{J}.$$

Токи в ветвях эквивалентной схемы при этом будут отличаться от токов в исходной схеме:

$$\dot{\mathbf{i}} = \dot{\mathbf{i}}_s + \dot{\mathbf{Z}}_b^{-1} \dot{\mathbf{E}}.$$

### 6.9. Контрольные вопросы к главе 6

1. В чем заключается определение параметров режима на основе принципа наложения?
2. Значения токов в каких ветвях схемы достаточно знать для определения узловых напряжений?
3. В чем заключается метод разрезания контуров?
4. Как улучшить сходимость итерационного процесса при решении уравнений состояния методом разрезания контуров?
5. Какие подходы могут быть использованы для расчета режимов сетей разных номинальных напряжений?
6. Какие допущения вводятся при выводе уравнений состояния с учетом комплексных коэффициентов трансформации?
7. Что собой представляет матрица  $\mathbf{M}_\Sigma$  ?
8. Чем матрица  $\dot{\mathbf{U}}_b$  отличается от матрицы  $\dot{\mathbf{U}}_{bz}$  ?
9. Почему коэффициенты трансформации в матрице  $\hat{\mathbf{K}}$  могут быть по модулю как больше, так и меньше единицы?
10. Что собой представляет матрица  $\dot{\mathbf{Y}}_n$  ? Как она может быть получена?
11. От чего зависят фиктивные токи, включаемые в начало и конец трансформаторной ветви?
12. Сравните способы представления трансформаторов комплексными коэффициентами трансформации и фиктивными задающими токами.
13. Каким образом при записи уравнений состояния учесть поперечные проводимости трансформаторов?
14. Каким образом находятся мощности генераторных станций через матрицы обращенных параметров?
15. Чем обусловлены ЭДС в ветвях, не принадлежащих генераторным станциям?
16. Охарактеризуйте свойства матрицы собственных и взаимных проводимостей ветвей генераторных станций?

## 7. ИССЛЕДОВАНИЕ ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 7.1. Метод последовательных интервалов

Динамическую устойчивость простейшей электрической системы с автоматическим регулятором пропорционального типа, в которой генератор работает на шины неизменного напряжения, необходимо рассматривать с учетом нелинейности характеристик ее элементов.

Смену режимов работы можно проанализировать на основе метода последовательных интервалов с линеаризацией уравнений переходных процессов на каждом интервале. Оценку устойчивости в этом случае выполняют по характеру изменения угла перемещения ротора генератора во времени.

Активная электромагнитная мощность, выдаваемая генератором в систему, будет равна:

$$P_{\text{эи}} = \frac{U_i E_i}{Z_{\text{экв}}} \sin \delta_i \quad (7.1)$$

Изменение угла  $\delta$ , определяющего сохранение или нарушение динамической устойчивости, определяется численным интегрированием дифференциального уравнения движения ротора:

$$J \frac{d\omega_i}{dt} = \Delta M_{\text{ти}} \quad (7.2)$$

или, переходя к относительным единицам и считая, что  $P^* = M^*$  (предполагая скорость неизменной) с учетом равенства  $\omega = \frac{d\delta}{dt}$ :

$$T_J \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = \Delta P_{\text{ти}} \quad (7.3)$$

Здесь  $T_J$  – постоянная времени инерции агрегата генератор-турбина – определяется как

$$T_J = \frac{2,74GD^2 n_{\text{ном}}^2 \cdot 10^{-6}}{S_{\text{ном}}} \quad (7.4)$$

где  $GD^2$  – суммарный маховой момент турбины и генератора, кг·м<sup>2</sup>;

$S_{\text{ном}}$  – номинальная полная мощность, кВА;

$n_{\text{ном}}$  – номинальная скорость, об/мин.

Небаланс активной мощности в переходном процессе:

$$\Delta P_{\text{ти}} = P_{\text{ти}} - P_{\text{эи}} - P_{\text{аси}} \quad (7.5)$$

где  $P_{\text{ти}}$  – мощность на валу турбины;

$P_{\text{аси}}$  – асинхронная мощность при скольжении  $s_i$ :

$$P_{\text{аси}} = \frac{U^2}{2} \left( \frac{1}{x'_d} - \frac{1}{x_d} \right) s_i T'_{\text{ди}} \sin^2 \delta \quad (7.6)$$

или

$$P_{aci} = \frac{U^2}{2} \left( \frac{1}{x'_d} - \frac{1}{x_d} \right) \frac{-\Delta\delta}{314\Delta t} T'_{di} \sin^2 \delta \quad (7.7)$$

Величина синхронной мощности определяется из расчета установившегося режима на текущем интервале времени.

Значение избыточной мощности в первый момент изменения режима определяется следующим образом (индекс *i* здесь и далее опущен):

$$\Delta P_{(0)} = P_{(0)} - P_0, \quad (7.8)$$

где  $P_{(0)}$  – мощность в первый момент нарушения режима,

$P_0$  – мощность в исходном режиме.

Вследствие инерции ротора его скорость и угол между ЭДС и напряжением в момент нарушения режима считаются неизменными. Приращение угла в конце первого интервала составляет:

$$\Delta\delta_{(1)} = K_\delta \frac{\Delta P_{(0)}}{2}, \quad (7.9)$$

где

$$K_\delta = 18000 \frac{\Delta t^2}{T_J}. \quad (7.10)$$

Для последующих интервалов приращение равно

$$\Delta\delta_{(n)} = \Delta\delta_{(n-1)} + K_\delta \frac{\Delta P_{(n-1)}}{1 + \frac{\Delta\delta_{(n-1)}}{314\Delta t}}, \quad (7.11)$$

угол к началу следующего интервала

$$\delta_{(n)} = \delta_{(n-1)} + \Delta\delta_{(n)}. \quad (7.12)$$

Аналогичным образом определяются значения угловой скорости на интервалах. Приращение скорости в конце первого интервала:

$$\Delta\omega_{(1)} = K_\omega \Delta P_{(0)}, \quad (7.13)$$

где

$$K_\omega = 18000 \frac{\Delta t}{T_J}, \quad (7.14)$$

на следующих интервалах

$$\Delta\omega_{(n)} = K_\omega \Delta P_{(n-1)}, \quad (7.15)$$

$$\omega_{(n)} = \omega_{(n-1)} + \Delta\omega_{(n)}. \quad (7.16)$$

Величина скорости вращения на каждом интервале необходима для анализа внезапного выхода на раздельную работу. В таком режиме возникают переходные процессы, характеризующиеся большой длительностью, когда необходим учет действия регуляторов скорости турбин.

Мощность, развиваемая турбиной, в этом случае определяется как

$$P_{\tau(n)} = P_{\tau 0} \frac{\omega_{(n)}}{\omega_{(0)}} - P_{\text{рег}(n)}, \quad (7.17)$$

где  $P_{r0}$  – мощность турбины в начальный момент времени,  
 $\omega_0$  – скорость в начальный момент времени,  
 $\omega_{(n)}$  – скорость на  $n$ -м интервале,  
 $P_{per(n)}$  – снижение мощности, обусловленное действием регулятора,

$$P_{per(n)} = P_{per(n-1)} + \Delta P_{per(n)}, \quad (7.18)$$

$\Delta P_{pez}$  – приращение мощности на интервале,

$$\Delta P_{per(n)} = \frac{P_{Тном}}{\sigma T_s} \frac{\Delta \delta_{(n)}}{18000} \left( 1 + \frac{\Delta \delta_{(n)}}{314 \Delta t} \right) - \frac{\Delta t}{T_s} P_{per(n-1)} \left( \frac{1 + \frac{\Delta \delta_{(n)}}{314 \Delta t}}{1 + \frac{\Delta \delta_{(n-1)}}{314 \Delta t}} \right), \quad (7.19)$$

где  $\sigma$  – степень неравномерности регулятора скорости,

$T_s$  – постоянная времени сервомотора.

Поскольку регуляторы скорости имеют степень нечувствительности, то  $\Delta P_{pez}$  учитывается только в случае превышения скорости вращения ротора выше заданной величины.

Как было сказано выше, синхронный генератор, как и любой элемент схемы, в цикл свертывания-развертывания задается двумя параметрами – ЭДС и проводимостью или сопротивлением. В настоящем алгоритме в течение всего переходного процесса в качестве сопротивления предлагается использовать  $x'_d$ , в качестве ЭДС – величину  $E' = E'_d + jE'_q$  (в осях  $d$  и  $q$ ), приведенную к мнимой и вещественной осям.

В исходном режиме токи в продольной и поперечной осях:

$$I_{d0} = I_0 \sin(\delta_0 + \varphi_0), \quad (7.20)$$

$$I_{q0} = I_0 \cos(\delta_0 + \varphi_0), \quad (7.21)$$

где  $I_0$  – модуль комплекса тока, полученного из расчета исходного установившегося режима;  $\delta_0$  и  $\varphi_0$  также соответствуют исходному режиму.

Тогда переходная ЭДС и ЭДС возбуждения в начале первого интервала:

$$E'_{q(0)} = U_{(0)} \cos \delta_0 + I_{d0} x'_d, \quad (7.22)$$

$$E'_{d(0)} = I_{q0} (x_d - x'_d), \quad (7.23)$$

$$E_{q(0)} = E'_{q(0)} + I_{d0} (x_d - x'_d). \quad (11.24)$$

Величину  $E'_d$  в течение переходного процесса считаем неизменной.

ЭДС от действия возбудителя в первый момент короткого замыкания равна ЭДС в поперечной оси:

$$E_{qe(0)} = E_{q(0)}. \quad (7.25)$$

Электромагнитный переходный процесс в синхронной машине описывается уравнением:

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{\begin{pmatrix} E'_q \\ E_q \end{pmatrix} E_{qe} - E'_q}{\begin{pmatrix} E'_q \\ E_q \end{pmatrix} T_{d0}}, \quad (7.26)$$

где  $T_{d0}$  – постоянная времени обмотки возбуждения.

Такая форма записи с коррекцией постоянной времени позволяет анализировать переходные процессы как при каком-либо изменении режима при параллельной работе с энергосистемой, так и при выходе на раздельную работу.

При численном решении этого уравнения затухание  $E'_q$  вводится следующим приращением:

$$\Delta E'_{q(n)} = \Delta t \frac{E_{qe(n)} - E_{q(n-1)}}{T_{d0} + \frac{E_{q(n-1)} \Delta t}{E'_{q(n-1)} 2}}, \quad (7.27)$$

при этом

$$E'_{q(n)} = E'_{q(n-1)} + \Delta E'_{q(n)}. \quad (7.28)$$

При отсутствии форсировки возбуждения ЭДС  $E_{qe}$  считаем неизменной, при работе форсировки с заданной кратностью  $k_\phi$  необходимо определить приращение

$$\Delta E_{qe(n)} = [k_\phi E_{qe(0)} - E_{qe(n)}] e^{t/T'_d}, \quad (7.29)$$

и новую величину ЭДС

$$E_{qe(n)} = E_{qe(n-1)} + \Delta E_{qe(n)}. \quad (7.30)$$

Форсировка включается, если напряжение на зажимах генератора становится менее  $0,85U_{ном}$ , и расчет приращений на интервалах продолжается до тех пор, пока напряжение на зажимах машины не станет равным напряжению отключения форсировки, либо ЭДС не достигнет потолочного значения  $k_\phi E_{qe(0)}$  при напряжении, меньшем напряжения отключения форсировки, с учетом максимальной продолжительности ее работы. В первом случае форсировка отключается и приращения ЭДС определяются с противоположным знаком, во втором случае ЭДС на последующих интервалах остается неизменной и равной потолочному значению в течение предельного времени форсировки.

Работа автоматического регулирования возбуждения учитывается изменением  $E_{qe}$  в соответствии с изменением напряжения при учете инерционности регулятора тока возбуждения.

Для расчета переходной ЭДС на следующем интервале необходимо определить  $E'_q$  аналогично первому интервалу:

$$I_{d(n-1)} = \frac{E'_{q(n-1)} - U_{(n-1)} \cos \delta_{(n-1)}}{x'_d}, \quad (7.31)$$

$$E_{q(n)} = E'_{q(n)} + I_{d(n-1)} (x_d - x'_d). \quad (7.32)$$

В расчет установившегося режима перед следующим интервалом задается ЭДС

$$E'_{(n)} = \sqrt{(E'_{d(n)})^2 + (E'_{q(n)})^2}, \quad (7.33)$$

в комплексном виде будем иметь:

$$\dot{E}'_{(n)} = E'_{(n)} \cos \delta''_{(n)} + j E'_{(n)} \sin \delta''_{(n)}, \quad (7.34)$$

где

$$\delta''_{(n)} = \delta_{(n)} - \arccos \frac{E'_{q(n)}}{E'_{(n)}} \quad (7.35)$$

Затем выполняется очередной расчет установившегося режима со значениями  $\dot{E}$  и  $\mathbf{r} + \mathbf{j}\mathbf{x}'_d$ , предшествующий новому интервалу. Результатами расчета являются новые значения электромагнитной мощности и новые векторы тока статора и напряжения на зажимах машины, расчет электромагнитной мощности с учетом внешнего сопротивления в этом случае не производится. Такой подход позволяет отказаться от громоздкого определения собственных и взаимных проводимостей, учитывать взаимное влияние машин и других электроприемников наиболее простым и естественным способом. Алгоритм позволяет учесть способы регулирования скорости и возбуждения генераторов, свойства нагрузки и проанализировать их влияние на переходный процесс.

Большой интерес с точки зрения динамической и статической устойчивости представляют переходные режимы, имеющие место при незначительных изменениях параметров режима или конфигурации сети.

Разработанная на кафедре ЭПИ программа позволяет производить расчет параметров таких режимов во времени. В основу расчета также положен метод последовательных интервалов в сочетании с методом последовательного эквивалентирования. Предварительно производится расчет установившегося режима, имеющего место до изменения, и фиксируются его параметры. После этого на оперативной схеме задается интересующее изменение (отключение или включение элемента, изменение параметра какого-либо элемента), в соответствии с которым пересчитываются параметры схемы замещения сети. По полученной схеме замещения производится расчет установившегося режима, и определяются его параметры, что дает возможность определить первоначальный небаланс активной мощности на валу синхронных машин и, следовательно, определить изменение положение угла ротора в начальный момент времени.

Нагрузки в таких режимах в силу незначительных изменений параметров, должны вводиться своими статическими характеристиками по частоте и напряжению. Таким образом, разработанная методика позволяет анализировать переходные режимы, возникающие при любых изменениях параметров режима или конфигурации рассматриваемой сети.

## **7.2. Применение принципа наложения мощностей при расчете переходных электромеханических процессов**

При КЗ в системе с несколькими электростанциями и нагрузками, соединенными между собой ЛЭП, возникают качания генераторов всех электростанций системы.

Основным методом анализа динамической устойчивости сложных систем является метод численного решения уравнений переходного процесса, в частности, метод последовательных интервалов. Условия перемещения определяются согласно приведенным ранее формулам для генераторов каждой станции в отдельности. Основные трудности заключаются в определении избытков мощности для каждого из генераторов в различные интервалы времени.

При возникновении качаний фазы ЭДС генераторов непрерывно изменяются. Поэтому изменяются и отдаваемые генераторами мощности, а следовательно, и избыточные моменты на валах.

При расчете методом последовательных интервалов значение углов ротора в конце каждого интервала вычисляется с помощью выше указанных формул. Зная эти углы, т.е., фазы ЭДС, можно найти значение отдаваемой каждым генератором мощности и избыточных

моментов, действующих в следующем интервале. Проще всего активные мощности определяются через собственные взаимные проводимости ветвей.

В этом случае нагрузки представляются неизменными сопротивлениями либо для всего переходного процесса, либо для каждого интервала времени, если расчет выполняется при учете динамических характеристик нагрузки.

Принцип наложения токов может быть применен для любого числа станций (рис. 7.1):

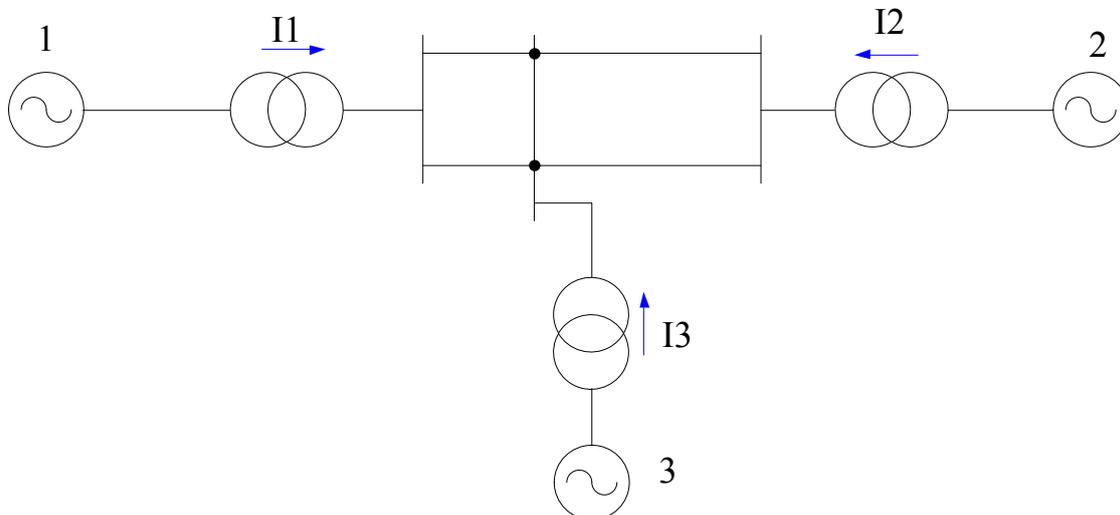


Рис. 7.1. Расчетная схема

Ток протекающий по обмотке генератора 1 можно рассмотреть как результат наложения трех токов (рис. 7.2).

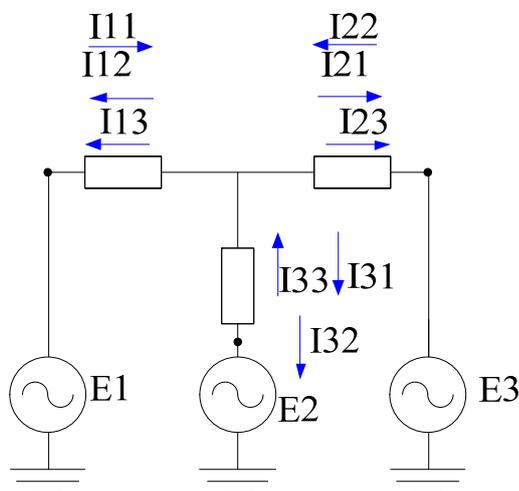


Рис. 7.2. Применение метода наложения

Один из них ( $I_{11}$ ) представляет собой ток, который протекал бы в обмотке этого генератора в этом случае, если бы ЭДС остальных генераторов (2 и 3) были равны нулю, но цепь через обмотки генераторов оставалось бы замкнутой (рис. 7.2):

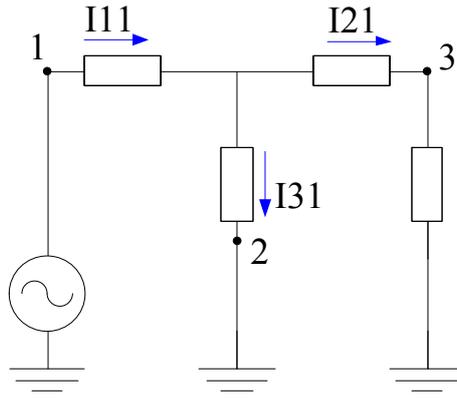


Рис. 7.2. Применение принципа наложения

Вторая составляющая  $I_{12}$  представляет собой ток в генераторе 1, обусловленных ЭДС генератора 2, если ЭДС в генераторах 1 и 3 отсутствуют.

$I_{13}$  определяется аналогично. Во всех этих случаях цепь через обмотки всех генераторов остается замкнутой независимо от отсутствия или наличия в них ЭДС.

Токи и напряжения этих трех режимов друг на друга, получаем действительный режим работы системы. Полные токи, протекающие в обмотках генераторов:

$$I_1 = I_{11} - I_{12} - I_{13}; \quad I_2 = I_{22} - I_{21} - I_{23}; \quad I_3 = I_{33} - I_{31} - I_{32}.$$

Отдельные составляющие этих токов пропорциональны соответствующими ЭДС, причем коэффициенты пропорциональности определяются в зависимости от конфигурации сети и сопротивление отдельных цепей.

Например:

$$\begin{cases} I_{11} = E_1 \cdot Y_{11}; \\ I_{12} = E_2 \cdot Y_{12}; \\ I_{13} = E_3 \cdot Y_{13}; \end{cases} \quad (7.36)$$

$$\begin{cases} I_1 = E_1 \cdot Y_{11} - E_2 \cdot Y_{12} - E_3 \cdot Y_{13}; \\ I_{12} = E_2 \cdot Y_{22} - E_1 \cdot Y_{21} - E_3 \cdot Y_{23}; \\ I_{13} = E_3 \cdot Y_{33} - E_1 \cdot Y_{31} - E_2 \cdot Y_{32}; \end{cases} \quad (7.37)$$

Произведение сопряженного вектора какого-либо из этих токов на вектор ЭДС соответствующего генератора дает комплексное значение мощности этого генератора.

$$E_1 \cdot \hat{I}_1 = \overset{0}{E}_1 (\hat{I}_{11} - \hat{I}_{12} - \hat{I}_{13}) = \overset{0}{E}_1 \hat{E}_1 \hat{Y}_{11} - \overset{0}{E}_1 \hat{E}_2 \hat{Y}_{12} - \overset{0}{E}_1 \hat{E}_3 \hat{Y}_{13}. \quad (7.38)$$

Если обозначить фазовые углы ЭДС  $E_1, E_2, E_3$  (рис. 7.3), взятые относительно произвольной оси отсчета векторов, соответственно  $\delta_1, \delta_2$  и  $\delta_3$  и аргументы комплексных собственных и взаимных сопротивлений ветвей.

$$Z_{11} = \frac{1}{Y_{11}}; \quad Z_{12} = \frac{1}{Y_{12}}; \quad Z_{13} = \frac{1}{Y_{13}} \quad \text{через } \psi_{11}, \psi_{12}, \psi_{13}, \text{ получим:}$$

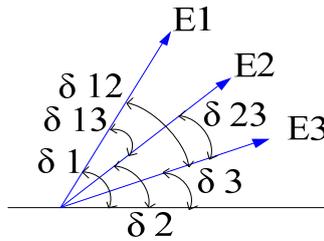


Рис. 7.3. Собственные и взаимные углы синхронных генераторов

$$E_1 \hat{I}_1 = E_1^2 Y_{11} (\cos \psi_{11} + j \sin \psi_{11}) - E_1 E_2 Y_{12} (\cos(\delta_{12} + \psi_{12}) + j \sin(\delta_{12} + \psi_{12})) - E_1 E_3 Y_{13} (\cos(\delta_{13} + \psi_{13}) + j \sin(\delta_{13} + \psi_{13})). \quad (7.39)$$

Действительная часть этого выражения представляет собой отдаваемую генератором 1 активную мощность  $P_1$ :

$$P_1 = E_1^2 Y_{11} \cos \psi_{11} - E_1 E_2 Y_{12} \cos(\delta_{12} + \psi_{12}) - E_1 E_3 Y_{13} \cos(\delta_{13} + \psi_{13}). \quad (7.40)$$

Если зависимость  $\alpha - 90 - \psi$ , то  $\psi = 90 - \alpha$ ;

$$P_1 = E_1^2 Y_{11} \sin \alpha_{11} + E_1 E_2 Y_{12} \sin(\delta_{12} + \alpha_{12}) + E_1 E_3 Y_{13} \sin(\delta_{13} + \alpha_{13}). \quad (7.41)$$

Аналогичные выражения можно получить для других генераторов.

Для  $n$  генераторов уравнение мощности имеют вид:

$$\begin{cases} P_1 = E_1^2 Y_{11} \sin \alpha_{11} - E_1 E_2 Y_{12} \sin(\delta_{12} + \alpha_{12}) + E_1 E_3 Y_{13} \sin(\delta_{13} + \alpha_{13}) + \dots + E_1 E_n Y_{1n} \sin(\delta_{1n} + \alpha_{1n}), \\ P_2 = E_2 E_1 Y_{21} \sin(\delta_{21} - \alpha_{21}) - E_2^2 Y_{22} \sin \alpha_{22} + E_2 E_3 Y_{23} \sin(\delta_{23} + \alpha_{23}) + \dots + E_2 E_n Y_{2n} \sin(\delta_{2n} + \alpha_{2n}), \\ \dots \\ P_n = E_n E_1 Y_{n1} \sin(\delta_{n1} - \alpha_{n1}) + E_n E_2 Y_{n2} \sin(\alpha_{n2} - \alpha_{n2}) + E_n E_{(n-1)} Y_{(n-1)} \sin(\delta_{n(n-1)} + \alpha_{n(n-1)}) + \dots + E_n^2 Y_{nn} \sin \delta_{nn}. \end{cases} \quad (7.42)$$

Пользуясь этими выражениями определяют для данных углов роторов электромагнитные мощности генераторов, далее вычисляют избыточные мощности.

Собственные и взаимные проводимости ветвей могут быть найдены методом единичных токов.

Расчеты предполагается вести методом последовательных интервалов.

Уменьшение числа электростанций можно достигнуть путем замены нескольких одной эквивалентной. Параметры эквивалентной электростанции должны быть выбраны так, чтобы токи, напряжения и мощности в остальной части схемы оставались неизменными.

Первоначальная мощность первичного двигателя  $P_t$  эквивалентной электростанции определяется как сумма активных мощностей генераторов и потерь электрической сети электростанций.

Условия правильны, если все замещаемые станции колеблется синхронно.

### 7.3. Контрольные вопросы к главе 7

1. Как определяется активная электромагнитная мощность, выдаваемая генератором в систему?
2. Что такое асинхронная мощность и как она определяется?
3. От чего зависит приращение угла ротора?
4. В каких случаях необходим учет действия регуляторов скорости?
5. Какая величина характеризует действие возбудителя при расчете переходного режима?

6. Что такое форсировка?
7. Каков порядок расчета переходного режима?
8. Применение принципа наложения мощностей при расчете переходных электромеханических процессов.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Азарьев Д.И., Веников В.А., Литкенс И.В., Мамиконянц Л.Г., Портной М.Г., Совапов С.А. Основные положения по определению устойчивости энергетических систем. //Электричество. – 1963. - № 11.
2. Брамеллер А., Аллан Р., Хэмэм Я. Слабозаполненные матрицы: Анализ электро-энергетических систем. Пер. с англ. – М.: Энергия, 1979. – 192 с.
3. Веников В.А., Жуков Л.А. Переходные процессы в электрических системах. Элементы теории расчета. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1953. – 232 с.
4. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: Высшая школа, 1978.
5. Жуков Л.А., Стратан И.П. Установившиеся режимы сложных электрических сетей и систем: Методы расчетов. – М.: Энергия, 1979. – 416 с.
6. Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.
7. Левинштейн М.Л., Щербачев О.В. Влияние переходных процессов в статорных цепях синхронных машин и распределенности параметров длинных линий на статическую устойчивость. Труды ЛПИ, вып. 242. Л.: Энергия, 1965.
8. Мельников Н.А. Электрические сети и системы. – М.: Энергия, 1975. – 463 с.
9. Веников В.А. и др. Методика расчетов устойчивости автоматизированных энергосистем. /Под ред. В.А. Веникова. М.: Высшая школа, 1966.
10. РД 34.20.577 Методические указания по определению устойчивости энергосистем. Минэнерго СССР. Введ. 24 марта 1977 г.
11. Хачатуров А.А. Несинхронные включения и ресинхронизация в энергосистемах. М.: Энергия, 1977
12. Анарэс-2000 - программный комплекс для расчета электроэнергетических систем [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.ovale.ru/site/294899/anares.ru> ./
13. АРМ СРЗА - комплекс программ для расчетов электрических величин при повреждениях сети и уставок релейной защиты [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.pk-briz.ru/>
14. Программный комплекс для моделирования энергосистем PSCAD [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://ennlab.ru/>
15. Цифровая подстанция. Релейная защита. Автоматизация. Учёт. Электронный журнал [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://digitalsubstation.ru/>
16. РОСЭНЕРГОСЕРВИС: Электронная библиотека по энергетике [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://lib.rosenergосervis.ru>
17. ГОСТ Р 55105-2012 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования

Учебное текстовое электронное издание

**Газизова Ольга Викторовна  
Малафеев Алексей Вячеславович**

**УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ.  
МАТЕМАТИЧЕСКОЕ И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ  
ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ  
ОБЪЕКТАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ**

Учебное пособие

1,12 Мб

1 электрон. опт. диск

г. Магнитогорск, 2015 год

ФГБОУ ВПО «МГТУ»

Адрес: 455000, Россия, Челябинская область, г. Магнитогорск,  
пр. Ленина 38

ФГБОУ ВПО «Магнитогорский государственный  
технический университет им. Г.И. Носова»  
Кафедра электроснабжения промышленных предприятий  
Центр электронных образовательных ресурсов и  
дистанционных образовательных технологий  
e-mail: ceor\_dot@mail.ru