

ДОНСКОЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ

В.К. ХЛЕБНИКОВ

# КИБЕРНЕТИЧЕСКИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

Конспект лекций для студентов бакалавриата,  
обучающихся по направлению  
“Электроэнергетика и электротехника”



Ростов-на-Дону 2016

УДК 621.311

ББК 31.27

Рецензент: д-р техн. наук Н.И. Цыгулев

**Хлебников В.К.**

Кибернетические энергетические системы: Конспект лекц. / – Ростов-на-Дону: ДГТУ, 2016. – 167 с.

Изложены основные теоретические положения функционирования современных электроэнергетических систем и электрических сетей, математические модели установившихся и оптимальных режимов и методы их решения. Приведены характеристики систем информационного обеспечения для управления режимами и расчёта потерь электроэнергии в электрических сетях. Рассмотрены методы повышения достоверности режимной и схемной информации об электрических сетях.

Для студентов бакалавриата, обучающихся по направлению «Электроэнергетика и электротехника».

© Издательский центр ДГТУ, 2016

© Хлебников В.К., 2016

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ЛЕКЦИЯ №1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЭС И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ</b>	<b>7</b>
1.1 Основные понятия, термины и определения	7
1.2 Характеристика передачи электроэнергии переменным и постоянным током	11
1.3 Основные схемы и режимы электрических сетей	13
1.4 Кибернетические - интеллектуальные электрические сети	14
<b>ЛЕКЦИЯ №2. ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ПЕРВИЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ</b>	<b>16</b>
2.1 Воздушные и кабельные линии	16
2.2 Трансформаторы и автотрансформаторы	21
2.3 Компенсирующие устройства	23
<b>ЛЕКЦИЯ №3. МОДЕЛИ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ИХ ПАРАМЕТРЫ</b>	<b>28</b>
3.1 Общие сведения о моделях электрических сетей	28
3.2 Модели воздушных и кабельных линий	30
3.2.1 Определение погонных электрических параметров линий	30
3.2.2 Схемы замещения линий	33
3.3 Модели трансформаторов и автотрансформаторов	34
3.3.1 Двухобмоточные трансформаторы	34
3.3.2 Трёхобмоточные трансформаторы	37
3.3.3 Автотрансформаторы	39
3.3.4 Трансформаторы с расщеплённой обмоткой	39
3.4 Модели компенсирующих устройств	41
3.5 Моделирование электрических нагрузок	43

3.5.1	Графики нагрузки	43
3.5.2	Статические характеристики электрических нагрузок	45
3.5.3	Представление нагрузок в моделях сети для расчёта установившегося режима	46
	<b>ЛЕКЦИЯ №4. МОДЕЛИ РЕЖИМОВ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ</b>	48
4.1	Работа участка электрической сети	48
4.2	Режимы работы трансформаторов	52
	<b>ЛЕКЦИЯ №5. АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ</b>	57
5.1	Круговая диаграмма мощностей	57
5.2	Повышение пропускной способности ЛЭП	60
	<b>ЛЕКЦИЯ №6. МОДЕЛИ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ПРОСТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ</b>	67
6.1	Общая характеристика математических моделей режимов простых электрических сетей	67
6.2	Математические модели режимов разомкнутых электрических сетей	68
	<b>ЛЕКЦИЯ №7. МОДЕЛИ РЕЖИМОВ ЗАМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ</b>	72
	<b>ЛЕКЦИЯ №8. МОДЕЛИ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПРОИЗВОЛЬНОЙ КОНФИГУРАЦИИ</b>	77
	<b>ЛЕКЦИЯ №9. МЕТОДЫ РЕШЕНИЯ МОДЕЛЕЙ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ</b>	85
9.1	Метод Зейделя	86
9.2	Метод Ньютона-Рафсона	87
	<b>ЛЕКЦИЯ №10. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЁТОВ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ</b>	92

10.1	Потокораспределение в электрической сети	92
10.2	Сходимость и неоднозначность решения уравнений установившихся режимов	95
<b>ЛЕКЦИЯ №11. МОДЕЛИ РЕЖИМА ЭЭС ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТЕЛЕИЗМЕРЕНИЙ</b>		99
11.1	Задачи обеспечения качества информации в ЭЭС	99
11.2	Уравнения состояния электрической сети	101
<b>ЛЕКЦИЯ №12. ОЦЕНИВАНИЕ СОСТОЯНИЯ И ИДЕНТИФИКАЦИЯ В ЭЭС</b>		103
12.1	Основные положения метода статического оценивания состояния	103
12.2	Основные положения идентификации параметров схем электрических сетей	106
12.2.1	Линия электропередачи	107
12.2.2	Трансформаторы	109
<b>ЛЕКЦИЯ №13. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕМЕНТАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ</b>		111
13.1	Общие сведения о расчёте, анализе и снижении потерь электроэнергии	111
13.2	Потери мощности и энергии в элементах электрической сети	113
<b>ЛЕКЦИЯ №14. МЕТОДЫ РАСЧЁТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ</b>		119
14.1	Информационное обеспечение расчётов потерь электроэнергии в электрических сетях	119
14.2	Методы расчёта потерь электроэнергии в сетях ЭЭС	122
14.2.1	Метод оперативных расчётов в сетях с телеизмерениями	122
14.2.2	Метод средних суток для сетей 110 и 35 кВ	123
14.2.3	Метод средних нагрузок для сетей 6...35 кВ	125

14.2.4	Расчёты потерь электроэнергии в сетях 0,38 кВ	127
<b>ЛЕКЦИЯ №15. ОСНОВЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ ЭЭС</b>		130
15.1	Основные показатели качества электроэнергии	130
15.2	Связь балансов мощностей с частотой и напряжением	132
15.3	Регулирование частоты в ЭЭС	134
<b>ЛЕКЦИЯ №16. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЭС</b>		137
16.1	Регулирование напряжения на электростанциях и в системо- образующей сети	137
16.2	Регулирование напряжения в распределительной сети	144
<b>ЛЕКЦИЯ №17. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЭС</b>		148
<b>ЛЕКЦИЯ №18. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕ- СКОЙ СЕТИ</b>		152
18.1	Основы оптимизации режима электрической сети	152
18.2	Снижение потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях	157
18.3	Выбор оптимальных мест размыкания в сети 10(6) кВ	158
<b>БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК</b>		161

## ЛЕКЦИЯ №1

### ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

#### 1.1. Основные понятия, термины и определения

Современное общество невозможно представить без использования электроэнергии. Электрическая энергия применяется в промышленности, транспорте, сельском хозяйстве для электропривода различных механизмов, непосредственно в технологических процессах (рис.1.1). Без использования электроэнергии невозможна работа средств связи, компьютерных сетей.



Рис. 1.1. Структура потребления электроэнергии в России, млрд. кВт·ч

Взаимоотношения потребителей и производителей электроэнергии (энергетических компаний) в экономической и технической сферах регламентируются Государственными законами, постановлениями Правительства, правилами [1 – 4].

**Выработка электроэнергии** осуществляется в основном на тепловых, атомных и гидравлических электростанциях (рис. 1.2). Тепловые электрические станции (ТЭС) располагаются, как правило, вблизи мест добычи органических

топливных ресурсов, гидравлические электрические станции (ГЭС) – на крупных реках. Атомные электростанции (АЭС) и ТЭС нуждаются в значительных объёмах охлаждающей воды для поддержания технологического цикла выработки электроэнергии и тяготеют к природным источникам воды. По объёмам производства электроэнергии Россия занимает 4 место в мире, уступая США, Китаю и Японии.

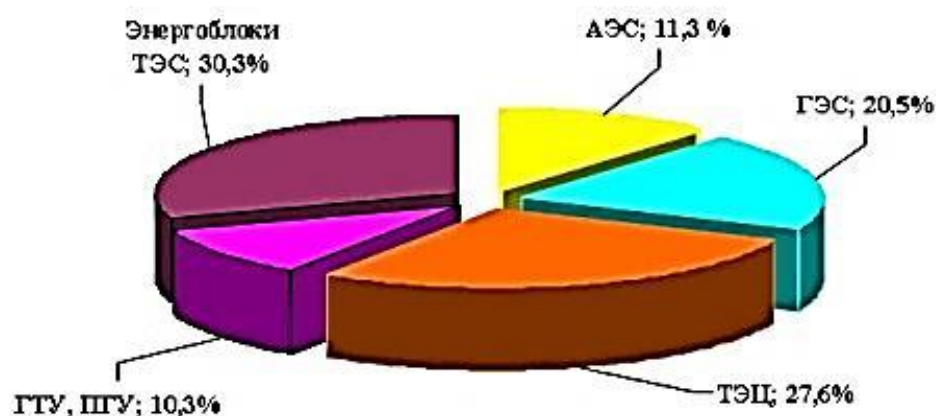


Рис. 1.2. Структура генерирующей мощности электростанций России [1].

Центры *потребления электроэнергии* могут находиться на значительном удалении от электростанций (теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) сооружаются в составе крупных промышленных предприятий и в городах в первую очередь для теплоснабжения). Передача электроэнергии от электростанций к потребителям осуществляется по электрическим сетям различных номинальных напряжений.

Развитие электростанций и электрических сетей по пути повышения их мощностей при возрастающем номинальном напряжении привело во всех высокоразвитых странах к созданию *электроэнергетических систем* (ЭЭС).

*Энергосистема* представляет собой совокупность электростанций, электрических и тепловых (ТС) сетей, соединённых между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования, передачи и распределения электрической и тепловой энергий при общем диспетчерском управлении этим режимом [2].



**Электроэнергетической системой (ЭЭС)** называют электрическую часть энергосистемы и питающиеся от неё приёмники электроэнергии (ЭП), объединённые общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии (рис. 1.3). Для управления ЭЭС используют автоматические и автоматизированные системы: автоматические регуляторы (АР), устройства релейной защиты (РЗ), противоаварийной автоматики (ПА) и средства диспетчерского и технологического управления (СДТУ).

**Электрические сети** (рис. 1.3) энергосистем состоят из подстанций с трансформаторами или автотрансформаторами (Т), распределительными устройствами (РУ), источниками реактивной мощности (ИРМ) и линий электропередачи (W), оборудованных устройствами продольной и поперечной компенсации (КУ).

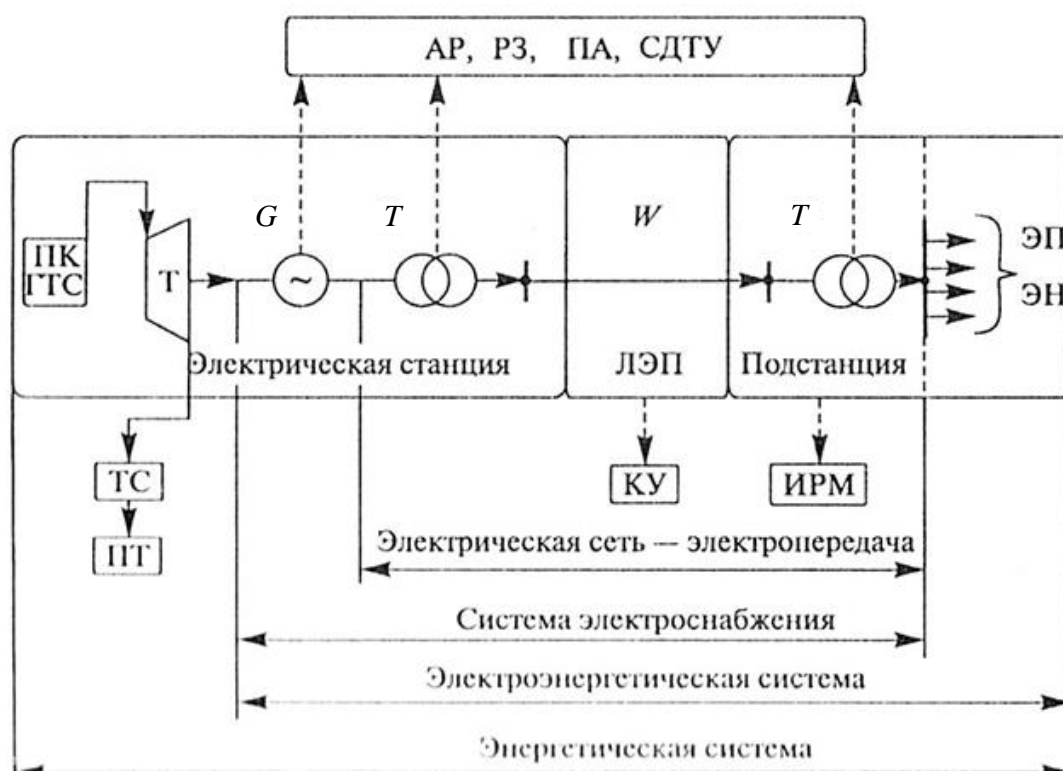


Рис.1.3. Структурная схема энергосистемы

Электрические сети ЭЭС делят на системообразующие (основные) и распределительные. Функции системообразующих и распределительных сетей энергосистем существенно различаются. *Системообразующие сети* обеспечивают связь между электростанциями (взаимное резервирование, экономичное распределение нагрузки) и передачу электроэнергии от электростанций к крупным распределительным узлам, подстанциям связи (ПС). *Распределительные сети* первой и второй ступеней обеспечивают передачу электроэнергии от подстанций системообразующей сети (ПС) и шин распределительного напряжения электростанций до центров питания (ЦП) и понижающих подстанций (ПП), от которых питаются сети электроснабжения отдельных потребителей (промпредприятия, городские и сельские электросети).

В настоящее время на территории нашей страны функционирует единая энергетическая система (ЕЭС) России. В составе ЕЭС работают 7 объединённых энергетических систем (ОЭС), которые территориально в основном соответствуют федеральным округам нашей страны (рис. 1.4), представляющей собой высоко развитую систему с многоуровневой иерархической структурой. Все ОЭС соединены *межсистемными высоковольтными линиями электропередачи* напряжением 220...1150 кВ и работают в синхронном режиме (параллельно).

В ЕЭС России входит около 700 электростанций суммарной мощностью 232 451,81 МВт (на 1.01.2015 г). Сетевое хозяйство ЕЭС России насчитывает более 10700 ЛЭП номинальным напряжением 110 – 1150 кВ. В целом по Российской Федерации протяжённость линий электропередачи всех классов напряжений составляет более 2648 тыс. км.

Управление электроэнергетическими режимами семи ОЭС и энергосистем, расположенных на территории субъектов Российской Федерации осуществляют объединённые (ОДУ) и региональные (РДУ) *диспетчерские управления* соответственно. При управлении режимами ЭЭС решаются *задачи* долгосрочного (перспектива до года), краткосрочного (перспектива – сутки) *планирования*. Затем

осуществляется *оперативное, автоматическое управление* режимами при диспетчерском контроле и коррекции плановых показателей.

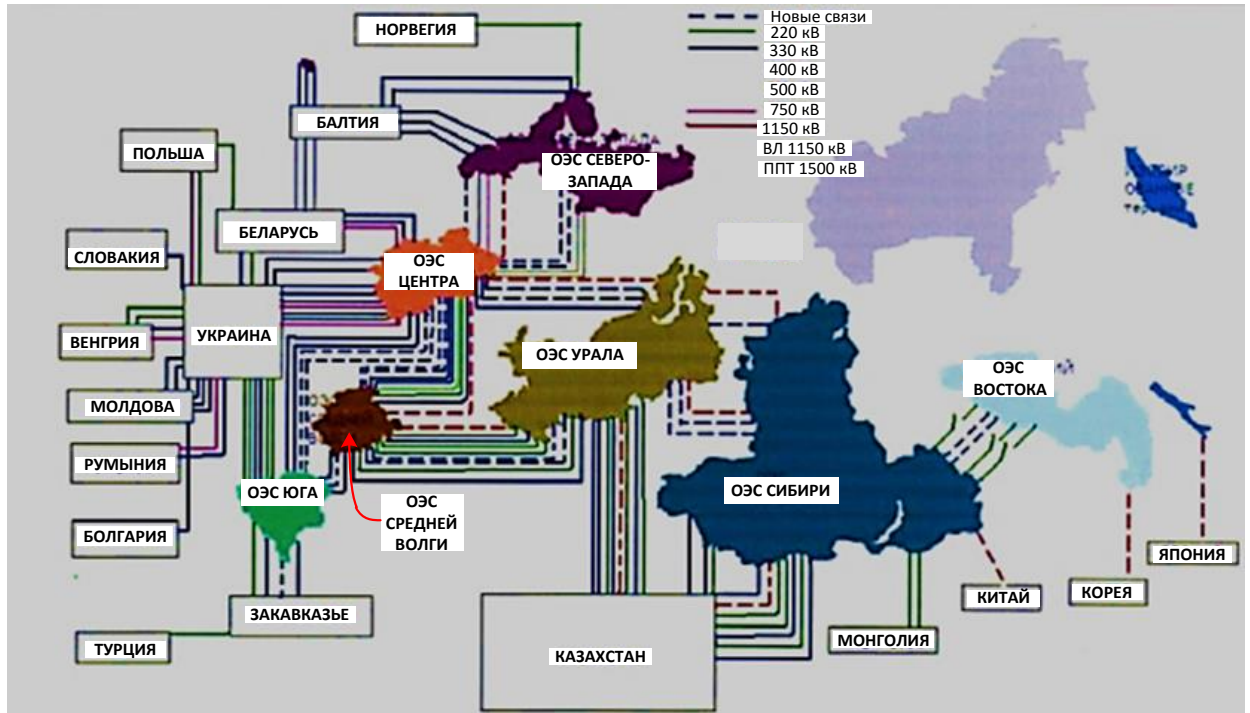


Рис. 1.4. Межсистемные линии электропередачи ЕЭС РФ

Существенной частью этих задач являются *расчёты установившихся и переходных режимов ЭЭС* и электрических сетей, оптимизация режимов. Формирование *математических моделей* оборудования, моделей установившихся режимов для проектирования и управления ЭЭС, *экономическая оптимизация режимов* являются предметом изучения в курсе «Кибернетические энергетические системы».

## 1.2. Характеристика передачи электроэнергии переменным и постоянным током

Во всех странах мира в основном используется *трёхфазная система переменного тока* 50 (60) Гц для производства и передачи электроэнергии. *Номинальное напряжение ЛЭП* зависит от передаваемой мощности, количества цепей и расстояния передачи (табл. 1.1). С увеличением длины линии необходимо пере-

ходить к более высокому напряжению и увеличивать мощность, передаваемую по одной цепи линии, для удержания стоимости передачи одного киловатт-часа в приемлемых границах. ЛЭП, обеспечивающие передачу электроэнергии потребителям от двух источников, называются электропередачами с двухсторонним питанием.

Таблица 1.1 – Экономически целесообразные параметры ЛЭП переменного тока

Номинальное напряжение, кВ	Наибольшая передаваемая мощность, МВт	Наибольшее расстояние передачи, км
0,38	0,05...0,1	0,5...1
10	2,0...3,0	10...15
35	5...10	30...50
110	13...45	50...80
220	90...150	150...250
330	270...450	300...400
500	770...1300	800...1200
750	1500...2000	1500...2200
1150	4000...6000	2000...3000

ЛЭП напряжением 330, 500, 750 кВ в РФ относятся к линиям сверхвысокого напряжения (СВН). Линии напряжением свыше 1000 кВ в международной практике принято считать линиями ультравысокого напряжения (УВН).

Для *передачи электроэнергии постоянным током* сооружаются передачи постоянного тока (ППТ) в состав которой входят выпрямительная и инверторная подстанции (рис. 1.5). С помощью ППТ возможно соединение ЭЭС с различной частотой.

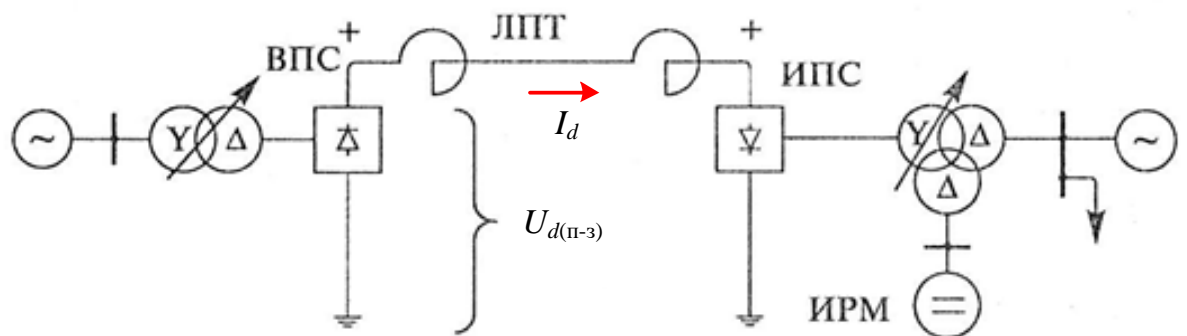


Рис. 1.5. Принципиальная схема ППТ

### 1.3. Основные схемы и режимы электрических сетей

**Режим работы ЛЭП** системообразующей сети определяется характером работы электростанций. Передача мощности от мощных КЭС или ГЭС может осуществляться по связной (рис. 1.6) или блочной схемам ЛЭП.

По мере развития ЭЭС и подключения к промежуточным подстанциям электропередачи новых ЛЭП возникают электрические сети с тремя и более центрами питания. В результате образуются замкнутые многоконтурные системообразующие сети ЭЭС.

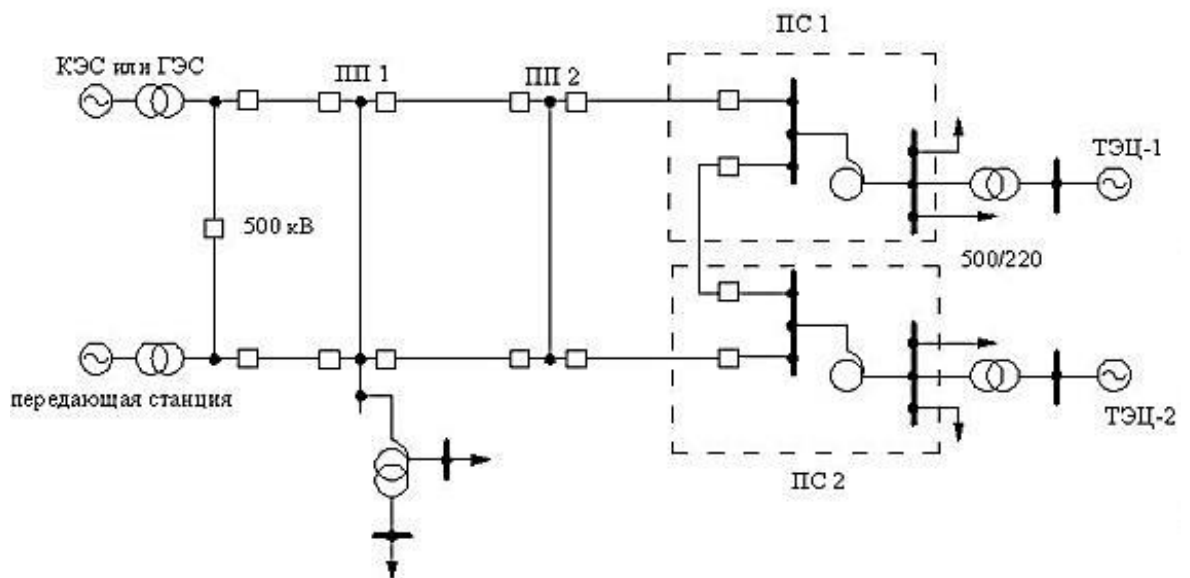


Рис. 1.6. Связная схема передачи электроэнергии

Режим работы ЛЭП **распределительных сетей** определяется графиками нагрузки потребителей. Распределительные сети 110 и 220 кВ позволяют передавать мощности в десятки мегаватт, сети 6...35 кВ доставляют потребителям мощности от нескольких сотен киловатт до нескольких мегаватт. По сетям 0,38...0,66 кВ передаётся мощность от нескольких десятков до нескольких сотен киловатт.

**Конфигурация схем распределительных сетей** определяется взаимным расположением центра питания, приёмных подстанций, мощностью потребителей и требованиями по надёжности электроснабжения. Применяются **разомкнутые**

(радиальные и магистральные) и *замкнутые* (кольцевые, с двухсторонним питанием) конфигурации схемы распределительных сетей (рис. 1.7, 1.8).

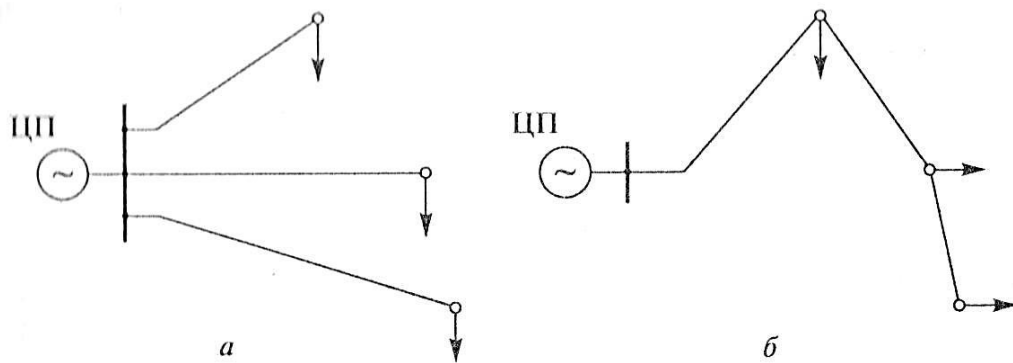


Рис. 1.7. Разомкнутая нерезервированная конфигурация сети:

а – радиальная; б – магистральная

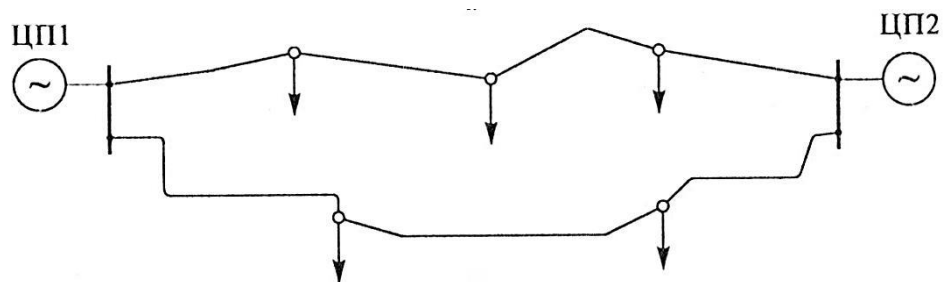


Рис. 1.8. Замкнутые схемы сети:

Распределительные сети 0,38...35 кВ выполняют как правило разомкнутыми по радиальной или магистральной схемам с одним или двумя центрами питания.

#### 1.4. Кибернетические – интеллектуальные электрические сети

Современная ЭЭС представляет собой одну из самых сложных технических систем, насыщенную устройствами измерения, автоматического управления, мониторинга оборудования. Системы, имеющие целенаправленное, оптимальное управление называются кибернетическими. Такие системы состоят из подсистем, имеющих сильные прямые и обратные связи. Свойства системы (большой систе-

мы) определяется взаимодействием подсистем. ЭЭС как кибернетические системы прошли в своём развитии несколько этапов. На первом этапе ЭЭС оснащались локальными устройствами автоматики, ЭВМ использовались как консультанты. В дальнейшем были внедрены общесистемные элементы автоматики и управления. ЭВМ получали информацию непосредственно от устройств ЭЭС. Дальнейшее развитие ЭЭС связано с созданием «интеллектуальных» энергетических систем (Smart Grid).

Основой *интеллектуальной сети* (рис. 1.9) является совокупность сетевого первичного интеллектуального оборудования и информационной инфраструктуры.

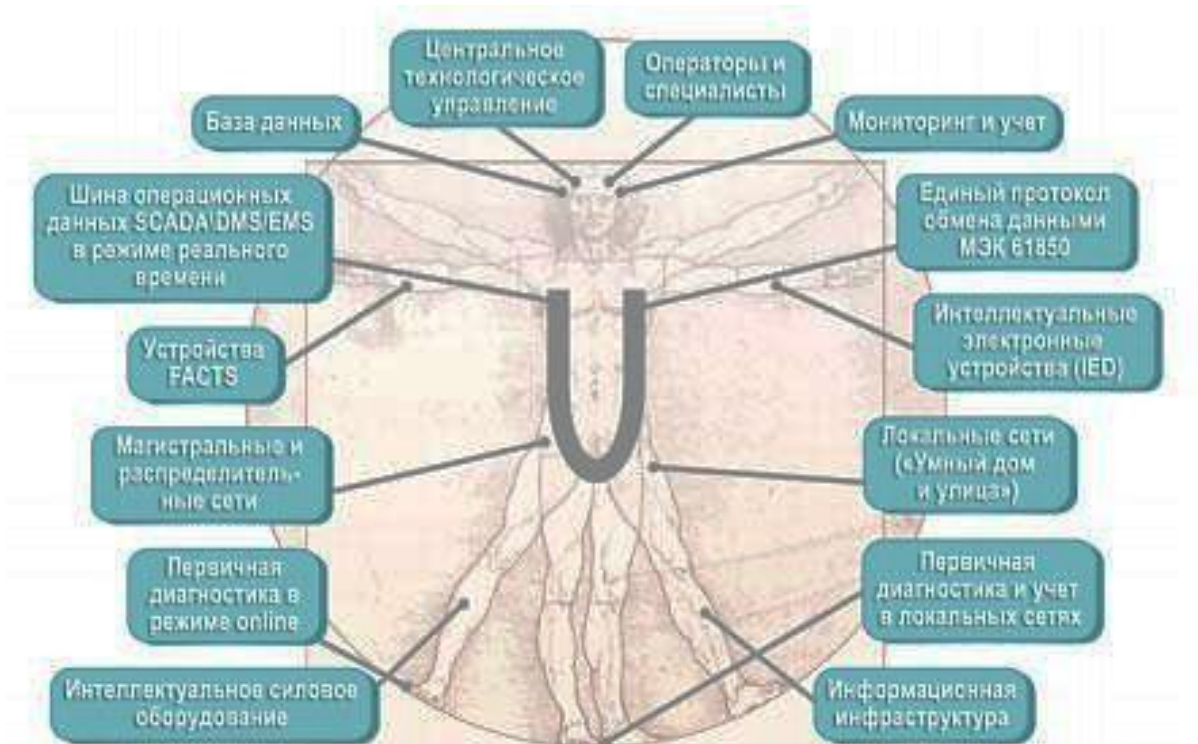


Рис.1.9. Технологический комплекс интеллектуальной сети [10]

Адаптивное поведение при внешних и внутренних воздействиях обеспечивается силовыми устройствами *гибких электропередач* (FACTS), цифровых подстанций и интеллектуальными электронными устройства тонкой подстройки (IED). Интеллектуальной составляющей IED является то, что в дополнение

к текущим значениям эти устройства записывают информацию об исправности, эксплуатационные характеристики и историю объекта и его оборудования.

Основой гибких электропередач является мощная быстродействующая силовая электроника, электромашиновентильные комплексы, средства микропроцессорного управления (рис. 1.10).

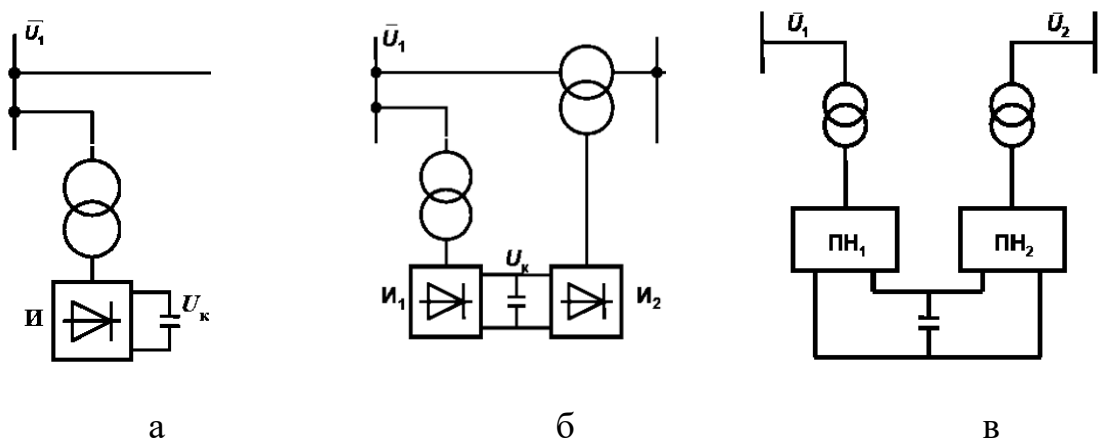


Рис. 1.10. Устройства ГЭП:  
а – Статком; б – ППРМ; в – ВПТ

Важнейшим элементом интеллектуальной сети является **цифровая подстанция**. Идея цифровой подстанции заключается в создании систем контроля, защиты и управления, собирающих и обрабатывающих весь объем информации о состоянии электрической сети, а также осуществляющих управление оборудованием в цифровом формате.

## ЛЕКЦИЯ №2

### ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ПЕРВИЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

#### 2.1. Воздушные и кабельные линии

Линии электропередачи выполняют преимущественно воздушными (ВЛ) и кабельными (КЛ). ВЛ (рис. 2.1, а) предназначены для передачи электроэнергии по

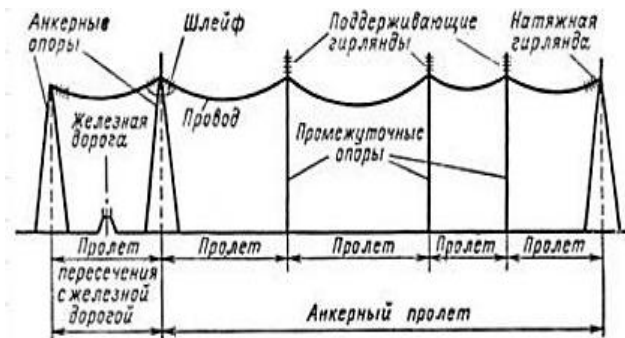


проводам, расположенным на открытом воздухе и поддерживаемым с помощью опор и изоляторов.

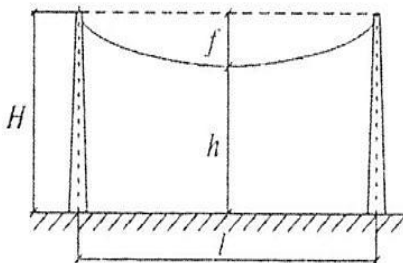
Расстояние между двумя соседними опорами называют **пролётом линии** (рис. 2.1, б). Под влиянием собственного веса провод в пролёте провисает (рис. 2.1, в). Расстояние  $f$  до его низшей точки называют **стрелой провеса провода**.



а



б



в

Рис. 2.1. Воздушная линия электропередачи:

а – общий вид; б – пролёты линии;

в – габариты пролёта

Наименьшее расстояние от низшей точки провода до земли  $h$  называют **габаритом**. Это расстояние должно обеспечить безопасность движения людей и транспорта. Для ненаселённой местности  $h=5\ldots7$  м, для населённой  $6\ldots8$  м. Расстояние  $D$  между проводами соседних фаз ВЛ (см. рис. 2.1, а) обеспечивает требуемый изоляционный промежуток и зависит в основном от её номинального напряжения  $U_{\text{ном}}$ .

В линиях  $U_{\text{ном}} < 1$  кВ расстояние между проводами мало, изоляция относительно дешёвая, опоры просты и недороги. Поэтому для таких линий экономически целесообразны небольшие пролёты (40...50 м) при высоте опор 8...9 м. В ВЛ  $U_{\text{ном}} > 1$  кВ экономически целесообразны большие пролёты: в ВЛ 110 кВ – 170...250 м, для 220...750 кВ – от 250 до 750 м при высоте опор 25...41 м.

**Опоры** изготавливают из дерева, металла и железобетона. Основную часть опор составляют облегчённые **промежуточные опоры** с поддерживающими гирляндами изоляторов. Через 3...5 км устанавливают более **прочные анкерные опоры** (рис. 2.1, а).

На ВЛ применяются в основном неизолированные (голые) одно- и многопроволочные **провода** из алюминия, стали, специальных сплавов алюминия (рис. 2.2). Для повышения пропускной способности ЛЭП (допустимого тока по нагреву  $I_{\text{доп}}$ ) применяют провода специальной конструкции или высокотемпературные сплавы.

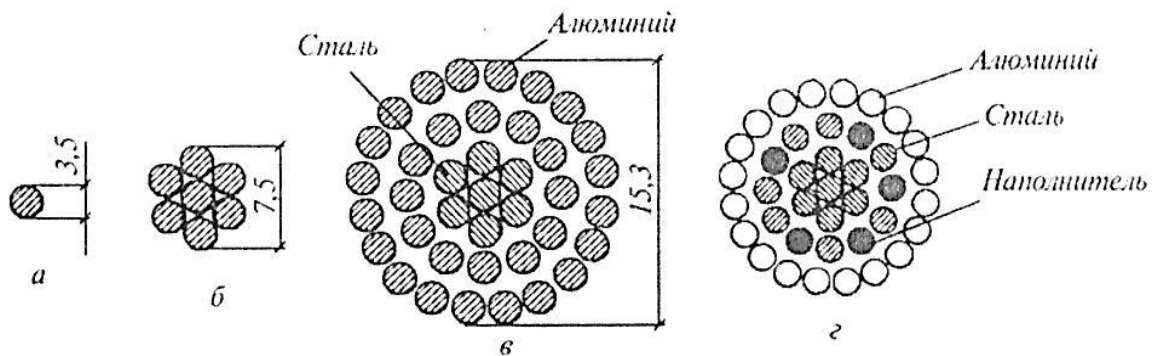


Рис. 2.2. Конструкции неизолированных проводов ВЛ:  
 а – однопроволочный (ПСО); б – многопроволочный (А);  
 в – сталеалюминиевый (АС); г – многопроволочный с наполнителем (АСКП);

В ВЛ напряжением 330 кВ и выше в каждой фазе монтируют по несколько проводов (от 2 до 11). Такие конструкции называют **расщеплёнными фазами** (рис. 2.3).

Применение расщеплённых фаз позволяет кроме того снизить напряжённость электрического поля на поверхности проводов, уменьшить коронирование проводов, помехи радиоприёму, потери активной мощности и замедлить процессы электрохимической коррозии проводов.

Всё большее применение находят ВЛ с **самонесущими изолированными проводами** (СИП) для  $U_{\text{ном}}=0,38...10$  кВ. Несущий провод – сталеалюминиевый, фазные – алюминиевые.

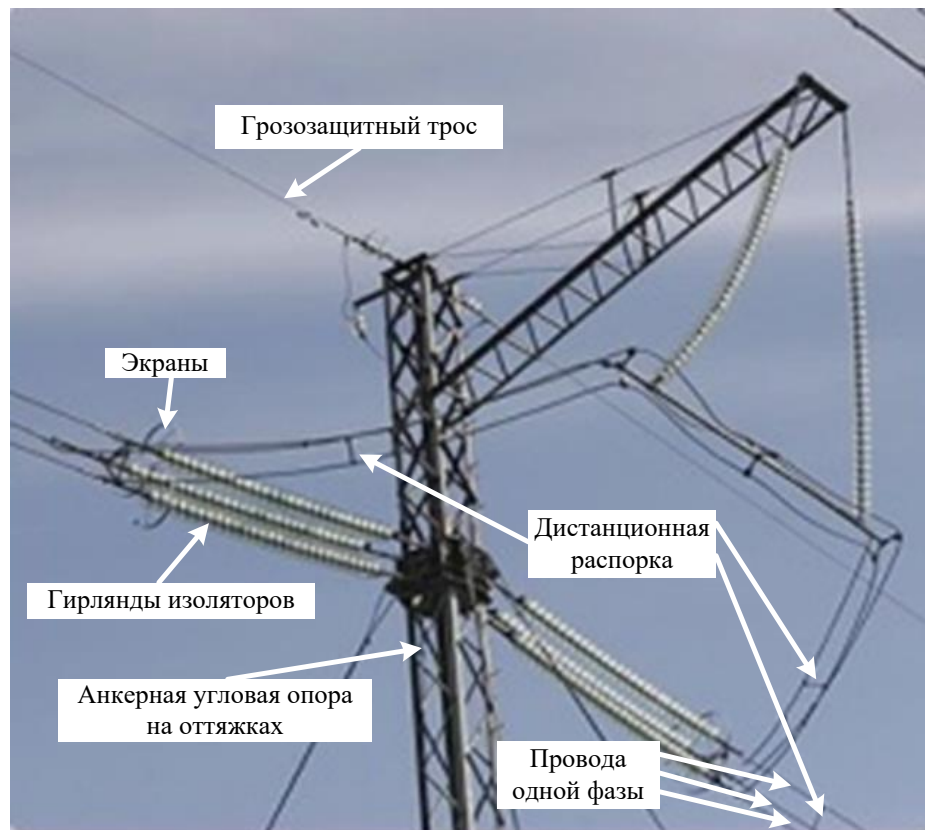


Рис. 2.3. Конструкция расщеплённой фазы ВЛ 500 кВ

**Грозозащитные тросы** изготавливают из стальных оцинкованных канатов С 35, С 50, С 70 или сталеалюминиевых проводов. Тросы предназначены для защиты линий 35 кВ и выше от атмосферных перенапряжений при ударах молний.

**Изоляторы** ВЛ (рис. 2.4) изготавливают из фарфора (ПФ) и закалённого стекла (ПС) и предназначены для изоляции проводов от опор. Изоляторы разделяют на штыревые (до 35 кВ) и подвесные (35 кВ и более). Подвесные изоляторы собирают в гирлянды (поддерживающие на промежуточных опорах, натяжные — на анкерных (см. рис. 2.1, б, 2.3)).

**Линейную арматуру** используют для крепления проводов и тросов к изоляторам (рис. 2.5). Основные элементы: зажимы, соединители, дистанционные распорки. Сцепная арматура (серьги, ушки, скобы, коромысла) предназначена для подвески гирлянд на опорах.

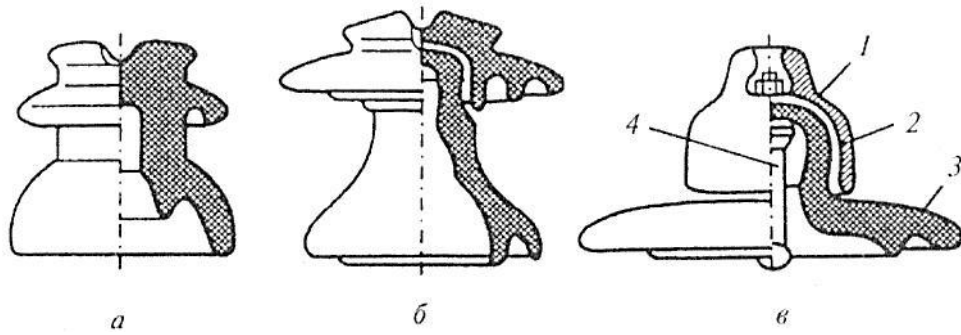


Рис. 2.4. Изоляторы ВЛ и их элементы:  
 а – штыревой 10(6) кВ; б – штыревой 35 кВ; в – подвесной:  
 1 – шапка из ковкого чугуна; 2 – связка цементная;  
 3 – изолирующая часть (фарфор или стекло); 4 – стержень металлический



Рис. 2.5. Линейная арматура ВЛ



Рис. 2.6. Кабель с пропитанной бумажной изоляцией АСБл 6(10) кВ:

- 1 — токопроводящая жила алюминиевая;
- 2 — фазная изоляция; 3 — заполнение;
- 4 — поясная изоляция; 5 — экран;
- 6 — свинцовая оболочка; 7 — подушка;
- 8 — броня; 9 — наружный покров

**Кабельные линии (КЛ)** прокладывают там, где строительства ВЛ невозможно из-за стеснённой территории. КЛ имеют ряд преимуществ и недостатков.

В состав КЛ входят: кабель (рис. 2.6), соединительные и концевые муфты, строительные конструкции.

Кабели напряжением до 1 кВ – четырёхжильные, 6...35 кВ – трёхжильные или одножильные. Кабели напряжением 110

кВ и более – одножильные. В городах и промышленных зонах КЛ прокладывают, как правило, в земле.

## 2.2. Трансформаторы и автотрансформаторы

Для соединения электрических сетей разных номинальных напряжений применяют повышающие и понижающие трансформаторы (рис. 2.7). Они выполняются одно- и трёхфазными, двух- и трёхобмоточными.



Рис. 2.7. Двухобмоточный трансформатор:  
а – внешний вид; б – конструктивные элементы

**Двухобмоточные трансформаторы** применяют на крупных блочных электростанциях. **Трёхобмоточные трансформаторы** в основном применяют в качестве понижающих трансформаторов до 100 МВ·А и с высшим напряжением до 220 кВ. Для соединения сетей с напряжением 110 кВ и выше (сетей с заземлённой нейтралью) с отношением  $U_{\text{ном}}$ , не превышающем 3...4, широко используют трёхобмоточные (трёхфазные или объединённые в группы однофазные) **автотрансформаторы** (рис. 2.8).

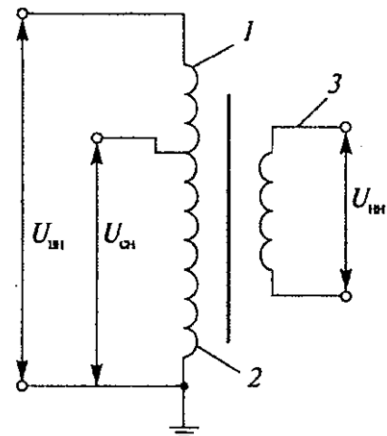
Трансформаторы с **расщеплёнными обмотками** НН устанавливают на электростанциях и в системах электроснабжения промышленных предприятий. Они являются разновидностью двухобмоточного трансформатора, в котором об-

мотка НН выполнена из двух (или более) обмоток, расположенных симметрично по отношению к обмотке ВН.

Обмотки ВН 6...35 кВ двухобмоточных трансформаторов соединены в звезду (с выведенной или изолированной нулевой точкой). Обмотки НН 0,4/0,23 кВ и 0,69/0,4 кВ соединены в звезду с выведенной нулевой точкой (нейтралью), т.е. группа соединений  $Y/Y_0 - 0$ .



а



б

Рис. 2.8. Автотрансформатор:  
а – внешний вид; б – схема одной фазы:  
1 – последовательная обмотка; 2 – общая обмотка; 3 – обмотка НН

Обмотки ВН 110...220 кВ соединяют в звезду, а обмотки НН – в треугольник, что соответствует группе соединений  $Y_H/\Delta - 11$ . В трёхобмоточных трансформаторах группа соединений  $Y_H/Y/\Delta - 0 - 11$ . В автотрансформаторах общие обмотки соединены в звезду с обязательным глухим заземлением нейтрали (группа  $Y_H/Y_H/\Delta - 0 - 11$ ).

Трансформаторы и автотрансформаторы снабжают **специальными регулировочными ответвлениями** РО (см. рис. 2.7, б), изменяя которые можно изменять их коэффициент трансформации. В зависимости от способа переключения регулировочных ответвлений различают следующие типы трансформаторов: а) не имеющие устройств для переключения ответвлений под нагрузкой – ПБВ; б)



снабжённые встроенными *устройствами для регулирования под нагрузкой* – РПН.

Характеристики РПН и ПБВ задают в виде максимального числа положительных и отрицательных ( $\pm n$ ) по отношению к основному выводу обмотки ВН или СН регулировочных ответвлений с указанием шага регулирования напряжения  $\Delta_T$  в виде  $\pm n \times \Delta_T$ . Шаг  $\Delta_T$  задают в процентах от номинального напряжения основного вывода стороны размещения РПН или ПБВ. Например, для РПН:  $\pm 6 \times 1,5 \%$ ,  $\pm 9 \times 1,78 \%$ ,  $\pm 12 \times 1,0 \%$ ; для ПБВ –  $\pm 2 \times 2,5 \%$ .

### 2.3. Компенсирующие устройства

Компенсирующие устройства, устанавливаемые в электрических сетях, условно разделяют на а) устройства для компенсации реактивной мощности потребляемой нагрузками и элементами сети; б) устройства для компенсации реактивных параметров линий.

Основными *источниками реактивной мощности* (ИРМ) являются синхронные генераторы электростанций. Для сокращения расстояний передачи реактивной мощности и снижения потерь активной мощности используются и другие ИРМ: синхронные компенсаторы, батареи статических конденсаторов, статические тиристорные компенсаторы, компенсаторы реактивной мощности.

Устройства для *компенсации реактивных параметров линии* представляют собой конденсаторы (УПК), включённые в линию последовательно устройства регулирования гибких электропередач, шунтирующие реакторы.

*Синхронный компенсатор* (СК) представляет собой синхронный двигатель облегчённой конструкции (рис. 2.9), работающий на холостом ходу. СК имеют автоматическое регулирование с малой постоянной времени, позволяют не только генерировать, но и потреблять реактивную мощность.

Мощность СК  $Q_{СК} = \frac{E_q - U}{X_d} U$  изменяет свой знак в зависимости от вели-

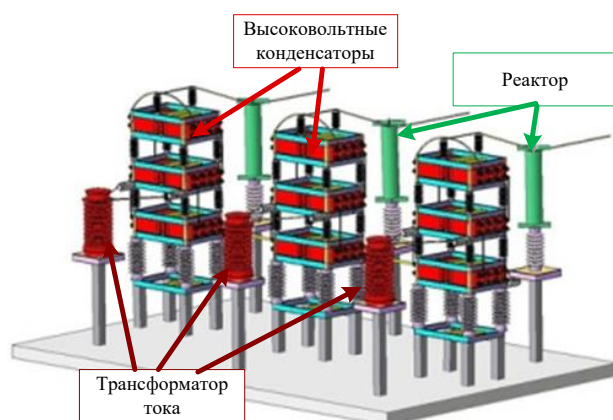
чины тока возбуждения  $i_B$ .

**Батареи статических конденсаторов (БСК)** – наиболее экономичные ИРМ, покрывающие до 30 % общей потребности в реактивной мощности ЭЭС. Используют БСК (рис. 2.10) номинального напряжения 6, 10, 35, 110 кВ с номинальной мощностью до 108 Мвар.



Рис. 2.9. Синхронный компенсатор на подстанции

БСК комплектуются из сравнительно небольших конденсаторов низкого напряжения (0,22...10 кВ) путём их последовательного и параллельного соединения.



а



б

Рис. 2.10. Батарея статических конденсаторов:  
а – макет; б – внешний вид



Мощность БСК существенно зависит от напряжения в узле её подключения и эквивалентной ёмкости батареи.

$$Q_{\text{БСК}} = -\omega C U^2.$$

**Статические тиристорные компенсаторы** (СТК) представляют собой практически безинерционные ИРМ с плавным регулированием (время регулирования 0,02 с). СТК (рис. 2.11) состоит из управляемого вентилями реактора (тиристорной реакторной группы – ТРГ) и параллельно подключённой БСК (конденсаторной группы – КГ).



а



б

Рис. 2.11. Внешний вид статического тиристорного компенсатора:  
а – конденсаторные и реакторные группы; б – высоковольтные тиристоры

Плавное управление мощностью СТК осуществляется с помощью встречно-параллельно включённых управляемых вентилях – тиристоров, снабжённых устройством управления УУ.

**Компенсаторы реактивной мощности** (Статком), созданные на основе преобразователя напряжения (ПН), являются одним из элементов гибкой электропередачи. Внешний вид Статкома показан на рис. 2.12.

Работа Статкома в режиме выдачи или потребления  $Q$  определяется соотношением

$$Q_{\text{ПН}} = \frac{U_1(U_1 - U_{\text{П}})}{X_{\phi}},$$

т.е. значение и знак реактивной мощности зависят от разности напряжений сети и преобразователя. В отличие от СТК Статком является статическим аналогом обычного синхронного компенсатора.



Рис.2.12. Компонировка Статком

**Устройства для компенсации реактивных параметров линии** (установка продольной компенсации – УПК) представляют собой конденсаторы, включённые в линию последовательно (рис. 2.12).

Регулируемое устройство TCSC позволяет непрерывно в высоком темпе изменять результирующее реактивное сопротивление УПК  $X_{\text{УПК}}$ . УПК с шунтирующими реакторами действует как фазоповоротное устройство [15]. Аналогичный



фазоповоротный эффект достигается применением в гибких электропередачах параллельно-последовательного регулятора мощности (ППРМ).



Рис. 2.12. Внешний вид УПК



Рис. 2.13. Шунтирующий реактор 500 кВ

В сетях напряжением 330 кВ и выше применяют поперечно включённые в линию регулируемые и нерегулируемые **шунтирующие реакторы** (рис. 2.13), служащие для компенсации ёмкости линии.

Реактор является катушкой с малым активным сопротивлением со стальным сердечником и воздушным зазором. Шунтирующие реакторы (ШР) подключают непосредственно к линии или к третьей обмотке автотрансформатора. Мощность однофазного (РОДЦ) ШР достигает 300 МВ·А на напряжение  $1200/\sqrt{3}$  кВ..

## ЛЕКЦИЯ №3

### МОДЕЛИ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ИХ ПАРАМЕТРЫ

#### 3.1. Общие сведения о моделях электрических сетей

В главе 1 рассмотрены некоторые принципиальные схемы ЭЭС и электрических сетей. *Принципиальные схемы* используют для определения направления передачи электроэнергии и степени резервирования потоков электроэнергии. В таких схемах применяют условные изображения элементов сети, отражающие их участие в передаче электроэнергии потребителям (например, схема ГЭП рис. 3.1).

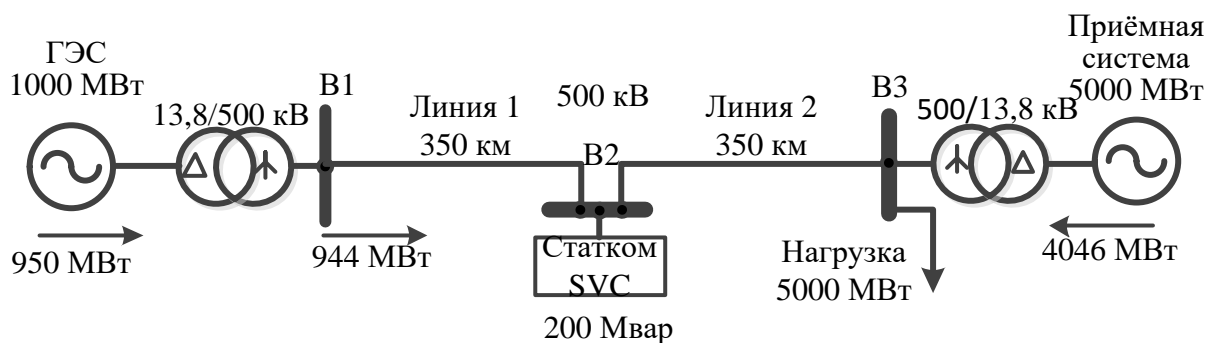


Рис.3.1. Принципиальная схема электропередачи ГЭС – система

Электрическая сеть состоит из разных элементов, рассмотренных в главе 2, и является разновидностью электрической цепи. Чтобы количественно характеризовать свойства элементов сети, составляют её *математическую и компьютерную модели* (рис. 3.2) путём объединения моделей отдельных элементов (ЛЭП, трансформаторов, компенсирующих устройств и др.). Под математической моделью понимают приближённое описание объекта моделирования, выраженное с помощью математической символики без конкретизации числовых значений её параметров. Реализованная на компьютере математическая модель называется компьютерной математической моделью, а проведение целенаправленных расчё-

тов с помощью компьютерной модели называют **вычислительным экспериментом**.

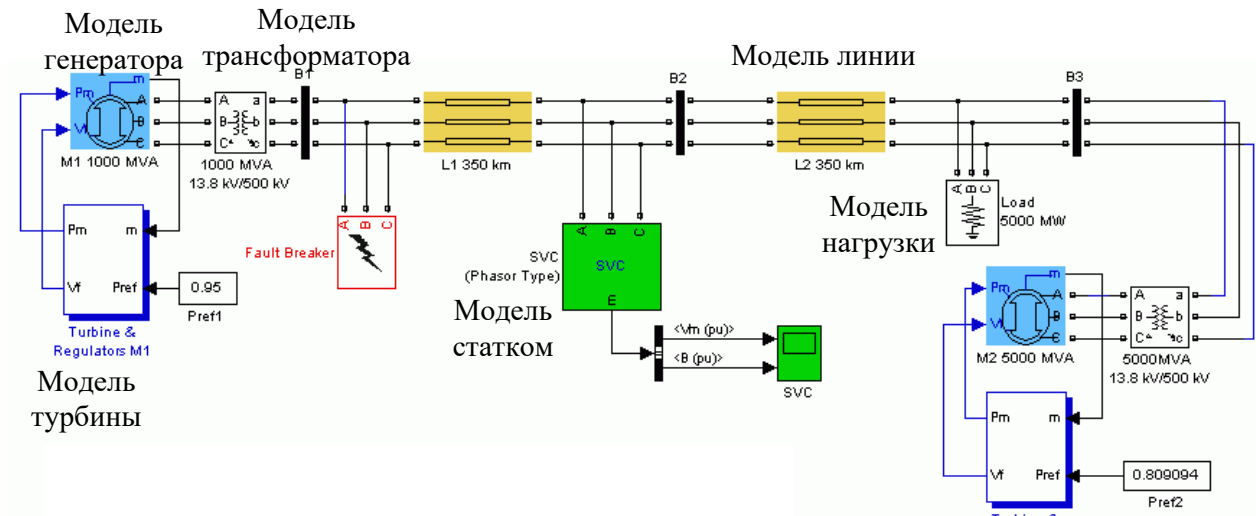


Рис. 3.2. Компьютерная модель для анализа установившегося и переходных режимов электропередачи рис. 3.1

Модели сети составляют для выполнения расчётов её режимов на основе принципиальных схем соединений или схем коммутации. Традиционно при изучении ЭЭС математические модели её элементов, сети и ЭЭС называют **схемами замещения**. Модели (схемы замещения) отдельных элементов состоят, как правило, из нескольких компонент, отражающих определённое электромагнитное явление. При расчётах симметричных установившихся режимов модели элементов соответствуют одной фазе трёхфазной электрической цепи. Общей частью всех таких моделей элементов, образующих сеть, является нейтраль цепи, изображаемая в виде заземления.

Важнейшим явлением, отражаемым в модели каждого элемента, является его **энергетическая характеристика**. Потери активной и реактивной мощностей отражаются активными и реактивными сопротивлениями или проводимостями.

В схеме замещения, имеются **продольные и поперечные ветви**. По продольной ветви проходит ток нагрузки. Поперечные ветви включены на полное напряжение и соединены с нейтралью схемы.

### 3.2. Модели воздушных и кабельных линий

#### 3.2.1 Определение погонных электрических параметров линий

**Активное сопротивление** проводов определяется их материалом и сечениями. Погонное активное сопротивление (сопротивление одного километра провода) при 20° С равно

$$r_0 = \frac{\rho}{Fn}, \text{ Ом/км}, \quad (3.1)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление при температуре 20° С, Ом·мм<sup>2</sup>/км (для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов  $\rho = 31,5$  Ом·мм<sup>2</sup>/км);

$F$  – сечение алюминиевой части провода, мм<sup>2</sup>;

$n$  – число проводов в фазе при расщеплении (при  $U_{\text{ном}} \leq 220$  кВ  $n=1$ ; при  $U_{\text{ном}} = 330$  кВ  $n=2$ ;  $U_{\text{ном}} = 500$  кВ  $n=3$ ;  $U_{\text{ном}} = 750$  кВ  $n=4...5$   $U_{\text{ном}} = 1150$  кВ  $n=11$ ).

Активное сопротивление провода зависит от его температуры [9]

$$R = r_0 \left[ 1 + \alpha (t_{\text{п}} - 20^0) \right], \text{ Ом/км} \quad (3.2)$$

где  $\alpha$  – температурный коэффициент сопротивления ( $\alpha = 0,004$  °C<sup>-1</sup>);

$t_{\text{п}}$  – температура провода, °C.

**Индуктивные сопротивления** проводов определяют падения напряжения от токов в фазах, компенсирующие наведённые э.д.с. [17].

При расчёте только симметричного режима используют среднюю величину индуктивного сопротивления прямой последовательности. Среднее погонное индуктивное сопротивление фазы при  $f=50$  Гц линии с транспозицией проводов равно [17]

$$x_0 = 0,1445 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{э}}} + \frac{0,0157}{n}, \text{ Ом/км}, \quad (3.3)$$

где  $D_{\text{ср}}$  – среднегеометрическое расстояние между фазами, см;

$R_{\text{э}}$  – эквивалентный радиус провода, см;

$n$  – число проводов в фазе линии.

Среднегеометрическое расстояние между фазами равно

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{AB}D_{BC}D_{AC}},$$

где  $D_{AB}, D_{BC}, D_{AC}$  – расстояния между фазами  $A, B, C$  соответственно, см.

Для некоторых значений  $n$  эквивалентный радиус  $R_{\text{э}}$  равен:

$$\text{при } n = 2 \quad R_{\text{э}} = \sqrt{R_{\text{п}} a};$$

$$\text{при } n = 3 \quad R_{\text{э}} = \sqrt[3]{R_{\text{п}} a^2};$$

$$\text{при } n = 4 \quad R_{\text{э}} = \sqrt[4]{R_{\text{п}} a^3 \sqrt{2}}.$$

Погонное сопротивление  $x_0$  КЛ определяют по заводским измерениям, приводимым в справочниках.

На рис. 3.3 показаны зависимости погонных сопротивлений от сечения алюминиевой части провода ВЛ.

Погонная **активная проводимость** воздушной линии в основном определяется величиной погонных потерь активной мощности на корону  $\Delta P_{\text{кор}}$  (кВт/км) и напряжением на линии. При номинальном напряжении  $U_{\text{ном}}$  (кВ) активная проводимость воздушной линии равна [9]

$$g_0 = \frac{\Delta P_{\text{кор}}}{U_{\text{ном}}^2} 10^{-3}, \text{ См/км}. \quad (3.4)$$

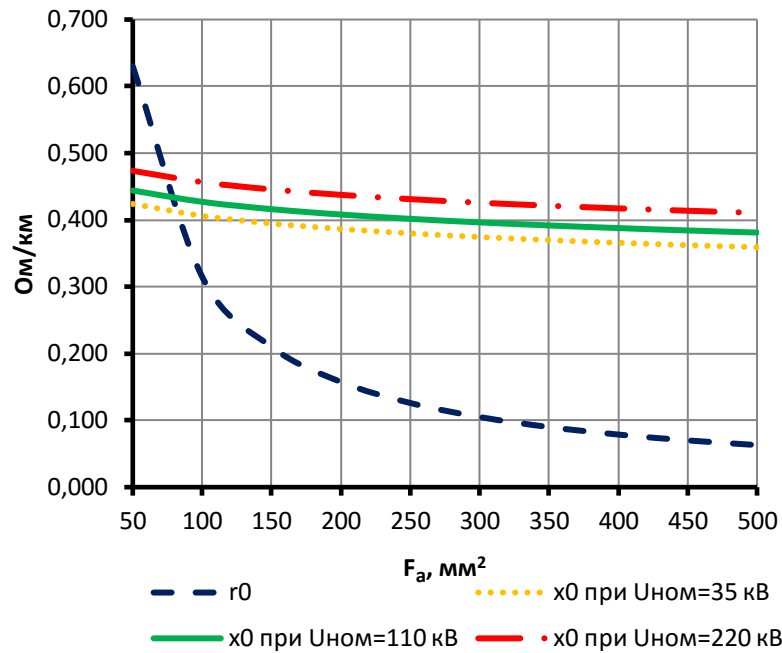


Рис. 3.3. Зависимость сопротивлений от изменения сечений провода ВЛ

Значения потерь мощности  $\Delta P_{кор}$  существенно зависят от погодных условий.

Погонная **ёмкостная проводимость**, обусловленная ёмкостями между фазами, фазными проводами (жилами) и землёй, зависит от геометрических размеров и взаимного расположения фазных проводов (жил). Средняя погонная ёмкостная проводимость ВЛ при  $f=50$  Гц (рис. 3.4) без учёта влияния земли равна [9]

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{ср}}{R_3}} 10^{-6}, \text{ См/км.} \quad (3.5)$$

При расщеплении проводов фаз активное и индуктивное сопротивления уменьшаются, а ёмкостная проводимость возрастает.

Ёмкостная проводимость КЛ зависит от конструкции кабеля и указывается заводом-изготовителем.



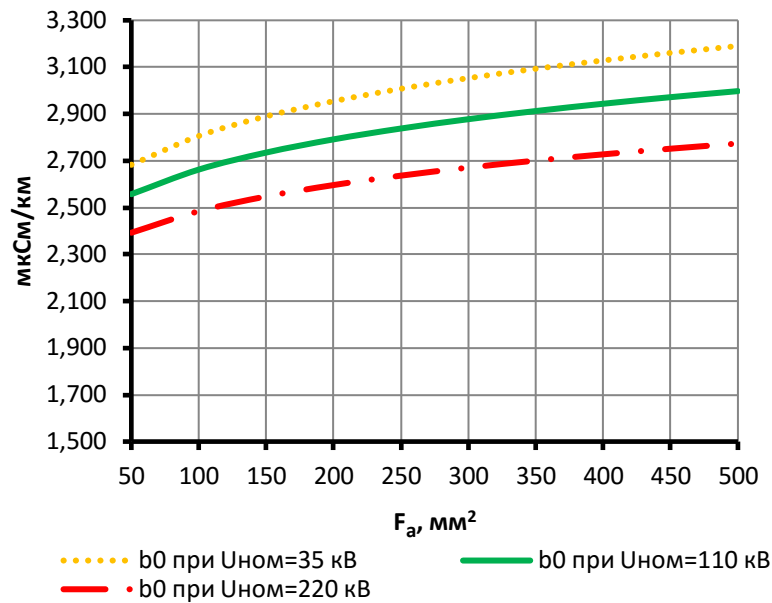


Рис. 3.4. Зависимость ёмкостной проводимости от изменения сечений провода ВЛ

### 3.2.2. Схемы замещения линий

Линия электропередачи – это элемент электрической сети с распределёнными параметрами. Схема линии содержит последовательность элементарных ячеек (рис. 3.5), каждая из которых имеет продольные сопротивления  $r_0$ ,  $x_0$  и поперечные проводимости  $g_0$ ,  $b_0$ , отнесённые к длине линии в один километр.

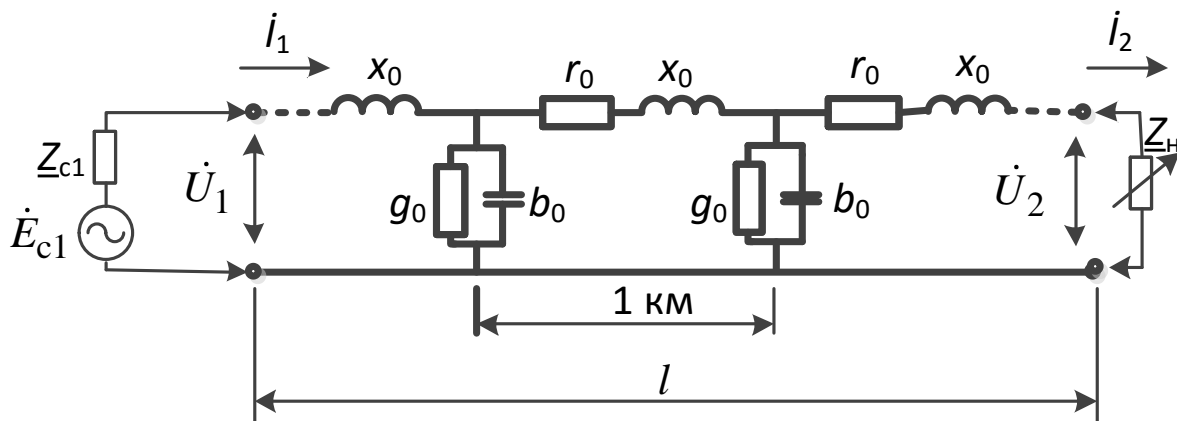


Рис. 3.5. Линия с распределёнными параметрами

Математической моделью режима ЛЭП являются волновые уравнения передачи энергии [15].

В расчётах режимов линия может быть представлена как четырёхполюсником, так и *Π-образной схемой замещения* (рис. 3.6), параметрами которой являются продольное сопротивление  $\underline{Z}_W = R_W + jX_W$  и поперечная проводимость  $\underline{Y}_W = G_W + jB_W$ , разделённая поровну и включённая на входе и выходе схемы замещения [9, 21].

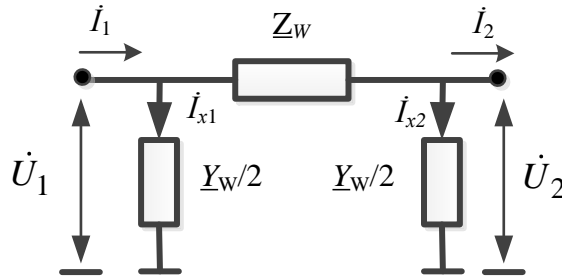


Рис. 3.6. *Π-образная схема замещения линии*

На практике эти параметры определяются через погонные сопротивления  $\underline{z}_0 = r_0 + jx_0$  и проводимости  $\underline{y}_0 = g_0 + jb_0$ .

$$\underline{Z}_W = \underline{z}_0 l; \quad (3.6)$$

$$\underline{Y}_W = \underline{y}_0 l. \quad (3.7)$$

### 3.3. Модели трансформаторов и автотрансформаторов

#### 3.3.1. Двухобмоточные трансформаторы

Для упрощения расчётов в модели двухобмоточного трансформатора магнитная связь между обмотками заменяется электрической (рис. 3.7).

**Сопротивления**  $R_T$  и  $X_T$  двухобмоточного трансформатора определяют по результатам опыта к.з.:

$$R_T = \frac{\Delta P_K U_{B\text{ ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2}, \text{ Ом}, \quad (3.8)$$

$$X_T \approx Z_T = \frac{u_k U_{B \text{ ном}}^2}{100 S_{\text{ном}}}, \text{ Ом} \quad (3.9)$$

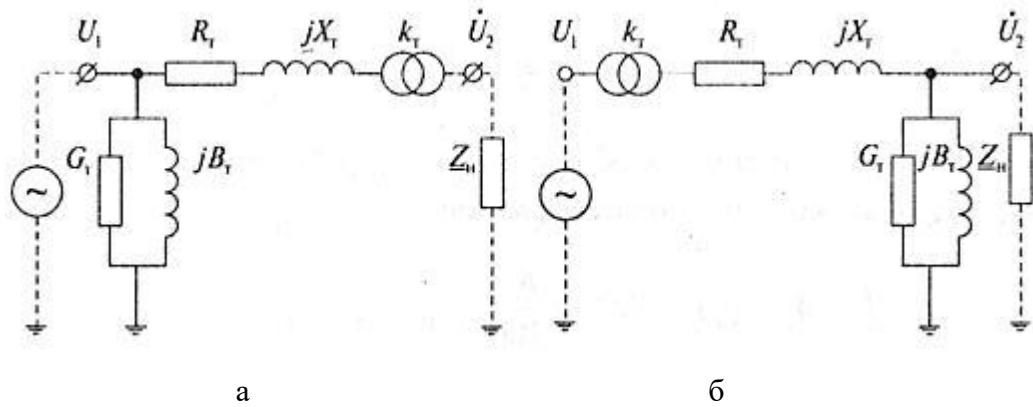


Рис. 3.7. Модели двухобмоточного трансформатора:  
а – схема замещения понижающего трансформатора; б – схема замещения повышающего трансформатора

В формулах (3.8) – (3.9)  $\Delta P_K$  – потери активной мощности в опыте к.з. (МВт),  $u_k$  – напряжение к.з. (%),  $U_{B \text{ ном}}$  – номинальное напряжение (напряжение основного вывода) стороны ВН трансформатора (кВ),  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность трансформатора (МВ·А).

**Проводимости** Г-образной схемы замещения определяются по результатам опыта х.х. Активная составляющая проводимости равна

$$G_T = \frac{\Delta P_x}{U_{B \text{ ном}}^2}, \text{ См.} \quad (3.10)$$

Реактивную проводимость  $B_T$  можно определить по формуле:

$$B_T = \frac{I_x S_{\text{ном}}}{100 U_{B \text{ ном}}^2}, \text{ См.} \quad (3.11)$$

По значению  $\underline{Y}_T = G_T - jB_T$  определяют полную мощность потерь х.х.:

$$\Delta \underline{S}_X = \Delta P_X + j\Delta Q_X = U_{B \text{ ном}}^2 \hat{Y}_T = \Delta P_X + j \frac{I_X}{100} S_{\text{ном}}, \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.12)$$

где  $\hat{Y}_T = G_T + jB_T$  – сопряжённый комплекс проводимости  $\underline{Y}_T = G_T - jB_T$ .

Величина  $\Delta \underline{S}_X$  используется в упрощённой Г-образной схеме замещения трансформатора (рис. 3.8, а).

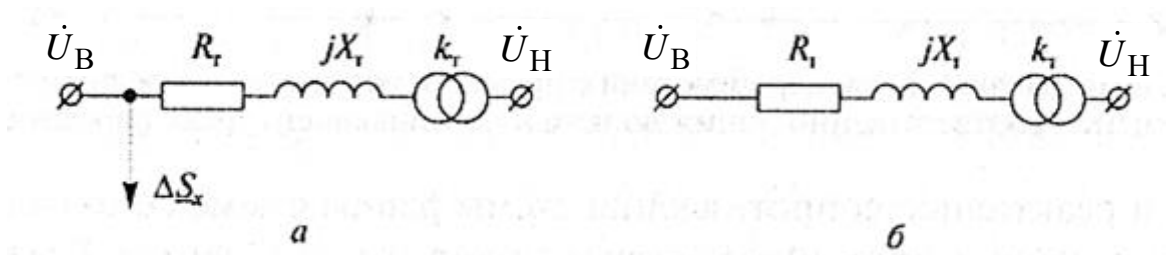


Рис. 3.8. Упрощённые модели двухобмоточного трансформатора:  
а – с учётом поперечной ветви; б – без учёта поперечной ветви

В схемы замещения (см. рис. 3.7, 3.8) включены идеальные трансформаторы, не обладающие сопротивлениями, а только показывающие наличие трансформации, отображаемой коэффициентом трансформации  $k_T$ . В общем случае коэффициент трансформации – это комплексное число

$$\underline{k}_T = \frac{U_{H \text{ ном}} e^{-jm30^0}}{U_{\text{отв}}} = \frac{U_{H \text{ ном}} e^{-jm30^0}}{U_{B \text{ ном}} (1 \pm n\Delta_{T*})},$$

где  $U_{\text{отв}}$  – напряжение обмотки на стороне ВН с учётом регулирования с помощью РПН или ПБВ;

$U_{H \text{ ном}}$  – номинальное напряжение обмотки на стороне НН;

$\Delta_{T*}$  – шаг регулирования напряжения, о.е.;

$m$  – номер группы соединений обмоток трансформатора, определяющий сдвиг напряжений х.х. по фазе;

$n$  – номер ответвления по отношению к основному выводу.

### 3.3.2. Трёхобмоточные трансформаторы

В качестве математической модели трёхобмоточного трансформатора (автотрансформатора) используется схема замещения в виде трёхлучевой звезды (рис. 3.9). Каждому лучу этой звезды ставится в соответствие отдельная обмотка трансформатора [21].

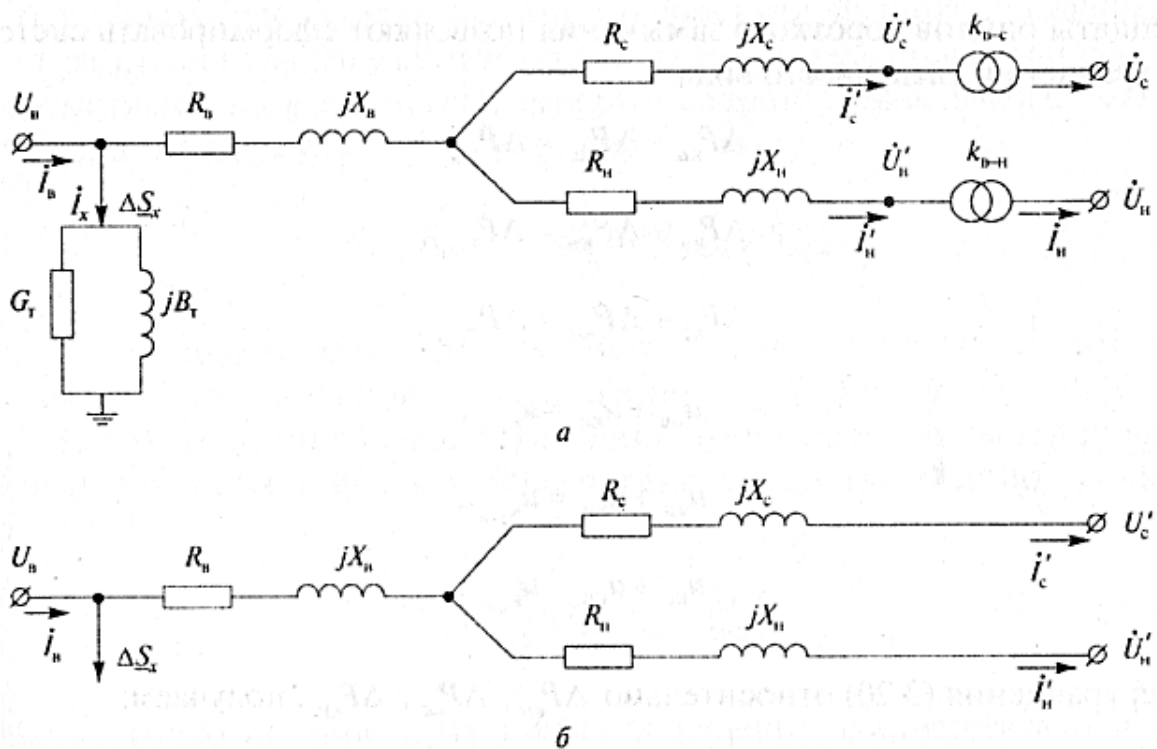


Рис. 3.9. Схемы замещения трёхобмоточного трансформатора (автотрансформатора):  
а – полная; б – упрощённая

Величины  $R_B, R_C, R_H, X_B, X_C, X_H$  хотя называются сопротивлениями обмоток ВН, СН, НН, на самом деле представляют собой фиктивные величины, вводимые для удобства расчёта. Значения  $R_B, R_C, R_H, X_B, X_C, X_H$  приведены к напряжению ВН. Вычисляются эти параметры по данным опытов к.з.

По результатам опытов к.з. формируют систему уравнений для определения напряжений ( $u_{кВ}$ ,  $u_{кС}$ ,  $u_{кН}$ ) в каждой из обмоток трансформатора.

Сопротивления обмоток  $X_B$ ,  $X_C$ ,  $X_H$  в схеме замещения рис. 3.9 определяют по формуле (3.9), используя (3.13).

$$\begin{cases} u_{кВ} = 0,5(u_{кВ-С} + u_{кВ-Н} - u_{кС-Н}), \\ u_{кС} = 0,5(u_{кВ-С} + u_{кС-Н} - u_{кВ-Н}), \\ u_{кН} = 0,5(u_{кВ-Н} + u_{кС-Н} - u_{кВ-С}). \end{cases} \quad (3.13)$$

Сопротивление  $X_C$  или  $X_H$ , соответствующее обмотке, расположенной между двумя другими, имеет величину близкую к нулю или небольшое отрицательное значение и принимается равным нулю.

Активные сопротивления  $R_B$ ,  $R_C$ ,  $R_H$  определяют с учётом соотношений мощностей обмоток:

$$R_B = \frac{R_{B-C}}{1 + \alpha + (1 - \alpha)^2 / \beta}; \quad R_C = \frac{R_B}{\alpha}; \quad R_H = \frac{R_B}{\beta}, \quad (3.14)$$

$$\text{где} \quad R_{B-C} = \Delta P_K \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}; \quad \alpha = \frac{S_{CH}}{S_{\text{НОМ}}}; \quad \beta = \frac{S_{HH}}{S_{\text{НОМ}}}. \quad (3.15)$$

Параметры ветви намагничивания  $\underline{Y}_T = G_T - jB_T$  ( $\Delta \underline{S}_x = \Delta P_x + j\Delta Q_x$ ) определяются по данным опыта х.х. по формулам (3.10) – (3.12).

В схеме замещения трёхобмоточного трансформатора используются два коэффициента трансформации

$$\begin{cases} \underline{k}_{B-C} = k_{B-C} = \frac{U_{C \text{ ном}} (1 \pm n_C \Delta_{TC*})}{U_{B \text{ ном}} (1 \pm n_B \Delta_{TB*})}; \\ \underline{k}_{B-H} = \frac{U_{H \text{ ном}} e^{-jm30^0}}{U_{B \text{ ном}} (1 \pm n_B \Delta_{TB*})}, \end{cases} \quad (3.16)$$

где  $n_C$  – номер ответвления по отношению к основному выводу на стороне СН;

$n_B$  – то же на стороне ВН;

$\Delta_{TC*}$  – шаг регулирования напряжения на стороне СН, о.е.;

$\Delta_{TB*}$  – то же на стороне ВН, о.е.

РПН, расположенный в нейтрали обмотки ВН, одновременно изменяет  $\underline{k}_{B-C}$  и  $\underline{k}_{B-H}$ . Дополнительно в обмотке СН имеется устройство ПБВ, положение которого учитывают при определении  $\underline{k}_{B-C}$ .

### 3.3.3. Автотрансформаторы

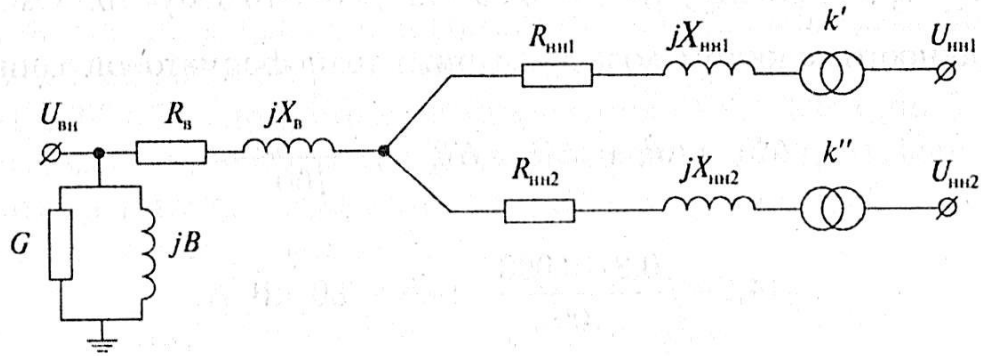
В качестве математической модели автотрансформатора (АТ) используется схема замещения в виде трёхлучевой звезды (см. рис. 3.9), параметры которой определяют по паспортным данным, содержащим результаты опытов к.з. и х.х., аналогичным данным трёхобмоточного трансформатора.

Определение  $\underline{k}_{B-C}$ ,  $\underline{k}_{B-H}$  в схеме замещения АТ осуществляется в зависимости от способа размещения РПН. При размещении РПН на выводе СН:

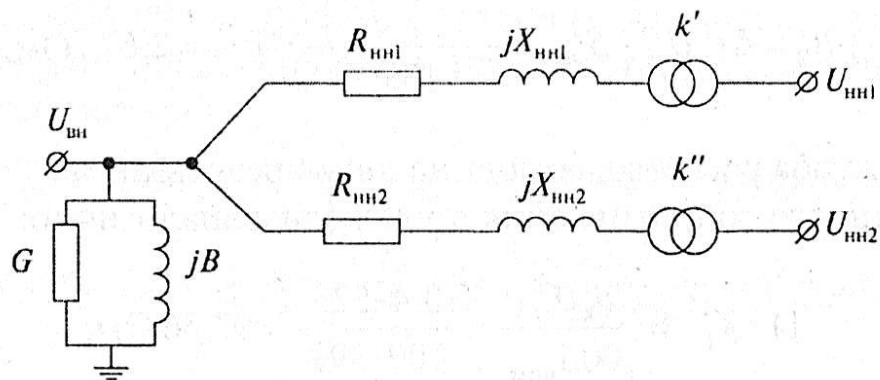
$$\begin{cases} \underline{k}_{B-C} = k_{B-C} = \frac{U_{C \text{ ном}} (1 \pm n \Delta_{РПН*})}{U_{B \text{ ном}}}; \\ \underline{k}_{B-H} = \frac{U_{H \text{ ном}} e^{-j330^0}}{U_{B \text{ ном}}}. \end{cases}$$

### 3.3.4. Трансформаторы с расщеплённой обмоткой

Схема замещения трансформатора с расщеплённой обмоткой НН на две ветви имеет вид трёхлучевой звезды (рис. 3.10). Мощность каждой обмотки НН  $S_{HH1} = S_{HH2} = 0,5S_{ВН} = 0,5S_{\text{ном}}$ .



а



б

Рис. 3.10. Схемы замещения двухобмоточного трансформатора с расщеплённой обмоткой:  
а – полная; б – упрощённая.

Активные сопротивления обмоток ВН, НН1, НН2 имеют следующие соотношения:

$$R_{HH1} = R_{HH2} = 2R_B. \quad (3.17)$$

$$R_B = \frac{\Delta P_K U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2}. \quad (3.18)$$

Индуктивные сопротивления отдельных обмоток равны:



$$\begin{cases} X_B = X_{\text{общ}} \left( 1 - \frac{k_p}{4} \right); \\ X_{\text{HH1}} = X_{\text{HH2}} = X_{\text{общ}} \frac{k_p}{2}; \\ X_{\text{общ}} \approx \frac{u_k U_{\text{НОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}}. \end{cases} \quad (3.19)$$

Обычно в расчётах режимов принимают  $k_p = 3,5$ . Тогда  $X_B = 0,125 X_{\text{общ}}$ ,  
 $X_{\text{HH1}} = X_{\text{HH2}} = 1,75 X_{\text{общ}}$ .

### 3.4. Модели компенсирующих устройств

Устройства компенсации реактивной мощности: СК, БСК, СТК, ШР, обычно представляют в схемах замещения в виде генерируемой реактивной мощности и потребляемой активной мощности или проводимостями (рис. 3.11).

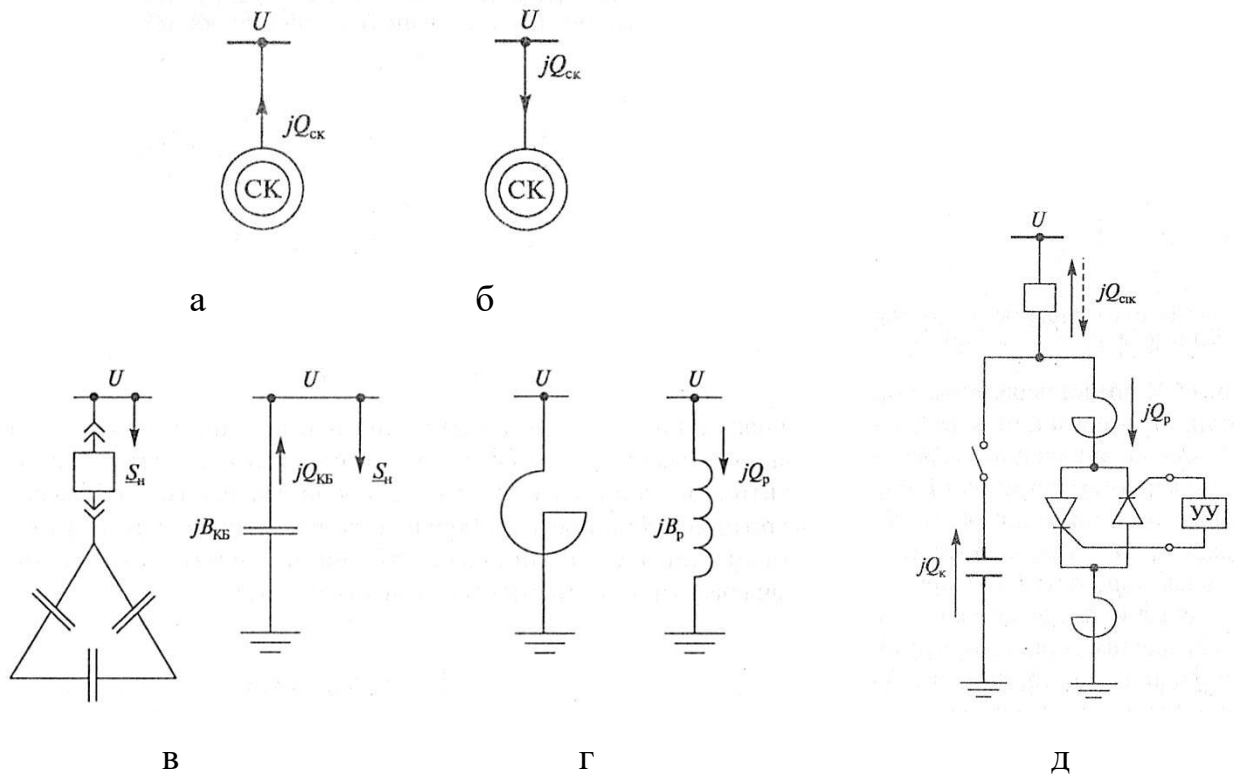


Рис. 3.11. Представление ИРМ в схемах замещения:  
а, б – СК в режимах перевозбуждения и недовозбуждения; в – БСК; г – ШР; д – СТК.

В расчётах режимов СК задаётся как узел генерации реактивной мощности

$$\underline{S}_{СК} = -\Delta P_{xx} + jQ_{СК}$$

или узел потребления

$$\underline{S}_{СК} = -\Delta P_{xx} - jQ_{СК},$$

где  $\Delta P_{xx}$  – потери активной мощности в СК ( $1 \dots 2 \% S_{\text{ном СК}}$ ).

БСК представляют проводимостью (шунтом) в узле

$$B_{КБ} = \omega C_K = \frac{Q_{К \text{ ном}}}{U_{\text{ном}}^2},$$

где  $C_K$  – ёмкость БСК, ф;

$Q_{К \text{ ном}}$  – номинальная мощность БСК, Мвар;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение БСК, кВ.

Шунтирующий реактор при расчётах режимов представляется как индуктивная проводимость (рис. 3.11, г)

$$B_P = \frac{Q_{P \text{ ном}}}{U_{\text{ном}}^2},$$

где  $Q_{P \text{ ном}}$  – номинальная мощность реактора.

СТК в зависимости от режима работы может генерировать или потреблять реактивную мощность  $Q_{СТК}$  в пределах диапазона регулирования (рис. 3.11, д)

$$Q_{СТК} = Q_K - Q_P.$$

### 3.5. Моделирование электрических нагрузок

#### 3.5.1. Графики нагрузок

При расчёте и анализе любого режима электрической сети потребители электроэнергии рассматриваются в качестве нагрузок. Одной из наиболее важных характеристик нагрузки является её активная  $P$  и реактивная  $Q$  мощности. Мощности нагрузок изменяются во времени  $t$  и зависят от напряжения  $U$  и частоты  $f$ . В нормальных установившихся режимах в ЭЭС поддерживаются **балансы активной** и реактивной мощностей при изменении  $f$  в нормативных пределах, т.е. условно при постоянной частоте  $f$ . Тогда активную и реактивную мощности можно рассматривать в виде функций двух переменных (рис. 3.12).

$$P = \varphi(U, t); \quad Q = \psi(U, t). \quad (3.20)$$

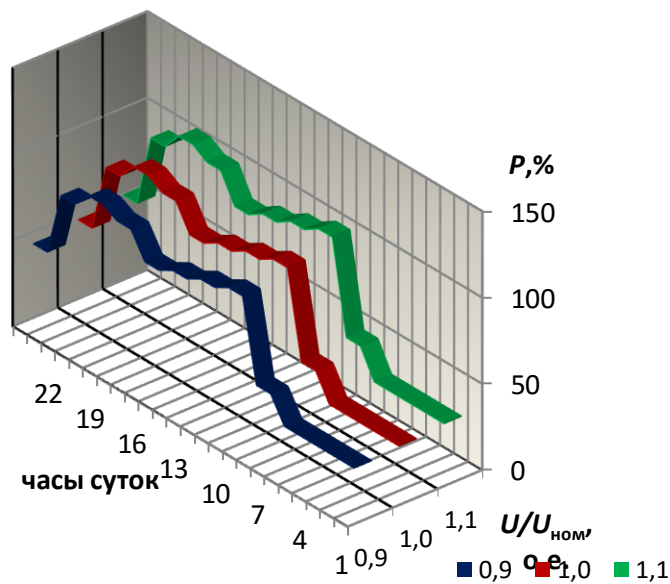


Рис. 3.12. Объёмный суточный график  $P = \varphi(U, t)$

Регулярные изменения  $P(t), Q(t)$  называют **графиками нагрузок**, а зависимости  $P(U), Q(U)$  – **статическими характеристиками** активной и реактивной нагрузок по напряжению.

Каждый график нагрузки характеризуется максимальной ( $P_{\max}, Q_{\max}$ ) и минимальной ( $P_{\min}, Q_{\min}$ ) нагрузкой за рассматриваемый интервал времени. Отношение минимальной нагрузки  $P_{\min}$  к максимальной  $P_{\max}$  называют **коэффициентом неравномерности** графика нагрузки

$$k_{\text{нр}} = \frac{P_{\min}}{P_{\max}}.$$

Площади графиков нагрузки  $P(t)$ ,  $Q(t)$  соответствуют потреблению энергии за период  $T$ :

$$W_P = \int_0^T P(t) dt; \quad W_Q = \int_0^T Q(t) dt,$$

которые измеряются с помощью счётчиков активной и реактивной энергий.

**Коэффициент заполнения** графика  $k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}} \leq 1$

и **коэффициент формы графика** нагрузки  $k_{\text{ф}}^2 = \frac{I_{\text{ср кв}}^2}{I_{\text{ср}}^2} \approx \frac{1 + 2k_3}{3k_3} \geq 1$  характеризуют

неравномерность режима электропотребления.

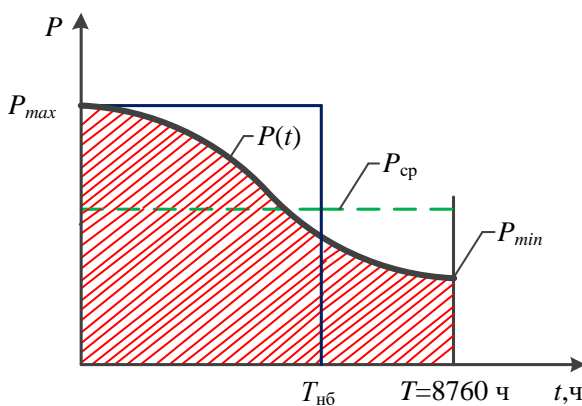


Рис. 3.13. Годовой график нагрузки по продолжительности

Кроме расчётных и отчётных графиков нагрузки, построенных в хронологической последовательности (см. рис. 3.12), в расчётах используют видоизменённые графики. К таким графикам относятся **графики нагрузки по продолжительности**. График нагрузки по продолжительности строят, располагая часовые ординаты хронологических графиков в поряд-

ке убывания (рис. 3.13). Площадь годового графика нагрузки по продолжительности равна годовому электропотреблению.  $W_{\text{год}} = P_{\text{max}} T_{\text{нб}}$ .

Время  $T_{\text{нб}}$  называется продолжительностью использования наибольшей нагрузки или число часов максимальной нагрузки.

### 3.5.2. Статические характеристики электрических нагрузок

Статические характеристики нагрузки (СХН) наиболее точно описывают изменения нагрузок  $P_{\text{н}} = \varphi(U, f)$ ,  $Q_{\text{н}} = \psi(U, f)$  при медленных (менее 1 %/с) вариациях частоты  $f$  и напряжения  $U$  в расчётах режимов электрических сетей и ЭЭС. При расчётах режимов ЭЭС фигурируют группы потребителей электроэнергии, которые характеризуются обобщёнными СХН.

$$\begin{cases} P_{\text{н}} = P_0 \left[ a_0 + a_1 \left( \frac{U}{U_0} \right) \right] \left( 1 + d_p \frac{f - f_{\text{ном}}}{f_{\text{ном}}} \right); \\ Q_{\text{н}} = Q_0 \left[ b_0 + b_1 \left( \frac{U}{U_0} \right) + b_2 \left( \frac{U}{U_0} \right)^2 \right] \left( 1 + d_q \frac{f - f_{\text{ном}}}{f_{\text{ном}}} \right), \end{cases} \quad (3.21)$$

где  $P_0$ ,  $Q_0$ ,  $U_0$  – активная и реактивная мощности и напряжение узла нагрузки в исходном режиме;

$f_{\text{ном}}$  – номинальное значение частоты;

$a_0$ ,  $a_1$  – коэффициенты СХН по напряжению для активной мощности;

$b_0$ ,  $b_1$ ,  $b_2$  – то же для реактивной мощности;

$d_p$ ,  $d_q$  – коэффициенты СХН по частоте.

Влияние частоты на положение этих характеристик незначительно (рис. 3.14).

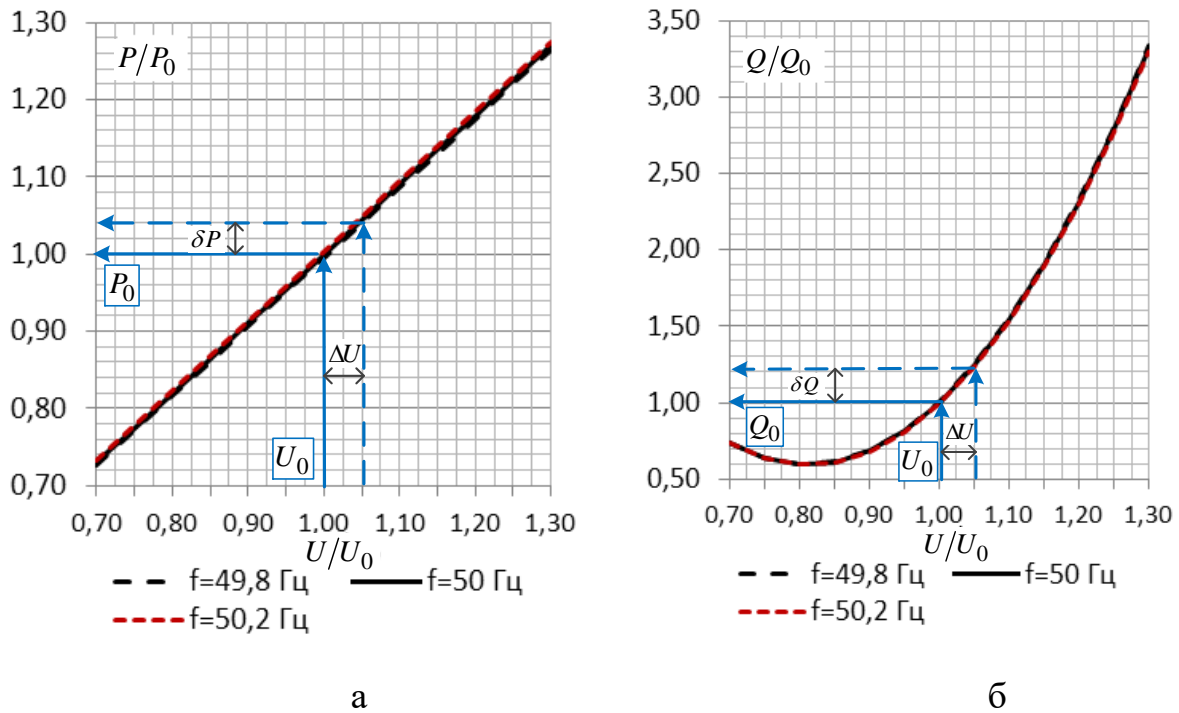


Рис. 3.14. Статические характеристики нагрузки по напряжению при различных значениях частоты:  
а –  $P(U)$ ; б –  $Q(U)$ .

### 3.5.3. Представление нагрузок в моделях сети для расчёта установившегося режима

В модели электрической сети для узлов потребления электроэнергии используют нагрузки для некоторого фиксированного момента времени. Например, для часа максимальной нагрузки ЭЭС в целом.

Способ представления нагрузки в модели сети зависит от вида решаемой задачи, характера электрической сети. Для моделирования установившихся режимов в нормальной эксплуатационной схеме сети напряжением 35 кВ и выше нагрузки узлов представляют не зависящими от напряжения **активными и реактивными мощностями** (рис. 3.15, в)  $P_H = const, Q_H = const$ , т.е.

$$S_H = \sqrt{3} \dot{U}_H \hat{I}_H = P_H + jQ_H = const. \quad (3.22)$$

Значения  $P_H, Q_H$  определяются по данным измерений при эксплуатации сетей или расчётным путём при проектировании.

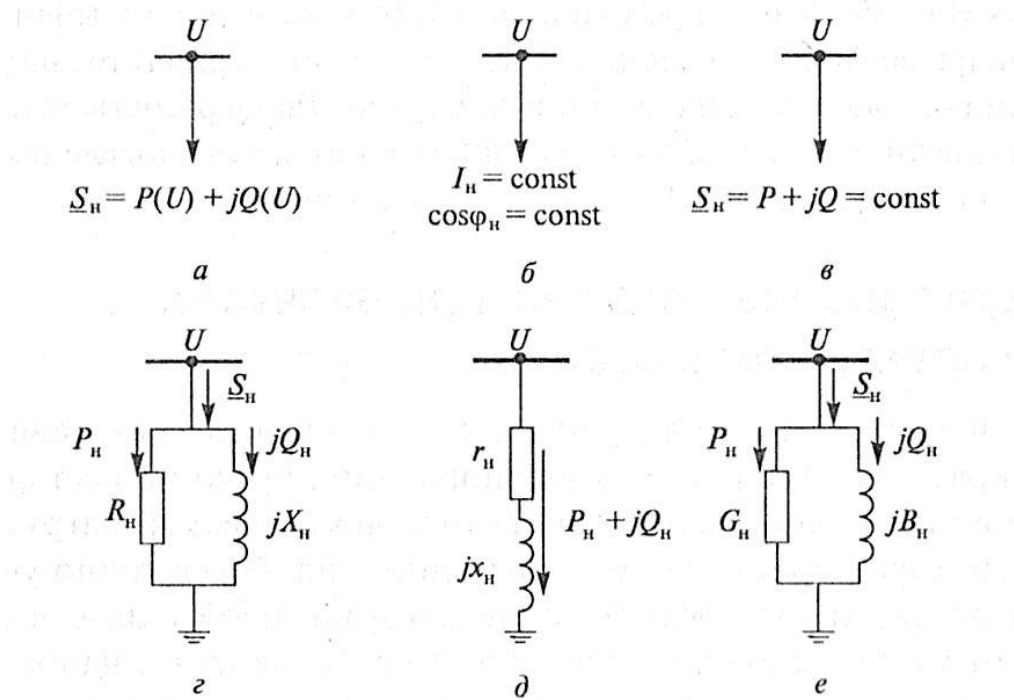


Рис. 3.15. Нагрузка электрической сети, заданная в виде:  
а – статических характеристик; б – неизменного тока; в – неизменной мощности;  
г, д – неизменных сопротивлений; е – неизменных проводимостей

При расчётах установившихся ремонтных режимов, оптимизации режимов сети напряжения в узлах нагрузки могут заметно отличаться от исходных значений. Здесь необходим учёт зависимости  $P_H, Q_H$  от напряжения либо с помощью **СХН по напряжению** вида (3.38), либо представляя нагрузку **постоянным сопротивлением**  $Z_H = const$  (или проводимостью  $Y_H = const$ ) (рис. 3.15, г, д, е).

$$Z_H = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{\hat{S}_H} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_H^2} (P_H + jQ_H). \quad (3.23)$$

В распределительных электрических сетях 0,4...10 кВ допустимо в качестве нагрузки использовать неизменную величину *нагрузочного (узлового) тока* (рис. 3.15, б)

$$\dot{I}_H = \frac{\hat{S}_H}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = I_a - jI_p = \text{const}, \quad (3.24)$$

## ЛЕКЦИЯ №4

### МОДЕЛИ РЕЖИМОВ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

#### 4.1. Работа участка электрической сети

*Целью расчёта* установившегося режима электрической сети и её участков является определение параметров режима в различных точках сети. Такими параметрами являются фазные токи  $\dot{I}$ , линейные (междуфазные) напряжения  $\dot{U}$ , трёхфазные мощности  $\underline{S}$ . Выбор таких значений режимных параметров обусловлен тем, что для большинства видов оборудования ЭЭС в качестве номинальных параметров использованы именно такие значения  $I_{\text{ном}}, U_{\text{ном}}, S_{\text{ном}}$ . Предполагается, что *установившийся режим сети является симметричным*.

Рассмотрим определение параметров установившегося режима  $\dot{I}, \dot{U}, \underline{S}$  ЛЭП, представленной П-образной схемой замещения (рис. 4.1). *Параметры режима* участка сети определяют либо *по данным начала* ( $U_1 = \text{const}, \underline{S}_1 = \text{const}$ ), либо *по данным конца* ( $U_2 = \text{const}, \underline{S}_2 = \text{const}$ ). И в том и другом случае расчёт параметров режима выполняется точно в один этап, двигаясь либо от начала схемы замещения (узел 1) к концу (узел 2), либо наоборот [24]. Используют закон Ома и законы Кирхгофа.



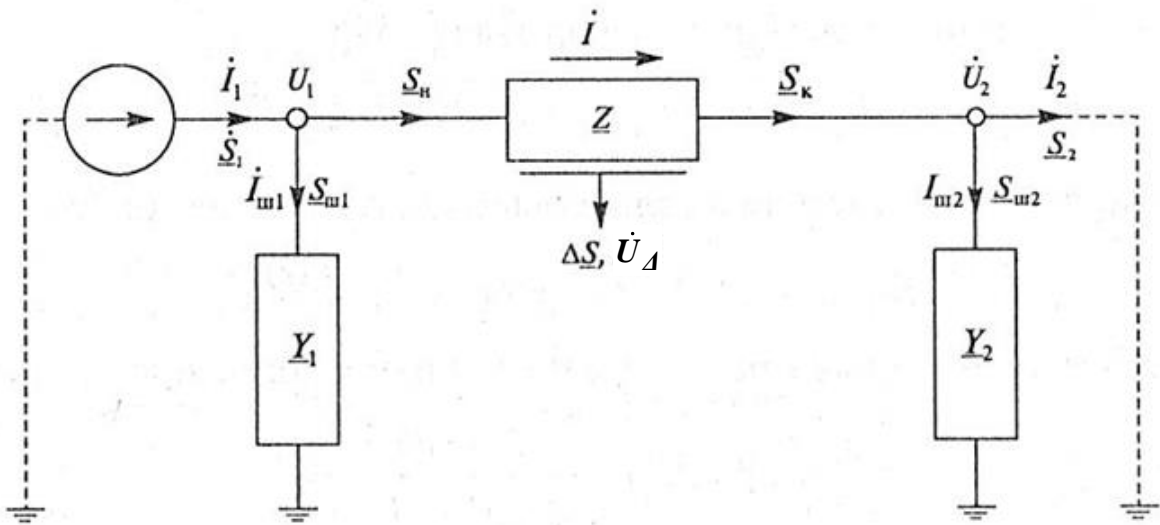


Рис. 4.1. Схема замещения ЛЭП с обозначениями параметров режима

Мощности в ветвях схемы рис. 4.1 определяются по формулам (4.1).

$$\begin{aligned} \underline{S}_к &= \sqrt{3} \dot{U}_2 \hat{I}; & \underline{S}_н &= \sqrt{3} \dot{U}_1 \hat{I}; \\ \underline{S}_{ш2} &= U_2^2 \hat{Y}_2; & \underline{S}_{ш1} &= U_1^2 \hat{Y}_1; \\ \underline{S}_1 &= \sqrt{3} \dot{U}_1 \hat{I}_1; & \underline{S}_2 &= \sqrt{3} \dot{U}_2 \hat{I}_2. \end{aligned} \quad (4.1)$$

Нагрузочные потери мощности в продольной ветви равны

$$\Delta \underline{S}_{л.н} = \sqrt{3} \dot{U}_\Delta \hat{I} = 3 I^2 \underline{Z}. \quad (4.2)$$

**Вектор падения напряжения**  $\dot{U}_\Delta$  раскладывается на две взаимно перпендикулярные составляющие: продольную  $\dot{U}'_\Delta$  и поперечную  $\dot{U}''_\Delta$ . При расчёте по данным конца  $\dot{U}'_\Delta$  совмещают с вектором напряжения  $\dot{U}_2$ , а при расчёте по данным начала – с вектором  $\dot{U}_1$ . (рис. 4.2).

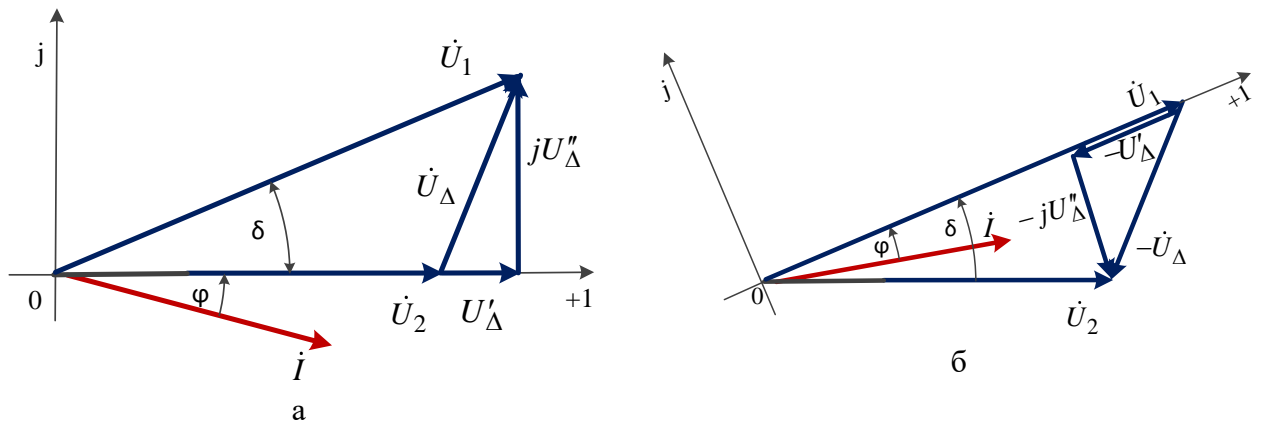


Рис. 4.2. Векторная диаграмма напряжений:  
а – по данным конца; б – по данным начала

Напряжение в начале участка (см. рис. 4.2, а) равно:

$$\dot{U}_1 = (U_2 + U'_{\Delta}) + jU''_{\Delta},$$

а модуль напряжения  $U_1$  определяется по формуле

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + U'_{\Delta})^2 + (U''_{\Delta})^2}. \quad (4.3)$$

Для **энергетической характеристики** работы сети представим падение напряжения и потери мощности в функции передаваемой активной и реактивной мощностей.

$$\dot{U}_{\Delta} = \sqrt{3}iZ = \sqrt{3} \frac{\hat{S}_H}{\sqrt{3}\hat{U}_1} (R + jX) = \frac{P_H R + Q_H X}{U_1} + j \frac{P_H X - Q_H R}{U_1}. \quad (4.4)$$

Следовательно

$$U'_{\Delta} = \frac{P_H R + Q_H X}{U_1} \quad U''_{\Delta} = \frac{P_H X - Q_H R}{U_1}$$

При выполнении практических расчётов достаточно часто встречается случай, когда нагрузка известна на приёмном конце участка  $P_2 = const; Q_2 = const$ , а напряжение на передающем конце  $U_1 = const$ . В этом случае **расчёт** режима выполняется **итеративно в два этапа** (методом последовательных приближений).

Предварительно необходимо задать нулевое (исходное) приближение напряжения  $\dot{U}_2^{(0)}$ , например,  $\dot{U}_2^{(0)} = U_{ном}$ , а также вычислить  $\underline{S}_{ш1} = U_1^2 \hat{Y}_1$ . Затем выполняется первый этап  $k$ -й итерации ( $k=1, 2, \dots$ ).

1. На первом этапе рассчитывают режим от «конца участка к началу» в следующей последовательности:

а. Вычисляется мощность в поперечной ветви  $\underline{S}_{ш2}^{(k)}$  на  $k$ -й итерации

$$\underline{S}_{ш2}^{(k)} = \left( U_2^{(k-1)} \right)^2 \hat{Y}_2. \quad (4.5)$$

б. Рассчитывается мощность в конце ветви  $\underline{S}_к^{(k)} = P_к^{(k)} + jQ_к^{(k)}$

$$\underline{S}_к^{(k)} = \underline{S}_2 + \underline{S}_{ш2}^{(k)}. \quad (4.6)$$

в. Мощность в начале ветви  $\underline{S}_н^{(k)} = P_н^{(k)} + jQ_н^{(k)}$

$$\underline{S}_н^{(k)} = \underline{S}_к^{(k)} + \Delta \underline{S}_{л.н}^{(k)} = \underline{S}_к^{(k)} + \frac{\left( P_к^{(k)} \right)^2 + \left( Q_к^{(k)} \right)^2}{\left( U_2^{(k-1)} \right)^2} \underline{Z}. \quad (4.7)$$

г. Мощность на передающем конце  $\underline{S}_1^{(k)} = P_1^{(k)} + jQ_1^{(k)}$

$$\underline{S}_1^{(k)} = \underline{S}_{ш1} + \underline{S}_H^{(k)}. \quad (4.8)$$

2. На втором этапе  $k$ -й итерации выполняется расчёт режима «от начала участка к концу»:

д. Определяется падение напряжения на продольной ветви схемы замещения

$$\dot{U}_\Delta^{(k)} = \frac{P_H^{(k)}R + Q_H^{(k)}X}{U_1} + j \frac{P_H^{(k)}X - Q_H^{(k)}R}{U_1}. \quad (4.9)$$

е. Вычисляется новое значение напряжения в конце участка

$$\dot{U}_2^{(k)} = U_1 - \dot{U}_\Delta^{(k)}. \quad (4.10)$$

ж. Сравнивают напряжения в конце участка, полученные на соседних итерациях. Для этого рассчитывают

$$\underline{\varepsilon}^{(k)} = \dot{U}_2^{(k)} - \dot{U}_2^{(k-1)}. \quad (4.11)$$

Если модуль поправки напряжения  $|\underline{\varepsilon}^{(k)}|$  меньше заранее заданной величины, то расчёт окончен. Иначе повторяют расчёт по (4.5) – (4.11) при  $k \Leftarrow k + 1$ .

## 4.2. Режимы работы трансформаторов

При определении параметров режима трансформаторов используются их схемы замещения. *Двухобмоточный трансформатор* представляется Г-образной схемой замещения (рис. 4.3).

Коэффициент трансформации  $k_T < 1$  в схеме замещения рис. 4.3 является идеальным трансформатором без потерь мощности и напряжения. Поэтому  $\underline{S}_K = \underline{S}_2$ . Расчёт режима выполняется в два этапа.

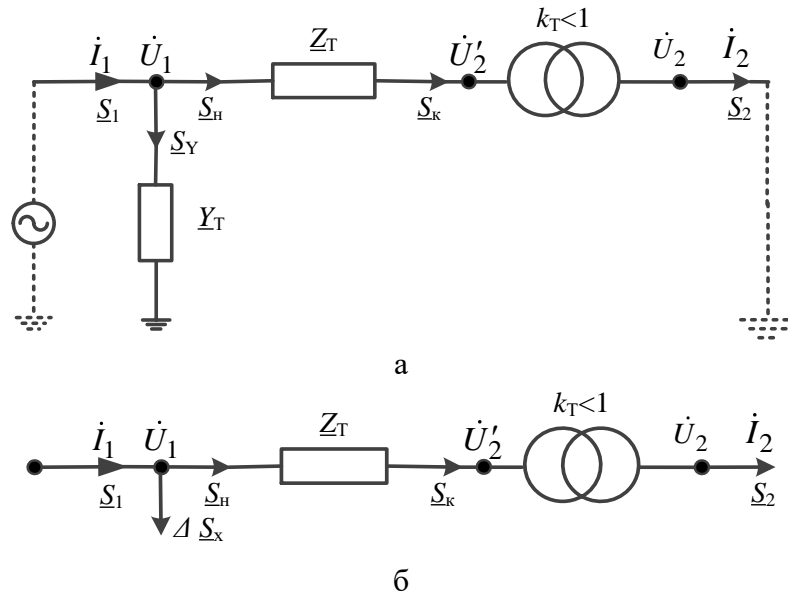


Рис. 4.3. Схема замещения двухобмоточного трансформатора с обозначениями параметров режима:  
а – полная; б – упрощённая

а. Задаётся исходное (нулевое) приближение напряжения  $\dot{U}_2^{(0)}$  равное номинальному напряжению стороны ВН.

б. На первом этапе определяются потери мощности в сопротивлении  $\underline{Z}_T$  (нагрузочные потери):

$$\Delta \underline{S}_{T.H}^{(1)} = \frac{\left(P_K\right)^2 + \left(Q_K\right)^2}{\left(U_2^{(0)}\right)^2} \underline{Z}_T = \Delta P_{T.H}^{(1)} + j \Delta Q_{T.H}^{(1)}. \quad (4.12)$$

в. Вычисляется мощность в точке «н»:

$$\underline{S}_H^{(1)} = P_H^{(1)} + j Q_H^{(1)} = \underline{S}_K + \Delta \underline{S}_{T.H}^{(1)} \quad (4.13)$$

и мощность  $\underline{S}_1$  на входе трансформатора

$$\underline{S}_1^{(1)} = \underline{S}_H^{(1)} + U_1^2 \hat{Y}_T = P_H^{(1)} + jQ_H^{(1)} + U_1^2 (G_T - jB_T). \quad (4.14)$$

г. На втором этапе рассчитывается новое значение напряжения  $\dot{U}_2^{(1)}$  за сопротивлением  $\underline{Z}_T$

$$\dot{U}_2^{(1)} = U_1 - \frac{P_H^{(1)} R_T + Q_H^{(1)} X_T}{U_1} - j \frac{P_H^{(1)} X_T - Q_H^{(1)} R_T}{U_1} \quad (4.15)$$

Затем повторяют расчёты по (4.12) – (4.15) при уточнённом значении напряжения  $\dot{U}_2^{(1)}$ . Расчёт завершается при достижении заданной точности расчёта  $\varepsilon$ , определяемой аналогично (4.11). Напряжение на стороне НН трансформатора равно  $\dot{U}_2 = \dot{U}_2' k_T$ .

Весьма важным показателем режима трансформатора являются потери активной мощности. Суммарные потери мощности  $\Delta P_\Sigma$  состоят из потерь холостого хода и нагрузочных потерь. Приблизённо  $\Delta P_\Sigma$  могут быть определены по паспортным данным трансформатора. Для одного трансформатора

$$\Delta P_{1\Sigma} \approx \Delta P_x + \Delta P_k \left( \frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2. \quad (4.16)$$

При параллельной работе на подстанции двух трансформаторов потери будут равны



Затем выполняются расчёты в ветви  $\underline{Z}_B$  по (4.12) при  $U_0^{(0)} = U_{B \text{ ном}}$ . Далее расчёты аналогичны расчёту по (4.13), (4.14). Обратным ходом вычисляют вектор напряжения  $\dot{U}_0^{(1)}$  в узле «0» по (4.15) и модуль напряжения  $U_0^{(1)}$

$$U_0^{(1)} = \sqrt{\left( U_1 - \frac{P_B^{(1)} R_B + Q_B^{(1)} X_B}{U_1} \right)^2 + \left( \frac{P_B^{(1)} X_B - Q_B^{(1)} R_B}{U_1} \right)^2}.$$

Далее определяют напряжения  $\dot{U}_c^{(1)}$  и  $\dot{U}_B^{(1)}$ , применяя (4.15) при замене  $U_1$  на  $U_0^{(1)}$  и использовании соответствующих сопротивлений и мощностей.

При достижении заданной точности расчёта вычисляют напряжения на сторонах СН и НН:

$$\dot{U}_c = \dot{U}_c' k_{B-c}; \quad \dot{U}_H = \dot{U}_H' k_{B-H}.$$

Суммарные потери мощности  $\Delta P_\Sigma$  состоят из потерь холостого хода и нагрузочных потерь в обмотках ВН, СН, НН.

$$\Delta P_{1\Sigma} \approx \Delta P_X + \left[ \frac{1}{U_{B \text{ ном}}^2} (R_B S_B^2 + R_C S_C^2 + R_H S_H^2) \right]. \quad (4.19)$$

Здесь  $S_B$ ,  $S_C$ ,  $S_H$  – потоки мощности по обмоткам трансформатора.



## ЛЕКЦИЯ №5

## АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

## 5.1. Круговая диаграмма мощностей

Для анализа работы участка электрической сети (рис. 5.1, а) в разных режимах целесообразно использовать круговую диаграмму, для построения которой используются схемы замещения элементов сети (рис.5.1, б) в виде четырёхполюсников.

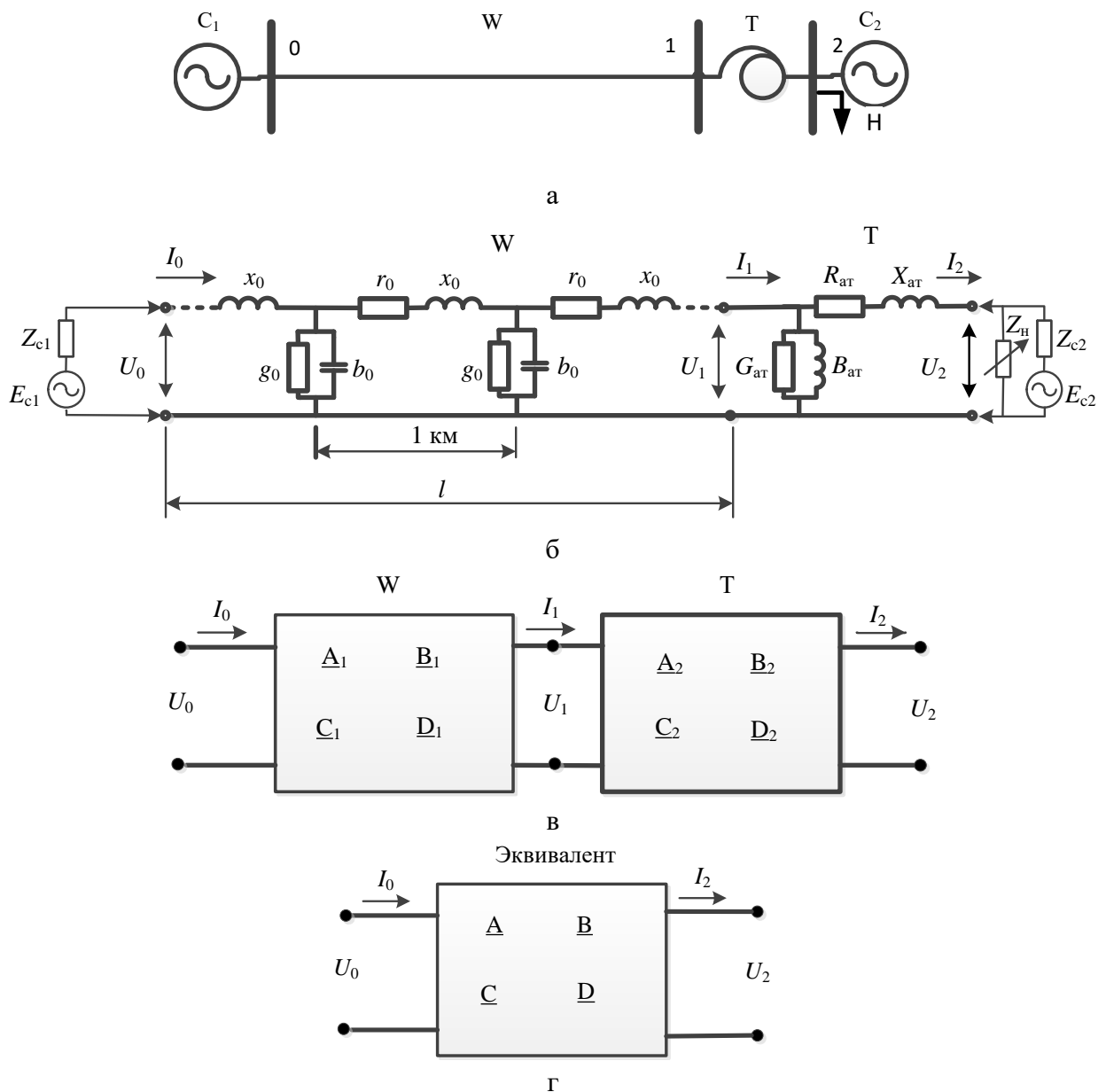


Рис. 5.1. Схема электропередачи:  
а – схема соединений; б – П-образная и Г-образная схемы замещения линии и АТ;  
в, г – схема замещения четырёхполюсниками

Круговая диаграмма позволяет рассматривать одновременно всю совокупность режимов участка сети в отличие от расчётов отдельных режимов, рассмотренных в п. 4.1 и п. 4.2.

Параметры эквивалентного четырёхполюсника  $\underline{A} = Ae^{j\Psi_A}$ ,  $\underline{B} = Be^{j\Psi_B}$ ,  $\underline{C} = Ce^{j\Psi_C}$ ,  $\underline{D} = De^{j\Psi_D}$  (рис. 5.1, в, г) определяют по правилам матричной алгебры.

Режим эквивалентного четырёхполюсника описывается уравнениями

$$\begin{cases} \underline{S}_1 = P_1 + jQ_1 = \sqrt{3}\dot{U}_0\hat{I}_0 = U_0^2 \frac{\hat{D}}{\hat{B}} - \frac{\dot{U}_0\hat{U}_2}{\hat{B}}; \\ \underline{S}_2 = P_2 + jQ_2 = \sqrt{3}\dot{U}_2\hat{I}_2 = -U_2^2 \frac{\hat{A}}{\hat{B}} + \frac{\hat{U}_0\dot{U}_2}{\hat{B}}. \end{cases} \quad (5.1)$$

При  $U_0 = const, U_2 = const$  и  $\delta = var$  каждое из выражений, входящих в (5.1) является уравнением окружности, радиус которой равен

$$\rho = \frac{U_0 U_2}{B}.$$

В пространстве координат  $P, jQ$  координаты центров окружностей определяются по формулам

$$\underline{\gamma}_1 = U_0^2 \frac{D}{B} e^{j(\Psi_B - \Psi_D)}, \quad \underline{\gamma}_2 = U_2^2 \frac{A}{B} e^{j(\Psi_B - \Psi_A)}.$$

Графическое изображение уравнений (5.1) при изменении  $\delta$  от 0 до 360° является круговой диаграммой мощности электропередачи (рис. 5.2).



Выделяя в уравнениях (5.1) действительные и мнимые составляющие, получают нагрузочные характеристики электропередачи. Графическое изображение нагрузочных характеристик дано на рис. 5.3.

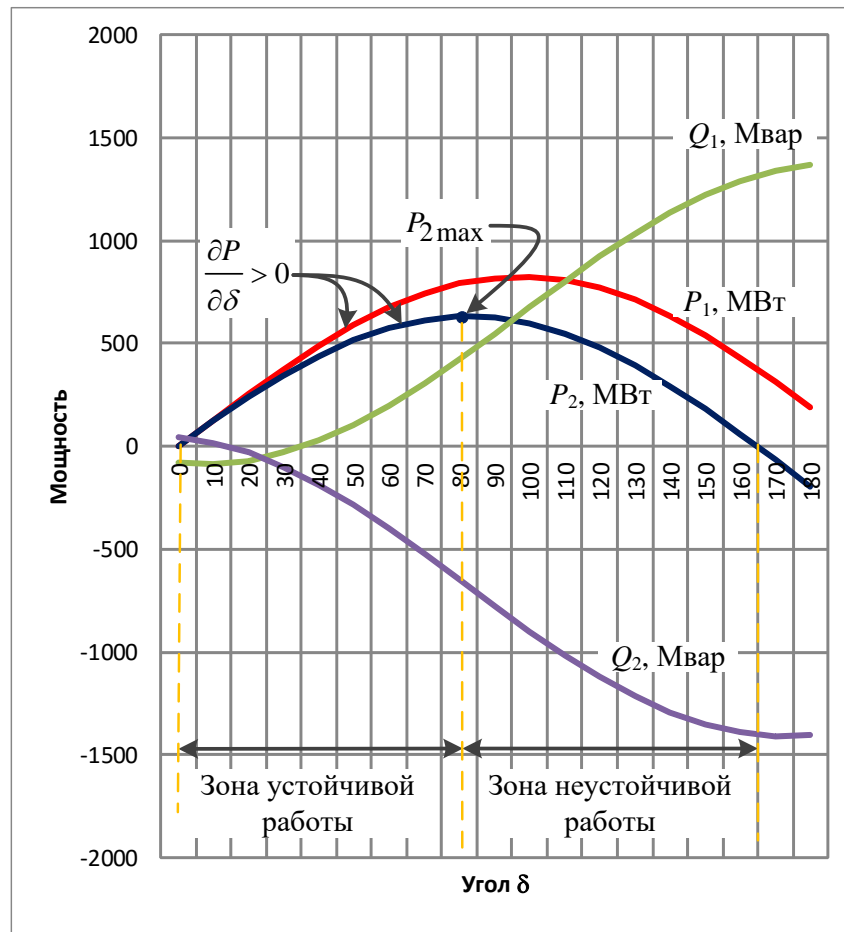


Рис. 5.3. Характеристики мощности электропередачи

При заданных значениях напряжений по концам электропередачи каждому значению активной мощности будет соответствовать определённое значение реактивной мощности. Изменяя значения напряжений, можно изменять значения реактивной мощности у концов электропередачи.

## 5.2. Повышение пропускной способности ЛЭП

Под пропускной способностью линии электропередачи понимают активную или полную мощность, которая длительно может передаваться с учётом тех-

нических ограничений. Основной причиной повышения пропускной способности ЛЭП является экономическая: стремление снизить стоимость передачи одного киловаттчаса электроэнергии.

К техническим ограничениям, препятствующим росту передаваемой по ЛЭП мощности, при номинальных напряжениях 110 кВ и выше относятся:

- а) предел передаваемой мощности (предел линии), учитывающий устойчивость параллельной работы электрических станций,  $P_{\text{пред}}$ ;
- б) допустимый по нагреванию проводников ток (или мощность  $P_{\text{доп}}$ );

Передаваемые по идеальной линии (линии без потерь активной мощности) активная и реактивные мощности при поддержании по концам линии номинальных напряжений равны

$$\begin{cases} P = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{B} \sin \delta = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{Z_B \sin \alpha l} \sin \delta = \frac{P_B}{\sin \alpha l} \sin \delta; \\ Q_1 = U_{\text{НОМ}}^2 \frac{D}{B} - \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{B} \cos \delta = P_B \operatorname{ctg} \alpha l - \frac{P_B}{\sin \alpha l} \cos \delta; \\ Q_2 = -U_{\text{НОМ}}^2 \frac{A}{B} + \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{B} \cos \delta = -P_B \operatorname{ctg} \alpha l + \frac{P_B}{\sin \alpha l} \cos \delta, \end{cases} \quad (5.2)$$

где  $\alpha = \sqrt{x_0 b_0}$  – коэффициент фазы, рад/км;

$Z_B = \sqrt{\frac{x_0}{b_0}}$  – волновое сопротивление линии, Ом.

Идеальный предел передаваемой активной мощности согласно (5.2) при  $P_B = U_{\text{НОМ}}^2 / Z_B$  равен

$$P_{\text{max}} = \frac{P_B}{\sin \alpha l}.$$

Области действия ограничений на передаваемую мощность по  $P_{\text{пред}}$  и  $P_{\text{доп}}$  для ВЛ 110 и 500 кВ в долях натуральной мощности  $P_{\text{в}}$  показана на рис. 5.4. При построении этих областей учтён запас по статической устойчивости в размере 20 % от идеального предела мощности  $P_{\text{пред}} = 0,8P_{\text{max}}$ .

Из рис. 5.4,а видно, что для ВЛ 110 кВ ограничением на передаваемую мощность во всём реальном диапазоне длины линии является ограничение по нагреву проводов, т.е. по  $P_{\text{доп}}$ . Увеличение  $P_{\text{доп}}$  можно обеспечить, применяя провода повышенного сечения или используя специальные термостойкие провода.

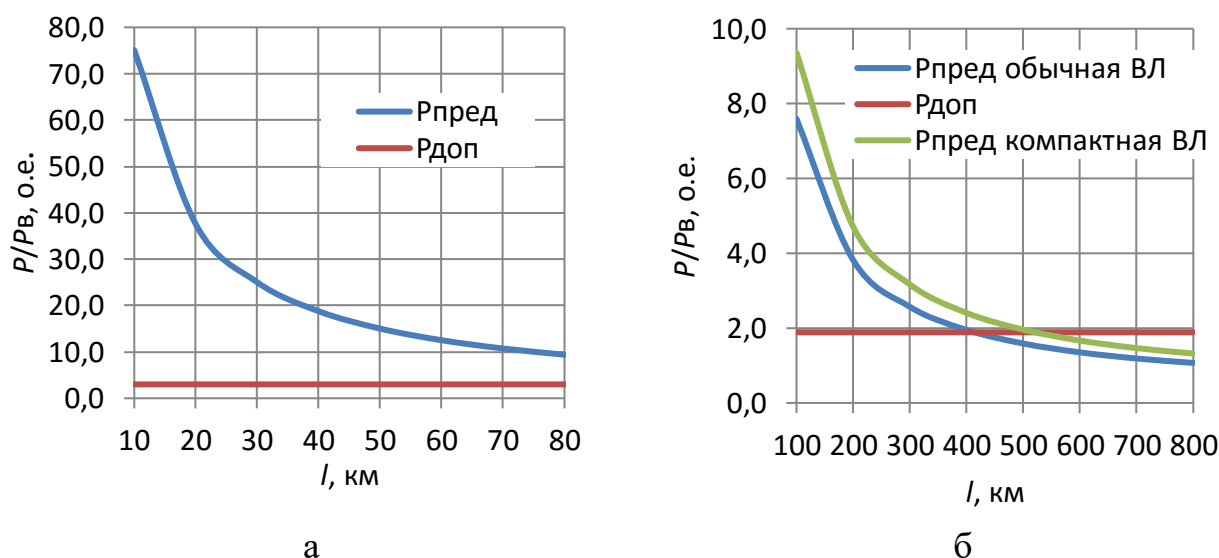


Рис. 5.4. Ограничения на передаваемую мощность ВЛ:  
а – линия 110 кВ (АС-185); б – линия 500 кВ (3×АС-300)

Для ВЛ 500 кВ есть область ( $l < 400$  км рис. 5.4, б), в которой ограничивающим фактором является нагрев проводов, и область, где таким фактором является  $P_{\text{пред}}$ , т.е. статическая устойчивость. Увеличение  $P_{\text{пред}}$  длинных ВЛ возможно либо увеличением номинального напряжения  $U_{\text{ном}}$ , либо воздействием на реактивные параметры ВЛ.

В нашей стране высшим уровнем промышленно освоенного номинального напряжения является 1150 кВ. Натуральная мощность  $P_{\text{в}}$  такой линии составляет

5200 МВт [9]. Дальнейшее увеличение  $U_{\text{ном}}$  связано с существенными техническими и экономическими трудностями. В связи с этим в схеме развития ЭЭС до 2020 г. [7] предусматривается увеличение предела передаваемой мощности ВЛ путём изменения конструктивных параметров и применением специальных регулирующих устройств.

Одним из способов повышения пропускной длинной ЛЭП является *поддержание постоянного напряжения по концам ЛЭП* и в её промежуточных точках путём регулирования реактивной мощности. Для этого длинную линию (ДЭП) делят на ряд участков длиной около 300 км, а в промежуточных точках подключают ИРМ (рис. 5.5, а).

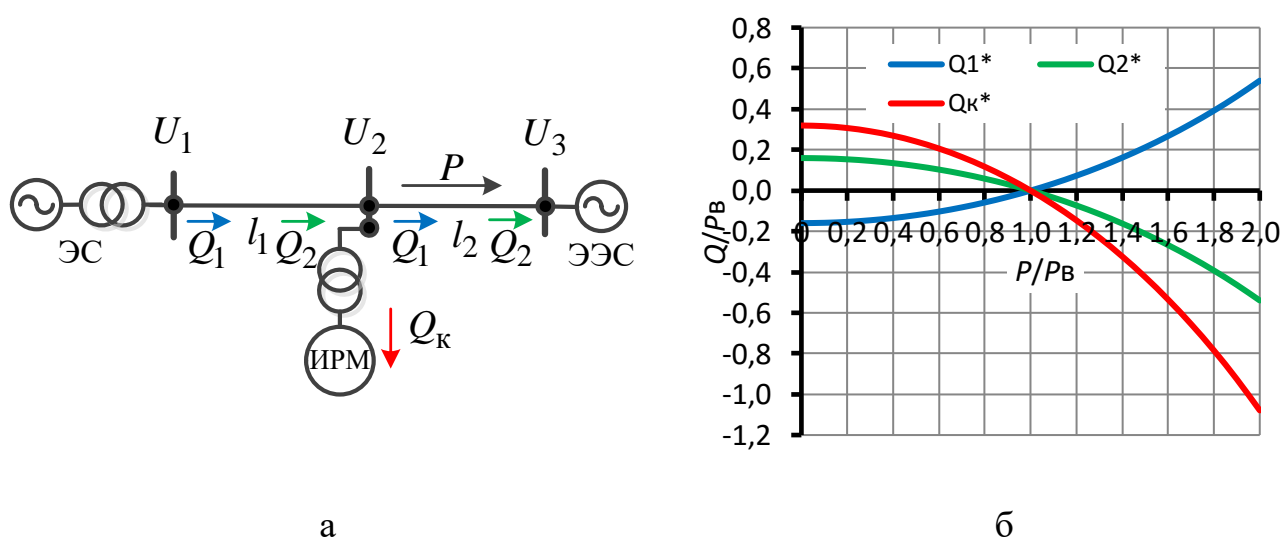


Рис. 5.5. Схема ДЭП с поперечными КУ и опорными напряжениями:  
а – схема присоединения ИРМ; б – характеристика мощности ИРМ линии 500 кВ при  $l_1 = l_2 = 300$  км

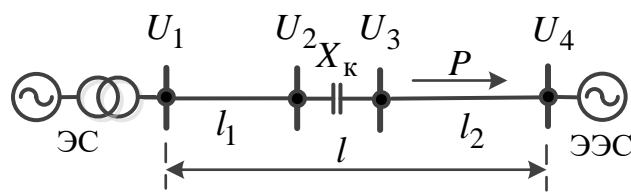
В качестве ИРМ используют СТК, Статком или промежуточные системы. Для стабилизации напряжений в промежуточных точках ДЭП при передаче активной мощности  $P$  необходима реактивная мощность ИРМ  $Q_k = Q_2 - Q_1$  (рис. 5.5, б). Здесь  $Q_1, Q_2$  вычисляют по (5.2).

При постоянных напряжениях  $U_1, U_2, U_3$  режим каждого из участков ДЭП не зависит от режима другого. Устойчивость передачи будет такой же, как для

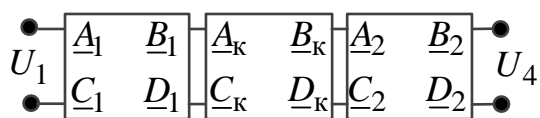
короткой линии длиной 300 км с постоянными напряжениями и умеренным углом  $\delta$ . Передача мощности  $P > P_B$  требует значительной мощности ИРМ, соизмеримой с натуральной мощностью ДЭП (см. рис. 5.5, б).

Повышения пропускной способности ДЭП можно добиться, используя **установки продольной ёмкостной компенсации**. В этом случае уменьшается эквивалентная постоянная четырёхполюсника  $B$  и возрастает предел передаваемой мощности  $P_{\text{пред}}$ .

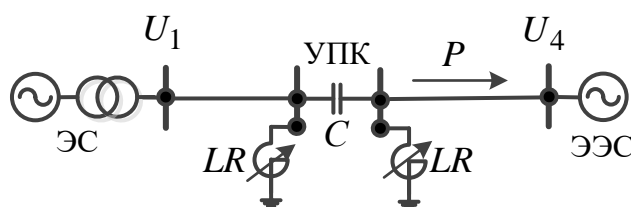
Установки продольной компенсации (УПК) должны быть сконцентрированы в одной (рис. 5.6, а) или нескольких немногих промежуточных узлах ДЭП. Схема замещения ДЭП с УПК приведена на рис. 5.6, б. Постоянные четырёхполюсники с индексом «1» относятся к первому (левому) участку линии, с индексом «2» – ко второму (правому) участку линии. Четырёхполюсник, имеющий индекс «к» соответствует сопротивлению УПК  $X_K$ .



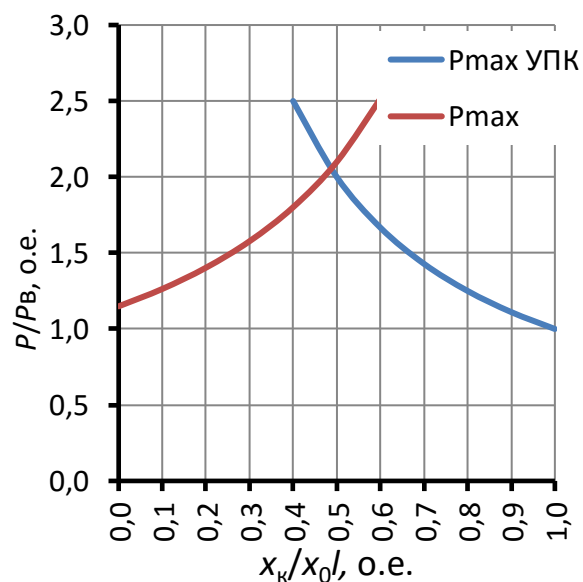
а



б



в



г

Рис. 5.6. Линия с продольной ёмкостной компенсацией:  
а – линия с УПК; б – схема замещения; в – УПК с шунтирующими реакторами;  
г – пропускная способность ДЭП 500 кВ, 1000 км с одной УПК в середине



Из рис. 5.6, г следует, что степень компенсации линии при установке одного УПК в середине линии не может превышать 0,5. Эффективность УПК повышается за счёт применения шунтирующих реакторов (рис. 5.6, в). УПК с шунтирующими реакторами работает как фазоповоротное устройство [15].

Устройства на основе современной силовой электроники, созданные для управления работой электропередачи, способны одновременно воздействовать на три указанных выше параметра ( $U$ ,  $B$ ,  $\delta$ ), что повышает эффективность и обеспечивает гибкое управление режимами энергосистем.

Таким устройством является *параллельно-последовательный регулятор мощности* (ППРМ), состоящий из двух комплектов преобразователей напряжения (ПН) и объединённых на стороне постоянного напряжения (рис. 5.7).

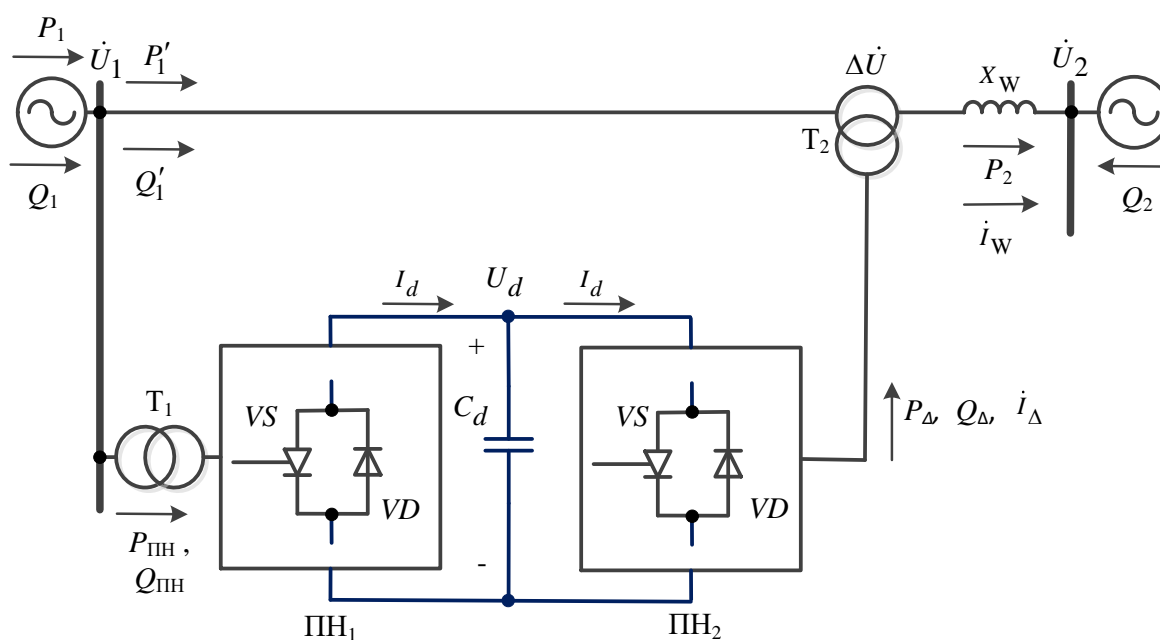


Рис. 5.7. Схема ППРМ

ПН<sub>1</sub> подключается к шинам подстанции параллельно, а выходное переменное напряжение ПН<sub>2</sub> через трансформатор  $T_2$  включается последовательно в линию, образуя дополнительный последовательный вектор напряжения  $\Delta \dot{U}$  (рис. 5.8, а), величина и фаза  $\rho$  которого изменяются с помощью систем управления

ПН<sub>1</sub>, и ПН<sub>2</sub> в широких диапазонах:  $\Delta U = 0 \div \Delta U_{\text{зад}}$ ,  $\rho = 0 \div 360^\circ$  по отношению к синхронизирующему напряжению  $U_1$  (рис. 5.8, б).

Образуемая ПН<sub>1</sub>, и ПН<sub>2</sub> вставка постоянного тока (ВПТ) пониженной (по сравнению с передаваемой по ЛЭП) мощности может управлять режимами работы ЛЭП.

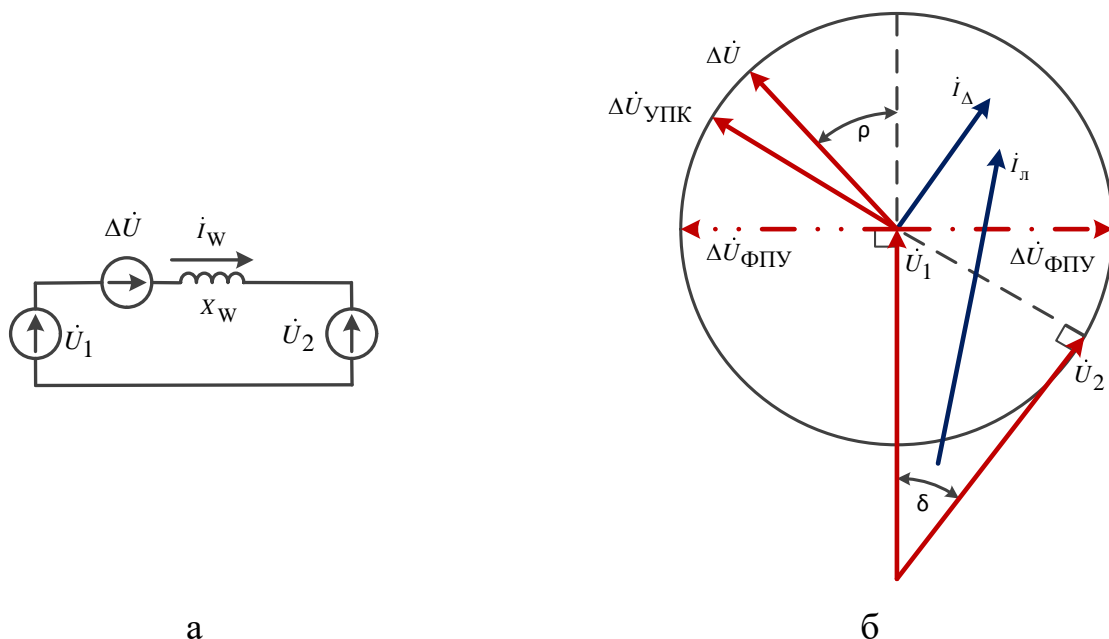


Рис. 5.8. Режимы ППРМ:  
а – схема замещения; б – векторная диаграмма

Из анализа рис. 5.8, б следует, что частными случаями общего режима работы являются:

- режим работы фазоворотного устройства (ФПУ), когда вектор  $\Delta \dot{U}_{\text{ФПУ}}$  перпендикулярен вектору  $\dot{U}_1$  ( $\rho = 90^\circ$ );
- режим работы регулируемой УПК, когда вектор  $\Delta \dot{U}_{\text{УПК}}$  совпадает по фазе с вектором  $\dot{U}_{12}$ , что соответствует углу  $\rho = 90^\circ - \delta/2$ . При этом  $P_{\text{пн}} = 0$  и наличия ПН<sub>1</sub> не требуется.

В табл. 5.1 приведены результаты расчётов максимальных активных передаваемых мощностей ( $P_{\text{макс}}$ ) и диапазона их регулирования ( $\delta P$ ) для режимов работы ФПУ, УПК и ППРМ.

Таблица 5.1 – Характеристики способов регулирования мощности ЛЭП

Тип линии	Пропускная способность (числитель) и диапазон её регулирования (знаменатель) при различных углах передачи $\delta$			
	0°	30°	60°	90°
Неуправляемая	0/0	0,500/0	0,866/0	1,0/0
Управляемая ФПУ с	0,454/0,908	0,839/0,787	0,999/0,454	1,0/0,109
Управляемая УПК с	0/0	0,750/0,250	1,299/0,433	1,5/0,500
Управляемая ППРМ с	0,500/1,000	1,000/1,000	1,366/1,000	1,5/1,000

## ЛЕКЦИЯ №6

### МОДЕЛИ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ПРОСТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

#### 6.1. Общая характеристика математических моделей режимов простых электрических сетей

К простым по конфигурации электрическим сетям относятся *разомкнутые электрические сети* (см. рис. 1.7) с одним центром питания (ЦП) и простые замкнутые сети – *кольцевые* и с *двухсторонним питанием* (см. рис. 1.8). Разомкнутые электрические сети – это распределительные сети напряжением до 110 кВ (иногда 220 кВ). Замкнутые сети – это сети напряжением 110 кВ и выше.

Математические модели электрической сети для таких режимов формируются путём объединения моделей отдельных элементов, рассмотренных в главе 3, в соответствии с общей схемой сети.

Информация о сети может быть разделена на две части: информация о ветвях схемы замещения и её узлах. Совокупность взаимосвязанных ветвей и узлов является *графом сети* [25, 26].

Известно, что для схемы электрической сети, содержащей  $n$  узлов, можно сформировать  $(n-1)$  независимых уравнений баланса токов (или мощностей) [25, 26]. Узел, для которого баланс токов не составляется, называют *балансирующим*

**узлом.** Таким узлом являются шины ЦП. Для расчёта режима в балансирующем узле рабочее напряжение  $\dot{U}_B = const$  должно быть задано.

Параметры ветвей и узлов являются исходными данными для расчёта рабочего режима электрической сети. При решении такой задачи определяются токо- и потокораспределение по ветвям, напряжения узлов  $\dot{U}_i, \dot{U}_k$ , потери мощности в ветвях схемы замещения сети.

Математическая модель режима сети представляет собой систему алгебраических нелинейных уравнений, соответствующих графу сети. Для формирования этих уравнений используются основные законы электрических цепей: Ома, Кирхгофа, Джоуля. Нелинейность в модель режима сети вносят электрические нагрузки узлов сети. Ток нагрузки  $\dot{J}_i$  (или  $\dot{J}_k$ ), необходимый для применения законов электрических цепей, может быть вычислен только при известном напряжении  $\dot{U}_i$  ( $\dot{U}_k$ ) узла подключения нагрузки, которое заранее неизвестно и определяется в процессе расчёта режима:

$$\dot{J}_i = \frac{\hat{S}_i}{\sqrt{3}\hat{U}_i}. \quad (6.1)$$

При таком способе представления нагрузок решение на основе законов Ома, Кирхгофа, Джоуля может быть получено только итеративным путём [24 – 26] при многократном пересчёте  $\dot{J}_i$  по (6.1). В этом состоит основное отличие расчёта режима электрической сети ЭЭС от классического анализа электрических цепей, содержащих ЭДС и источники тока с соответствующими сопротивлениями.

## 6.2. Математические модели режимов разомкнутых электрических сетей

Примеры схем разомкнутых распределительных сетей показаны на рис. 5.2, 5.3. Центрами питания (ЦП) распределительных сетей являются сборные ши-

ны СН и НН подстанций 110...330 кВ, сборные шины 6...110 кВ электростанций. От ЦП отходят несколько распределительных линий (рис. 6.1).

Например, к шинам 35 кВ подстанции 110 кВ могут быть подключены от 2 до 4 линий, к шинам 10 кВ – 4...32 распределительных линий. В практике эксплуатации электрических сетей распределительные линии 10 (6) кВ называют **фидерами**.

Отдельные распределительные линии или фидеры имеют один общий узел – шины ЦП. В этом случае при фиксированном напряжении в ЦП  $U_B = const$  режим одной распределительной линии не влияет на режим другой.

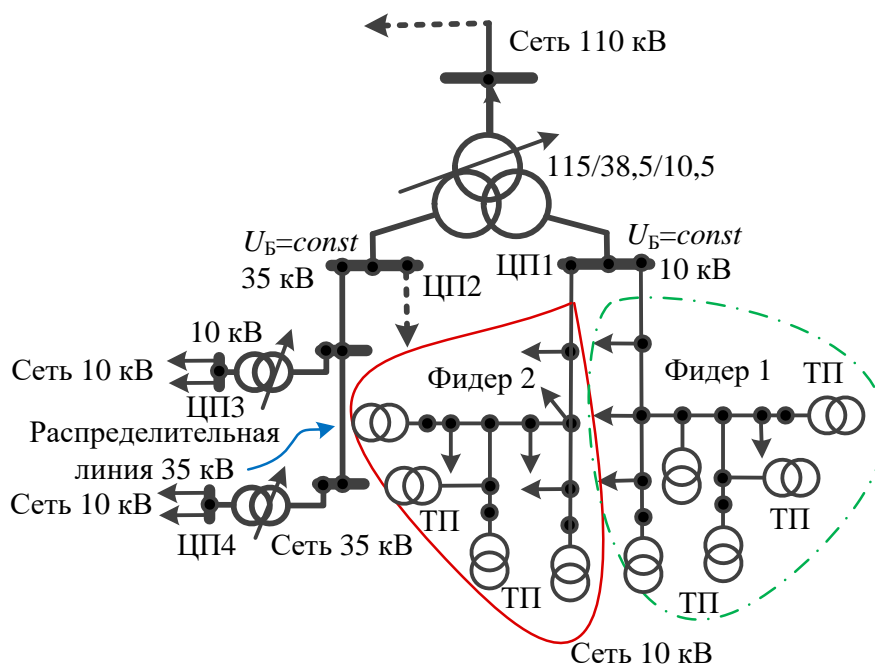


Рис. 6.1. Принципиальная схема распределительных сетей 10 и 35 кВ ЭЭС

**Математическая модель режимов** распределительной линии формируется на основе законов Ома, Джоуля и первого закона Кирхгофа. Исходными данными являются: граф линии и параметры его ветвей и узлов, нагрузки в узлах схемы замещения, напряжение в центре питания.

Мощность  $S_{ik(k)}$  в конце ветви  $i - k$  определяется по балансу мощности в узле  $k$  (рис. 6.2).

$$\underline{S}_{ik(k)} = \underline{S}_k + \sum_m \underline{S}_{km(k)}, \quad (6.2)$$

где  $\sum_m S_{km(k)}$  – сумма мощностей в ветвях, начинающихся в узле  $k$ .

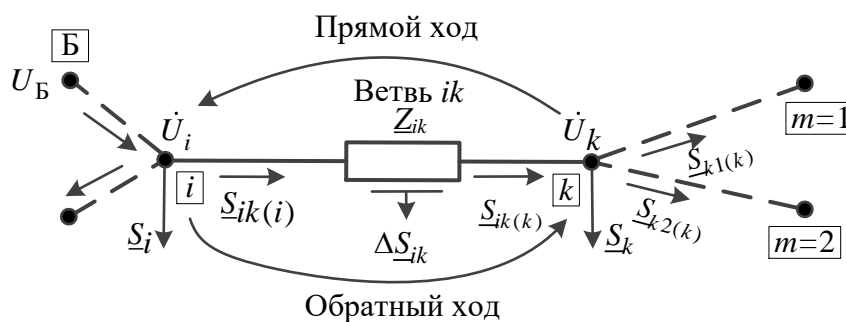


Рис. 6.2. Схема для формирования модели режима

Для схемы рис. 6.2

$$\sum_m \underline{S}_{km(k)} = \underline{S}_{k1(k)} + \underline{S}_{k2(k)}.$$

Если из узла  $k$  не выходит ни одной ветви, то в (5.15) второго слагаемого не будет.

Затем формируют уравнение для определения потерь мощности  $\Delta S_{ik}$  в этой ветви (рис. 6.2).

$$\Delta S_{ik} = \frac{P_{ik(k)}^2 + Q_{ik(k)}^2}{U_k^2} Z_{ik} . \quad (6.3)$$

Далее записывают уравнение для расчёта мощности  $\underline{S}_{ik(i)}$  в начале ветви  $i - k$ .

$$\underline{S}_{ik(i)} = \underline{S}_{ik(k)} + \Delta \underline{S}_{ik}. \quad (6.4)$$

Формулы (6.2) – (6.4) используются для расчёта в следующей ветви, продвигаясь к балансирующему узлу.

Уравнения напряжений при формировании обратного хода аналогичны (4.9), (4.10). Если используются продольная  $U'_{\Delta ik}$  и поперечная  $U''_{\Delta ik}$  составляющие падения напряжения  $\dot{U}_{\Delta ik} = U'_{\Delta ik} + jU''_{\Delta ik}$ , то для любой ветви  $i - k$  модели при известном или уже вычисленном модуле напряжения в начале ветви  $U_i$  получим

$$\begin{cases} U'_{\Delta ik} = \frac{P_{ik(i)}R_{ik} + Q_{ik(i)}X_{ik}}{U_i}; \\ U''_{\Delta ik} = \frac{P_{ik(i)}X_{ik} - Q_{ik(i)}R_{ik}}{U_i}. \end{cases} \quad (6.5)$$

Модуль напряжения в конце ветви равен

$$U_k = \sqrt{(U_i - U'_{\Delta ik})^2 + (U''_{\Delta ik})^2}; \quad (6.6)$$

Для ветви, начинающейся в балансирующем узле Б, напряжение в начале задано и равно  $U_B$ . Вектор напряжения  $\dot{U}_B$  направлен по действительной оси основной системы координат, т.е.  $\delta_B = 0$ . Особенностью применения выражений (6.5), (6.6) является то, что вектор напряжения в начале каждой ветви  $\dot{U}_i$  должен быть направлен по оси действительных чисел. При переходе к следующей ветви необходимо поворачивать систему координат на угол  $\delta_{ik}$ .

Угол сдвига  $\delta_{ik}$  между векторами напряжений в узлах начала  $\dot{U}_i$  и конца  $\dot{U}_k$  ветви  $i - k$  равен

$$\delta_{ik} = \arctg \frac{-U''_{\Delta ik}}{U_i - U'_{\Delta ik}}, \quad (6.7)$$

а фаза напряжения  $\dot{U}_k$  в основной системе координат равна

$$\delta_k = \delta_i + \delta_{ik}. \quad (6.8)$$

## ЛЕКЦИЯ №7

### МОДЕЛИ РЕЖИМОВ ЗАМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Замкнутыми сетями называют сети, в которых электроэнергия к узлам подключения нагрузки подаётся не менее чем с двух сторон. Простая замкнутая сеть – это кольцевая (рис.7.1, а), содержащая один контур, или линия с двусторонним питанием (рис. 7.1, б). Такие схемы используются в сетях напряжением 110 кВ и более.

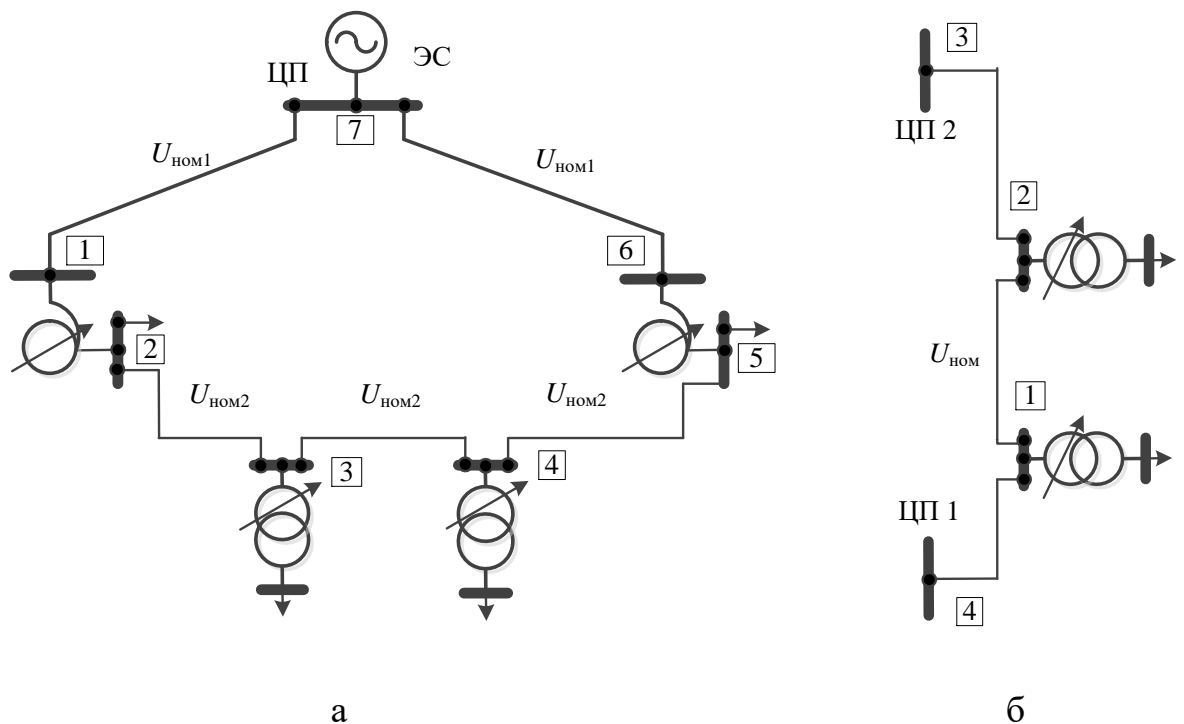


Рис. 7.1. Принципиальные схемы замкнутых электрических сетей:  
а – кольцевая; б – линия с двусторонним питанием



**Центрами питания** в этих сетях являются сборные шины электростанций или подстанций связи с сетью более высокого напряжения, например, с системообразующей сетью.

При расчётах «вручную» модели простых замкнутых сетей составляют из упрощённых моделей отдельных элементов сети. Если в схему замкнутой сети входят участки нескольких напряжений (рис. 7.1, а), то все **сопротивления ветвей приводят к одному напряжению**.

При моделировании режимов замкнутых сетей используют **расчётные мощности  $\underline{S}_i^p$  подстанций** (рис. 7.2), представляющие собой мощности нагрузок, приведённые к стороне ВН подстанций.

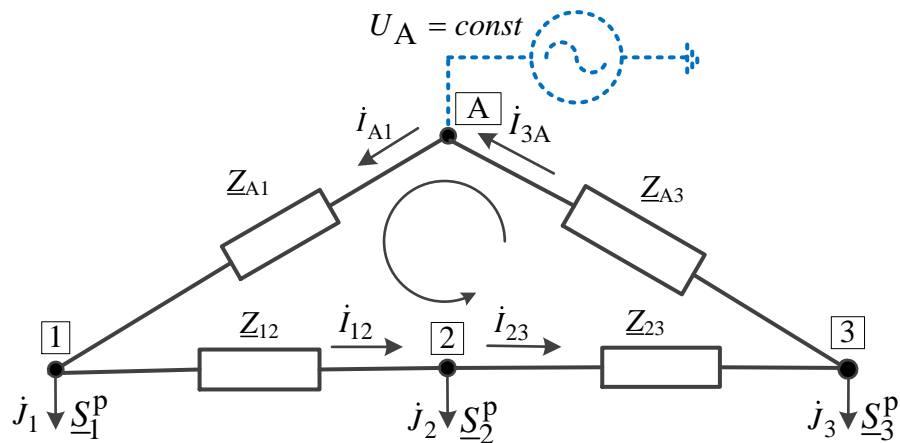


Рис. 7.2. Расчётная схема кольцевой сети

Модель режима основана на использовании уравнения для контура по второму закону Кирхгофа и уравнений по первому закону Кирхгофа для узлов.

$$\dot{i}_{A1}Z_{A1} + \dot{i}_{12}Z_{12} + \dot{i}_{23}Z_{23} + \dot{i}_{A3}Z_{A3} = 0. \quad (7.1)$$

Ток  $\dot{i}_{A1}$  равен

$$\dot{i}_{A1} = \frac{\dot{j}_1 Z_{1-A} + \dot{j}_2 Z_{2-A} + \dot{j}_3 Z_{3-A}}{Z_{A-A}}, \quad (7.2)$$

где  $\underline{Z}_{1-A} = \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{A3}$ ;  $\underline{Z}_{2-A} = \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{A3}$ ;  $\underline{Z}_{3-A} = \underline{Z}_{A3}$ ;  
 $\underline{Z}_{A-A} = \underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{A3}$ .

По (7.2) определяют **ток только головной ветви** A-1, токи остальных ветвей вычисляют по (7.3).

$$\dot{I}_{12} = \dot{I}_{A1} - \dot{J}_1; \dot{I}_{23} = \dot{I}_{A1} - \dot{J}_1 - \dot{J}_2; \dot{I}_{A3} = \dot{I}_{A1} - \dot{J}_1 - \dot{J}_2 - \dot{J}_3. \quad (7.3)$$

Расчётную схему рис. 7.2 можно «разрезать» по узлу источника питания А. Кольцевая схема преобразуется в линию с двусторонним питанием (рис. 7.3), для которой  $\dot{U}_A = \dot{U}_{A'}$ .

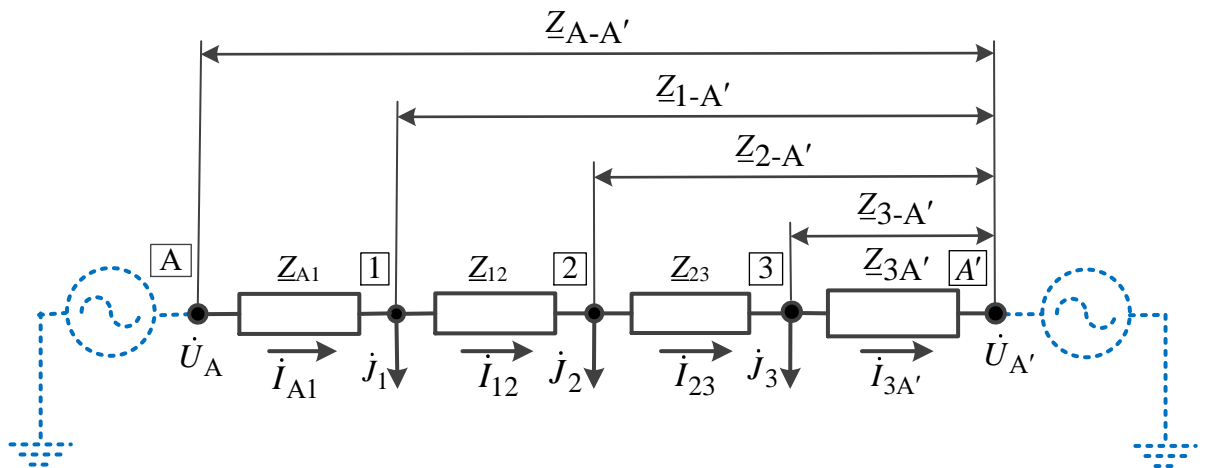


Рис. 7.3. Расчётная схема линии с двусторонним питанием

Соотношения (7.2), (7.3) позволяют определить приближённое токораспределение, так как для вычисления  $\dot{J}_i$  использовалось  $U_{\text{ном}}$ .

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i^p \hat{Z}_{i-A'}}{\hat{Z}_{A-A'}}. \quad (7.4)$$

Мощности остальных участков линии определяются по балансу мощности в каждом узле, двигаясь по расчётной схеме слева направо. Например, для узла 2 получим

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}'_{A1} - \underline{S}_1^p - \underline{S}_2^p.$$

Узел, в котором ток или мощность меняют своё направление называют **точкой токораздела** или **потокораздела** (рис. 7.4, а).

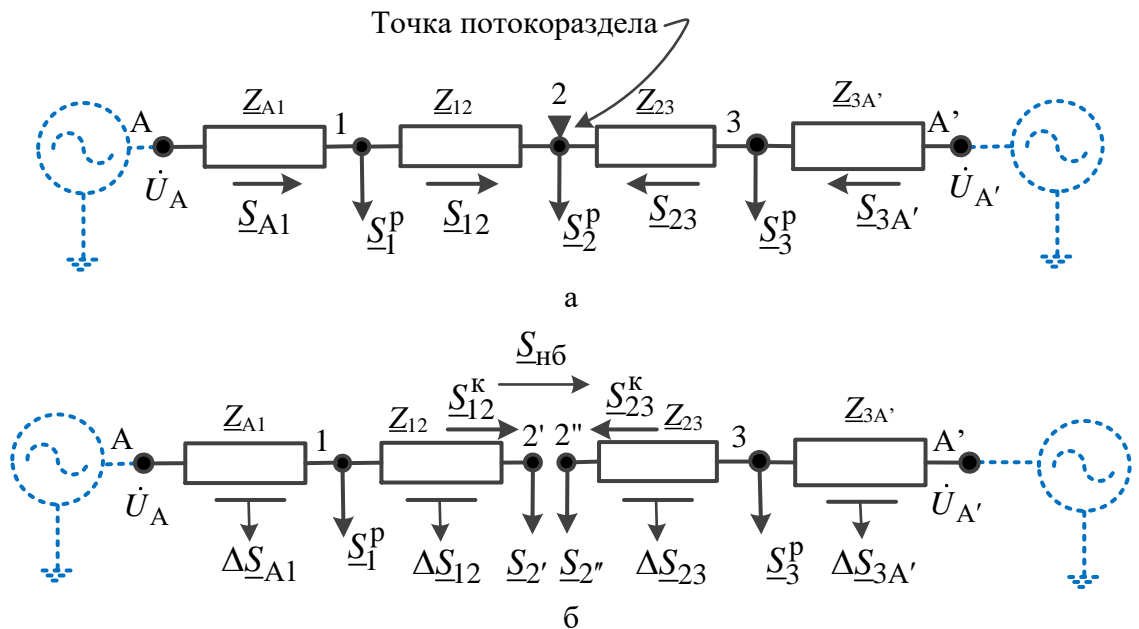


Рис. 7.4. Определение потокораспределения в линии с двусторонним питанием с учётом потерь мощности:  
 а – балансировка нагрузки в точке потокораздела; б – разрезание линии по точке потокораздела

Кольцевую сеть (или линию с двусторонним питанием) мысленно размыкаем по точке потокораздела на две магистральные линии (рис. 7.4, б). Получаем две разомкнутые схемы с известными напряжениями в начале ( $\dot{U}_A, \dot{U}_{A'}$ ) и нагрузками узлов.

Для соблюдения баланса мощности в точке потокораздела (узел 2 на рис. 7.2, б) примем, что

$$\underline{S}_{2'} = \underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{12}; \quad \underline{S}_{2''} = \underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{23}; \quad \underline{S}_2 = \underline{S}_{2'} + \underline{S}_{2''}.$$

Выполняется расчёт каждой разомкнутой схемы в соответствии с алгоритмом, рассмотренном в п. 6.2, влево и вправо от точки потокораздела с учётом потерь мощности.

В приближённых (оценочных) расчётах сеть часто рассматривается как однородная. В *однородной сети*  $X/R = \text{const}$  для всех продольных ветвей схемы замещения. При таком допущении потоки активной и реактивной мощностей определяются независимо и выражение (7.4) принимает более простой вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{A1} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i^p X_{i-A'}}{X_{A-A'}}; \\ Q_{A1} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i^p R_{i-A'}}{R_{A-A'}}. \end{array} \right. \quad (7.5)$$

Потоки активной мощности определяются реактивными сопротивлениями, а потоки реактивной мощности – активными. Для сетей 35...110 кВ (особенно при малых сечениях проводов ВЛ) расчёт по (7.5) может давать значительную погрешность.

При значительной неоднородности сети может оказаться, что на первой итерации расчёта режима сети с двусторонним питанием точки потокораздела активной и реактивной мощностей не совпадают. В таком случае разделять линию двусторонним питанием рекомендуется в той точке схемы, где предполагается меньшее напряжение.

## ЛЕКЦИЯ №8

### МОДЕЛИ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПРОИЗВОЛЬНОЙ КОНФИГУРАЦИИ

Системообразующая сеть ЕЭС (рис. 1.4), основные электрические сети ОЭС и региональные сети напряжением 110 кВ и более представляют собой *сложнозамкнутые электрические сети*. В таких сетях можно выделить участки разомкнутой сети. Для расчёта режимов этих участков можно использовать модели, рассмотренные в главе 5. Однако, нужно иметь в виду, что режимы всех элементов сети взаимосвязаны. Эта взаимосвязь обусловлена тем, что напряжение любого узла сети зависит от нагрузок значительного числа узлов. Для расчётов установившихся режимов (УР) сетей произвольной конфигурации, объединяющих сети различных номинальных напряжений, необходимы универсальные модели, применимые и к разомкнутым, и сложнозамкнутым сетям. Модели УР и методы их решения являются основой для более сложных моделей: оптимизации режимов ЭЭС, расчётов устойчивости ЭЭС.

Рассмотрим схему замещения электрической сети, содержащую  $n+1$  узел с индексами  $i$  ( $i=1, 2, \dots, n+1$ ) и  $v$  ветвей с индексами  $l$  ( $l=1, 2, \dots, v$ ). Узлы, к которым присоединены электростанции или регулируемые ИРМ, называют *генераторными*. Остальные узлы назовём *нагрузочными*. Активные и реактивные сопротивления и проводимости ветвей, а также коэффициенты трансформации трансформаторов называют *параметрами схемы*.

Режим сети при заданной схеме и её параметрах определяется *параметрами режима*:

- активными и реактивными мощностями генерирующих источников;
- активными и реактивными нагрузками потребителей;
- токами указанных выше объектов;
- активными и реактивными мощностями и токами ветвей;

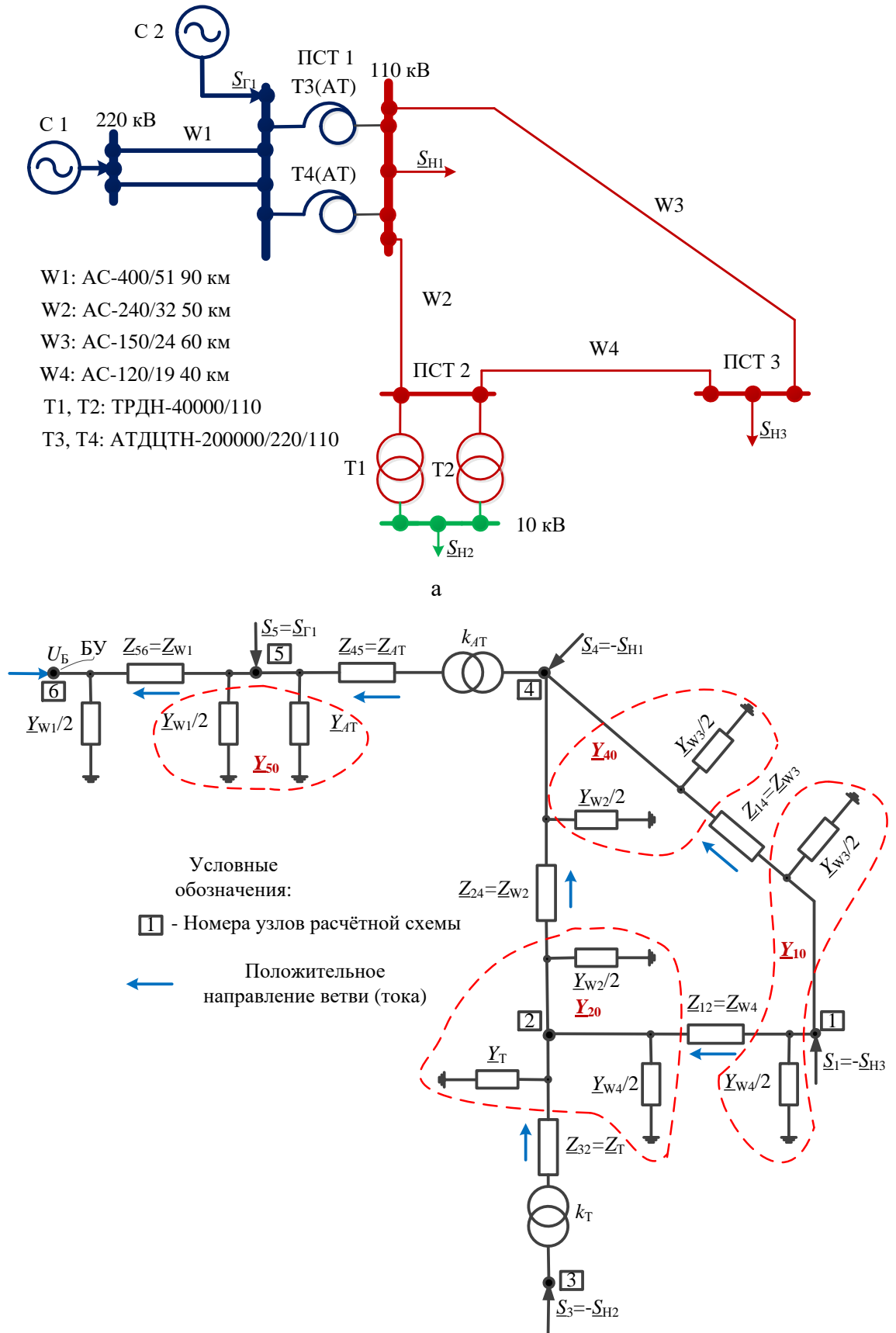
- модулями напряжений всех узлов расчётной схемы, а также их действительными и мнимыми составляющими или фазовыми углами.

При расчёте режима электрической сети, схема замещения которой содержит  $n+1$  узел, заданными величинами являются  $2n+1$  **независимых параметров** режима. Остальные параметры режима являются **зависимыми** и определяются через независимые путём решения **уравнений установившегося режима** (УУР), а также расчётами по простым формулам (например,  $\dot{I} = \hat{S} / (\sqrt{3}\hat{U})$  – определение тока по известной мощности и напряжению). **В каждом узле  $i$ , кроме одного ( $i=1, 2, \dots, n$ ), должно быть задано по два независимых параметра** и лишь в последнем  $(n+1)$ -м – один. Узел  $(n+1)$  является балансирующим. В **балансирующем узле** заданы **модуль напряжения**  $U_{n+1} = U_B$  и **фазовый угол**  $\delta_{n+1}$ , обычно принимаемый равным нулю. В остальных узлах ( $i=1, 2, \dots, n$ ) в простейшем случае заданы активные и реактивные мощности нагрузки или генерации. Мощности  $P_{n+1}$  и  $Q_{n+1}$  балансирующего узла заранее не известны и определяются из расчёта УР. В качестве балансирующего выбирается узел, к которому подключена электростанция, имеющая достаточную мощность для покрытия ожидаемых  $P_{n+1}$  и  $Q_{n+1}$ .

Модель режима сети формируется как система нелинейных алгебраических уравнений, описывающих УР. Наиболее эффективными и удобными для реализации на ЭВМ являются **уравнения узловых напряжений** (УУН). УУН следуют из первого закона Кирхгофа при представлении по закону Ома токов в ветвях через узловые напряжения и проводимости ветвей.

Рассмотрим формирование УУН на примере схемы сети, показанной на рис. 8.1, а. Схема замещения этой сети (рис. 8.1. б) содержит 6 узлов ( $n=5$ ). Узел 6, к которому присоединена электростанция С1, является балансирующим.

В балансирующем узле (рис. 8.1) задано напряжение  $\dot{U}_6 = U_B$ . Узлы 1 – 4 – это нагрузочные узлы с заданными нагрузками  $P_{Hi}$  и  $Q_{Hi}$ .



6

Рис.8.1. Принципиальная схема электрической сети (а) и её схема замещения (б)

Узел 5 – генераторный узел с заданными мощностям  $P_{Gi}$  и  $Q_{Gi}$ . За положительное направление мощности и тока принято направление к узлу. Тогда мощности нагрузок  $\underline{S}_{Hi} = P_{Hi} + jQ_{Hi}$  следует брать со знаком минус, а мощности генерации  $\underline{S}_{Gi} = P_{Gi} + jQ_{Gi}$  – со знаком плюс.

Наиболее сложным является формирование УУН для узлов, к которым примыкают ветви с коэффициентом трансформации. Для узла 4 (рис. 8.1) баланс токов, увеличенных в  $\sqrt{3}$ , имеет следующий вид:

$$-\dot{I}_{45(4)} + \dot{I}_{24} + \dot{I}_{14} - \dot{U}_4 Y_{40} + \dot{J}_4 = 0. \quad (8.1)$$

Ток  $\dot{I}_{45(5)}$ , приведённый к первичной стороне автотрансформатора (узел 5), определяется следующим образом.

$$\dot{I}_{45(5)} = (\dot{U}_{4'} - \dot{U}_5) \frac{1}{Z_{45}},$$

где  $\dot{U}_{4'}$  – напряжение узла 4, приведённое к первичной стороне автотрансформатора.

$$\dot{U}_{4'} = \frac{\dot{U}_4}{k_{AT}}.$$

После приведения  $\dot{I}_{45(5)}$  к вторичной стороне автотрансформатора (узел 4) получим

$$\dot{I}_{45(4)} = \left[ \left( \frac{\dot{U}_4}{k_{AT}} - \dot{U}_5 \right) \frac{1}{Z_{45}} \right] \frac{1}{k_{AT}}. \quad (8.2)$$



Подставляя (8.2) в (8.1) получим УУН для узла 4

$$\left( \frac{1}{\underline{Z}_{45}k_{\text{AT}}^2} + \frac{1}{\underline{Z}_{24}} + \frac{1}{\underline{Z}_{14}} + \underline{Y}_{40} \right) \dot{U}_4 + \left( -\frac{1}{\underline{Z}_{45}k_{\text{AT}}} \right) \dot{U}_5 + \left( -\frac{1}{\underline{Z}_{24}} \right) \dot{U}_2 + \left( -\frac{1}{\underline{Z}_{14}} \right) \dot{U}_1 = \dot{J}_4$$

или

$$\underline{Y}_{44}\dot{U}_4 + \underline{Y}_{45}\dot{U}_5 + \underline{Y}_{42}\dot{U}_2 + \underline{Y}_{41}\dot{U}_1 = \dot{J}_4.$$

Для узла 5 (сторона ВН автотрансформатора) УУН составляется следующим образом.

$$\dot{I}_{45(5)} - \dot{I}_{56} - \dot{U}_5 \underline{Y}_{50} + \dot{J}_5 = 0;$$

$$\left( \frac{\dot{U}_4}{k_{\text{AT}}} - \dot{U}_5 \right) \frac{1}{\underline{Z}_{45}} - (\dot{U}_5 - U_6) \frac{1}{\underline{Z}_{56}} - \dot{U}_5 \underline{Y}_{50} + \dot{J}_5 = 0;$$

$$\left( \frac{1}{\underline{Z}_{45}} + \frac{1}{\underline{Z}_{56}} + \underline{Y}_{50} \right) \dot{U}_5 + \left( -\frac{1}{\underline{Z}_{45}k_{\text{AT}}} \right) \dot{U}_4 = \dot{J}_5 - \frac{1}{\underline{Z}_{56}} U_6;$$

$$\underline{Y}_{55}\dot{U}_5 + \underline{Y}_{54}\dot{U}_4 = \dot{J}_5 - \underline{Y}_{56}U_6.$$

где  $\dot{U}_6 = U_6$ .

В общем виде УУН записываются следующим образом:

$$\underline{Y}_{ii}\dot{U}_i + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \underline{Y}_{ik}\dot{U}_k = \dot{J}_i - \underline{Y}_{iB}U_B, \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (8.3)$$

где  $\dot{U}_i$  – вектор напряжения в  $i$ -м узле сети по отношению к нулевому проводу (земле), кВ;

$\dot{U}_k$  – вектор напряжения в  $k$ -м узле сети по отношению к земле, кВ;

$U_B$  – вектор напряжения в БУ по отношению к земле, кВ;

$\dot{J}_i$  – вектор узлового (задающего) тока  $i$ -го узла, определяемый в зависимости от принятой модели нагрузки, кА;

$n$  – число независимых узлов в схеме;

$\underline{Y}_{ii}$  – собственная проводимость узла  $i$ , См;

$\underline{Y}_{ik}$  – взаимная проводимость узлов  $i$  и  $k$ , См;

$\underline{Y}_{iB}$  – взаимная проводимость узла  $i$  и балансирующего, См.

Система УУН вида (8.3) является *математической моделью* режима сети.

Совокупность *собственных и взаимных проводимостей узлов* в (8.3) образует *матрицу узловых проводимостей* размера  $n \times n$ . Число независимых узлов  $n$  меньше общего числа узлов на единицу. Для схемы рис. 8.1 при  $n = 5$  матрица узловых проводимостей  $\underline{Y}$  и вектор-столбец  $\underline{Y}_B$  имеют следующий вид

$$\underline{Y} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & 0 & \underline{Y}_{14} & 0 \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \underline{Y}_{23} & \underline{Y}_{24} & 0 \\ 0 & \underline{Y}_{32} & \underline{Y}_{33} & 0 & 0 \\ \underline{Y}_{41} & \underline{Y}_{42} & 0 & \underline{Y}_{44} & \underline{Y}_{45} \\ 0 & 0 & 0 & \underline{Y}_{54} & \underline{Y}_{55} \end{bmatrix}, \quad \underline{Y}_B = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ \underline{Y}_{5B} \end{bmatrix}.$$

Диагональные элементы матрицы  $\underline{Y}$  (*собственные проводимости* узлов  $\underline{Y}_{ii} = G_{ii} - jB_{ii}$ ) равны сумме проводимостей ветвей, связанных с узлом  $i$ , включая проводимости на землю. Если ветвь  $i - k$  содержит коэффициент трансформации, а узел  $i$  соответствует стороне более низкого напряжения, то проводимость этой ветви войдёт в  $\underline{Y}_{ii}$  с множителем  $1/k_{AT}^2$ .

**Взаимные проводимости**  $\underline{Y}_{ik} = -G_{ik} + jB_{ik}$  и  $\underline{Y}_{iБ} = -G_{iБ} + jB_{iБ}$  равны проводимости ветви  $i - k$  или  $i - Б$ , взятой со знаком минус. Если ветвь содержит коэффициент трансформации, то проводимость ветви умножается на  $1/k_T$ .

$$\underline{Y}_{ik} = -\frac{1}{\underline{Z}_{ik}k_T}.$$

В модели установившегося режима электрической сети (8.3) нагрузки и генерация отображаются узловым током  $\dot{J}_i$  ( $i = 1, 2, \dots, n$ ). Способ вычисления узловых токов для нагрузок определяется моделью нагрузки. Существуют несколько моделей нагрузки, рассмотренных в п. 3.5.3.

Если нагрузки и генерация представлены мощностями  $P_i = const, Q_i = const$ , то система УУН (8.3) нелинейная. Соответствующие узловые токи нагрузочных узлов равны

$$\dot{J}_i = -\frac{\hat{S}_i}{\hat{U}_i} = -\frac{P_{Hi} - jQ_{Hi}}{\hat{U}_i}, \quad (8.4, а)$$

а узловые токи генераторных узлов

$$\dot{J}_i = \frac{\hat{S}_i}{\hat{U}_i} = \frac{P_{Gi} - jQ_{Gi}}{\hat{U}_i}. \quad (8.4, б)$$

При подстановке (8.4, а) и (8.4, б) в (8.3) получим **модель установившегося режима (УУН) в форме баланса токов:**

$$\underline{Y}_{ii}\dot{U}_i + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \underline{Y}_{ik}\dot{U}_k = \frac{\hat{S}_i}{\hat{U}_i} - \underline{Y}_{iБ}U_{Б}, \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (8.5)$$

которая преобразуется в *модель установившегося режима (УУН) в форме баланса мощностей*:

$$\hat{U}_i \underline{Y}_{ii} \dot{U}_i + \hat{U}_i \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \underline{Y}_{ik} \dot{U}_k = \hat{S}_i - \hat{U}_i \underline{Y}_{iB} U_B, \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (8.6)$$

Система УУН (8.6) может быть записана в следующем виде:

$$\hat{Y}_{ii} U_i^2 + \hat{U}_i \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+1} \hat{Y}_{ik} \hat{U}_k - \underline{S}_i = 0, \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (8.7)$$

где  $\hat{Y}_{i,n+1} = \hat{Y}_{iB}$ ;  $\hat{U}_{n+1} = U_B = const$ ;  $\underline{S}_i = P_i + jQ_i = const$ ;  $U_i^2 = \dot{U}_i \hat{U}_i$ .

Выражение  $\hat{Y}_{ii} U_i^2 + \hat{U}_i \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+1} \hat{Y}_{ik} \hat{U}_k$  представляет собой мощность  $\underline{S}_{yi}$ , поступающую в узел  $i$  из сети и зависящую от напряжения  $\dot{U}_i$  данного узла и напряжений  $\dot{U}_k$  смежных с ним узлов.

$$\underline{S}_{yi} = \hat{Y}_{ii} U_i^2 + \hat{U}_i \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+1} \hat{Y}_{ik} \hat{U}_k. \quad (8.8)$$

Тогда уравнения (8.7) приобретают ярко выраженный вид балансов мощности:

$$\underline{S}_{yi}(\dot{\mathbf{U}}) - \underline{S}_i = 0, \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (8.9)$$

где  $\dot{\mathbf{U}}$  – матрица-столбец напряжений узлов.

В каждом уравнении системы (8.7) можно выделить действительную и мнимую части, т.е. записать балансы мощности отдельно для активной и реактивной мощностей. При этом учтём, что  $\dot{U}_i = U_i e^{j\delta_i}$ , а  $\hat{U}_k = U_k e^{-j\delta_k}$ . Искомыми переменными в системе (8.10) являются модули напряжений узлов  $U_i$  и их фазы  $\delta_i$ .

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Re} \left( \hat{Y}_{ii} U_i^2 + U_i e^{j\delta_i} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+1} \hat{Y}_{ik} U_k e^{-j\delta_k} \right) - P_i = 0; \\ \text{Im} \left( \hat{Y}_{ii} U_i^2 + U_i e^{j\delta_i} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+1} \hat{Y}_{ik} U_k e^{-j\delta_k} \right) - Q_i = 0. \end{array} \right. \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (8.10)$$

## ЛЕКЦИЯ №9

### МЕТОДЫ РЕШЕНИЯ МОДЕЛЕЙ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Модели установившегося режима вида (8.5) или (8.7) могут быть решены только **итерационными методами**, которые можно подразделить на следующие основные группы:

- а) поузловые методы, использующие последовательное итеративное решение уравнений, относящихся к одному узлу, друг за другом;
- б) методы, предусматривающие на каждой итерации одновременное решение линеаризованных УУН сразу для всех узлов.

К поузловым методам относится метод Зейделя, к методам второй группы – метод Ньютона.

### 9.1. Метод Зейделя

Для получения *итерационной формулы метода Зейделя* (Гаусса-Зейделя) [29] необходимо напрямую выразить каждое напряжение  $\dot{U}_i$  в (8.5), стоящее при собственной проводимости  $\underline{Y}_{ii}$ , через другие напряжения. Итерационная формула метода Зейделя для  $i$ -го узла на  $l$ -й итерации имеет вид:

$$\dot{U}_i^{(l)} = \frac{1}{\underline{Y}_{ii}} \left( \frac{\hat{S}_i}{\hat{U}_i^{(l-1)}} - \sum_{k=1}^{i-1} \underline{Y}_{ik} \dot{U}_k^{(l)} - \sum_{k=i+1}^n \underline{Y}_{ik} \dot{U}_k^{(l-1)} - \underline{Y}_{iB} U_B \right),$$

$$i = 1, 2, \dots, n; \quad l = 1, 2, \dots$$

В методе Зейделя для вычисления каждой последующей переменной  $\dot{U}_i^{(l)}$  используются самые новые значения предыдущих переменных  $\dot{U}_k^{(l)}$  ( $k = 1, 2, \dots, i-1$ ), полученных на данной  $l$ -й итерации, а остальные переменные ( $k > i$ ) – на предыдущей  $(l-1)$ -й итерации. На каждой итерации  $l$  вычисляют напряжения  $\dot{U}_i^{(l)}$  во всех узлах ( $i = 1, 2, \dots, n$ ).

Для начала итерационного процесса должно быть задано исходное (нулевое) приближение искомых напряжений  $\dot{U}_i^{(0)}$ ,  $i = 1, 2, \dots, n$  (например, номинальные напряжения в узлах). Критерием окончания расчёта напряжений является условие

$$\max_{i=1, \dots, n} \left| \dot{U}_i^{(l)} - \dot{U}_i^{(l-1)} \right| \leq \varepsilon_u,$$

где  $\varepsilon_u$  – требуемая точность расчёта, кВ

Основным недостатком метода Зейделя является медленная сходимость итерационной процедуры при больших активных нагрузках (рис. 9.1) и даже расходимость процесса.

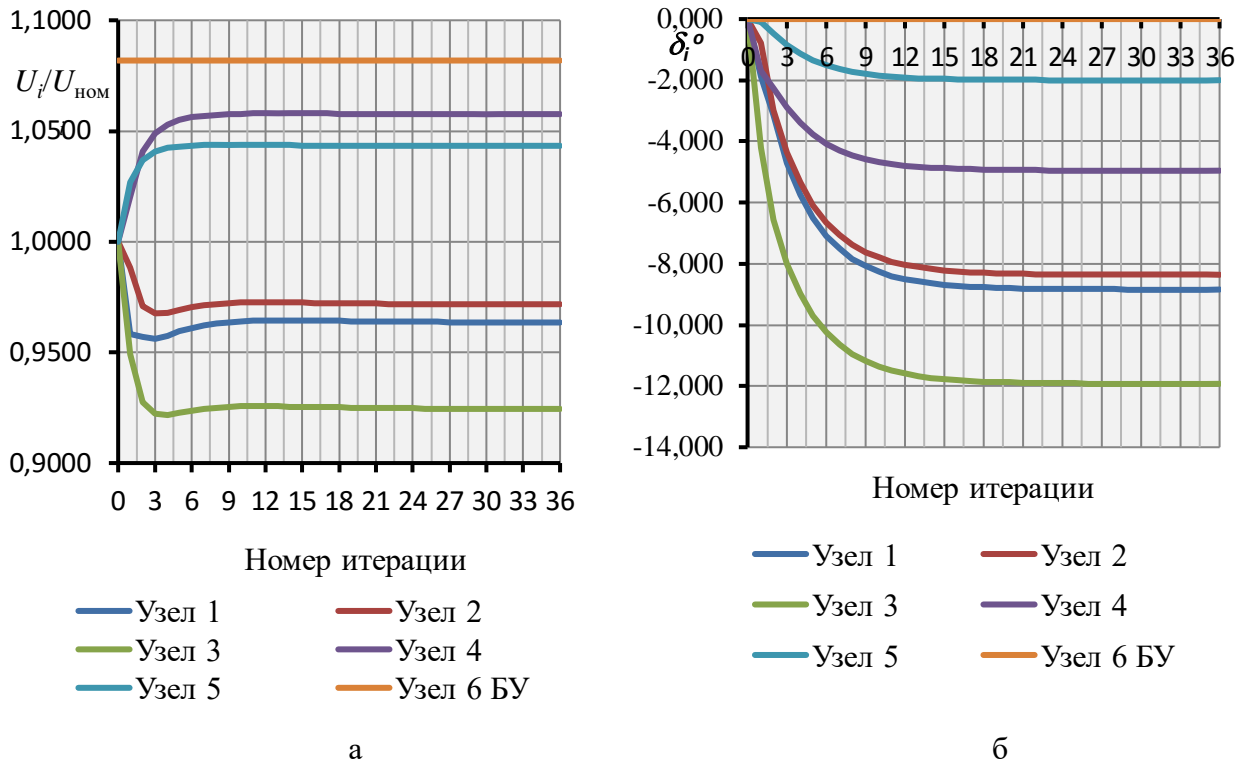


Рис. 9.1. Итерационный процесс расчёта модулей (а) и фаз (б) напряжений методом Зейделя

## 9.2. Метод Ньютона-Рафсона

Значительный рост возможностей ЭВМ по быстродействию и оперативной памяти позволил перейти от поузловых методов решения УУН к более сложным и эффективным итеративным методам решения УУН сразу для всех узлов.

Рассмотрим УУН в форме *баланса мощности* (8.7). Такой вид УУН предпочтительней, так как нагрузки и генерации в узлах расчётной схемы задаются, как правило, в виде мощностей. Если в (8.7) подставить произвольные значения напряжений  $\dot{U}_i^{(0)}$ , то возникнут небалансы мощности в узлах схемы

$$\underline{S}_{\text{нб}i} = \hat{Y}_{ii} \left( U_i^{(0)} \right)^2 + \dot{U}_i^{(0)} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+1} \hat{Y}_{ik} \hat{U}_k^{(0)} - \underline{S}_i \neq 0, \quad i = 1, 2, \dots, n.$$

Необходимо целенаправленно шаг за шагом изменять напряжения узлов  $\dot{U}_i^{(0)} \rightarrow \dot{U}_i^{(1)} \rightarrow \dot{U}_i^{(2)} \rightarrow \dots$ , чтобы последовательно снижать небалансы мощности  $\underline{S}_{\text{нб}i} \rightarrow 0$  ( $i=1, 2, \dots, n$ ). Рассмотрим итерационную процедуру решения УУН при записи векторов напряжений в полярной системе координат  $\dot{U}_i = U_i e^{j\delta_i}$ ,  $\hat{U}_k = U_k e^{-j\delta_k}$ .

Представим небалансы мощности в виде функций напряжений узлов

$$\underline{S}_{\text{нб}i}(\dot{\mathbf{U}}) = P_{\text{нб}i}(\dot{\mathbf{U}}) + jQ_{\text{нб}i}(\dot{\mathbf{U}}) = \underline{S}_{yi}(\dot{\mathbf{U}}) - \underline{S}_i, \quad i = 1, 2, \dots, n.$$

где  $\underline{S}_{yi}(\dot{\mathbf{U}})$  – узловая мощность, определяемая по (8.8).

Следовательно, небалансы мощности  $\underline{S}_{\text{нб}i}(\dot{\mathbf{U}})$  являются функциями модулей и фаз напряжений узлов.

Небалансы мощности  $\underline{S}_{\text{нб}i}(\dot{\mathbf{U}})$  можно записать отдельно для активной и реактивной мощностей и приравнять их к нулю. В этом случае получим систему уравнений (9.1).

$$\begin{cases} P_{\text{нб}i}(\dot{\mathbf{U}}) = \text{Re} \left( \hat{Y}_{ii} U_i^2 + U_i e^{j\delta_i} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+1} \hat{Y}_{ik} U_k e^{-j\delta_k} \right) - P_i = 0; \\ Q_{\text{нб}i}(\dot{\mathbf{U}}) = \text{Im} \left( \hat{Y}_{ii} U_i^2 + U_i e^{j\delta_i} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+1} \hat{Y}_{ik} U_k e^{-j\delta_k} \right) - Q_i = 0; \end{cases} \quad (9.1)$$

$$i = 1, 2, \dots, n.$$



Для вычисления поправок напряжений одновременно всех узлов, приводящих к уменьшению небалансов мощности  $P_{\text{нб}i}(\dot{\mathbf{U}})$ ,  $Q_{\text{нб}i}(\dot{\mathbf{U}})$  используется *метод Ньютона (Ньютона-Рафсона)* [30]. В этом методе сложную задачу поиска корней системы нелинейных уравнений (9.1) заменяют последовательностью вспомогательных более простых систем линейных алгебраических уравнений (СЛАУ). Каждая вспомогательная СЛАУ приближённо описывает режим сети. Известны эффективные методы решения СЛАУ [29, 30].

Формирование и решение шаг за шагом вспомогательных СЛАУ позволяет в конце концов получить такие модули и фазы напряжений узлов, при которых  $P_{\text{нб}i}(\dot{\mathbf{U}})$ ,  $Q_{\text{нб}i}(\dot{\mathbf{U}})$  равны нулю или очень близки к нулю. Конечно, существуют такие условия, при которых нельзя получить малые значения небалансов мощности. Такие ситуации возникают, например, при очень больших нагрузках сети.

Рассмотрим сеть, схема замещения которой содержит  $n$  независимых узлов. Поправки модулей напряжений  $\Delta U_i^{(l)}$  (кВ) и  $\Delta \delta_i^{(l)}$  (радиан) ( $i = 1, 2, \dots, n$ ) на  $l$ -й итерации определяются после линеаризации нелинейных функций (9.1) многих переменных  $P_{\text{нб}i}(\dot{\mathbf{U}})$ ,  $Q_{\text{нб}i}(\dot{\mathbf{U}})$  при их разложении в ряд Тейлора в точке  $(\delta_1^{(l)}, \dots, \delta_n^{(l)}, U_1^{(l)}, \dots, U_n^{(l)})$ . Для каждого узла  $i$  записываются по два вспомогательных линейных уравнения. Для сети в целом, обозначив

$$\begin{aligned}\Delta \delta_k &= \delta_k - \delta_k^{(l)}, & \Delta U_k &= U_k - U_k^{(l)}, \\ P_{\text{нб}i}^{(l)} &= P_{\text{нб}i}(\delta_1^{(l)}, \dots, \delta_n^{(l)}, U_1^{(l)}, \dots, U_n^{(l)}), \\ Q_{\text{нб}i}^{(l)} &= Q_{\text{нб}i}(\delta_1^{(l)}, \dots, \delta_n^{(l)}, U_1^{(l)}, \dots, U_n^{(l)}),\end{aligned}$$

систему линейных уравнений размера  $2n \times 2n$  запишем в следующем виде:

$$\left\{ \begin{aligned} \frac{\partial P_{\text{нб}i}}{\partial \delta_i} \Delta \delta_i^{(l)} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \frac{\partial P_{\text{нб}i}}{\partial \delta_k} \Delta \delta_k^{(l)} + \frac{\partial P_{\text{нб}i}}{\partial U_i} \Delta U_i^{(l)} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \frac{\partial P_{\text{нб}i}}{\partial U_k} \Delta U_k^{(l)} &= -P_{\text{нб}i}^{(l)}; \\ \frac{\partial Q_{\text{нб}i}}{\partial \delta_i} \Delta \delta_i^{(l)} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \frac{\partial Q_{\text{нб}i}}{\partial \delta_k} \Delta \delta_k^{(l)} + \frac{\partial Q_{\text{нб}i}}{\partial U_i} \Delta U_i^{(l)} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \frac{\partial Q_{\text{нб}i}}{\partial U_k} \Delta U_k^{(l)} &= -Q_{\text{нб}i}^{(l)}; \end{aligned} \right. \quad (9.2)$$

$i = 1, 2, \dots, n.$

Частные производные в (9.2), вычисленные в точке  $(\delta_1^{(l)}, \dots, \delta_n^{(l)}, U_1^{(l)}, \dots, U_n^{(l)})$ , образуют матрицу  $\mathbf{W}^{(l)}$  размером  $2n \times 2n$ , называемую *матрицей Якоби*.

Решая вспомогательную СЛАУ (9.2), определяют поправки  $\Delta \delta_i^{(l)}$ ,  $\Delta U_i^{(l)}$   $i = 1, 2, \dots, n$ . Решение (9.2) возможно, если определитель матрицы Якоби не равен нулю  $|\mathbf{W}^{(l)}| \neq 0$ .

$$\mathbf{W}^{(l)} = \left\| \begin{array}{cc|cc} \frac{\partial P_{\text{нб}1}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_{\text{нб}1}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_{\text{нб}1}}{\partial U_1} & \dots & \frac{\partial P_{\text{нб}1}}{\partial U_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_{\text{нб}n}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_{\text{нб}n}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_{\text{нб}n}}{\partial U_1} & \dots & \frac{\partial P_{\text{нб}n}}{\partial U_n} \\ \hline \frac{\partial Q_{\text{нб}1}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{\text{нб}1}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_{\text{нб}1}}{\partial U_1} & \dots & \frac{\partial Q_{\text{нб}1}}{\partial U_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial Q_{\text{нб}n}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{\text{нб}n}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_{\text{нб}n}}{\partial U_1} & \dots & \frac{\partial Q_{\text{нб}n}}{\partial U_n} \end{array} \right\| = \left\| \begin{array}{cc} \frac{\partial \mathbf{P}_{\text{нб}}}{\partial \boldsymbol{\delta}} & \frac{\partial \mathbf{P}_{\text{нб}}}{\partial \mathbf{U}} \\ \frac{\partial \mathbf{Q}_{\text{нб}}}{\partial \boldsymbol{\delta}} & \frac{\partial \mathbf{Q}_{\text{нб}}}{\partial \mathbf{U}} \end{array} \right\|$$

$\begin{array}{cc} \xleftarrow{n} & \xleftarrow{n} \\ \xrightarrow{n} & \xrightarrow{n} \end{array}$

Улучшенные значения искомых переменных равны

$$U_i^{(l+1)} = U_i^{(l)} + \Delta U_i^{(l)}; \quad \delta_i^{(l+1)} = \delta_i^{(l)} + \Delta \delta_i^{(l)}. \quad (9.3)$$

В начале расчёта ( $l=0$ ) модули напряжения  $U_i^{(0)}$  принимаются, как правило, равными номинальным, а фазы напряжений  $\delta_i^{(0)} = 0$ . Итерации по (9.2) и (9.3) следует продолжить до тех пор, пока не будут выполнены условия

$$|\Delta U_i^{(l)}| < \varepsilon_u, \quad |\Delta \delta_i^{(l)}| < \varepsilon_\delta, \quad i = 1, 2, \dots, n$$

или небалансы мощности в узлах  $P_{\text{нб}i}^{(l)}, Q_{\text{нб}i}^{(l)}$  не достигнут заданной допустимой величины.

Для простой схемы рис. 9.2 процесс решения показан на рис. 9.3.

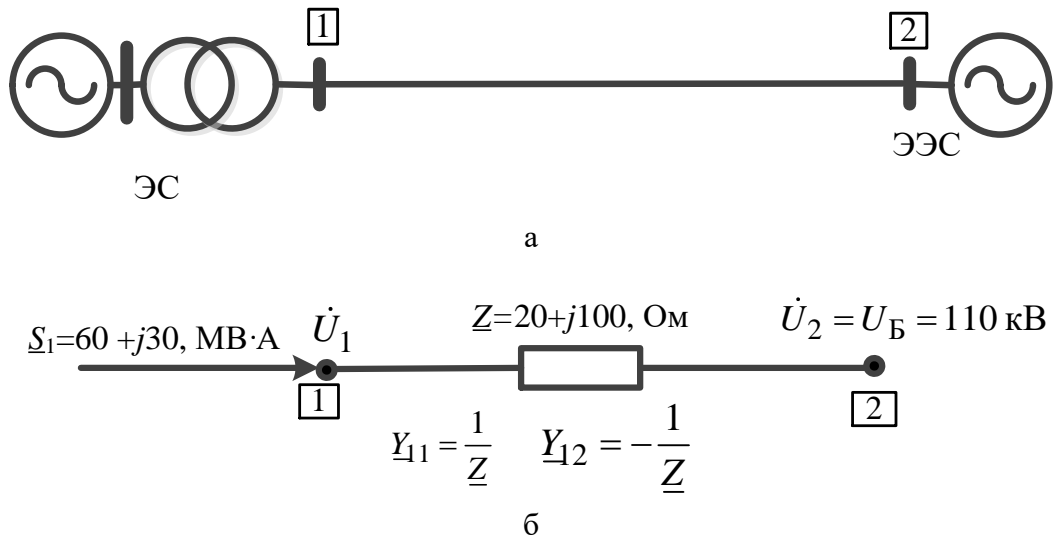


Рис. 9.2. Двухузловая схема сети переменного тока (а) и её схема замещения (б)

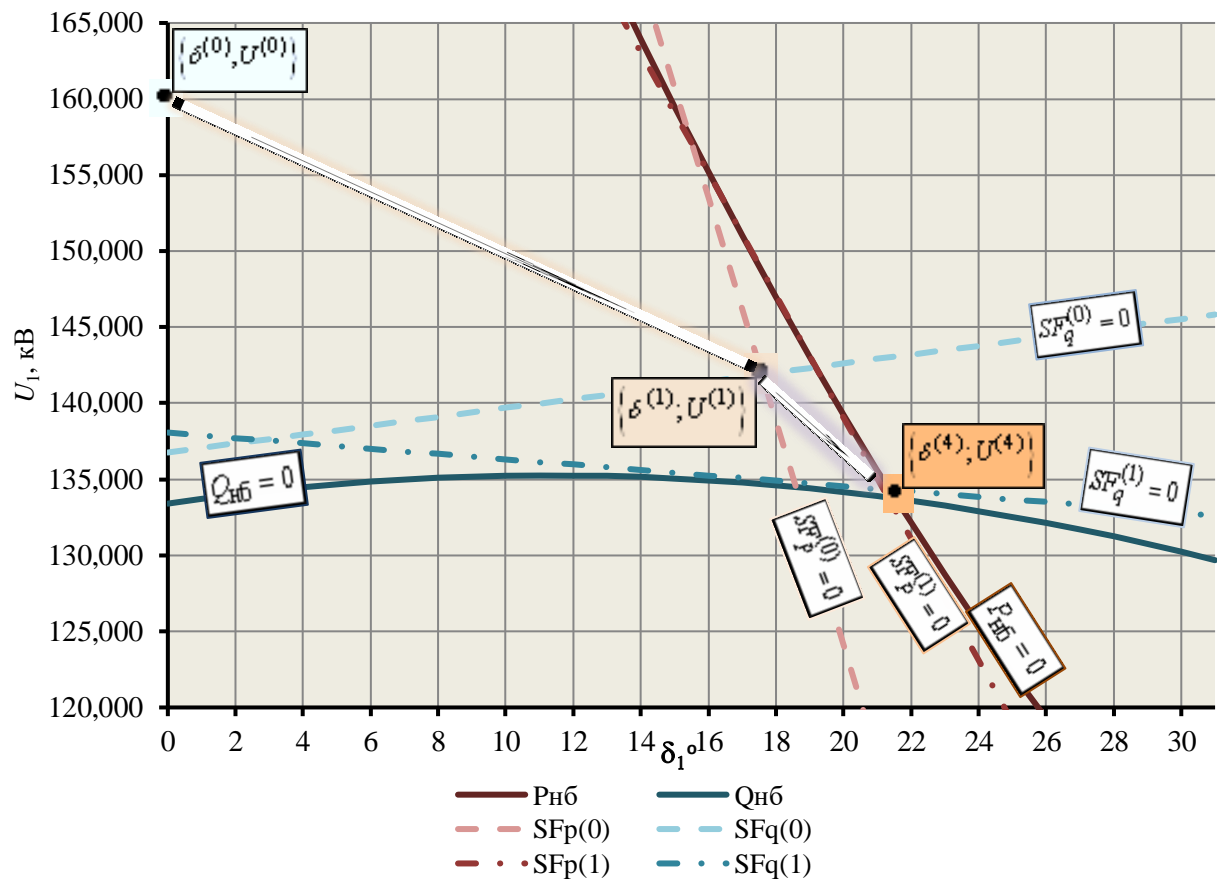


Рис. 9.3. Расчёт режима двухузловой схемы методом Ньютона

## ЛЕКЦИЯ №10

### ОСОБЕННОСТИ РАСЧЁТОВ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

#### 10.1. Потокораспределение в электрической сети

Решение модели УР электрической сети методом Зейделя или Ньютона позволяет определить напряжения всех узлов  $\dot{U}_i$  расчётной схемы сети. Мощности и токи продольных и поперечных ветвей (рис. 10.1) расчётной схемы определяют следующим образом.

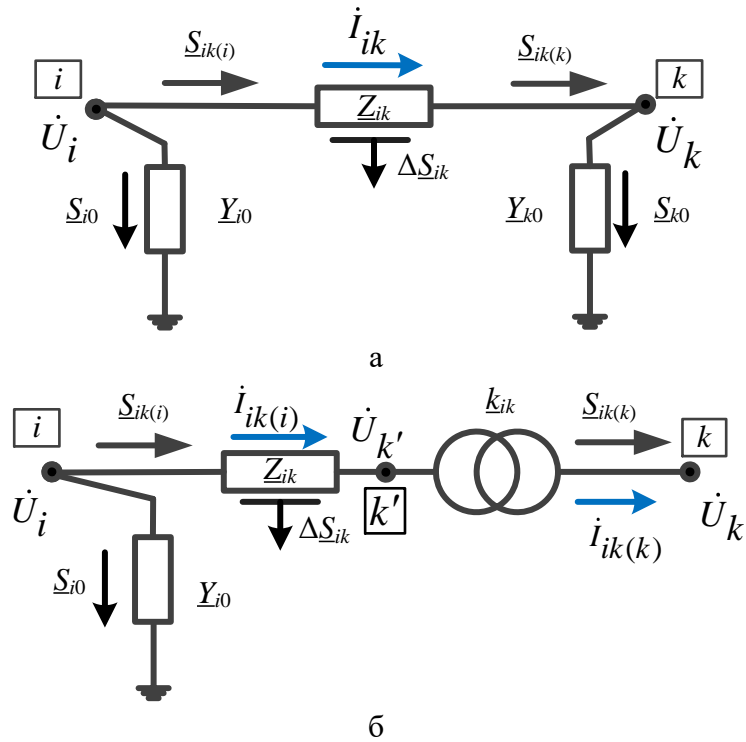


Рис. 10.1. Схемы замещения и параметры режима ветвей:  
а – линия; б – двухобмоточный трансформатор

Для ветви  $i - k$ , не содержащей коэффициента трансформации (рис. 10.1, а), токи и мощности равны

$$\begin{aligned}
 \dot{I}_{ik} &= \frac{\dot{U}_i - \dot{U}_k}{\sqrt{3}Z_{ik}} = I_{ik} e^{j\Psi_I}; \\
 \underline{S}_{ik(i)} &= \dot{U}_i \frac{\hat{U}_i - \hat{U}_k}{\hat{Z}_{ik}}; \quad \underline{S}_{ik(k)} = \dot{U}_k \frac{\hat{U}_i - \hat{U}_k}{\hat{Z}_{ik}}; \\
 \underline{S}_{i0} &= U_i^2 \hat{Y}_{i0} = \Delta P_{i0} - jQ_{i0}; \\
 \underline{S}_{k0} &= U_k^2 \hat{Y}_{k0} = \Delta P_{k0} - jQ_{k0},
 \end{aligned} \tag{10.1}$$

где  $\Delta P_{i0} + \Delta P_{k0} = \Delta P_{\text{кор}}$  – потери мощности при коронировании проводов ВЛ;

$Q_{i0} + Q_{k0} = Q_3$  – зарядная мощность линии.

Нагрузочные потери мощности в ветви  $i - k$  равны

$$\Delta \underline{S}_{ik} = \underline{S}_{ik(i)} - \underline{S}_{ik(k)} = \frac{(\dot{U}_i - \dot{U}_k)(\hat{U}_i - \hat{U}_k)}{\hat{Z}_{ik}} = 3I_{ik}^2 \underline{Z}_{ik}.$$

В более сложном случае ветвь  $i - k$  содержит кроме продольного сопротивления  $\underline{Z}_{ik}$  ещё и коэффициент трансформации  $\underline{k}_{ik}$  (рис. 10.1, б). Узел  $i$  в этой схеме соответствует стороне высшего напряжения (ВН) трансформатора, а узел  $k$  – стороне низшего (НН) или среднего напряжений. В модели трансформатора сопротивление  $\underline{Z}_{ik}$  приведено к стороне ВН. В схеме ветви с коэффициентом трансформации ток со стороны узла  $i$  не равен току со стороны узла  $k$ .

$$\dot{I}_{ik(k)} = \dot{I}_{ik(i)} / k_{ik}.$$

Для ветви  $i - k$ , содержащей коэффициент трансформации (рис. 10.1, б), токи и мощности равны

$$\begin{aligned} \dot{I}_{ik(i)} &= \frac{\dot{U}_i \underline{k}_{ik} - \dot{U}_k}{\sqrt{3} \underline{Z}_{ik} k_{ik}} = I_{ik(i)} e^{j\Psi_{I_i}}; \\ \dot{I}_{ik(k)} &= \frac{I_{ik(i)}}{k_{ik}} e^{j\Psi_{I_i}}; \\ \underline{S}_{ik(i)} &= \sqrt{3} \dot{U}_i \hat{I}_{ik(i)}, \quad \underline{S}_{ik(k)} = \sqrt{3} \dot{U}_k \hat{I}_{ik(k)}; \\ \Delta \underline{S}_{ik} &= \underline{S}_{ik(i)} - \underline{S}_{ik(k)} = 3I_{ik(i)}^2 \underline{Z}_{ik}; \\ \underline{S}_{i0} &= U_i^2 \hat{Y}_{i0} = \Delta P_{i0} + j\Delta Q_{i0}, \end{aligned}$$

где  $\Delta P_{i0}$ ,  $\Delta Q_{i0}$  – потери активной и реактивной мощностей в режиме холостого хода.

## 10.2. Сходимость и неоднозначность решения уравнений установившихся режимов

Система УУН является нелинейной относительно напряжений узлов  $\dot{U}_i$ . Чем больше нагрузки, тем сильнее проявляются нелинейные свойства УУН и тем хуже сходимость итерационного процесса. *Сходимость метода Зейделя*, являющегося поузловым методом, иллюстрируется рис. 9.1. *Итерационный процесс метода Ньютона* более устойчив и сходится к решению за меньшее число итераций. На рис. 10.2 показан процесс решения для схемы рис. 8.1, а.

Важнейшей частью метода Ньютона является решение СЛАУ (9.2) с матрицей коэффициентов, являющейся матрицей Якоби. Матрица Якоби имеет довольно хорошее расположение максимальных по модулю элементов в строке и столбце, что влияет на устойчивость решения СЛАУ (9.2) методом Гаусса [29]. *Устойчивость решения* (9.2) можно повысить, если в качестве неизвестных вместо  $\Delta U_i^{(l)}$  рассматривать величины  $\Delta U_i^{(l)} / U_i^{(l)}$ .

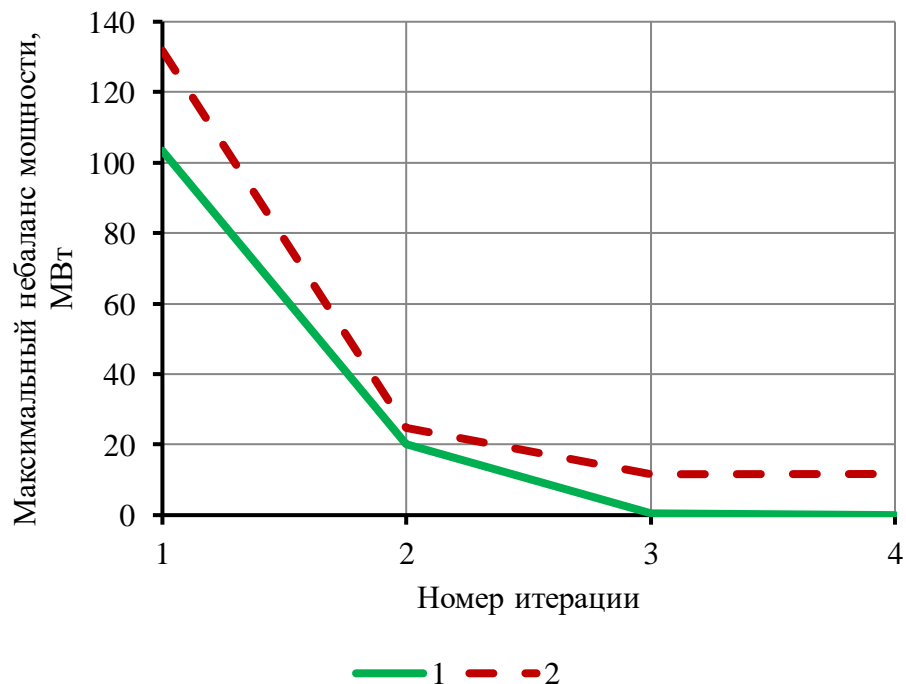


Рис. 10.2. Итерационный процесс метода Ньютона:  
1 – сходимость к решению;  
2 – расходящийся процесс.

Расчёты УР для схем различного объёма показывают, что число итераций по методу Ньютона, необходимых для достижения сходимости, колеблется от трёх до восьми и зависит главным образом от тяжести режима, а не от схемы сети и её объёма [31]. Расходящийся процесс характеризуется быстрым увеличением по модулю поправок  $\Delta U_i^{(l)}$ ,  $\Delta \delta_i^{(l)}$ , быстрым ростом небалансов  $P_{\text{нб}i}^{(l)}$ ,  $Q_{\text{нб}i}^{(l)}$  в конце первого или в начале второго десятка итераций расчёта УУН. Характерным признаком расходящегося процесса является изменение знака определителя матрицы Якоби  $|\mathbf{W}^{(l)}|$ .

Помимо проблемы сходимости при решении нелинейной системы УУН (8.7) проявляется и **неоднозначность решения** [31, 32]. Известно, что нелинейные уравнения могут иметь несколько корней (решений) [33]. Наиболее отчётливо проблему неоднозначности решения можно увидеть в двухузловой схеме рис. 9.2.

Для двухузловой схемы ( $n=1$ ), в которой узел 2 – балансирующий с заданным напряжением  $U_B$ , можно составить одно УУН вида (8.7):

$$\hat{Y}_{11}\dot{U}_1\hat{U}_1 + \hat{Y}_{12}\dot{U}_1U_B - (P_1 + jQ_1) = 0.$$

Напряжение  $\dot{U}_1 = U_{1a} + jU_{1p}$  можно определить точно, решая следующее уравнение

$$\frac{1}{\hat{Z}}U_1^2 - \frac{1}{\hat{Z}}(U_{1a} + jU_{1p})U_B - (P_1 + jQ_1) = 0, \quad (10.2)$$

где  $\hat{Z} = R - jX$  – сопряжённый комплекс сопротивления ветви 1 – 2.

Выделяя действительную и мнимую части в (10.2), получим систему двух уравнений с двумя неизвестными  $U_{1a}$  и  $U_{1p}$ :



$$\begin{cases} U_{1a}^2 + U_{1p}^2 - U_{1a}U_B - P_1R - Q_1X = 0; \\ U_{1p}U_B = P_1X - Q_1R. \end{cases} \quad (10.3)$$

Решение системы (10.3) имеет вид:

$$U_{1p} = \frac{P_1X - Q_1R}{U_B};$$

$$U_{1a} = \frac{U_B}{2} \pm \sqrt{\frac{U_B^2}{4} + P_1R + Q_1X - U_{1p}^2}.$$

Из (10.3) видно, что при заданном значении  $\underline{S}_1 = P_1 + jQ_1$  для  $U_{1p}$  всегда существует одно решение, а для  $U_{1a}$  и следовательно для модуля  $U_1$  – два решения, соответствующие знакам «+» (решение 1) или «-» (решение 2) перед корнем. В частном очень редком случае, когда дискриминант  $D = \frac{U_B^2}{4} + P_1R + Q_1X - U_{1p}^2 = 0$ , оба решения совпадают. При  $D < 0$  решения не существуют.

При малых активных нагрузках допустимые и физически реализуемые режимы соответствуют решению 1 (рис. 10.3). При решении 2 получаются недопустимо низкие напряжения и большие углы.

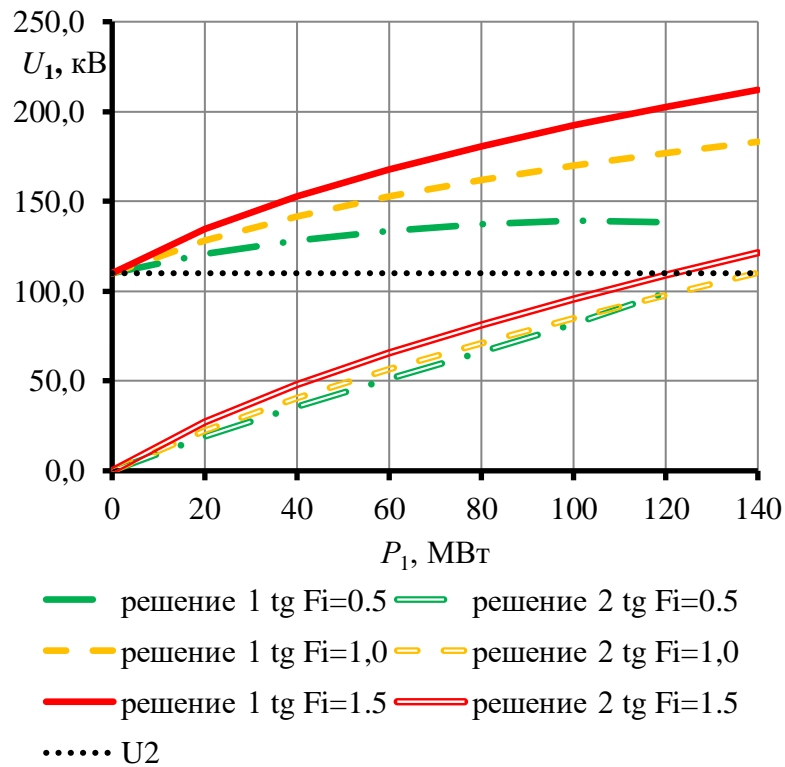


Рис. 10.3. Неоднозначность решения УУН

При больших нагрузках сети (углы между векторами напряжений больше  $30 - 40^\circ$ ) итерационные процессы при задании во всех нагрузочных и генераторных узлах  $P_i$  и  $Q_i$  сходятся к недопустимо высоким напряжениям (решение 1 на рис. 10.3 при большой нагрузке). Попытки снизить напряжения путём уменьшения  $Q_i$  приводят к расходящемуся процессу итераций.

Переход на задание в генераторных узлах  $P_i$ ,  $U_i$  вместо  $P_i$ ,  $Q_i$  практически обеспечивает нахождение допустимого решения, если оно существует. Достаточно задать  $P_i$ ,  $U_i$  в части генераторных узлов, называемых *опорными*. Их необходимо выбирать так, чтобы углы  $\delta_{ik}$  между напряжениями любого  $k$ -го нагрузочного узла и ближайшего  $i$ -го опорного узла не превышали  $30 - 35^\circ$ . Такой выбор опорных узлов обеспечивает сходимость итерационного процесса к физически осуществимому решению УУН.

## ЛЕКЦИЯ №11

### МОДЕЛИ РЕЖИМА ЭЭС ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТЕЛЕИЗМЕРЕНИЙ

#### 11.1. Задачи обеспечения качества информации в ЭЭС

Оценка допустимости и экономичности режимов ЭЭС и электрической сети, принятие решений по управлению их режимами основано на сборе, обработке и анализе значительных объёмов технической информации. Наиболее точным и оперативным источником данных о параметрах режима ЭЭС является **телеинформация**, поступающая в диспетчерский пункт по каналам связи телемеханики. Средства телемеханики используются для оперативно-диспетчерского контроля режима работы электрических сетей и ЭЭС (телеизмерения, телесигнализация) и телеуправления (переключения, блокировки, изменение уставок регуляторов).

Линии, трансформаторы и сборные шины, снабжённые устройствами телеизмерения (ТИ) и телесигнализации (ТС), образуют электрически связанный район сети, называемый **наблюдаемой частью** электрической сети. Остальные элементы образуют **ненаблюдаемую часть**. Граница между этими частями проходит, как правило, по шинам подстанций 110 и 35 кВ.

Одновременно с ТИ и ТС в диспетчерский пункт электроэнергетического предприятия поступает режимная информация **автоматической системы коммерческого учёта электроэнергии** (АСКУЭ). С помощью АСКУЭ осуществляется в первую очередь контроль и фиксация объёмов электроэнергии, переданной и принятой в граничных точках электроэнергетического предприятия. Одновременно с учётом электроэнергии в АСКУЭ осуществляется регистрация, передача и хранение графиков нагрузки в граничных точках, в том числе в линиях 10(6) кВ, отходящих от подстанций 110/10(6) кВ.

Дополнительно используются сезонные **суточные контрольные замеры** мощностей нагрузок и напряжений узлов сети. При проведении этих замеров в течение характерных суток записываются показания всех приборов, установленных на подстанциях и электростанциях.

Вся информация, поступающая на диспетчерский пункт (данные телемеханики, АСКУЭ, контрольных замеров), содержит ошибки. Они обусловлены в основном ограниченной точностью приборов измерений, разновременностью измерений, а в системах телемеханики и АСКУЭ и длиной информационного слова, в которое записывается одно измерение. Нормативная относительная погрешность измерения  $P$ ,  $Q$  составляет 1,2...2,0 %, напряжения – 0,5...1,0 %. Грубые ошибки обусловлены помехами и отказами в системах телемеханики, человеческим фактором. Наличие ошибок в исходной информации обуславливает выработку мер по повышению её достоверности.

Основными задачами повышения качества исходных данных являются: обнаружение плохих данных; оценивание состояния электрической сети; идентификация параметров электрической сети; синтез системы измерений [35].

Задача *обнаружения плохих данных* в ТИ и ТС состоит в обнаружении грубых ошибок и их замене из других источников информации.

*Оценивание состояния* заключается в расчёте установившегося режима расчётной части ЭЭС по данным поступивших измерений. При решении этой задачи математическая модель, описывающая состояние (установившийся режим) расчётной части ЭЭС, и коэффициенты этой модели известны. В силу того, что измеренные значения параметров режима имеют погрешности, рассчитанные значения параметров режима также будут иметь погрешности и поэтому являются некоторыми *оценками* соответствующих истинных значений. Методы расчёта оценок параметров режима ЭЭС называют *методами оценивания состояния* [34, 35]. Полученные в вычислительном эксперименте параметры режима являются более достоверными, чем их измеренные значения.

Методы оценивания состояния можно разделить на две группы: статическое оценивание состояния и динамическое оценивание. При *статическом оценивании состояния* используются измерения, соответствующие только одному моменту времени. При *динамическом оценивании состояния* используются текущие и ретроспективные измерения.

Задача **идентификации** решается одновременно для уточнения математической модели ЭЭС и оценивания состояния. Для решения этой задачи требуется гораздо больше измерений, чем для оценивания состояния. Для ЭЭС, как правило, решают задачу оценивания состояния, так как модели электрической сети и её элементов достаточно хорошо известны.

## 11.2. Уравнения состояния электрической сети

Рассмотрим формирование уравнений состояния электрической сети для схемы рис. 11.1.

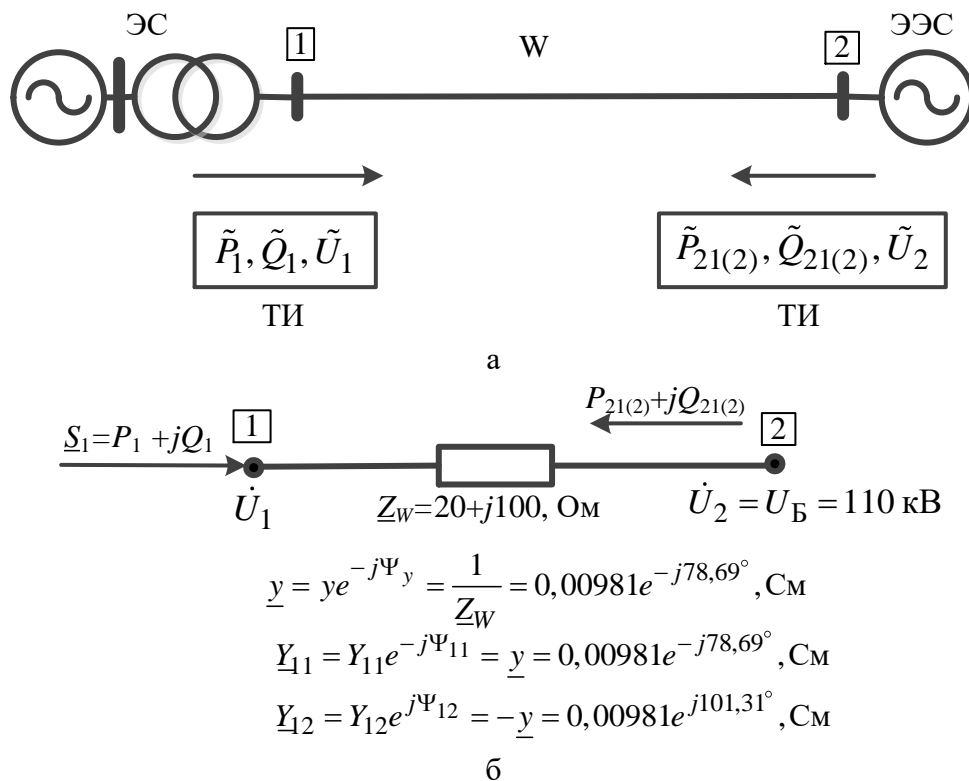


Рис. 11.1. Схема передачи электроэнергии в систему:  
а – схема размещения ТИ; б – схема замещения электропередачи

Режим электрической сети в классическом виде описывается УУН (8.7). Из данных ТИ (рис. 11.1) используются только узловые мощности  $\tilde{P}_1, \tilde{Q}_1$  и напряжение балансирующего узла  $U_B = \tilde{U}_2$ . Эти измерения считаются достоверными. Для расчёта режима достаточно двух уравнений балансов мощности вида (8.10):

$$\begin{cases} Y_{11}U_1^2 \cos \Psi_{11} + Y_{12}U_1U_2 \cos(\delta_1 - \Psi_{12}) - \tilde{P}_1 = 0; \\ Y_{11}U_1^2 \sin \Psi_{11} + Y_{12}U_1U_2 \sin(\delta_1 - \Psi_{12}) - \tilde{Q}_1 = 0. \end{cases} \quad (11.1)$$

Искомыми величинами являются модуль  $U_1$  и фаза  $\delta_1$  напряжения узла 1 при  $U_2 = U_B$ .

Расчётные перетоки мощности  $P_{21(2)}, Q_{21(2)}$  вычисляются по (10.1) при выделении действительной и мнимой части.

$$\begin{aligned} P_{21(2)} &= yU_2^2 \cos \Psi_y - yU_2U_1 \cos(\Psi_y - \delta_1); \\ Q_{21(2)} &= yU_2^2 \sin \Psi_y - yU_2U_1 \sin(\Psi_y - \delta_1). \end{aligned}$$

Найденные таким образом режимные параметры  $U_1, P_{21(2)}, Q_{21(2)}$ , как правило, отличаются от измеренных величин  $\tilde{U}_1, \tilde{P}_{21(2)}, \tilde{Q}_{21(2)}$ . Для минимизации расхождений измеренных и расчётных параметров режима необходимо использовать не только уравнения (11.1), но и дополнительные уравнения.

Для рассматриваемой здесь сети (рис. 11.1) общая, избыточная **система уравнений состояния электрической сети** имеет вид:

$$\begin{cases} Y_{11}U_1^2 \cos \Psi_{11} + Y_{12}U_1U_2 \cos(\delta_1 - \Psi_{12}) - \tilde{P}_1 = \xi_{P_1}; \\ Y_{11}U_1^2 \sin \Psi_{11} + Y_{12}U_1U_2 \sin(\delta_1 - \Psi_{12}) - \tilde{Q}_1 = \xi_{Q_1}; \\ yU_2^2 \cos \Psi_y - yU_2U_1 \cos(\Psi_y - \delta_1) - \tilde{P}_{21(2)} = \xi_{P_{21}}; \\ yU_2^2 \sin \Psi_y - yU_2U_1 \sin(\Psi_y - \delta_1) - \tilde{Q}_{21(2)} = \xi_{Q_{21}}; \\ U_1 - \tilde{U}_1 = \xi_{U_1}, \end{cases} \quad (11.2)$$

где  $U_2 = U_B$  – напряжение БУ, принимаемое «точным»;

$\xi_{P_1}, \xi_{Q_1}$  – ошибки измерений узловых мощностей  $\tilde{P}_1, \tilde{Q}_1$ .

$\xi_{P_{21}}, \xi_{Q_{21}}, \xi_{U_1}$  – ошибки измерений, дополняющие измеренные значения параметров режима, до расчётных (истинных).

Система (11.2) содержит 5 уравнений с двумя неизвестными  $(U_1, \delta_1)$ . При использовании всех пяти уравнений (11.2) имеем *избыточную систему* уравнений.

Систему уравнений состояния электрической сети (11.2) при  $m$  измерениях можно представить в следующем виде:

$$V_k(\delta_1, U_1) - \tilde{V}_k = \xi_{V_k}, \quad k = 1, 2, \dots, m, \quad (11.3)$$

где  $V_k(\delta_1, U_1)$  – расчётное значение  $k$ -го параметра режима;

$\tilde{V}_k$  – измеренное значение этого же параметра;

$\xi_{V_k}$  – ошибка измерений  $k$ -го параметра;

## ЛЕКЦИЯ №12

### ОЦЕНИВАНИЕ СОСТОЯНИЯ И ИДЕНТИФИКАЦИЯ В ЭЭС

#### 12.1. Основные положения метода статического оценивания состояния

Для системы уравнений (11.2), составленной по схеме сети рис. 11.1, определим  $U_1$  и  $\delta_1$  так, чтобы отличия расчётных и измеренных величин ( $P_1$  и  $\tilde{P}_1$ ,  $Q_1$  и  $\tilde{Q}_1$ ,  $P_{21(2)}$  и  $\tilde{P}_{21(2)}$ , и т.д.) были минимальными. Такую цель можно обеспечить, применяя *критерий метода наименьших квадратов* [34]:

$$\begin{aligned}\varphi(\delta_1, U_1) &= \frac{1}{2} \left( \frac{1}{\sigma_1^2} \xi_{P_1}^2 + \frac{1}{\sigma_2^2} \xi_{Q_1}^2 + \frac{1}{\sigma_3^2} \xi_{P_{21}}^2 + \frac{1}{\sigma_4^2} \xi_{Q_{21}}^2 + \frac{1}{\sigma_5^2} \xi_{U_1}^2 \right) = \\ &= \frac{1}{2} \sum_{k=1}^5 \frac{1}{\sigma_k^2} [V_k(\delta_1, U_1) - \tilde{V}_k]^2 \Rightarrow \min,\end{aligned}\quad (12.1)$$

где  $\xi_{P_1}, \xi_{Q_1}$  и т.д. определяются из (11.2);

$\sigma_1, \dots, \sigma_5$  – средняя квадратичная ошибка измерения 1, 2, ..., 5-го параметра режима.

Величины  $\frac{1}{\sigma_k^2}$  ( $k=1, 2, \dots, 5$ ) в (12.1) являются весовыми коэффициентами.

Чем меньше погрешность измерения  $\sigma_k$ , тем больше весовой коэффициент и «доля»  $k$ -го измерения в целевой функции. Тем самым предпочтение отдаётся более точным измерениям.

**Условие минимума** целевой функции (12.1) – равенство нулю частных производных (градиента)  $G_U, G_\delta$  функции по искомым переменным.

$$\begin{cases} G_U = \frac{\partial \varphi}{\partial U_1} = \sum_{k=1}^5 \frac{1}{\sigma_k^2} [V_k(\delta_1, U_1) - \tilde{V}_k] \frac{\partial V_k}{\partial U_1} = 0; \\ G_\delta = \frac{\partial \varphi}{\partial \delta_1} = \sum_{k=1}^5 \frac{1}{\sigma_k^2} [V_k(\delta_1, U_1) - \tilde{V}_k] \frac{\partial V_k}{\partial \delta_1} = 0, \end{cases}\quad (12.2)$$

где  $\frac{\partial V_k}{\partial U_1}, \frac{\partial V_k}{\partial \delta_1}$  – частные производные параметров режима из (11.3).

Компоненты градиента  $G_U, G_\delta$  являются достаточно сложными функциями переменных  $U_1, \delta_1$ . Для решения системы нелинейных уравнений  $2 \times 2$  вида (12.2) может быть использован метод Ньютона. Нелинейные функции  $G_U, G_\delta$  аппроксимируются линейной частью разложения этих функций в ряд Тейлора на каждом шаге  $l$  спуска к минимуму целевой функции (12.1).



Обозначив  $\Delta U_1^{(l)} = U_1 - U_1^{(l)}$  и  $\Delta \delta_1^{(l)} = \delta_1 - \delta_1^{(l)}$ , получим систему **линейных** уравнений

$$\begin{cases} \frac{\partial G_U}{\partial U_1} \Delta U_1^{(l)} + \frac{\partial G_U}{\partial \delta_1} \Delta \delta_1^{(l)} = -G_U(U_1^{(l)}, \delta_1^{(l)}); \\ \frac{\partial G_\delta}{\partial U_1} \Delta U_1^{(l)} + \frac{\partial G_\delta}{\partial \delta_1} \Delta \delta_1^{(l)} = -G_\delta(U_1^{(l)}, \delta_1^{(l)}). \end{cases} \quad (12.3)$$

Решение системы линейных уравнений (12.3) размером  $2 \times 2$  позволяет определять шаг за шагом поправки модуля  $\Delta U_1^{(l)}$  и фазы  $\Delta \delta_1^{(l)}$  напряжения и вычислять новые значения  $U_1^{(l+1)}$  и  $\delta_1^{(l+1)}$ .

$$\begin{cases} U_1^{(l+1)} = U_1^{(l)} + \alpha \Delta U_1^{(l)}; \\ \delta_1^{(l+1)} = \delta_1^{(l)} + \alpha \Delta \delta_1^{(l)}, \end{cases}$$

где  $\alpha$  – коэффициент, регулирующий длину шага на  $l$ -й итерации ( $\alpha \leq 1$ ).

Условием окончания итерационного процесса уточнения искомых параметров режима является выполнение условий

$$\begin{cases} \left| \Delta U_1^{(l)} \right| \leq \varepsilon_u; \\ \left| \Delta \delta_1^{(l)} \right| \leq \varepsilon_\delta, \end{cases}$$

где  $\varepsilon_u$ ,  $\varepsilon_\delta$  – заданные точности расчёта.

## 12.2 Основные положения идентификации параметров схем электрических сетей

Модели элементов электрической сети используются во всех задачах расчётов режимов ЭЭС. Как правило, параметры моделей определяются по справочным данным. Фактически параметры моделей линий, трансформаторов и других элементов сети зависят от многих факторов, действием которых могут значительно изменяться (табл. 12.1, 12.2) [35].

Таблица 12.1. – Погрешности задания параметров схем замещения линий

Параметр	Погрешность, %	Причины появления погрешностей
$R$	-20...16	Неточность длины линии, неучёт поверхностного эффекта и погодных условий (температуры воздуха, солнечной радиации, скорости ветра)
$X$	-10...8	Неточность задания конструктивных параметров (длины линии, расстояний между проводами и тросами и их радиусов, многократного заземления тросов, параллельных цепей, отсутствие транспозиции проводов)
$G$	150...200	Конструктивные, режимные, погодные условия
$B$	20...25	Неучёт изменения стрелы провеса и проводимости грунта, наличия заземлённых тросов, параллельных цепей

Таблица 12.2. – Погрешности задания параметров схем замещения трансформаторов

Параметр	Погрешность, %	Причины появления погрешностей
$R$	$\pm 12$	Неточность паспортных, либо экспериментальных данных. Неучёт температуры обмоток. Ошибки задания $k_T$
$X$	$\pm 8$	Неточность паспортных, либо экспериментальных данных. Неучёт позиций переключателя ответвлений. Ошибки задания $k_T$
$G$	$\pm 50$	Неточность паспортных, либо экспериментальных данных. Режим работы
$B$	$\pm 25$	Неточность паспортных, либо экспериментальных данных. Режим работы. Нелинейность характеристики намагничивания
$k_T$	1 ступень РПН	Неточность паспортных, либо экспериментальных данных трансформатора и переключателя ответвлений. Нелинейность характеристики намагничивания

В дополнение следует отметить наличие такого фактора, как износ оборудования. Для линий – это облом отдельных проволок витого провода, что увеличивает активное сопротивление линии; увеличение стрелы провеса, влияющее на индуктивное сопротивление и ёмкостную проводимость линии. Для трансформаторов – это деформация обмоток, вызванная короткими замыканиями, что влияет на индуктивные сопротивления обмоток.

**Идентификация параметров моделей** элементов электрической сети – это определение значений этих параметров, максимально приближенных к истинным значениям. Идентификация параметров моделей элементов сети осуществляется по данным ТИ. Для идентификации параметров моделей используются измерения параметров режима  $P, Q, U$ .

Процесс опроса всех датчиков ТИ (такт измерения) занимает  $5 \dots 10$  с. Измеренные значения параметров режима будут соответствовать разным моментам времени (несинхронные измерения).

### 12.2.1. Линия электропередачи

В качестве уравнений состояния линии можно взять уравнение связи между модулями напряжений по закону Ома и уравнения балансов мощностей [35]. Искомые переменными здесь являются  $R_w, X_w, G_w, B_w$  (рис. 12.1, б), а известными величинами напряжения и мощности (рис. 12.1, а).

Примем, что вектор напряжения  $\dot{U}_1$  направлен по действительной оси, т.е.  $\dot{U}_1 = \tilde{U}_1$ .

$$\begin{cases} (\tilde{U}_1 - I'R_W + I''X_W)^2 + (I''R_W + I'X_W)^2 = \tilde{U}_2^2; \\ I^2 R_W + 0,5(\tilde{U}_1^2 + \tilde{U}_2^2)G_W = \tilde{P}_{12(1)} + \tilde{P}_{12(2)}; \\ I^2 X_W - 0,5(\tilde{U}_1^2 + \tilde{U}_2^2)B_W = \tilde{Q}_{12(1)} + \tilde{Q}_{12(2)}, \end{cases} \quad (12.4)$$

где

$$\dot{I} = I' + jI'' = \frac{\tilde{P}_{12(1)} - j\tilde{Q}_{12(1)}}{\tilde{U}_1} - (G + jB)\tilde{U}_1. \quad (12.5)$$

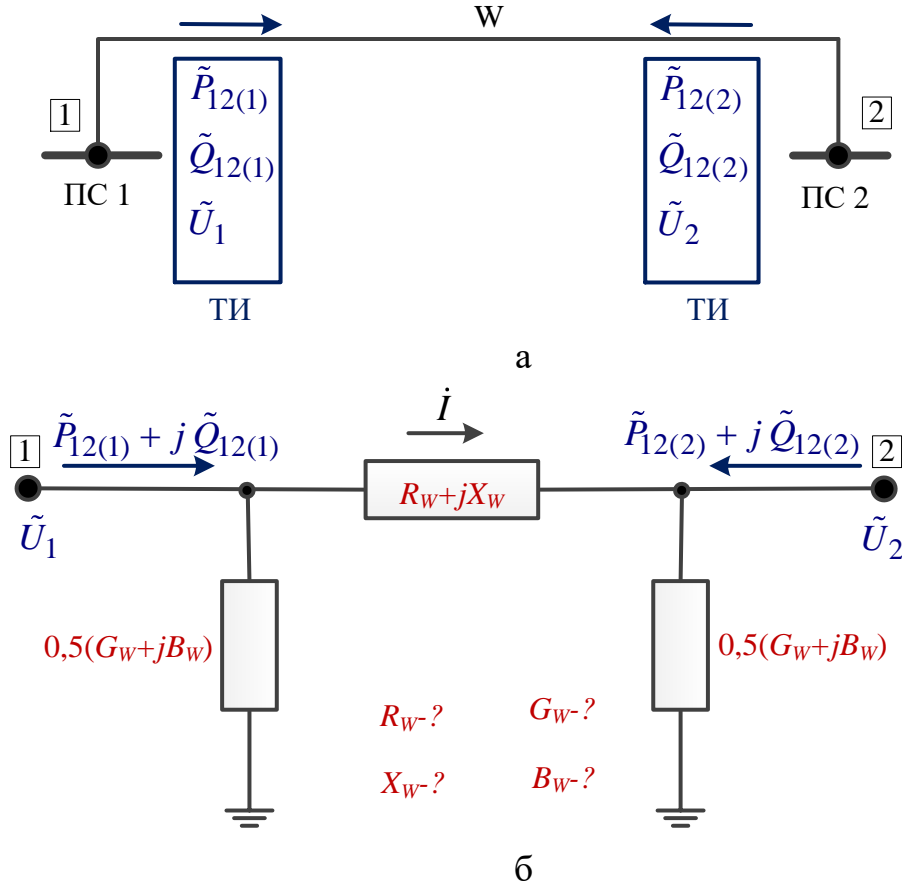


Рис. 12.1. Модель для идентификации параметров линии:  
а – размещение ТИ на линии; б – схема замещения

При подстановке (12.5) в (12.4) получим недоопределённую систему нелинейных алгебраических уравнений (3 уравнения с 4 неизвестными). Для определения параметров модели линии в этом случае необходимо воспользоваться измерениями, сделанными при двух различных моментах времени  $t_1$  и  $t_2$ , предполагая,

что в промежутке времени между измерениями параметры линии остаются неизменными. Записав (12.4) для моментов времени  $t_1$  и  $t_2$  получим систему из 6 уравнений с 4 неизвестными. Эту избыточную систему уравнений можно решить методом аналогичным методу оценивания состояния.

Измеренные в моменты времени  $t_1$  и  $t_2$  одноимённые параметры режима должны отличаться друг от друга по величине, т.е. соответствовать разным режимам. Если режимы мало отличаются друг от друга, то система уравнений превращается в плохо обусловленную, и параметры модели линии будут определены с большой погрешностью.

### 12.2.2. Трансформаторы

Схема замещения двухобмоточного трансформатора приведена на рис. 12.2. Определению подлежат 5 параметров  $R_T$ ,  $X_T$ ,  $G_T$ ,  $B_T$ ,  $k_T$  (рис. 12.2, б).

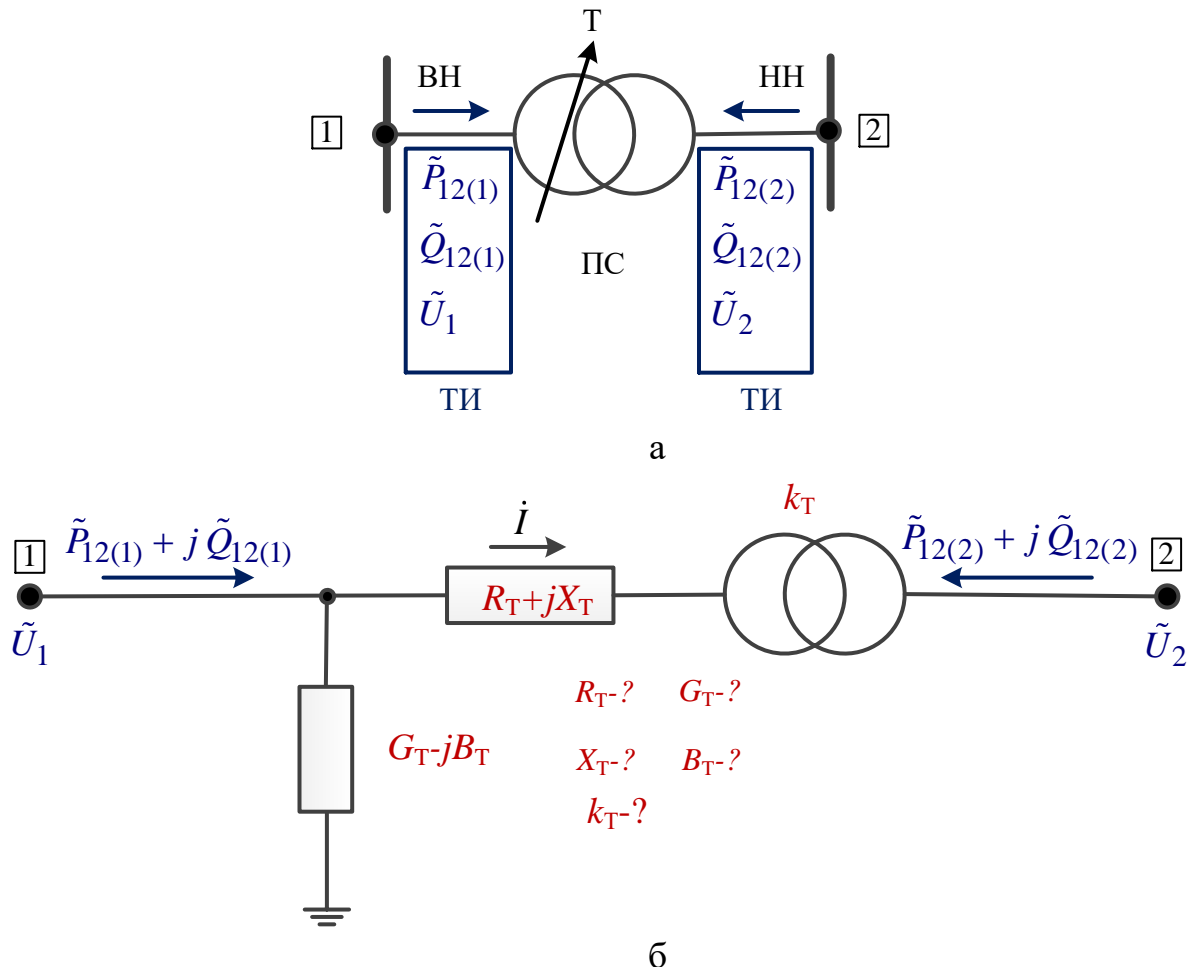


Рис. 12.2. Модель для идентификации параметров трансформатора:

а – размещение ТИ; б – схема замещения двухобмоточного трансформатора

При наличии измерений мощностей и напряжений на выводах трансформатора (рис. 12.2, а) уравнениями, связывающими параметры схемы и параметры режима [35], являются

$$\begin{cases} (\tilde{U}_1 - I'R_T + I''X_T)^2 + (I''R_T + I'X_T)^2 = \tilde{U}_2^2 / k_T; \\ I^2 R_T + \tilde{U}_1^2 G_T = \tilde{P}_{12(1)} + \tilde{P}_{12(2)}; \\ I^2 X_T + \tilde{U}_1^2 B_T = \tilde{Q}_{12(1)} + \tilde{Q}_{12(2)}, \end{cases} \quad (12.6)$$

где

$$\dot{I} = I' + jI'' = \frac{\tilde{P}_{12(1)} - j\tilde{Q}_{12(1)}}{\tilde{U}_1} - (G_T - jB_T)\tilde{U}_1.$$

Система уравнений (12.6) является недоопределённой (3 уравнения и 5 неизвестных). Определить параметры модели трансформатора можно по результатам измерений параметров двух различных режимов. Система уравнений в этом случае будет содержать 6 уравнений с 5 неизвестными. В этих двух режимах положение РПН не должно меняться.

При определении параметров модели трёхобмоточного трансформатора и автотрансформатора, представленной трёхлучевой звездой, формируется система уравнений аналогичная (12.6). Такая система состоит из четырёх уравнений, содержащей 10 искомых параметров:  $R_T$  и  $X_T$  для каждого луча схемы замещения,  $G_T$  и  $B_T$ , два коэффициента трансформации. Для определения 10 параметров модели необходимы параметры трёх различных режимов (получим 12 уравнений с 10 неизвестными).

## ЛЕКЦИЯ №13

### ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕМЕНТАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

#### 13.1. Общие сведения о расчёте, анализе и снижении потерь электроэнергии

При передаче электроэнергии по электрическим сетям часть энергии, поступающей в сеть от электростанций, используется для поддержания нормальных условий работы оборудования и обеспечения физического процесса передачи электроэнергии переменным током [38]. Объём переданной электроэнергии потребителям  $W_{\text{пэ}}$  меньше, чем энергия, отпущенная в сеть  $W_{\text{ос}}$  на величину технологического расхода энергии на передачу, который называют **технологическими потерями электроэнергии** (ТПЭ)  $\Delta W_{\text{ТПЭ}}$  [39].

В анализе потерь электроэнергии важны только **потери активной электроэнергии**. Покрытие потерь активной электроэнергии в электрической сети требует дополнительной выработки электроэнергии электростанциями и увеличенного расхода энергоресурсов (топлива, воды и т.п.).

Потери электроэнергии определяют в процессе составления **балансов электроэнергии** по сетевой компании в целом и сетям отдельных уровней номинального напряжения [40, 41]. Фактический (отчётный) баланс электроэнергии в сети можно представить в виде

$$W_{\text{ос}} = W_{\text{пэ}} + \Delta W_{\text{ТПЭ}} \pm \Delta W_{\text{ком.}},$$

где  $\Delta W_{\text{ком.}}$  – коммерческие потери электроэнергии.

Разница между отпуском энергии в сеть данного номинального напряжения и её передачей потребителям этой сети, и трансформацией в сеть более низкого напряжения называется *фактическими* (отчётными) *потерями*.

В технологические потери  $\Delta W_{\text{тп}}$  входят *технические потери*  $\Delta W_{\text{т}}$  и условно относимые на потери электроэнергии *погрешности системы учёта электроэнергии*  $\Delta W_{\text{погр}}$  [39]. Структура технических потерь  $\Delta W_{\text{т}}$  показана на рис. 13.1.

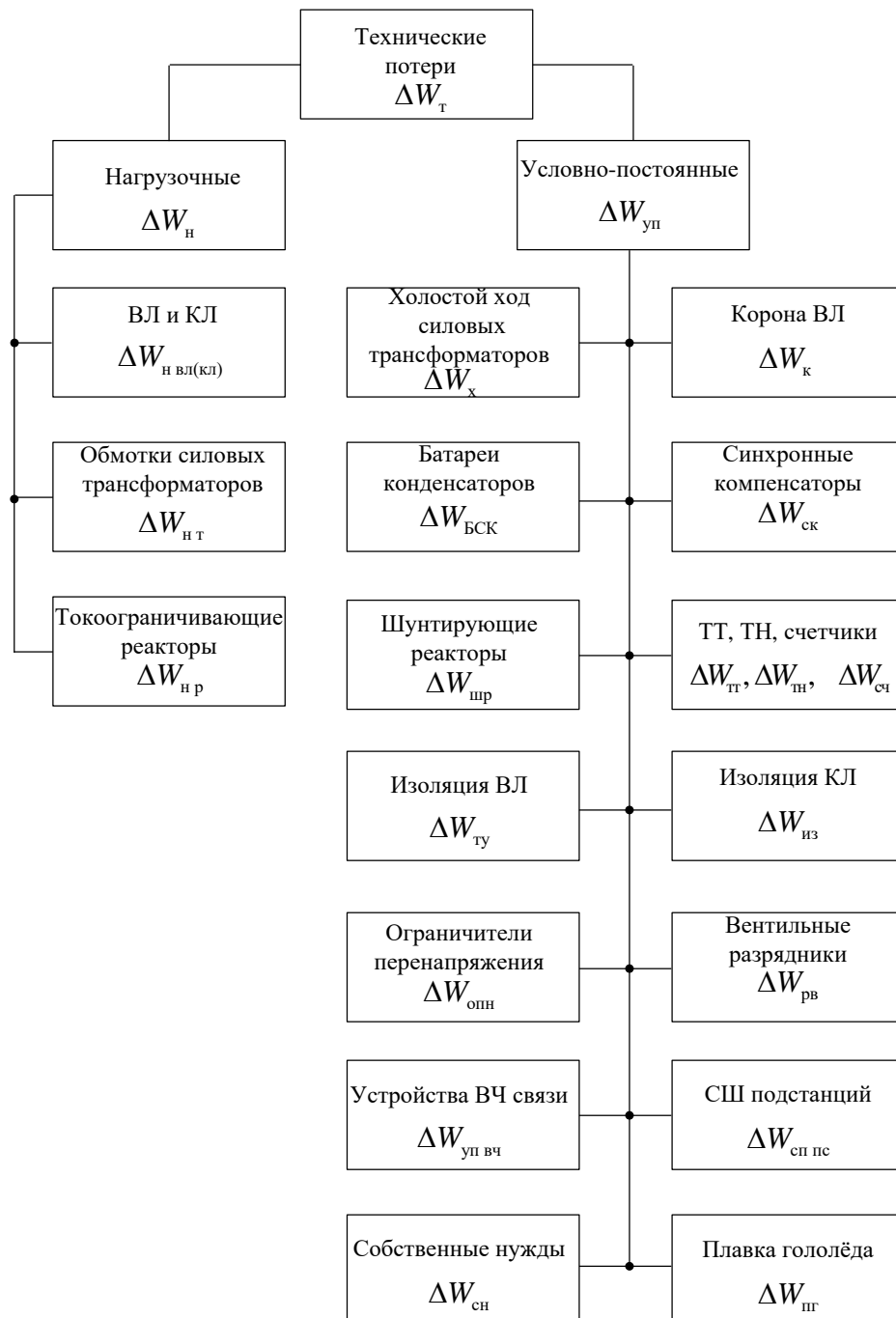




Рис. 13.1. Структура нагрузочных и условно-постоянных потерь электроэнергии

Выделить  $\Delta W_{\text{ТПЭ}}$  из фактических потерь, определить их структуру, места повышенных потерь («очаги потерь») можно только расчётным путём.

Потери электроэнергии являются важнейшим показателем эффективности передачи и распределения электроэнергии. Для снижения потерь электроэнергии до их экономически обоснованного и технически осуществимого уровня выполняется **нормирование потерь**.

На основе анализа потерь электроэнергии формируются **мероприятия по снижению потерь** (МСП), определяется экономическая целесообразность затрат в МСП. Рассматриваются мероприятия по оптимизации режима сетей и их реконструкции, автоматизации управления, улучшению системы учёта электроэнергии.

### 13.2. Потери мощности и энергии в элементах электрической сети

Основные составляющие потерь мощности в элементах электрической сети обусловлены:

- нагреванием проводов ЛЭП и обмоток трансформаторов (нагрузочные потери);
- нагреванием стали трансформаторов (условно-постоянные потери);
- утечкой тока через изоляцию (условно-постоянные потери);
- коронированием проводов ВЛ (условно-постоянные потери).

Для расчёта потерь мощности и электроэнергии в элементах сети используются их модели (схемы замещения) и параметры режима ( $U, P, Q$ ) на концах схемы замещения, а также заводские данные опытов короткого замыкания и холостого хода трансформаторов и автотрансформаторов.

При определении **нагрузочных потерь мощности**  $\Delta P_{\text{Н}}$  применяются продольные сопротивления  $R$  схем замещения линий и трансформаторов.

$$\Delta P_{\text{н}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R .$$

Для трёхобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов суммируются нагрузочные потери мощности в ветвях трёхлучевой схемы замещения.

**Условно-постоянные потери мощности**  $\Delta P_{\text{уп}}$  определяются по величине поперечной проводимости  $G$  соответствующих схем замещения

$$\Delta P_{\text{уп}} = U^2 G .$$

Остальные составляющие условно-постоянных потерь (см. рис. 13.1) вычисляются по паспортным данным оборудования или удельным нормам потерь с учётом отклонений рабочего напряжения от номинального.

На основе потерь мощности могут быть определены потери энергии за расчётный промежуток времени  $T$  (сутки, месяц, год). Технические потери энергии принято подразделять на переменные – нагрузочные  $\Delta W_{\text{н}}$  и условно-постоянные  $\Delta W_{\text{уп}}$  – потери холостого хода электрооборудования, в первую очередь трансформаторов  $\Delta W_{\text{х}}$ .

**Нагрузочные потери** – это часть потерь, которая зависит от графика изменения нагрузки элемента. Эти потери возникают в продольных активных сопротивлениях схем замещения  $R$  при протекании токов нагрузки.

**Потери энергии при холостом ходе** определяются по поперечным активным проводимостям схем замещения  $G$  элементов (от короны ВЛ, нагревания стали трансформаторов и т.п.):

$$\Delta W_{\text{х}} = GU^2T \text{ или } \Delta W_{\text{х}} \approx \Delta P_{\text{х}}T .$$

Для определения нагрузочных потерь энергии в элементе сети надо иметь режимную информацию – графики изменения нагрузки элемента. При этом поте-

ри энергии в продольном сопротивлении  $R$  схемы замещения элемента за время  $T$  определяется как

$$\Delta W_{\text{н}} = 3R \int_0^T I^2(t) dt = R \int_0^T \frac{P^2(t) + Q^2(t)}{U^2(t)} dt. \quad (13.1)$$

Для удобства расчётов хронологические графики представляют в виде графиков по продолжительности (рис. 13.2, а). Для определения потерь электроэнергии используется *квадратичный график нагрузки по продолжительности* (рис. 13.2, б).

Из (13.1) следует, что площадь квадратичного графика нагрузки пропорциональна потерям энергии за время  $T$ . Эту площадь можно представить в виде равновеликого прямоугольника

$$\int_0^T P^2(t) dt = P_{\text{max}}^2 \tau_p = P_{\text{ср кв}}^2 T,$$

где  $\tau_p$  – время потерь, в течение которого при наибольшей нагрузке потери энергии получаются такими же, что и при нагрузке, изменяющейся в течение года по действительному графику;

$P_{\text{ср кв}}$  – среднеквадратичная мощность, неизменная по величине, которая действует в течение времени  $T$ , создавая те же потери энергии в элементе, что и рабочая мощность  $P(t)$  при её изменении по действительному графику.

Таким образом, расчёт нагрузочных потерь энергии в элементе сети может быть выполнен по времени потерь  $\tau$  или по среднеквадратичной мощности  $P_{\text{ср кв}}$ .

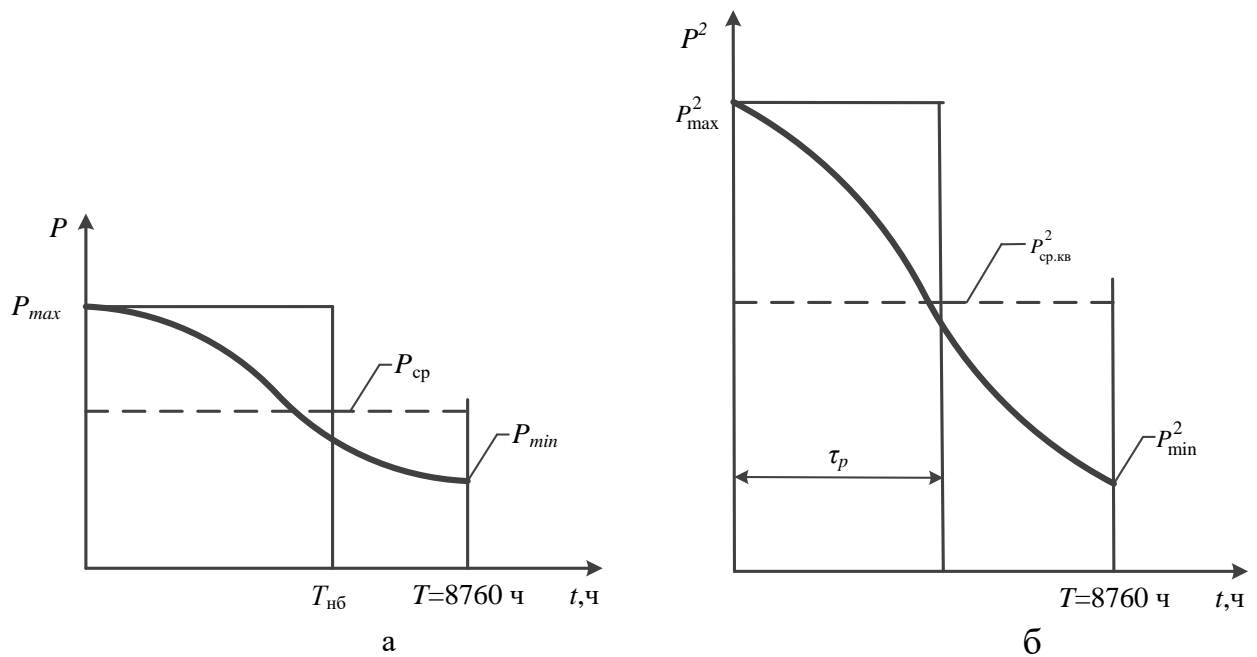


Рис. 13.2. Графики нагрузки по продолжительности:  
а – исходный; б – квадратичный

**Метод времени потерь.** Нагрузочные потери энергии в элементе сети за время  $T$  равны

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{R}{U^2} \left( P_{\text{max}}^2 \tau_p + Q_{\text{max}}^2 \tau_q \right) \approx \frac{R}{U^2} \frac{P_{\text{max}}^2}{\cos^2 \varphi} \tau,$$

где  $U$  – напряжение на конце схемы замещения элемента при максимальной нагрузке.

Максимальная нагрузка  $P_{\text{max}}$  определяется по пропуску энергии  $W$  и продолжительности использования максимальной нагрузки

$$P_{\text{max}} = \frac{W}{T_{\text{нб}}}.$$

Для графиков типовой формы величина  $\tau$  определяется по эмпирическим формулам. Например, для годового графика нагрузки по формуле [39, 42]

$$\tau = \frac{k_3 + 2k_3^2}{3} 8760,$$

где  $k_3$  – коэффициент заполнения графика нагрузки.

**Метод среднеквадратичного тока (мощности).** Нагрузочные потери энергии в элементе сети за период времени  $T$  определяются по формуле

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{R}{U^2} \frac{P_{\text{ср кв}}^2}{\cos^2 \varphi} T \approx \frac{R}{U^2} \frac{P_{\text{ср}}^2}{\cos^2 \varphi} k_{\text{ф}}^2 T. \quad (13.2)$$

Среднеквадратичная нагрузка может быть достаточно просто определена по средней нагрузке  $P_{\text{ср}} = W/T$ ,  $\cos \varphi$  и квадрату коэффициента формы графика

$$k_{\text{ф}}^2 = P_{\text{ср кв}}^2 / P_{\text{ср}}^2.$$

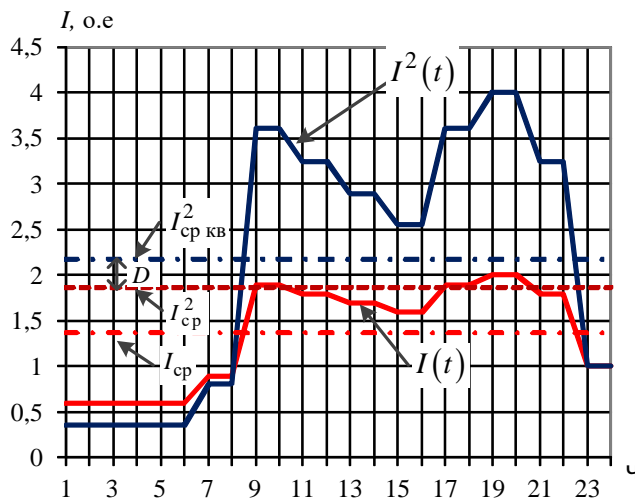


Рис. 13.3. Графики для определения среднеквадратичного тока

меняется в узких пределах – (1,0...1,2). Увеличение неравномерности графика нагрузки ведёт к возрастанию  $k_{\text{ф}}$ .

Расчёт средней нагрузки не требует знания характера поведения нагрузки во времени, её нахождение возможно по пропуску электроэнергии через элемент сети.

Квадрат коэффициента формы  $k_{\text{ф}}^2$ , связывающий  $I_{\text{ср}}^2$  и  $I_{\text{ср кв}}^2$ , определяется по одному наиболее типичному суточному графику (рис. 13.3). Его величина является сравнительно устойчивой характеристикой графиков нагрузки и из-

При использовании метода времени потерь потери электроэнергии в элементах сети определяются следующим образом.

Для двухобмоточного трансформатора при  $T=8760$  ч.

$$\Delta W_T = 8760 \Delta P_X + \Delta P_K \left( \frac{S_{\max}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \tau.$$

Для трёхобмоточного трансформатора и автотрансформатора используются аналогичные формулы, учитывающие трёхлучевую схему замещения.

В воздушной линии электропередачи

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} = 8760 \Delta P_{\text{кор}} + \Delta P_{\max} \tau,$$

где  $\Delta P_{\text{кор}}$  – среднегодовые потери мощности на корону.

В кабельной линии

$$\Delta W_{\text{КЛ}} = 8760 \Delta P_{\text{из}} + \Delta P_{\max} \tau,$$

где  $\Delta P_{\text{из}} = Q_{\text{зар}} \operatorname{tg} \delta$  – среднегодовые потери мощности в изоляции кабеля.

В батарее конденсаторов

$$\Delta W_{\text{у-п КБ}} = 0,003 Q_{\text{БСК}} T_{\text{Б}},$$

где  $T_{\text{Б}}$  – время работы батареи ( $T_{\text{Б}} \approx 7000$  ч/год).

В шунтирующих реакторах

$$\Delta W_{\text{у-п ШР}} = \Delta P_{\text{р}} T_{\text{р}},$$

где  $\Delta P_p$  – потери мощности в реакторе;

$T_p$  – время работы реактора в течение года.

## ЛЕКЦИЯ 14

### МЕТОДЫ РАСЧЁТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

#### 14.1. Информационное обеспечение расчётов потерь электроэнергии в электрических сетях

При расчётах ТПЭ выделяют три наиболее важные группы задач, предъявляющих различные требования к информационному обеспечению: ретроспективные, оперативные и перспективные [38].

**Ретроспективные расчёты** производятся по диспетчерским данным о всех прошлых режимах работы сети. Они позволяют выполнить анализ отчётных потерь энергии, оценить экономичность работы сетей и выявить мероприятия по снижению потерь. Анализ потерь заключается в изучении характера изменения потерь и причин повышенных потерь по отдельным элементам электрических сетей.

**Оперативные расчёты** ТПЭ выполняются по данным системы телемеханики. Эти расчёты для каждого часового интервала суток позволяют определить правильность диспетчерского управления суточным режимом сети. Они учитывают не только суточный график изменения мощности узлов, но и все переключения в схеме сети. По результатам оперативных расчётов ТПЭ выполняется прогноз ТПЭ на следующие сутки.

**Перспективные расчёты**, связанные с планированием режимов на следующий год и дальнейшие годы, проектированием развития электрических сетей, базируются на сведениях о схемах развития, статистических данных о ТПЭ и

ожидаемом (перспективном) электропотреблении. Используя перспективные расчёты, определяется плановый уровень ТПЭ в электрических сетях.

В большинстве случаев, *при проектировании ЭЭС* используют простейший способ определения нагрузочных потерь электроэнергии, основанный на единственном расчёте установившегося режима, соответствующего прогнозируемому максимуму нагрузки ЭЭС, и определения времени потерь  $\tau$ .

$$\Delta W_{\text{н}} = \Delta P_{\text{max}} \tau.$$

где  $\Delta P_{\text{max}}$  – потери мощности в режиме максимальной нагрузки электрической сети.

Точность решения проектных задач, обеспечиваемая этим методом, вполне соответствует точности исходных данных (нагрузки, стоимостные показатели и др.).

*При эксплуатации ЭЭС* для расчёта ТПЭ используются данные телеизмерений и контрольные измерения.

В связи с особенностями схем и режимов электрических сетей различных классов напряжения и возможности получения информации для расчёта потерь энергии рекомендуется подразделять сети на 5 групп (рис. 14.1):

- транзитные с  $U_{\text{ном}} \geq 220$  кВ и межсистемные связи;
- замкнутые с  $U_{\text{ном}} \geq 110$  кВ не участвующие в обмене мощностью между различными РСК;
- разомкнутые сети с  $U_{\text{ном}} = 35...110$  кВ;
- электрические сети с  $U_{\text{ном}} = 6(10)$  кВ;
- электрические сети с  $U_{\text{ном}} = 0,38$  кВ.

По используемой информации для определения величины потерь энергии все методы можно условно подразделить на детерминированные и вероятностно-статистические.



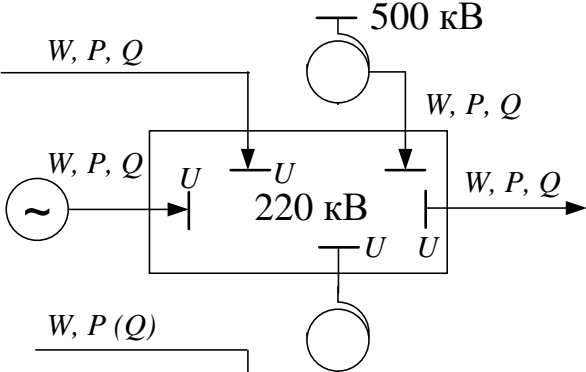
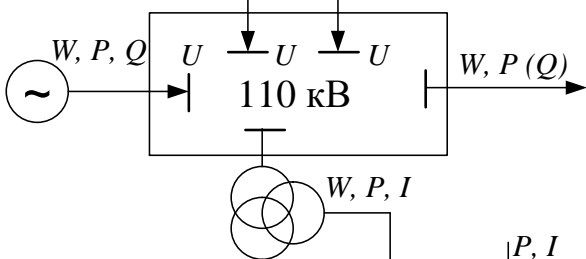
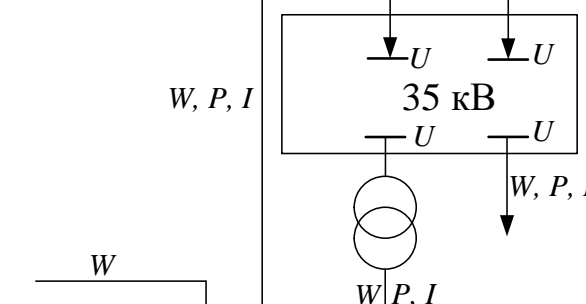
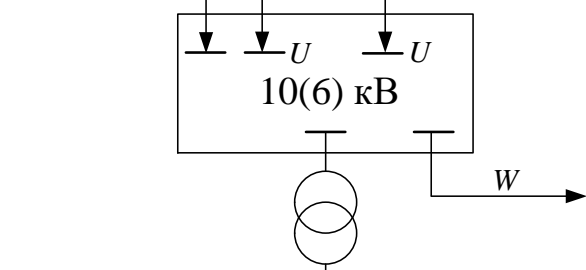
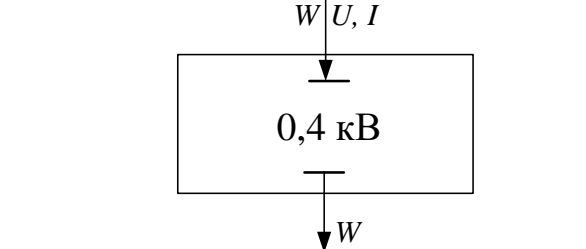
Электрические сети	Источники режимной информации	Методы расчета
	<p>ТИ, ТС, АСКУЭ, генеральные замеры</p>	<p>Оперативных расчётов</p> $\Delta W_{\text{H}} = 3 \sum_{i=1}^n R_i \sum_{j=1}^m I_{ij}^2 \Delta t_{ij}$
	<p>Генеральные замеры, ТС, ТИ(частично), АСКУЭ</p>	<p>Расчётных (средних) суток</p> $\Delta W_{\text{H}} = k_{\text{Л}} \Delta W_{\text{СУТ}} D_{\text{ЭКВ}} k_{\text{ФМ}}^2$
	<p>Генеральные замеры, АСКУЭ</p>	<p>Расчётных (средних) суток</p> $\Delta W_{\text{H}} = \Delta W_{\text{СУТ}} D_{\text{ЭКВ}} k_{\text{ФМ}}^2$ <p>Средних нагрузок</p> $\Delta W_{\text{H}} = k_{\text{К}} \Delta P_{\text{СР}} T k_{\text{Ф}}^2$
	<p>Генеральные замеры, АСКУЭ</p>	<p>Средних нагрузок</p> $\Delta W_{\text{H}} = k_{\text{К}} \Delta P_{\text{СР}} T k_{\text{Ф}}^2$ <p>Числа часов наибольших потерь</p> $\Delta W_{\text{H}} = k_{\text{К}} \Delta P_{\text{МАХ}} \tau$
	<p>Специальные измерения</p>	<p>По потерям напряжения</p> $\Delta W_{\%} = 0,7 \Delta U_{\%} k_{\text{Н СР}} \frac{\tau}{T_{\text{НБ}}}$ <p>По обобщенной информации</p> $\Delta W_{\text{H}} = k_{0,38} \frac{W^2 (1 + k_{\varphi}^2) L_{\text{ЭКВ}}}{F D} k_{\text{Ф}}^2$

Рис. 14.1. Детерминированные методы расчёта нагрузочных потерь электроэнергии

**В детерминированных методах** используются определённые (характерные) графики нагрузок узлов и режимы (состояния), считающиеся неизменными в течение расчётного периода. Это обеспечивает переход от значений потерь мощности к потерям энергии за расчётный период. К детерминированным методам относятся:

- метод оперативных расчётов;
- метод расчётных (средних) суток;
- метод средних нагрузок;
- метод  $\tau$ ;
- метод оценки потерь по обобщённой информации о схемах и нагрузках сети.

К вероятностно-статистическим методам относятся методы расчёта потерь энергии по вероятностно-статистическим моделям нагрузок узлов, позволяющим учитывать множество реализаций суточных графиков нагрузок.

## 14.2. Методы расчёта потерь электроэнергии в сетях ЭЭС

### 14.2.1. Метод оперативных расчётов в сетях с телеизмерениями

Режимная информация системы ТИ ( $\tilde{U}$ ,  $\tilde{P}$ ,  $\tilde{Q}$ ) о каждом элементе системообразующей сети позволяет организовать расчёты потерь электроэнергии с минимальным отставанием от реального времени в цикле **оперативного управления** режимами ЭЭС.

В методе **оперативных расчётов** нагрузочные потери электроэнергии определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{н}} = \left( \sum_{i=1}^n R_i \sum_{j=1}^m \frac{\tilde{P}_{ij}^2 + \tilde{Q}_{ij}^2}{\tilde{U}_{ij}^2} \right) \Delta t, \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч},$$

где  $n$  — число элементов сети;

$\Delta t$  – интервал времени, в течение которого нагрузки  $\tilde{P}_{ij}, \tilde{Q}_{ij}$  (МВт, Мвар) и напряжение  $\tilde{U}_{ij}$  (кВ)  $i$ -го элемента сети с сопротивлением  $R_i$  (Ом) принимают неизменной;

$m$  – число интервалов времени.

Условно-постоянные потери электроэнергии определяются аналогично с использованием поперечной проводимости элемента  $G_i$  (См)

$$\Delta W_{\text{уп}} = \left( \sum_{i=1}^n G_i \sum_{j=1}^m \tilde{U}_{ij}^2 \right) \Delta t.$$

#### **14.2.2. Метод средних суток для сетей 110 и 35 кВ**

Основным источником информации о режимных параметрах в сетях 110 и 35 кВ являются генеральные замеры, проводимые в рабочие сутки июня и декабря. Естественно, что можно выполнить расчёты режимов для каждого часа суток генеральных замеров после их проведения. Возникает задача о распространении двух расчётов суточных потерь энергии на остальные сутки года. Для этого в первую очередь необходимо разделить год на «зимние» и «летние» месяцы (рис. 14.2).

Метод средних суток основан на допущении, что суточные графики нагрузок каждого узла сети в расчётные периоды времени сохраняют подобие своих конфигураций [39, 42]. Затем необходимо распространить суточные потери энергии на весь расчётный период времени (как правило – месяц). При этом необходимо учесть изменение суточного потребления энергии в течение расчётного периода.

Метод средних суток [46, 47] состоит из следующих этапов:

- а) определение расчётных суточных графиков узловых мощностей;
- б) расчёты режимов электрической сети;
- в) определение потерь энергии в электрической сети.

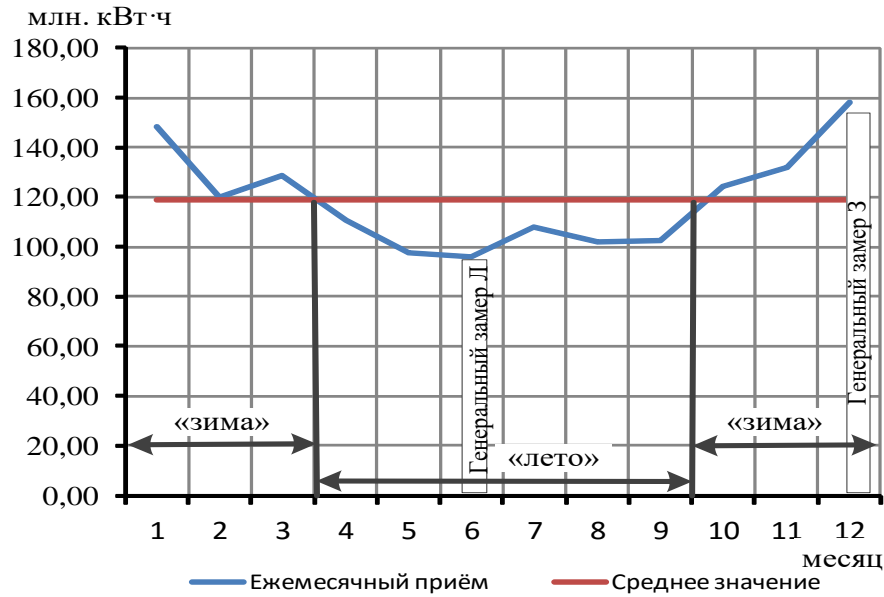


Рис. 14.2. Деление года на два периода

В результате расчётов установившихся режимов становятся известными суточные графики потерь мощности во всех продольных и поперечных ветвях схемы замещения сети. Суммируя потери мощности  $\Delta P_{lt}$  в каждой продольной и поперечной ветвях  $l$  схемы замещения по всем часам суток, получим соответственно нагрузочные и условно-постоянные потери энергии в каждой ветви за средние по потреблению энергии сутки:

$$\Delta W_{l_{\text{сут}}} = \sum_{t=0}^{23} \Delta P_{lt}, \quad l = 1, 2, \dots, L, \quad (14.1)$$

где  $L$  – количество продольных и поперечных ветвей схемы замещения сети.

Вычисление  $\Delta W_{l_{\text{сут}}}$  по (14.1) позволяет автоматически и весьма точно учесть суточную неравномерность электропотребления.

Потери энергии в ветви  $l$  за месяц  $m$ , содержащий  $D_m$  суток, равны:

$$\Delta W_{l\text{мес}} = \Delta W_{l\text{сут}} D_m k_{lm},$$

где  $k_{lm} \approx k_{\phi}^2$  – поправочный коэффициент, учитывающий отличие потерь энергии в ветви за расчётные сутки от среднего значения суточных потерь энергии за месяц.

### ***14.2.3. Метод средних нагрузок для сетей 6...35 кВ***

Схема сети – разомкнутая, что позволяет выполнять расчёты для каждой распределительной линии (фидера) в отдельности.

Как правило, известны результаты генеральных замеров зимы и лета по присоединениям СШ 10(6) кВ ЦП, т.е. на «головах» фидеров известны неполные графики токов и напряжений, ежемесячный отпуск активной энергии по данным АСКУЭ. В схеме фидера, показанной на рис. 14.3, «головным» участком является участок кабельной линии между узлами 1 – 2.

В основу *метода средних нагрузок* положено выражение (13.2), позволяющее определить потери электроэнергии в сопротивлении  $R$  за период  $T$ . Метод состоит из следующих этапов.

#### ***а) Определение средних нагрузок ТП.***

Средние нагрузки на ТП определяются по данным ежемесячных замеров отпуска электроэнергии по ТП или путём разделения замера энергии на голове фидера пропорционально мощности трансформаторов ТП.

#### ***б) Расчёты режимов электрической сети.***

Расчёт режима выполняется в два этапа в соответствии с алгоритмом, изложенным в параграфе 6.2. В результате расчёта определяются токи всех линий и напряжения узлов схемы в режиме средних нагрузок.

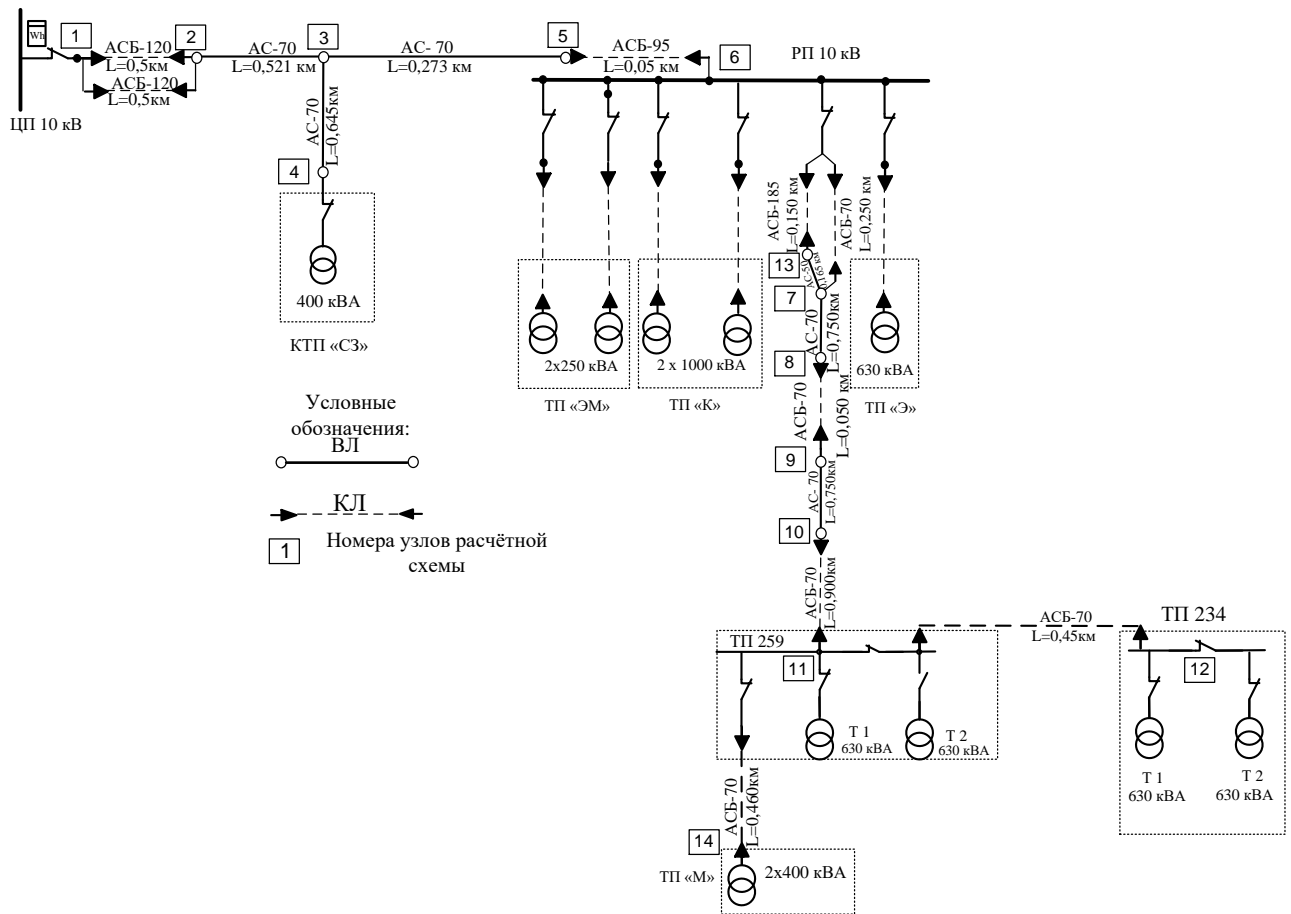


Рис.14.3. Схема распределительной линии 10 кВ

**в) Определение потерь энергии в электрической сети.**

Чем более неравномерен график электропотребления, тем выше нагрузочные потери электроэнергии при одном и том же значении среднегодовой нагрузки. Неравномерность электропотребления учитывается с помощью коэффициента формы графика нагрузки за период  $T$ , величина которого приближённо равна

$$k_{\phi}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3},$$

где  $k_3$  — коэффициент заполнения графика равен

$$k_3 = \frac{\tilde{W}_\Gamma}{P_{\max} T} = \frac{T_{\text{нб}}}{T} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}.$$

Здесь  $T_{\text{нб}}$  – число часов использования наибольшей нагрузки сети.

Потери электроэнергии за расчётный период  $T$  состоят из нагрузочных и условно-постоянных потерь в линиях и трансформаторах.

Нагрузочные потери электроэнергии равны

$$\Delta W_{\text{лн}} = 1,02 \Delta P_{\text{лн}} k_\phi^2 T;$$

$$\Delta W_{\text{тн}} = 1,02 \Delta P_{\text{тн}} k_\phi^2 T.$$

Условно-постоянные потери электроэнергии определяются по формулам

$$\Delta W_{\text{луп}} = \Delta P_{\text{луп}} T;$$

$$\Delta W_{\text{туп}} = \Delta P_{\text{тх}} T,$$

где  $\Delta P_{\text{лн}}$ ,  $\Delta P_{\text{тн}}$  – суммарные нагрузочные потери активной мощности в участках линии и трансформаторах ТП соответственно;

$\Delta P_{\text{луп}}$ ,  $\Delta P_{\text{тх}}$  – суммарные условно-постоянные потери активной мощности в линии и суммарные потери холостого хода трансформаторов.

#### **14.2.4. Расчёты потерь электроэнергии в сетях 0,38 кВ**

Электрические сети 0,38 кВ представляют собой четырёхпроводную сеть с нулевым проводом, имеющим повторные заземления (рис. 14.4).

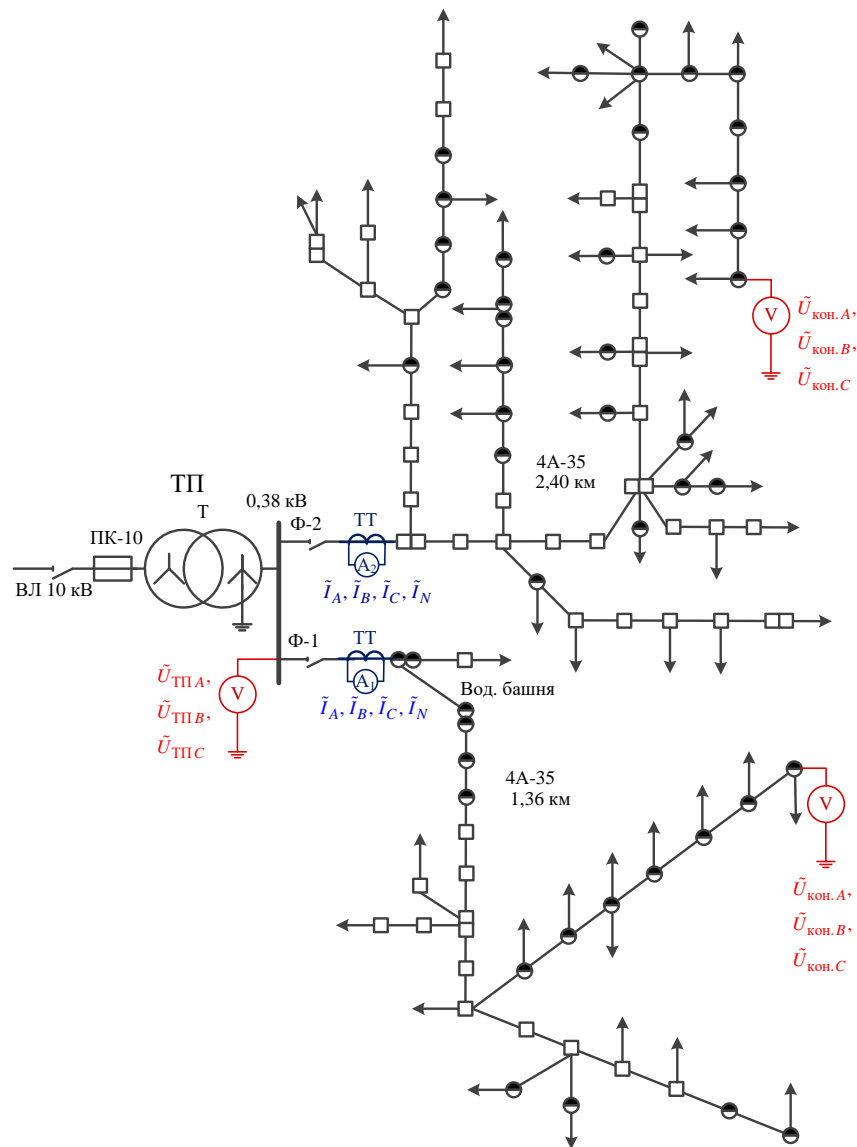


Рис. 14.4. Поопорная схема-паспорт ВЛ 0,38 кВ

Расчёты потерь электроэнергии в этих сетях практически могут быть выполнены на **выборке линий** с последующим распространением полученных результатов на всю сеть. Количество линий, входящих в выборку, определяется желаемой точностью расчёта.

Наиболее распространённым методом расчёта относительной величины годового ТРЭ в линиях 0,38 кВ выборки является метод, основанный на пропорциональности потерь мощности в линии потерям напряжения до наиболее удалённого потребителя.



Нагрузочные потери в линии 0,38 кВ определяют методом времени максимальных потерь

$$\Delta W_{\%} = k_{\text{н/м}} \cdot \Delta U_{\%} \cdot k_{\text{нер}} \frac{\tau}{T_{\text{нб}}}, \quad (14.2)$$

где  $k_{\text{н/м}} \gg 0,7$  – коэффициент пропорциональности относительных потерь мощности и напряжения;

$\Delta U_{\%}$  – относительная величина потерь напряжения в линии;

$k_{\text{нер}}$  – коэффициент, учитывающий увеличение потерь из-за неравномерности распределения нагрузки по фазам и дополнительные потери в нулевом проводе;

$T_{\text{нб}}$  – число часов использования максимальной нагрузки;

$\tau$  – время максимальных потерь.

Потери напряжения вычисляются по результатам специальных измерений напряжения на линии 0,38 кВ в период максимальной нагрузки.

$$\Delta U_{\%} = \max_{\phi \in \{A, B, C\}} \frac{U_{\text{ТП}}^{\text{ср}} - \tilde{U}_{\text{кон.ф}}^{\text{мин}}}{U_{\text{ТП}}^{\text{ср}}} 100\%.$$

Здесь  $U_{\text{ТП}}^{\text{ср}}$  – среднее арифметическое напряжение фаз на вводе линии в ТП;

$\tilde{U}_{\text{кон.ф}}^{\text{мин}}$  – минимальное из измеренных напряжений фаз в конце линии.

Относительный ТРЭ на выборке из  $k$  линий 0,38 кВ равен

$$\Delta W_{\% \Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^k \Delta W_{\% i} \tilde{W}_i}{\sum_{i=1}^k \tilde{W}_i},$$

где  $\Delta W_{\% i}$  – относительный ТРЭ в  $i$ -й линии, определённый по (14.2);

$\tilde{W}_i$  – отпуск энергии в  $i$ -ю линию за год.

## ЛЕКЦИЯ №15

### ОСНОВЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ ЭЭС

#### 15.1. Основные показатели качества электроэнергии

Все элементы ЭЭС, включая электроприёмники, могут эффективно работать лишь при параметрах электроэнергии близких к номинальным. В число этих параметров входят: частота переменного тока, напряжение, синусоидальность формы напряжения и симметрия трёхфазной системы напряжений и токов. Все эти параметры являются *качественными показателями электроэнергии* и режима работы системы.

Важнейшей задачей оперативного управления и автоматического регулирования режима ЭЭС является стабилизация качественных показателей электроэнергии на нормативно допустимом уровне.

Качество частоты в ЭЭС оценивают по *отклонению частоты* от номинальной при её медленном плавном изменении (менее 1 %/с)

$$\delta f = f - f_{\text{ном}}.$$

Действующим с 2013 г. стандартом (ГОСТ Р 54149-2010) допускается  $\delta f_{\text{норм}}$  в нормальных режимах в пределах  $\pm 0,2$  Гц в течение 95 % времени интервала в одну неделю. Временно работа ЭЭС допускается с отклонением частоты  $\delta f_{\text{доп}} = \pm 0,4$  Гц в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

**Качество напряжения** в ЭЭС характеризуется медленными изменениями, колебаниями, несимметрией и несинусоидальностью. Под **медленными изменениями напряжения** понимается разность между фактическим и номинальным значениями напряжения. Нормируется относительная величина (%) повышения  $\delta U_{(+)}$  и понижения  $\delta U_{(-)}$  напряжения в точках поставки электроэнергии потребителям в размере  $\pm 10$  % в течение 100 % времени интервала в одну неделю. В других точках (узлах) электрических сетей устанавливаются предельные значения превышения напряжений по условиям работы изоляции: в сетях 6...20 кВ на 20 %; в сетях 35...220 кВ – на 15 %; в ЛЭП 330 кВ – на 10 %; при более высоком напряжении – на 5 %.

**Колебания напряжения**, возникающие при быстрых изменениях напряжения, обычно проявляются только в распределительных сетях напряжением 6(10) кВ и ниже. Колебания напряжения нормируются величиной дозы **фликера**  $P_{st}$  (не более 1,38).

**Несимметрия напряжений** характеризуется коэффициентами несимметрий по обратной  $K_{2U} \leq 2$  % и нулевой  $K_{0U} \leq 2$  % последовательностям.

**Несинусоидальность напряжения** означает наличие наряду с гармоникой основной частоты  $U_1$  других гармоник  $U_n$  высших частот (до сорокового порядка). Нормируются коэффициенты гармонических составляющих  $K_{U(n)}$  % (доля от напряжения основной гармоники).

## 15.2. Связь балансов мощностей с частотой и напряжением

Одновременность процесса выработки и потребления электроэнергии в ЭЭС означает существование балансов активной и реактивной мощностей в каждый момент и интервал времени установившегося режима [51]. Балансы мощности имеют следующий вид:

$$\begin{cases} P_{\Gamma} = \sum P_{\text{H}} + \Delta P_{\text{с}}; \\ Q_{\Gamma} = \sum Q_{\text{H}} + \Delta Q_{\text{с}}, \end{cases}$$

где индексы «Г», «Н», «с» применяются, соответственно, для генераторов, нагрузок и сети с учётом зарядных мощностей ЛЭП.

Поддержание балансов  $P$  и  $Q$  определяет взаимное расположение характеристик по частоте и напряжению эквивалентного агрегата турбины-генератора и суммарной нагрузки (рис. 15.1). Точки пересечения СХН и характеристик агрегата турбины-генератора соответствуют установившимся режимам ЭЭС.

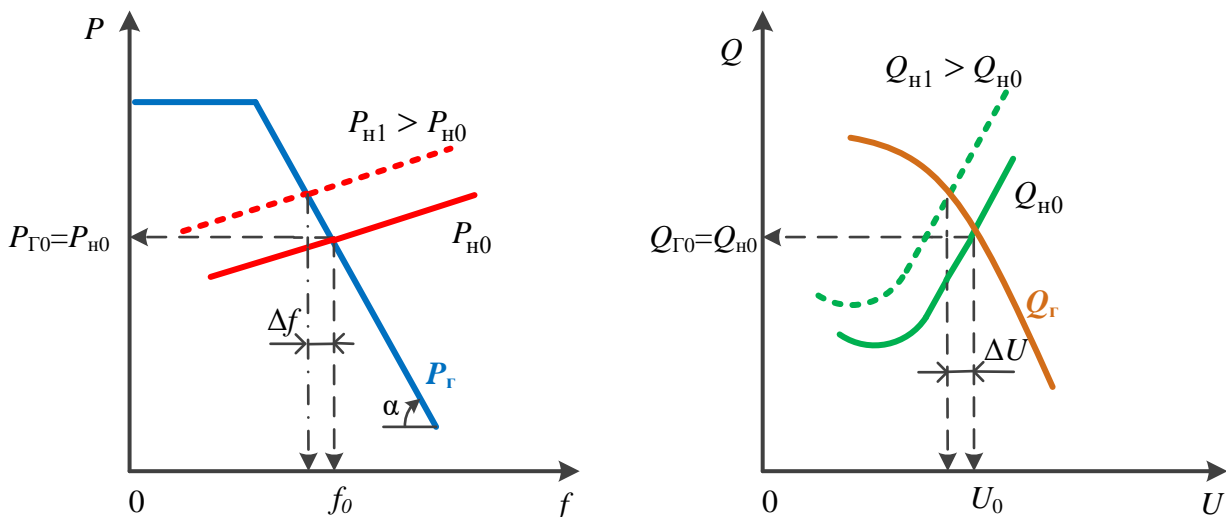


Рис. 15.1. Отклонение частоты и напряжения при изменении нагрузки

В исходном режиме  $P_{\Gamma 0} = P_{\text{H} 0}$ ,  $Q_{\Gamma 0} = Q_{\text{H} 0}$  при  $f = f_0$ ,  $U = U_0$  (рис. 15.1). При увеличении нагрузки возникает переходный процесс. По завершению переходного-

го процесса возникает новый установившийся режим при других значениях частоты и напряжения. СХН нового режима перемещаются вверх (пунктирные линии на рис. 15.1).

Для оценки характера влияния изменений напряжения и частоты на нагрузку представим СХН в виде ряда Тейлора в точке  $\{f_0, U_0\}$ . При изменении генерируемой мощности агрегата турбина-генератор баланс мощности нового установившегося режима имеет вид:

$$\begin{cases} P_{Г0} + \delta P_{Г} = P_{Н0} + \Delta f \left. \frac{\partial P_{Н}}{\partial f} \right|_{f_0, U_0} + \Delta U \left. \frac{\partial P_{Н}}{\partial U} \right|_{f_0, U_0}; \\ Q_{Г0} + \delta Q_{Г} = Q_{Н0} + \Delta f \left. \frac{\partial Q_{Н}}{\partial f} \right|_{f_0, U_0} + \Delta U \left. \frac{\partial Q_{Н}}{\partial U} \right|_{f_0, U_0}. \end{cases} \quad (15.1)$$

Решая уравнения (15.1), получим:

$$\begin{cases} \Delta f = \frac{\delta P_{Г} \left. \frac{\partial Q_{Н}}{\partial U} \right|_{f_0, U_0} - \delta Q_{Г} \left. \frac{\partial P_{Н}}{\partial U} \right|_{f_0, U_0}}{D}; \\ \Delta U = \frac{\delta Q_{Г} \left. \frac{\partial P_{Н}}{\partial f} \right|_{f_0, U_0} - \delta P_{Г} \left. \frac{\partial Q_{Н}}{\partial f} \right|_{f_0, U_0}}{D}, \end{cases} \quad (15.2)$$

где  $D = \left. \frac{\partial P_{Н}}{\partial f} \right|_{f_0, U_0} \cdot \left. \frac{\partial Q_{Н}}{\partial U} \right|_{f_0, U_0} - \left. \frac{\partial P_{Н}}{\partial U} \right|_{f_0, U_0} \cdot \left. \frac{\partial Q_{Н}}{\partial f} \right|_{f_0, U_0}$  – определитель линейной системы уравнений (15.1).

Знаки частных производных в (15.2) определяются по рис. 15.1.

$$\left. \frac{\partial Q_H}{\partial U} \right|_{f_0, U_0} > 0; \quad \left. \frac{\partial Q_H}{\partial f} \right|_{f_0, U_0} < 0; \quad \left. \frac{\partial P_H}{\partial U} \right|_{f_0, U_0} \approx 0; \quad \left. \frac{\partial P_H}{\partial f} \right|_{f_0, U_0} > 0.$$

С учётом этих знаков определитель  $D > 0$ . Тогда при снижении генерируемой активной мощности ( $\delta P_T < 0$ ,  $\delta Q_T = 0$ ) из (15.2) следует, что уменьшаются частота и напряжение и наоборот. Снижение генерации реактивной мощности ( $\delta P_T = 0$ ,  $\delta Q_T < 0$ ) приводит к снижению напряжения и в меньшей степени сказывается на изменении частоты.

### 15.3. Регулирование частоты в ЭЭС

В установившемся режиме ЭЭС частота определяется частотой вращения роторов агрегата турбина-генератор. В таком режиме существует равенство моментов на валу роторов агрегата  $M_{\text{мех}} = M_{\text{эл}}$ . Мощность турбины передаётся генератору  $P_T = P_G$  при определённой скорости вращения роторов  $\Omega$ . Мощность турбины зависит от механического момента  $P_T = M_{\text{мех}} \Omega$ , а мощность генератора – от тока статора  $P_G = \sqrt{3} U_G I_G \cos \varphi$ . При увеличении нагрузки ЭЭС ток  $I_G$  возрастает и увеличивается электромагнитный момент  $M_{\text{эл}}$  на валу ротора. Под влиянием избыточного электромагнитного момента  $M_{\text{эл}} > M_{\text{мех}}$  агрегат турбина-генератор уменьшает скорость  $\Omega$ .

Для стабилизации скорости вращения ротора и частоты переменного тока в соответствии со стандартом по качеству частоты агрегат турбина-генератор оснащают устройством *автоматического регулирования частоты вращения* (АРЧВ).

Под действием АРЧВ турбины (рис. 15.2, а) изменяется мощность агрегата турбина-генератор  $P_T$ , которая приводится в соответствие с мощностью нагрузки. Например, возникающий в системе наброс нагрузки  $\delta P_H > 0$  вызывает снижение частоты на  $\Delta f$  (рис. 15.2, б).

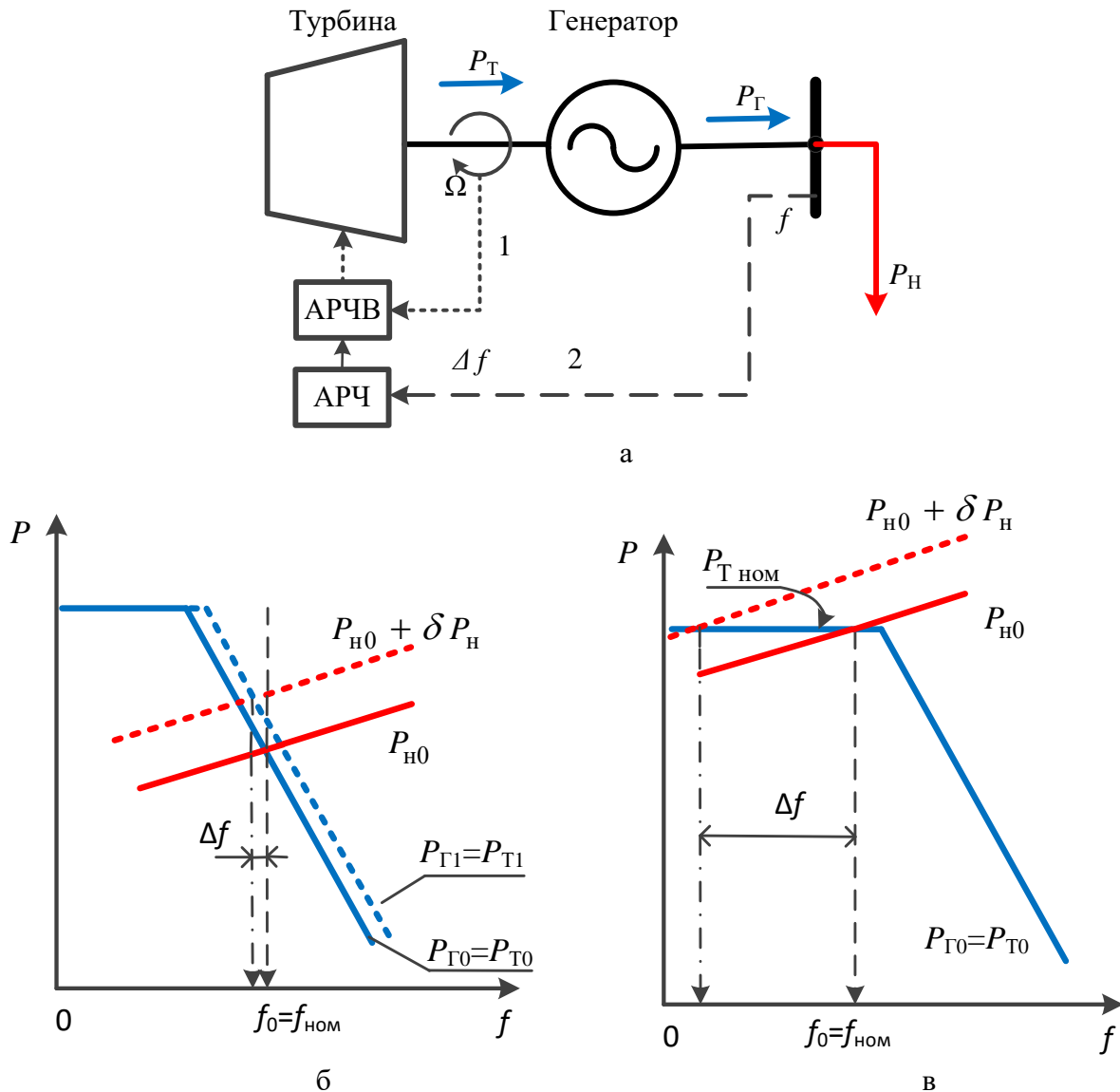


Рис. 15.2. Первичное регулирование частоты в упрощённой системе (а) при наличии (б) и отсутствии (в) резерва мощности

Частота стабилизируется на новом уровне. АРЧВ без специальных устройств не предотвращает отклонения частоты, а лишь уменьшает это отклонение. Процесс стабилизации частоты под действием АРЧВ без специальных устройств называется **первичным регулированием частоты** (контур 1 на рис. 15.2, а).

Для решения общей задачи регулирования частоты и мощности необходимо использовать **автоматические регуляторы частоты** (АРЧ), обеспечивающие **вторичное регулирование частоты**. АРЧ дополнительно воздействует на

АРЧВ при отклонении частоты от номинального значения (контур 2 на рис. 15.2, а). АРЧ могут иметь астатическую и статическую настройки (рис. 15.3).

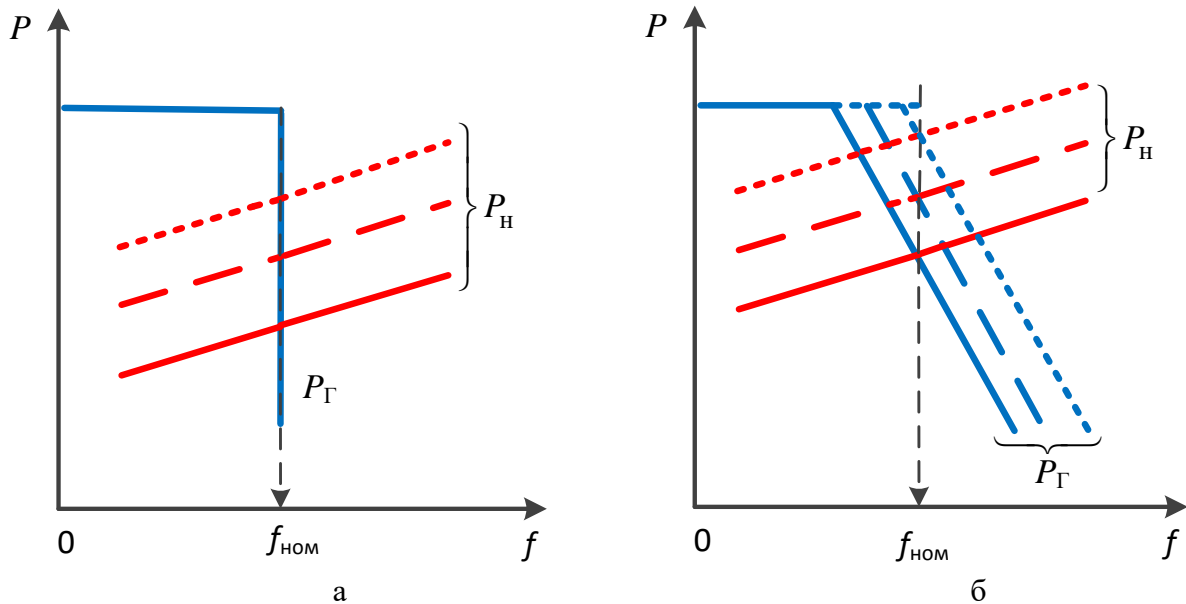


Рис. 15.3. Характеристики при вторичном регулировании частоты:  
а – астатическое; б – статическое

При статической настройке АРЧ характеристика регулирования смещается эквидистантно влево или вправо в зависимости от знака  $\Delta f$  (рис. 15.3, б).

Простейшим методом регулирования частоты является метод ведущей (частотной) станции, когда весь небаланс мощности ликвидируется одной станцией, имеющей вторичное регулирование (рис. 15.4).

При недостаточном резерве мощности снижение частоты ниже допустимого можно остановить при действии устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР). АЧР предусматривает ступенчатое отключение потребителей по мере снижения частоты в ЭЭС, отключая в первую очередь часть менее ответственных потребителей.



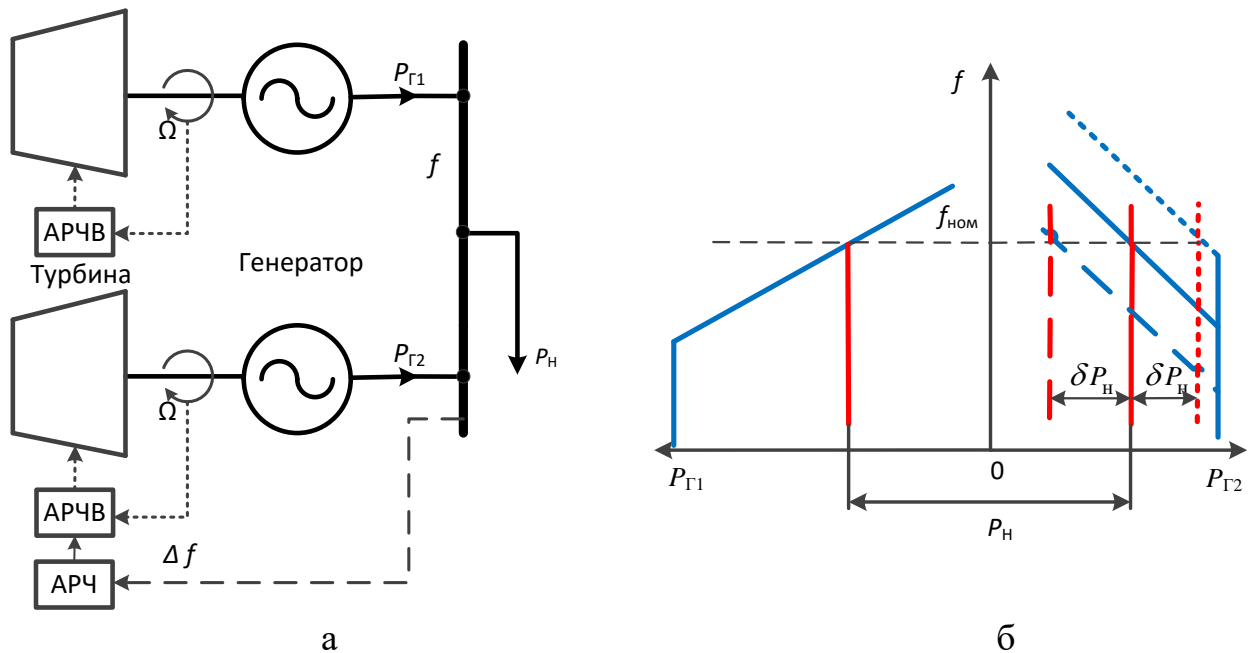


Рис. 15.4. Регулирование частоты ведущей станцией:  
а – модель системы; б – вторичное регулирование

## ЛЕКЦИЯ №16

### РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЭС

#### 16.1 Регулирование напряжения на электростанциях и в системообразующей сети

Взаимосвязь напряжения с изменением генерации активной и реактивной мощностей представлена формулами (15.2). Регулирование активной мощности на электростанциях обусловлено необходимостью поддержания номинальной частоты. Регулирование напряжения осуществляется воздействием на генерацию реактивной мощности синхронными генераторами электростанций, дополнительными источниками реактивной мощности, ёмкостной проводимостью ЛЭП, изменением коэффициентов трансформации трансформаторов подстанций (рис. 16.1). Если частота устанавливается на одном уровне во всей ЭЭС, то напряжения в различных узлах сети отличаются по модулю и фазе.

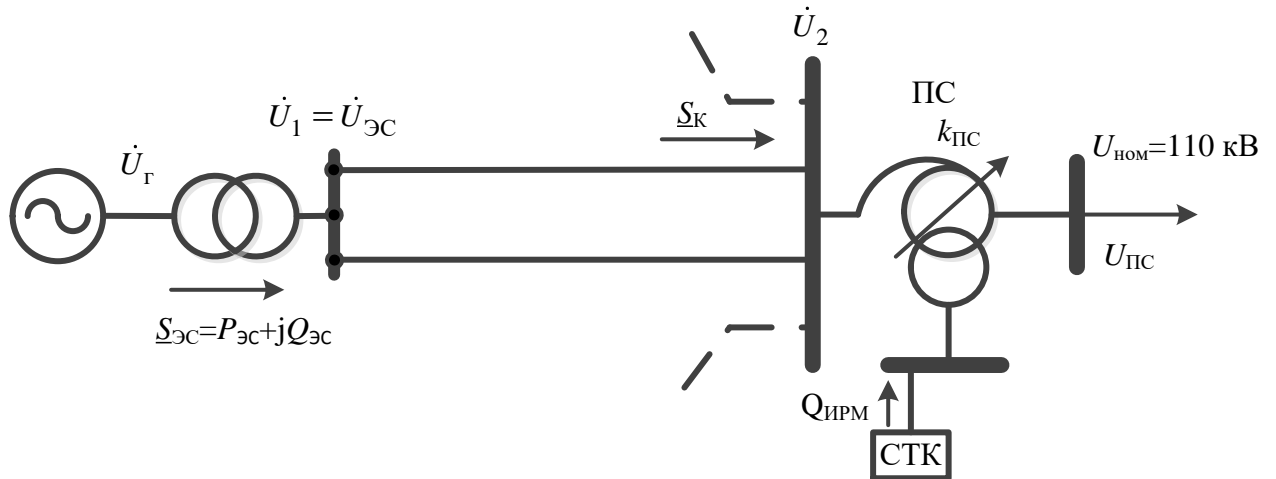


Рис. 16.1. Участок системообразующей сети ЭЭС

Основным источником реактивной мощности являются синхронные генераторы электростанций, вырабатывающие до 60 % всей реактивной мощности. Одновременно с этим синхронные генераторы являются одним из основных средств регулирования напряжения. Для большинства генераторов напряжение на его выводах может изменяться в диапазоне

$$0,95U_{\text{НОМ}} \leq U_{\Gamma} \leq 1,05U_{\text{НОМ}}.$$

Регулирование напряжения на шинах электростанции ( $U_1 = U_{\text{ЭС}}$  на рис. 16.1) выполняется автоматически с помощью быстродействующего устройства **автоматического регулирования возбуждения** (АРВ) синхронных генераторов. Устройство АРВ, реагирующее на изменения тока  $I_{\Gamma}$  и напряжения  $U_{\Gamma}$ , устанавливается на каждом синхронном генераторе [2].

Устройства АРВ синхронного генератора обеспечивает статическое регулирование напряжения.

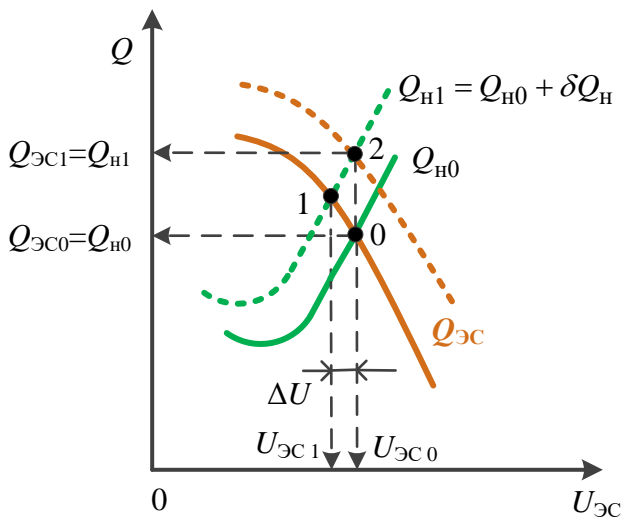


Рис. 16.2. Регулирование напряжения на электростанции

В исходном режиме существуют балансы реактивной мощности на шинах электростанций, при которых статическая характеристика нагрузки  $Q_H = f(U_{ЭC})$  и характеристика регулирования генератора АРВ  $Q_{ЭC} = F(U_{ЭC})$  пересекаются в точке 0 (рис. 16.2). Напряжение в исходном режиме равно  $U_{ЭC0}$ . При увеличении реактивной нагрузки на  $\delta Q_H$  (смеще-

нии СХН вверх) в первый момент времени рабочей точкой будет точка 1. При этом напряжение  $U_{ЭC0}$  уменьшится на величину  $\Delta U$ . Затем под действием устройства группового регулирования напряжения, изменяющего уставку АРВ, характеристика АРВ перемещается вверх. Рабочей точкой будет точка 2 и напряжение на шинах электростанции вновь станет равным  $U_{ЭC0}$ . Соответственно генерация реактивной мощности должна возрасти до величины  $Q_{ЭC1}$ .

Возможности генерации реактивной мощности  $Q_{ЭC}$  и её передачи к подстанциям связи ПС системообразующей сети (см. рис. 16.1) имеют технические ограничения. Для поддержания напряжения контрольной точки в заданном диапазоне необходимо не только регулировать напряжение на шинах электростанции  $U_{ЭC}$ , исходя из их взаимосвязи, но и ограничивать передачу реактивной мощности к ПС. Например, если в схеме сети рис. 16.1 контролируется напряжение  $U_2$ , то

$$U_2 = \sqrt{(U_{ЭC} - U'_{\Delta л})^2 + (U''_{\Delta л})^2},$$

где 
$$U'_{\Delta\text{л}} = \frac{P_{\text{ЭС}}R_{\text{л}} + Q_{\text{ЭС}}X_{\text{л}}}{U_{\text{ЭС}}}; \quad U''_{\Delta\text{л}} = \frac{P_{\text{ЭС}}X_{\text{л}} - Q_{\text{ЭС}}R_{\text{л}}}{U_{\text{ЭС}}}.$$

Для регулирования напряжения в контрольных точках системообразующей сети необходимо использовать дополнительные источники реактивной мощности (ИРМ)  $Q_{\text{ИРМ}}$ . Суммарная мощность ИРМ  $\sum Q_{\text{ИРМ}}$  определяется из баланса ЭЭС

$$\sum Q_{\text{н}} + \sum \Delta Q - \sum Q_{\text{ЭС}} - \sum Q_{\text{з}} = \sum Q_{\text{ИРМ}}, \quad (16.1)$$

где  $\sum Q_{\text{н}}$  – суммарная реактивная нагрузка потребителей с учётом резерва реактивной мощности;

$\sum \Delta Q$  – суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах и линиях;

$\sum Q_{\text{з}}$  – суммарная зарядная мощность линий электропередачи.

Общий (системный) баланс (16.1), составленный для режима максимальной нагрузки и послеаварийных режимов, позволяет приближённо определить потребность в ИРМ. Для распределения ИРМ между подстанциями составляются узловые балансы мощности.

Реактивная нагрузка узла определяется по СХН в зависимости от напряжения. Реактивная мощность, поступающая в узлы сети, также зависит от напряжения. Для схемы с выделенным одним узлом (рис. 16.3) мощности в ветвях могут быть получены из условия

$$\frac{\dot{U}_{\Gamma} - U}{\underline{Z}} = \frac{\hat{S}_{\Gamma}}{U}.$$

При балансе реактивной мощности характеристики  $\sum Q_{\Gamma} = F(U)$  и  $Q_{\text{н}} = f(U)$  пересекаются (рис. 16.3).

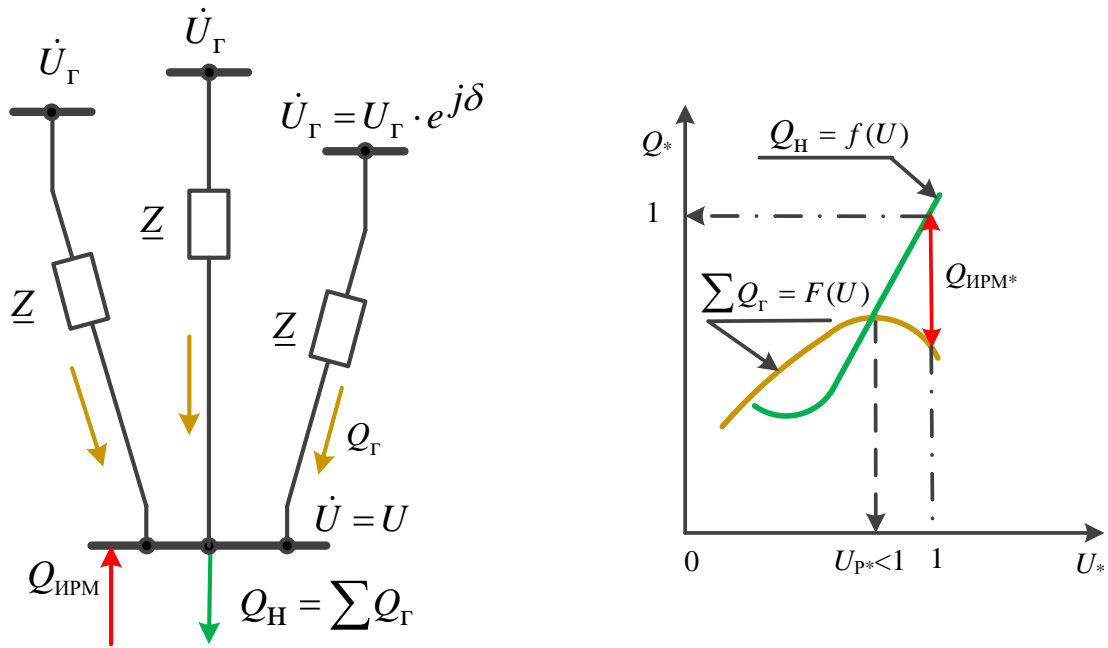
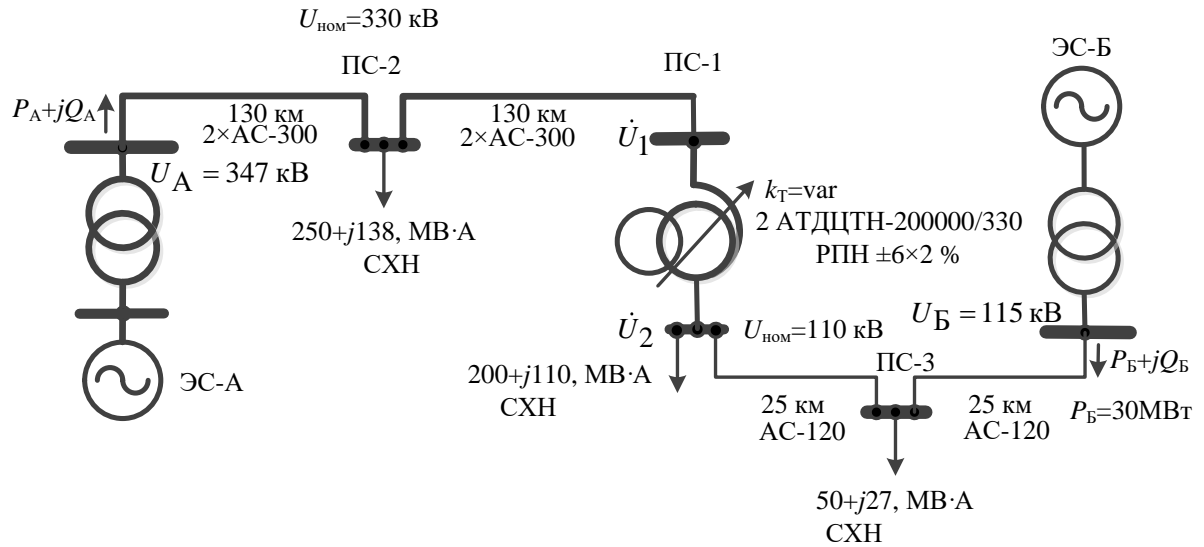


Рис. 16.3. Характеристики узлового баланса реактивных мощностей

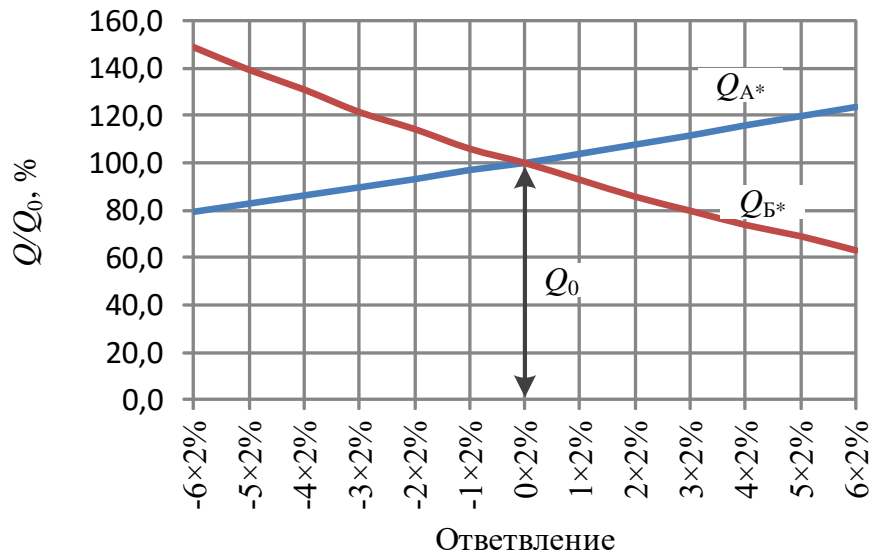
Необходимо иметь столько реактивной мощности, чтобы обеспечивался её баланс при номинальном напряжении ( $U_* = 1$ ). Это требует установки ИРМ мощностью  $Q_{\text{ИРМ}}$ .

Произвольное регулирование  $Q_{\Gamma i}$  может привести к большим потокам реактивной мощности в отдельных участках сети и, как следствие, значительным потерям напряжения и невозможности поддержания приемлемых напряжений на шинах некоторых ПС. Возможность оптимального распределения реактивной мощности связана с наличием в ЭЭС **резерва реактивной мощности**. Этот резерв создаётся путём установки дополнительных ИРМ.

В перераспределении реактивной мощности между её источниками большую роль играют регулируемые трансформаторы (рис. 16.4, а). При регулировании напряжения  $U_2$  изменяются потоки реактивной мощности  $Q_A$  и  $Q_B$  (рис. 16.4, б). Если считать  $U_A = \text{const}$  и  $U_B = \text{const}$ , то увеличение коэффициента трансформации  $k_T$  повышает  $U_2$ , что обуславливает уменьшение  $Q_B$  и соответствующее возрастание  $Q_A$ . При этом напряжение  $U_1$  понижается.



а



б

Рис. 16.4. Перераспределение реактивной мощности при помощи автотрансформатора с РПН: а – принципиальная схема сети; б – зависимость потоков реактивной мощности от ответвления РПН

В *замкнутых неоднородных контурах* сети (рис. 16.5) требуется принудительное перераспределение потоков мощности в контурах. В неоднородном контуре возрастает нагрузка участков сети с более низким номинальным напряжением, ухудшаются экономические показатели режима.

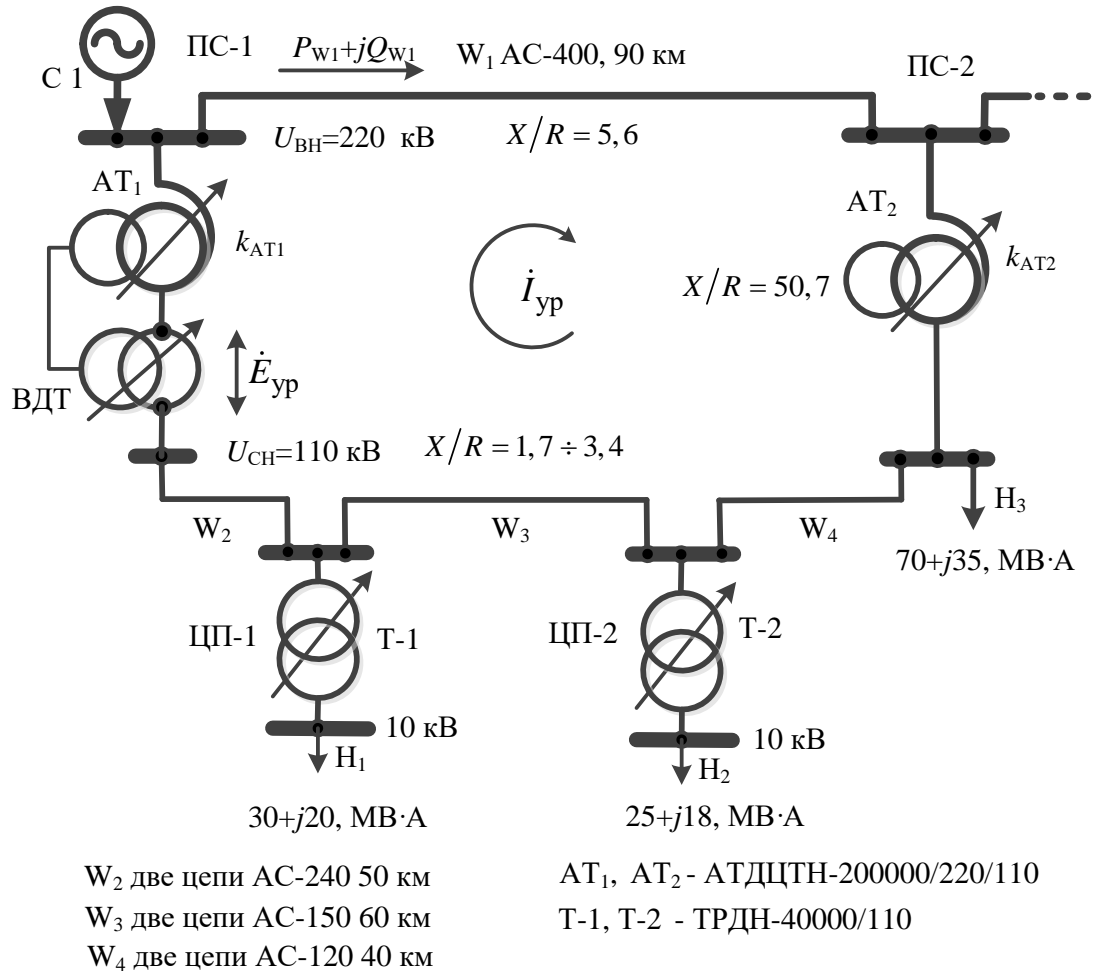


Рис. 16.5. Режим в неоднородном контуре электрической сети

Перераспределение потоков мощности может быть достигнуто при введении в каждый контур наряду с обычным устройством РПН вольтодобавочного трансформатора (ВДТ) для создания **уравнительной ЭДС**  $\dot{E}_{ур}$  и соответствующего уравнительного тока  $\dot{I}_{ур}$ :

$$\dot{E}_{ур} = \sqrt{3} \dot{I}_{ур} \underline{Z}_{\Sigma} = E'_{ур} + jE''_{ур},$$

где  $\underline{Z}_{\Sigma}$  – полное сопротивление контура.

Уравнительный ток  $\dot{I}_{ур}$  определяется по экономичному  $\underline{S}_{ЭК}$  и естественному  $\underline{S}_{ест}$  распределению мощности в сети.

**Продольную ЭДС  $E'_{ур}$** , определяющую в основном распределение в контуре реактивной мощности, можно получить путём подбора коэффициентов трансформации автотрансформаторов с РПН, установленных на ПС-1 и ПС-2 (см. рис. 16.5).

Изменение **поперечной ЭДС  $E''_{ур}$**  в основном влияет на изменение потока активной мощности. Поперечное регулирование ЭДС достигается использованием ВДТ.

## 16.2 Регулирование напряжения в распределительной сети

Распределительные сети эксплуатируются, как правило, в разомкнутом режиме. Центрами питания распределительных сетей первой ступени являются подстанции связи ПС с системообразующей сетью (рис. 16.6).

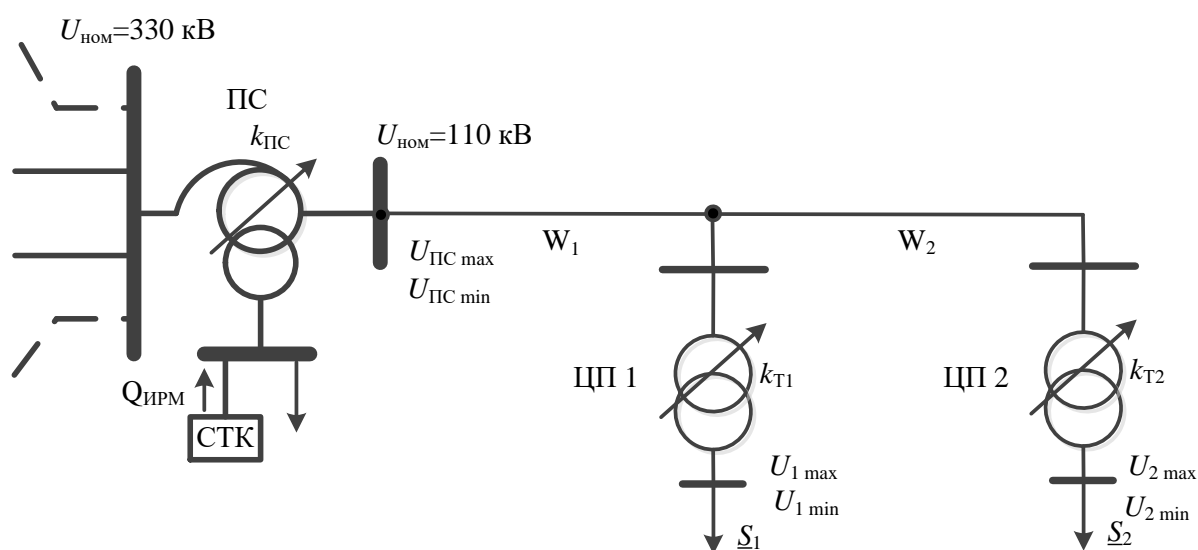


Рис. 16.6. Участок распределительной сети ЭЭС

Можно построить графики напряжений на шинах 110 кВ ПС (рис. 16.7). Заштрихованная зона графика рис. 16.7 показывает принципиальную возможность централизованного регулирования напряжения в I-м периоде. Во II-м периоде зоны графиков напряжения в ПС, обеспечивающих желаемые напряжения в



ЦП1 и ЦП2, не пересекаются. Здесь необходима местная коррекция коэффициентов трансформации  $k_{T1}$  или  $k_{T2}$ .

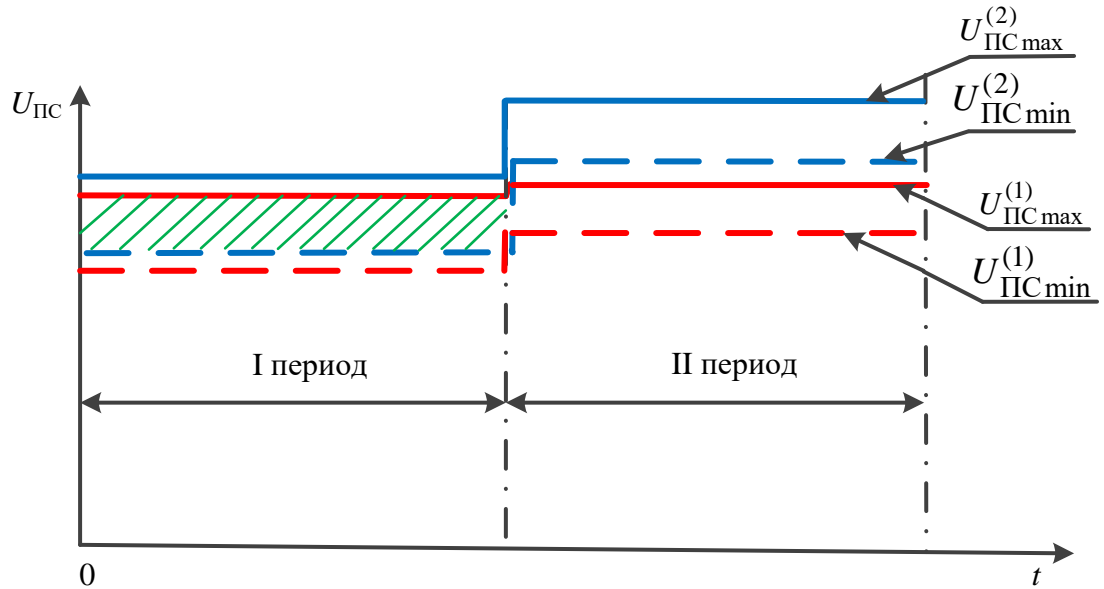


Рис. 16.7. Возможности централизованного регулирования напряжения в распределительной сети

Следовательно, **централизованное регулирование напряжения** не позволяет полностью решить задачу регулирования напряжения в ЦП. Это обусловлено противоречивыми требованиями по напряжению близких и удалённых потребителей.

Основным средством **местного регулирования напряжения** являются трансформаторы и автотрансформаторы с РПН и ПБВ. Коэффициенты трансформации регулируемых трансформаторов определяются с учётом установленных отвлечений.

Значения действительных  $k_T$  равны:

- для двухобмоточных трансформаторов

$$k_T = \frac{U_{H \text{ ном}}}{U_{B \text{ ном}} (1 \pm n \Delta_{T*})} = \frac{k_{\text{ном}}}{1 \pm n \Delta_{T*}},$$

где  $n$  – номер ступени относительно среднего ответвления;

$\Delta_{Т*}$  – шаг регулирования коэффициента трансформации в о.е.

- для трёхобмоточных трансформаторов

$$k_{В-С} = \frac{k_{НОМ В-С} (1 \pm n_{С} \Delta_{Т С*})}{1 \pm n_{В} \Delta_{Т В*}};$$

$$k_{В-Н} = \frac{k_{НОМ В-Н}}{1 \pm n_{В} \Delta_{Т В*}},$$

где  $n_{С}$  – номер ступени относительно среднего ответвления на стороне СН;

$n_{В}$  – номер ступени относительно среднего ответвления на стороне ВН;

$\Delta_{Т С*}$  – шаг регулирования коэффициента трансформации на стороне СН в о.е.;

$\Delta_{Т В*}$  – шаг регулирования коэффициента трансформации на стороне ВН в о.е..

- для автотрансформатора с РПН в обмотке среднего напряжения

$$k_{В-С} = k_{НОМ В-С} (1 \pm n_{С} \Delta_{Т С*});$$

$$k_{В-Н} = k_{НОМ В-Н}.$$

При регулировании вторичных напряжений необходимо так выбрать ответвления (добавки  $n\Delta_{Т*}$  к напряжению основного вывода), чтобы вторичные напряжения находились на желаемом уровне в допустимых пределах не ниже 105 %  $U_{НОМ}$  распределительной сети в период наибольших нагрузок и не более 100 %  $U_{НОМ}$  сети в период наименьших нагрузок.

Необходимые  $k_{Т}$  и соответствующие ответвления определяются из уравнения регулирования

$$U_{жел} = U' \cdot k_{Т},$$

где  $U'$  – приведённое напряжение из расчёта режима сети (рис. 16.8);

$U_{\text{жел}}$  – желаемое вторичное напряжение.

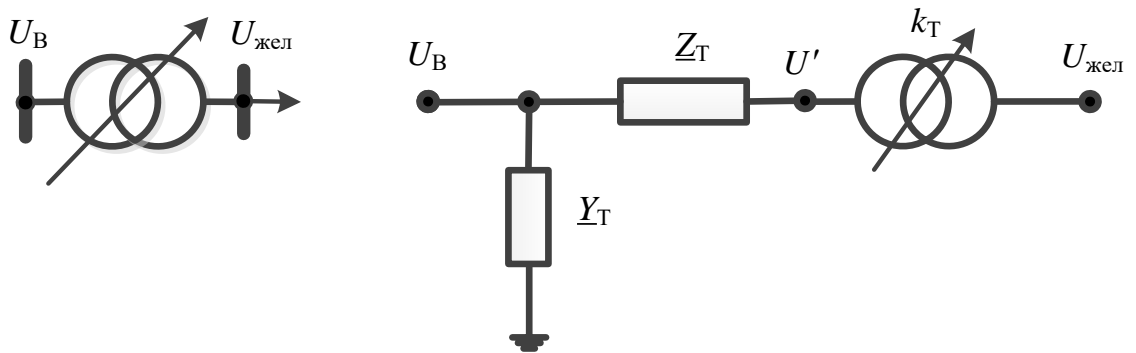


Рис. 16.8. Схема для выбора ответвления

Режимы работы трансформаторов и автотрансформаторов в сетях сложной конфигурации взаимосвязаны. Выбор ответвлений должен производиться не изолированно для каждого трансформатора, исходя из желаемых напряжений на данной подстанции, как это делается в радиальных сетях, а совместно на всех трансформаторах.

При дефиците  $Q$  перестановка ответвлений у понижающих трансформаторов ЦП может создавать повышение вторичного напряжения в одном узле за счёт снижения напряжения в других узлах сети. Следовательно, выбор ответвлений трансформаторов должен осуществляться одновременно с оптимизацией распределения реактивных мощностей между источниками.

## ЛЕКЦИЯ № 17

### ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЭС

При регулировании режимов ЭЭС обеспечивается поддержание балансов активной и реактивной мощностей при нормативных значениях частоты и напряжения:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n P_{\Gamma i} - P_{\text{H}\Sigma} - \pi = 0; & (17.1, \text{a}) \\ \sum_{i=1}^n Q_{\Gamma i} + \sum_{j=1}^l Q_{\text{K}j} + Q_{3\Sigma} - Q_{\text{H}\Sigma} - q = 0, & (17.1, \text{б}) \end{cases}$$

где  $P_{\Gamma i}$ ,  $Q_{\Gamma i}$  – активная и реактивная мощности, генерируемые  $i$ -й электростанцией;

$Q_{\text{K}j}$  – генерация (потребление) реактивной мощности  $j$ -м компенсирующим устройством (КУ);

$n$  – число электростанций в ЭЭС;

$l$  – число компенсирующих устройств в сети ЭЭС;

$Q_{3\Sigma}$  – суммарная зарядная мощность ЛЭП, рассматриваемой сети;

$P_{\text{H}\Sigma}$ ,  $Q_{\text{H}\Sigma}$  – суммарные активные и реактивные нагрузки потребителей;

$\pi$ ,  $q$  – суммарные потери активной и реактивной мощностей в сети ЭЭС.

В системе с избыточной генерирующей мощностью электростанций можно комбинировать состав включённых генераторов и КУ, изменять их нагрузку в пределах технических возможностей и балансов мощности (17.1). Это обеспечивает условия существования в ЭЭС большого количества вариантов распределения нагрузки потребителей ( $P_{\text{H}\Sigma}$ ,  $Q_{\text{H}\Sigma}$ ) с учётом потерь активной ( $\pi$ ) и реактивной ( $q$ ) мощностей между источниками активной ( $P_{\Gamma i}$ ) и реактивной ( $Q_{\Gamma i}$ ,  $Q_{\text{K}j}$ ) мощностей.

На рисунке 17.1 источниками активной мощности являются электростанции ЭС-1 и ЭС-2. Регулирование реактивной мощности осуществляется на ЭС-1, ЭС-2, СТК. Включение и отключение шунтирующих реакторов LR1, LR2, LR3 также изменяет баланс реактивной мощности.

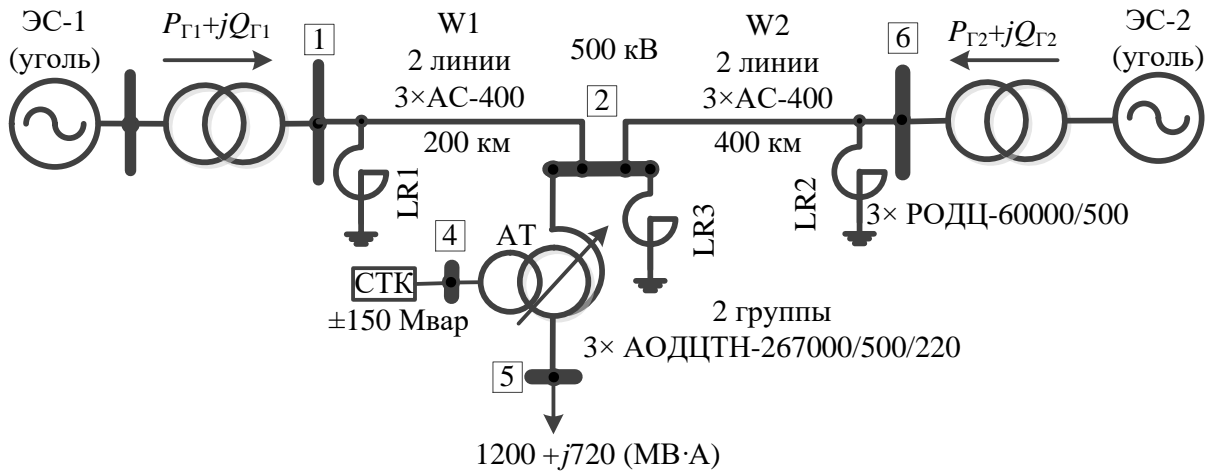


Рис. 17.1. Принципиальная схема ЭЭС

При изменении мощности электростанции увеличивается или уменьшается расход топлива  $B_i$ , а в электрической сети меняются потери мощности  $\pi = f(P_{Gi}, Q_{Gi})$ .

В основном расход топлива зависит от генерируемой активной мощности  $B_i = F(P_{Gi})$  (рис. 17.2). Такие зависимости называются **расходными (энергетическими) характеристиками электростанций**.

Оптимальный режим ЭЭС, содержащей тепловые электростанции (ТЭС), при заданном составе включённых блоков соответствует минимуму затрат на топливо электростанций [31, 53, 54] при условии соблюдения баланса активной мощности вида (17.1, а) и учёте ограничений на диапазон изменения мощности электростанций.

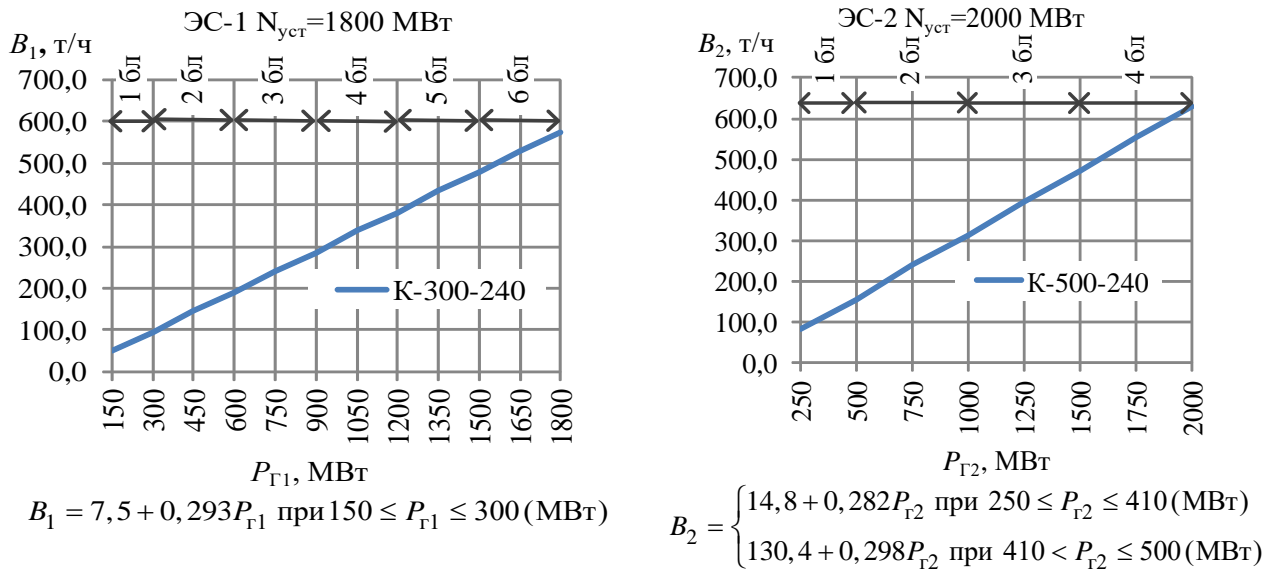


Рис. 17.2. Эквивалентные расходные характеристики электростанций

Для выбора оптимального режима формируется и решается математическая модель (ММ) оптимизации режима ЭЭС следующего вида

$$Z_T = \sum_{i=1}^n C_i B_i(P_{Gi}) \Rightarrow \min; \quad (17.2)$$

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} - P_{H\Sigma} - \pi(P_{Gi}, Q_{Gi}) = 0; \quad (17.3)$$

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max}, i=1, 2, \dots, n, \quad (17.4)$$

где  $C_i$  – стоимость топлива на  $i$ -й электростанции;

$P_{Gi}^{\min}, P_{Gi}^{\max}$  – пределы изменения мощности  $i$ -й электростанции.

Минимум (17.2) при условии (17.3) может быть определён **методом множителей Лагранжа** [31, 53].

Необходимым условием минимума функции Лагранжа  $L_p$  является равен-

ство нулю частных производных  $\frac{\partial L_p}{\partial P_{Gi}}, \frac{\partial L_p}{\partial \lambda}$ .

$$\begin{cases} \frac{\partial L_p}{\partial P_{\Gamma i}} = \Pi_i \frac{\partial B_i}{\partial P_{\Gamma i}} + \lambda \left( 1 - \frac{\partial \pi}{\partial P_{\Gamma i}} \right) = 0, & i=1,2,\dots,n; \\ \frac{\partial L_p}{\partial \lambda} = \sum_{i=1}^n P_{\Gamma i} - P_{\text{H}\Sigma} - \pi(P_{\Gamma i}, Q_{\Gamma i}) = 0. \end{cases}$$

Обозначив  $\frac{\partial B_i}{\partial P_{\Gamma i}} = \varepsilon_i$  и  $\frac{\partial \pi}{\partial P_{\Gamma i}} = \sigma_{pi}$ , получим *условие оптимальности ре-*

*жима ЭЭС при учёте потерь мощности в сети*

$$\begin{cases} \frac{\Pi_1 \varepsilon_1}{1 - \sigma_{p1}} = \frac{\Pi_2 \varepsilon_2}{1 - \sigma_{p2}} = \dots = \frac{\Pi_i \varepsilon_i}{1 - \sigma_{pi}} = \dots = \frac{\Pi_n \varepsilon_n}{1 - \sigma_{pn}} = \mu; \\ \sum_{i=1}^n P_{\Gamma i} - P_{\text{H}\Sigma} - \pi(P_{\Gamma i}, Q_{\Gamma i}) = 0, \end{cases}$$

где  $\varepsilon_i$  – *относительный прирост расхода топлива*  $i$ -й электростанцией (характеристика относительного прироста расхода топлива);

$\mu$  – относительный прирост затрат по системе в целом ( $\mu = -\lambda$ ).

*При оптимизации реактивных мощностей* источников  $Q_{\Gamma i}, Q_{\text{K}j}$ , входящих в баланс реактивной мощности (17.1, б), (для фиксированных оптимальных значений активных мощностей электростанций  $P_{\Gamma i \text{ опт}}$ ) *критерием оптимальности является минимум потерь активной мощности в сети ЭЭС*

$$\pi(P_{\Gamma i \text{ опт}}, Q_i^{\Gamma}) \Rightarrow \min$$

при условиях

$$\sum_{i=1}^m Q_i^{\Gamma} + Q_{3\Sigma} - Q_{\text{H}\Sigma} - q(P_{\Gamma i \text{ опт}}, Q_{\Gamma i}) = 0;$$

$$Q_i^{\Gamma \min} \leq Q_i^{\Gamma} \leq Q_i^{\Gamma \max},$$

где  $Q_i^{\Gamma}$  – искомые мощности источников (электростанций и КУ).

**Условие оптимальности режима источников реактивной мощности** в ЭЭС имеет следующий вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\frac{\partial \pi}{\partial Q_1^{\Gamma}}}{1 - \frac{\partial q}{\partial Q_1^{\Gamma}}} = \frac{\frac{\partial \pi}{\partial Q_2^{\Gamma}}}{1 - \frac{\partial q}{\partial Q_2^{\Gamma}}} = \dots = \frac{\frac{\partial \pi}{\partial Q_m^{\Gamma}}}{1 - \frac{\partial q}{\partial Q_m^{\Gamma}}}; \\ \sum_{i=1}^m Q_i^{\Gamma} + Q_{3\Sigma} - Q_{H\Sigma} - q(P_{\Gamma i \text{ опт}}, Q_i^{\Gamma}) = 0. \end{array} \right.$$

Оптимальное распределение реактивной мощности без учёта значений коэффициентов трансформации  $k_T$  регулируемых трансформаторов и необходимых ограничений (уровни напряжений, загрузка источников и т.п.) даёт приближённый результат.

## ЛЕКЦИЯ №18

### ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

#### 18.1. Основы оптимизации режима электрической сети

Режимы системообразующей сети в значительной степени формируются режимами работы электростанций ЭЭС, а режимы распределительных сетей – графиками нагрузки потребителей [9, 51]. Оптимальные режимы системообразующей сети могут быть определены при выполнении **комплексной оптимизации режимов ЭЭС**. Комплексная оптимизация режимов подразумевает одновремен-



ное определение активной и реактивной генерации мощности электростанциями, загрузки ИРМ, коэффициентов трансформации трансформаторов подстанций [31].

Чрезвычайно большое число уравнений, неравенств, переменных в задаче комплексной оптимизации режима, сложности в информационном обеспечении её практического применения привело к разделению этой задачи на несколько этапов. На первом этапе производится оптимизация режима только по активной мощности с использованием математических моделей, рассмотренных в предыдущем параграфе. Задачей второго этапа является уточнение решения, найденного на первом этапе путём оптимизации режима электрической сети.

Режим электрической сети можно регулировать изменением реактивной мощности генераторов электростанций и дополнительных регулируемых КУ  $Q_i^r$ , управлением с помощью АРВ напряжением генераторов  $U_{iГ}$ , изменением коэффициентов трансформации регулируемых трансформаторов  $k_{tik}$ , воздействием на регуляторы КУ.

Задача оптимизации заключается в выборе таких значений регулируемых параметров, при которых потери активной мощности (суммы нагрузочных и условно-постоянных потерь) в сети будут минимальными.

В общем случае потери активной мощности в любой ветви  $l$ , включённой между узлами  $i - k$ , проводимость которой равна  $\underline{y}_{ik} = 1/\underline{Z}_{ik}$ , могут быть вычислены по формуле

$$\pi_l = \operatorname{Re} \left[ \hat{y}_{ik} (\dot{U}_i - \dot{U}_k / \underline{k}_{ik}) (\hat{U}_i - \hat{U}_k / \hat{k}_{ik}) \right],$$

где  $\dot{U}_i, \dot{U}_k$  – напряжения в начале и конце ветви;

$\underline{k}_{ik}$  – коэффициент трансформации в ветви  $i - k$ .

Если продольная ветвь не содержит коэффициент трансформации, то  $\underline{k}_{ik} = 1$ .

Для поперечной ветви  $\dot{U}_k = 0$ .

**Целевая функция** оптимизации режима электрической сети, содержащей  $M$  ветвей, представляет собой сумму потерь активной мощности во всех ветвях расчётной схемы. **Критерием оптимальности режима электрической сети является минимум суммарных потерь активной мощности**

$$\pi = \sum_{l=1}^M \operatorname{Re} \left[ \hat{y}_{ik} (\dot{U}_i - \dot{U}_k / \underline{k}_{ik}) (\hat{U}_i - \hat{U}_k / \hat{k}_{ik}) \right] \Rightarrow \min, \quad (18.1)$$

где  $l$  – номер ветви между узлами  $i - k$ .

Минимум (18.1) определяется при соблюдении условий балансов мощностей в узлах (УУН) в виде (18.2), а также технических ограничений на  $Q_i^F$ ,  $U_i$ ,  $k_{ik}$  (18.3), (18.4).

$$\left\{ \begin{array}{l} \operatorname{Re} \left( \hat{Y}_{ii} U_i^2 + U_i e^{j\delta_i} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+1} \hat{Y}_{ik} U_k e^{-j\delta_k} \right) + P_{\text{нi}}(U_i) - P_{\text{гi}} = 0; \\ \operatorname{Im} \left( \hat{Y}_{ii} U_i^2 + U_i e^{j\delta_i} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+1} \hat{Y}_{ik} U_k e^{-j\delta_k} \right) + Q_{\text{нi}}(U_i) - Q_i^F = 0. \end{array} \right. \quad i = 1, 2, \dots, n; \quad (18.2)$$

где  $P_{\text{нi}}(U_i)$ ,  $Q_{\text{нi}}(U_i)$  – статические характеристики нагрузки по напряжению;

$n$  – число узлов модели сети без балансирующего.

Ограничения на область изменения параметров  $Q_i^F$ ,  $U_i$  и  $k_{\text{гik}}$ :

$$U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max}; \quad i = 1, 2, \dots, n; \quad (18.3)$$

$$\begin{cases} Q_i^{\Gamma \min} \leq Q_i^{\Gamma} \leq Q_i^{\Gamma \max}; \quad i = 1, 2, \dots, m; \\ k_{ik}^{\min} \leq k_{ik} \leq k_{ik}^{\max}, \end{cases} \quad (18.4)$$

где  $m$  – число генераторов (электростанций) и дополнительных регулируемых КУ.

Особенностью модели оптимизации режима электрической сети (18.1) – (18.4) является то, что целевая функция (18.1) зависит не только от регулируемых параметров режима (независимых переменных)  $Q_i^{\Gamma}$ ,  $U_{i\Gamma}$ ,  $k_{ik}$ , но и от большого числа зависимых переменных (модули напряжений в узлах нагрузки  $U_i$ , фазы напряжений  $\delta_i$ ). Взаимосвязь независимых и зависимых переменных описана уравнениями (18.2).

Ограничения вида (18.3) для зависимых переменных учитываются *штрафными функциями*  $Ш_i$  (рис. 18.1), добавляемыми к целевой функции (18.1). Целевая функция приобретает вид:

$$F = \pi + \sum_{i=1}^n Ш_i + Ш_{P_0} \Rightarrow \min, \quad (18.5)$$

где  $Ш_{P_0}$  – штрафная функция по активной мощности балансирующего узла.

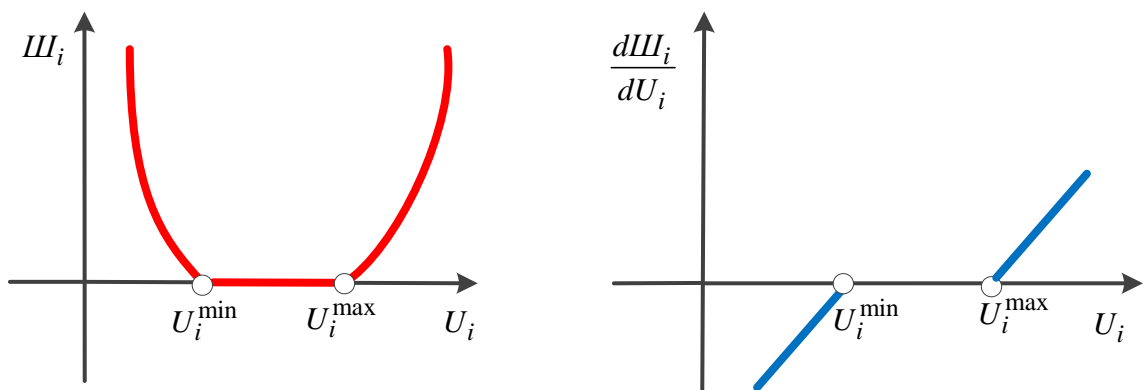


Рис. 18.1. Штрафная функция  $Ш_i$  и её производная

Все независимые переменные ( $U_{\Gamma}, Q^{\Gamma}, k_T$ ) обозначим  $\mathbf{X} = \|x_1, x_2, \dots, x_m\|$ , зависимые (остальные переменные) как  $\mathbf{Y} = \|y_1, y_2, \dots, y_n\|$ . Задача поиска минимума (18.5) при условиях (18.2) – (18.4) может быть записана в обобщённом виде:

$$F(\mathbf{X}, \mathbf{Y}) \Rightarrow \min; \quad (18.6)$$

$$\varphi_i(\mathbf{X}, \mathbf{Y}) = 0, \quad i = 1, 2, \dots, n; \quad (18.7)$$

$$\mathbf{X}^{\min} \leq \mathbf{X} \leq \mathbf{X}^{\max}, \quad (18.8)$$

где  $n$  – число балансов активной и реактивной мощностей в узлах сети.

Применение градиентного метода для решения (18.6) – (18.8) связано с вычислениями частных производных функции  $F(\mathbf{X}, \mathbf{Y})$  по независимым переменным  $x_i$  ( $i=1, 2, \dots, m$ ). Частные производные  $\partial F / \partial x_i$  рассматриваются как компоненты **вектора градиента** функции  $F$ , который обозначается  $\nabla \mathbf{F} = \partial \mathbf{F} / \partial \mathbf{X}$  (рис. 18.2). ). Градиент  $\nabla \mathbf{F}$  направлен в сторону быстреего возрастания функции, а **вектор антиградиента**  $\vec{\mathbf{S}} = -\nabla \mathbf{F}$  – в сторону её быстреего убывания. Перемещение из точки А в точку Б (рис. 18.2, а, б) приводит к снижению величины целевой функции  $F$ .

Если задаться исходным значением независимых переменных  $\mathbf{X}^{(k)}$ , то новое значение вектора  $\mathbf{X}$  равно

$$\mathbf{X}^{(k+1)} = \mathbf{X}^{(k)} - \lambda_{\text{опт}} \nabla \mathbf{F} = \mathbf{X}^{(k)} + \Delta \mathbf{X}^{(k)},$$

где  $\lambda_{\text{опт}}$  – длина шага по направлению антиградиента.

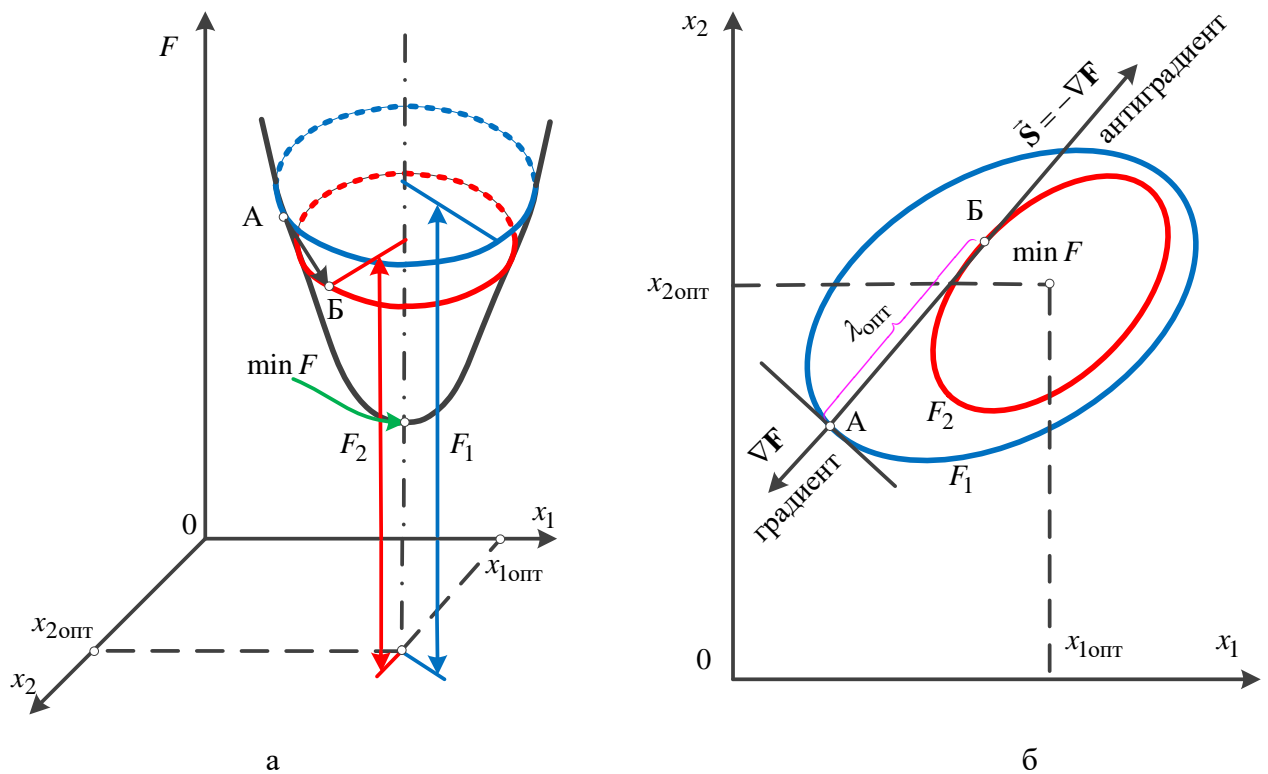


Рис.18.2. Функция двух независимых переменных  $F(x_1, x_2)$  (а) и линии её уровней (б)

## 18.2. Снижение потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях

Потери электроэнергии в распределительных электрических сетях сетевых компаний могут достигать 30...50 % от суммарных технических потерь электроэнергии в сетях всех номинальных напряжений. При планировании режимов на следующий год рассматривают мероприятия по снижению потерь электроэнергии (МСП) на основе прогнозов электропотребления и возможных реконструкций сети. При формировании планов МСП выделяют мероприятия, требующие значительных инвестиций (так называемые технические мероприятия) и малозатратные (организационные) мероприятия по снижению потерь электроэнергии.

К техническим МСП в распределительных сетях можно отнести установку ИРМ (например, батарей конденсаторов), замену проводов перегруженных линий, замену перегруженных или недогруженных трансформаторов, внедрение устройств автоматического регулирования коэффициентов трансформации

трансформаторов с РПН и мощности ИРМ. Эффективность технических мероприятий определяется сроком окупаемости инвестиций (капиталовложений).

К организационным МСП в сетях 6...35 кВ относятся оптимизация мест размыкания линий с двусторонним питанием, оптимизация рабочих напряжений в центрах питания радиальных сетей и ряд других мероприятий [55].

### 18.3. Выбор оптимальных мест размыкания в сети 10(6) кВ

При расчёте режима линии с двусторонним питанием определяется точка потокораздела, а затем рассматриваются режимы двух условно выделенных радиальных участков этой линии. Распределительную линию 10(6) кВ целесообразно фактически разомкнуть с помощью разъединителя или выключателя (реклоузера) в точке потокораздела или близкой к ней. Это снижает перетоки мощности по ЛЭП 10(6) кВ при размыкании неоднородного контура 110 – 35 – 10(6) кВ. Целесообразно так выбрать точку размыкания, чтобы получить наибольший экономический эффект.

Рассматриваемая сеть (рис. 18.3) состоит из двух фидеров. Фидер Ф1 (левый по схеме), в состав которого входит  $x$  ТП, питается от ЦП1, а фидер Ф2 с  $(n-x)$  ТП – от ЦП2. *Критерием оптимальности* в этой задаче является минимум потерь электроэнергии в сети.

Потребителям, подключённым к фидерам Ф1 и Ф2, передаётся электроэнергия в объёме

$$\begin{cases} W_{\text{пз Ф1}} = W_{\text{ТП}} x = x T_{\text{нб}} \sqrt{3} U_{\text{ном}} I_{\text{max}} \cos \varphi; \\ W_{\text{пз Ф2}} = W_{\text{ТП}} (n - x) = (n - x) T_{\text{нб}} \sqrt{3} U_{\text{ном}} I_{\text{max}} \cos \varphi, \end{cases}$$

где  $W_{\text{ТП}}$  – потребление электроэнергии потребителями одного ТП;

$T_{\text{нб}}$  – продолжительность использования максимальной нагрузки.

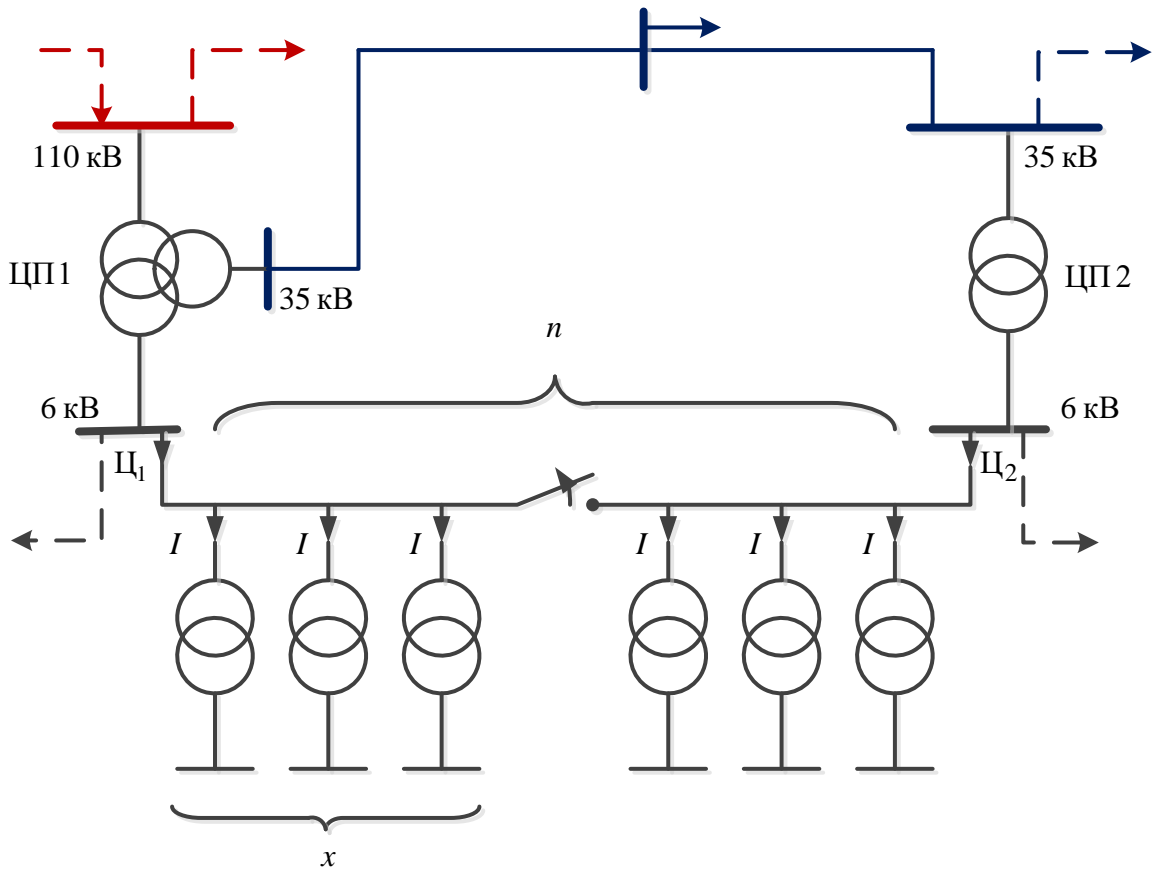


Рис. 18.3. Расчётная схема распределительной линии.

Потери электроэнергии в линии каждого фидера определим методом средних нагрузок как сумму потерь на отдельных участках линии.

$$\begin{cases} \Delta W_{\Phi 1} = \sum_{k=1}^x \frac{3(kI_{\text{cp}})^2 r_0 L \cdot 10^{-3}}{n+1} k_{\Phi}^2 \cdot T_{\text{год}} = \frac{3I_{\text{cp}}^2 r_0 L \cdot 8,76 k_{\Phi}^2}{n+1} \sum_{k=1}^x k^2; \\ \Delta W_{\Phi 2} = \frac{3I_{\text{cp}}^2 r_0 L \cdot 8,76 k_{\Phi}^2}{n+1} \sum_{k=1}^{n-x} k^2. \end{cases}$$

Связь между средней и максимальной нагрузками осуществляется с помощью коэффициента заполнения годового графика нагрузки  $k_3 = T_{\text{нб}}/8760$ :

$$I_{\text{cp}} = k_3 I_{\text{max}}.$$

Если  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$  – тарифы на электроэнергию в ЦП рассматриваемой линии ( $\Pi_2 = k_{\Pi} \Pi_1$ ), то модель оптимизации места размыкания имеет следующий вид:

$$\mathcal{Z}_9 = (W_{\text{пэ}} \Phi_1 + \Delta W_{\Phi_1}) \Pi_1 + (W_{\text{пэ}} \Phi_2 + \Delta W_{\Phi_2}) \Pi_2 \Rightarrow \min \quad (18.9)$$

при условии

$$0 \leq x \leq n.$$

Условие минимума (18.9) имеет следующий вид:

$$\frac{\partial \mathcal{Z}_9}{\partial x} = 3Ax^2 + 2Bx + C = 0,$$

где  $A, B, C, D$  – коэффициенты.

Если не учитывать различие в тарифах ( $k_{\Pi} = 1$ ), то из (18.12) получим очевидное решение  $x_{\text{опт}} = n/2$  (рис. 18.4).

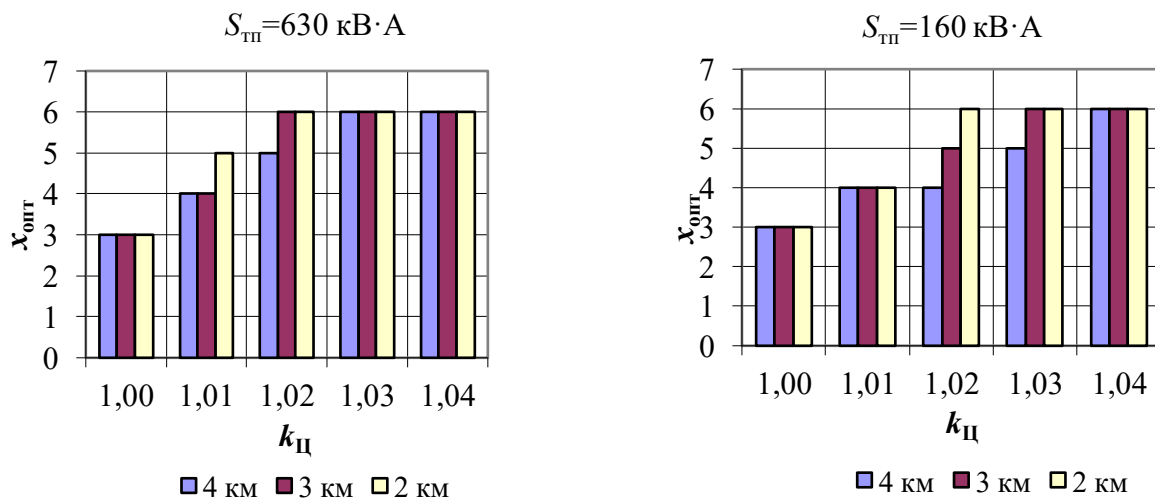


Рис. 18.4. Место оптимального размыкания линии при изменении мощности ТП и длины линии ( $n = 6$ )



Если центрами питания участка сети 6(10) кВ являются подстанции с одинаковым тарифом на электроэнергию, то целевая функция при оптимизации мест размыкания электрической сети представляет собой потери электроэнергии в сети.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Об электроэнергетике : федер. закон : [принят Гос. Думой 26 марта 2003 г.] № 35–ФЗ [Электронный ресурс]  
– Режим доступа: [www.fas.gov.ru/legislative-acts](http://www.fas.gov.ru/legislative-acts). / (дата обращения: 13.06.16)
2. Правила устройства электроустановок / Минэнерго РФ. – Изд. 7-е. – М. : НЦ ЭНАС, 2002.
3. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электроэнергии, объектов по производству электроэнергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям [утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 86].
4. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [утв. Минэнерго России. Приказ № 6 от 13.01.03 и зарегистрированы Минюстом России, рег. № 4145 от 22.01.03] – М. : НЦ ЭНАС, 2006.
5. Отчёт о функционировании ЕЭС России в 2014 году [Электронный ресурс]  
– Режим доступа: [www.so-ups.ru](http://www.so-ups.ru) / (дата обращения: 13.06.16).
6. Key world energy statistics 2013. [Электронный ресурс] - International Energy Agency – Режим доступа: [www.ieg.org/books](http://www.ieg.org/books) / (дата обращения: 13.06.16).
7. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года // Электрические станции. – 2008. – № 9. – С. 417.

8. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118-2003 / Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору // утв. приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.
9. Справочник по проектированию электроэнергетических систем : справочник / В.В. Ершевич [и др.] ; под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – Изд. 3-е, перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1985.
10. Вариводов, В.Н. Основные направления создания комплекса оборудования для интеллектуальных электрических сетей / В. Н. Вариводов, А. Г. Мордкович, Е. И. Остапенко, А. Н. Панибратец, Г. М. Цфасман, В. С. Чемерис, Р. Н. Шульга [Электронный ресурс] /Элек.ру. – Режим доступа: <http://www.elec.ru/articles/osnovnye-napravleniya-sozdaniya-kompleksa-oborudov/>(дата обращения: 06.12.16)
11. Алексеев, В.А. Повышение пропускной способности воздушных линий электропередачи и применение проводов новых марок / В.А. Алексеев // Электро. – 2009. – № 3. – С. 4550.
12. Технические аспекты создания компактных управляемых ВЛ 220 и 500 кВ [Электронный ресурс] . – Режим доступа: RusCable.ru (дата обращения: 13.06.16).
13. Справочник по проектированию электрических сетей: справочник / под ред. Д.Л. Файбисовича. – Изд. 3-е, перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2009.
14. Сиуда, И.П. Оптимизация и регулирование режимов работы электрических сетей энергосистем : учебное пособие / И.П. Сиуда. – Новочеркасск : НПИ, 1986.
15. Сиуда, И.П. Передача электрической энергии переменным током : учебное пособие / И.П. Сиуда. – Новочеркасск : НПИ, 1980.
16. Бургсдорф, В.В. Определение допустимых токов нагрузки воздушных линий электропередачи по нагреву их проводов / В.В. Бургсдорф, Л.Н. Никитина // Электричество. – 1989. – №11. – С. 18.

17. Мельников, Н.А. Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330 – 500 кВ : монография / Н.А. Мельников, С.С. Рокотян, А.Н. Шеренцис ; под общ. ред. С.С. Рокотяна. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М. : Энергия, 1974.
18. Климат Ростова-на-Дону : монография / под ред. Ц.А. Швер, Т.Е. Иванченко. – Л. : Гидрометиздат, 1987.
19. Хлебников, В.К. Влияние климатических условий на потери мощности и электроэнергии в кабельных линиях электропередачи / В.К. Хлебников // Изв. вузов. Электромеханика. – 2009. – № 2. – С. 6974.
20. Коваленко, А.В. Учёт климатических условий при расчёте потерь электроэнергии в кабельных линиях 10(6) кВ методом средних нагрузок / А.В. Коваленко, В.К. Хлебников // Изв. вузов. Электромеханика – 2009. – Спецвыпуск. – С. 2223.
21. Электротехнический справочник в 4-х т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии : справочник / под общ. ред. В.Г. Герасимова [и др]. – Изд. 8-е, испр. и доп. – М. : МЭИ, 2002.
22. Нейман, Л.Р. Теоретические основы электротехники: учебник в 2-х т. Т. 2 / Л.Р. Нейман, К.С. Демирчан. – Л. : Энергия, 1967.
23. Бэнн, Д.В. Сравнительные модели прогнозирования электрической нагрузки : монография / Д.В. Бэнн, Е.Д. Фармер. – М. : Энергоатомиздат, 1987.
24. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Изд. 3-е, перераб. – М. : КНОРУС, 2012.
25. Мельников, Н.А. Электрические сети и системы : учебное пособие / Н.А. Мельников. – М. : Энергия, 1969.
26. Сенди, К. Современные методы анализа электрических систем : монография / К. Сенди. – М. : Энергия, 1971.
27. Кравченко, В.Ф. Выбор оптимальных мест размыкания электрической сети 6(10) кВ / В.Ф. Кравченко, В.К. Хлебников, П.А. Васильев // Проблемы

- энергосбережения и технической диагностики энергетического оборудования : сб. трудов научно-практической конференции / Ростов-на Дону, 15 февр. 2007 г. ВЦ «ВертолЭкспо» – Ростов-на-Дону, 2007. – С. 7076.
28. Хлебников, В.К. Расчёт и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций / В.К. Хлебников [и др.] // Научно-педагогические школы ЮРГТУ (НПИ) ; История. Достижения. Вклад в отечественную науку: сб. науч. ст. Т.2. / Юж.-Рос. гос. техн. ун-т. – Новочеркасск : ЮРГТУ (НПИ), 2007 – С 368376.
  29. Брамеллер, А Слабозаполненные матрицы. Анализ электроэнергетических систем: монография / А. Брамеллер, Р. Аллан, Я. Хэмэм. – М. : Энергия, 1979.
  30. Дэннис, Дж. Численные методы безусловной оптимизации и решения нелинейных уравнений: монография / Дж. Дэннис мл., Р. Шнабель. – М. : Мир, 1988.
  31. Методы оптимизации режимов энергосистем: монография / В.М. Горнштейн [и др.] ; под ред. В.М. Горнштейна. – М. : Энергия, 1981.
  32. Васильев, П.А. Совершенствование методов и алгоритмов расчёта и анализа установившихся режимов электрических сетей энергосистем : автореферат диссертации на соискание учёной степени канд. техн. наук / П.А. Васильев. // Юж.-Рос. гос. техн. ун-т. – Новочеркасск : ЮРГТУ, 2007.
  33. Корн, Г. Справочник по математике для научных работников и инженеров : справочник / Г. Корн, Т. Корн. –М. : Наука, 1970.
  34. Гамм, А. З. Методы решения задач реального времени в электроэнергетике: монография / А. З. Гамм [и др.] – Новосибирск : Наука. Сиб. отд., 1990.
  35. Кравченко, В.Ф. Оценивание состояния и идентификация в электроэнергетических системах: учебное пособие / В.Ф. Кравченко. – Новочеркасск: ЮРГТУ, 2008.
  36. Гамм, А. З. Оценивание состояния в электроэнергетике: монография / А. З. Гамм [и др.] – М. : Наука, 1983.

- 37.Хлебников, В. К. Расчёты режимов работы электрических сетей по данным телеизмерений / В. К. Хлебников, В. Ф. Кравченко // Теория цепей и сигналов (ТЦиС-96) : тез. докл. Третьей Всерос. науч.-техн. конф. с междунар. участием. Россия, Таганрог, 11-15 сент.1996 г./ Ред. журн. Изв. Вузов. Электромеханика. – Новочеркасск, 1996. – С. 9293.
- 38.Воротницкий, В. Э. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем: монография / В. Э. Воротницкий [и др.]; под ред. В. Н. Казанцева. – М. : Энергоатомиздат, 1983.
- 39.Железко, Ю.С. Расчёт, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчётов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко – М. : НЦ ЭНАС, 2002.
- 40.Хлебников, В.К. Формирование балансов электроэнергии при нормировании потерь электроэнергии / В.К. Хлебников, Б.П. Золоев, В.Ф. Кравченко // Изв. вузов. Электромеханика. – 2009. – Спецвыпуск. – С. 2426.
- 41.Хлебников, В.К. Прогнозирование балансов электроэнергии при нормировании потерь электроэнергии / В.К. Хлебников, Б.П. Золоев // Изв. вузов. Электромеханика. – 2013. – № 1. – С. 1618.
- 42.Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям. / Приказ Минэнерго России от 30.12.2008 г. № 326.
- 43.Арзамасцев, Д.А. Энергосберегающая технология электроснабжения народного хозяйства: в 5 кн. Кн 1. Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях: практическое пособие / Д.А. Арзамасцев, А.В. Липес; под ред. В.А. Веникова. – М. : Высш. шк., 1989.
- 44.Кравченко, В.Ф. Алгоритмы оценки параметров режима электрической сети по данным телеизмерений / В.Ф. Кравченко, В.К. Хлебников // Труды сотрудников энергетического факультета / Новочерк. гос. техн. ун-т. – Новочеркасск, – 1998. – Т.2. – С. 141144.

- 45.Амелечкин, Д.В. Учёт внутрисетевой неравномерности нагрузок при расчётах потерь электроэнергии в системообразующих сетях энергосистем / Д.В. Амелечкин, В.К. Хлебников // Кибернетика электрических систем: материалы XXIII сессии семинара «Электроснабжение промышленных предприятий», г. Новочеркасск, 25-28 сентября 2001 г. / Юж.-Рос. гос. техн. ун-т. – Новочеркасск : ред журн. «Изв. вузов. Электромеханика», – 2002. – С.4142.
- 46.Кравченко, В.Ф. Определение потерь энергии в электрических сетях методом средних суток / В.Ф. Кравченко, В.К. Хлебников // Изв. вузов. Электромеханика. – 2000. – № 3. – С. 8283.
- 47.Кравченко, В.Ф. Методы и алгоритмы для расчёта и снижения транспортного расхода электроэнергии в распределительных электрических сетях: автореферат диссертации на соискание учёной степени канд. техн. наук / В.Ф. Кравченко // Юж.-Рос. гос. техн. ун-т. – Новочеркасск : ЮРГТУ, 2003.
- 48.Хлебников, В.К. Методы и организация расчетов потерь электроэнергии в электрических сетях районной энергосистемы / В.К. Хлебников [и др.] // Техника, экономика. Культура : юбилейный сб.науч. тр. проф.-преп.сост. Новочерк. гос. техн. ун-та [100-летие] г.Новочеркасск: 5–15 апреля 1997 г./ Новочерк. гос. техн. ун-т. – Новочеркасск, НГТУ, 1997. – С. 255258.
- 49.Кушнарёв, Ф.А. Методика экспресс-расчёта потерь электроэнергии в сетях 0,4 кВ / Ф.А. Кушнарёв, В.К. Хлебников // Электрические станции. – 2002. – № 9. – С. 4850.
- 50.Хлебников, В.К. Методика расчёта потерь электроэнергии в сети 0,38 кВ по измерениям напряжений и токов с учётом схемно-технической информации / В.К. Хлебников, Д.Э. Подгорный // Изв. вузов. Электромеханика. – 2004. – № 6. – С. 2831.
- 51.Сиуда, И.П. Электроэнергетические системы : учебное пособие / И.П. Сиуда. – Новочеркасск : НПИ, 1979.

52. Веников, В.А. Электрические системы. Режимы работы электрических систем и сетей : учебное пособие / В.А. Веников, Л.А. Жуков, Г.Е. Пospelов ; под ред. В.А. Веникова. – М. : Высш. школа, 1975.
53. Веников, В.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем : учебник / В.А. Веников, В.Г. Журавлев, Т.А. Филиппова. Изд.–2-е, перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1990.
54. Веников, В.А. Электрические системы. Электрические расчёты, программирование и оптимизация режимов : учебное пособие / В.А. Веников [и др.] ; под ред. В.А. Веникова. – М. : Высш. школа, 1973.
55. Железко, Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях : монография / Ю.С. Железко. – М. : Энергоатомиздат, 1989.
56. Хлебников, В.К. Определение мест размыкания сетей 6 (10) кВ с учётом тарифов на электроэнергию / В.К. Хлебников, О.А. Кудря О.А. // Диагностика электрооборудования и режимы работы : спецвыпуск. / Изв. вузов. Электромеханика. – 2010. – С. 2425.