





КНИГА-ПОБЕДИТЕЛЬ
конкурса рукописей учебников
по направлениям подготовки в МЭИ
2024/2025 гг.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»

Г.В. Шведов

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

Том 2

ОСНОВЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Рекомендовано федеральным учебно-методическим объединением
в системе высшего образования по укрупненным группам
специальностей и направлений подготовки
13.00.00 «Электро-и теплоэнергетика» в качестве учебника
для реализации основных образовательных программ
высшего образования по направлению подготовки
«Электроэнергетика и электротехника»

*Под редакцией
профессора Ю.В. Шарова*

Москва
Издательство МЭИ
2026

УДК 621.311

ББК 31.2

Ш 341

Рецензенты: А.Г. Русина, докт. техн. наук, доц., декан
факультета энергетики НГТУ;
М.Г. Ошкуров, канд. техн. наук, доц., зав. каф.
электроснабжения промышленных предприятий
НИ РХТУ им. Д.И. Менделеева

Шведов, Г.В.

Ш 341 Электроэнергетические системы и сети: В 13 т. Т. 2. Основы регулирования установившихся режимов электрических сетей: учебник / Г.В. Шведов; под ред. проф. Ю.В. Шарова. – М.: Издательство МЭИ, 2026. – 208 с.

ISBN 978-5-7046-3176-7

ISBN 978-5-7046-3372-3 (Т. 2)

Рассмотрены вопросы формирования процессов электропотребления и их характеристики; балансов активной и реактивной мощности и их взаимосвязи с качеством электроэнергии; компенсации реактивной мощности; основ регулирования напряжения в узлах электрических сетей; приведены основные сведения о потерях электроэнергии в электрических сетях.

Теоретическая часть гармонично дополнена примерами расчетов. Решения задач снабжены подробными комментариями и пояснениями. Учебник включает тестовые задания для самоконтроля и кейсовые практические задания, которые позволяют системно объединить отдельные разрозненные знания и умения.

Для студентов, обучающихся по направлению «Электроэнергетика и электротехника» по всем формам обучения; может быть полезен инженерно-техническим работникам.

УДК 621.311

ББК 31.2

ISBN 978-5-7046-3176-7

ISBN 978-5-7046-3372-3 (Т. 2)

© Г.В. Шведов, 2026

© Национальный исследовательский
университет «МЭИ», 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ.....	7
ВВЕДЕНИЕ.....	8
1. ГРАФИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....	10
1.1. Суточные, недельные и годовые графики нагрузок.....	10
1.2. Типовые графики нагрузок.....	16
1.3. Показатели графиков нагрузок.....	23
1.4. Факторы, влияющие на электропотребление и конфигурацию графиков нагрузки.....	26
Примеры решения задач.....	36
2. БАЛАНСЫ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....	38
2.1. Показатели качества электроэнергии и их влияние на работу электроприемников.....	38
2.2. Влияние балансов мощностей на показатели качества электроэнергии.....	45
2.3. Формирование балансов мощностей.....	50
2.4. Управление спросом.....	58
3. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....	63
3.1. Потребление и генерация реактивной мощности в электроэнергетической системе.....	63
3.2. Задача компенсации реактивной мощности.....	70
3.3. Компенсирующие устройства.....	78
Примеры решения задач.....	85
4. ОСНОВЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ.....	90
4.1. Задачи регулирования напряжения в электроэнергетической системе.....	90
4.2. Методы регулирования напряжения в распределительных электрических сетях.....	94

4.3. Способы регулирования напряжения.....	99
4.4. Регулирующие режим напряжения в распределительных электрических сетях средства.....	102
4.5. Выбор регулировочного ответвления понижающих трансформаторов.....	108
Примеры решения задач.....	113
5. ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ.....	121
5.1. Понятие термина «потери электроэнергии».....	121
5.2. Структура фактических потерь электроэнергии.....	125
5.3. Значения потерь электроэнергии в электрических сетях Российской Федерации.....	130
5.4. Методы расчета технических потерь электроэнергии.....	135
5.5. Основные направления снижения потерь электроэнергии.....	143
Примеры решения задач.....	149
6. КОНТРОЛЬНЫЕ ЗАДАНИЯ.....	154
6.1. Задачи.....	154
6.2. Тесты.....	163
ПРИЛОЖЕНИЕ. СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ.....	200
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	205

ПРЕДИСЛОВИЕ

В данном издании материал структурирован и изложен в виде, удобном для восприятия современным студентом. Приведено много поясняющих иллюстраций и аналогий. Текст теоретической части сокращен до минимума (учитывая, что многостраничное издание современный студент читать не будет). Каждый раздел посвящен одной комплексной задаче, решаемой при эксплуатации электрических сетей электроэнергетических систем. Материал каждой главы может изучаться независимо, но для полноценного освоения практических примеров необходимо первоначальное изучение тома 1 данного учебника.

Теоретическая часть гармонично дополнена примерами расчетов по каждой теме, позволяющими проиллюстрировать теоретические сведения. Решения задач снабжены подробными комментариями и пояснениями, которые акцентируют внимание на ключевых моментах, что способствует полноценному формированию умений решения практических задач.

Материал данного тома учебника написан доступным языком и для неинженерных работников электросетевых компаний (управленческого, юридического, экономического и других блоков) желающих разобраться в процессах, происходящих в электрических сетях электроэнергетических систем, без объемных математических выкладок.

Приведены тестовые задания для самоконтроля и кейсовые практические задания, позволяющие системно объединить отдельные разрозненные знания и умения.

Таким образом, отличительная черта настоящего издания:

- максимальная краткость;
- анализ и трактовка всего теоретического материала, чтобы донести до читателя не только информацию «делай так», но и почему надо «так делать», что и как будет изменяться при вариации исходных условий;

- поясняющие иллюстрации к теоретической текстовой информации;
- наличие практических примеров;
- блок тестовых заданий и практических кейсов для самоконтроля и закрепления приобретенных знаний и умений.

ВВЕДЕНИЕ

Режим электроэнергетической системы формирует потребитель электроэнергии, задавая мощность, которую в каждый момент времени необходимо вырабатывать на электрических станциях и передавать по электрическим сетям. Поэтому начинать рассмотрение режимов электроэнергетических систем и электрических сетей следует с изучения процессов электропотребления, описываемых графиками электрических нагрузок, чему и посвящена первая глава учебника.

Во второй главе рассмотрены балансы активной и реактивной мощности в электроэнергетической системе: как они формируются и поддерживаются; из каких составляющих складываются; как они взаимосвязаны с качеством электроэнергии, отпускаемой потребителю; почему важно их выполнение; к чему приведет их нарушение; какая существует и постепенно развивается в Российской Федерации альтернатива по поддержанию баланса активной мощности в Единой национальной энергосистеме.

Третья глава является логическим продолжением второй, но при этом может изучаться и как независимая. Посвящена компенсации реактивной мощности, которая является комплексным мероприятием по улучшению показателей функционирования электросетевого комплекса.

Без регулирования напряжения в узлах электроэнергетической системы невозможно обеспечить транспорт качественной электроэнергии от электростанций до потребителей по электрическим сетям. В четвертой главе учебника последовательно рассмотрены задачи, методы, способы и средства регулирования напряжения.

Потери электроэнергии являются, с одной стороны, параметром режима электрических сетей, а с другой стороны, важным экономическим показателем функционирования электросетевых компаний. Пятая глава начинается с объяснения, что такое потери электроэнергии в электрических сетях, почему они неизбежны и почему данный термин не совсем корректный; далее описаны составляющие потерь электроэнергии в электрических сетях и приведены их значения; объяснено, почему у каждой сетевой организации свой уникальный рациональный уровень потерь. В продолжение главы рассмотрены методы расчета потерь, направления их снижения и нормирования.

В шестой заключительной главе приведены контрольные задания для обучающихся для проверки усвоения теоретического и практического материала первых пяти глав.

Список литературы разбит на три составляющие – существующие базовые учебники по электроэнергетическим системам и сетям, нормативные документы в области вопросов, рассматриваемых в учебнике, и источники для углубленного изучения материала каждой главы.

1. ГРАФИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

1.1. Суточные, недельные и годовые графики нагрузок

Режимы потребления электроэнергии как отдельных электроприемников и потребителей, так и электроэнергетической системы в целом, характеризуются графиками электрических нагрузок, отражающими динамику потребления активной мощности в течение рассматриваемого периода времени (от суток до года). Изменение электрической нагрузки во времени называют графиком электрической нагрузки или сокращенно графиком нагрузки. Графики нагрузок представляют собой плавные кривые или ломаные линии, построенные в прямоугольных осях координат: по оси абсцисс откладывают время, а по оси ординат – активную, реактивную или полную мощность, или ток. Как правило, выделяют характерные суточные графики зимних и летних рабочих и нерабочих дней, недельные и годовые графики. Графики нагрузки могут отображать как в абсолютных единицах (в кВт, МВт и т.п.) так и в относительных от максимальной нагрузки.

Для построения графика нагрузки необходима фиксация значений мощности через малые интервалы времени. На практике чаще всего для этих целей используют счетчики электроэнергии, снимая их показания через равные промежутки времени Δt (интервалы осреднения), в течение которых принимают допущение о неизменности мощности нагрузки. Тогда мощность P_i на i -м интервале времени будет определяться:

$$P_i = \frac{W_{i+1} - W_i}{\Delta t}, \quad (1.1)$$

где W_{i+1} и W_i – соответственно показания счетчика электроэнергии в конце и в начале интервала времени Δt .

График, полученный таким способом, будет ступенчатым. Если интервал времени выбрать, например, равным одной минуте, то суточный график нагрузки будет состоять из 1440 «ступенек» (в сутках 24 часа, в одном часе 60 минут, $24 \cdot 60 = 1440$).

При построении такого графика в масштабе (рис. 1.1) ширина (длительность) каждой из 1440 ступенек будет настолько мала, что фактически ступеньки превратятся в точки, и график будет казаться плавным. Чем меньше интервал времени Δt тем точнее будет полученный график нагрузки, но существенно увеличится объем хранимых данных. Поэтому рациональный интервал осреднения в практике эксплуатации электрических сетей принимают равным 0,5–2 ч. и все типовые графики нагрузки имеют ступенчатый вид (см. п. 1.2).

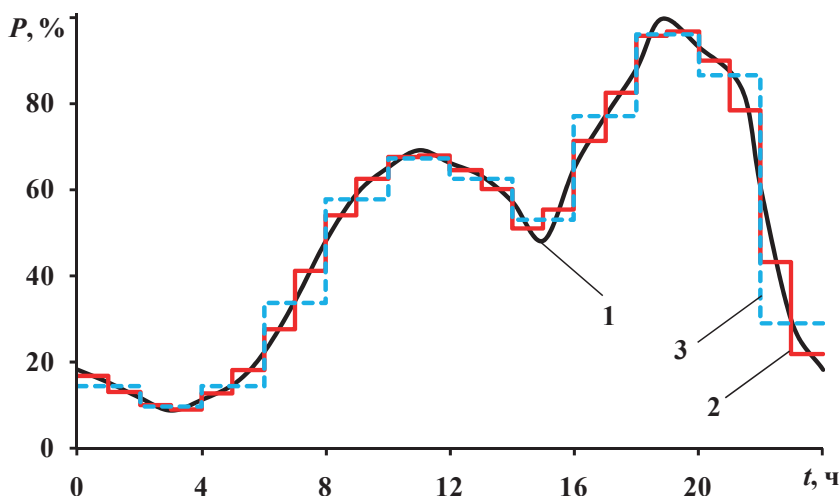


Рис. 1.1. Представление суточного графика нагрузки с различными интервалами осреднения:

- 1 – интервал осреднения 1 минута (визуально «ступеньки» уже не различимы, и график выглядит как плавная кривая линия);
2 – интервал осреднения 1 ч; 3 – интервал осреднения 2 ч

Площадь под графиком нагрузки равна электроэнергии переданной по элементу сети (или электроэнергии, полученной потребителем) за рассматриваемый интервал времени T :

$$W = \int_0^T P dt = \sum_{(i)} P_i \Delta t. \quad (1.2)$$

Для удобства анализа графиков нагрузки вводят понятие средней мощности (средней нагрузки) – это такая неизменная во времени мощность (нагрузка), передавая которую в течение рассматриваемого интервала времени по элементу сети, будет передано столько же электроэнергии, что и при фактически изменяющейся во времени мощности. Средняя мощность за интервал времени T легко определяется как из графика электрической нагрузки, так и из показаний счетчика электроэнергии в начале (W_i) и в конце (W_{i+1}) интервала времени T :

$$P_{\text{ср}} = \frac{1}{T} \int_0^T P dt = \frac{W_{i+1} - W_i}{T}, \quad (1.3)$$

Характер суточных графиков нагрузки зависит от множества факторов (см. п. 1.4). В качестве примера на рис. 1.2 представлен график системы электроснабжения города за зимние сутки.

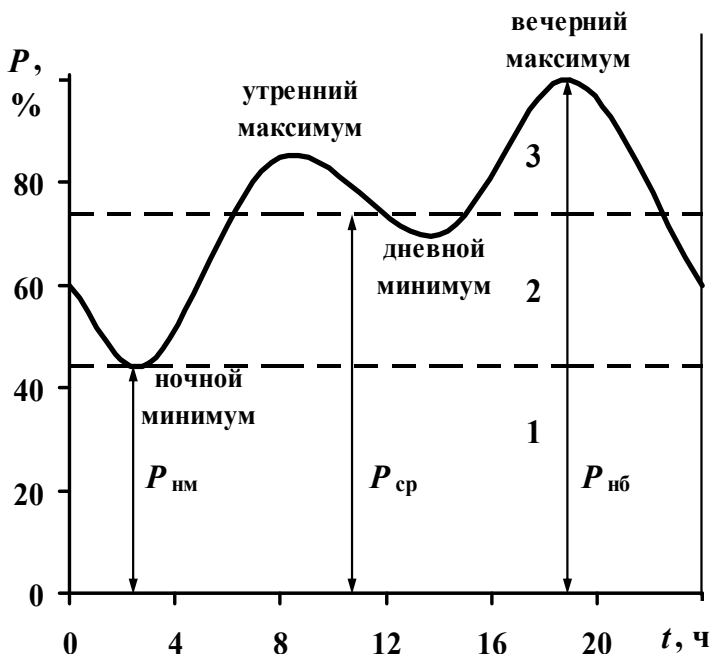


Рис. 1.2. Суточный график нагрузки

Суточный график нагрузки имеет явно выраженные характерные точки и периоды: утренний и вечерний максимумы, зону снижения нагрузки в середине дня и глубокий провал нагрузки ночью.

Утренний максимум чаще всего связан с утренней сменой работы промышленных предприятий, а вечерний является результатом наложения электропотребления домохозяйств и вечерней смены промышленных предприятий.

Суточный график можно условно разделить на три зоны (рис. 1.2):

- базовую (1), расположенную ниже наименьшей нагрузки;
- полупиковую (2), расположенную выше наименьшей и ниже средней нагрузки;
- пиковую (3), расположенную выше средней нагрузки.

Недельный и годовой графики нагрузки в виде последовательного отображения графиков соответственно 7 и 365 сут. мало информативны. Для описания процессов электропотребления в разрезе недели представляет интерес график среднесуточного потребления (рис. 1.3); в разрезе года – среднемесячного (рис. 1.4).

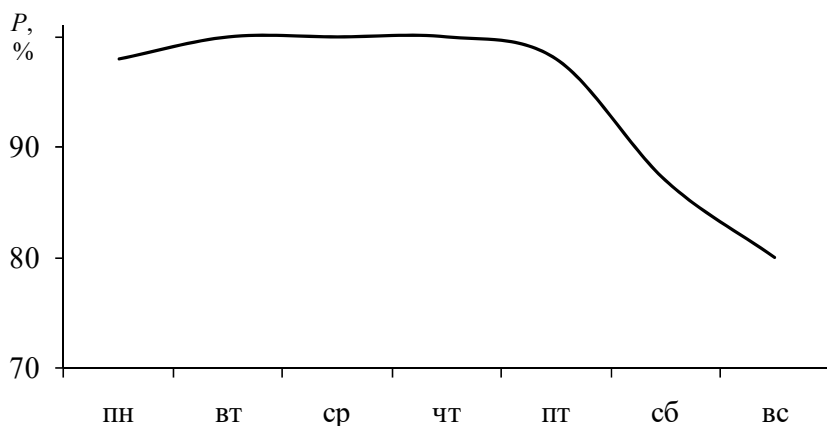


Рис. 1.3. Среднесуточное электропотребление на протяжении недели

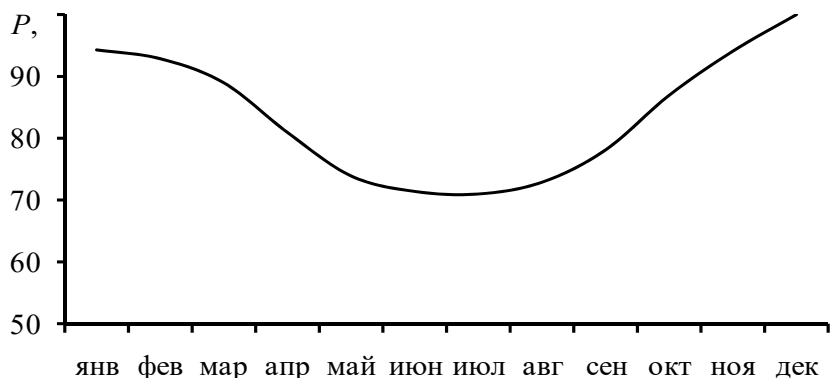


Рис. 1.4. Среднемесячное электропотребление на протяжении года

Электропотребление в понедельник несколько меньше, чем во вторник–четверг, а в пятницу, как правило, к вечеру снижается в сравнении с другими рабочими днями. В субботу нагрузка значительно снижается, а в воскресенье достигает наименьшего значения, так как продолжают работать только непрерывные производства, и остается бытовая нагрузка. Наименьшая нагрузка, как правило, наблюдается обычно в ночь с воскресенья на понедельник.

В летний период нагрузка снижается в первую очередь вследствие уменьшения осветительной нагрузки и отсутствия электрического отопления. В конце года (в декабре) нагрузка оказывается несколько выше, чем в начале, из-за подключения к системе новых потребителей и более интенсивной работы промышленных предприятий: электропотребление в месяце, завершающем хозяйственный год¹ существенно возрастает.

Для некоторых потребителей и южных регионов России сезонная зависимость электропотребления может иметь более сложный характер – максимумы наблюдаются летом и зимой, минимумы – в весенне-осенний период (см., например, рис. 1.10).

¹ В России начало хозяйственного и календарного года совпадает – это 1 января. В большинстве промышленно развитых западных странах начало хозяйственного и календарного года не совпадает.

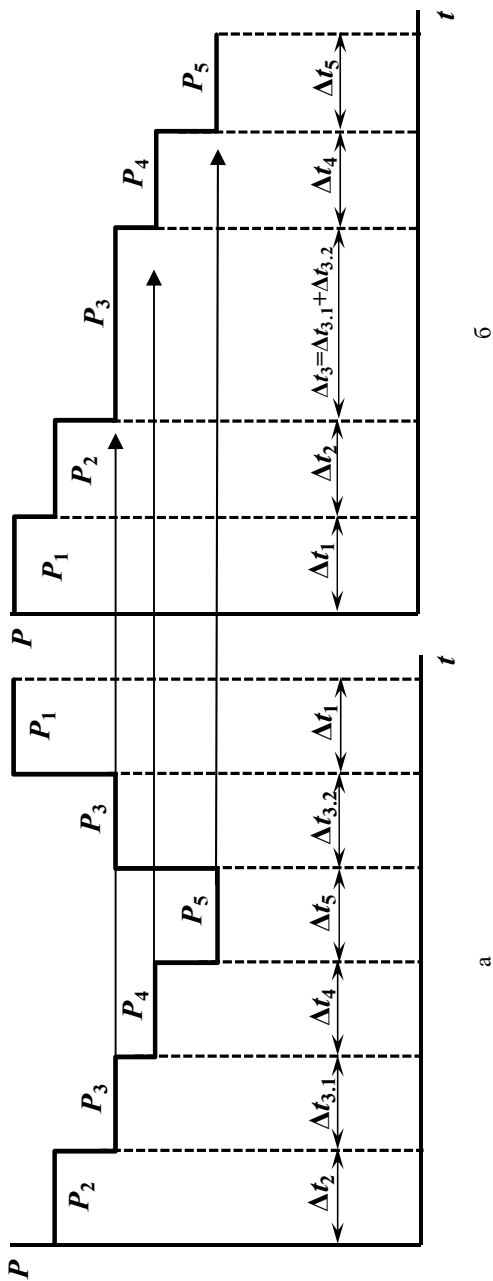


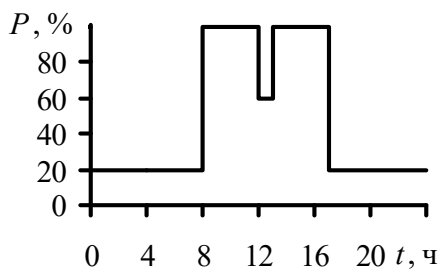
Рис. 1.5. Графики нагрузки:
а – годовой; б – годовой по продолжительности

Для интегрального анализа электрических нагрузок в разрезе года также используют годовые графики нагрузки по продолжительности (рис. 1.5,б). Такой график представляет собой диаграмму постепенно убывающих значений мощности, каждому из которых соответствует время, в течение которого данная мощность неизменна и получают из «обычного» годового графика нагрузки (рис. 1.5,а) путем упорядочивания значений мощности по убыванию.

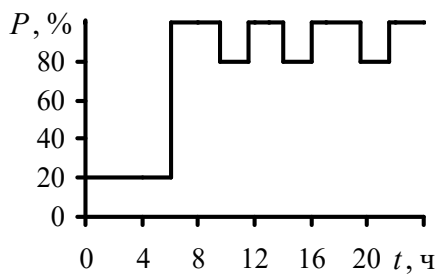
1.2. Типовые графики нагрузок

Фактические графики нагрузок носят случайный характер. При проектировании электрических сетей, а также для расчета их характерных режимов работы требуются данные по графикам нагрузки различных потребителей. Однако на стадии проектирования невозможно точно определить, какую мощность в той или иной момент времени будут потреблять конкретные электроприемники и их совокупности (электрическая плита и телевизор в квартире, насос системы водоснабжения, понижающая подстанция и т.д.). Длительные наблюдения за различными потребителями и элементами электрических сетей позволили получить их типовые графики нагрузок, которые и используют для расчетов на стадии проектирования.

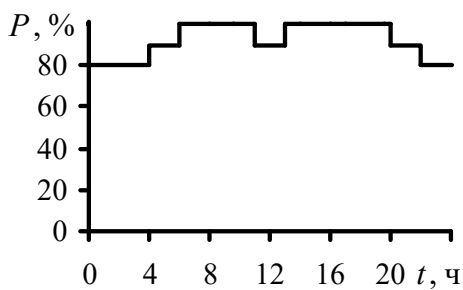
На характер суточных графиков нагрузок промышленных предприятий непосредственное влияние оказывает режим их работы (рис. 1.6). При односменном режиме работы основная нагрузка возникает в дневное время со значительным снижением в обеденный перерыв (рис. 1.6,а). В нерабочее время небольшое потребление мощности приходится на освещение, вентиляцию и т.п. При двухсменном режиме (рис. 1.6,б) по сравнению с односменным в дневное время происходит небольшое снижение нагрузки в период стыка смен и обеденных перерывов (обеденный перерыв различных цехов или участков сдвинут во времени). При трехсменном режиме (рис. 1.6,в) наблюдается практически равномерная нагрузка в течение суток, с некоторым незначительным ее снижением в ночное время из-за перерыва в работе различных вспомогательных и ремонтных служб.



а



б



в

Рис. 1.6. Типовые суточные графики нагрузок промышленных предприятий:

а – односменных; б – двухсменных; в – трехсменных

На рисунке 1.7 приведены примеры характерных суточных графиков активной и реактивной нагрузки предприятий различных отраслей промышленности.

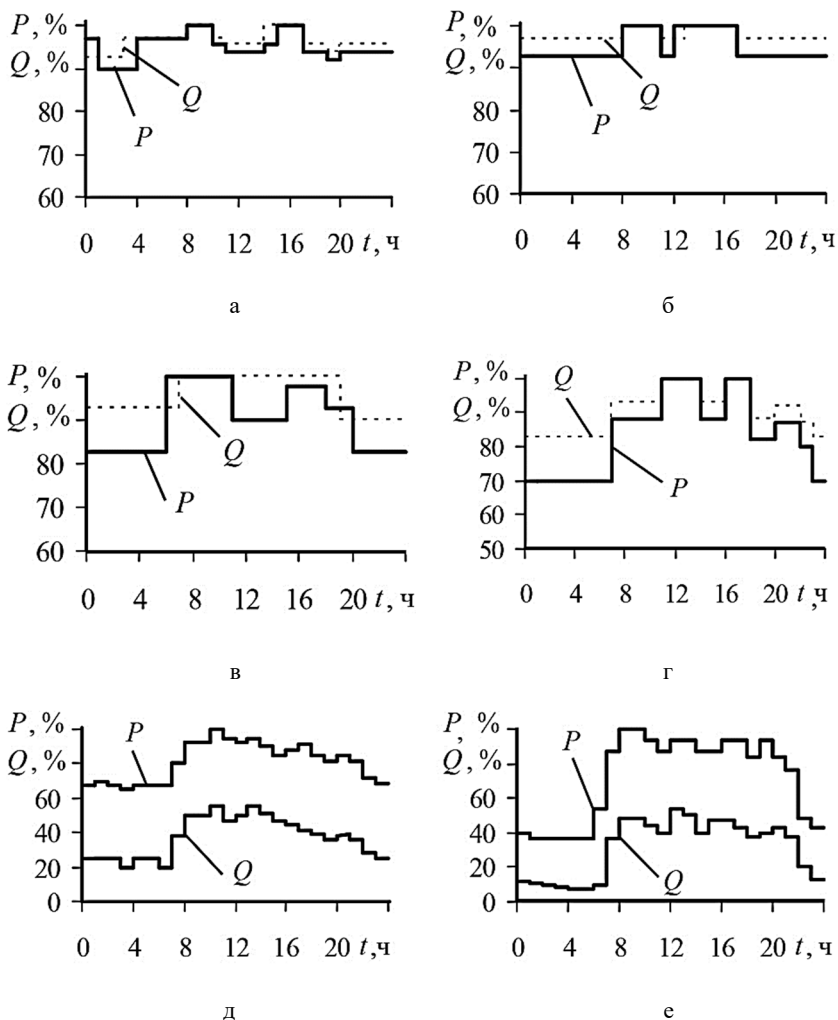


Рис. 1.7. Характерные суточные графики нагрузки предприятий различных отраслей промышленности:

а – химической промышленности; б – цветной металлургии;
в – черной металлургии; г – отделочной фабрики; д – пищевой промышленности;
е – легкой промышленности

На рисунке 1.8 приведены типовые графики нагрузок некоторых характерных потребителей селитебных территорий городов.

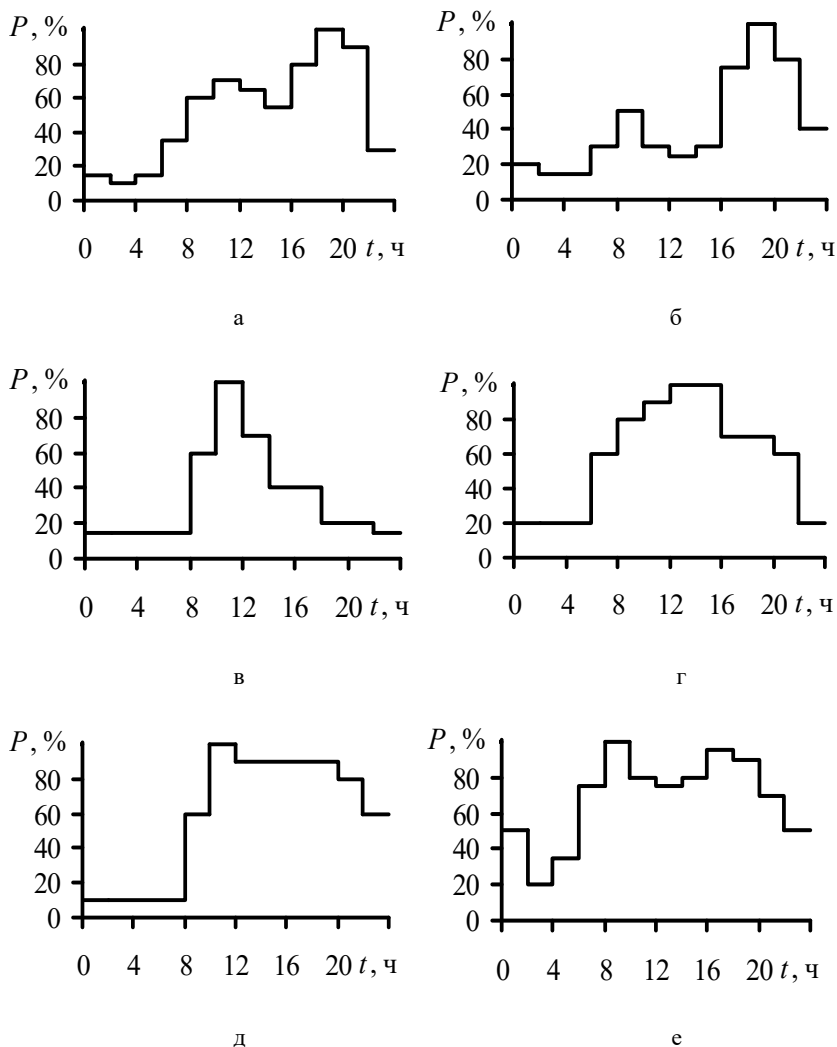


Рис. 1.8. Типовые суточные графики нагрузки:

а – жилого здания с электроплитами; б – жилого здания с газовыми плитами;
в – общеобразовательной школы; г – столовой; д – универсама;
е – городского наземного электрифицированного транспорта

Форма суточных графиков потребителей селитебных территорий городов определяется особенностями режима работы соответствующего потребителя или процессов жизнедеятельности. Расход электроэнергии в бытовом секторе складывается из трех основных составляющих: расход электроэнергии на освещение, приготовление пищи и использование бытовых электроприборов. График бытового электропотребления в значительной мере определяется количеством используемых электрифицированных бытовых приборов, а также видом энергии (топлива), используемого для приготовления пищи и нагрева воды.

Форма суточных графиков нагрузки подстанций зависит от структуры потребителей, к ним подключенным. На рисунке 1.9 приведены типовые суточные графики трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ, распределительного пункта 10 кВ и подстанции глубокого ввода 110–220/10 кВ, питающих городских потребителей.

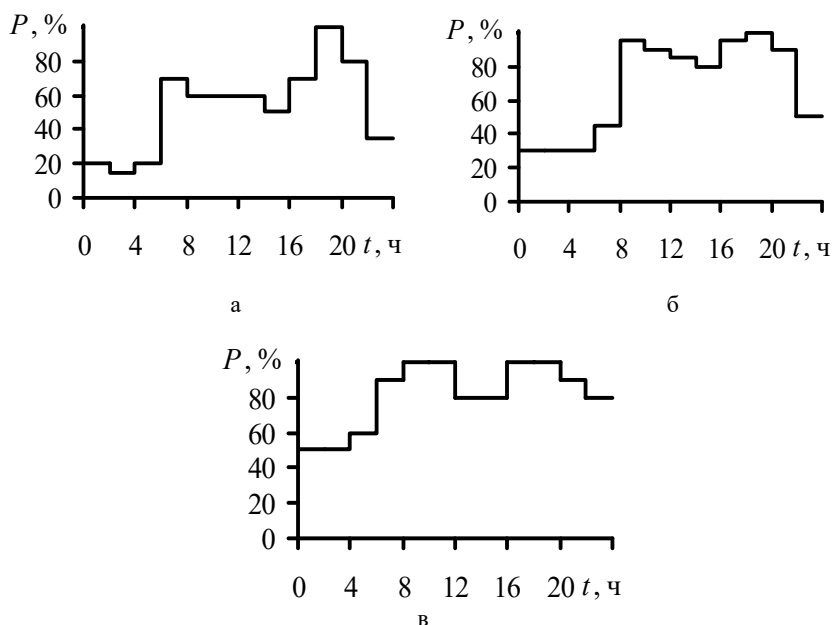


Рис. 1.9. Суточный график нагрузки городских подстанций:

а – трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ; б – распределительного пункта;
в – подстанции глубокого ввода

Продолжительность использования наибольшей нагрузки, характеризующая заполнение годового графика нагрузки, различных потребителей систем электроснабжения городов, приведена в табл. 1.1.

Таблица 1.1

**Средние значения числа часов использования
наибольших нагрузок ($T_{нб}$) различных потребителей систем
электроснабжения городов**

Потребитель электроэнергии	$T_{нб}$, ч/год
Типовые жилые дома с газовыми плитами	3000–4000
Типовые жилые дома с электрическими плитами	4000–5000
Магазины, столовые	4500–5000
Трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ	4500–5000
Водопровод и канализация	5000
Городской электрифицированный транспорт	6000
Односменные предприятия	2000–3500
Двухсменные предприятия	3000–4500
Трёхсменные предприятия	4500–7500
Трёхсменные предприятия с непрерывным производством	7500–8500
Центры питания городских районов с комплексным составом потребителей	5500–6000
Коммунально-бытовая нагрузка в поселках	2000–3000

Необходимо отметить, что за последние 30 лет работы по мониторингу графиков нагрузки практически не проводились и типовые графики нагрузок, приведенные выше на основе данных различных справочников, могут отличаться от фактических графиков современных потребителей.

На рисунке 1.10 приведены некоторые характерные графики современных городских потребителей, полученные по результатам исследований в этой области кафедры электроэнергетических систем МЭИ.

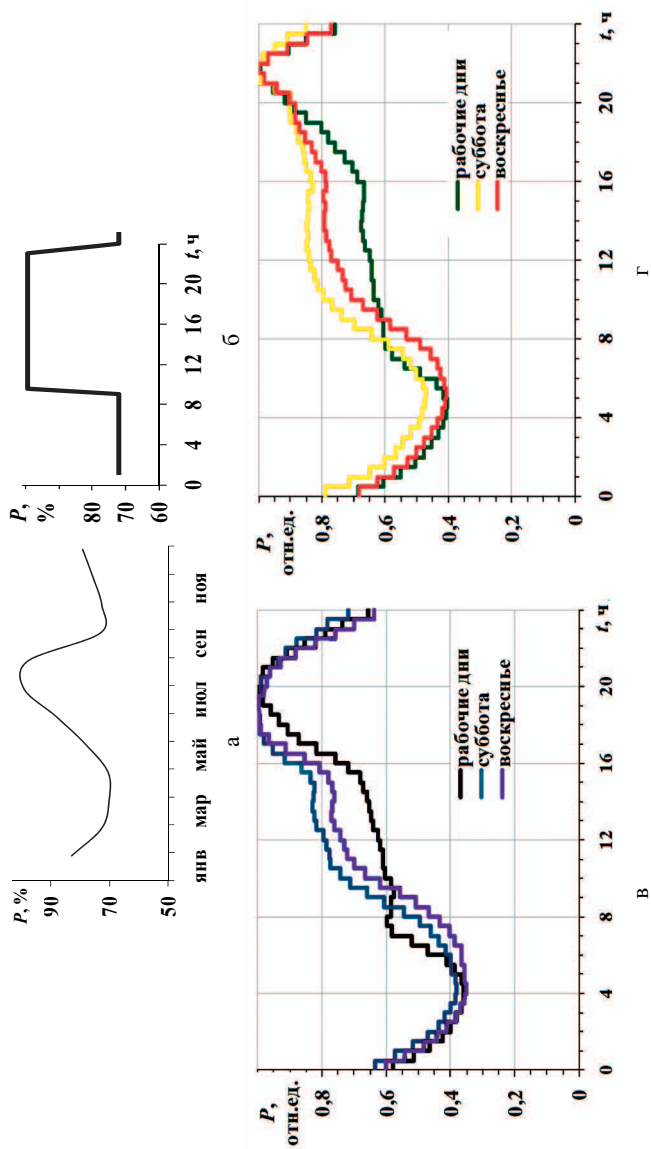


Рис. 1.10. Характерные актуальные графики нагрузки:
а – среднесуточное электропотребление одного из аэропортов Московского региона, отражающее увеличение нагрузки в июле–августе – в период отпусков; б – суточный график нагрузки крупных торговых центров и гипермаркетов (большое потребление электроэнергии в ночной период объясняется работой холодильного оборудования, кондиционеров, активной работой складских служб, выполнением различных разгрузочно-погрузочных работ и т.п.); в, г – суточные графики нагрузки многоквартирных домов с электроотоплением в Московском регионе соответственно в зимний и летний период

1.3. Показатели графиков нагрузок

Графики, приведенные в п. 1.1 и 1.2 сильно различаются, тем не менее, все графики нагрузки характеризуются следующими количественными показателями (см. рис. 1.2):

- наибольшая нагрузка ($P_{\text{нб}}$);
- наименьшая нагрузка ($P_{\text{нм}}$);
- средняя нагрузка ($P_{\text{ср}}$).

Для сопоставления графиков нагрузок и их анализа удобнее использовать безразмерные (относительные) показатели:

- коэффициент неравномерности графика нагрузки (α):

$$\alpha = \frac{P_{\text{нм}}}{P_{\text{нб}}}; \quad (1.4)$$

- коэффициент заполнения ($k_{\text{з.г}}$) или плотности (β) графика нагрузки:

$$k_{\text{з.г}} = \beta = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{нб}}}, \quad (1.5)$$

который в годовом разрезе обычно характеризуют числом часов использования наибольшей нагрузки ($T_{\text{нб}}$):

$$T_{\text{нб}} = k_{\text{з.г}} \cdot T. \quad (1.6)$$

Учитывая выражения (1.3) и (1.5), $T_{\text{нб}}$ можно определить:

$$T_{\text{нб}} = k_{\text{з.г}} \cdot T = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{нб}}} \cdot T = \frac{W/T}{P_{\text{нб}}} \cdot T = \frac{W}{P_{\text{нб}}}, \quad (1.6a)$$

где W – электроэнергия, потребленная потребителем (или переданная по элементу сети) за время T .

Число часов использования наибольшей нагрузки – это время, в течение которого потребитель, работая с наибольшей нагрузкой, получил бы такой же объем электроэнергии, что и при работе по фактическому графику нагрузки (или это время, в течение которого элемент сети, работая с наибольшей нагрузкой, передал бы такой же объем электроэнергии, что и при работе по фактическому графику нагрузки);

– коэффициент формы графика нагрузки (k_Φ):

$$k_\Phi = \frac{P_{\text{ск}}}{P_{\text{ср}}}, \quad (1.7)$$

где $P_{\text{ск}}$ – среднеквадратичная нагрузка, определяемая по выражению:

$$P_{\text{ск}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P^2 dt}. \quad (1.8)$$

Для оценки вклада максимума нагрузки отдельного потребителя в формирование суммарного максимума нагрузки вводят коэффициент участия максимума нагрузки потребителя 1 в максимуме нагрузки потребителя 2 (рис. 1.11):

$$k_y = \frac{P_1|_{t_{\text{нб}2}}}{P_{\text{нб}1}}, \quad (1.9)$$

где $P_1|_{t_{\text{нб}2}}$ и $P_{\text{нб}1}$ – соответственно нагрузка потребителя 1 в момент времени максимума нагрузки потребителя 2 и максимум нагрузки потребителя 1.

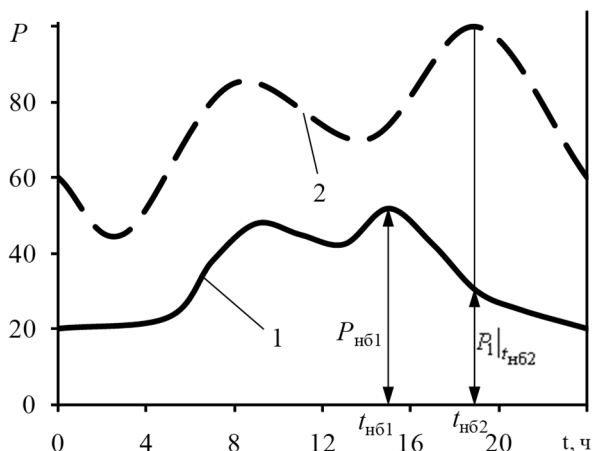
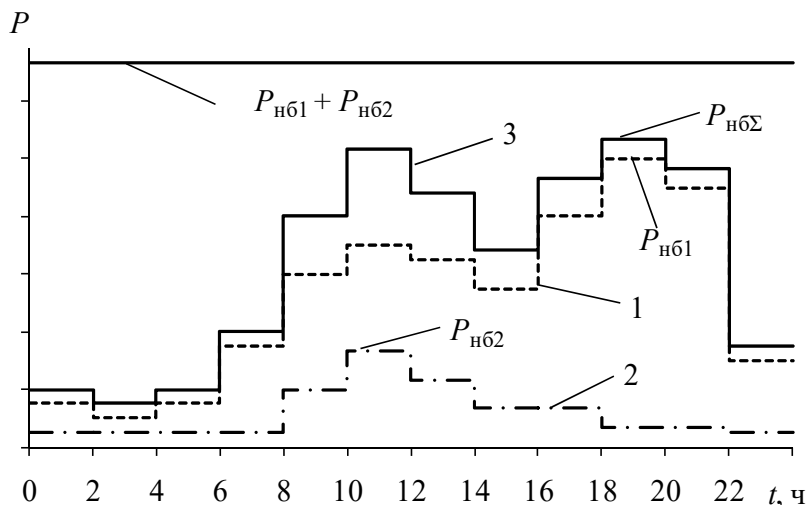


Рис. 1.11. Суточный график нагрузки потребителей 1 и 2

В результате не совпадения во времени максимумов нагрузок отдельных потребителей максимум суммарной нагрузки будет всегда меньше, чем сумма максимумов отдельных потребителей, что проиллюстрировано на рис. 1.12, т.е. $P_{н6\Sigma} < \sum_i P_{н6i}$.



**Рис. 1.12. Суточный график нагрузки потребителей 1 и 2
и их суммарный суточный график 3**

Изменение показателей графиков нагрузки на различных иерархических уровнях электроэнергетической системы наглядно демонстрируют графики на рис. 1.9. От одного распределительного пункта 6–20 кВ получают питание десятки трансформаторных подстанций 6–20/0,4 кВ; в свою очередь от подстанций 110–220/6–20 кВ – десятки распределительных пунктов – сотни трансформаторных подстанций.

Суммарный график нагрузки нескольких потребителей всегда будет более равномерным и более плотным (заполненным) чем график отдельных потребителей.

Поэтому график нагрузки подстанции 110–220/6–20 кВ характеризуется показателями $\alpha = 0,5$ и $k_{3,г} = 0,817$ в отличие от графика нагрузки трансформаторной подстанции 6–20/0,4 кВ с $\alpha = 0,15$ и $k_{3,г} = 0,533$ (численный расчет показан в конце главы).

1.4. Факторы, влияющие на электропотребление и конфигурацию графиков нагрузки

Все факторы можно разделить на две основные группы: базовые, которые в какой-то мере поддаются прогнозированию на перспективу, и случайные, не поддающиеся прогнозированию на перспективу (рис. 1.13).

Отдельные факторы могут оказывать разнонаправленное действие на режим электропотребления и его характеристику – график электрической нагрузки.

Рассмотрим влияние указанных факторов на конфигурацию и основные показатели суточных, недельных и годовых графиков электрической нагрузки.

Структура нагрузки. Форма суточного графика нагрузки подстанции зависит от типа ее нагрузки. Если в системе преобладает бытовая нагрузка, то вечерний максимум зимнего суточного графика нагрузки значительно больше утреннего (рис. 1.14).

В системах с преобладанием промышленной нагрузки или имеются два явно выраженных максимума – утренний и вечерний, или утренний максимум больше вечернего (рис. 1.14).

Увеличение доли непромышленных потребителей в структуре суммарного электропотребления приводит к разуплотнению суточных графиков нагрузки и увеличению их неравномерности.

Для сравнения степени неравномерности суточных графиков на рис. 1.15 приведены графики электропотребления рабочих дней энергосистем с различной долей непрерывной промышленной нагрузки.

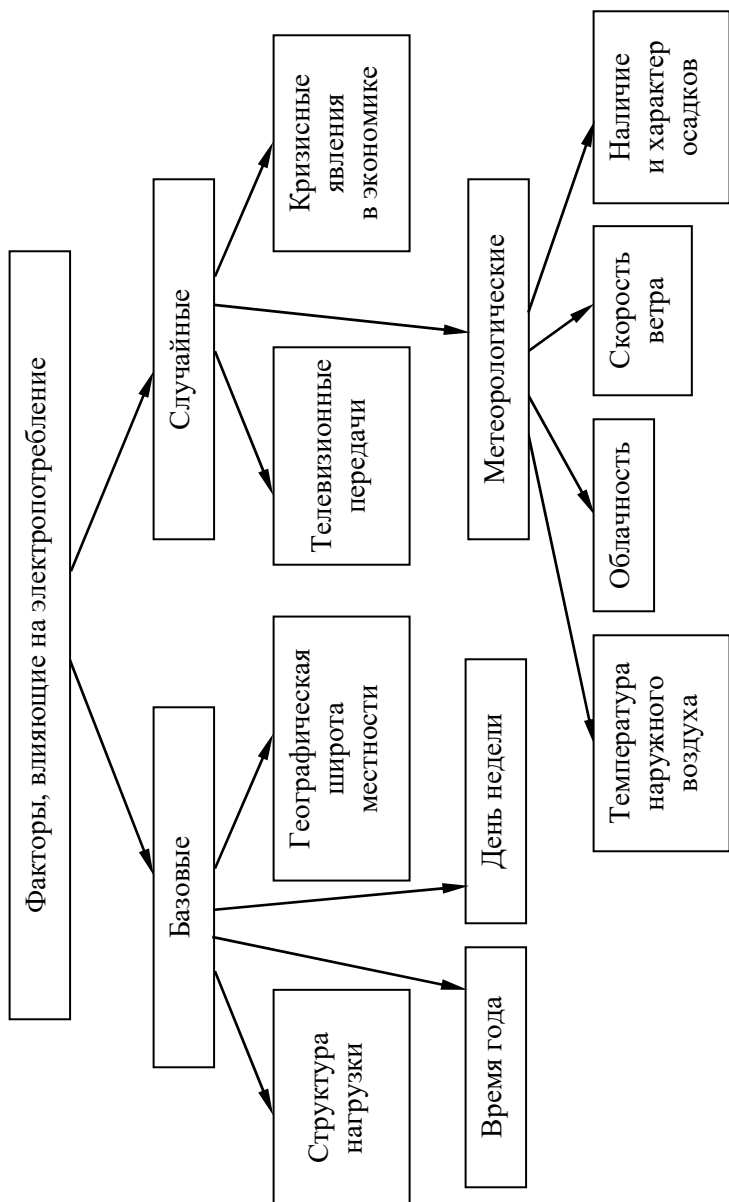


Рис. 1.13. Классификация факторов, влияющих на электропотребление

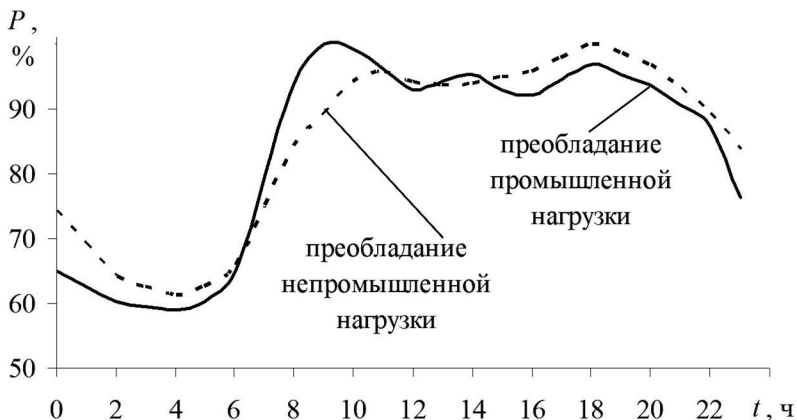


Рис. 1.14. Суточные графики нагрузки при различных соотношениях промышленной и непроизводственной нагрузки

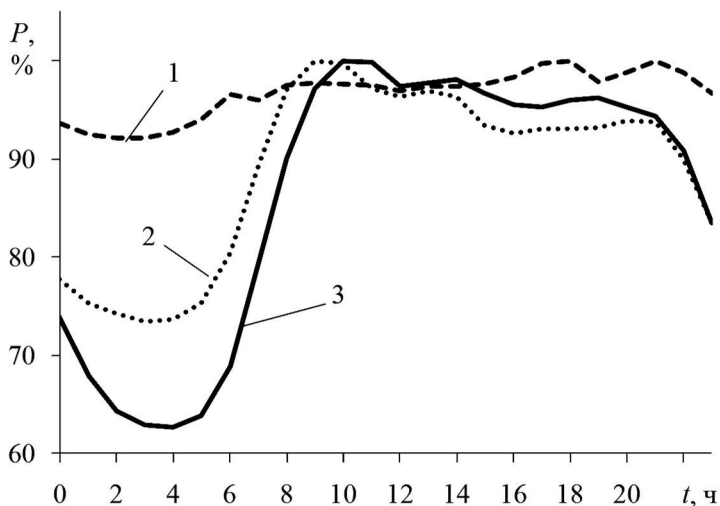


Рис. 1.15. Суточные графики нагрузки энергосистем:

- 1 – преобладают непрерывные трехсменные промышленные предприятия;
- 2 – в структуре нагрузки присутствуют разнообразные промышленные предприятия: односменные, двухсменные, трехсменные
- как с непрерывным производственным процессом, так и без;
- 3 – непрерывных трехсменных промышленных предприятий практически нет

Время года. В средних широтах, охватывающих большую часть территории России, летом нагрузка снижается по сравнению с зимой из-за уменьшения мощности, идущей на освещение, отопление и т.п. Летом вечерний период наибольшей нагрузки смещается на более позднее время в соответствии с естественной освещенностью. При этом летом вечерний максимум менее продолжительный. Суточный максимум смещается на утреннее или дневное время (рис.1.16).

В летний период суточные графики нагрузок, как правило, более неравномерные, чем в зимний период.

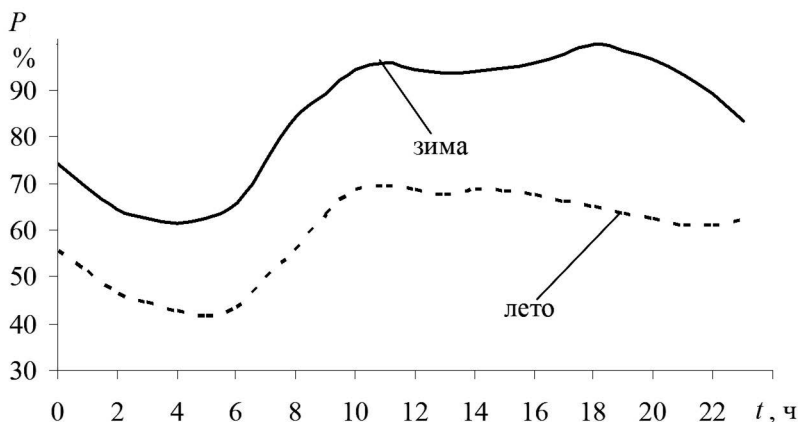


Рис. 1.16. Суточные графики нагрузок в зимний и летний период для средних широт

Географическая широта местности влияет на продолжительность светового дня, а, следовательно, на нагрузку освещения. На рисунке 1.17 приведены суточные графики нагрузки центров питания городских потребителей заполярного города.

Летом в период солнцестояния суточный максимум оказывается «размазанным» в течение дневного периода, а вечернего максимума, обусловленного нагрузкой освещения, — нет. Зимой в период полярной ночи осветительная нагрузка работает и в дневное время, поэтому вечерний максимум оказывается незначительным.

День недели. Выделяют пять групп дней:

- понедельник;
- нормальный рабочий день (вторник–четверг);
- пятница;
- суббота;
- воскресенье и праздничные дни.

Характер недельного графика зависит от структуры нагрузки и специфики промышленности (рис. 1.18). При преобладании непрерывных трехсменных производств недельный график будет практически равномерным. При преобладании промышленных предприятий, работающих по пяти дневному графику, будет наблюдаться значительное снижение нагрузки в выходные дни. В энергосистемах с большой долей непромышленной нагрузки происходит существенное увеличение доли выходных в недельном потреблении в сравнении с энергосистемами с преобладанием промышленной нагрузки. В выходные дни суточный график нагрузки также, как правило, более равномерный.

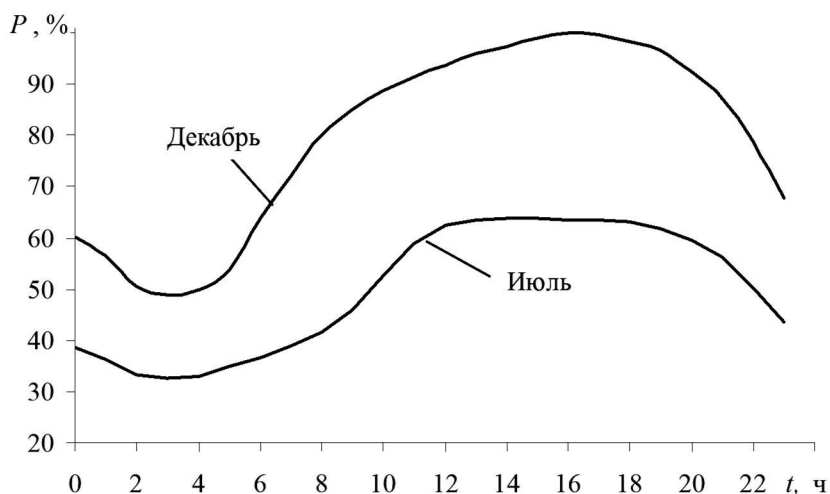


Рис. 1.17. Суточные графики нагрузки центров питания городских районов с комплексным составом потребителей заполярного города

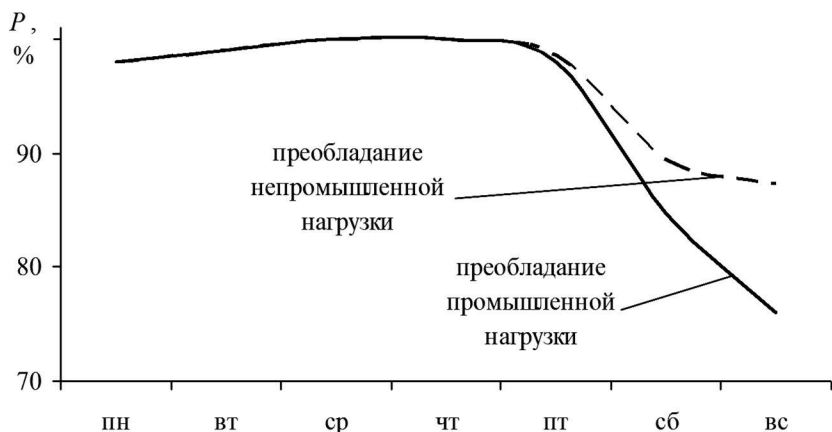


Рис. 1.18. Среднесуточное электропотребление на протяжении недели

Метеорологические факторы. Температура наружного воздуха влияет на расход электроэнергии на отопление зданий, вентиляцию, охлаждение в холодильниках, кондиционерах. Для энергообъединений, где осветительная нагрузка составляет значительную часть, вариации естественной освещенности оказывают влияние на нагрузку, особенно на формирование утреннего и вечернего максимумов. Такие метеофакторы, как характер осадков и скорость ветра самостоятельно не оказывают существенное влияние на электропотребление. Однако они могут значительно усилить действие основных метеофакторов, таких как температура и облачность.

В целом для оценки максимальных нагрузок в осенне-зимний период возможно применение коэффициента влияния температуры, равного $0,6\text{--}0,65\% / ^\circ\text{C}$. При этом коммунально-бытовая нагрузка более подвержена влиянию метеорологических факторов, чем промышленная.

Для более точного учета влияния температуры на электропотребление в разрезе года, которое не может быть выражено простой линейной зависимостью, целесообразно рассматривать три зоны коррелированности электропотребления по отношению к температуре наружного воздуха:

– летний период (сезон без отопления). Электропотребление слабо зависит от температуры наружного воздуха. Однако повышение температуры выше некоторого порога приводит практически к линейному повышению электропотребления за счет работы электроприборов по кондиционированию воздуха;

– зимний период (отопительный сезон). Понижение температуры приводит к повышению электропотребления. При небольшом понижении температуры зависимость электропотребления от температуры практически линейна, при резком изменении температуры (более 10°C) зависимость становится нелинейной;

– переходный весенний и осенний периоды. При отключенном центральном отоплении и снижении температуры ниже $+10^{\circ}\text{C}$ влияние температуры на электропотребление резко возрастает и их связь становится нелинейной: начиная с $+8^{\circ}\text{C}$ каждый градус снижения температуры сопровождается все большим приростом электропотребления.

Население начинает прибегать к альтернативным источникам тепла – всевозможным видам электронагревателей. Коэффициент влияния температуры может находиться в диапазоне от 1,0 до 3,0% / $^{\circ}\text{C}$.

При расчетах прогнозируемого электропотребления следует также учитывать тепловую инерцию помещений – запаздывание влияния температуры на электропотребление (порядка одних суток).

По этой причине резкие, но краткосрочные весенние или осенние похолодания практически не вызывают скачков электропотребления.

На рисунке 1.19 приведен пример зависимости электропотребления от температуры окружающего воздуха в зимний период (январь 2006 г.) на примере Московского региона.

Устойчивая плотная облачность, особенно если она сопровождается затяжным дождем или снегопадом, является причиной повышения электропотребления в светлое время дня независимо от времени года за счет включения освещения (рис. 1.20).

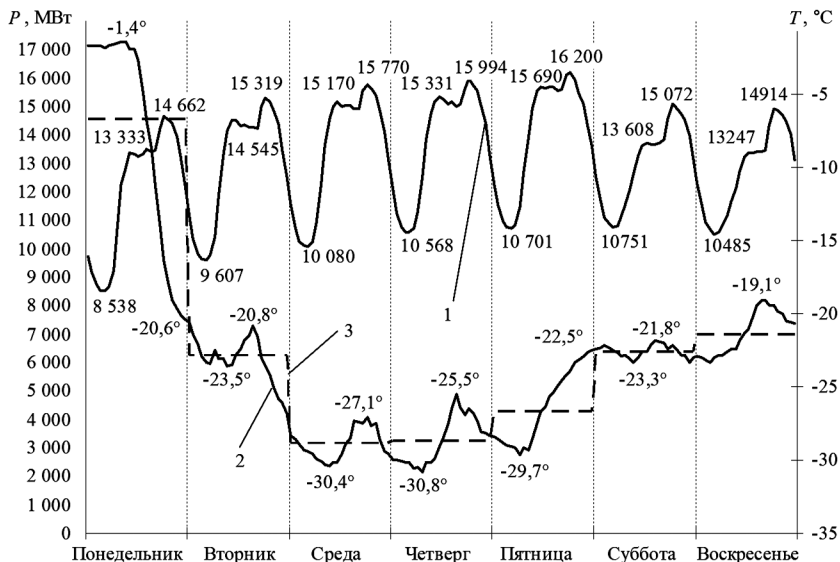


Рис. 1.19. График нагрузки (1), температуры наружного воздуха (2) и среднесуточной температуры (3) Московского региона в период 16.01.2006–22.01.2006

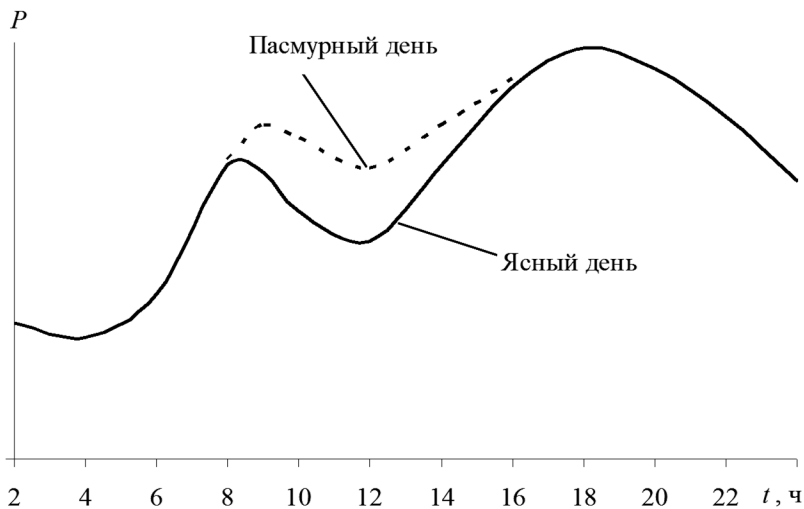


Рис. 1.20. Графики активной нагрузки при различной освещенности

Для систем с большей долей коммунально-бытовой нагрузки особенно сильное влияние оказывает одновременное воздействие нескольких метеофакторов, что продемонстрировано на примере суточного графика нагрузки Московского региона в понедельник 21 мая 2001 г. (рис. 1.21).

На графике хорошо заметно локальное резкое повышение нагрузки в 15 ч, превышающее ожидаемое значение на 700 МВт (около 9%).

Такой скачок был вызван быстрой сменой метеорологической ситуации, произошедшей около 12 ч дня: существенно увеличилась облачность, начался интенсивный дождь, температура снизилась на 5°C , т.е. одновременным влиянием нескольких метеофакторов.

Таким образом, электропотребление, особенно коммунально-бытовой и осветительной нагрузки, существенно зависит от влияния метеофакторов.

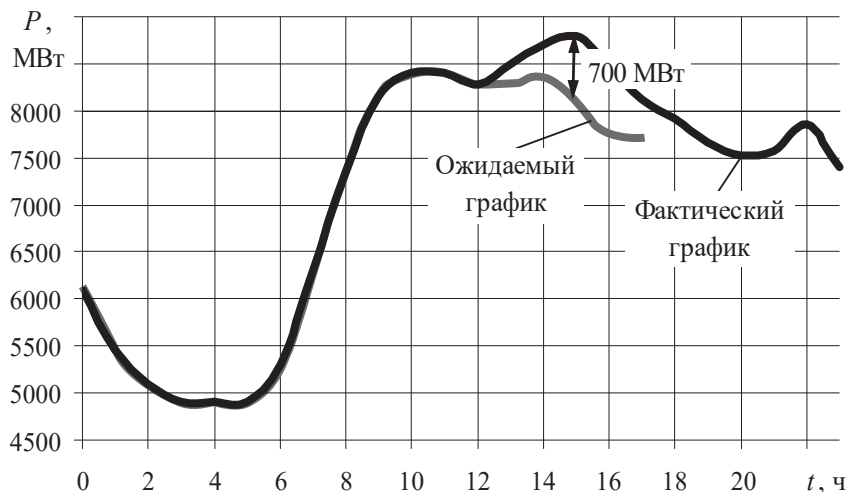


Рис. 1.21. Ожидаемый и фактический суточный график нагрузки Мосэнерго понедельника 21 мая 2001 г.

В годовом разрезе можно проследить совместное влияние вышеописанных факторов на электропотребление. С увеличением доли непромышленной нагрузки в структуре электропотребления в разрезе года происходит существенный рост сезонной неравномерности (рис. 1.22): уменьшение нагрузки в летний период и ее рост в январе-феврале за счет влияния метеофакторов.

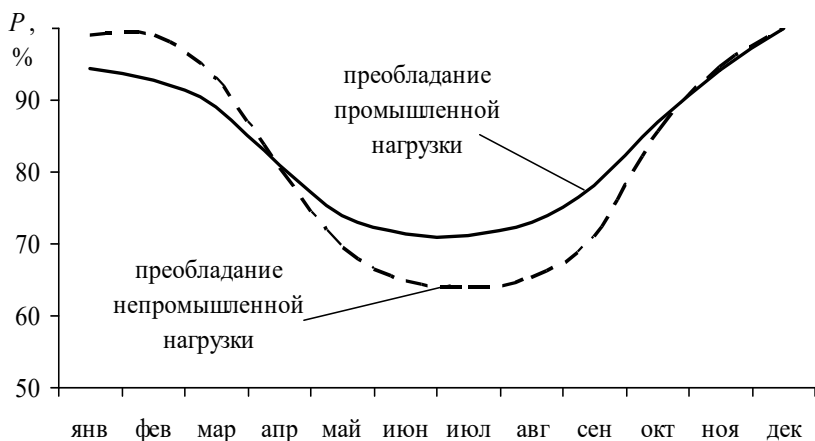


Рис. 1.22. Среднемесячное электропотребление на протяжении года

Для южных регионов России также характерен локальный максимум нагрузки в летний период, связанный с курортной нагрузкой и дополнительной нагрузкой от приборов кондиционирования воздуха. Начиная с 2010 г., абсолютный годовой максимум нагрузки в Кубанской энергосистеме достигается в летний период. Основные составляющие роста электропотребления — это интенсивное развитие курортно-рекреационного комплекса побережья Черного и Азовского морей и увеличение нагрузки от кондиционеров в период высоких температур наружного воздуха.

Таким образом, в зависимости от степени одновременности и направленности, совокупность рассмотренных факторов оказывает разнонаправленное влияние на основные показатели режимов электропотребления энергосистемы.

Для каждой энергосистемы в целом и для каждого потребителя в отдельности в зависимости от характера суточного, недельного и годового графика нагрузок могут существенно различаться возможные интервалы времени наступления абсолютного годового максимума и минимума нагрузки. Для большинства энергосистем России (за исключением энергосистем южных регионов) абсолютный годовой максимум нагрузки наблюдается в декабре-январе в вечерние часы; абсолютный годовой минимум – в ночные часы июля-августа. В южных регионах – максимум может приходиться на летнее время, а минимум на весенне-осенний период. Но аномально высокие температуры летом в средней полосе в условиях ежегодного роста нагрузки от кондиционеров могут смещать абсолютный годовой минимум нагрузки на весенне-осенний период. Также в весенне-осеннем периоде непрогнозируемое резкое похолодание одновременно с сильным ветром и осадками при отключенном центральном отоплении может сместить годовой максимум нагрузки бытовых потребителей на этот период.

Примеры решения задач

Задача 1.1. Определить коэффициент неравномерности, коэффициент заполнения и коэффициент формы суточного графика нагрузки, приведенного на рис. 1.9,а.

Решение. Из графика определим наибольшую и наименьшую нагрузки: $P_{\text{нб}} = 100\%$, $P_{\text{нм}} = 15\%$ и по выражениям (1.3), (1.2) и (1.8) рассчитаем среднюю $P_{\text{ср}}$ и среднеквадратичную $P_{\text{ск}}$ нагрузки:

$$P_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^{10} P_i \Delta t}{T} =$$

$$= \frac{20 \cdot 2 + 15 \cdot 2 + 20 \cdot 2 + 70 \cdot 2 + 60 \cdot 6 + 50 \cdot 2 + 70 \cdot 2 + 100 \cdot 2 + 80 \cdot 2 + 35 \cdot 2}{24} = 53,3\%;$$

$$P_{\text{ск}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{10} P_i^2 \Delta t}{T}} =$$

$$= \sqrt{\frac{20^2 \cdot 2 + 15^2 \cdot 2 + 20^2 \cdot 2 + 70^2 \cdot 2 + 60^2 \cdot 6 + 50^2 \cdot 2 + 70^2 \cdot 2 + 100^2 \cdot 2 + 80^2 \cdot 2 + 35^2 \cdot 2}{24}} = 59,0\%.$$

Коэффициенты неравномерности α , плотности β и формы k_Φ графика нагрузки по выражениям (1.4), (1.5) и (1.7) равны:

$$\alpha = \frac{P_{\text{нм}}}{P_{\text{нб}}} = \frac{15}{100} = 0,15;$$

$$\beta = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{нб}}} = \frac{53,3}{100} = 0,533;$$

$$k_\Phi = \frac{P_{\text{ск}}}{P_{\text{ср}}} = \frac{59,0}{53,3} = 1,11.$$

Задача 1.2. Определить коэффициент участия потребителя 2 в максимуме нагрузки потребителя 1, графики нагрузок которых приведены на рис. 1.23.

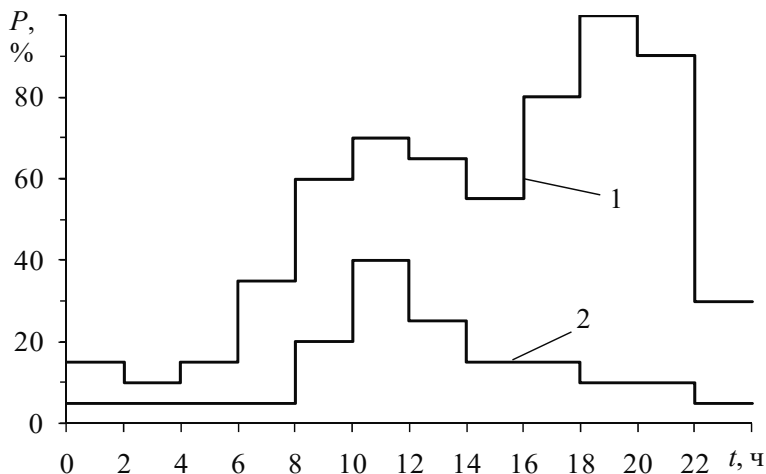


Рис. 1.23. Суточный график нагрузки потребителей 1 и 2

Решение. По графику нагрузки первого потребителя определяем время наступления его максимума – это интервал с 18 до 20 ч.

Определяем по графику нагрузки второго потребителя его нагрузку в интервале времени с 18 до 20 ч – 10 % и его максимальную нагрузку – 40%.

Коэффициент участия максимума нагрузки потребителя 2 в максимуме нагрузки потребителя 1 по выражению (1.8):

$$k_y = \frac{10}{40} = 0,25.$$

2. БАЛАНСЫ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

2.1. Показатели качества электроэнергии и их влияние на работу электроприемников

Электроэнергия как товар должна быть качественной. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения в настоящее время устанавливаются ГОСТ 32144-2013.

Согласно данному документу под качеством электрической энергии понимается степень соответствия характеристик электрической энергии в данной точке электроэнергетической системы совокупности установленных нормированных показателей.

Все показатели качества электроэнергии подразделяют на две категории – продолжительные изменения характеристик напряжения и случайные события, которые в свою очередь целесообразно разделить на три группы:

- первая группа. Показатели качества электроэнергии, относящиеся к частоте и к медленным изменениям напряжения. Основной причиной этих искажений является суточное, недельное и годовое изменение суммарной нагрузки потребителей электроэнергетических систем (см. гл. 1);

- вторая группа. Показатели качества электроэнергии, характеризующие несинусоидальность формы кривой напряжения, несимметрию и колебания напряжения: коэффициенты гармонических составляющих напряжения и суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения; коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательности; кратковременная и длительная доза фликера, колебания напряжения.

Основной причиной этих искажений напряжения являются, главным образом, электроприемники потребителей электроэнергии: с нелинейной вольт-амперной характеристикой, однофазные, с резкопеременным режимом работы;

– третья группа. Показатели качества электроэнергии, характеризующие случайные электромагнитные явления и электротехнические процессы в электроэнергетической системе: прерывания напряжения, провалы напряжения, перенапряжения, импульсные напряжения. Данные внезапные и значительные изменения формы напряжения, как правило, вызываются непредсказуемыми событиями или внешними воздействиями. В большинстве случаев они возникают в результате коммутаций, коротких замыканий, отказов электрооборудования или разрядов молнии на линию электропередачи.

ГОСТ 32144-2013 устанавливает показатели и нормы качества электроэнергии только применительно к продолжительным изменениям характеристик напряжения, относящихся к частоте, значению, форме и симметрии напряжения в трехфазных системах. Показатели качества электроэнергии нормируются в точке передачи (поставки) электрической энергии пользователю электрической сети, под которой понимается точка (узел) электрической сети, находящаяся на границе раздела объектов электроэнергетики между владельцами по признаку собственности или владения на ином предусмотренном законами основании, определенная в процессе технологического присоединения.

Далее будут рассмотрены только показатели первой группы, поскольку на них первоочередное влияние оказывает режим электрической сети и электроэнергетической системы в целом. Показатели же второй группы зависят от структуры конечных электроприемников и, как правило, рассматриваются в рамках дисциплины «Электроснабжение».

Показателем качества электроэнергии, относящимся к частоте, является отклонение основной частоты напряжения от номинального значения Δf в герцах:

$$\Delta f = f_y - f_{\text{ном}},$$

где $f_{\text{ном}}$ и f_y – соответственно номинальное и фактическое установившееся значение частоты, Гц. Номинальное значение частоты напряжения в единой энергосистеме РФ равно 50 Гц.

Отклонения частоты в единой энергосистеме РФ в соответствии с ГОСТ 32144-2013 не должны превышать $\pm 0,2$ Гц в течение 95% времени интервала в одну неделю и $\pm 0,4$ Гц в течение 100% времени интервала в одну неделю (рис. 2.1).

Электроэнергия будет считаться качественной, если выполняются три условия:

- 1) не менее 95% времени отклонения частоты не выходят за интервал $\pm 0,2$ Гц;
- 2) не более 5% времени отклонения частоты могут выйти за интервал $\pm 0,2$ Гц;
- 3) отклонения частоты не выходят за интервал $\pm 0,4$ Гц.

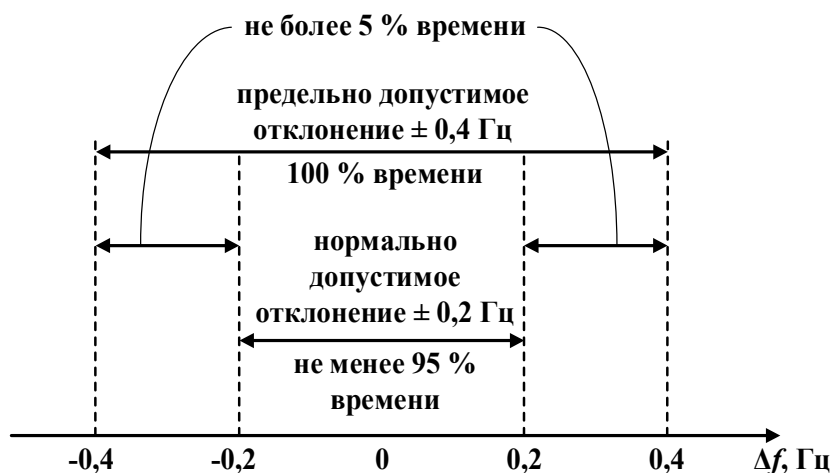


Рис. 2.1. Допустимые отклонения частоты

Процессы изменения напряжения в узлах электроэнергетической системы можно разделить на быстро и медленно протекающие. Отклонения напряжения обусловлены медленно протекающими процессами изменения нагрузок потребителей, в результате чего на протяжении длительного времени (десятки минут – часы) в отдельных точках сети напряжение меняется по величине, отклоняясь от номинального значения.

Колебания напряжения – быстро протекающие (как правило, со скоростью не меньше 1% в секунду) кратковременные (как правило, продолжительностью менее 1 мин) изменения напряжения, возникающие при резких изменениях нагрузки потребителей, например при включении мощных электроприемников или при резкопеременном режиме их работы. Примером таких электроприемников являются дуговые сталеплавильные печи, асинхронные двигатели, сварочные агрегаты и т.п.

Показателями качества электроэнергии, относящимися к медленным изменениям напряжения, являются отрицательное $\delta U_{(-)}$ и положительное $\delta U_{(+)}$ отклонение напряжения в %:

$$- \text{положительное отклонение } \delta U_{(+)} = \frac{U_y - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}};$$

$$- \text{отрицательное отклонение } \delta U_{(-)} = \frac{U_{\text{ном}} - U_y}{U_{\text{ном}}},$$

где U_y и $U_{\text{ном}}$ – соответственно фактическое и номинальное напряжение.

Положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 не должны превышать 10% номинального значения напряжения в течение 100% времени интервала в одну неделю.

Если положительные и отрицательные отклонения не превышают 10%, то электроэнергия по этому показателю считается качественной. Некорректно считать электроэнергию «более качественной», если отклонения напряжения близки к 0% и «менее качественной», если отклонения напряжения близки к 10%. Электроэнергия как товар либо качественная, либо – нет. Потребители могут эффективно работать только при определенном качестве электрической энергии. Отклонение частоты и отклонения напряжения от номинальных значений могут приводить:

- к сокращению сроков службы оборудования;
- снижению производительности электрооборудования (недоотпуску продукции);
- ухудшению качества, а иногда и к браку продукции у потребителя электроэнергии.

Отклонения частоты больше всего влияют на вращающиеся электрические машины. В структуре нагрузки электроэнергетической системы более половины конечных электроприемников – это асинхронные двигатели. Поэтому рассмотрим влияние изменения частоты в первую очередь на данный тип электроприемников. Снижение частоты от номинального значения приводит к уменьшению скорости вращения асинхронных двигателей, что в свою очередь вызовет снижение их производительности (момента на валу двигателя). Если для металлообрабатывающих станков момент на валу прямо пропорционален скорости вращения двигателя, то, например, для вентиляторов и центробежных насосов – пропорционален скорости вращения в третьей-четвертой степени. А учитывая, что основные электроприемники собственных нужд тепловых и атомных станций – это насосы, вентиляторы и дымососы, то при снижении частоты напряжения в электроэнергетической системе будет значительно снижаться производительность питательных насосов и вентиляторов котла. Снижение их производительности приведет к уменьшению давления пара на входе в турбину, что в свою очередь приведет к снижению активной мощности турбины. То есть снижение частоты будет приводить к уменьшению выработки мощности тепловых и атомных электрических станций. А учитывая взаимосвязь между выработкой активной мощности электростанциями и частотой (см. ниже), это приведет к еще большему снижению частоты, и в результате возможен останов электростанции.

Индуктивное сопротивление электрических машин и других электроприемников прямо пропорционально частоте переменного напряжения. Поэтому при снижении частоты за счет уменьшения индуктивного сопротивления будет возрастать потребляемый ими ток, что будет вызывать перегрев обмоток, и как следствие приводить к ускоренному тепловому износу изоляции, что, в конечном счете, приводит к снижению срока службы электроприемника.

Снижение частоты также приводит к увеличению потребляемой реактивной мощности асинхронными двигателями и трансформаторами из-за роста намагничивающего тока, вызванного увеличением магнитной индукции.

При повышении частоты увеличивается скорость вращения асинхронных двигателей, что сопровождается ростом потребляемой активной мощности, а, следовательно, и ростом тока в обмотке статора, и увеличением механических нагрузок на вал двигателя, что приводит к снижению срока его службы.

Изменение частоты на электроприемники, обладающие только активным сопротивлением – нагревательные приборы и лампы накаливания, не оказывает никакого влияния.

Учитывая критическое влияние отклонений частоты как в положительную, так и отрицательную стороны на асинхронные двигатели, ГОСТ на нормы качества электрической энергии устанавливает достаточно жесткие требования к допустимым отклонениям частоты в сравнении с допустимыми отклонениями напряжения.

Отклонения напряжения в отличие от отклонений частоты практически одинаково воздействуют на различные электроприемники: положительные отклонения приводят к росту производительности электроприемников, но при этом и к снижению их срока службы за счет воздействия повышенного напряжения на изоляцию; отрицательные отклонения – к снижению производительности.

Рассмотрим влияние отклонения напряжения на работу асинхронных двигателей. На рисунке 2.2 приведены механические характеристики асинхронного двигателя – зависимости электромагнитного момента асинхронного двигателя M от скольжения s – при различных напряжениях на зажимах двигателя ($U_1 > U_2 > U_3$). Напомним, что электромагнитный момент асинхронного двигателя прямо пропорционален квадрату подводимого напряжения. Также на рис. 2.2 условно показан механический момент $M_{\text{мех}}$ механизма, который вращает асинхронный двигатель. Рабочая точка асинхронного двигателя и значение скольжения при любом напряжении определяется пересечением двух характеристик: механического момента механизма и электромагнитного момента двигателя.

При снижении напряжения на зажимах двигателя с U_1 до U_2 произойдет переход асинхронного двигателя из рабочей точки 1 в рабочую точку 2 (рис. 2.2).

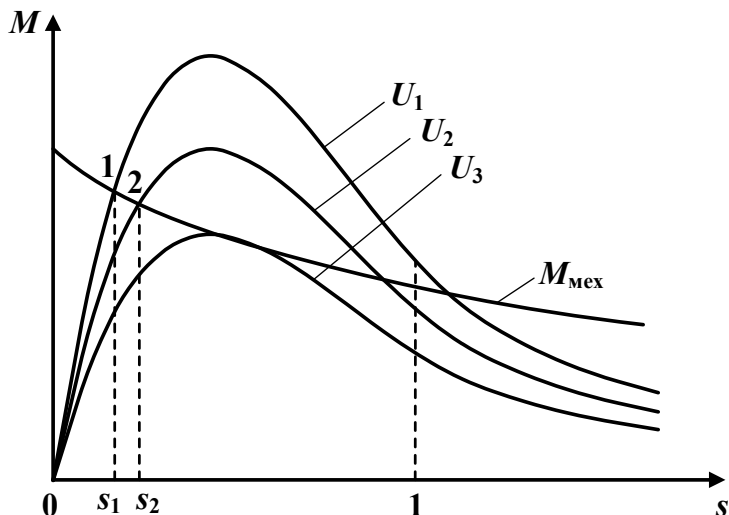


Рис. 2.2. Механическая характеристика асинхронного двигателя

При этом увеличится скольжение (и уменьшится скорость вращения) двигателя, что приведет к снижению производительности механизма вращаемого двигателем. При существенном снижении напряжения (при значениях напряжения на зажимах двигателя меньше U_3) двигатель остановится, поскольку максимальное значение электромагнитного момента при данном напряжении будет меньше механического момента вращаемого механизма. При пониженном напряжении двигатель не сможет запуститься из состояния покоя ($s = 1$).

Также с увеличением скольжения возрастает ток в обмотках асинхронного двигателя, что вызовет дополнительный нагрев и приведет к снижению срока службы двигателя. Поэтому при большой нагрузке асинхронного двигателя экономически целесообразно его эксплуатировать при напряжениях чуть выше номинальных.

Отклонения напряжения оказывают наиболее сильное влияние на работу ламп накаливания: при снижении напряжения на 10% их световой поток (производительность) снижается на 40%; при увеличении напряжения на 10% их срок службы снижается

примерно в 4 раза. Поэтому основной электроприемник, определяющий требования к нормам и показателям медленных изменений напряжения – это лампы накаливания. Последние десятилетия лампы накаливания вытесняются более энергоэффективными лампами – компактными люминесцентными и светодиодными. Отклонения напряжения в достаточно широких пределах практически не оказывают заметного влияния на световой поток этих ламп. Поэтому за период с 1980-х гг. до 2010-х гг. допустимые отрицательные отклонения напряжения последовательно увеличивались с 2,5 до 5% и окончательно до 10% в настоящее время.

2.2. Влияние балансов мощностей на показатели качества электроэнергии

Рассмотрим некоторый установившийся режим работы изолированной энергетической системы (рис. 2.3). Пусть в данный момент времени суммарная нагрузка потребителей составляет P_n , потери активной мощности в электрической сети ΔP_c , тогда активная мощность на выводах обмотки статора генератора будет соответственно равна $P_g = P_n + \Delta P_c$. В рассматриваемом установившемся режиме при некоторой скорости вращения турбины и ротора генератора Ω наблюдается равенство мощности турбины P_t и мощности генератора P_g .

Пар высокой температуры под высоким давлением из котла по паропроводу поступает в турбину (на рис. 2.3 условно показана турбина, состоящая из частей высокого и низкого давления), в которой тепловая энергия пара преобразуется в механическую энергию вращения турбины. Вал турбины соединён с ротором генератора. Вращаясь, ротор генератора наводит эдс в обмотке статора генератора, под действием которой в обмотке статора генератора появляется ток, передаваемый по электрическим сетям к потребителям. В свою очередь, отработавший пар из турбины направляется в конденсатор, где он охлаждается и конденсируется, откуда далее опять поступает в котел.

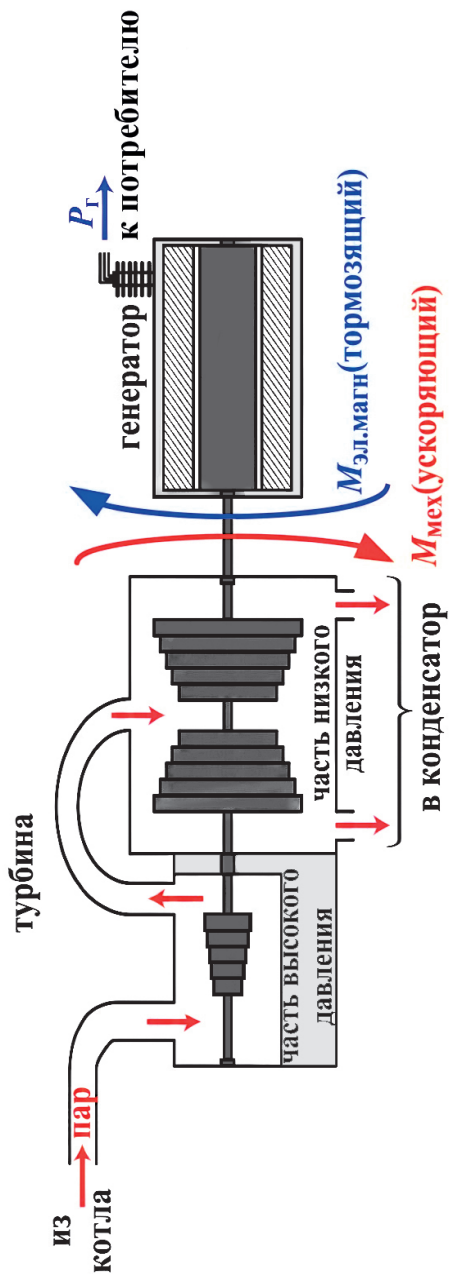


Рис. 2.3. Энергетическая система с тепловой электростанцией

Условие установившегося режима работы рассматриваемой системы при неизменной скорости вращения соответствует равенству моментов: ускоряющего механического момента турбины $M_{\text{мех}}$ и тормозящего электромагнитного момента ротора генератора $M_{\text{эл-магн}}$, т.е. $M_{\text{мех}} = M_{\text{эл-магн}}$. В свою очередь $P_{\text{т}} = \Omega M_{\text{мех}}$, $P_{\text{г}} = \Omega M_{\text{эл-магн}}$.

Пусть нагрузка потребителя увеличилась на некоторую величину. Это приведет к увеличению мощности (тока в обмотке статора) генератора и в итоге к росту электромагнитного момента. Тогда (если ничего не предпринимать) равновесие системы нарушится: тормозящий момент $M_{\text{эл-магн}}$ станет больше ускоряющего $M_{\text{мех}}$, и скорость вращения турбины и ротора генератора будет снижаться. Как следствие, будет снижаться скорость вращения поля генератора, и в результате будет уменьшаться частота напряжения в электроэнергетической системе. За счет статистических характеристик нагрузок (зависимости потребляемой мощности от частоты (см. Том 1)) при уменьшении частоты будет снижаться потребляемая нагрузкой потребителя активная мощность, пока не наступит новый равновесный режим при новой (меньшей по значению) скорости вращения Ω' ($\Omega' < \Omega$), при которой $M_{\text{мех}}$ будет опять равен $M_{\text{эл-магн}}$.

Обратная картина будет наблюдаться при отключении части нагрузки – частота наоборот будет возрастать.

Изменение частоты напряжения в таких процессах может быть существенным и значительно превышать допустимые пределы (см. п. 2.1). Поэтому при отклонении частоты от номинального значения подается управляющий сигнал на направляющий аппарат турбины для изменения расхода энергоносителя (пара – на тепловых и атомных электростанциях, воды – на гидроэлектростанциях) для обеспечения баланса активной мощности и недопущения существенного увеличения или уменьшения частоты в электроэнергетической системе.

Рассмотренный пример можно распространить на энергетическую систему любой сложности – при параллельной работе генераторов изменение нагрузки потребителя будет распределяться на все генераторы электроэнергетической системы. Поэтому

частота напряжения во всех узлах электроэнергетической системы одинаковая, является общесистемным параметром режима, и определяется скоростью вращения роторов генераторов электростанций.

Необходимо отметить, что роторы мощных генераторов обладают достаточно большим моментом инерции. Поэтому изменения частоты будут происходить с некоторой задержкой от момента изменения нагрузки; а амплитуды кратковременных колебаний частоты будут намного меньше исходных колебаний нагрузки потребителей – на их сглаживание будет расходоваться кинетическая энергия вращающихся роторов генераторов на электростанциях. Электростанции на базе ресурсов ветра и солнца обладают на порядки меньшим моментом инерции, чем традиционные мощные тепловые, атомные и гидроэлектростанции. Поэтому по мере развития ветровой и солнечной энергетики и увеличения доли этих станций в энергетическом балансе в современной энергетике возникает актуальная задача стабилизации частоты в энергосистеме.

Таким образом, для поддержания частоты напряжения в энергосистеме необходимо в каждый момент времени обеспечивать равенство потребляемой и генерируемой активной мощности. Для этого в электроэнергетической системе на некоторые электрические станции возлагают функции по непрерывному регулированию вырабатываемой мощности (это так называемые частоторегулирующие электростанции).

Изменение частоты в электроэнергетической системе, которое мы можем наблюдать², отражает постоянное изменение баланса активной мощности: включение и отключение потребителей электроэнергии, рост или снижение их нагрузки; включение и отключение генераторов электростанций, рост или снижение их вырабатываемой мощности. Поэтому баланс активной мощности, как и частота, носит общесистемный характер.

² Например, на сайте АО «Системный оператор Единой энергетической системы» www.so-ups.ru можно в режиме онлайн посмотреть как текущее значение частоты в Единой энергосистеме России, так и архивные данные за прошедший период.

Перейдем к демонстрации влияния изменения баланса реактивной мощности в узле на уровень напряжения в этом узле на примере воздушной линии электропередачи в двух режимах: холостого хода и при наличии нагрузки потребителя (рис. 2.4,а). Схема замещения такой простейшей сети с подключенной в конце линии нагрузкой (см. Том 1) представлена на рис. 2.4,б. Примем, что в исходном режиме зарядная мощность линии Q_c меньше реактивной мощности нагрузки Q_n . За счет падения напряжения в сопротивлении линии $Z_{\text{л}}$ при передаче по ней к потребителю мощности напряжение в конце линии будет меньше чем в начале: $U_2 < U_1$. При отключении нагрузки в конце линии ($P_n = 0$, $Q_n = 0$) – режим холостого хода – за счет генерации реактивной мощности линией в узле 2 напряжение в узле 2 возрастет и станет даже больше напряжения в узле 1.

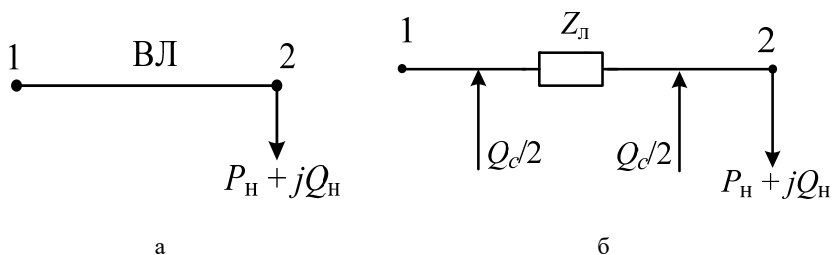


Рис. 2.4. Схема сети (а) и ее схема замещения (б)

Обобщив, получим: чем больше потребление реактивной мощности в узле, тем ниже в нем уровень напряжения. При генерации реактивной мощности в узле нагрузки, превышающей реактивную мощность нагрузки, напряжение в рассматриваемом узле возрастет и может даже оказаться больше, чем напряжение на шинах источника питания.

Таким образом, уровень напряжения в узле электроэнергетической системы зависит от соотношения потребляемой и генерируемой реактивной мощности в узле: чем больше генерация реактивной мощности в узле, тем выше в нем напряжение; чем больше потребление – тем ниже напряжение.

Следовательно, баланс реактивной мощности в отличие от баланса активной мощности носит локальный, а не общесистемный, характер и должен соблюдаться отдельно в каждом локальном узле электроэнергетической системы.

2.3. Формирование балансов мощностей

В цепях переменного тока различают три вида мощности: активную (P), реактивную (Q) и полную (S). Активная мощность потребляется электроприемниками, преобразуясь в механическую, тепловую и другие виды энергии, и расходуется на выполнение электроприемниками полезной работы.

Реактивная мощность не выполняет полезной работы, но при этом необходима для работы многих электроприемников (двигателей, печей и т.д.) и элементов электрических сетей (линий и трансформаторов). То есть реактивная мощность характеризует интенсивность обмена энергией между электрическими и магнитными полями в элементах электрических сетей и электроприемниках.

Полная мощность (ток) определяют загрузку (пропускную способность) элементов сети и уровень потерь напряжения и электроэнергии.

Все три мощности связаны между собой соотношениями:

$$Q = P \operatorname{tg} \varphi; \quad S = \frac{P}{\cos \varphi}; \quad S = \sqrt{P^2 + Q^2},$$

где $\cos \varphi$ – коэффициент мощности; $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности.

Учитывая, что балансы активной и реактивной мощности независимы друг от друга и оказывают различное влияние на параметры режима, их принято рассматривать отдельно. Как правило, оперируют активной мощностью в абсолютных единицах (Вт, кВт, МВт, ГВт), а реактивную мощность характеризуют через коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi$.

Процесс производства электроэнергии неразрывно связан с процессом ее потребления. То есть не может быть производства электроэнергии без ее одновременного потребления, как не может

быть потребления электроэнергии без ее одновременного производства. В отличие от любых других товаров электроэнергию невозможно накапливать в местах производства, потребления или при транспортировке в масштабах потребления. В последние годы активно развиваются технологии производства систем накопления электроэнергии – повышается их эффективность и снижается себестоимость, но на данный момент целесообразно с помощью накопителей сглаживать только небольшой небаланс в потреблении и производстве электроэнергии. Таким образом, в каждый момент времени должен строго соблюдаться баланс активной мощности в энергосистеме: равенство приходной ($P_{\text{расп}\Sigma}$) и расходной ($P_{\text{треб}\Sigma}$) частей. Нарушение баланса активной мощности приводит к отклонению частоты от номинального значения, которое является показателем качества электроэнергии (см. п. 2.2).

Цель составления баланса активной мощности – проверка достаточности имеющейся в энергосистеме установленной мощности генераторов для покрытия максимальной нагрузки потребителей. При этом баланс составляется как на сутки вперед и в случае его не выполнения выдаются предписания потребителям по ограничению электропотребления, так и на 5–10–15 лет вперед – для оценки потребности в сооружении новых генерирующих мощностей.

Баланс должен выполняться в каждый момент времени, но очевидно, что оценить бесконечное число балансов не представляется возможным. Поэтому балансы оцениваются только для самых тяжелых режимов. В первую очередь – это момент прохождения абсолютного годового максимума нагрузки энергосистемы. Для энергосистем с крупными сезонными потребителями (например, сельскохозяйственными потребителями) или с электростанциями с существенным изменением выработки в разрезе года (гидроэлектростанциями, теплоэлектроцентралями) баланс оценивается и в весенне-осенний период. Для энергосистем с большей долей базовых маломаневренных станций (атомные электростанции, теплоэлектроцентрали) отдельно составляют балансы для часов минимальной нагрузки выходных и праздничных дней для оценки возможности разгрузки электростанций под минимальную нагрузку потребителей.

Для иллюстрации проблемы обеспечения неравномерного суточного и недельного потребления электроэнергии рассмотрим участие электростанций различного типа в покрытии суточной нагрузки энергосистемы (рис. 2.5).

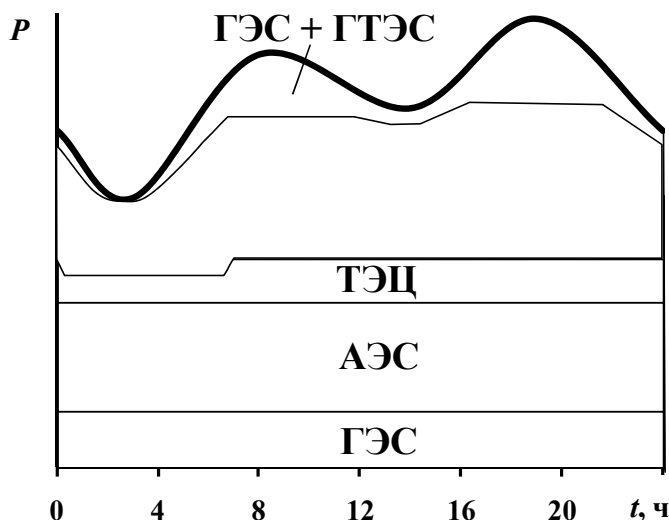


Рис. 2.5. Суточный график нагрузки и генерации энергосистемы:
 ГЭС – гидроэлектростанции; АЭС – атомные электростанции;
 ТЭЦ – теплоэлектроцентрали; КЭС – конденсационные электростанции;
 ГТЭС – газотурбинные электростанции

Основной критерий распределения электростанций по зонам суточного графика нагрузки – это их маневренность, а затем уже экономичность. Мощность базовой части графика нагрузки (см. п. 1.1) вырабатывают:

- гидроэлектростанции без водохранилища;
- гидроэлектростанции с водохранилищами в минимально допустимом объеме, определяемым минимально возможным пропуском воды через гидроэлектростанцию по санитарным (забор воды для водоснабжения) и хозяйственным (судоходство, рыболовство, орошение и т.п.) требованиям. В период паводка

гидроэлектростанции работают практически на полную мощность в базовой части графика нагрузки, чтобы по минимуму в холодную сбрасывать паводковую воду;

- маломаневренные атомные станции;

- теплоэлектроцентрали, которые работают в соответствии с тепловым графиком – в соответствии с нагрузкой отопления, горячего водоснабжения и пара. Теплоэлектроцентрали экономически эффективны только при одновременной пропорциональной выработке электроэнергии и теплоты.

Мощность в полупиковой части графика нагрузки в основном вырабатывается конденсационными электростанциями, которые в суточном разрезе в зависимости от типа электростанции и типа топлива (газ или уголь) несут разгрузку от 20 до 60% установленной мощности. Конденсационные электростанции относятся к среднemanевренным электростанциям, поскольку существенное изменение вырабатываемой мощности возможно только в пределах нескольких часов из-за большой инерционности тепловых процессов.

Пиковую часть графика нагрузки покрывают высокоманевренные электростанции – гидроэлектростанции и газотурбинные электростанции, выработка мощности которыми может изменяться в широких пределах (практически от 0 до 100%) за кратковременные интервалы времени (секунды–минуты). Именно поэтому на гидроэлектростанциях часто возлагают функции частоторегулирующих электростанций (см. п.2.2).

Поэтому при большей доле в энергосистеме маломаневренных электростанций (что характерно для Европейской части России) и больших суточных и недельных провалов нагрузки (что характерно для энергосистем мегаполисов без непрерывной промышленной нагрузки) может возникнуть проблема избытка генерации в ночные часы, которую в силу маломаневренности электростанций нельзя кратковременно отключить.

Перейдем к рассмотрению формирования баланса активной мощности. Расходная часть баланса (требуемая мощность) состоит из двух слагаемых: суммарной нагрузки потребителей энергосистемы, которая определяется с учетом коэффициента совмещения

максимумов нагрузок отдельных энергоузлов или подстанций, и потерь активной мощности при передаче и распределении электроэнергии по электрическим сетям от шин электростанций до потребителей. В зависимости от структуры и протяженности энергосистемы потери активной мощности в электрических сетях в режиме абсолютного годового максимума нагрузки могут составлять от 5 до 20% (см. гл. 5).

Стартовой точкой отсчета для приходной части баланса активной мощности является установленная мощность энергосистемы (рис. 2.6), которая определяется суммированием номинальных мощностей всех генераторов электростанций энергосистемы. Вырабатываемая мощность в энергосистеме меньше установленной на величину неиспользуемой (связанной) мощности и мощности резерва. Располагаемая мощность энергосистемы (которая и должна соответствовать требуемой мощности) меньше вырабатываемой на величину расхода на собственные нужды электростанции.



Рис. 2.6. Структура приходной части баланса активной мощности

Присутствие связей энергосистемы с соседними энергосистемами в балансе отдельно учитывается при наличии экспорта и/или импорта мощности.

Неиспользуемая мощность электростанции обусловлена различными режимными или технологическими ограничениями и несоответствием условий эксплуатации электростанции проектным решениям. К ним относятся, например, низкий напор воды на ГЭС,

низкое качество топлива (его высокая влажность, сернистость и т.п.), не проектный вид топлива, ограничения по выдаче мощности в электроэнергетическую систему из-за недостаточной пропускной способности сети и т.п. Структура резерва мощности энергосистемы приведена на рис. 2.7.

Оперативный резерв предназначен для устранения небаланса мощности, вызванного ошибками в прогнозе максимальной нагрузки энергосистемы (нагрузочный резерв) и авариями (внезапными отказами) генерирующего оборудования. Чем больше величина резерва, тем надежнее работа энергосистемы, но тем выше капиталовложения в ее сооружение и себестоимость выработки электроэнергии. Рациональное значение мощности резерва определяется на основе оптимизационных расчетов и для современных энергосистем составляет от 5 до 15% установленной мощности. Но чем мощнее энергосистема, тем величина резерва будет меньше.

Ремонтный резерв компенсирует снижение установленной мощности энергосистемы из-за вывода генерирующего оборудования в ремонт. Как правило, капитальные ремонты планируются заранее и выполняются в период годового снижения нагрузки потребителей, поэтому резервирование мощности под капитальные ремонты не требуется. Резервы мощности на текущий ремонт в современных энергосистемах составляют от 2 до 6% установленной мощности (меньшие значения при преобладании в энергосистеме гидроэлектростанций, большие – тепловых и атомных станций).

Расход на собственные нужды очень сильно зависит от типа станции и ее мощности и типа топлива для тепловых станций. Максимальная нагрузка собственных нужд электростанций варьируется от 0,5 до 15% установленной мощности. Меньшие значения характерны для мощных гидроэлектростанций. Расход на собственные нужды на теплоэлектроцентралях выше чем на конденсационных электростанциях из-за наличия дополнительного оборудования для осуществления теплоснабжения потребителей.

У тепловых электростанций, работающих на угле, в сравнении с электростанциями, работающими на газе, расход на собственные нужды увеличивается из-за дополнительных расходов электроэнергии на подготовку угля к сжиганию и его транспортировку.

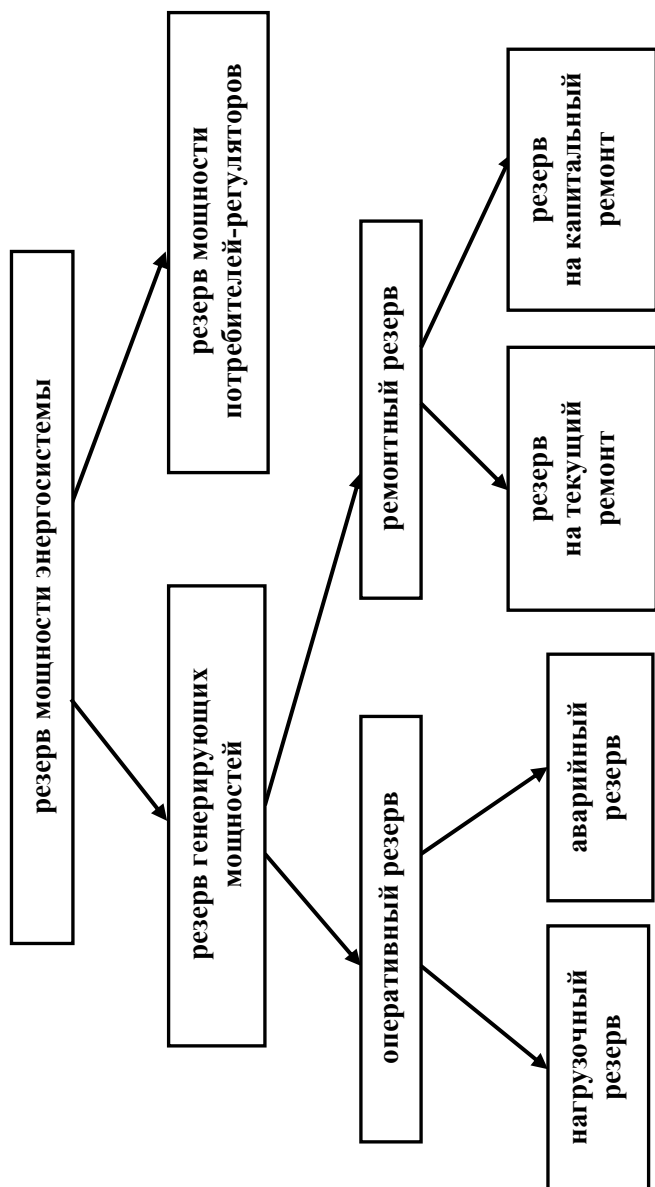


Рис. 2.7. Структура резерва мощности энергосистемы

Таким образом, располагаемая мощность энергосистемы в зависимости от мощности и типа электростанции составляет 75–85% от установленной мощности.

Баланс мощности считается удовлетворительным, если отклонение приходной части баланса от расходной не превышает половины мощности наиболее крупного агрегата энергосистемы. В случае наличия дефицита необходима корректировка расходной части (в краткосрочной перспективе) – ограничение потребителей, или приходной части (в долгосрочной перспективе) – изменение планов развития генерирующих мощностей.

Альтернативой резерву генерирующих мощностей энергосистемы является управление спросом потребителей электроэнергии (см. п. 2.4), т.е. изменение потребителем своей мощности в соответствии с потребностями энергосистемы – таких потребителей можно назвать потребителями-регуляторами.

Баланс реактивной мощности является «полной противоположностью» баланса активной мощности. В отличие от баланса активной мощности баланс реактивной мощности носит локальный характер: избыток реактивной мощности в одной части энергосистемы не всегда может компенсировать ее недостаток в другой части. Нарушение баланса реактивной мощности в узле приводит к изменению уровня напряжения в этом узле (показателей качества электроэнергии, связанных с быстрыми и медленными изменениями напряжения).

Если источник активной мощности в энергосистеме один – это генераторы электростанций, то источников реактивной мощности кроме генераторов достаточно много (см. гл. 3): например, воздушные линии, обладающие емкостной проводимостью.

Структура баланса реактивной мощности аналогична балансу активной (см. рис. 2.6). Установленная и резервная мощность, реактивная мощность определяются через номинальный коэффициент мощности генераторов ($\cos\varphi_{г.ном}$), который для гидроэлектростанций и теплоэлектроцентралей составляет 0,8–0,85; для конденсационных и атомных электростанций – 0,85–0,9.

Коэффициент реактивной мощности нагрузок собственных нужд электростанций ($\text{tg}\varphi$), основными электроприемниками которых являются асинхронные двигатели, составляет около 1,0.

Если требуемая реактивная мощность в узле не превосходит располагаемую, то считается что баланс реактивной мощности выполняется. При превышении требуемой реактивной мощности располагаемой – необходима компенсация реактивной мощности (см. гл. 3).

2.4. Управление спросом

Электропотребление большинства потребителей за исключением непрерывных трехфазных промышленных производств характеризуется большой неравномерностью в суточном разрезе (см. рис. 1.7–1.9): в течение нескольких часов электрическая нагрузка изменяется от минимальных значений до утреннего максимума, затем наблюдается некоторый дневной спад, потом следует опять рост до вечернего максимума, после которого наблюдается резкое снижение нагрузки до минимальных значений.

Характерная для электроэнергетики одновременность процессов потребления и производства электроэнергии предопределяет непосредственную связь между режимом электропотребления и режимом работы электростанций энергосистем. Поэтому одной из основных проблем энергетики является обеспечение рациональных режимов работы энергосистем при переменном характере нагрузки.

Покрытие переменной части суточных графиков нагрузки вызывает значительное увеличение затрат в энергосистеме. Эти затраты связаны с пуском, остановом и содержанием в горячем резерве энергетического оборудования; существенным увеличением удельного расхода топлива на выработку 1 кВт·ч при непостоянном режиме работы электростанций; содержанием специального маневренного оборудования или повышением маневренности базовых энергоблоков; снижением срока службы оборудования и т.п.

Дополнительные затраты вызывает недельная неравномерность графика нагрузок, часто связанная с массовым остановом агрегатов электростанций в выходные и праздничные дни.

Для энергосистемы оптимальным является равномерный режим электропотребления.

Повышенный расход топлива на тепловых электрических станциях при неравномерном электропотреблении приводит и к дополнительным выбросам углекислого газа (CO_2) в атмосферу. В 2015 г. было подписано Парижское соглашение – соглашение в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата, регулирующее меры по снижению содержания углекислого газа в атмосфере с 2020 г. Меры по сокращению выбросов парниковых газов при производстве электроэнергии связаны, в том числе, с оптимизацией процессов электропотребления.

Развитие возобновляемой энергетики повышает значимость проблемы покрытия суточного графика нагрузки. Выработка электроэнергии на солнечных электростанциях определяется продолжительностью и интенсивностью солнечного сияния, поэтому в зимний период данные типы электростанций не могут участвовать в покрытии максимумов нагрузки в утренние и вечерние часы. Выработка электроэнергии на ветряных электростанциях определяется случайными характеристиками ветра и в общем случае не имеет корреляции с режимом электропотребления потребителей электроэнергии.

Для решения данных проблем и для выравнивания графика работы генерирующих мощностей в суточном разрезе применяют аккумулятирование энергии в часы провала графика нагрузки (или в часы максимальной выработки электроэнергии электростанциями на основе возобновляемых источников энергии) и выдача ее в часы максимальных нагрузок (рис. 2.8).

Накапливать можно не только непосредственно саму электроэнергию, но и потенциальную энергию воды (что реализовано на гидроаккумулятирующих электростанциях) или киническую энергию вращающихся маховиков и т.п.

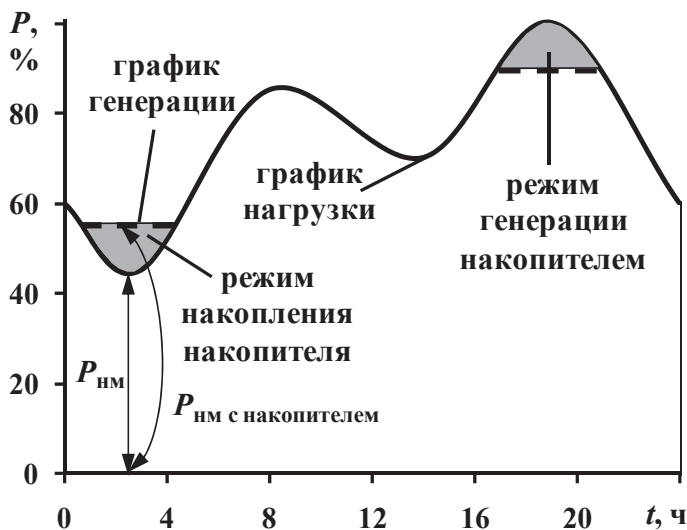


Рис. 2.8. Изменение (выравнивание) суточного графика генерации электростанций электроэнергетической системы с помощью накопителей электроэнергии

Альтернативой использования накопителей энергии может являться установление соответствия между графиком нагрузки и графиком генерации за счет участия потребителей в управлении своей нагрузкой (так называемое управление спросом).

В большинстве случаев затраты потребителя на регулирование своего технологического процесса меньше, чем затраты энергосистемы на покрытие резкопеременного графика нагрузки.

Но первый вопрос, который возникает: зачем потребителю в этом участвовать? Для того чтобы заинтересовать потребителя, система тарифов на электроэнергию должна предусматривать для потребителей, участвующих в управлении своим электропотреблением, либо компенсационные выплаты, либо более низкие тарифы на электроэнергию.

Такое регулирование электропотребления могут осуществлять как промышленные потребители, корректируя свой технологический процесс, так и обычные городские потребители.

На промышленных предприятиях – это мероприятия по упорядочению графиков работы технологических агрегатов и установок и создание запасов полуфабрикатов, дающих возможность останова некоторых промежуточных звеньев технологического процесса в часы максимума энергосистемы.

Степень регулирования электрической нагрузки у бытовых потребителей в основном определяется возможностью переноса на более позднее время различных домашних работ (приготовление пищи, стирка белья и др.) и отключением в максимум нагрузки водонагревателей, отопительных установок, кондиционеров, холодильников, водосборных установок и т.п.

Электромобили с зарядкой их аккумуляторов в ночные часы также способствуют заполнению ночных провалов нагрузки. В ближайшем будущем может получить развитие концепция Vehicle-to-Grid, позволяющая электромобилю, подключенному к электрической сети, выдавать запасенную электроэнергию в сеть в часы максимума нагрузки.

В настоящее время Системным оператором единой энергосистемы (АО «СО ЕЭС») в пилотной фазе реализуется управление спросом или ценозависимое снижение потребления через агрегаторов и для розничных (мелких) потребителей электроэнергии – добровольное перераспределение нагрузки или временное снижение энергопотребления конечным потребителем на заранее согласованный уровень мощности на ограниченный период времени (смещение максимума нагрузки на внепиковые периоды) с последующим получением вознаграждения.

Например, перераспределив работу холодильной машины, Ледовый дворец спорта в городе Ленинск-Кузнецкий смог обеспечить снижение электропотребления в назначенные АО «СО ЕЭС» часы в четыре раза без ущерба технологическому процессу и без изменения суточного объема электропотребления.

Экономические мероприятия по стимулированию потребителей к выравниванию графиков нагрузки известны достаточно давно. В Циркуляре ВСНХ СССР от 26 ноября 1930 г. № 85 «О регулировании графиков нагрузки» было предложено несколько

мероприятий по регулированию электропотребления для потребителей. В 1931 г. «Мосэнерго» заключило соглашение с 25 предприятиями о снижении ими нагрузки в часы утреннего и вечернего пиков с выплатой им компенсации за каждый снятый кВт: 60 руб. в утренний и 36 руб. в вечерний пик. Снизили нагрузку 22 предприятия суммарно на 12 МВт. Энергосистема при этом получила выигрыш в размере 85 руб./кВт. Если бы потребителей просто отключили, то «Мосэнерго» получило бы недоотпуск электроэнергии на 5,7 млн руб. Дополнительный ущерб в сумме 17 млн руб. получил бы и потребитель из-за недовыпуска продукции.

Поэтому актуальной задачей современной российской электроэнергетики является разработка такой системы тарифов на электроэнергию, чтобы экономически заинтересовать потребителя в изменении своего электропотребления (уменьшении нагрузки в часы максимума и увеличении в часы минимума).

3. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

3.1. Потребление и генерация реактивной мощности в электроэнергетической системе

Соотношение потребляемой активной и реактивной мощности (коэффициенты мощности и коэффициенты реактивной мощности (см. п. 2.3)) как отдельными электроприемниками, так и в целом различными потребителями приведено в табл. 3.1–3.3.

Таблица 3.1

Коэффициенты мощности $\cos\varphi$ и реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi$ некоторых электроприёмников

Электроприёмники	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$
Насосы производственного водоснабжения	0,8...0,85	0,75...0,62
Вентиляторы, воздуходувки, дымососы	0,7...0,9	1,02...0,48
Транспортеры	0,4...0,85	2,29...0,62
Лифты	0,65	1,17
Металлорежущие станки	0,4...0,5	2,29...1,73
Печи сопротивления	0,95...0,98	0,33...0,2
Дуговые печи	0,8...0,9	0,75...0,48
Индукционные печи	0,35	2,68
Нагревательные приборы	1	0
Сварочные трансформаторы	0,3...0,5	3,18...1,73
Лампы накаливания	1	0
Газоразрядные лампы	0,35...0,5	2,68...1,73

Таблица 3.2

**Коэффициенты мощности $\cos\varphi$
и реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi$ по отраслям промышленности**

Предприятия	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$
Тяжелого машиностроения	0,73	0,93
Станкостроения	0,68	1,08
Инструментальные	0,69	1,05
Шарикоподшипниковые	0,83	0,67
По производству подъемно-транспортных машин	0,75	0,88
Автотракторные	0,79	0,78
По производству сельскохозяйственных машин	0,79	0,78
Приборостроения	0,79	0,78
Авторемонтные	0,65	1,17
Вагоноремонтные	0,69	1,05
По производству электротехнического оборудования	0,82	0,70
Металлообрабатывающие	0,87	0,57
Органической химии	0,75...0,8	0,88...0,75
По производству резинотехнических изделий	0,65...0,7	1,17...1,02
Анилиноокрасочные	0,7	1,02
По производству искусственных волокон	0,7...0,75	1,02...0,88
Нефтеперерабатывающий завод	0,9	0,48
Горнорудные	0,65...0,7	1,17...1,02
Металлургические: – без термической сварки; – с термической сваркой	0,7 0,85	1,02 0,62

Таблица 3.3

**Коэффициенты мощности $\cos\varphi$
и реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi$ некоторых потребителей
селитебной территории города**

Потребитель электроэнергии	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$
Квартиры с электрическими плитами	0,98	0,2
Квартиры с плитами на природном газе	0,96	0,29
Общеобразовательные школы	0,92	0,43
Учреждения культуры и искусства (кинотеатры, клубы)	0,92	0,43
Магазины:		
– продовольственные;	0,8	0,75
– непродовольственные	0,9	0,48
Предприятия общественного питания	0,95	0,33

Как видно из табл. 3.1, коэффициент мощности некоторых электроприемников близок к единице, то есть такие электроприемники практически не потребляют реактивную мощность. Работа многих других электроприемников (асинхронных двигателей, дуговых электропечей), наоборот, сопровождается значительным потреблением из сети реактивной мощности.

На основании данных табл. 3.2 можно заключить, что в среднем реактивная мощность промышленных потребителей составляет около 90% от активной мощности, а в зависимости от технологических процессов и применяемых электроприемников может достигать 117% от активной мощности. Кроме того, на практике большинство технологических электроприемников промышленных предприятий работают при неполной загрузке, в результате их коэффициент мощности снижается по сравнению со значениями, приведенными в табл. 3.1 и 3.2.

В среднем, как следует из табл. 3.3, реактивная мощность коммунально-бытовых потребителей не превышает 40% от потребляемой активной мощности.

В последние десятилетия в целом по электроэнергетической системе прирост потребления реактивной мощности превышает рост потребления активной мощности вследствие развития новых систем освещения, импульсных блоков питания компьютерной техники и оргтехники, частотных преобразователей электроприборов и других электроприемников.

В трансформаторах понижающих подстанций наблюдаются достаточно большие потери реактивной мощности – около 8% от передаваемой полной мощности при каждой трансформации напряжения в электрических сетях, т.е. трансформаторы условно можно считать также «потребителями» реактивной мощности. Линии электропередачи характеризуются как потерями реактивной мощности в индуктивном сопротивлении, так и генерацией реактивной мощности (зарядной мощностью) в емкостной проводимости (см. Том 1).

При передаче по линии мощности меньше натуральной зарядная мощность линии больше потерь реактивной и линию можно условно считать «источником» реактивной мощности; при передаче мощности больше натуральной – наоборот потери реактивной мощности больше зарядной мощности и линия становится «потребителем» реактивной мощности.

В режиме передачи натуральной мощности потери и генерация реактивной мощности равны. Исходя из равенства потерь ($\Delta Q_{\text{л}}$) и генерации ($Q_{\text{с л}}$) реактивной мощности в линии, можно получить выражение для определения натуральной мощности при условии равенства нулю передаваемой реактивной мощности:

$$Q_{\text{с л}} = U_{\text{ном}}^2 B_0 L = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} X_0 L = \Delta Q_{\text{л}}, \quad (3.1)$$

$$P_{\text{нат}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{\sqrt{\frac{X_0}{B_0}}}.$$

Способы обеспечения потребителей активной и реактивной мощностью различаются. Если источниками активной мощности являются только генераторы электрических станций, то источников реактивной мощности больше.

Возможности выдачи реактивной мощности генераторами электростанций при выработке номинальной активной мощности определяются номинальными коэффициентами мощности, которые для генераторов ГЭС и ТЭЦ составляют 0,8–0,85, а для генераторов КЭС и АЭС 0,85–0,9. Достаточно высокий номинальный коэффициент мощности обусловлен условиями охлаждения роторных и статорных цепей генераторов. Причем чем мощнее генератор, тем выше его номинальный коэффициент мощности.

Изменение реактивной мощности синхронного генератора достигается соответствующим изменением тока возбуждения. Снижая выработку активной мощности в сравнении с номинальным значением, возможна выдача большей реактивной мощности по сравнению с номинальной при увеличении тока возбуждения. Такое увеличение может быть допущено в пределах, ограничиваемых номинальными токами статора и ротора, превышение которых может привести к перегрузке и перегреву статора, ротора и возбuditеля.

Для турбогенераторов вследствие их конструктивных особенностей регулировочный диапазон по реактивной мощности определяется диаграммой мощностей, приведенной на рис. 3.1. Максимально вырабатываемая полная мощность генератора определяется из условия ограничения перегрева обмотки статора – на рис. 3.1 это дуга окружности 1, для которой ток статора равен номинальному. Точка *A* соответствует номинальному режиму работы генератора. При снижении активной мощности до некоторого значения $P_{г.р\text{аб}}$ ограничение по току статора позволило бы увеличить выдаваемую реактивную мощность до значения $Q_{г.в}$ (точка *B*), однако по условию ограничения перегрева обмотки ротора (кривая 2 на рис. 3.1) максимально возможной оказывается выдача реактивной мощности $Q_{г.с}$ (точка *C*).

В режиме недовозбуждения генератор потребляет реактивную мощность из сети. В этом режиме у турбогенераторов вследствие изменения взаимодействия полей статора и ротора значительно нагреваются крайние пакеты активной стали и конструктивные элементы торцевых частей статора, что ограничивает минимально возможную величину тока возбуждения (кривая 3 на рис. 3.1). Кроме того, при снижении тока возбуждения возможно нарушение статической устойчивости турбогенератора, что также ограничивает величину потребляемой реактивной мощности (кривая 4 на рис. 3.1).

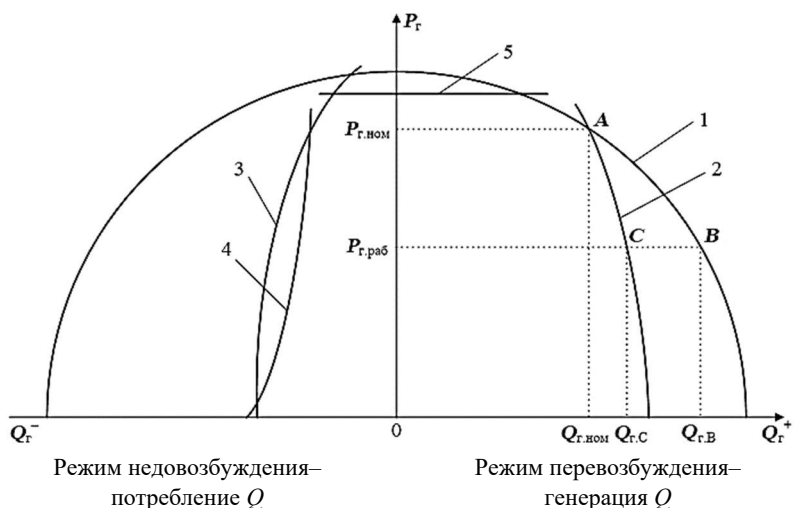


Рис. 3.1 Зависимость потребления и выработки реактивной мощности турбогенератором

При уменьшении тока возбуждения и соответствующем снижении генерируемой реактивной мощности максимально возможная вырабатываемая активная мощность генератором ограничена мощностью турбины (прямая 5 на рис. 3.1).

Для гидрогенераторов полная мощность, как правило, не зависит от значения коэффициента мощности и равна номинальной. Поэтому в режиме холостого хода вырабатываемая реактивная мощность гидрогенераторами численно равна номинальной полной мощности.

Номинальная мощность генераторов выбирается из расчета обеспечения баланса активной мощности. В зависимости от номинального коэффициента мощности генератора $\cos\varphi_{г.ном}$ номинальная реактивная мощность генераторов будет находиться в пределах $Q_{г.ном} = P_{г.ном} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{г.ном} = (0,48 - 0,75) \cdot P_{г.ном}$, что меньше, чем суммарная потребляемая реактивная мощность в электроэнергетической системе. Таким образом, если мощности синхронных генераторов выбраны исходя из условия выполнения баланса активной мощности, то в целом по электроэнергетической системе будет существовать дефицит реактивной мощности. Этот дефицит будет тем больше, чем больше потери мощности в сети и выше номинальные коэффициенты мощности генераторов.

Ликвидировать дефицит реактивной мощности с одной стороны можно установкой в системе дополнительных генераторов. Для того чтобы генераторы смогли покрыть дефицит реактивной мощности, необходимо уменьшить рабочий коэффициент мощности генераторов, что связано с их разгрузкой по активной мощности. В результате для обеспечения баланса активной мощности необходимо в системе установить сверх имеющихся около 25 – 35% генераторов.

Поэтому ликвидировать дефицит реактивной мощности целесообразнее другим путем – как снижением потребления реактивной мощности, так и при помощи дополнительных источников реактивной мощности. Установка источников реактивной мощности в узлах электроэнергетической системы называется компенсацией реактивной мощности.

Мероприятия по снижению потребления электроприемниками реактивной мощности не нуждаются для своего осуществления в значительных капитальных затратах и должны рассматриваться в первую очередь. Поскольку основными потребителями реактивной мощности в системах электроснабжения являются асинхронные двигатели, они потребляют до 65% всей реактивной мощности, рассмотрим кратко эти мероприятия:

– правильный выбор номинальной мощности асинхронных двигателей при проектировании оборудования, так как необоснованное завышение мощности приводит к работе в недогруженном

режиме, а асинхронные двигатели работают с наилучшими энергетическими показателями при загрузке от 75 до 100% своей номинальной мощности;

- на существующем оборудовании замена недогруженных асинхронных двигателей двигателями меньшей мощности;

- понижение напряжения у малозагруженных асинхронных двигателей;

- сокращение работы вхолостую асинхронных двигателей.

Эти мероприятия приводят к уменьшению потребления реактивной мощности за счет уменьшения тока намагничивания.

Мероприятия по снижению реактивных нагрузок могут быть проведены и у других электроприемников.

Источниками реактивной мощности являются и синхронные двигатели, работающие в режиме перевозбуждения. При установке синхронных двигателей у потребителя в соответствии с требованиями технологического процесса экономически целесообразно вырабатывать на них реактивную мощность, объем которой определяется нагрузкой двигателя по активной мощности.

3.2. Задача компенсации реактивной мощности

Несмотря на то, что затраты на производство реактивной мощности генераторами электрических станций ниже, чем затраты на производство реактивной мощности остальными источниками, вырабатывать максимально возможный объем реактивной мощности на электростанциях экономически нецелесообразно. Передача реактивной мощности от шин электрических станций к потребителям по электрическим сетям (рис. 3.2) приводит к дополнительным затратам, которые обусловлены следующими причинами.

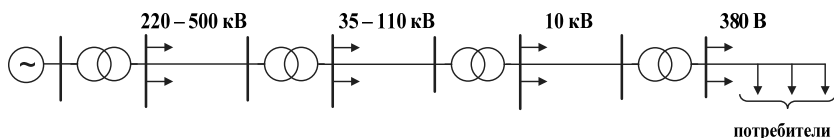


Рис. 3.2. Структурная схема электроснабжения потребителей

1. **Уменьшение пропускной способности** элементов сети, которая определяется полной мощностью. То есть увеличение доли передаваемой реактивной мощности приводит к уменьшению возможной доли передаваемой активной мощности или перегрузке элементов сети при передаче той же активной мощности.

На рисунке 3.3 приведена зависимость значения полной мощности в относительных единицах от коэффициента мощности. В относительных единицах этот график численно совпадает с графиком тока. Пропускная способность сети определяется полной мощностью.

Из рисунка 3.3 видно, что уже при $\cos\varphi = 0,7$ потребляемая реактивная мощность по значению приблизительно сравнивается с активной, а полная мощность увеличивается примерно в 1,5 раза. Если элемент сети работал с предельной нагрузкой, это приведет к его перегрузке по току в 1,5 раза или, соответственно, для избежания перегрузки – к уменьшению доли передаваемой активной мощности в 1,5 раза.

2. **Увеличение капитальных вложений** в электрическую сеть за счет выбора проводов линий электропередачи большего сечения и трансформаторов подстанций большей мощности для обеспечения требуемой пропускной способности элементов сети по активной мощности. Компенсация реактивной мощности создает условия для уменьшения капиталовложений в сеть при проектировании или позволяет отодвигать сроки замены оборудования при росте активных нагрузок.

3. **Увеличение потерь активной мощности и электроэнергии** в элементах электрической сети, по которым передается реактивная мощность. Потери активной мощности в элементе электрической сети с активным сопротивлением R , по которому передается активная мощность P и реактивная мощность Q при напряжении U определяются выражением (5.2), из которого следует, что при передаче реактивной мощности по электрическим сетям будут «образовываться» «дополнительные» потери активной мощности, для покрытия которых потребуется расход дополнительного топлива на электрических станциях.

Для анализа изменения потерь активной мощности представляет интерес график, приведенный на рис. 3.4, из которого видно, что уже при $\cos\varphi = 0,7$ происходит удвоение потерь активной мощности.

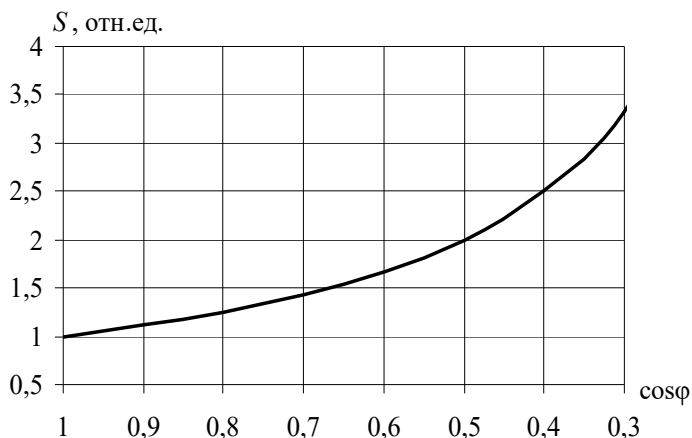


Рис. 3.3. Зависимость значения полной мощности (S) от коэффициента мощности ($\cos\varphi$) (за единицу принято значение активной мощности)

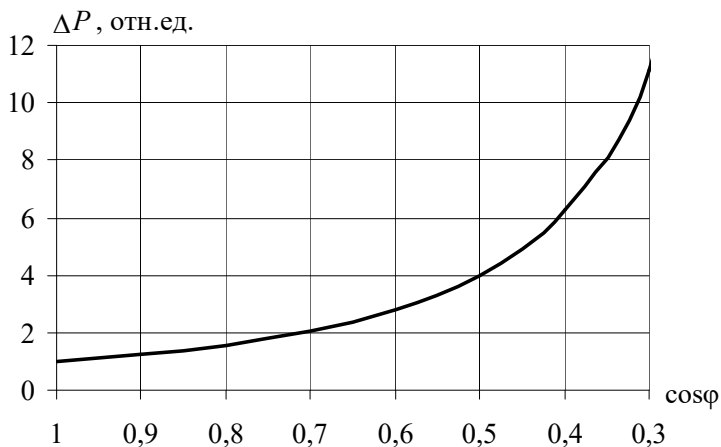


Рис. 3.4. Зависимость относительных потерь активной мощности (ΔP) от коэффициента мощности ($\cos\varphi$).

Так, в среднем снижение передаваемой реактивной мощности на 50% приводит к снижению потерь активной мощности на 25%, что приведет к снижению установленной мощности генераторов в системе, необходимой для покрытия этих дополнительных потерь, на 25%, а также к уменьшению расхода топлива для покрытия потерь электроэнергии.

4. **Увеличение потерь реактивной мощности** в элементах электрической сети, по которым она передается. Потери реактивной мощности в элементе электрической сети с реактивным сопротивлением X , определяются выражением аналогичным (5.2):

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X, \quad (3.2)$$

из которого следует, что чем больше передается реактивной мощности по электрическим сетям, тем больше будут ее потери.

Увеличение потерь реактивной мощности в свою очередь потребует увеличение мощности ее источников.

5. **Увеличение потерь напряжения** в элементах сети. Потери напряжения в элементе распределительной электрической сети численно приравниваются продольной составляющей вектора падения напряжения (см. Том 1), которая определяется выражением:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U}, \quad (3.3)$$

из которого следует, что при передаче реактивной мощности по электрическим сетям «дополнительные» потери напряжения будут определяться выражением:

$$\Delta U(Q) = \frac{QX}{U}. \quad (3.4)$$

Увеличение потерь напряжения может привести к снижению качества электроэнергии у электроприёмников, что в свою очередь может потребовать установку дополнительных средств регулирования напряжения.

Именно по этим причинам генераторы электростанций конструируются с достаточно высокими значениями номинального коэффициента мощности, поскольку больший объем реактивной мощности передавать от электростанций к потребителям по вышеприведенным причинам нецелесообразно.

Соответственно компенсация реактивной мощности решает следующие задачи.

1. Выполнение баланса по реактивной мощности.
2. Уменьшение капиталовложений в сооружение электрической сети.
3. Увеличение пропускной способности элементов сети.
4. Уменьшение потерь активной мощности и электроэнергии.
5. Уменьшение потерь напряжения.

Эффект от компенсации реактивной мощности проиллюстрируем на простейшем примере схемы электрической сети (рис. 3.5). В данной схеме при отсутствии компенсации реактивной мощности (рис. 3.5,а) передаваемая реактивная мощность по линии $Q_{\text{л}}$ и трансформатору $Q_{\text{т}}$ равняется реактивной мощности нагрузки $Q_{\text{н}}$ (потерями мощности в линии и трансформаторе пренебрежем).

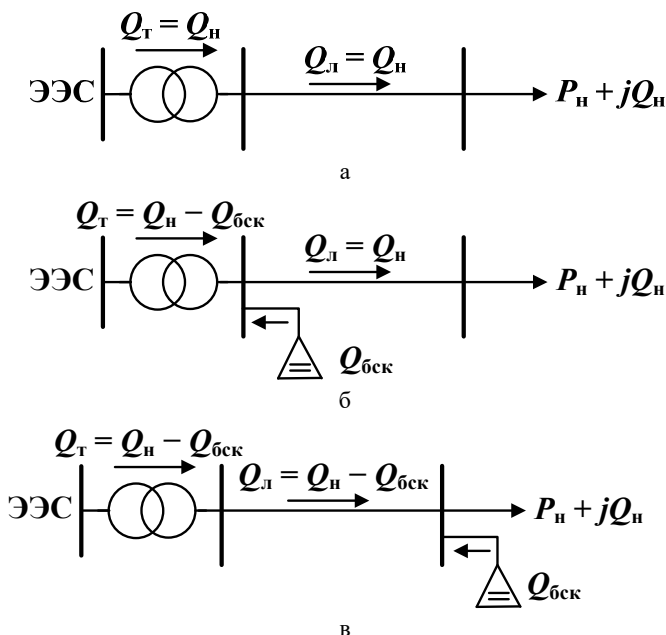


Рис. 3.5. Фрагмент схемы электроснабжения потребителя:

- а – исходная схема; б – при установке батарей статических конденсаторов на шинах низшего напряжения трансформатора;
в – при подключении батарей статических конденсаторов у потребителя

При подключении батарей статических конденсаторов на шинах низшего напряжения трансформатора (рис. 3.5,б) мощностью $Q_{\text{бск}}$ от электроэнергетической системы требуется выдача не всей реактивной мощности потребителя, а величины равной $Q_{\text{н}} - Q_{\text{бск}}$, поскольку часть реактивной мощности, требуемой потребителю, будет выработана батареями статических конденсаторов на шинах низшего напряжения трансформатора. В результате реактивная мощность, передаваемая через трансформатор, уменьшится до значения $Q_{\text{н}} - Q_{\text{бск}}$ и как следствие уменьшатся и потери напряжения в трансформаторе. При этом передаваемая мощность по линии не изменится и будет равняться нагрузке потребителя. Соответственно значение потерь напряжения в трансформаторе до и после компенсации реактивной мощности составит:

$$\Delta U_{\text{T}} = \frac{P_{\text{H}} R_{\text{T}} + Q_{\text{H}} X_{\text{T}}}{U_{\text{ээс}}},$$

$$\Delta U_{\text{T}} = \frac{P_{\text{H}} R_{\text{T}} + (Q_{\text{H}} - Q_{\text{бск}}) X_{\text{T}}}{U_{\text{ээс}}}.$$

На величину уменьшения потерь напряжения в трансформаторе:

$$\frac{P_{\text{H}} R_{\text{T}} + Q_{\text{H}} X_{\text{T}}}{U_{\text{ээс}}} - \frac{P_{\text{H}} R_{\text{T}} + (Q_{\text{H}} - Q_{\text{бск}}) X_{\text{T}}}{U_{\text{ээс}}} = \frac{Q_{\text{бск}} X_{\text{T}}}{U_{\text{ээс}}}$$

увеличится напряжение на его шинах низкого напряжения и в узле нагрузки.

Аналогично снизятся и потери активной мощности в трансформаторе:

$$\Delta P_{\text{T}} = \frac{P_{\text{H}}^2 + Q_{\text{H}}^2}{U_{\text{ээс}}^2} R,$$

$$\Delta P_{\text{T}} = \frac{P_{\text{H}}^2 + (Q_{\text{H}} - Q_{\text{бск}})^2}{U_{\text{ээс}}^2} R,$$

$$\frac{P_{\text{H}}^2 + Q_{\text{H}}^2}{U_{\text{ээс}}^2} R - \frac{P_{\text{H}}^2 + (Q_{\text{H}} - Q_{\text{бск}})^2}{U_{\text{ээс}}^2} R = \frac{Q_{\text{H}}^2 - (Q_{\text{H}} - Q_{\text{бск}})^2}{U_{\text{ээс}}^2} R.$$

При подключении компенсирующего устройства на шинах потребителя (рис. 3.5,в) уменьшение передаваемой реактивной мощности будет наблюдаться не только через трансформатор, но и через линию. Соответствующее уменьшение потерь напряжения будет отмечаться уже не только в трансформаторе, но и в линии.

Сопоставление различных мест установки батарей статических конденсаторов приведено в табл. 3.4. Наибольший эффект в снижении потерь напряжения достигается установкой компенсирующих устройств как можно ближе к потребителю.

Таблица 3.4

**Передаваемая реактивная мощность
по элементам сети на рис. 3.5**

Место установки батарей статических конденсаторов	Передаваемая реактивная мощность через	
	трансформатор	линию
без компенсации реактивной мощности (рис. 3.5,а)	Q_n	Q_n
на шинах низшего напряжения трансформатора (рис. 3.5,б)	$Q_n - Q_{бск}$	Q_n
у потребителя (рис. 3.5,в)	$Q_n - Q_{бск}$	$Q_n - Q_{бск}$

Таким образом, применительно к схеме сети на рис. 3.2 максимальный эффект от компенсации реактивной мощности будет получен при установке компенсирующих устройств в точках 5 (рис. 3.6). Но такое решение потребует установки большого числа маломощных компенсирующих устройств, что экономически не эффективно (будут очень высокие капиталовложения). Полная противоположность будет при размещении компенсирующих устройств в точке 1 – потребуется одно очень мощное компенсирующее устройство, но при этом будет выполнена только задача обеспечения баланса реактивной мощности. Поэтому наибольшая экономическая эффективность от компенсации реактивной мощности будет при установке компенсирующих устройств в точках 3 и 4 –

с одной стороны большая часть элементов электрической сети будет разгружена по реактивной мощности, а с другой стороны потребуется небольшое количество компенсирующих устройств средней мощности.

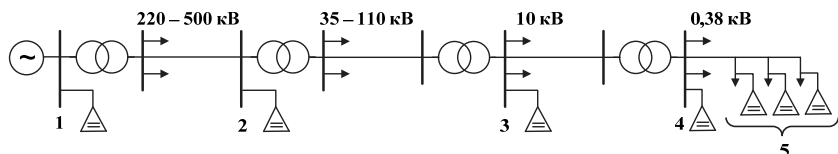


Рис. 3.6. Варианты мест установки компенсирующих устройств

Для того чтобы в каждом конкретном случае не решать технико-экономическую задачу по определению целесообразной степени компенсации реактивной мощности Приказом Мин-промэнерго от 22 февраля 2007 г. № 49 установлены предельные (максимально допустимые) значения коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети (как правило, это период с 7 ч 00 мин. до 23 ч 00 мин.), для потребителей, присоединенных к сетям напряжением ниже 220 кВ (табл. 3.5).

Таблица 3.5

Предельные значения коэффициента реактивной мощности

Положение точки присоединения потребителя к электрической сети	$\text{tg}\varphi$
напряжением 110 кВ (154 кВ)	0,5
напряжением 35 кВ (60 кВ)	0,4
напряжением 6 - 20 кВ	0,4
напряжением 0,4 кВ	0,35

Во многих Европейских странах предельные значения коэффициента реактивной мощности в режиме наибольших нагрузок постепенно уменьшаются и в настоящее время доведены до 0,2–0,4, а в США – до 0,0–0,2.

Вышеописанные задачи компенсации реактивной мощности актуальны для режима наибольших нагрузок. В режимах минимальных нагрузок наоборот может наблюдаться избыток реактивной мощности в узлах электроэнергетической системы – нагрузки потребителей снижаются, вместе с ними снижаются и потери мощности в элементах электрической сети, а генерируемая линиями электропередачи зарядная мощность остается неизменной. Может возникнуть ситуация, что суммарная зарядная мощность линий будет больше суммарной реактивной мощности нагрузки и потерь реактивной мощности в элементах электрической сети. В этом случае будет наблюдаться обратный переток реактивной мощности из электрической сети к генераторам электростанций, что приведет к росту потерь мощности и напряжения; в узлах сети возможно увеличение напряжения сверх допустимых значений (см. п. 4.1); возможно возникновение недопустимых режимов турбогенераторов по потреблению реактивной мощности (см. рис. 3.1). Поэтому Приказом Минпромэнерго от 22 февраля 2007 г. № 49 значение коэффициента реактивной мощности, генерируемой в часы малых суточных нагрузок электрической сети (с 23 ч 00 мин. до 7 ч 00 мин.), устанавливается равным нулю, т.е. потребители не могут генерировать реактивную мощность в сеть (должны иметь положительную реактивную нагрузку). Если же в некоторых узлах сети в режимах наименьших нагрузок будет наблюдаться избыток реактивной мощности, то под компенсацией реактивной мощности в этом случае будет пониматься потребление этого избытка (а не генерация реактивной мощности как в режимах наибольших нагрузок).

3.3. Компенсирующие устройства

Все компенсирующие устройства (рис. 3.7) можно разделить на вращающиеся – синхронные компенсаторы (СК) – и статические компенсаторы. Среди статических компенсаторов выделяют батареи статических конденсаторов (БСК) – как нерегулируемые, так и регулируемые, шунтирующие реакторы (ШР) и статические тиристорные компенсаторы (СТК).

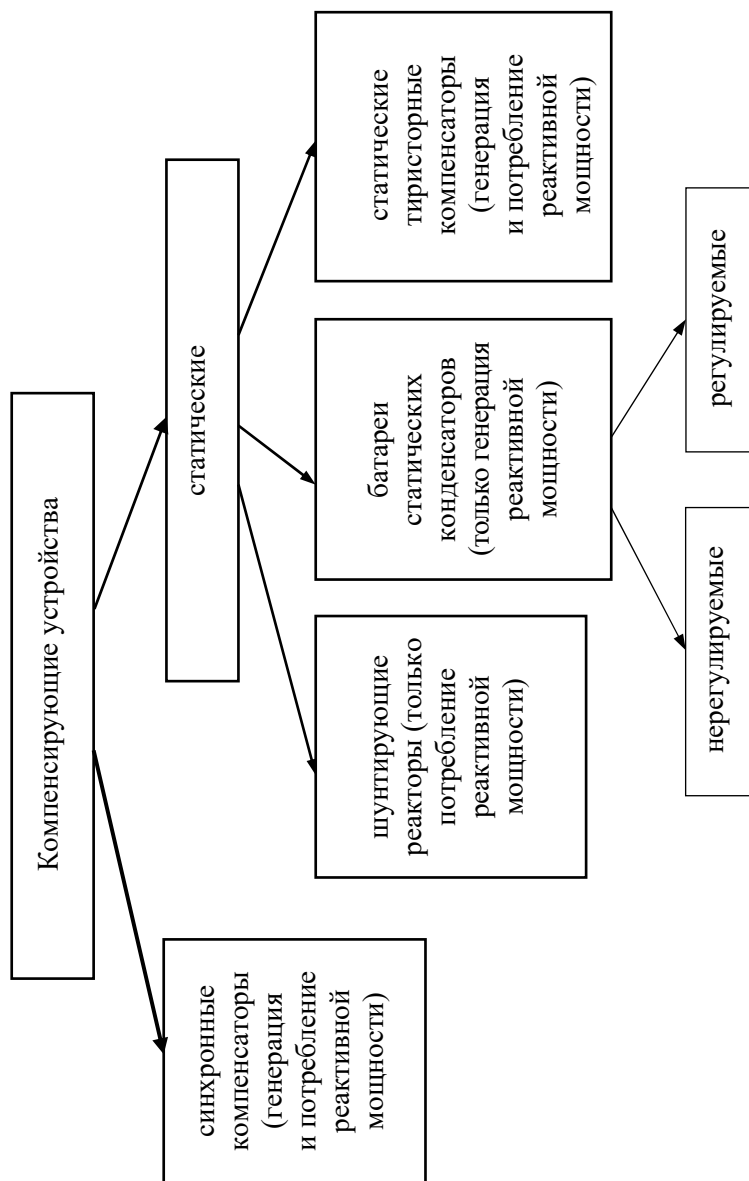


Рис. 3.7. Компенсирующие устройства в электрических сетях

Каждый тип компенсирующего устройства обладает рядом достоинств и недостатков, в связи с чем выбор наиболее оптимального решения зависит от решаемой задачи, типа потребителя и от конкретных параметров сети. Все компенсирующие устройства являются устройствами поперечного включения в электрических сетях (т.е. в виде шунта).

Батареи статических конденсаторов представляют собой комплектное устройство, состоящее из последовательно и параллельно соединенных отдельных типовых конденсаторов, выпускаемых электротехнической промышленностью (рис. 3.8), а также коммутационных и защищающих аппаратов.

Число последовательных конденсаторов в ветви определяется отношением номинального напряжения сети и номинального напряжения отдельного конденсатора. Число параллельных ветвей определяет ее мощность.

Поэтому установленная мощность батареи статических конденсаторов может меняться дискретно с шагом равным мощности одной ветви последовательно соединенных конденсаторов.

Батарея статических конденсаторов подключается к электрической сети в виде шунта между фазами и землей (рис. 3.6), поэтому ее часто называют шунтовой батареей.

Реактивная мощность, вырабатываемая батареями, прямо пропорциональна квадрату напряжения в узле ее подключения и ее емкости: $Q_{\text{бск}} \sim U^2 \omega C$. Соответственно при снижении напряжения

в узле будет уменьшаться и генерируемая батареями статических конденсаторов реактивная мощность. Но с другой стороны, снижение напряжения в узле (см. п. 2.2) свидетельствует о дефиците реактивной мощности в узле. И при снижении напряжения в узле необходимо увеличить генерацию реактивной мощности в этом узле. То есть батареи статических конденсаторов характеризуются отрицательным регулирующим эффектом по напряжению: при уменьшении напряжения в узле генерацию реактивной мощности в этом узле необходимо увеличить, а выработка батареями конденсаторов реактивной мощности наоборот снижается, что в свою очередь

вызовет еще больший дефицит реактивной мощности в узле и может привести к лавине напряжения. Частично этот недостаток устранен в регулируемых батареях, в которых коммутационные аппараты устанавливаются в каждой параллельной секции (правые секции на рис. 3.8). Включая дополнительные параллельные ветви, увеличивают вырабатываемую батареей статических конденсаторов мощность. Но при этом сохраняется дискретность в регулировании выработки реактивной мощности.

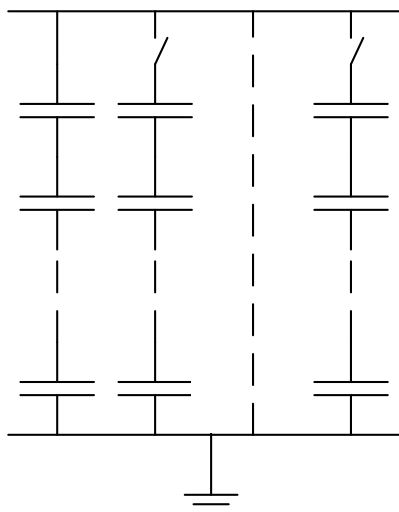


Рис. 3.8. Батарея статических конденсаторов

Конденсаторы очень чувствительны к искажению формы кривой напряжения в узле подключения. При несинусоидальном напряжении конденсаторы перегружаются токами высших гармоник, что приводит к сокращению срока их службы. Это связано с резким возрастанием диэлектрических потерь мощности в конденсаторах, что приводит к их дополнительному нагреву. Применение батарей статических конденсаторов всегда сопряжено с возможностью возникновения резонансных явлений на частотах выше номинальной (50 Гц), обусловленных наличием в сети источников высших гармоник тока.

Поэтому всегда при выборе мощности батареи статических конденсаторов и места ее подключения необходимо убедиться в том, что резонансные явления исключены. Если не предпринимать меры защиты батарей от высших гармоник, то они достаточно быстро выходят из строя – средний срок их службы не превосходит 8–10 лет.

Но, несмотря на вышеописанные недостатки, батареи статических конденсаторов являются самым массово применяемым компенсирующим устройством в случаях, когда не требуется плавность регулирования вырабатываемой реактивной мощности. К неоспоримым достоинствам батарей статических конденсаторов относят:

- низкая стоимость;
- малые потери активной мощности – около 0,2–0,4% от вырабатываемой реактивной мощности;
- простота установки – практически в любом месте;
- простота эксплуатации.

Синхронный компенсатор представляет собой синхронный двигатель, работающий в режиме холостого хода, т.е. без нагрузки на валу. Поэтому они изготавливаются с облегченным ротором и имеют меньшие массогабаритные параметры в сравнении с обычным синхронным двигателем такой же мощности. Синхронный компенсатор, как и любая синхронная машина (генератор, двигатель), в режиме перевозбуждения вырабатывает реактивную мощность, а в режиме недовозбуждения – потребляет; регулирование реактивной мощности осуществляется изменением тока возбуждения. В отличие от батарей статических конденсаторов реактивная мощность синхронных компенсаторов может плавно регулироваться воздействием на ток возбуждения и может быть увеличена при снижении напряжения в узле, т.е. реактивная мощность синхронного компенсатора жестко не зависит от напряжения в узле и поэтому можно считать, что синхронный компенсатор обладает положительным регулирующим эффектом по напряжению.

Поскольку изменить ток возбуждения мгновенно нельзя, то синхронный компенсатор характеризуется невысоким быстродействием в изменении вырабатываемой или потребляемой им реактивной мощности.

Синхронный компенсатор – это вращающаяся электрическая машина, и ее установка требует специально подготовленного места; при ее эксплуатации появляются дополнительные расходы на систему охлаждения и периодическое обслуживание. Также в синхронных компенсаторах относительно других компенсирующих устройств большие потери активной мощности – около 1–2% от номинальной реактивной мощности. Поэтому синхронные компенсаторы – это дорогое устройств, установка которого может быть экономически оправдана при необходимости компенсации в узле электроэнергетической системы более 50 Мвар реактивной мощности. Вышеперечисленные недостатки приводят к отказу от синхронных компенсаторов в пользу статических тиристорных компенсаторов. В настоящее время в электроэнергетических системах Российской Федерации синхронные компенсаторы не используются.

Статический тиристорный компенсатор – это комплексное устройство, состоящее из реактора, батареи конденсаторов и тиристорного блока (пример возможной схемы с нерегулируемой батареей статических конденсаторов и регулируемым шунтирующим реактором приведен на рис. 3.9).

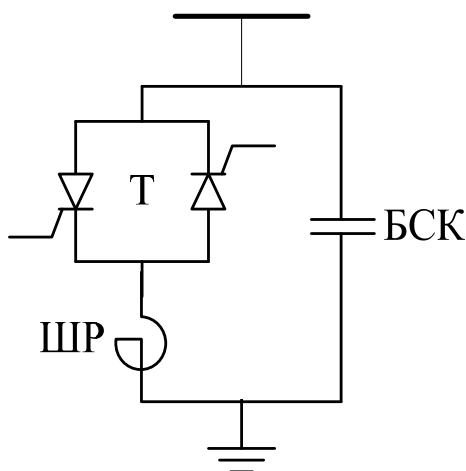


Рис. 3.9. Статический тиристорный компенсатор

Регулирование генерируемой или потребляемой реактивной мощности осуществляется изменением угла зажигания тиристорov, что позволяет реализовать плавное и быстродействующее регулирование. Потери активной мощности в статическом тиристорном компенсаторе не превосходят 1%. Данные компенсаторы достаточно дорогие устройства, основная стоимость которых определяется тиристорным блоком и системой его управления. Но при этом статические тиристорные компенсаторы – это многофункциональные устройства, позволяющие не только регулировать реактивную мощность, но и стабилизировать переходные процессы и повысить устойчивость электроэнергетической системы, поэтому они во многих случаях вытесняют синхронные компенсаторы.

Шунтирующие реакторы представляют собой катушку индуктивности с малым активным сопротивлением (потери активной мощности в шунтирующих реакторах составляют 0,2–0,4%), намотанную на магнитопровод. Реакторы в основном применяют в сетях сверхвысоких напряжений, в которых возможно возникновение некомпенсированной избыточной зарядной мощности линий электропередачи (например, в режимах наименьших нагрузок или одностороннего включения линии). Потребляемая реактивная мощность шунтирующим реактором также как и у батарей статических конденсаторов генерируемая, прямо пропорциональна квадрату напряжения в узле, что в отличие от батарей конденсаторов обеспечивает положительный регулирующий эффект по напряжению: при увеличении напряжения в узле (а следовательно и избытке реактивной мощности) возрастает и потребляемая реактором реактивная мощность. Для возможности регулирования потребляемой реактором мощности разработана модификация управляемых шунтирующих реакторов, в которых магнитопровод подмагничивается постоянным током за счет чего изменяется степень насыщения стали магнитопровода и как следствие изменяется индуктивность реактора.

Отметим, что существуют и другие типы реакторов, применяемых в электрических сетях, но которые не относятся к компенсирующим устройствам:

– токоограничивающие – включаются продольно (последовательно) в электрическую цепь и предназначены для ограничения токов короткого замыкания;

– дугогасящие реакторы – включаются в нейтраль (между нейтралью и землей) и предназначены для компенсации емкостных токов замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью.

Сопоставление компенсирующих устройств, вырабатывающих реактивную мощность, приведено в табл. 3.6.

Таблица 3.6

Характеристика компенсирующих устройств, вырабатывающих реактивную мощность

Параметр	Стоимость	Потери активной мощности	Простота эксплуатации	Регулирующий эффект	Плавность регулирования	Быстродействие
БСК	низкая	0,2–0,4%	да	«–»	нет/дискретно	нет/низкое
СК	высокая	1–2%	нет	«+»	да	низкое
СТК	высокая	≤1%	да	«+»	да	высокое

Примеры решения задач

Задача 3.1. Оценить влияние на параметры режима простейшей радиальной электрической сети номинальным напряжением 110 кВ (рис. 3.10) установки батарей статических конденсаторов мощностью 15 Мвар: а) на шинах высшего напряжения (ВН) подстанции; б) на шинах низшего напряжения (НН) подстанции. Принять коэффициент трансформации понижающих трансформаторов подстанции равным номинальному: 0,0913. Параметры схемы замещения линии электропередачи и трансформаторов приведены на рис. 3.11.

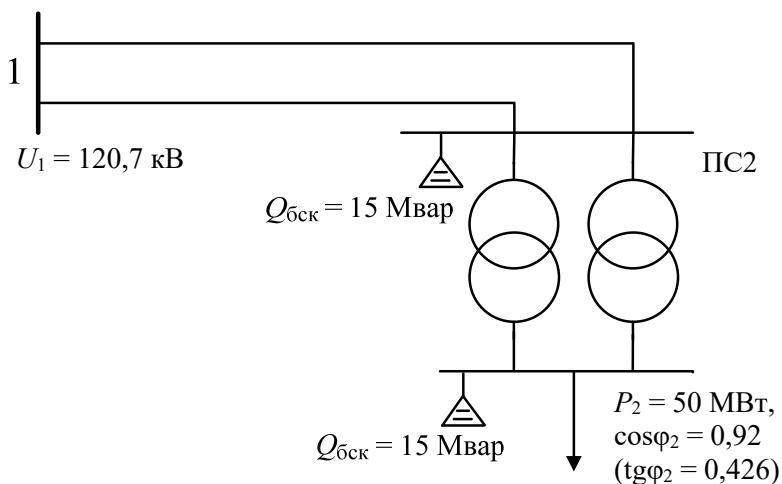


Рис. 3.10. Схема сети

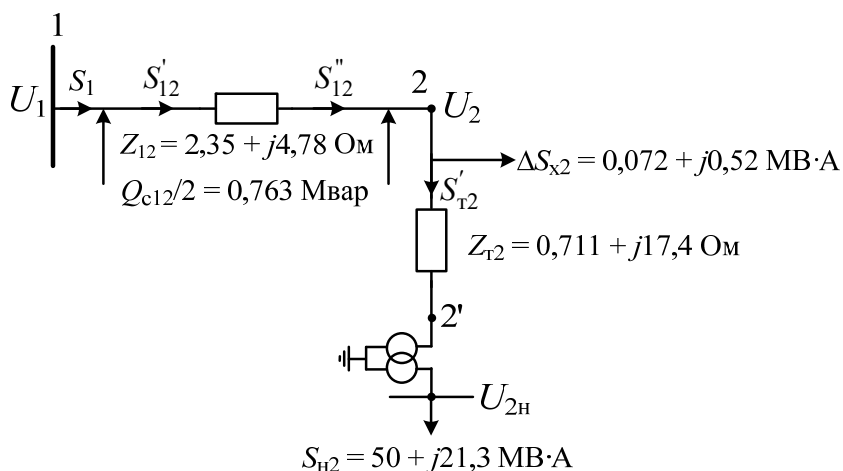


Рис. 3.11. Схема замещения сети

Решение. Рассчитаем режим для исходного случая, без установки батарей статических конденсаторов. Алгоритм расчета режимов электрических сетей приведен в Том 1.

Реактивная мощность нагрузки:

$$Q_{H2} = P_{H2} \operatorname{tg} \varphi_{H2} = 50 \cdot 0,426 = 21,3 \text{ Мвар}.$$

Потери мощности в обмотках трансформатора:

$$\begin{aligned} \Delta S_{T2} &= \frac{S_{H2}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} Z_{T2} = \frac{P_{H2}^2 + Q_{H2}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} Z_{T2} = \\ &= \frac{50^2 + 21,3^2}{110^2} \cdot (0,711 + j17,4) = 0,174 + j4,25 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Мощность перед сопротивлением трансформатора:

$$\begin{aligned} S'_{T2} &= S_{H2} + \Delta S_{T2} = \\ &= 50 + j21,3 + 0,174 + j4,25 = 50,2 + j25,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Мощность в конце линии 12:

$$\begin{aligned} S''_{12} &= S'_{T2} + \Delta S_x - j \frac{Q_{c12}}{2} = \\ &= 50,2 + j25,6 + 0,072 + j0,52 - j0,762 = 50,3 + j25,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Потери мощности в сопротивлении линии 12:

$$\begin{aligned} \Delta S_{12} &= \frac{(S''_{12})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} Z_{12} = \frac{50,3^2 + 25,4^2}{110^2} \cdot (2,35 + j4,78) = \\ &= 0,617 + j1,25 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Мощность в начале линии 12:

$$\begin{aligned} S'_{12} &= S''_{12} + \Delta S_{12} = 50,3 + j25,4 + 0,617 + j1,25 = \\ &= 50,9 + j26,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Мощность, выдаваемая с шин источника питания в сеть:

$$\begin{aligned} S_1 &= S'_{12} - j \frac{Q_{c12}}{2} = \\ &= 50,9 + j26,7 - j0,762 = 50,9 + j25,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Продольная составляющая падения напряжения в сопротивлении линии 12:

$$\Delta U_{12} = \frac{P'_{12} R_{12} + Q'_{12} X_{12}}{U_1} = \frac{50,9 \cdot 2,35 + 26,7 \cdot 4,78}{120,7} = 2,05 \text{ кВ}.$$

Напряжение в точке 2:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 120,7 - 2,05 = 118,7 \text{ кВ}.$$

Продольная составляющая падения напряжения в обмотках трансформаторов на подстанции 2:

$$\Delta U_{T2} = \frac{P'_{T2} R_{T2} + Q'_{T2} X_{T2}}{U_2} = \frac{50,2 \cdot 0,711 + 25,6 \cdot 17,4}{118,7} = 4,05 \text{ кВ}.$$

Напряжение на шинах низкого напряжения подстанции 2, приведенное к шинам высокого напряжения:

$$U'_{2H} = U_2 - \Delta U_{T2} = 118,7 - 4,05 = 114,7 \text{ кВ}.$$

Напряжение на шинах низкого напряжения подстанции 2 (при номинальном коэффициенте трансформации):

$$U_{2H} = U'_{2H} \cdot 0,0913 = 114,7 \cdot 0,0913 = 10,47 \text{ кВ}.$$

При установке батарей статических конденсаторов на шинах высшего напряжения подстанции изменения в расчете начнутся с определения мощности в конце линии 12:

$$\begin{aligned} S''_{12} &= S'_{T2} + \Delta S_x - j \frac{Q_{c12}}{2} - j Q_{бск} = \\ &= 50,2 + j25,6 + 0,072 + j0,52 - j0,762 - j15 = 50,3 + j10,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Дальнейший алгоритм расчета останется неизменным.

При установке батарей статических конденсаторов на шинах низшего напряжения подстанции изменения в расчете начнутся с самого начала, с определения потерь мощности в обмотках трансформатора:

$$\begin{aligned} \Delta S_{T2} &= \frac{S_{H2}^2}{U_{НОМ}^2} Z_{T2} = \frac{P_{H2}^2 + (Q_{H2} - Q_{бск})^2}{U_{НОМ}^2} Z_{T2} = \\ &= \frac{50^2 + (21,3 - 15)^2}{110^2} \cdot (0,711 + j17,4) = 0,149 + j3,65 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Дальнейший алгоритм расчета останется неизменным.

Сводные результаты расчета параметров режима для всех трех случаев приведены в табл. 3.7.

Таблица 3.7

Результаты расчета режимов электрической сети

Параметр режима	ΔP_{T2} , МВт	ΔP_{12} , МВт	S_1 , МВА	ΔU_{12} , кВ	U_2 , кВ	ΔU_{T2} , кВ	$U_{2н}$, кВ
без БСК	0,174	0,617	50,9+j25,9	2,05	118,7	4,05	10,47
БСК на шинах ВН	0,174	0,512	50,8+j10,6	1,44	119,3	4,03	10,52
БСК на шинах НН	0,149	0,508	50,8+j9,94	1,41	119,3	1,73	10,74

Благодаря компенсации реактивной мощности были разгружены элементы электрической сети. В результате:

- потери активной мощности в трансформаторах (ΔP_{T2}) уменьшились на 14%;

- потери активной мощности в линии электропередачи (ΔP_{12}) уменьшились на 17 %;

- напряжение на шинах низкого напряжения ($U_{2н}$) увеличилось на 0,5% и на 2,5% при установке батарей статических конденсаторов на шинах соответственно высшего и низшего напряжения подстанции.

Отдельно сопоставляя значение мощности выдаваемой в сеть с шин источника питания (S_1), отметим, что реактивная составляющая мощности уменьшилась на 15,3 и 16 Мвар при установке батарей статических конденсаторов на шинах соответственно высшего и низшего напряжения подстанции, то есть больше, чем величина мощности установленных батарей статических конденсаторов. При установке батарей уменьшаются и потери реактивной мощности в элементах сети и в результате мощность, требуемая от источника питания, уменьшается не только на величину мощности установленных батарей, но и на величину снижения потерь мощности в элементах сети.

4. ОСНОВЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

4.1. Задачи регулирования напряжения в электроэнергетической системе

Напряжение в узлах электроэнергетической системы является одним из важнейших параметров режима. Но при этом оно постоянно изменяется вследствие изменения:

- нагрузки потребителей электроэнергии (при увеличении мощности нагрузки соответственно возрастает передаваемая мощность по элементам сети, что в свою очередь приводит к увеличению потерь напряжения в элементах сети и соответственно к снижению напряжения в узлах сети; и наоборот);

- сопротивлений элементов сети (отключение каких-либо элементов электрической сети (линий, трансформаторов) вследствие аварий, вывода в ремонт, проведения диагностики и т.п., что приводит к увеличению эквивалентного сопротивления пути передачи электроэнергии от источников до потребителей, и, как выше было отмечено, к росту потерь напряжения в элементах сети и снижению напряжения в узлах сети; обратная картина будет наблюдаться после введения в работу какого-либо элемента электрической сети);

- режимов работы генераторов электростанций (перераспределение выработки мощности между электростанциями приводит к перераспределению передаваемых мощностей по линиям электропередачи и трансформаторам, в результате чего напряжение в некоторых узлах электроэнергетической системы увеличится, а в некоторых – снизится).

В результате данных процессов напряжение в узлах электроэнергетической системы может выйти (как вверх, так и вниз) за допустимые пределы. Для обеспечения допустимых (требуемых) уровней напряжения его значения в узлах электроэнергетической системы необходимо регулировать.

Сверху допустимый диапазон напряжений в узлах электроэнергетической системы ограничен наибольшим рабочим напряжением по ГОСТ 721-77, которое выше номинального напряжения сети от 5 до 20% (табл. 4.1).

Таблица 4.1

**Наибольшие рабочие напряжения
в узлах электрических сетей по ГОСТ 721-77**

Номинальное напряжение сети $U_{\text{ном}}$, кВ	6	10	20	35	110	220	330	500	750
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2	12,0	24,0	40,5	126	252	363	525	787

Дополнительно в распределительных электрических сетях в узлах передачи электроэнергии потребителям допустимый диапазон напряжения сверху ограничен условием не превышения допустимого положительного отклонения напряжения по ГОСТ 32144-2013, равного 10% номинального напряжения (см. п. 2.1).

Системообразующие электрические сети непосредственно не связаны с потребителями электроэнергии, поэтому фактически режимы напряжения в них практически не оказывают влияние на отклонения напряжения в точках поставки электроэнергии потребителям при условии осуществления регулирования напряжения на уровне распределительных электрических сетей.

Снизу допустимый диапазон напряжения в узлах системообразующих электрических сетей ограничен условием статической устойчивости электроэнергетической системы (что подробно рассматривается в курсе электромеханических переходных процессов); в узлах распределительных электрических сетей – условием не превышения в точках передачи электроэнергии потребителям допустимого отрицательного отклонения напряжения по ГОСТ 32144-2013, равного 10% номинального напряжения.

Внутри допустимого диапазона значений напряжения в системообразующих электрических сетях для каждого режима определяется рациональный уровень напряжения по критерию минимума потерь активной мощности. Потери мощности в продольных сопротивлениях элементов сети ΔP_R обратно пропорциональны квадрату напряжения U . Поэтому, чем выше будет уровень рабочего напряжения, тем эта составляющая потеря мощности будет меньше. Потери мощности в поперечных проводимостях элементов сети ΔP_G (в первую очередь это потери холостого хода в трансформаторах и потери на корону в воздушных линиях) прямо пропорциональны квадрату напряжения. Поэтому с увеличением уровня рабочего напряжения в узлах сети эта составляющая потеря мощности возрастает.

$$\Delta P_R = \frac{S^2}{U^2} R, \quad \Delta P_G = U^2 G,$$

где S – передаваемая полная мощность по элементу сети; R – активное сопротивление элемента сети; G – активная проводимость элемента сети.

В режимах наибольших нагрузок потери активной мощности в сопротивлениях намного больше, чем потери в проводимостях, поэтому в режимах наибольших нагрузок в узлах системообразующих электрических сетей стараются поддерживать как можно более высокий уровень напряжения. В режимах наименьших нагрузок при передаче по элементам сети существенно меньших мощностей, чем в режимах наибольших нагрузок, потери активной мощности в продольных сопротивлениях элементов сети оказываются соизмеримыми с потерями в поперечных проводимостях или даже меньше. На величину потерь мощности на корону в воздушных линиях сильное влияние оказывает тип погоды (см. гл. 5): при изморози потери на корону увеличиваются в десятки раз в сравнении с ясной хорошей погодой. В таких режимах (наименьших нагрузок, «плохой» погоды) для уменьшения потерь активной мощности целесообразно снижать уровень рабочего напряжения в узлах системообразующей сети.

Таким образом, в системообразующих электрических сетях задача регулирования напряжения заключается в поддержании рациональных уровней напряжения в узлах, которые определяются из условия минимизации суммарных потерь активной мощности в элементах сети при соблюдении технических ограничений по условиям статической устойчивости электроэнергетической системы и наибольшему рабочему напряжению.

В распределительных электрических сетях потери активной мощности на корону в воздушных линиях пренебрежимо малы, а потери холостого хода в трансформаторах существенно меньше потерь в сопротивлениях линий и трансформаторов, поэтому задача оптимизации уровня рабочего напряжения для снижения потерь активной мощности в данных сетях не актуальна: чем выше напряжение, тем меньше суммарные потери активной мощности в элементах электрической сети. Поэтому задача регулирования напряжения в узлах распределительных сетей заключается в обеспечении показателей качества электроэнергии, относящихся к медленным изменениям напряжения, в соответствии с ГОСТ 32144-2013 – это отрицательные и положительные отклонения напряжения в точках передачи электроэнергии потребителя, которые не должны превышать 10%.

Учитывая, что современные электроэнергетические системы характеризуются несколькими (в среднем от трех до шести) ступенями номинального напряжения (рис. 4.1) при передаче и распределении электроэнергии от источника питания (электростанций) до потребителей электроэнергии, то без регулирования напряжения невозможно обеспечить требуемые отклонения в точках передачи электроэнергии потребителям. Продемонстрируем это на примере схемы электроснабжения потребителей, приведенной на рис. 4.1.

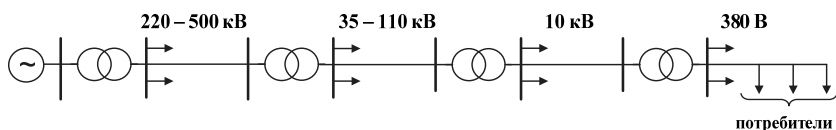


Рис. 4.1. Структурная схема электроснабжения потребителей

На каждой ступени напряжения (линии + понижающие трансформаторы) потери напряжения в режимах наибольших нагрузок в среднем составляют от 5 до 15%. Тогда при четырех трансформациях напряжения в среднем суммарные потери напряжения от источника до потребителя составят около 40%. В режиме наименьших нагрузок, в котором мощность нагрузки составляет 30–50% от наибольшей, суммарные потери напряжения уже составят в среднем около 16%. Получаем, что в узлах подключения потребителей при постепенном переходе от режима наибольших нагрузок к режиму наименьших нагрузок напряжение изменится на 24%, что превосходит допустимый ГОСТ 32144-2013 диапазон в 20%. То есть, обеспечив в режиме наибольших нагрузок отклонение напряжения в узле подключения потребителя –10%, в режиме наименьших нагрузок отклонение составит +14%. Если ступеней трансформации напряжений будет больше или потери напряжения на каждой ступени будут больше средних, то изменения напряжения у потребителя будет еще большим.

Таким образом, в современных электроэнергетических системах без регулирования напряжения в распределительных сетях невозможно обеспечить качество электроэнергии в точках передачи электроэнергии потребителям.

А раз регулирование напряжения «неизбежно», то последовательно рассмотрим методы (принципы), способы и средства регулирования напряжения в распределительных электрических сетях для обеспечения требуемых отклонений напряжений в точках передачи электроэнергии.

4.2. Методы регулирования напряжения в распределительных электрических сетях

В зависимости о технологического процесса потребителя электроэнергии и графика его нагрузки можно выделить три метода (принципа, закона) регулирования напряжения в центрах питания (ЦП) распределительных электрических сетей:

1) стабилизация – поддержание практически неизменного уровня напряжения. Применяется для потребителей с практически неизменным электропотреблением в течение суток, что характерно для трехсменных промышленных предприятий с непрерывным производством;

2) двухступенчатое регулирование – поддержание двух разных уровней напряжения в зависимости от времени суток (в дневные часы – выше, в ночные – ниже). Применяется для потребителей, у которых нагрузка существенно изменяется в течение суток, но эти изменения заранее известны и определяются типом потребителя. Примеры таких потребителей – одно- и двухсменные промышленные предприятия, общественные здания – потребители с вполне определенным суточным графиком нагрузки;

3) встречное регулирование – с ростом нагрузки потребителя увеличивается и уровень поддерживаемого в ЦП напряжения и наоборот. Применяется для потребителей со случайно изменяющимся суточным (и годовым) графиком нагрузки. Большая доля случайности в электропотреблении в основном характерна для бытового потребления населением. Проиллюстрируем методы регулирования напряжения на примере шин ЦП – шин низшего напряжения 6–20 кВ понижающей подстанции и отходящих от неё линий (рис. 4.2). С увеличением нагрузки потребителя возрастет и передаваемая по элементам электрической сети мощность, что вызовет рост потерь напряжения от шин ЦП до точки подключения потребителя. Если напряжение на шинах ЦП будет поддерживаться неизменным, то это приведет к снижению напряжения в точке передачи электроэнергии потребителю, и в режимах наибольших нагрузок напряжение в точке подключения потребителя может оказаться недопустимо низким, а в режиме наименьших нагрузок – наоборот недопустимо высоким. При встречном регулировании напряжения на шинах ЦП в режиме наибольших нагрузок будет поддерживаться более высокий уровень рабочего напряжения для компенсации возросших потерь напряжения от шин ЦП до потребителя, а в режиме наименьших нагрузок – пониженный уровень напряжения, соответствующий уменьшившейся величине потерь напряжения от шин ЦП до точки передачи электроэнергии потребителю (рис. 4.3).

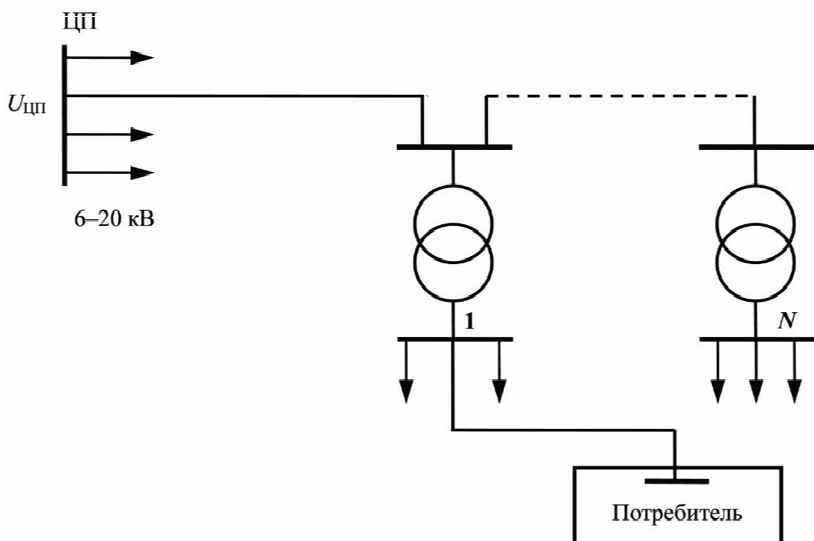


Рис. 4.2. Простейшая распределительная электрическая сеть напряжением 6–20 кВ

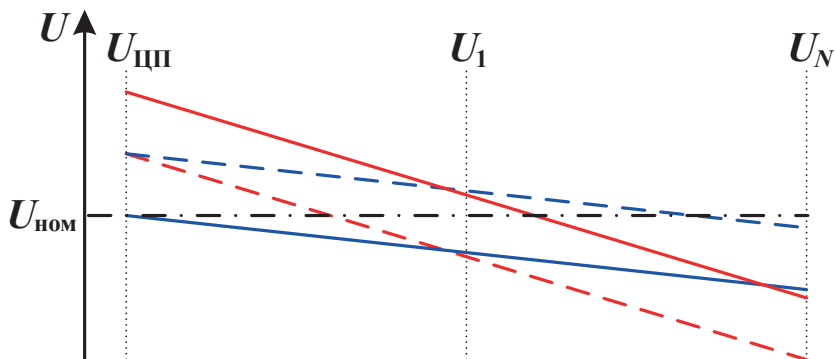


Рис. 4.3. Изменение напряжений (эпюра напряжений) в узлах распределительной электрической сети, приведенной на рис. 4.2, по которой осуществляется электроснабжение преимущественно бытовых потребителей, при поддержании на шинах ЦП неизменного в течение суток напряжения (пунктирные линии) и при встречном регулировании напряжения на шинах ЦП (сплошные линии) в режимах наибольших (красные линии) и наименьших (синие линии) нагрузок

В идеале напряжение на шинах ЦП должно изменяться пропорционально изменению нагрузки потребителя таким образом, чтобы напряжение в точке подключения потребителя в течение суток оставалось практически неизменным.

На практике, учитывая дискретность регулирования напряжения и разветвленность распределительных электрических сетей (потери напряжения от шин ЦП до каждого потребителя различны, и их суточное изменение различно) напряжение в точке передачи электроэнергии потребителю будет изменяться в течение суток, но существенно в меньших пределах, чем при отсутствии регулирования напряжения на шинах ЦП.

В качестве иллюстрации последствий встречного регулирования напряжения на шинах ЦП на рис. 4.4 приведен суточный график напряжения в точке передачи электроэнергии бытовому потребителю – квартире в многоквартирном доме.

В результате суточное изменение напряжения на вводе в квартиру не превосходит 5%.

С уменьшением нагрузки потребителей снижаются потери напряжения в элементах электрической сети от шин ЦП до потребителя, и напряжение у потребителя начинает увеличиваться. В зоне минимальных нагрузок, чтобы уровень напряжения не выходил за допустимые пределы, в ЦП срабатывает РПН и напряжение на шинах ЦП снижается на 1,78 % (регулируемый диапазон одного ответвления регулируемой части обмотки трансформатора) и, как следствие, снижается и на зажимах потребителя (на рис. 4.4 около двух часов ночи). Далее утром нагрузка потребителей постепенно начинает расти, напряжения в узлах сети снижается, и при снижении напряжения на шинах ЦП ниже заданного уровня происходит очередное срабатывание РПН только в обратную сторону, и напряжение увеличивается на шаг регулирования РПН (на рис. 4.4 около 07:00 и 07:45).

К середине дня нагрузка опять снижается и в очередной раз срабатывает РПН для уменьшения уровня напряжения в узлах электрической сети (на рис. 4.4 около 11:45).

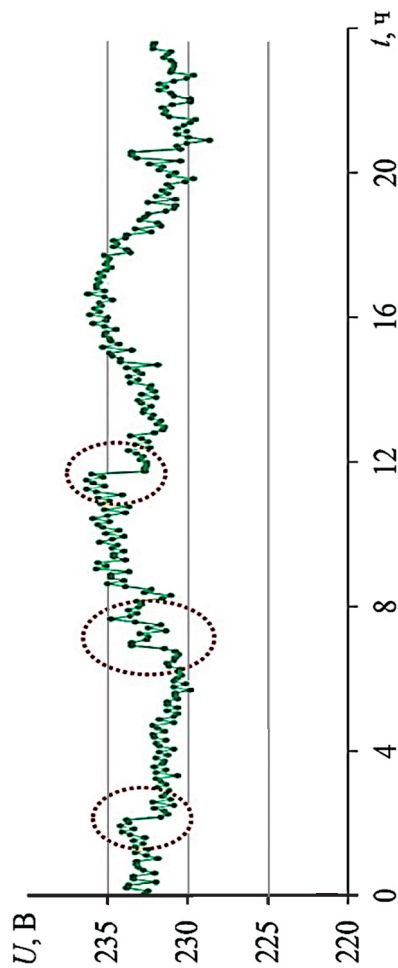


Рис. 4.4. Изменение напряжения на вводе в квартиру в многоквартирном доме

Если же нагрузка потребителя в течение суток неизменна, то и потери напряжения в электрической сети от шин ЦП до точки подключения потребителя будут неизменны и при поддержании на шинах ЦП неизменного уровня напряжения (стабилизации напряжения) будет неизменным и напряжение в точке передачи электроэнергии потребителю.

4.3. Способы регулирования напряжения

Можно выделить два принципиально разных способа регулирования напряжения у потребителя (обеспечения требуемых отклонений напряжения в точках передачи электроэнергии):

- 1) регулирование напряжения на шинах источника питания (электростанции или шинах низшего напряжения ЦП);
- 2) изменение (регулирование) потерь напряжения от шин ЦП до точки передачи электроэнергии потребителю.

Первое реализуется регулированием тока возбуждения генераторов электростанций и изменением коэффициента трансформации понижающих трансформаторов ЦП (изменением числа витков обмоток трансформаторов).

Второе достигается воздействием на величины, определяющие потери напряжения ΔU в элементах сети:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U}, \quad (4.1)$$

где P , Q – соответственно активная и реактивная мощность, передаваемая по элементу сети; R , X – соответственно активное и реактивное сопротивление элемента сети; U – напряжение на шинах источника питания.

Для уменьшения потерь напряжения необходимо уменьшать значения схемных параметров R и X , параметров режима P и Q или увеличить значения параметра режима U . Рассмотрим, какие из указанных направлений могут применяться для решения задачи регулирования напряжения.

1. Уменьшение передаваемой по элементу распределительной сети активной мощности может быть достигнуто только ограничением потребителей (недоотпуском им электроэнергии), что противоречит назначению электрических сетей – обеспечение надежного электроснабжения потребителей электроэнергией требуемого качества и количества – и поэтому не применяется для изменения потерь напряжения.

2. Уменьшение активного сопротивления проводов линий электропередачи достигается увеличением сечения провода, или номинальной мощности трансформатора, что в условиях эксплуатации может быть реализовано демонтажем существующих проводов и подвеской проводов большего сечения или заменой существующего трансформатора на трансформатор большей мощности, что экономически неоправданно для уменьшения потерь напряжения.

При проектировании электрических сетей сечения проводов и номинальная мощность трансформаторов выбираются по экономическим критериям и условиям технических ограничений. Поскольку на одной ступени напряжения потери напряжения в линиях электропередачи существенно больше, чем потери напряжения в трансформаторах, то увеличение мощности трансформаторов для уменьшения потерь напряжения в сети целом не даст ощутимого эффекта и поэтому экономически нецелесообразно.

В электрических сетях высоких классов напряжения (110 кВ и выше) на линиях электропередачи применяются провода достаточно больших сечений, для которых $R < X$, и потери напряжения в большей степени определяются вторым слагаемым QX в выражении (4.1). То есть, например, увеличение сечения проводов в два раза, в лучшем случае приведет к снижению потерь напряжения не более чем на треть. Поэтому даже на этапе проектирования для линий электропередачи высоких классов напряжения увеличивать сечения проводов для снижения потерь напряжения экономически нецелесообразно.

В распределительных электрических сетях напряжением 6–20 кВ и ниже применяются провода небольших сечений, для которых характерно обратное соотношение: $R > X$, и потери напряжения в основном определяется первым слагаемым PR в выражении (1.1).

Поэтому в распределительных электрических сетях напряжением до 20 кВ включительно на этапе проектирования целесообразно увеличивать сечения проводов для снижения потерь напряжения.

3. Уменьшение передаваемой реактивной мощности по элементам сети (в отличие от уменьшения активной мощности) не связано с ограничением потребителей и достигается установкой компенсирующих устройств. Данное мероприятие называется компенсацией реактивной мощности (см. гл. 3) и широко применяется, в том числе, в задачах обеспечения требуемых уровней напряжения в узлах сети. Наиболее распространенным компенсирующим устройством в распределительных сетях являются батареи статических конденсаторов.

4. Уменьшение реактивного сопротивления линии может быть достигнуто либо расщеплением фазы на большее число проводов, либо включение в рассечку линии конденсаторов (продольную емкость) – так называемое устройство продольной компенсации (рис. 4.5). Оба этих подхода экономически нецелесообразны для решения задачи снижения потерь напряжения и применяются исключительно для повышения пропускной способности линий электропередачи в системообразующих электрических сетях, а расщепление – и для снижения потерь мощности на корону в воздушных линиях напряжением 330 кВ и выше. Устройство продольной компенсации достаточно дорогое из-за необходимости изоляции конденсаторов от земли на номинальное напряжение сети и защиты конденсаторов от перенапряжений при коротких замыканиях и при их коммутации (включении-отключении).

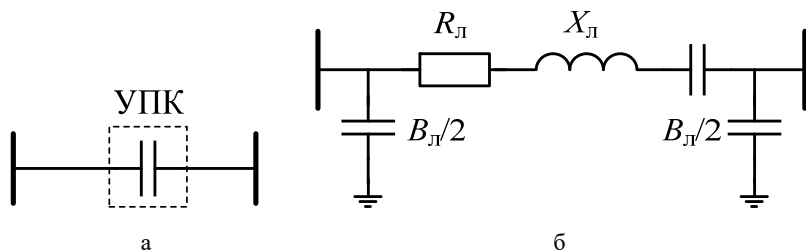


Рис. 4.5. Включение устройства продольной компенсации (УПК) в линию (а) и её схема замещения (б)

5. Увеличение напряжения на шинах источника питания возможно в относительно небольших пределах, ограниченных наибольшим рабочим напряжением (см. табл. 4.1), что позволяет уменьшить потери напряжения не более чем на 10–15%. Достигается регулированием напряжения на шинах источника питания.

Таким образом, основное мероприятие по регулированию напряжения в распределительных электрических сетях через изменение потерь напряжения – это компенсация реактивной мощности.

4.4. Регулирующие режим напряжения в распределительных электрических сетях средства

Генераторы электрических станций. Пределы регулирования напряжения на зажимах генераторов относительно не велики и составляют $\pm 5\% U_{\text{ном}}$, что явно не достаточно для обеспечения требуемых отклонений в точках передачи электроэнергии потребителям. Но не малый регулировочный диапазон генераторов является основной причиной, по которой генераторы электростанций не могут рассматриваться как регулировочные устройства напряжения в распределительных электрических сетях. Вернемся к структурной схеме электроснабжения (рис. 4.1). При изменении напряжения на зажимах генераторов напряжение будет изменяться одинаково во всех точках передачи электроэнергии. Потери напряжения до потребителей, присоединенных к электрическим сетям в непосредственной близости от электростанций и передача электроэнергии к которым осуществляется только по электрическим сетям одного-двух номинальных напряжений, будут небольшими, и, наоборот: до удаленных потребителей с четырьмя-шестью трансформациями напряжения потери напряжения будут существенными. Для обеспечения требуемого качества электроэнергии для близких потребителей напряжение в точках передачи электроэнергии необходимо уменьшать (так как потери напряжения в электрических сетях до таких потребителей малы и естественный уровень напряжения высок); для удаленных потребителей – наоборот увеличивать (так как потери напряжения в электрических сетях до таких потребителей большие и естественный уровень напряжения низок).

Но с помощью генераторов можно одинаково либо повысить, либо понизить напряжение у всех потребителей сразу. Именно по этой причине – невозможности одновременного согласования требований по отклонениям напряжения у близких и удаленных потребителей – не позволяет рассматривать генераторы электростанций как устройство регулирования напряжения в распределительных сетях.

А для регулирования напряжения в системообразующих сетях, в которых наибольшее рабочее напряжение не может превышать на 5–10% номинальное (см. табл. 4.1) регулировочного диапазона генераторов в $\pm 5\%$ $U_{\text{ном}}$ вполне достаточно. Исключением является изолированная работа электростанций с подключением потребителей через распределительные сети напрямую к шинам генераторного напряжения.

В этом случае генераторы электростанций используются для обеспечения требуемых режимов напряжения у потребителей.

Трансформаторы центров питания распределительных сетей. Регулирование напряжения с помощью трансформаторов осуществляется изменением коэффициента их трансформации. Для изменения коэффициента трансформации на одной из обмоток трансформатора выполняют регулировочные ответвления (отпайки), позволяющие менять число витков в обмотке.

У *двухобмоточных трансформаторов* (рис. 4.6), как правило, регулировочные ответвления выполняют на стороне высшего напряжения (почему? – читателю предлагается вспомнить из курса электрических машин).

Пределы регулирования коэффициента трансформации трансформатора указаны в каталожных данных. Например, для понижающих трансформаторов 110/10 кВ пределы регулирования составляют $\pm 9 \times 1,78\%$.

То есть, номинальный коэффициент трансформации может увеличиваться и уменьшаться до 16% ($9 \times 1,78 = 16$) с дискретностью 1,78%.

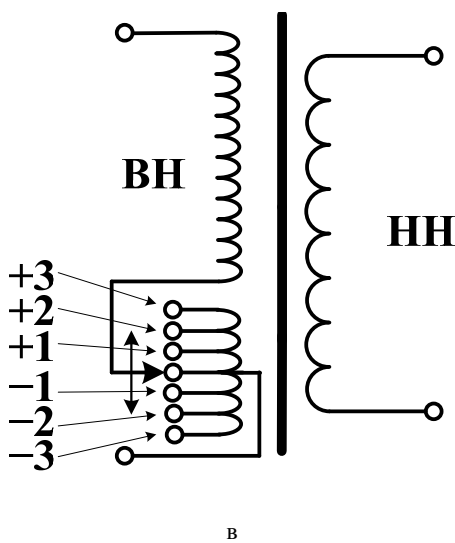
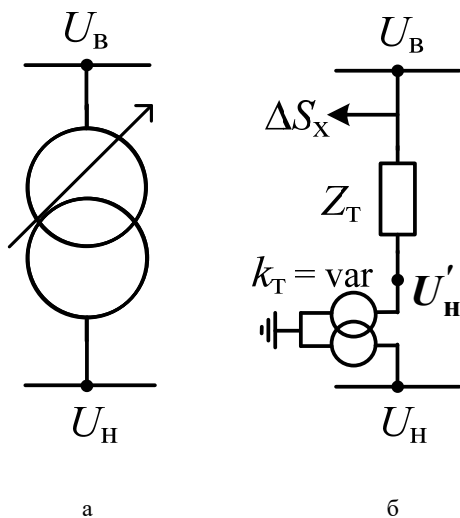


Рис. 4.6. Двухобмоточный трансформатор (а), его схема замещения (б), принцип изменения его коэффициента трансформации (в)

При номинальном коэффициенте трансформации (продемонстрировано на рис. 4.6, в – рабочее ответвление регулируемой части обмотки соответствует номинальному коэффициенту трансформации) напряжение на шинах низшего напряжения трансформатора можно записать в виде:

$$U_{\text{Н}} = \frac{U'_{\text{Н}}}{k_{\text{T}}} = \frac{U'_{\text{Н}}}{U_{\text{ВН}} / U_{\text{НН}}}, \quad (4.2)$$

где $U'_{\text{Н}}$ – напряжение на шинах низшего напряжения, приведенное к стороне высшего напряжения; $U_{\text{ВН}}$, $U_{\text{НН}}$ – номинальные напряжения обмотки соответственно высшего и низшего напряжения.

При изменении ответвлений, например, на «+1» (см. рис. 4.6) число витков в обмотке высшего напряжения станет больше, что приведет к увеличению коэффициента трансформации, который станет равным:

$$k_{\text{T}} = \frac{U_{\text{ВН}} + (+1) \cdot \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100} U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}},$$

или в общем случае для произвольного числа витков в регулируемой части обмотки:

$$k_{\text{T}} = \frac{U_{\text{ВН}} \cdot \left(1 + n_{\text{отв}} \cdot \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100} \right)}{U_{\text{НН}}}, \quad (4.3)$$

где $n_{\text{отв}}$ – номер ответвления регулируемой части обмотки; $\Delta U_{\text{отв}}$ – ступень (дискретность) регулирования одного ответвления в %.

Пусть в результате расчета режима электрической сети напряжение на шинах низшего напряжения, приведенное к высокому напряжению, двухобмоточного трансформатора 110/10 кВ составило $U'_{\text{Н}} = 103,5$ кВ. Согласно каталожным данным трансформатора: $U_{\text{ВН}} = 115$ кВ, $U_{\text{НН}} = 10,5$ кВ, диапазон регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$. Тогда при номинальном коэффициенте трансформации напряжение на шинах низшего напряжения составит:

$$U_{\text{H}} = \frac{U'_{\text{H}} U_{\text{HH}}}{U_{\text{BH}}} = \frac{103,5 \cdot 10,5}{115} = 9,45 \text{ кВ.}$$

При переходе вниз от номинального на «-2» ответвление (рис. 4.6) напряжение на шинах низшего напряжения составит:

$$U_{\text{H}} = \frac{U'_{\text{H}} U_{\text{HH}}}{U_{\text{BH}} \left(1 + (-2) \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100} \right)} = \frac{103,5 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 + (-2) \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 9,80 \text{ кВ.}$$

При переходе вверх от номинального на «+2» ответвление (рис. 4.6) напряжение на шинах низшего напряжения составит:

$$U_{\text{H}} = \frac{U'_{\text{H}} U_{\text{HH}}}{U_{\text{BH}} \left(1 + (+2) \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100} \right)} = \frac{103,5 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 + (+2) \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 9,13 \text{ кВ.}$$

Конструктивно изменение коэффициента трансформации реализуется либо переключением регулировочных ответвлений без возбуждения (сокращенно ПБВ – переключение без возбуждения), т.е. со снятием с трансформатора нагрузки и с отключением от сети со стороны высшего напряжения, либо переключением регулировочных ответвлений под нагрузкой (сокращенно РПН – регулирование под нагрузкой), т.е. без снятия напряжения и без отключения нагрузки.

Поскольку изменение регулировочного ответвления трансформаторов с ПБВ может быть осуществлено только с отключением трансформатора от сети на время переключений, а сами переключения занимают достаточно длительное время и выполняются вручную, то трансформаторы с ПБВ не могут рассматриваться как регулировочные устройства в суточном разрезе изменения нагрузки (см. п. 4.1). Как правило, трансформаторы с ПБВ являются устройствами сезонного регулирования напряжения, когда на летний период устанавливается одно положение регулировочного ответвления, а на зимний период – другое, – в соответствии с годовым изменением нагрузки.

Трансформаторы с РПН для изменения регулировочного ответвления не требуют не только отключения от сети, но и снятия нагрузки, поэтому могут использоваться в суточном регулировании

напряжения. Для автоматизации этого процесса трансформаторы с РПН снабжаются автоматическими регуляторами коэффициента трансформации (АРКТ).

Трансформаторы с устройством РПН примерно на 30% дороже, чем с устройством ПБВ (почему? – предлагаем читателю вспомнить конструктивное выполнение устройства РПН, и каким образом происходит переключение с одного рабочего ответвления на другое). Поэтому повышающие трансформаторы на электрических станциях (самый левый трансформатор на рис. 4.1) выполняют только с устройством ПБВ, а необходимый диапазон регулирования напряжения на шинах электростанции обеспечивается с помощью генераторов. В силу массовости трансформаторов 6–20/0,4 кВ для удешевления распределительных сетей 6–20 кВ понижающие трансформаторы 6–20/0,4 кВ также снабжаются только устройствами ПБВ (ради справедливости необходимо заметить, что в настоящее время разработано устройство РПН для таких трансформаторов, которое находится уже на стадии опытной эксплуатации). Все понижающие трансформаторы с высшим напряжением 35 кВ и более снабжаются всегда устройством РПН. Несмотря на удорожание трансформаторов с РПН такое решение для регулирования напряжения оказывается наиболее экономически целесообразным в сравнении с другими способами (см. п. 4.3).

Напомним, что в обозначении трансформаторов с РПН присутствует буква «Н», например ТРДН–40000/110; у трансформаторов с ПБВ буквы «Н» нет, а наличие устройства ПБВ дополнительно никак не обозначается, например, ТДЦ–40000/220 или ТМ–630/10. Еще раз обратим внимание, что все понижающие трансформаторы с высшим напряжением 35 кВ и более всегда снабжаются устройством РПН, поэтому, например, трансформатор ТДЦ–40000/220 можно сразу идентифицировать как повышающий (с генераторного напряжения) поскольку у него высшее напряжение 220 кВ, а устройства РПН нет; трансформатор ТМ–630/10 – понижающий с ПБВ, так как у него высшее напряжение 10 кВ, что соответствует уровню генераторного напряжения, а, следовательно, он не может быть повышающим.

Особенностью *трехобмоточных трансформаторов* и автотрансформаторов является необходимость одновременного регулирования напряжения на шинах среднего и низшего напряжения. У понижающих трехобмоточных трансформаторов устройство РПН реализовано в обмотке высшего напряжения и дополнительно устройство ПБВ в обмотке среднего напряжения. Поскольку изменение регулировочного ответвления в обмотке высшего напряжения будет приводить к одновременному изменению уровней напряжения на шинах низшего и среднего напряжения, то необходимое рабочее ответвление выбирают исходя из обеспечения требуемого напряжения на шинах низшего напряжения. Далее в сети среднего напряжения ближе к потребителю при следующей ступени трансформации напряжения установлены двухобмоточные понижающие трансформаторы с РПН, с помощью которых и будут обеспечены требуемые уровни напряжения у соответствующих потребителей. При сильном рассогласовании требуемых уровней напряжения на шинах среднего и низшего напряжения может быть задействовано устройство ПБВ в обмотке среднего напряжения.

Современные *автотрансформаторы* изготавливаются с устройством РПН в линейном конце обмотки среднего напряжения. Поэтому в автотрансформаторах может изменяться только коэффициент трансформации между высшим и средним напряжением, а коэффициент трансформации между высшим и низшим напряжением при этом неизменен и равен номинальному. Для регулирования напряжения на шинах низшего напряжения подстанций с автотрансформаторами после обмотки низшего напряжения автотрансформатора дополнительно устанавливается линейный регулировочный трансформатор.

4.5. Выбор регулировочного ответвления понижающих трансформаторов

Двухобмоточные трансформаторы. Воспользуемся выражением (4.2) совместно с (4.3). Номинальное напряжение обмоток трансформатора и его регулировочный диапазон являются

каталожными данными трансформатора. Напряжение на шинах низшего напряжения, приведенное к стороне высокого напряжения, определяется из расчета режима сети высшего напряжения. Тогда необходимое регулировочное ответвление трансформатора будет определяться желаемым напряжением на шинах низшего напряжения $U_{\text{Н}}^{\text{жел}}$, т.е.:

$$U_{\text{Н}} = \frac{U'_{\text{Н}} \cdot U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}} \cdot \left(1 + n_{\text{отв}} \cdot \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100}\right)} \rightarrow n_{\text{отв}}^{\text{жел}} = \left(\frac{U'_{\text{Н}} \cdot U_{\text{НН}}}{U_{\text{Н}}^{\text{жел}} \cdot U_{\text{ВН}}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{\text{отв}}}.$$

Желаемый уровень напряжения $U_{\text{Н}}^{\text{жел}}$ определяется из расчета режимов сети, отходящей от шин низшего напряжения трансформатора. Данная задача достаточно сложная, поэтому при изучении основ регулирования напряжения, для упрощения, задача регулирования напряжения сводится к задаче оценки достаточности регулировочного диапазона устройств РПН понижающих трансформаторов в соответствии с п. 1.2.23 Правил устройства электроустановок: устройства регулирования напряжения должны обеспечивать поддержание напряжения на шинах напряжением 6–20 кВ подстанций, к которым присоединены распределительные сети, в пределах не ниже 105% номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100% номинального в период наименьших нагрузок этих сетей. То есть фактически желаемое напряжение на шинах низшего напряжения не определяется в результате расчета режимов сети, отходящей от шин низшего напряжения трансформатора, а задается в режимах наибольших нагрузок 105% номинального напряжения сети (а не номинального напряжения обмотки низшего напряжения трансформатора), а в режимах наименьших нагрузок не более 100%.

Тогда, для режима наибольших нагрузок $U_{\text{Н}}^{\text{жел}} = 1,05U_{\text{ном}}$:

$$n_{\text{отв}}^{\text{жел}} \leq \left(\frac{U'_{\text{Н}} \cdot U_{\text{НН}}}{U_{\text{Н}}^{\text{жел}} \cdot U_{\text{ВН}}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{\text{отв}}}, \quad (4.4)$$

для режима наименьших нагрузок $U_{\text{H}}^{\text{жел}} = 1,0U_{\text{ном}}$:

$$n_{\text{отв}}^{\text{жел}} \geq \left(\frac{U_{\text{H}}' \cdot U_{\text{HH}}}{U_{\text{H}}^{\text{жел}} \cdot U_{\text{ВН}}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{\text{отв}}}. \quad (4.5)$$

Регулировочный диапазон трансформатора считается достаточным, если номер ответвления для обеспечения уровней напряжения в режимах наибольших и наименьших нагрузок не выходит за пределы регулировочного диапазона РПН.

Фактическое напряжение на шинах низшего напряжения трансформатора будет определяться рабочим номером ответвления, округленным до ближайшего целого значения с учетом знака неравенства в выражениях (4.4) и (4.5):

$$U_{\text{H}}^{\text{действ}} = \frac{U_{\text{H}}' \cdot U_{\text{HH}}}{U_{\text{ВН}} \cdot \left(1 + n_{\text{отв}}^{\text{действ}} \cdot \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100} \right)}. \quad (4.6)$$

Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы.

Оценка достаточности регулировочного диапазона РПН трехобмоточного трансформатора для обеспечения требуемых уровней напряжения на шинах низшего напряжения определяется по выражениям (4.4)–(4.6).

На подстанциях с автотрансформаторами регулирование напряжения на шинах низшего напряжения осуществляется только с помощью линейного регулировочного трансформатора. В этом случае напряжение на шинах низшего напряжения определяется как:

$$U_{\text{H}} = \frac{U_{\text{H}}' \cdot U_{\text{HH}}}{U_{\text{ВН}}} + n_{\text{отв}} \cdot \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100} \cdot U_{\text{HH}}, \quad (4.7)$$

где первое слагаемое соответствует напряжению на стороне низшего напряжения автотрансформатора до линейного регулировочного трансформатора, а второе слагаемое – добавка напряжения от линейного регулировочного трансформатора.

Желаемый номер ответвления линейного регулировочного трансформатора определяется из (4.7) в режиме наибольших нагрузок:

$$n_{\text{отв}}^{\text{жел}} \geq \frac{U_{\text{н}}^{\text{жел}} - \frac{U_{\text{н}}' \cdot U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}}}{U_{\text{нн}} \cdot \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100}}, \quad (4.8)$$

в режиме наименьших нагрузок:

$$n_{\text{отв}}^{\text{жел}} \leq \frac{U_{\text{н}}^{\text{жел}} - \frac{U_{\text{н}}' \cdot U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}}}{U_{\text{нн}} \cdot \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100}}. \quad (4.9)$$

Регулировочный диапазон трансформатора считается достаточным, если номер ответвления для обеспечения уровней напряжения в режимах наибольших и наименьших нагрузок не выходит за пределы регулировочного диапазона РПН.

Фактическое напряжение на шинах низшего напряжения трансформатора будет определяться рабочим номером ответвления, округленным до ближайшего целого значения с учетом знака неравенства в выражениях (4.8) и (4.9):

$$U_{\text{н}}^{\text{действ}} = \frac{U_{\text{н}}' \cdot U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} + n_{\text{отв}}^{\text{действ}} \cdot \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100} \cdot U_{\text{нн}}. \quad (4.10)$$

Требования п. 1.2.23 Правил устройства электроустановок не распространяются на шины напряжением 35 кВ и выше. Поэтому для шин среднего напряжения подстанций с трехобмоточными трансформаторами и автотрансформаторами необходимо задаться желаемым напряжением.

В зависимости от протяженности линий, отходящих от шин среднего напряжения, и их нагрузки рекомендуется выбирать желаемое напряжение на шинах среднего напряжения в режиме наибольших нагрузок в диапазоне $(1,05-1,15)U_{\text{ном}}$, в режиме наименьших нагрузок – $(1,0-1,1)U_{\text{ном}}$. Причем меньшие значения соответствуют случаю непротяженных слабо загруженных линий; большие – протяженным и загруженным. Регулировочное ответвление будет определяться:

$$U_c = \frac{U'_c}{k_T} = \frac{U'_c \cdot U_{CH} \cdot \left(1 + n_{OTB} \cdot \frac{\Delta U_{OTB}}{100}\right)}{U_{BH}} \rightarrow$$

$$\rightarrow n_{OTB}^{жел} = \left(\frac{U'_c \cdot U_{BH}}{U'_c \cdot U_{CH}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{OTB}}. \quad (4.11)$$

Регулировочный диапазон трансформатора считается достаточным, если номер ответвления для обеспечения уровней напряжения в режимах наибольших и наименьших нагрузок не выходит за пределы регулировочного диапазона РПН.

Фактическое напряжение на шинах среднего напряжения трансформатора будет определяться рабочим номером ответвления по (4.11), округленным до ближайшего (большего или меньшего) целого значения:

$$U_c^{действ} = \frac{U'_c \cdot U_{CH}}{U_{BH}} \left(1 + n_{OTB}^{действ} \cdot \frac{\Delta U_{OTB}}{100} \right). \quad (4.12)$$

Для трехобмоточных трансформаторов в выражениях (4.11) и (4.12) необходимо учитывать ранее выбранное регулировочное ответвление обмотки высшего напряжения по условию обеспечения требуемого уровня напряжения на шинах низшего напряжения:

$$U_c = \frac{U'_c}{k_T} = \frac{U'_c \cdot U_{CH} \cdot \left(1 + n_{OTB.CH} \cdot \frac{\Delta U_{OTB}}{100}\right)}{U_{BH} \left(1 + n_{OTB.BH}^{действ} \cdot \frac{\Delta U_{OTB}}{100}\right)} \rightarrow$$

$$\rightarrow n_{OTB.CH}^{жел} = \left(\frac{U'_c \cdot U_{BH} \left(1 + n_{OTB.BH}^{действ} \cdot \frac{\Delta U_{OTB}}{100}\right)}{U'_c \cdot U_{CH}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{OTB}}.$$

$$U_c^{действ} = \frac{U'_c \cdot U_{CH} \left(1 + n_{OTB.CH}^{действ} \cdot \frac{\Delta U_{OTB}}{100}\right)}{U_{BH} \left(1 + n_{OTB.BH}^{действ} \cdot \frac{\Delta U_{OTB}}{100}\right)}.$$

Примеры решения задач

Задача 4.1. На понижающей подстанции установлены два параллельно работающих автотрансформатора АТДЦН-63000/220/110. Из расчета режимов наибольших и наименьших нагрузок, а также послеаварийного режима известны значения напряжений на шинах низшего и среднего напряжения, приведенные к стороне высшего напряжения:

$$U'_{н.нб} = 205 \text{ кВ}, U'_{н.нм} = 212 \text{ кВ}, U'_{н.п/ав} = 185 \text{ кВ};$$

$$U'_{с.нб} = 210 \text{ кВ}, U'_{с.нм} = 215 \text{ кВ}, U'_{с.п/ав} = 195 \text{ кВ}.$$

Необходимо проверить достаточность регулировочных диапазонов устройств РПН автотрансформаторов и линейных регулировочных трансформаторов.

Решение. Определяем по каталожным данным для данных автотрансформаторов номинальные напряжения обмоток ВН, СН, НН: $U_{вн} = 230 \text{ кВ}$, $U_{сн} = 121 \text{ кВ}$, $U_{нн} = 11 \text{ кВ}$, диапазон регулирования устройства РПН на стороне СН $\pm 6 \times 2\%$ (12 ответвлений по 2% каждое). Для регулирования напряжения на стороне низшего напряжения установлен линейный регулировочный трансформатор с диапазоном $\pm 10 \times 1,5\%$ (20 ответвлений по 1,5 % каждое).

Для оценки достаточности регулировочных диапазонов устройств РПН трансформаторов необходимо задаться желаемым напряжением на шинах низшего напряжения (10 кВ) и среднего напряжения (110 кВ).

Однозначных рекомендаций по выбору желаемого напряжения на шинах среднего напряжения 110 кВ нет. В зависимости от протяженности линий 110 кВ и их нагрузки рекомендуется выбирать желаемое напряжение на шинах среднего напряжения в режиме наибольших нагрузок в диапазоне (1,05–1,15) $U_{ном}$, в режиме наименьших нагрузок – (1,0–1,1) $U_{ном}$. Поэтому *условно* зададимся желаемым напряжением на шинах среднего напряжения (110 кВ) как среднее значение из рекомендуемого диапазона:

– в режиме наибольших нагрузок:

$$U_{\text{с}}^{\text{жел}} = 1,1 U_{\text{ном}} = 1,1 \cdot 110 = 121 \text{ кВ};$$

– в режиме наименьших нагрузок:

$$U_{\text{с}}^{\text{жел}} = 1,05 U_{\text{ном}} = 1,05 \cdot 110 = 115,5 \text{ кВ}.$$

В соответствии с п. 1.2.23 Правил устройства электроустановок устройства регулирования напряжения должны обеспечивать поддержание напряжения на шинах напряжением 6–20 кВ подстанций, в пределах не ниже 105% номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100% номинального в период наименьших нагрузок этих сетей.

Обратите внимание: фактический уровень напряжения, который будет поддерживаться в различных режимах на шинах низшего напряжения 6–20 кВ подстанций, будет зависеть от протяженности отходящих линий и их нагрузки.

В рамках решаемой задачи оценки достаточности регулировочных диапазонов устройств РПН трансформаторов, оценивается возможность выполнения требований Правил устройства электроустановок, а не осуществляется регулирование напряжения на шинах низшего напряжения 6–20 кВ. Для решения последней задачи необходимо знать схему сетей 6–20 кВ и 380 В и их нагрузки.

Поэтому зададимся требуемым уровнем напряжения на шинах низшего напряжения (10 кВ):

– в режиме наибольших нагрузок:

$$U_{\text{н}}^{\text{жел}} \geq 1,05 U_{\text{ном}} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ};$$

– в режиме наименьших нагрузок:

$$U_{\text{н}}^{\text{жел}} \leq 1,0 U_{\text{ном}} = 1,0 \cdot 10 = 10 \text{ кВ}.$$

Режим наибольших нагрузок

Сторона СН

Определим ответвление регулируемой части обмотки, обеспечивающее желаемое напряжение на шинах среднего напряжения:

$$n_{\text{отв}}^{\text{жел}} = \left(\frac{U_{\text{с}}^{\text{жел}} U_{\text{вн}}}{U'_{\text{с.нб}} U_{\text{сн}}} - 1 \right) \frac{100}{\Delta U_{\text{отв}}} = \left(\frac{121 \cdot 230}{210 \cdot 121} - 1 \right) \cdot \frac{100}{2} = 4,76,$$

где $\Delta U_{\text{отв}}$ – степень регулирования одного ответвления в %;
 $U'_{\text{с.нб}}$ – рассчитанное напряжение со стороны среднего напряжения, приведенное к стороне высшего напряжения в режиме наибольших нагрузок; $U_{\text{вн}}$, $U_{\text{сн}}$ – номинальные напряжения обмоток ВН и СН автотрансформатора.

Вычисленное значение $n_{\text{отв}}^{\text{жел}} = 4,76$ округляется до ближайшего целого числа с учетом предельного числа ответвлений ($-6 \leq n_{\text{отв}}^{\text{действ}} \leq 6$): $n_{\text{отв}}^{\text{действ}} = 5$.

После этого определяется действительное напряжение на шинах среднего напряжения автотрансформатора:

$$\begin{aligned} U_{\text{с}}^{\text{действ}} &= \frac{U'_{\text{с.нб}} U_{\text{сн}}}{U_{\text{вн}}} \left(1 + n_{\text{отв}}^{\text{действ}} \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100} \right) = \\ &= \frac{210 \cdot 121}{230} \left(1 + 5 \cdot \frac{2}{100} \right) = 121,5 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Полученное значение напряжения на шинах среднего напряжения автотрансформатора используется для расчета второго этапа режима сети среднего напряжения.

Сторона НН

Определим добавочную ЭДС линейного регулировочного трансформатора, обеспечивающую требуемый уровень напряжения на шинах низшего напряжения (не ниже 105% номинального):

$$\Delta e^{\text{жел}} \geq U_{\text{н}}^{\text{жел}} - \frac{U'_{\text{н.нб}} U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} = 10,5 - \frac{205 \cdot 11}{230} = 10,5 - 9,804 = 0,696 \text{ кВ}.$$

Ответвление регулируемой части обмотки, обеспечивающее желаемую ЭДС:

$$n_{\text{отв}}^{\text{жел}} \geq \frac{\Delta e^{\text{жел}}}{U_{\text{нн}} \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100}} = \frac{0,696}{11 \cdot \frac{1,5}{100}} = 4,22.$$

Вычисленное значение $n_{\text{отв}}^{\text{жел}} \geq 4,22$ округляется до ближайшего целого числа с учетом знака неравенства и предельного числа ответвлений ($-10 \leq n_{\text{отв}}^{\text{действ}} \leq 10$): $n_{\text{отв}}^{\text{действ}} = 5$.

После этого определяется действительное напряжение на шинах низшего напряжения автотрансформатора соответствующее выбранному ответвлению:

$$U_{\text{Н}}^{\text{действ}} = \frac{U'_{\text{Н.НБ}} U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} + n_{\text{отв}}^{\text{действ}} \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100} U_{\text{НН}} =$$

$$= \frac{205 \cdot 11}{230} + 5 \cdot \frac{1,5}{100} \cdot 11 = 10,63 \text{ кВ.}$$

Режим наименьших нагрузок

Сторона СН

$$n_{\text{отв}}^{\text{жел}} = \left(\frac{U_{\text{с}}^{\text{жел}} U_{\text{ВН}}}{U_{\text{с.НМ}}' U_{\text{СН}}} - 1 \right) \frac{100}{\Delta U_{\text{отв}}} = \left(\frac{115,5 \cdot 230}{215 \cdot 121} - 1 \right) \cdot \frac{100}{2} = 1,06.$$

$$n_{\text{отв}}^{\text{действ}} = 1.$$

$$U_{\text{с}}^{\text{действ}} = \frac{U_{\text{с.НМ}}' U_{\text{СН}}}{U_{\text{ВН}}} \left(1 + n_{\text{отв}}^{\text{действ}} \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100} \right) =$$

$$\frac{215 \cdot 121}{230} \left(1 + 1 \cdot \frac{2}{100} \right) = 115,4 \text{ кВ.}$$

Сторона НН

$$\Delta e^{\text{жел}} \leq U_{\text{Н}}^{\text{жел}} - \frac{U'_{\text{Н.НМ}} U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = 10,0 - \frac{212 \cdot 11}{230} =$$

$$= 10,0 - 10,139 = -0,139 \text{ кВ.}$$

$$n_{\text{отв}}^{\text{жел}} \leq \frac{\Delta e^{\text{жел}}}{U_{\text{НН}} \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100}} = \frac{-0,139}{11 \cdot \frac{1,5}{100}} = -0,84.$$

$$n_{\text{отв}}^{\text{действ}} = -1.$$

$$U_{\text{Н}}^{\text{действ}} = \frac{U'_{\text{Н.НМ}} U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} + n_{\text{отв}}^{\text{действ}} \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100} U_{\text{НН}} =$$

$$= \frac{212 \cdot 11}{230} + (-1) \cdot \frac{1,5}{100} \cdot 11 = 9,97 \text{ кВ.}$$

Послеаварийный режим

Сторона СН

$$n_{\text{отв}}^{\text{жел}} = \left(\frac{U_{\text{с}}^{\text{жел}} U_{\text{вн}}}{U_{\text{с.п/ав}}' U_{\text{сн}}} - 1 \right) \frac{100}{\Delta U_{\text{отв}}} = \left(\frac{121 \cdot 230}{195 \cdot 121} - 1 \right) \cdot \frac{100}{2} = 8,97.$$

Ближайшее целое число 9, но $n_{\text{отв}}^{\text{действ}} = 6$, так как предельное число ответвлений 6, следовательно, в данном режиме регулировочного диапазона РПН автотрансформатора недостаточно для обеспечения желаемого уровня напряжения на шинах СН подстанции.

$$\begin{aligned} U_{\text{с}}^{\text{действ}} &= \frac{U_{\text{с.п/ав}}' U_{\text{сн}}}{U_{\text{вн}}} \left(1 + n_{\text{отв}}^{\text{действ}} \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100} \right) = \\ &= \frac{195 \cdot 121}{230} \left(1 + 6 \cdot \frac{2}{100} \right) = 114,9 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

В результате напряжение на шинах СН подстанции меньше желаемого.

Сторона НН

$$\begin{aligned} \Delta e^{\text{жел}} &\geq U_{\text{н}}^{\text{жел}} - \frac{U_{\text{н.п/ав}}' U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} = \\ &= 10,5 - \frac{185 \cdot 11}{230} = 10,5 - 8,848 = 1,652 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

$$n_{\text{отв}}^{\text{жел}} \geq \frac{\Delta e^{\text{жел}}}{U_{\text{нн}} \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100}} = \frac{1,652}{11 \cdot \frac{1,5}{100}} = 10,01.$$

Ближайшее целое число 11, но $n_{\text{отв}}^{\text{действ}} = 10$, так как предельное число ответвлений 10, следовательно, в данном режиме регулировочного диапазона РПН линейного регулировочного трансформатора недостаточно для обеспечения желаемого напряжения на шинах СН подстанции.

$$\begin{aligned} U_{\text{н}}^{\text{действ}} &= \frac{U_{\text{н.п/ав}}' U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} + n_{\text{отв}}^{\text{действ}} \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100} U_{\text{нн}} = \\ &= \frac{185 \cdot 11}{230} + 10 \cdot \frac{1,5}{100} \cdot 11 = 10,498 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Таким образом, можно сделать следующий вывод: диапазона РПН автотрансформатора и линейного регулировочного трансформатора недостаточно в послеаварийном режиме.

Задача 4.2. На понижающей подстанции установлены два двухобмоточных трансформатора ТРДЦН-63000/110 (рис. 4.7,а).

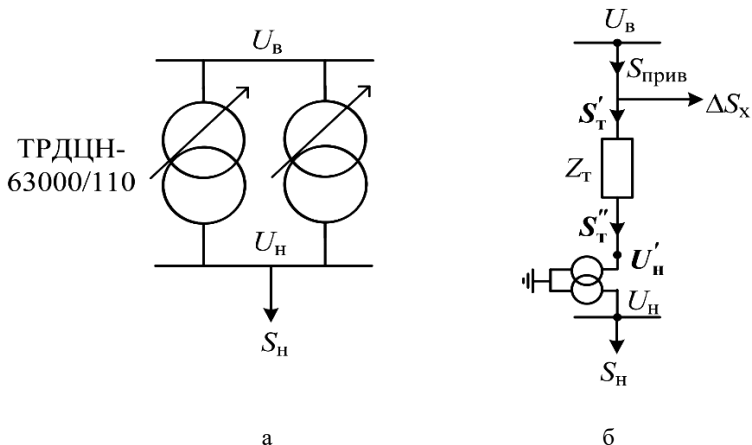


Рис. 4.7. Схема подстанции 110 кВ (а) и ее схема замещения (б)

Приведенная нагрузка подстанции в режимах наибольшей и наименьшей нагрузки составляет $S_{прив.нб} = 80,4 + j41,7$ МВ·А, $S_{прив.нм} = 24,1 + j11,6$ МВ·А. Из расчета режимов наибольших и наименьших нагрузок, а также послеаварийного режима известны напряжения на шинах высшего напряжения подстанции: $U_{B.нб} = 108$ кВ, $U_{B.нм} = 112$ кВ, $U_{B.п/ав} = 95$ кВ. Необходимо проверить достаточность регулировочного диапазона устройств РПН трансформаторов в соответствии с требованиями п. 1.2.23 Правил устройства электроустановок.

Решение. Поскольку по условию задачи заданы напряжения на шинах высшего напряжения, то прежде чем приступить к непосредственному решению поставленной задачи необходимо рассчитать напряжение на шинах низшего напряжения, приведенное к стороне высшего напряжения, во всех рассматриваемых режимах.

Составим схему замещения трансформаторов подстанции (рис. 4.7,б). Обозначим потоки мощности, протекающие по участкам схемы замещения трансформаторов.

Определяем по каталожным данным для данного трансформатора: $U_{\text{вн}} = 115$ кВ, $U_{\text{нн}} = 10,5$ кВ, диапазон регулирования устройства РПН $\pm 9 \times 1,78\%$ (18 ответвлений по 1,78%).

По справочным данным определяем параметры схемы замещения трансформаторов (с учетом установки двух трансформаторов на подстанции): сопротивления обмоток: $R_{\text{т}} = 0,433$ Ом, $X_{\text{т}} = 11,0$ Ом; потери холостого хода: $\Delta P_{\text{х}} = 0,118$ МВт, $\Delta Q_{\text{х}} = 0,756$ Мвар.

Режим наибольших нагрузок

$$\Delta U_{\text{т.нб}} = \frac{P'_{\text{т.нб}} R_{\text{т}} + Q'_{\text{т.нб}} X_{\text{т}}}{U_{\text{в.нб}}} = \frac{(P_{\text{прив.нб}} - \Delta P_{\text{х}}) R_{\text{т}} + (Q_{\text{прив.нб}} - \Delta Q_{\text{х}}) X_{\text{т}}}{U_{\text{в.нб}}} =$$

$$= \frac{(80,4 - 0,118) \cdot 0,433 + (41,7 - 0,756) \cdot 11,0}{108} = 4,49 \text{ кВ.}$$

$$U'_{\text{н.нб}} = U_{\text{в.нб}} - \Delta U_{\text{т.нб}} = 108 - 4,49 = 103,5 \text{ кВ.}$$

$$n_{\text{отв}}^{\text{жел}} \leq \left(\frac{U'_{\text{н.нб}} U_{\text{нн}}}{U_{\text{н}}^{\text{жел}} U_{\text{вн}}} - 1 \right) \frac{100}{\Delta U_{\text{отв}}} = \left(\frac{103,5 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -5,62.$$

$$n_{\text{отв}}^{\text{действ}} = -6.$$

$$U_{\text{н}}^{\text{действ}} = \frac{U'_{\text{н.нб}} U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}} \left(1 + n_{\text{отв}}^{\text{действ}} \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100} \right)} = \frac{103,5 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 + (-6) \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 10,58 \text{ кВ.}$$

Режим наименьших нагрузок

$$\Delta U_{\text{т.нм}} = \frac{P'_{\text{т.нм}} R_{\text{т}} + Q'_{\text{т.нм}} X_{\text{т}}}{U_{\text{в.нм}}} = \frac{(P_{\text{прив.нм}} - \Delta P_{\text{х}}) R_{\text{т}} + (Q_{\text{прив.нм}} - \Delta Q_{\text{х}}) X_{\text{т}}}{U_{\text{в.нм}}} =$$

$$= \frac{(24,1 - 0,118) \cdot 0,433 + (11,6 - 0,756) \cdot 11,0}{112} = 1,16 \text{ кВ.}$$

$$U'_{\text{н.нм}} = U_{\text{в.нм}} - \Delta U_{\text{т.нм}} = 112 - 1,16 = 110,8 \text{ кВ.}$$

$$n_{\text{отв}}^{\text{жел}} \geq \left(\frac{U'_{\text{н.нм}} U_{\text{нн}}}{U_{\text{н}}^{\text{жел}} U_{\text{вн}}} - 1 \right) \frac{100}{\Delta U_{\text{отв}}} = \left(\frac{110,8 \cdot 10,5}{10,0 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = 0,65.$$

$$n_{\text{отв}}^{\text{действ}} = 1.$$

$$U_{\text{н}}^{\text{действ}} = \frac{U'_{\text{н.нм}} U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}} \left(1 + n_{\text{отв}}^{\text{действ}} \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100} \right)} = \frac{110,8 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 + 1 \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 9,94 \text{ кВ.}$$

Послеаварийный режим

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{т.п/ав}} &= \frac{P'_{\text{т.нб}} R_{\text{т}} + Q'_{\text{т.нб}} X_{\text{т}}}{U_{\text{в.п/ав}}} = \frac{(P_{\text{прив.нб}} - \Delta P_{\text{х}}) R_{\text{т}} + (Q_{\text{прив.нб}} - \Delta Q_{\text{х}}) X_{\text{т}}}{U_{\text{в.п/ав}}} = \\ &= \frac{(80,4 - 0,118) \cdot 0,433 + (41,7 - 0,756) \cdot 11,0}{95} = 5,10 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

$$U'_{\text{н.п/ав}} = U_{\text{в.п/ав}} - \Delta U_{\text{т.п/ав}} = 95 - 5,10 = 89,90 \text{ кВ.}$$

$$n_{\text{отв}}^{\text{жел}} \leq \left(\frac{U'_{\text{н.п/ав}} U_{\text{нн}}}{U_{\text{н}}^{\text{жел}} U_{\text{вн}}} - 1 \right) \frac{100}{\Delta U_{\text{отв}}} = \left(\frac{89,9 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -12,26.$$

$$n_{\text{отв}}^{\text{действ}} = -9 \text{ так как предельное количество ответвлений } -9.$$

$$U_{\text{н}}^{\text{действ}} = \frac{U'_{\text{н.п/ав}} U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}} \left(1 + n_{\text{отв}}^{\text{действ}} \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100} \right)} = \frac{89,9 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 + (-9) \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 9,77 \text{ кВ.}$$

Таким образом, можно сделать следующий вывод: диапазона РПН трансформатора недостаточно в послеаварийном режиме.

5. ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

5.1. Понятие термина «потери электроэнергии»

Под фактическими (отчетными) потерями электроэнергии в электрических сетях (рис. 5.1) понимают разность электроэнергии, отпущенной в сеть (т.е. поступившей в сеть) и отпущенной из сети за рассматриваемый интервал времени (час, сутки, месяц, год), определяемой по данным системы учета электроэнергии.

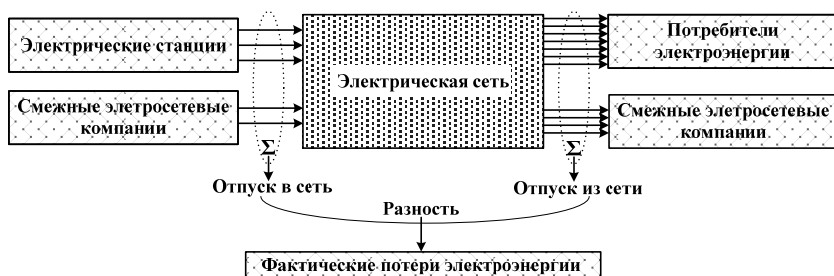


Рис. 5.1. Понятие фактических потерь электроэнергии

Вспомним, что основная функция электрической сети – это передача и распределение электроэнергии от мест ее производства (электрических станций) до мест потребления, т.е. электрическая сеть осуществляет транспортировку такого товара как электроэнергия. Исходя из выше введенного понятия потерь электроэнергии, складывается впечатление, что электрические сети «работают не очень хорошо» раз часть товара (электроэнергии) не доходит до потребителя (термин потери имеет ярко выраженную негативную окраску). Но такое понимание потерь не корректно. Продемонстрируем это на примерах транспортировки товаров.

Первый пример: транспортировка хлеба от хлебозавода (места производства товара) до магазина (места передачи / поставки товара потребителю) автотранспортом. Для осуществления данного процесса нужна сеть автодорог, машина и топливо, благодаря

которому машина и приводится в движение. Если хлеба было привезено ровно столько сколько загружено, то очевидно, что потеря товара нет. Но что еще произошло за процесс транспортировки товара? У машины уменьшился объем топлива в баке. Часть топлива была затрачена, чтобы привести в машину в движение. К такому изменению топлива мы употребляем термин «расход» (а не «потери»), так как топливо «совершило полезную работу» для доставки товара (хлеба) из точки А в точку Б, а не бесполезно потерялось. В данном примере все предельно очевидно: есть товар, потерь которого нет, и есть расход ресурса для доставки товара.

Второй пример. Чуть изменим условие первого примера: рассмотрим доставку дизельного топлива от нефтеперерабатывающего завода до заправочной станции бензовозом с цистерной на 12000 л (рис. 5.2) и бензобаком на 250 л. При этом бензовоз также заправляется дизельным топливом. Получается дизельное топливо в цистерне – 12000 л – это товар, который транспортируют и потерь которого в процессе транспортировки – нет, а дизельное топливо в бензобаке – 250 л – это ресурс, который расходуется для транспортировки товара (такого же дизельного топлива). Получается одно и тоже дизельное топливо, залитое в разные емкости (цистерну и бензобак) может быть и товаром и ресурсом. Первый – доставляем, второй – расходуем. Всё опять предельно очевидно.

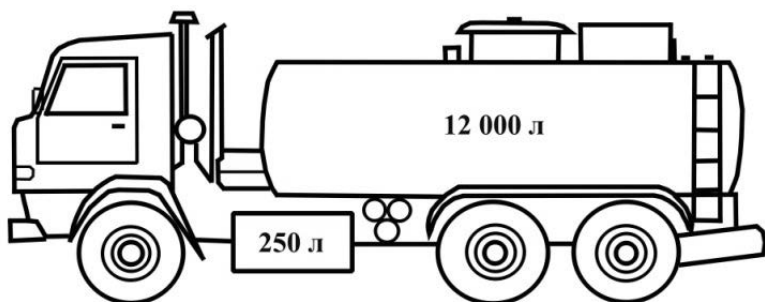


Рис. 5.2. Бензовоз с цистерной на 12000 л и баком на 250 л

Третий пример: для условия второго примера представим вымышленный бензовоз, у которого и цистерна, и свой собственный топливный бак являются единым целым (рис. 5.3). На нефтеперерабатывающем заводе в бензовоз было залито 12250 л топлива (суммарный объем цистерны и топливного бака). Пусть на дороге до заправочной станции было потрачено 50 л, то при сливе топлива на заправочной станции будет зафиксирован объем 12200 л. Получается, если применить определение потерь электроэнергии в электрических сетях, то в рассматриваемом примере 50 л – это уже потери товара, а не расход ресурса. Но процесс транспортировки топлива во втором и третьем примерах не изменился, отличие только в способе его учета. Можно заключить, что в третьем примере из-за того, что и товар и ресурс по его доставке являются единым целым, то складывается ошибочное мнение о потерях товара.

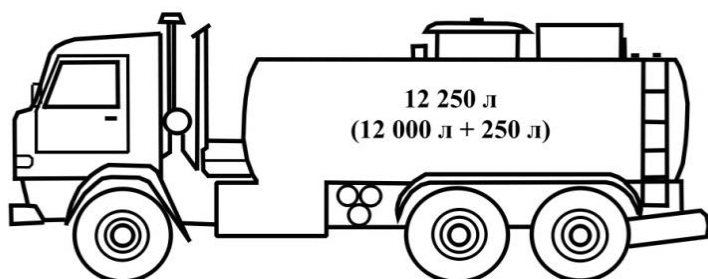


Рис. 5.3. Бензовоз с объединенной цистерной и баком в сумме на 12250 л

Вернемся к транспортировке электроэнергии. Для того чтобы электроэнергию как товар доставить от мест производства до мест потребления надо также затратить какой-то ресурс, который будет расходоваться на преодоление сопротивления элементов электрической сети (линий электропередачи и трансформаторов). Этим ресурсом как и в примере с дизельным топливом является сама электроэнергия. Если провести аналогию с рассмотренными примерами транспорта дизельного топлива, то получим (рис. 5.4), что необходимый объем электроэнергии потребителю электростанция произвела, а электрическая сеть без потерь его доставила.

А для совершения полезной работы по доставке требуемого потребителю объема электроэнергии электрическая станция произвела дополнительный объем электроэнергии (как ресурса), который будет израсходован в электрической сети. Полная аналогия с процессом транспорта дизельного топлива в третьем примере. Но учитывая, что нельзя отдельно выделить два этих объема электроэнергии, отпускаемых в электрическую сеть, то и создается ошибочное мнение о плохо организованном процессе передачи и распределения электроэнергии, при котором на выходе из электрической сети объем электроэнергии меньше, чем на входе. То есть можно сказать, что электроэнергия расходует сама себя для обеспечения доставки до потребителя.

Подытожив все вышесказанное, получаем более корректный термин описывающий процесс транспорта электроэнергии по электрическим сетям – это технологический расход электроэнергии на ее транспорт по электрической сети. Но данный термин достаточно «длинный», плюс в теоретических основах электротехники укоренились термины потери напряжения и потери мощности. Поэтому и технологический расход электроэнергии стали называть потерями электроэнергии.

Однако пока у элементов электрической сети активные сопротивления и проводимости не будут равны нулю, то передать электроэнергию без потерь будет невозможно, так как ее часть будет расходоваться на преодоление этих сопротивлений.



Рис. 5.4. Структура фактических потерь электроэнергии

В дальнейшем, употребляя термин потери электроэнергии, будем понимать «особенность» данного термина, что на самом деле это технологический расход.

С другой стороны, если вернуться к примеру транспортировки дизельного топлива. Бензовоз может перемещаться не по оптимальному маршруту или его водитель выберет неоптимальный скоростной режим, или попадет в пробку. В результате расход топлива увеличится. К величине перерасхода топлива логично применять термин *нерациональный расход*, который необходимо минимизировать, оптимизируя движение бензовоза. Также в процессе транспортировки топлива водитель может часть топлива из цистерны не довезти до пункта назначения, а слить по дороге. К этой составляющей уже термин *расход* не применим – это в чистом виде потери товара из-за хищения.

Подытожив применительно к электрическим сетям, определяя потери электроэнергии как разность объемов электроэнергии на входе и выходе из электрической сети, в их составе будет и рациональный расход электроэнергии, и в случае неоптимальных режимов работы электрической сети составляющая *нерационального расхода* электроэнергии, и при наличии хищений электроэнергии – *потери* электроэнергии. Поэтому помимо определения суммарных потерь электроэнергии в электрической сети как разность объемов электроэнергии отпущенной в сеть и из сети необходимо рассчитывать потери электроэнергии в отдельных элементах электрических сетей для выявления мест *нерациональных (завышенных) потерь* электроэнергии и мест ее хищения.

5.2. Структура фактических потерь электроэнергии

В составе фактических потерь электроэнергии принято выделять три крупных составляющих (рис. 5.5):

1) *технические потери*, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче и распределении электроэнергии по электрическим сетям и выражающиеся в преобразовании части электроэнергии в тепло в активных сопротивлениях элементов сетей. Данная составляющая потеря определяется расчетным путем в соответствии с законами электротехники;

2) *потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета*. Данная составляющая потерь также определяется расчетным путем на основе данных о метрологических характеристиках и режимах работы приборов системы учета (счетчиков электроэнергии, измерительных трансформаторов напряжения и тока и потерь напряжения в проводах их соединяющих).

В сумме две эти составляющие принято называть технологическими потерями, поскольку они на прямую связаны с особенностями транспорта электроэнергии как товара по электрическим сетям и ее учета. Потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета, существенно меньше технических потерь, что качественно отражено на рис. 5.5;

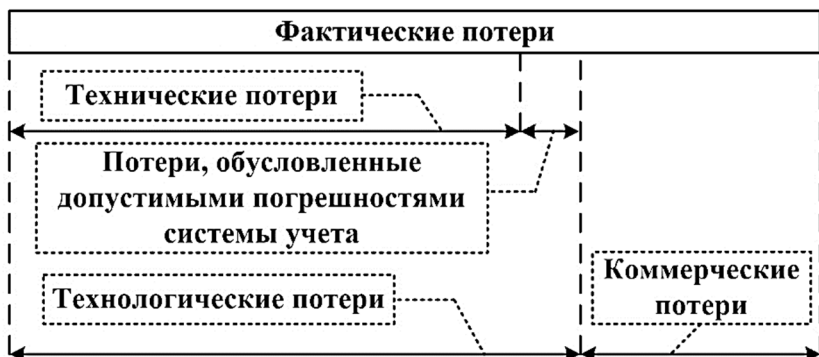


Рис. 5.5. Структура фактических потерь электроэнергии

3) *коммерческие потери* не имеют математического описания и поэтому не могут быть определены самостоятельно. Они определяются как разность между фактическими потерями электроэнергии, определенных по показаниям систем учета электроэнергии, и рассчитанным значением технологических потерь. Традиционно под коммерческими потерями понимают хищения электроэнергии и ее недоучет из-за проблем в сфере организации учета потребления электроэнергии. Учитывая способ определения данной составляющей потерь электроэнергии более корректно ее называть нетехнические потери, поскольку они отражают небаланс между измеренным

и рассчитанным значением потерь. В состав этой составляющей попадают также потери, обусловленные погрешностью расчета технических потерь из-за неточностей в исходной информации и погрешностей используемого метода расчета технических потерь, а также потери, обусловленные сверхдопустимой погрешностью системы учета. Поэтому даже в условиях отсутствия хищений электроэнергии эта составляющая потерь будет отлична от нуля. Относительно высокое значение коммерческих потерь однозначно свидетельствует о наличии хищений и проблем в сфере учета электроэнергии. В идеальном (недостижимом) случае коммерческие потери электроэнергии в электрической сети, определяемые расчетным путем, должны быть равны нулю.

Обратим внимание на составляющую технологических потерь, обусловленную погрешностью системы учета. Погрешность конкретного прибора учета является случайной величиной и может принимать как отрицательное (недоучет электроэнергии), так и положительное (переучет электроэнергии) значения. В первом случае фактические потери будут больше технических на величину недоучета электроэнергии, а во втором случае – меньше на величину переучета. Тогда для достаточно большого числа точек учета (а у электросетевой компании их число может достигать сотни тысяч) математическое ожидание погрешности систем учета должно стремиться к нулю и не учитываться в структуре технологических потерь. Системы учета электроэнергии, как правило, работают в таком режиме, что для нее в среднем характерен недоучет (читателю, глубоко интересующемуся этим вопросом, можно порекомендовать к изучению [29]).

Как правило, приборы учета, фиксирующие поступление электроэнергии, имеют более высокий класс точности по сравнению с приборами, фиксирующими отпуск электроэнергии, поскольку первых существенно меньше, чем вторых, и через каждый из них осуществляется существенно больший пропуск объема электроэнергии. Чем выше класс точности прибора, тем меньше его погрешность, поэтому недоучет на поступлении оказывается меньшим, чем недоучет на отпуске.

В этих условиях в целом для электрической сети характерен недоучет электроэнергии, что и отражено на рис. 5.5 прибавлением, а не вычитанием, к техническим потерям потерь от допустимой погрешности системы учета. Отдельно подчеркнем физический смысл данной составляющей потерь: потери, обусловленные погрешностью системы учета, характеризуют неточность учета электроэнергии. Величина этой составляющей потерь физически не теряется в электрических сетях, для ее компенсации не требуется дополнительная выработка электроэнергии, в отличие от технических и коммерческих потерь.

В рамках курса «Электроэнергетические системы и сети» детально рассматриваются только технические потери (рис. 5.6); две другие составляющие потерь являются предметом рассмотрения курсов метрологии и эксплуатации электрических сетей.

Технические потери электроэнергии принято разделять на два больших класса: *нагрузочные* и *условно-постоянные* потери.

Нагрузочные потери – потери на нагрев в продольных сопротивлениях схем замещения элементов сети, зависящие от величины передаваемой по ним мощности (нагрузки потребителей). К ним относят потери в линиях электропередачи (воздушных – ВЛ, кабельных – КЛ) и шинпроводах, обмотках силовых трансформаторов и токоограничивающих реакторах.

Условно-постоянные потери – часть технических потерь в элементах электрических сетей (в поперечных ветвях схем замещения), не зависящая от передаваемой по элементам сети мощности с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций (СН ПС).

Наименование «условно-постоянные» является противоположным к «нагрузочные» и отражает неизменность данной составляющей потерь при изменении мощности нагрузки, но при этом в зависимости от других факторов и условий эти потери также будет изменяться. Например, условно-постоянные потери зависят от уровня напряжения в узлах сети.

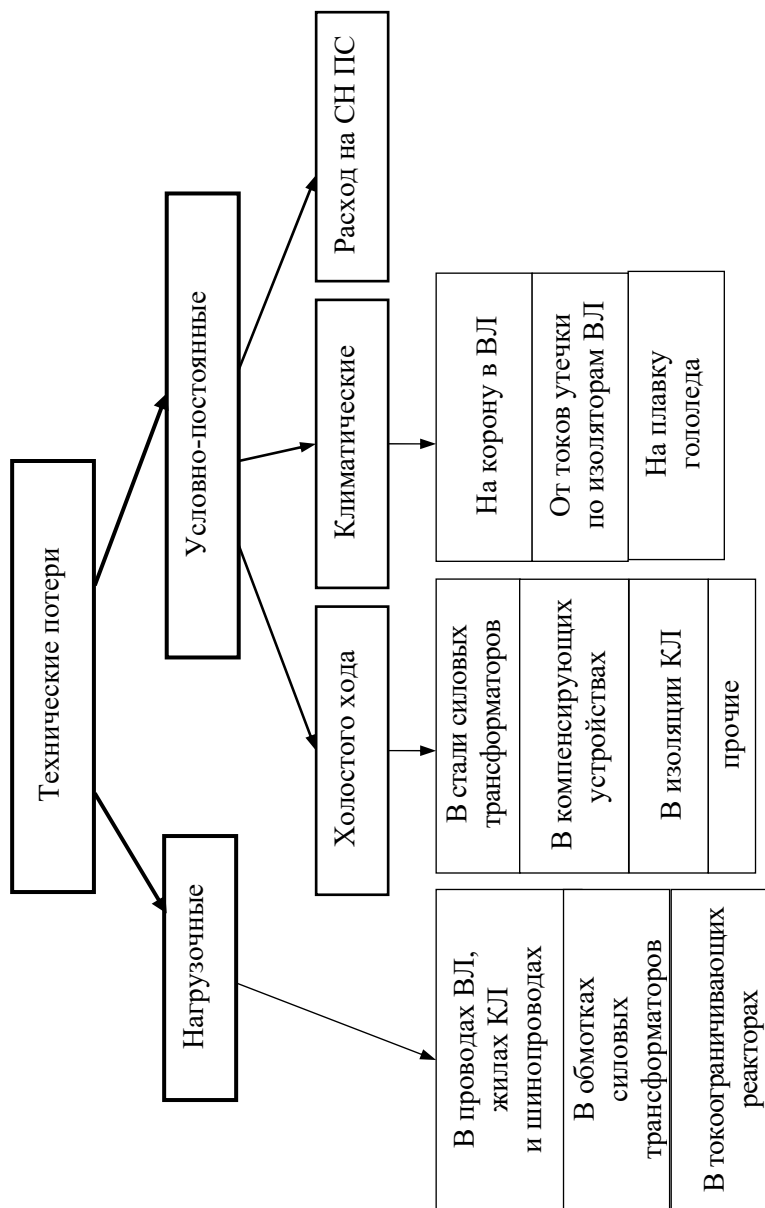


Рис. 5.6. Составляющие технических потерь

Три составляющие условно-постоянных потерь отнесены к климатическим, т.е. потерям, зависящим от погодных условий. В некоторой степени все составляющие потерь зависят от погодных условий, выражающихся в температуре окружающей среды. В зависимости от температуры окружающей среды изменяется электропотребление, а, следовательно, меняются токи в ветвях и напряжения в узлах электрических сетей, что приводит к изменению практически всех составляющих технических потерь. Наиболее ярко сезонная зависимость выражена у нагрузочных потерь и расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций. Вместе с тем на климатические потери в первую очередь влияет не температура окружающей среды, а тип погоды – влажность воздуха и тип осадков. Например, потери на корону при тумане примерно в 15–20 раз больше, чем при хорошей погоде, а при изморози – больше в 40–60 раз. Основной мерой борьбы с гололедом является удаление его с проводов и тросов путем плавки электрическим током, а также профилактический нагрев проводов (увеличение тока нагрузки) до температур, при которых образование гололеда на проводах не происходит.

Расход электроэнергии на плавку гололеда и на собственные нужды подстанции, как правило, определяют по показаниям системы учета; остальные составляющие потерь определяют расчетным путем.

Рассмотрев структуру потерь электроэнергии в электрических сетях, перейдем к статистическим данным по значениям потерь электроэнергии и их составляющих.

5.3. Значения потерь электроэнергии в электрических сетях Российской Федерации

Динамика потерь электроэнергии (абсолютные – в млрд кВт·ч, относительные – в %) в электрических сетях России за 1991–2023 гг. представлена на рис. 5.7. Относительные потери определяются как отношение абсолютных потерь к отпуску электроэнергии в сеть. Поскольку в различных сетевых компаниях отпуск электроэнергии

в сеть и абсолютные потери электроэнергии отличаются на порядки, то относительные потери являются некоторым общим мерилем уровня потерь.

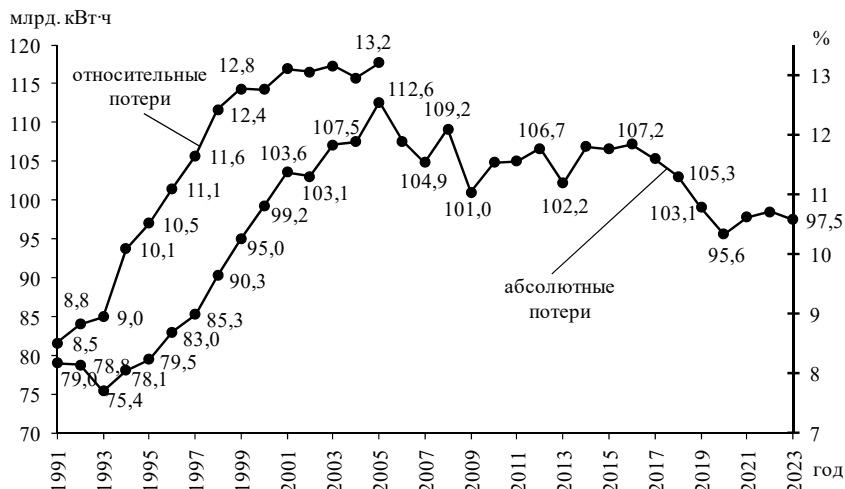


Рис. 5.7. Динамика потерь электроэнергии в электрических сетях России за 1991–2023 гг.

После завершения реструктуризации электроэнергетики к 2005 г., уровень относительных потерь в целом по отрасли не определен. В настоящее время относительные потери определяют только в пределах отдельных сетевых компаний.

Если в 70-80-х гг. XX в. потери в сетях составляли около 9,2% ($\pm 0,2\%$), в 1991 г. – 8,51%, то в 2005 г. они достигли максимального уровня – 13,2%. После 2005 г. несмотря на продолжающийся рост электропотребления наметилась тенденция к стабилизации значений абсолютных потерь электроэнергии и соответственно к снижению относительных потерь.

Это обусловлено принятием в 2005 г. Приказа Минпромэнерго РФ от 04.10.2005 № 267 «Об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям». В настоящее время

относительные потери в электрических сетях России по экспертным оценкам находятся примерно на уровне 10–11%. Согласно Энергетической стратегии России на период до 2035 г. потери электроэнергии в электрических сетях должны постепенно снижаться и к 2035 г. достигнуть уровня 7,8% от отпуска в сеть. В отдельных сетевых компаниях фактические потери электроэнергии составляют от единиц до нескольких десятков процентов.

В структуре технических потерь электроэнергии в электрических сетях России (рис. 5.8) преобладают потери в линиях электропередачи (~70% всех технических потерь), а нагрузочные потери существенно больше условно-постоянных (~75% и ~25% соответственно).

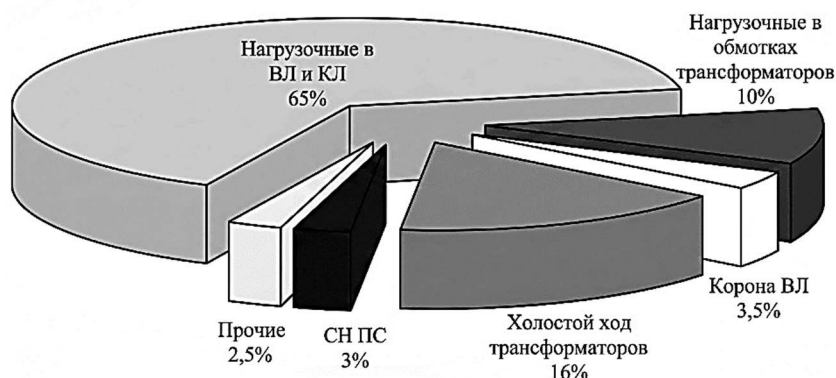


Рис. 5.8. Усредненные значения составляющих технических потерь электроэнергии в электрических сетях Российской Федерации

Прямое сопоставление относительных потерь электроэнергии в разных электрических сетях само по себе бессмысленно. Уровень технических потерь зависит от структуры самой электрической сети и взаимного расположения источников и потребителей электроэнергии, т.е. от протяженности территории охвата электрической сети, плотности электрической нагрузки и степени концентрированности (распределенности) генерации по территории. Эти параметры «уникальны», поэтому одинаковых электрических сетей

не существует, и нельзя делать выводы о том, большие или маленькие технические потери электроэнергии в электрических сетях, напрямую сравнивая их между собой.

Для иллюстрации на рис. 5.9 показано соотношение между относительными потерями электроэнергии и отношением отпуска в сеть к протяженности сети: чем больше отношение отпуска в сеть к протяженности сети, тем меньше относительные потери электроэнергии.

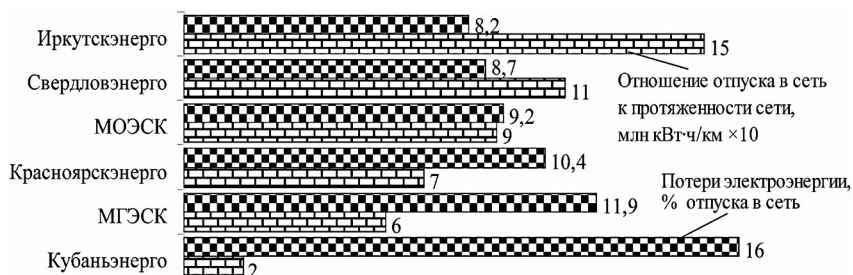


Рис. 5.9. Взаимосвязь потерь электроэнергии и параметров электрических сетей (на примере статистических данных 2005 г.)

По мнению экспертов максимально допустимый с точки зрения физики транспорта электроэнергии по сетям уровень относительных потерь составляет 10%. Превышение этого уровня свидетельствует о наличии коммерческих потерь (хищений, недостатков в организации учета электроэнергии) в составе фактических потерь. В развитых странах коммерческие потери оцениваются на уровне около 0,1–1,5% отпуска электроэнергии физическим лицам.

В нашей стране последние десятилетия большое внимание уделяется вопросам экономичности работы электрических сетей, что связано с высоким уровнем потерь электроэнергии в электрических сетях (см. рис. 5.7). Уровень потерь электроэнергии является одним из важнейших показателей эффективности работы электросетевых компаний. В стоимость услуг по передаче и распределению электроэнергии входит и стоимость ее потерь.

Очевидно, что учет в тарифе в полном объеме фактических потерь не будет стимулировать сетевые компании к их снижению. В этих условиях и возникает задача определения рационального уровня потерь для каждой сетевой организации, который должен быть включен в тариф, – норматив потерь.

Нормативы потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям в России с 2014 г. определяются на основе сравнительного анализа потерь (бенчмаркинга) с дифференциацией по уровням напряжения.

Действующие в настоящее время нормативы потерь приведены в Приложении. Сравнительный анализ проводится на основе следующих данных сетевой компании:

- структура баланса электрической энергии по уровням напряжения;
- структура технологических потерь электрической энергии;
- протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи в одноцепном выражении;
- количество и номинальная мощность силовых трансформаторов.

Сетевые организации распределяются на группы в зависимости:

- от соотношения величины отпуска электрической энергии в электрическую сеть и суммарной протяженности воздушных и кабельных линий электропередачи в одноцепном выражении, тыс. кВт·ч/км;

- соотношения величины отпуска электрической энергии в электрическую сеть и суммы номинальных мощностей силовых трансформаторов, тыс. кВт·ч/МВА;

- доли протяженности воздушных линий электропередачи в одноцепном выражении в суммарной протяженности воздушных и кабельных линий электропередачи в одноцепном выражении, %.

Внутри каждой группы для каждого уровня напряжения норматив потерь определяют как усредненный результат расчета технологических потерь у сетевых компаний данной группы.

5.4. Методы расчета технических потерь электроэнергии

Нагрузочные потери активной мощности в элементе электрической сети (линии, трансформаторе или токоограничивающем реакторе) с активным сопротивлением R при протекании через него фазного тока I определяют по формуле

$$\Delta P = 3I^2 R, \quad (5.1)$$

или, выразив ток через передаваемые по элементу полную S или активную P и реактивную Q мощности и напряжение U , по формуле

$$\Delta P = \frac{S^2}{U^2} R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R. \quad (5.2)$$

Как правило, значения P и Q в элементах сети неизвестны, а известны значения P и Q в узлах сети (на подстанциях). Для определения мощностей в элементах сети выполняют расчет установившихся режимов при заданных нагрузках в узлах сети (расчет установившихся режимов электрических сетей рассмотрен в Т. 1). После этого расчет потерь мощности по формулам (5.1) или (5.2) не составит труда. Если же известны потоки мощности в ветвях схемы, то рассчитывать установившиеся режимы не требуется, а сразу выполняется расчет потерь мощности по формулам (5.1) или (5.2).

На текущем временном интервале рассчитать потери электроэнергии нетрудно, если в расчетный центр поступают данные телеизмерений из сетей, и тогда расчет потерь электроэнергии в элементе сводится к суммированию потерь мощности в установившихся режимах, т.е.

$$\Delta W = \sum_{j=1}^m \Delta P_j \Delta t_j, \quad (5.3)$$

где Δt_j – интервал времени, в течение которого потери мощности ΔP в элементе сети принимают неизменными (на практике этот интервал принимают равным получасу или часу); m – число интервалов времени.

Такой подход называется методом оперативных расчетов.

Но далеко не все электрические сети оснащены средствами телемеханики. В этом случае используют аналитические методы расчета, которые опираются на характеристики графиков нагрузки элементов сети, например, за режимные дни (рабочий день в середине июля и середине декабря). Очевидно, что замеры за два дня в году не могут охарактеризовать нагрузки в другие дни. При этом необходимо вводить различные допущения, что всегда приводит к увеличению погрешности расчета потерь. Однако с помощью методов оперативных расчетов можно сколь угодно точно рассчитать потери для текущих и прошедших установившихся режимов, но нельзя проанализировать влияние на потери изменения схемы сети или нагрузок и т.д. Поэтому для перспективных расчетов можно использовать только аналитические методы.

Рассмотрим метод числа часов наибольших потерь мощности. Это самый простой аналитический метод, поскольку для его применения требуется минимум информации – только данные о режиме наибольших нагрузок, но при этом данный метод и самый не точный.

Пусть через элемент электрической сети с активным сопротивлением R передается мощность при неизменном коэффициенте мощности $\cos\varphi$ и неизменном напряжении U . Ступенчатый годовой график нагрузки элемента сети по продолжительности $P = f(t)$ представлен на рис. 5.10, а (в общем случае график нагрузки может быть представлен за любой период времени T (сутки, месяц, год)).

Потери активной мощности для i -й ступени графика в соответствии с выражением (5.2) определяются

$$\Delta P_i = \frac{S_i^2}{U_i^2} R = \frac{P_i^2}{U_i^2 (\cos\varphi_i)^2} R, \quad (5.4)$$

а с учетом допущения о постоянстве коэффициента мощности $\cos\varphi$ и уровня напряжения U

$$\Delta P_i = \frac{P_i^2}{U^2 (\cos\varphi)^2} R. \quad (5.5)$$

Потери электроэнергии для i -й ступени графика (за интервал времени Δt_i):

$$\Delta W_i = \Delta P_i \Delta t_i, \quad (5.6)$$

а за весь период времени T , с учетом (5.5):

$$\Delta W = \sum_{(i)} \Delta P_i \Delta t_i = \frac{R}{U^2 (\cos \varphi)^2} \sum_{(i)} P_i^2 \Delta t_i. \quad (5.7)$$

На рисунке 5.10, б представлен ступенчатый годовой график квадратов нагрузки по продолжительности. Площадь под графиком в некотором масштабе, как следует из выражения (5.7), соответствует величине потерь электроэнергии.

Преобразуем выражение (5.7) умножением числителя и знаменателя на величину наибольшей нагрузки $P_{\text{нб}}$ к следующему виду:

$$\Delta W = \frac{R}{U^2 (\cos \varphi)^2} \sum_{(i)} P_i^2 \frac{P_{\text{нб}}^2}{P_{\text{нб}}^2} \Delta t_i = \frac{P_{\text{нб}}^2 R}{U^2 (\cos \varphi)^2} \sum_{(i)} \frac{P_i^2 \Delta t_i}{P_{\text{нб}}^2}. \quad (5.8)$$

В выражении (5.8) величина $\frac{P_{\text{нб}}^2 R}{U^2 (\cos \varphi)^2}$, в соответствии с (5.5), представляет собой потери активной мощности в режиме

наибольших нагрузок $\Delta P_{\text{нб}}$. Величина $\sum_{(i)} \frac{P_i^2 \Delta t_i}{P_{\text{нб}}^2}$ представляет

собой некоторый эквивалент времени, в течение которого при работе элемента сети с максимальной нагрузкой потери электроэнергии были бы такие же, как и при работе по действительному графику нагрузки. Это время называется числом часов наибольших потерь мощности, или сокращенно временем потерь, и обозначается τ :

$$\tau = \sum_{(i)} \frac{P_i^2 \Delta t_i}{P_{\text{нб}}^2}. \quad (5.9)$$

В общем случае, когда коэффициент мощности $\cos\varphi$ изменяется в течение периода времени, необходимо в выражении (5.9) заменить активную мощность P на полную мощность S , т.е. время потерь в общем случае определяется графиком полной мощности:

$$\tau = \sum_{(i)} \frac{S_i^2 \Delta t_i}{S_{\text{нб}}^2}. \quad (5.9a)$$

Таким образом, площадь под графиком рис. 5.10,б и площадь прямоугольника с ординатой $P_{\text{нб}}^2$ и абсциссой τ равны и в некотором масштабе соответствуют величине потерь электроэнергии, а выражение (5.7) может быть записано в виде:

$$\Delta W = \Delta P_{\text{нб}} \tau. \quad (5.10)$$

Для расчета τ по (5.9) требуется знание графика нагрузки элемента сети за рассматриваемый период времени. Как правило, для сетей 110 кВ и ниже графики нагрузки элементов не известны, а известно лишь число часов использования наибольшей нагрузки (см. гл. 1) – $T_{\text{нб}}$ – это время, в течение которого элемент сети, работая с наибольшей нагрузкой, передал бы такой же объем электроэнергии, что и при работе по действительному графику нагрузки (рис. 5.10,а):

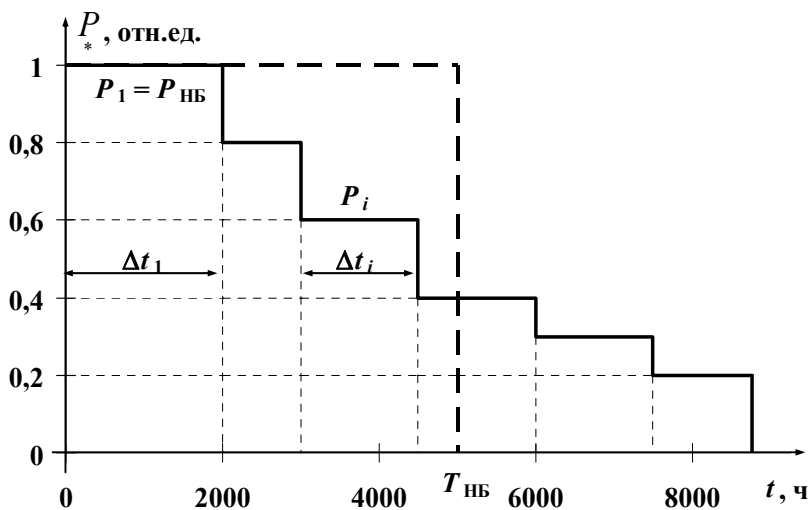
$$W = \sum_{(i)} P_i \Delta t_i = P_{\text{нб}} T_{\text{нб}}. \quad (5.11)$$

В относительных единицах величина $T_{\text{нб}}$ представляет собой коэффициент заполнения графика нагрузки k_3 :

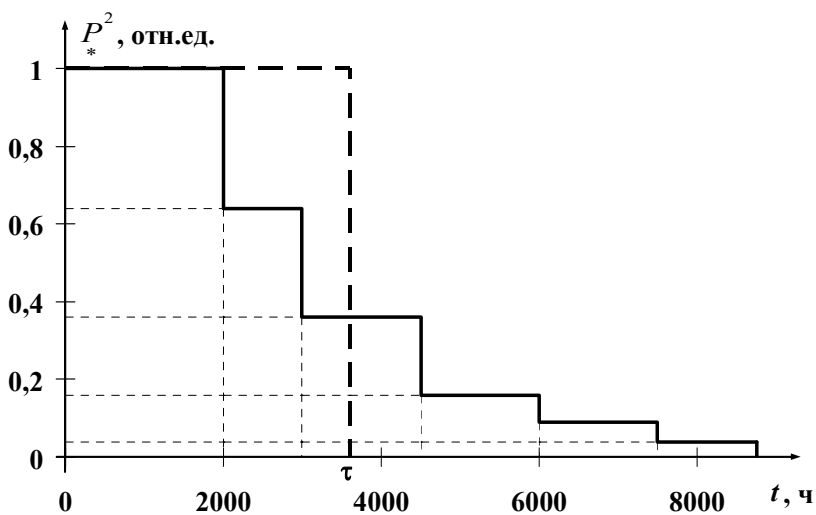
$$k_3 = \frac{T_{\text{нб}}}{T} = \frac{T_{\text{нб}}}{T} \frac{P_{\text{нб}}}{P_{\text{нб}}} = \frac{W}{P_{\text{нб}} T} = \frac{P_{\text{ср}} T}{P_{\text{нб}} T} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{нб}}}. \quad (5.12)$$

При сравнении графиков, приведенных на рис. 5.10,а и рис. 5.10,б, видно, что квадратичный график в некоторой степени отражает исходный график нагрузки. Можно предположить, что время потерь в некоторой степени определяется временем использования наибольшей нагрузки. В случаях, когда графики нагрузки элементов не известны, для определения τ используют эмпирическую формулу:

$$\tau = \frac{1}{3} \cdot T_{\text{нб}} + \frac{2}{3} \frac{T_{\text{нб}}^2}{T}. \quad (5.13)$$



а



б

Рис. 5.10. Годовой график нагрузки по продолжительности (а) и годового график квадратов нагрузки по продолжительности (б)

Таким образом, для расчета потерь электроэнергии за расчетный интервал времени (сутки, месяц, год) методом числа часов наибольших потерь мощности необходимо следующее.

1. Рассчитать режим наибольших нагрузок, из которого определить потери активной мощности в элементе сети $\Delta P_{\text{нб}}$.

2. По известному графику нагрузки элемента сети определить число часов наибольших потерь мощности τ по формуле (5.9) / при неизвестном графике нагрузки – по формуле (5.13).

3. По формуле (5.10) рассчитать потери электроэнергии.

Недостатком данного метода является недостоверное знание о параметрах режима наибольших нагрузок. Измерения нагрузок в электрических сетях производят в режимный день и не обязательно, что абсолютный годовой максимум нагрузки будет наблюдаться именно в этот день. Метод средних нагрузок лишен этого недостатка, поскольку за основу выбирается средняя, а не наибольшая мощность. Средняя мощность может быть достаточно точно определена:

$$P_{\text{ср}} = \frac{W}{T}, \quad (5.14)$$

где W – переданная энергия через элемент за время T .

Аналогично можно преобразовать выражение (5.7) к другому виду умножением числителя и знаменателя на величину средней мощности $P_{\text{ср}}$:

$$\Delta W = \frac{R}{U^2 (\cos \varphi)^2} \sum_{(i)} P_i^2 \frac{P_{\text{ср}}^2}{P_{\text{ср}}^2} \Delta t_i = \frac{P_{\text{ср}}^2 R}{U^2 (\cos \varphi)^2} \sum_{(i)} \frac{P_i^2 \Delta t_i}{P_{\text{ср}}^2}. \quad (5.15)$$

Величина $\sum_{(i)} \frac{P_i^2 \cdot \Delta t_i}{P_{\text{ср}}^2}$ представляет собой некоторый экви-

валент времени, в течение которого при работе элемента сети со средней нагрузкой потери электроэнергии были бы такие же, как и при работе по действительному графику нагрузки. Если выразить это время в относительных единицах, то получим квадрат коэффициента формы графика нагрузки $k_{\text{ф}}^2$:

$$k_{\Phi}^2 = \sum_{(i)} \frac{P_i^2 \Delta t_i}{P_{\text{ср}}^2 T}. \quad (5.16)$$

Тогда потери электроэнергии методом средних нагрузок вычисляются как:

$$\Delta W = \Delta P_{\text{ср}} k_{\Phi}^2. \quad (5.17)$$

Поскольку метод средних нагрузок лишен недостатка определения исходной мощности расчетного режима, то в электросетевых компаниях для расчета потерь электроэнергии применяют метод средних нагрузок, а не метод числа часов наибольших потерь мощности. В учебном процессе обычно для расчетов потерь электроэнергии применяют метод числа часов наибольших потерь мощности, поскольку в качестве исходных данных в задачах задается наибольшая нагрузка.

Самым точным из аналитических методов расчета потерь является метод расчетных суток. Для его применения необходимо обязательно знание суточного графика нагрузки элемента сети. Потери за расчетные сутки определяются по выражениям (5.2) и (5.3) и затем с помощью поправочных коэффициентов «растягиваются» на весь расчетный период.

Как правило, условно-постоянные потери мощности и электроэнергии (холостого хода и климатические) определяются на основе паспортных или каталожных данных оборудования, данных заводов-изготовителей или данных, приведенных в справочной литературе, в зависимости от влияющих факторов.

Например, потери электроэнергии холостого хода в силовом трансформаторе (автотрансформаторе) определяются на основе приведенных в паспортных данных потерь мощности холостого хода ΔP_x , кВт, по формуле

$$\Delta W_x = \Delta P_x \sum_{i=1}^m T_{pi} \left(\frac{U_i}{U_{\text{ном}}} \right)^2, \quad (5.18)$$

где T_{pi} – число часов работы оборудования в i -м режиме, ч; U_i – напряжение на стороне высшего напряжения трансформатора в i -м режиме, кВ; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора, кВ.

Другие составляющие потерь холостого хода рассчитываются также по выражению (5.18) на основе значений потерь мощности холостого хода.

Потери электроэнергии на корону в воздушных линиях определяются на основе данных об удельных потерях мощности для каждого вида погоды и о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода по формуле

$$\Delta W_{\text{к}} = L \sum_{i=1}^4 \Delta P_{\text{ки}} T_{\text{pi}} k_{U_{\text{кор}}} , \quad (5.19)$$

где T_{pi} – продолжительность i -го вида погоды, ч; $\Delta P_{\text{ки}}$ – удельные потери мощности на корону при i -м виде погоды, кВт/км; L – протяженность линии, км; $k_{U_{\text{кор}}}$ – поправочный коэффициент на рабочее напряжение линии.

Влияние рабочего напряжения линии на потери на корону учитывается поправочным коэффициентом, определяемым по формуле

$$K_{U_{\text{кор}}} = 6,88 U_{\text{отн}}^2 - 5,88 U_{\text{отн}} , \quad (5.20)$$

где $U_{\text{отн}}$ – отношение рабочего напряжения линии к его номинальному значению.

Удельные значения потерь мощности и электроэнергии на корону приведены в Приложении.

Для расчета нагрузочных потерь необходимо знать достоверное значение активного сопротивления элемента сети. Как известно, удельное активное сопротивление провода вычисляют по формуле

$$R_t = R_{20} \left[1 + \alpha (t_{\text{пр}} - 20^\circ) \right] , \quad (5.21)$$

где R_t – удельное сопротивление провода при температуре провода, равной $t_{\text{пр}}$, Ом/км; R_{20} – удельное сопротивление провода при температуре провода, равной 20°C , Ом/км; α – температурный коэффициент, 1/град, $\alpha = 0,004$ для алюминия.

Как следует из (5.21), отличие температуры провода от 20°C на величину $\Delta t_{\text{пр}}$ приведет к изменению сопротивления провода на величину $\alpha \Delta t_{\text{пр}}$, что на каждые 10°C отличия составляет 4%.

Температура провода, как правило, неизвестна и не равна температуре окружающего воздуха. Она зависит от многих факторов, таких как температура окружающего воздуха, протекающий по проводу ток, скорость и направление ветра, солнечная радиация.

В расчетах нагрузочных потерь, как правило, удельные сопротивления проводов принимаются по справочным данным, в которых они приводятся при температуре провода $+20^{\circ}\text{C}$, либо в редких случаях температура провода принимается равной температуре воздуха. Но такие допущения приводят к погрешности расчета технических потерь электроэнергии.

5.5. Основные направления снижения потерь электроэнергии

Для снижения потерь электроэнергии разработано множество мероприятий, однако в настоящее время нет их единой классификации. Как правило, все мероприятия можно разделить на две большие группы (рис. 5.11):

1) по снижению технических потерь, в которых выделяют:

а) *организационные* – практически не требующие дополнительных денежных средств для своего внедрения;

б) *технические* – требующие дополнительных капитальных вложений, и которые в свою очередь подразделяют на две подгруппы:

– с целевым эффектом снижения потерь – внедряются специально для снижения потерь; их внедрение должно быть экономически обосновано только за счет эффекта в снижение потерь электроэнергии;

– с сопутствующим эффектом снижения потерь – внедряются, как правило, с целью развития электрических сетей (повышение пропускной способности сети, приведение к норме показателей качества электроэнергии); внедрение данных мероприятий только для снижения потерь электроэнергии экономически нецелесообразно;

2) по совершенствованию системы учета электроэнергии. К этой группе относят и мероприятия по снижению коммерческих потерь, поскольку основное направление снижения коммерческих потерь – это совершенствование учета отпущенной в сеть и полезно отпущенной потребителям электроэнергии. Внутри этой группы также может выделить как технические мероприятия, требующие дополнительных капиталовложений, так и организационные мероприятия. Но целесообразнее эти мероприятия разделить на две группы:

– совершенствование учета электроэнергии и метрологического обеспечения измерений;

– совершенствование организации работ по повышению достоверности определения потребленной электроэнергии.

Направления снижения технических потерь электроэнергии в элементе электрической сети вытекают из выражения (5.10). Поскольку время потерь t определяется режимом работы (графиком нагрузки) потребителя, то для снижения потерь электроэнергии можно воздействовать только на величины, входящие в выражение (5.2) для расчета потерь активной мощности (рис. 5.12).

Для снижения нагрузочных потерь активной мощности необходимо либо уменьшать величины в числителе выражения (5.2), либо увеличивать величины в знаменателе выражения (5.2). Последовательно рассмотрим эти направления:

– снижение передаваемой активной мощности по элементу сети. Основная задача электрической сети – это обеспечение потребителя мощностью в требуемом ему объеме. Поэтому уменьшение передаваемой мощности связано с ограничением потребителя, что недопустимо;

– снижение передаваемой реактивной мощности по элементу сети. Достигается установкой компенсирующих устройств (см. гл. 3), что приводит к разгрузке элементов электрической сети по реактивной мощности. Для внедрения данного мероприятия требуется установка дополнительного оборудования (компенсирующих устройств) поэтому оно относится к техническим мероприятиям с целевым эффектом;

– снижение активного сопротивления элемента сети. Для линий электропередачи достигается либо увеличением сечения проводов или жил кабелей (напомним из Том 1, что активное сопротивление проводов и жил кабелей обратно пропорционально сечению), либо увеличением числа трехфазных цепей (сооружением новых линий). Для трансформаторов – либо увеличением номинальной мощности трансформатора, либо увеличением числа параллельно работающих трансформаторов на подстанции. Данные мероприятия относятся к мероприятиям по реконструкции сети и внедряются для увеличения пропускной способности сети по активной мощности или обеспечения показателей качества электроэнергии. Данные мероприятия

очень капиталоемкие и внедрение их только для снижения потерь электроэнергии экономически нецелесообразно. Поэтому мероприятия по реконструкции сети относят к техническим мероприятиям по снижению потерь с сопутствующим эффектом;

- увеличение напряжения в узле сети. Достигается либо увеличением рабочего уровня напряжения в узле с помощью мероприятий по регулированию напряжения (см. гл 4), либо увеличением номинального напряжения сети при ее реконструкции. С другой стороны, условно-постоянные потери мощности прямо пропорциональны уровню напряжения в узлах (см. выражения (5.18) – (5.20)) и при его увеличении также будут возрастать. Поэтому рациональное напряжение в узлах будет определяться в результате оптимизации режима электрической сети по критерию минимума потерь мощности. Поскольку устройства, регулирующие напряжение, уже установлены в электрической сети, то оптимизацию режима электрической сети по напряжению относят к организационным мероприятиям по снижению потерь электроэнергии. Увеличение номинального напряжения – это также мероприятие по реконструкции сети.

Также к организационным мероприятиям относят:

- оптимизацию рабочих схем сетей: выбор мест размыкания замкнутых сетей, перераспределение нагрузок между подстанциями. В результате перераспределения мощностей по элементам сети загружают малозагруженные элементы и разгружают перегруженные, что приведет к снижению суммарных потерь мощности во всей сети;

- оптимизацию состава включенного оборудования: отключение в режиме малых нагрузок части параллельно включенного оборудования. В режиме малых нагрузок условно-постоянные потери могут оказаться больше нагрузочных, поэтому при отключении части оборудования будет наблюдаться снижение условно-постоянных потерь мощности и рост нагрузочных. Если в абсолютном выражении нагрузочные потери в рассматриваемом режиме меньше условно-постоянных, это приведет к снижению суммарных потерь;

- выравнивание загрузки фаз линий;

- и др.

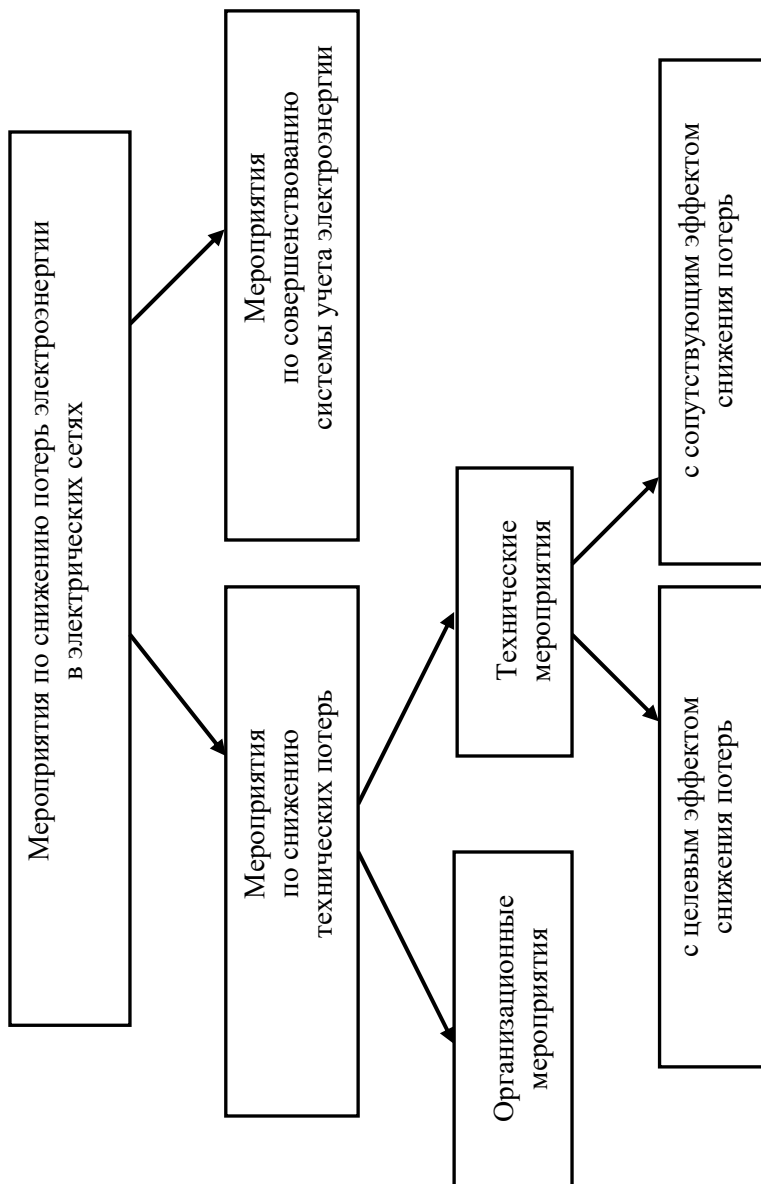


Рис. 5.11. Структура мероприятий по снижению потерь электроэнергии

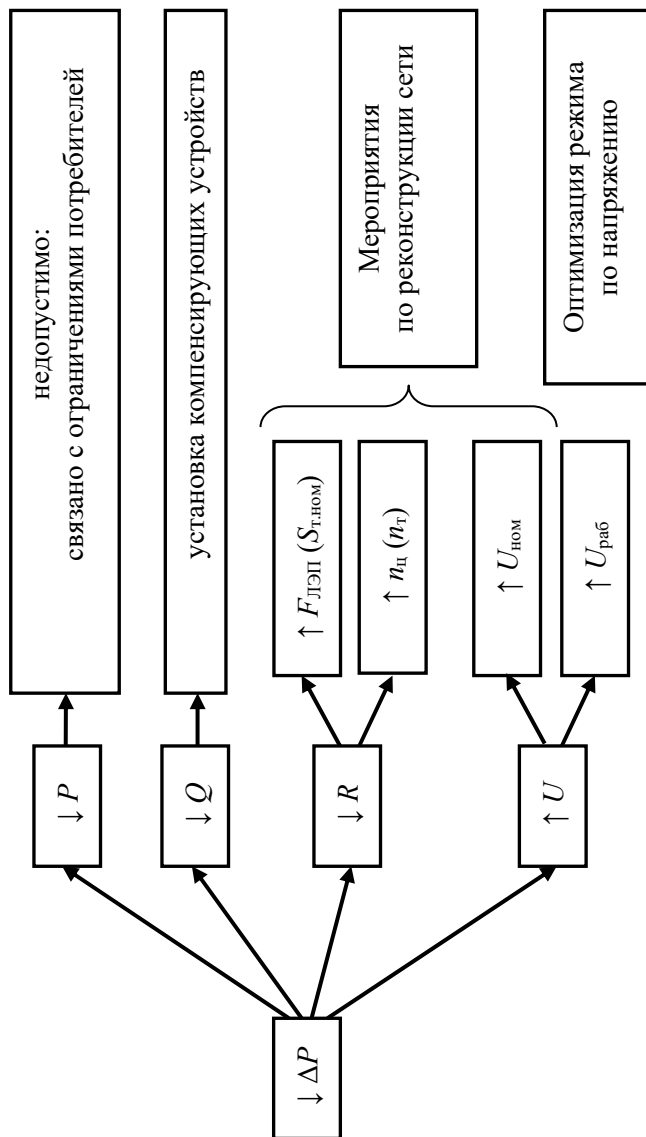


Рис. 5.12. Направления снижения нагрузочных потерь электроэнергии в элементе электрической сети

К техническим мероприятиям с целевым эффектом снижения потерь также относят регулирование потоков мощностей в замкнутых сетях с помощью дополнительной установки устройств продольной компенсации или последовательных регулировочных трансформаторов. Эффект аналогичен организационным мероприятиям по оптимизации рабочих схем сетей, но для его достижения требуется установка дополнительных устройств;

Известно множество мероприятий по совершенствованию системы учета электроэнергии, но постоянно появляются новые как ответ электросетевых компаний новым составляющим коммерческих потерь и новым способам хищений электроэнергии, которые напрямую определяются человеческим фактором. По этой причине ограничимся только перечислением основных мероприятий по совершенствованию системы учета электроэнергии, большинство из которых не нуждается в каких-либо дополнительных пояснениях.

К мероприятиям по совершенствованию учета электроэнергии и метрологического обеспечения измерений относят:

- замена измерительных трансформаторов на трансформаторы с улучшенными характеристиками и номинальными параметрами, соответствующими фактическим нагрузкам;
- замена существующих приборов учета на приборы с улучшенными характеристиками;
- перевод цепей учета на отдельные обмотки трансформаторов тока;
- установка приборов технического учета электроэнергии на радиальных линиях, отходящих от подстанций (головной учет) для повышения точности расчета технических потерь;
- периодические проверки условий работы электросчетчиков у потребителей и выявление хищений электроэнергии;
- установка на границах балансовой принадлежности сетевой компании недостающих приборов учета, если они установлены в другом месте;
- внедрение автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии АИИС КУЭ как на подстанциях так и у потребителей;
- и др.

Перечислим основные мероприятия по совершенствованию организации работ по повышению достоверности определения потребленной электроэнергии:

- создание баз данных по потребителям электроэнергии;
- выявление участков сети с высоким уровнем коммерческих потерь электроэнергии;
- замена вводов в здания, выполненных неизолированными проводами, на кабели или изолированные провода от опоры воздушной линии до счетчика потребителя для исключения хищений электроэнергии набросом на неизолированные провода;
- вынос учета электроэнергии в шкафы учета за границы частного владения, доступ к которому будет иметь только контроллер;
- исключение самосъема показаний счетчиков у бытовых потребителей, выставление счетов по факту потребления, выставление счетов на предоплату;
- организация контроля съема показаний счетчиков у юридических лиц не реже 1 раза в квартал, у физических лиц не реже 1 раза в год;
- контроль и анализ средней оплаты за электроэнергию у потребителей;
- организация равномерного снятия показаний счетчиков строго в установленные сроки по группам потребителей;
- проведение рейдов по выявлению неучтенной электроэнергии (хищений);
- и др.

Примеры решения задач

Задача 5.1. Для трех графиков нагрузки, приведенных на рис. 5.13, определить число часов наибольших потерь мощности. Расчеты выполнить двумя способами – непосредственно по графикам и по эмпирической формуле (5.13).

Решение. Рассчитаем значения τ непосредственно из графиков. Для первого графика нагрузки, воспользовавшись формулой (5.9), получим:

$$\tau = \sum_{(i)} \frac{P_i^2 \Delta t_i}{P_{нб}^2} =$$

$$= \frac{1^2 \cdot 1752 + 0,7^2 \cdot 1752 + 0,4^2 \cdot 1752 + 0,2^2 \cdot 1752 + 0,1^2 \cdot 1752}{1^2} = 2978 \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

Аналогично рассчитаем значение τ для второго и третьего графика нагрузки (см. табл. 5.1).

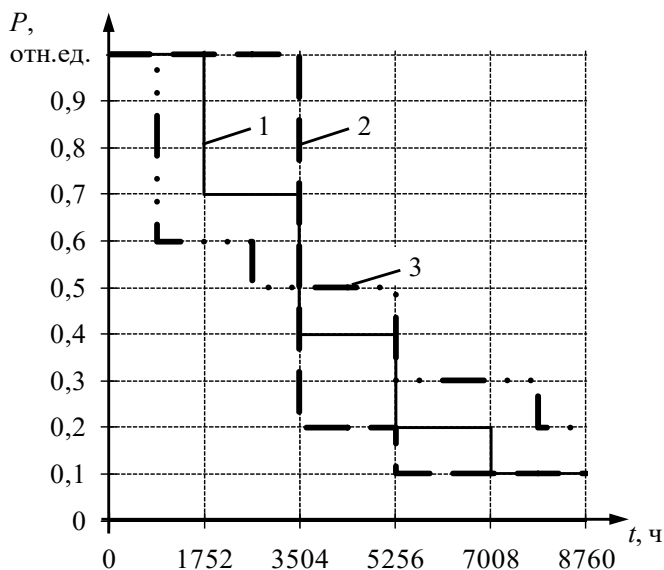


Рис. 5.13. Годовые графики нагрузки по продолжительности

Таблица 5.1

Результаты определения τ по формулам (5.9) и (5.13)

Формула	Значения τ_0 для графика по рис. 5.13		
	Номер графика		
	1	2	3
(5.9)	2978	3609	2435
(5.13)	2751	2751	2751

Для расчета τ по эмпирической формуле (5.13) необходимо определить число часов использования наибольших нагрузок для заданных графиков. В соответствии с выражением (5.11) получим:

$$T_{\text{нб}} = \frac{W}{P_{\text{нб}}} = \frac{\sum_{(i)} P_i \Delta t_i}{P_{\text{нб}}} = \frac{1 \cdot 1752 + 0,7 \cdot 1752 + 0,4 \cdot 1752 + 0,2 \cdot 1752 + 0,1 \cdot 1752}{1} = 4205 \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

В свою очередь:

$$\tau = \frac{1}{3} T_{\text{нб}} + \frac{2}{3} \frac{T_{\text{нб}}^2}{8760} = \frac{1}{3} \cdot 4205 + \frac{2}{3} \cdot \frac{4205^2}{8760} = 2751 \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

Повторив расчеты для второго и третьего графика нагрузки, получим, что для них число часов использования наибольших нагрузок также равно 4205 ч/год. Таким образом, при использовании формулы (5.13) для этих трех графиков будут одинаковы значения τ , а, следовательно, будут одинаковы и потери электроэнергии.

Как и следовало ожидать, применение эмпирической формулы по расчету τ приводит к неточному результату, причем степень расхождения зависит от конфигурации графика нагрузки. Так для графиков нагрузки, приведенных на рис. 5.13, погрешность расчета τ по эмпирической формуле (5.13) составила соответственно: -7,65, -23,8 и 11,5%.

Задача 5.2. Для электрической сети 220 кВ, схема которой изображена на рис. 5.14, из расчета режима наибольших нагрузок известно: $\Delta P_{\text{Л1}} = 2,23$ МВт, $\Delta P_{\text{т1.нагр}} = 0,328$ МВт, $\Delta P_{\text{т1.х}} = 0,23$ МВт.

Принять удельные среднегодовые потери на корону для воздушных линий 220 кВ, выполненных проводами сечением 300 мм²: $\Delta P_{\text{уд.кор.300}} = 0,84$ кВт/км. Рассчитать суммарные потери активной мощности и годовые потери электроэнергии в рассматриваемой сети.

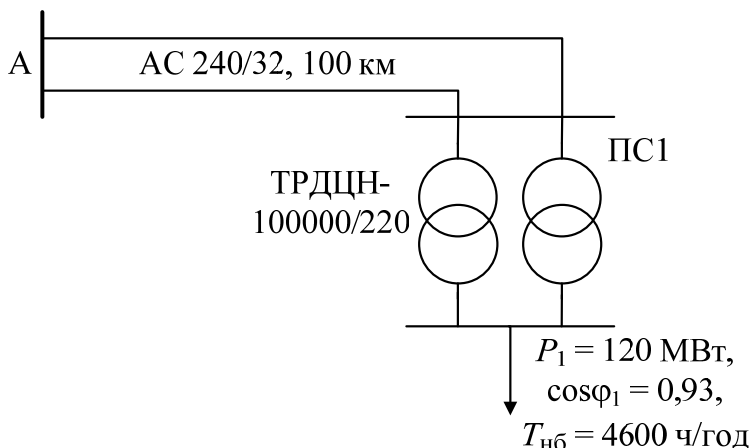


Рис. 5.14. Схема сети

Решение. Рассчитаем потери активной мощности на корону в воздушной линии:

$$\begin{aligned}\Delta P_{\text{кор}A1} &= \Delta P_{\text{уд.кор.300}} \frac{300}{F_{A1}} L_{A1} n_{\text{ц.}A1} = \\ &= 0,84 \cdot \frac{300}{240} \cdot 100 \cdot 2 = 0,21 \text{ МВт.}\end{aligned}$$

Нагрузочные потери активной мощности:

$$\Delta P_{\text{нагр}} = \Delta P_{A1} + \Delta P_{\text{т1.нагр}} = 2,23 + 0,328 = 2,56 \text{ МВт.}$$

Условно-постоянные потери активной мощности:

$$\Delta P_{\text{усл-пост}} = \Delta P_{\text{кор}A1} + \Delta P_{\text{т1.х}} = 0,21 + 0,23 = 0,44 \text{ МВт.}$$

Суммарные потери активной мощности в рассматриваемой сети:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\text{нагр}} + \Delta P_{\text{усл-пост}} = 2,557 + 0,44 = 3,0 \text{ МВт.}$$

Суммарные потери активной мощности в рассматриваемой сети в % от суммарной мощности нагрузки сети:

$$\Delta P_{\Sigma\%} = \frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_1} \cdot 100 = \frac{3,0}{120} \cdot 100 = 2,50 \, \%.$$

Время потерь:

$$\tau = \frac{1}{3} T_{\text{нб}} + \frac{2}{3} \frac{T_{\text{нб}}^2}{8760} = \frac{1}{3} \cdot 4600 + \frac{2}{3} \cdot \frac{4600^2}{8760} = 3144 \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

Нагрузочные годовые потери электроэнергии:

$$\Delta W_{\text{нагр}} = \Delta P_{\text{нагр}} \tau = 2,56 \cdot 3144 = 8048 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Условно-постоянные годовые потери электроэнергии:

$$\Delta W_{\text{усл-пост}} = \Delta P_{\text{усл-пост}} T_{\text{год}} = 0,44 \cdot 8760 = 3854 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Суммарные годовые потери электроэнергии в рассматриваемой сети:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{нагр}} + \Delta W_{\text{усл-пост}} = 8048 + 3854 = 11902 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Суммарная отпущенная потребителям с шин 10 кВ ПС1 электроэнергия:

$$W_{\text{отп1}} = P T_{\text{нб}} = 120 \cdot 4600 = 552000 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Суммарная отпущенная в сеть с шин ПС А электроэнергия:

$$W_{\text{отп в сеть}} = W_{\text{отп1}} + \Delta W_{\Sigma} = 552000 + 11902 = 563902 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Суммарные годовые потери электроэнергии в рассматриваемой сети в % от отпуска в сеть:

$$\Delta W_{\Sigma \%} = \frac{\Delta W_{\Sigma}}{W_{\text{отп в сеть}}} \cdot 100 = \frac{11902}{563902} \cdot 100 = 2,11 \, \%.$$

6. КОНТРОЛЬНЫЕ ЗАДАНИЯ

6.1. Задачи

1. Определите среднюю нагрузку за сутки в относительных единицах по графику нагрузки, представленному на рис. 6.1.

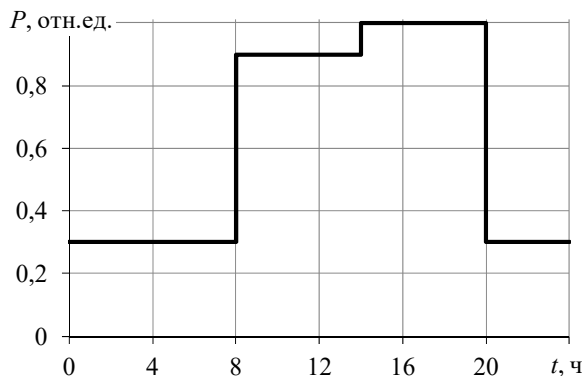


Рис. 6.1. Суточный график нагрузки

2. Определите коэффициент формы графика нагрузки, представленного на рис. 6.2.

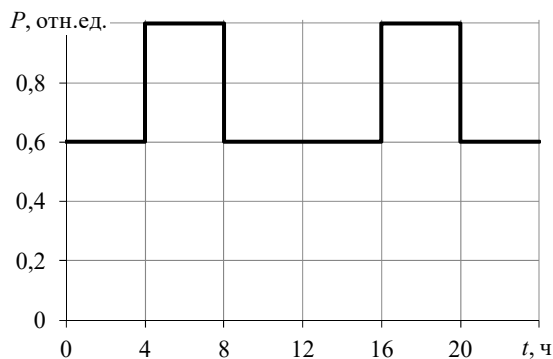


Рис. 6.2. Суточный график нагрузки

3. Определите коэффициент неравномерности и коэффициент заполнения графика нагрузки, представленного на рис. 6.3.

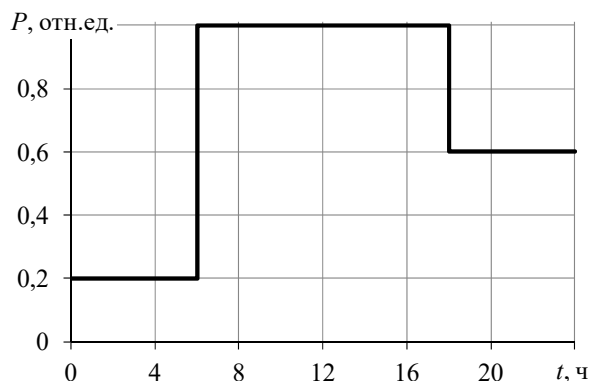


Рис. 6.3. Суточный график нагрузки

4. Определите коэффициент участия максимума нагрузки потребителя 2 в максимуме нагрузки потребителя 1 на основе суточных графиков нагрузки этих потребителей, представленных на рис. 6.4.

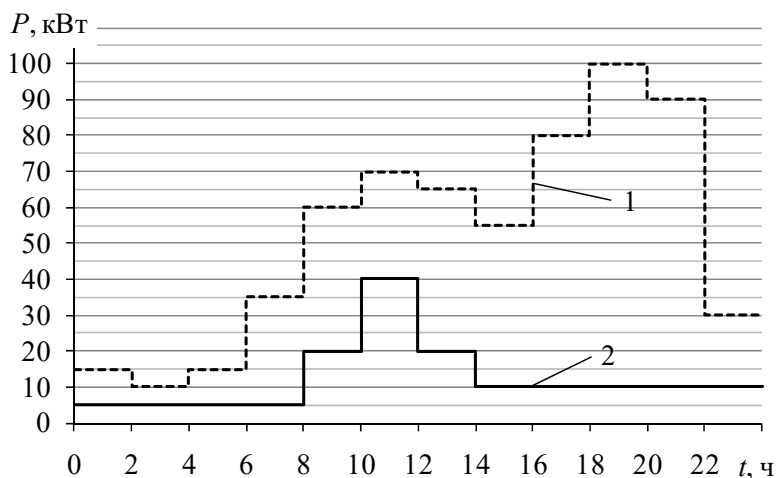


Рис. 6.4. Суточные графики нагрузки двух потребителей

5. Определите на сколько и как изменится активная составляющая потерь мощности в обмотках трансформатора 220/10 кВ (рис. 6.5) после подключения к шинам низшего напряжения батареи статических конденсаторов мощностью 22 Мвар. Значение нагрузки на шинах низшего напряжения $88 + j88$ МВ·А. Параметры трансформатора:

- активное сопротивление обмоток 12 Ом;
- реактивное сопротивление обмоток 100 Ом;
- активные потери холостого хода 500 кВт;
- реактивные потери холостого хода 5 Мвар.

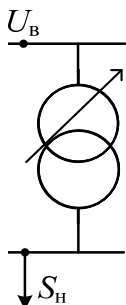


Рис. 6.5. Однотрансформаторная подстанция

6. Определите на сколько и как изменится падение напряжения в линии электропередачи электрической сети 220 кВ, приведенной на рис. 6.6, при установке шунтирующих реакторов мощностью 70 Мвар на шинах 10 кВ. Исходные данные: линия А1 – провод АС 400/51, длина 100 км; трансформатор ТРДЦН-160000/220; напряжение на шинах источника питания $U_A = 230$ кВ.

7. Напряжение на шинах среднего напряжения автотрансформатора (рис. 6.7), приведенное к стороне высшего напряжения, (до идеального трансформатора) составляет 222 кВ. Определите, какое напряжение будет на стороне среднего напряжения, если номер отпайки РПН –5.

Данные автотрансформатора: $U_{BH} = 230$ кВ, $U_{CH} = 121$ кВ, $U_{HH} = 11$ кВ, диапазон регулирования устройства РПН $\pm 6 \times 2\%$.

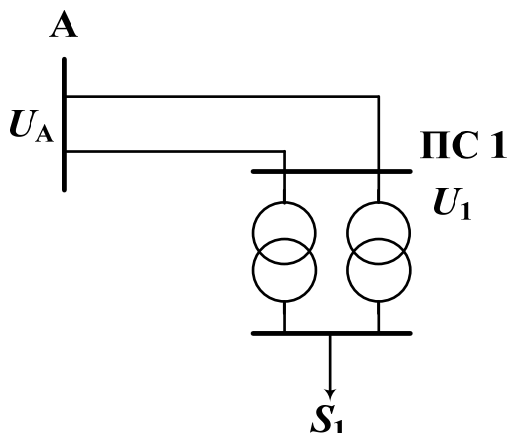


Рис. 6.6. Схема сети

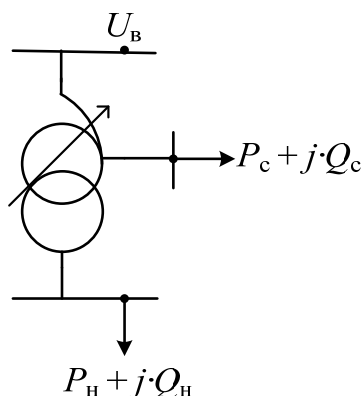


Рис. 6.7. Однотрансформаторная подстанция

8. Напряжение на шинах среднего напряжения трехобмоточного трансформатора (рис. 6.8) составляет 36 кВ. Определите, какое напряжение должно быть на стороне среднего напряжения, приведенное к стороне высшего напряжения, (до идеального трансформатора), если номер отпайки РПН 2, номер отпайки ПБВ –1.

Данные трехобмоточного трансформатора: $U_{BH} = 121$ кВ, $U_{CH} = 38,5$ кВ, $U_{HH} = 11$ кВ, диапазон регулирования устройства РПН $\pm 8 \times 1,5\%$, устройства ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$.

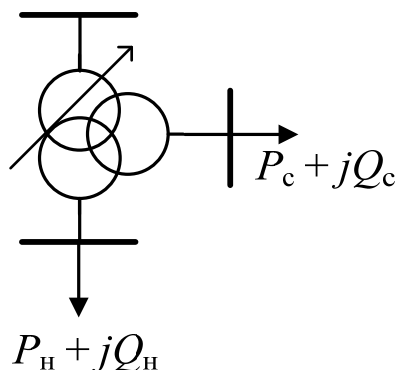


Рис. 6.8. Однотрансформаторная подстанция

9. Напряжение на шинах низшего напряжения трансформаторов составляет 10,3 кВ. Данные трансформаторов: $U_{\text{вн}} = 115$ кВ, $U_{\text{нн}} = 10,5$ кВ, диапазон регулирования устройства РПН $\pm 9 \times 1,78\%$.

Определите, какое напряжение должно быть на стороне низкого напряжения трансформаторов (рис. 6.9), приведенное к стороне высшего напряжения, (до идеального трансформатора), если номер отпайки РПН – 3.

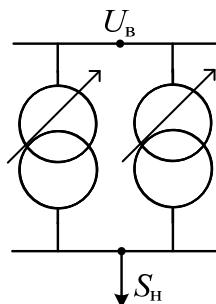


Рис. 6.9. Двухтрансформаторная подстанция

10. Из расчета режима наибольших нагрузок известно, что напряжение на стороне низшего напряжения трансформатора, приведенное к стороне высшего напряжения, (до идеального трансформатора) составляет 118 кВ (рис. 6.10).

Данные трансформатора: $U_{\text{вн}} = 115 \text{ кВ}$, $U_{\text{нн}} = 10,5 \text{ кВ}$, диапазон регулирования устройства РПН $\pm 9 \times 1,78\%$.

Определите максимальный номер отпайки РПН трансформатора для выполнения требования п. 1.2.23 Правил устройства электроустановок.

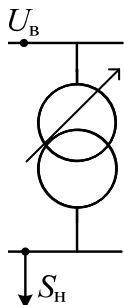


Рис. 6.10. Однотрансформаторная подстанция

11. Из расчета режима наименьших нагрузок известно, что напряжение на стороне низшего напряжения трансформаторов, приведенное к стороне высшего напряжения, (до идеального трансформатора) составляет 109 кВ (рис. 6.11).

Данные трансформаторов: $U_{\text{вн}} = 115 \text{ кВ}$, $U_{\text{нн}} = 10,5 \text{ кВ}$, диапазон регулирования устройства РПН $\pm 9 \times 1,78\%$.

Определите минимальный номер отпайки РПН трансформатора для выполнения требования п. 1.2.23 Правил устройства электроустановок.

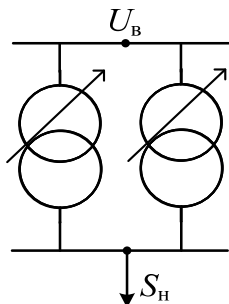


Рис. 6.11. Двухтрансформаторная подстанция

12. Из расчета режимов наибольших нагрузок известно, что напряжение на стороне низшего напряжения автотрансформатора, приведенное к стороне высшего напряжения, (до идеального трансформатора) составляет 212 кВ (рис. 6.12).

Данные автотрансформатора: $U_{\text{вн}} = 230$ кВ, $U_{\text{сн}} = 121$ кВ, $U_{\text{нн}} = 11$ кВ, диапазон регулирования ЛРТ $\pm 10 \times 1,5\%$.

Определите минимальный номер отпайки РПН ЛРТ для выполнения требования п. 1.2.23 Правил устройства электроустановок.

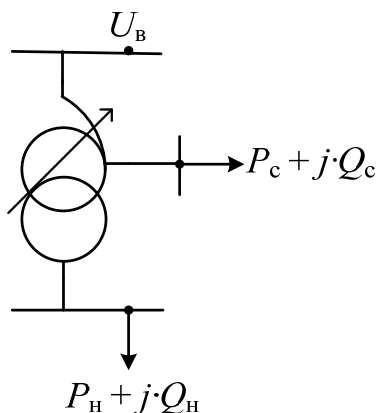


Рис. 6.12. Однотрансформаторная подстанция

13. Из расчета режимов наименьших нагрузок известно, что напряжение на стороне низшего напряжения автотрансформаторов, приведенное к стороне высшего напряжения, (до идеального трансформатора) составляет 215 кВ (рис. 6.13).

Данные автотрансформаторов: $U_{\text{вн}} = 230$ кВ, $U_{\text{сн}} = 121$ кВ, $U_{\text{нн}} = 11$ кВ, диапазон регулирования ЛРТ $\pm 10 \times 1,5\%$.

Определите максимальный номер отпайки РПН ЛРТ для выполнения требования п. 1.2.23 Правил устройства электроустановок.

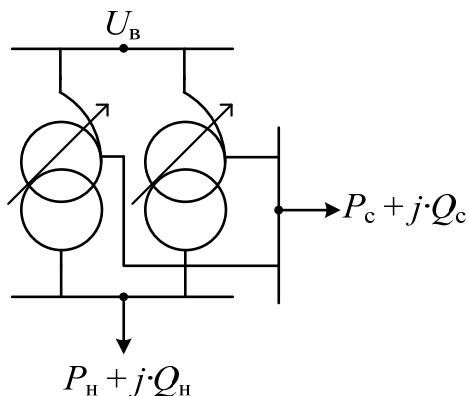


Рис. 6.13. Двухтрансформаторная подстанция

14. Определить число часов использования наибольшей нагрузки $T_{нб}$ для представленного на рис. 6.14 графика нагрузки. График заканчивается на времени 8760 ч.

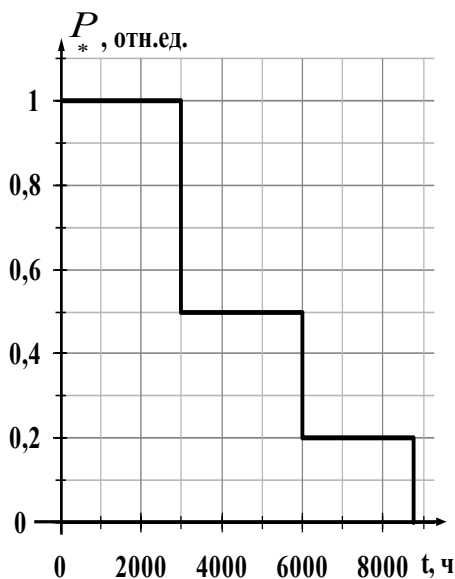


Рис. 6.14. Годовой график нагрузки по продолжительности

15. Определить время потерь τ для представленного на рис. 6.14 графика нагрузки. График заканчивается на времени 8760 ч.

16. Для автотрансформатора (рис. 6.15), установленного на подстанции, известно, что потери мощности холостого хода составляют $0,25 + j2,5$ МВ·А; нагрузочные потери полной мощности в сопротивлении обмоток составляют $1,0 + j2,5$ МВ·А. Число часов использования наибольшей нагрузки $T_{\text{нб}}$ составляет 6000 ч/год. Нагрузка потребителя на шинах низшего напряжения равна $4 + j3$ МВ·А, среднего напряжения – $8 + j6$ МВ·А. Определите годовые потери электроэнергии в %.

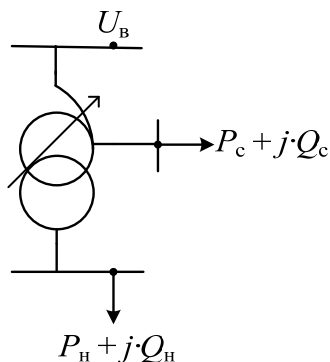


Рис. 6.15. Однотрансформаторная подстанция

17. Для воздушной линии (рис. 6.16) известно, что потери активной мощности на корону составляют 150 кВт; нагрузочные потери полной мощности в сопротивлении составляют $1,0 + j2,5$ МВ·А. Число часов использования наибольшей нагрузки $T_{\text{нб}}$ составляет 4000 ч/год. Нагрузка потребителя в конце линии равна $10 + j5$ МВ·А. Определите годовые потери электроэнергии в %.

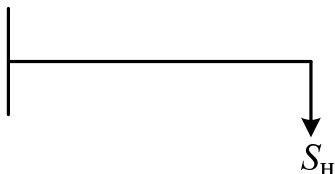


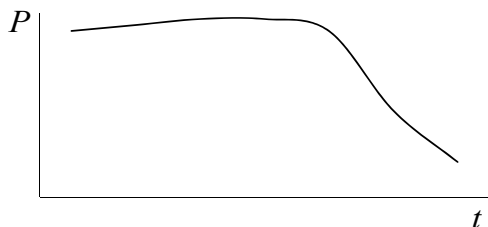
Рис. 6.16. Схема сети

6.2. Тесты

Необходимо в каждом вопросе выбрать один вариант правильного ответа, если не написано другого.

По главе 1

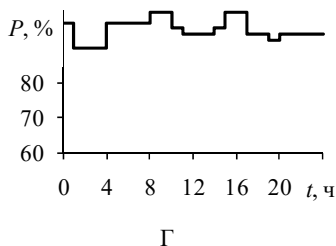
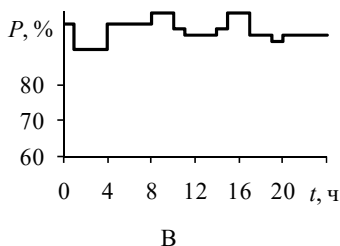
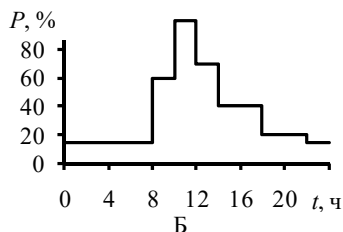
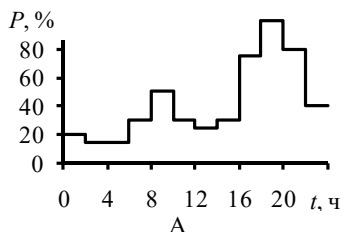
1. На рисунке приведен характерный график нагрузки.



- *суточный*
- *недельный*
- *месячный*

- *суточный*
- *недельный*
- *месячный*

2. Укажите график нагрузки односменной школы.

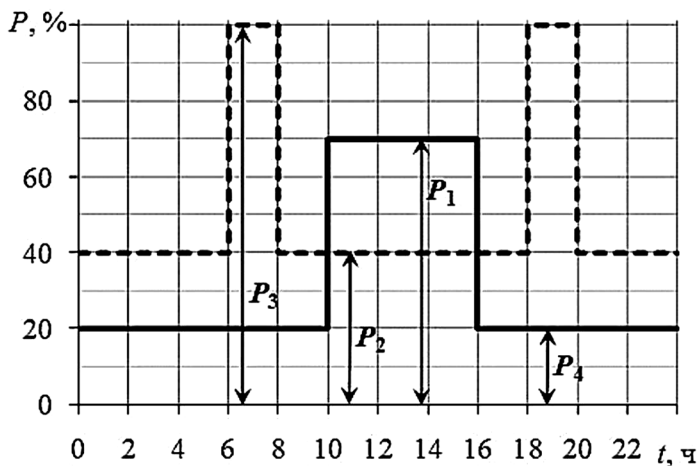


- *A*
- *B*

- *B*
- *Г*

- *среди приведенных графиков*

3. Коэффициент участия в максимуме для графиков двух потребителей, приведенных на рисунке, определяется:



- | | | | |
|---------------------|---------------------|---------------------|-------|
| • $\frac{P_1}{P_2}$ | • $\frac{P_1}{P_4}$ | • $\frac{P_2}{P_3}$ | • 1,0 |
| • $\frac{P_3}{P_4}$ | • $\frac{P_3}{P_2}$ | • $\frac{P_3}{P_1}$ | • 0,0 |
| • $\frac{P_2}{P_1}$ | • $\frac{P_1}{P_3}$ | • $\frac{P_4}{P_1}$ | |
| • $\frac{P_4}{P_3}$ | • $\frac{P_2}{P_4}$ | • $\frac{P_4}{P_2}$ | |

4. Коэффициент неравномерности графика нагрузки (α) определяется по выражению: ...,

где $P_{\text{нб}}$ – наибольшая нагрузка; $P_{\text{нм}}$ – наименьшая нагрузка; $P_{\text{ср}}$ – средняя нагрузка; $P_{\text{ск}}$ – среднеквадратичная нагрузка.

- | | | | |
|---|---|---|---|
| • $\frac{P_{\text{нм}}}{P_{\text{ср}}}$ | • $\frac{P_{\text{ск}}}{P_{\text{ср}}}$ | • $\frac{P_{\text{нб}}}{P_{\text{ср}}}$ | • $\frac{P_{\text{ск}}}{P_{\text{нб}}}$ |
| • $\frac{P_{\text{нб}}}{P_{\text{нм}}}$ | • $\frac{P_{\text{нм}}}{P_{\text{нб}}}$ | • $\frac{P_{\text{нб}}}{P_{\text{ск}}}$ | |
| • $\frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{нб}}}$ | • $\frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{нм}}}$ | • $\frac{P_{\text{ск}}}{P_{\text{нм}}}$ | |

где $P_{\text{нб}}$ – наибольшая нагрузка; $P_{\text{нм}}$ – наименьшая нагрузка; $P_{\text{ср}}$ – средняя нагрузка; $P_{\text{ск}}$ – среднеквадратичная нагрузка.

$$\begin{array}{cccc} \bullet \frac{P_{\text{HM}}}{P_{\text{cp}}} & \bullet \frac{P_{\text{CK}}}{P_{\text{cp}}} & \bullet \frac{P_{\text{H}\overline{\text{O}}}}{P_{\text{cp}}} & \bullet \frac{P_{\text{CK}}}{P_{\text{H}\overline{\text{O}}}} \\ \bullet \frac{P_{\text{H}\overline{\text{O}}}}{P_{\text{HM}}} & \bullet \frac{P_{\text{HM}}}{P_{\text{H}\overline{\text{O}}}} & \bullet \frac{P_{\text{H}\overline{\text{O}}}}{P_{\text{CK}}} & \\ \bullet \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{H}\overline{\text{O}}}} & \bullet \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{HM}}} & \bullet \frac{P_{\text{CK}}}{P_{\text{HM}}} & \end{array}$$

где $P_{\text{нб}}$ – наибольшая нагрузка; $P_{\text{нм}}$ – наименьшая нагрузка; $P_{\text{ср}}$ – средняя нагрузка; $P_{\text{ск}}$ – среднеквадратичная нагрузка.

$$\begin{array}{cccc} \bullet \frac{P_{\text{HM}}}{P_{\text{cp}}} & \bullet \frac{P_{\text{CK}}}{P_{\text{cp}}} & \bullet \frac{P_{\text{H}\bar{6}}}{P_{\text{cp}}} & \bullet \frac{P_{\text{CK}}}{P_{\text{H}\bar{6}}} \\ \bullet \frac{P_{\text{H}\bar{6}}}{P_{\text{HM}}} & \bullet \frac{P_{\text{HM}}}{P_{\text{H}\bar{6}}} & \bullet \frac{P_{\text{H}\bar{6}}}{P_{\text{CK}}} & \\ \bullet \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{H}\bar{6}}} & \bullet \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{HM}}} & \bullet \frac{P_{\text{CK}}}{P_{\text{HM}}} & \end{array}$$

- $0 \leq P \leq P_{\text{нм}}$
- $0 \leq P \leq P_{\text{ср}}$
- $0 \leq P \leq P_{\text{нб}}$
- $P_{\text{нм}} \leq P \leq P_{\text{ср}}$
- $P_{\text{нм}} \leq P \leq P_{\text{нб}}$
- $P_{\text{ср}} \leq P \leq P_{\text{нб}}$
- среди ответов нет верного

- $0 \leq P \leq P_{\text{нм}}$
- $0 \leq P \leq P_{\text{ср}}$
- $0 \leq P \leq P_{\text{нб}}$
- $P_{\text{нм}} \leq P \leq P_{\text{ср}}$
- $P_{\text{нм}} \leq P \leq P_{\text{нб}}$
- $P_{\text{ср}} \leq P \leq P_{\text{нб}}$
- *среди ответов нет верного*

9. Пиковая часть суточного графика нагрузки расположена в диапазоне:

- $0 \leq P \leq P_{\text{нм}}$
- $0 \leq P \leq P_{\text{ср}}$
- $0 \leq P \leq P_{\text{нб}}$
- *среди ответов нет верного*
- $P_{\text{нм}} \leq P \leq P_{\text{ср}}$
- $P_{\text{нм}} \leq P \leq P_{\text{нб}}$
- $P_{\text{ср}} \leq P \leq P_{\text{нб}}$

10. В каком диапазоне может принимать значения коэффициент неравномерности графика нагрузки:

- $0 \leq k \leq 1$
- $-1 \leq k \leq 1$
- $0 \leq k$
- $1 \leq k$
- $0,5 \leq k \leq 1,5$

11. В каком диапазоне может принимать значения коэффициент заполнения графика нагрузки:

- $0 \leq k \leq 1$
- $1 \leq k$
- $-1 \leq k \leq 1$
- *среди ответов нет верного*
- $0 \leq k$
- $0,5 \leq k \leq 1,5$

12. В каком диапазоне может принимать значения коэффициент формы графика нагрузки:

- $0 \leq k \leq 1$
- $1 \leq k$
- $-1 \leq k \leq 1$
- $0 \leq k$
- $0,5 \leq k \leq 1,5$

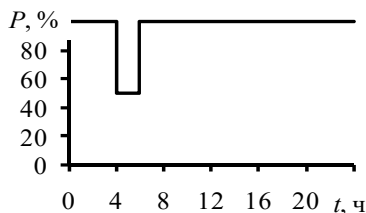
13. В каком диапазоне может принимать значения коэффициент участия в максимуме:

- $0 \leq k \leq 1$
- $1 \leq k$
- $-1 \leq k \leq 1$
- $0 \leq k$
- $0,5 \leq k \leq 1,5$

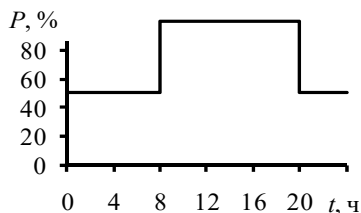
14. Как соотносятся значения коэффициента неравномерности графика нагрузки α и коэффициента заполнения графика нагрузки β :

- $\alpha \leq \beta$
- $\alpha \geq \beta$
- $\alpha = \beta / 2$
- $\alpha = 2\beta$
- $\alpha = \beta$
- *среди ответов нет верного*

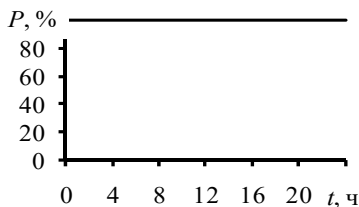
15. Выберите график, соответствующий условию:



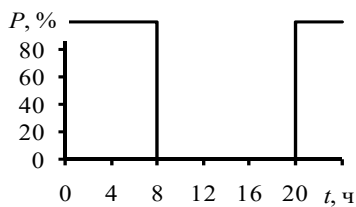
A



Б



B



Г

а) коэффициент неравномерности графика нагрузки $\alpha = 0,5$, коэффициент заполнения графика нагрузки $\beta \rightarrow 1,0$:

- A
- Б
- B
- Г
- *среди приведенных графиков нет верного*

б) коэффициент неравномерности графика нагрузки $\alpha = 0,5$, коэффициент заполнения графика нагрузки $\beta = 0,5$:

- A
- Б
- B
- Г
- *среди приведенных графиков нет верного*

16. Средняя мощность определяется по графику нагрузки:

• $\int_0^T P dt$	• $\frac{P_{\text{НМ}} + P_{\text{НБ}}}{2}$
• $\frac{1}{T} \int_0^T P dt$	• $\sqrt{P_{\text{НМ}} \cdot P_{\text{НБ}}}$
• $\sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P^2 dt}$	• $\sqrt{P_{\text{НМ}}^2 \cdot P_{\text{НБ}}^2}$
• $\int_0^T P^2 dt$	

17. Среднеквадратическая мощность определяется по графику нагрузки:

• $\int_0^T P dt$	• $\frac{P_{\text{НМ}} + P_{\text{НБ}}}{2}$
• $\frac{1}{T} \int_0^T P dt$	• $\sqrt{P_{\text{НМ}} \cdot P_{\text{НБ}}}$
• $\sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P^2 dt}$	• $\sqrt{P_{\text{НМ}}^2 \cdot P_{\text{НБ}}^2}$
• $\int_0^T P^2 dt$	

18. Объем переданной электроэнергии можно определить по графику нагрузки:

• $\int_0^T P dt$	• $\frac{P_{\text{НМ}} + P_{\text{НБ}}}{2} \cdot T$
• $\sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P^2 dt}$	• $\frac{1}{T} \int_0^T P^2 dt$
• <i>Объем по графику не определить</i>	

19. График нагрузки подстанции 110/10 кВ в сравнении с графиком нагрузки трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ (выберите несколько правильных вариантов ответа):

- *менее плотный*
- *одинаковой равномерности*
- *более плотный*
- *менее равномерный*
- *одинаковой плотности*
- *более равномерный*

20. Выберите верное описание графика нагрузки при преобладании непромышленной нагрузки (выберите несколько правильных вариантов ответа):

- *зимой суточный максимум наблюдается вечером*
- *зимой утренний и вечерний максимум примерно одинаковы или утренний максимум больше вечернего*
- *недельный график более неравномерный, чем при преобладании промышленной нагрузки*
- *недельный график менее неравномерный, чем при преобладании промышленной нагрузки*

21. Недельный минимум нагрузки наблюдается:

- *утром в понедельник*
- *вечером в пятницу*
- *днем в воскресенье*
- *днем в субботу*
- *в ночь с пятницы на субботу*
- *ночь с субботы на воскресенье*
- *в ночь с воскресенья на понедельник*

22. Выберите верное описание графика нагрузки летом (выберите несколько правильных вариантов ответа):

- *вечерний максимум менее продолжителен, чем зимой*
- *вечерний максимум более продолжителен, чем зимой*
- *суточный график нагрузки более плотный, чем зимой*
- *суточный график нагрузки менее плотный, чем зимой*

23. Выберите верное описание графика нагрузки летом (выберите несколько правильных вариантов ответа):

- *вечерний максимум наступает раньше, чем зимой*
- *вечерний максимум наступает позже, чем зимой*
- *суточный максимум наблюдается в дневные или утренние часы*
- *суточный максимум наблюдается в вечерние часы*

24. В облачные дни в зимний период в сравнении с ясными днями (выберите несколько правильных вариантов ответа):

- *наступление утреннего максимума не изменяется во времени*
- *утренний максимум наступает раньше*
- *утренний максимум наступает позже*
- *дневное снижение нагрузки не изменяется*
- *дневное снижение нагрузки меньше (нагрузка в дневные часы становится больше)*
- *дневное снижение нагрузки больше (нагрузка в дневные часы становится меньше)*

25. В облачные дни в зимний период в сравнении с ясными днями (выберите несколько правильных вариантов ответа):

- *наступление вечернего максимума не изменяется во времени*
- *вечерний максимум наступает раньше*
- *вечерний максимум наступает позже*
- *значение утреннего максимума не изменяется*
- *значение утреннего максимума становится больше*
- *значение утреннего максимума становится меньше*

26. На конфигурацию графиков нагрузки практически не оказывает влияние или вообще не влияет (выберите несколько правильных вариантов ответа):

- | | |
|------------------------------|------------------------------|
| • <i>температура воздуха</i> | • <i>температура воздуха</i> |
| • <i>скорость ветра</i> | • <i>скорость ветра</i> |
| • <i>день недели</i> | • <i>день недели</i> |

По главе 2

1. При повышении частоты питающего напряжения, срок службы асинхронного двигателя:

- *снижается*
- *повышается*
- *не изменяется*
- *может как повышаться, так и понижаться*

2. При снижении напряжения на зажимах асинхронного двигателя, который работает с номинальной механической нагрузкой, срок службы:

- *снижается*
- *повышается*
- *не изменяется*
- *может как повышаться, так и понижаться*

3. При повышении частоты питающего напряжения производительность осветительной нагрузки (световой поток):

- *снижается*
- *повышается*
- *не изменяется*
- *может как повышаться, так и понижаться*

4. При повышении уровня питающего напряжения, срок службы осветительной установки:

- *снижается*
- *повышается*
- *не изменяется*
- *может как повышаться, так и понижаться*

5. При повышении частоты питающего напряжения на зажимах теплоэлектрического нагревательного элемента (ТЭН), который является чисто активной нагрузкой:

- *повышается температура ТЭН-а*
- *снижается температура ТЭН-а*

- температура ТЭН-а может как повыситься, так и понизиться
- температура ТЭН-а не изменится

6. Производительность асинхронного двигателя:

- зависит от частоты питающего напряжения и не зависит от уровня питающего напряжения
- зависит от уровня питающего напряжения и не зависит от частоты питающего напряжения
- не зависит и от уровня питающего напряжения, и от частоты питающего напряжения
- зависит и от уровня питающего напряжения, и от частоты питающего напряжения

7. При повышении напряжения на зажимах асинхронного двигателя, который работает с номинальной механической нагрузкой, срок службы:

- снижается
- повышается
- не изменяется
- может как повышаться, так и понижаться

8. Каким показателем качества электроэнергии нормируются медленные изменения напряжения:

- положительные и отрицательные отклонения напряжения
- установившееся значение отклонения напряжения
- номинальное значение напряжения
- текущий уровень напряжения

9. Отклонение частоты определяется по выражению:

- $\Delta f = f_y - f_{\text{ном}}$
- $\Delta f = f_{\text{ном}} - f_y$
- $\Delta f = \frac{f_y - f_{\text{ном}}}{f_{\text{ном}}}$
- $\Delta f = \frac{f_{\text{ном}} - f_y}{f_{\text{ном}}}$

10. Предельно допустимое значение положительного медленного изменения напряжения составляет:

- $\delta U(+) = 10\%$
- $\delta U(+) = -10\%$
- $\delta U(+) = 5\%$
- $\delta U(+) = -5\%$

11. Установившееся значение частоты в электроэнергетической системе:

- *во всех узлах одинаково*
- *выше у крупных (более 1 ГВт установленной мощности) станций*
- *ниже у крупных (более 50 МВт установленной мощности) потребителей*
- *у генераторов выше, у потребителей ниже*

12. Предельно допустимое значение отклонения частоты:

- $\pm 0,2 \text{ Гц}$
- $\pm 0,4 \text{ Гц}$
- $\pm 0,2\%$
- $\pm 0,4\%$

13. Нормативно нормально допустимое значение отклонения частоты не может быть превышено в течении:

- *95% времени*
- *100% времени*
- *5% времени*
- *0% времени*

14. Нормативно предельно допустимое значение отклонения частоты не может быть превышено в течении:

- *95% времени*
- *100% времени*
- *5% времени*
- *0% времени*

15. В каких узлах сети нормируются положительные и отрицательные отклонения напряжения:

- *в точках передачи (поставки) электроэнергии*
- *во всех узлах электрической сети*
- *на шинах станций*
- *на зажимах электроприемников*

16. Частота электрического напряжения в электроэнергетической системе зависит:

- *от баланса активной мощности*
- *баланса реактивной мощности*
- *уровня напряжения в узле*
- *напряжения, приложенного к обмотке возбуждения синхронного генератора*

17. Напряжение в узле электрической сети зависит в большей степени:

- *от баланса активной мощности в этом узле*
- *баланса реактивной мощности в этом узле*
- *уровня частоты в этом узле*
- *механического момента, приложенного к рабочему колесу турбины генератора*

18. Для повышения напряжения на зажимах генератора необходимо:

- *увеличить ток в обмотке возбуждения генератора*
- *снизить ток в обмотке возбуждения генератора*
- *увеличить механический момент в турбине*
- *снизить механический момент в турбине*

19. Если в узле приходная составляющая баланса реактивной мощности увеличилась при неизменной расходной:

- *то напряжение в узле повысилось*
- *напряжение в узле снизилось*
- *частота в узле повысилась*
- *частота в узле снизилась*

20. Для увеличения выработки активной мощности генератором необходимо:

- *увеличить ток в обмотке возбуждения генератора*
- *снизить ток в обмотке возбуждения генератора*
- *увеличить механический момент в турбине*
- *снизить механический момент в турбине*

21. Нарушение баланса реактивной мощности:

- *приведет к изменению частоты*
- *приведет к изменению напряжения в узлах сети*
- *не приведет к изменению показателей качества электроэнергии*
- *приведет к нарушению баланса активной мощности*

22. Изменение скорости вращения ротора генераторов электростанций:

- *приведет к изменению частоты*
- *приведет к изменению напряжения в узлах сети*
- *не приведет к изменению показателей качества электроэнергии*
- *приведет к нарушению баланса реактивной мощности*

23. Внезапное подключение к энергосистеме мощного потребителя вызовет:

- *возрастание частоты тока*
- *уменьшение частоты тока*
- *частота тока от этого не изменится*
- *частота тока изменится, может как возрасти, так и уменьшиться*

24. Внезапное отключение в энергосистеме мощного генератора вызовет:

- *возрастание частоты тока*
- *уменьшение частоты тока*
- *частота тока от этого не изменится*
- *частота тока изменится, может как возрасти, так и уменьшиться*

25. Включение в энергосистеме в работу мощных батарей статических конденсаторов вызовет:

- *возрастание частоты тока*
- *уменьшение частоты тока*
- *частота тока от этого не изменится*
- *частота тока изменится, может как возрасти, так и уменьшиться*

26. Функции регулирования частоты в энергосистеме, как правило, выполняют

- *ГЭС*
- *АЭС*
- *ТЭЦ*
- *КЭС*
- *все перечисленные типы станций*

27. В покрытии пиковой части графика нагрузки, как правило, участвуют (выберите несколько правильных вариантов ответа)

- *ГЭС*
- *ГАЭС*
- *АЭС*
- *ТЭЦ*
- *КЭС*

28. Распределение электростанций по зонам суточного графика нагрузки (базовая\полупиковая\пиковая) в первую очередь осуществляют по критерию:

- *маневренности*
- *экономичности*
- *экологичности*
- *безопасности*

29. Наличие электростанций данного типа в энергосистеме позволяет уменьшить неравномерность суточного графика нагрузки (увеличить значение коэффициента неравномерности):

- ГЭС
- ГАЭС
- АЭС
- ТЭЦ
- КЭС

30. ГЭС могут участвовать в покрытии базовой части суточного графика нагрузки по следующей причине:

- необходимость обеспечения условий судоходства
- ГЭС – низкоманевренные
- за использование воды не надо платить в отличие от сжигания газа или угля
- ГЭС не работают в базовой части графика нагрузки

31. Располагаемая активная мощность электростанций меньше установленной за счет (выберите несколько правильных вариантов ответа):

- потеря активной мощности в электрической сети
- собственных нужд электростанций
- резервов мощности
- неиспользуемой мощности
- не равенства коэффициентов реактивной мощности генераторов 1,0
- выработки генераторами реактивной мощности

32. Ошибка в прогнозе нагрузки потребителей при составлении баланса активной мощности заложена:

- в аварийном резерве
- оперативном резерве
- резерве мощности потребителей
- неиспользуемой мощности электростанций
- расходе на собственные нужды

33. Возможное внезапное отключение генерирующего агрегата при составлении баланса активной мощности заложено:

- *в аварийном резерве*
- *нагрузочном резерве*
- *резерве мощности потребителей*
- *неиспользуемой мощности электростанций*
- *расходе на собственные нужды*
- *ремонтном резерве*

34. Баланс активной мощности в энергосистеме выполняется, если отклонение располагаемой мощности от требуемой не превышает

- *половины мощности самого крупного агрегата*
- *половины мощности самого мелкого агрегата*
- *удвоенную мощность самого крупного агрегата*
- *удвоенную мощность самого мелкого агрегата*
- *0,1% располагаемой мощности*
- *1% располагаемой*
- *5% располагаемой*

По главе 3

1. Наибольший коэффициент мощности из перечисленных электроприемников:

- *нагревательные приборы*
- *сварочные трансформаторы*
- *вентиляторы*
- *насосы*

2. Наибольший коэффициент реактивной мощности из перечисленных электроприемников:

- *нагревательные приборы*
- *сварочные трансформаторы*
- *вентиляторы*
- *насосы*

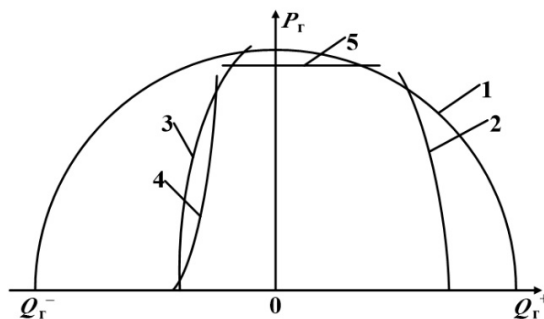
3. На представленной P - Q диаграмме генератора:

а) линия 1 является ограничением:

- по нагреву обмотки статора
- нагреву обмотки ротора
- наибольшей мощности турбины
- статической устойчивости
- нагреву торцевых частей статора
- минимальной мощности турбины
- нагреву торцевых частей ротора

б) линия 4 является ограничением:

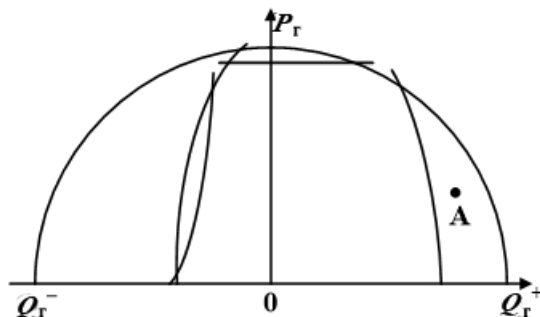
- по нагреву обмотки статора
- нагреву обмотки ротора
- наибольшей мощности турбины
- статической устойчивости
- нагреву торцевых частей статора
- минимальной мощности турбины
- нагреву торцевых частей ротора



4. Работа турбогенератора в точке А, указанной на P - Q диаграмме генератора, длительно невозможна из-за ограничений:

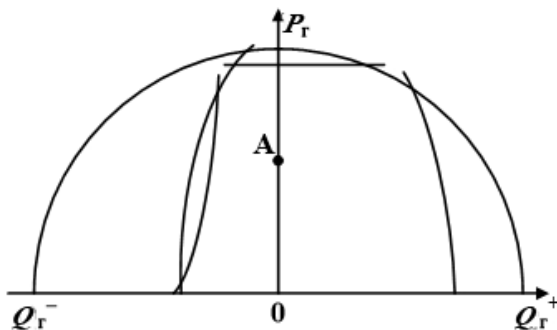
- по нагреву обмотки статора
- нагреву обмотки ротора
- наибольшей мощности турбины
- статической устойчивости
- нагреву торцевых частей статора

- минимальной мощности турбины
- нагреву торцевых частей ротора
- работа в точке A возможна



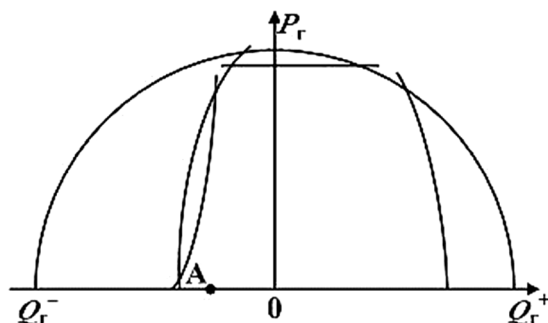
5. Работа турбогенератора в точке A , указанной на P - Q диаграмме генератора, длительно невозможна из-за ограничений:

- по нагреву обмотки статора
- нагреву обмотки ротора
- наибольшей мощности турбины
- статической устойчивости
- нагреву торцевых частей статора
- минимальной мощности турбины
- нагреву торцевых частей ротора
- работа в точке A возможна

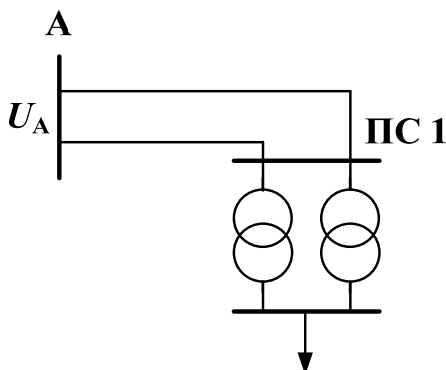


6. Работа турбогенератора в точке А, указанной на $P-Q$ диаграмме генератора, длительно невозможна из-за ограничений:

- по нагреву обмотки статора
- нагреву обмотки ротора
- наибольшей мощности турбины
- статической устойчивости
- нагреву торцевых частей статора
- минимальной мощности турбины
- нагреву торцевых частей ротора
- работа в точке А возможна



7. Для представленной схемы сети:



а) при включении батарей статических конденсаторов на шинах высшего напряжения ПС 1 потери реактивной мощности в трансформаторах ПС 1:

- увеличатся
- уменьшатся
- не изменятся
- изменятся, могут как увеличиться, так и уменьшиться

б) при включении синхронного компенсатора в режиме перевозбуждения на шинах низшего напряжения ПС 1 потери активной мощности в линии:

- увеличатся
- уменьшатся
- не изменятся
- изменятся, могут как увеличиться, так и уменьшиться

в) при включении батарей статических конденсаторов на шинах источника питания А потери активной мощности в трансформаторах ПС 1:

- увеличатся
- уменьшатся
- не изменятся
- изменятся, могут как увеличиться, так и уменьшиться

г) при включении шунтирующих реакторов на шинах низшего напряжения ПС 1 потери активной мощности в линии:

- увеличатся
- уменьшатся
- не изменятся
- изменятся, могут как увеличиться, так и уменьшиться

д) при включении шунтирующих реакторов на шинах высшего напряжения ПС 1 напряжение на шинах низшего напряжения подстанции:

- увеличатся
- уменьшатся
- не изменятся
- изменятся, могут как увеличиться, так и уменьшиться

е) при включении синхронного компенсатора в режиме перевозбуждения на шинах низшего напряжения ПС 1 реактивная мощность, выдаваемая в сеть с шин источника питания в сеть:

- *увеличатся*
- *уменьшатся*
- *не изменятся*
- *изменяются, могут как увеличиться, так и уменьшиться*

8. Какое компенсирующее устройство характеризуется отрицательным регулирующим эффектом по напряжению?

- *батарея статических конденсаторов*
- *синхронный компенсатор*
- *статический тиристорный компенсатор*
- *токоограничивающий реактор*
- *дугогасящий реактор*
- *шунтирующий реактор*

9. Какое компенсирующее устройство характеризуется ступенчатым регулированием?

- *батарея статических конденсаторов*
- *синхронный компенсатор*
- *статический тиристорный компенсатор*
- *токоограничивающий реактор*
- *дугогасящий реактор*
- *шунтирующий реактор*

10. Какое компенсирующее устройство характеризуется низким быстродействием?

- *батарея статических конденсаторов*
- *синхронный компенсатор*
- *статический тиристорный компенсатор*
- *токоограничивающий реактор*
- *дугогасящий реактор*
- *шунтирующий реактор*

11. Какое компенсирующее устройство предназначено только для потребления реактивной мощности?

- батарея статических конденсаторов
- синхронный компенсатор
- статический тиристорный компенсатор
- токоограничивающий реактор
- дугогасящий реактор
- шунтирующий реактор

12. Какое компенсирующее устройство характеризуется большими потерями активной мощности?

- батарея статических конденсаторов
- синхронный компенсатор
- статический тиристорный компенсатор
- токоограничивающий реактор
- дугогасящий реактор
- шунтирующий реактор

13. Какое компенсирующее устройство может и вырабатывать, и потреблять реактивную мощность (выберите несколько правильных вариантов ответа)?

- батарея статических конденсаторов
- синхронный компенсатор
- статический тиристорный компенсатор
- токоограничивающий реактор
- дугогасящий реактор
- шунтирующий реактор

14. Синхронный компенсатор – это

- турбогенератор в режиме холостого хода
- гидрогенератор в режиме холостого хода
- синхронный двигатель без нагрузки на валу
- асинхронный двигатель без нагрузки на валу
- любой синхронный генератор в режиме холостого хода

15. При формировании батарей статических конденсаторов из отдельных конденсаторов для получения заданного напряжения необходимо отдельные конденсаторы соединять:

- *только последовательно*
- *только параллельно*
- *и последовательно, и параллельно*
- *только по мостовой схеме*

16. При снижении напряжения на зажимах конденсаторной батареи, реактивная мощность этой батареи:

- *повысится прямо пропорционально изменению напряжения*
- *снизится обратно пропорционально изменению напряжения*
- *повысится прямо пропорционально в квадрате (степень 2) изменению напряжения*
- *снизится прямо пропорционально в квадрате (степень 2) изменению напряжения*
- *реактивная мощность батареи не зависит от напряжения на ее зажимах*

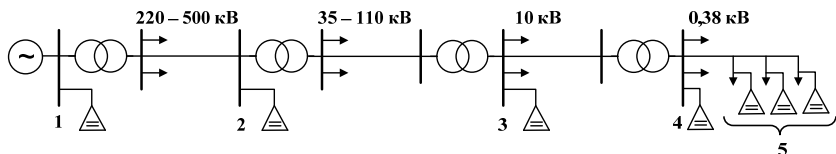
17. Компенсация реактивной мощности применяется для (выберите несколько правильных вариантов ответа):

- *увеличения пропускной способности сети*
- *поддержания баланса реактивной мощности*
- *уменьшения зарядной мощности линий электропередачи*
- *перехода от воздушных линий к кабельным линиям*
- *увеличения уровня токов короткого замыкания в узлах сети*
- *уменьшения потерь электроэнергии холостого хода*

18. Компенсация реактивной мощности применяется для (выберите несколько правильных вариантов ответа):

- *увеличения пропускной способности сети*
- *увеличения уровня напряжения в узлах сети*
- *поддержания баланса реактивной мощности*
- *уменьшения потерь активной мощности на корону*
- *увеличения сопротивления линий электропередачи и трансформаторов*
- *увеличения уровня токов короткого замыкания в узлах сети*

19. Установка в какой точке сети компенсирующих устройств



а) характеризуется максимальным эффектом в снижении потерь электроэнергии:

- 1 • 2 • 3 • 4 • 5

б) наиболее рациональна:

- 1 • 2 • 3 • 4 • 5

По главе 4

1. При методе регулирования напряжения «Стабилизация»:

- напряжение поддерживается неизменным в определенные часы суток, скачкообразно изменяя свое значение между ними
- напряжение поддерживается постоянным в течение суток
- напряжение зависит от графика нагрузки
- напряжение поддерживается пропорционально частоте

2. При методе регулирования напряжения «Встречное регулирование»:

- напряжение поддерживается неизменным в определенные часы суток, скачкообразно изменяя свое значение между ними
- напряжение поддерживается постоянным в течение суток
- напряжение зависит от графика нагрузки
- напряжение поддерживается пропорционально частоте

3. На промышленных предприятиях, работающих в одну–две смены, чаще остальных применяется следующий метод регулирования напряжения:

- стабилизация
- ступенчатое регулирование
- встречное регулирование
- ни один из указанных

4. Если нагрузка имеет график, форма которого случайным образом изменяется во времени, целесообразно применение следующего метода регулирования напряжения:

- *стабилизация*
- *ступенчатое регулирование*
- *встречное регулирование*
- *ни один из указанных*

5. Снижение потерь напряжения на элементах электрической сети целесообразно осуществлять за счет:

- *компенсации реактивной мощности нагрузки*
- *снижения потребления активной мощности потребителями*
- *снижения напряжения в узлах сети*
- *сокращения длины линий электропередачи*

6. Задающими требованиями по регулированию напряжения в сетях 110–220/0,38–35 кВ являются:

- *требования по качеству электроэнергии*
- *требования по устойчивости узла нагрузки*
- *требования по нормальным условиям износа изоляции*
- *поддержанию критических уровней напряжения*

7. Верхнее ограничение длительно допустимого уровня напряжения в системообразующих сетях определяется:

- *требованиями по качеству электроэнергии*
- *требованиями по устойчивости узла нагрузки*
- *требованиями по нормальным условиям износа изоляции*
- *требованиями по поддержанию критических уровней напряжения*

8. Увеличение сечения проводов воздушных линий электропередачи при неизменной мощности нагрузки:

- *приводит к снижению потерь напряжения на ней*
- *приводит к увеличению потерь напряжения на ней*
- *может приводить как к снижению, так и к увеличению потерь напряжения на ней*
- *не влияет на потери напряжения на ней*

9. Для сезонного регулирования напряжения в узлах электрической сети низкого напряжения общего назначения применяется:

- *ПБВ*
- *ЛРТ*
- *РПН*
- *регулировка возбуждения синхронного генератора*

10. Устройство, регулирование которым требует снятия нагрузки с него, является:

- *ЛРТ*
- *ПБВ*
- *РПН автотрансформатора*
- *РПН трансформатора*

11. РПН – это

- *устройство суточного регулирования напряжения без снятия рабочего тока через него*
- *устройство суточного регулирования напряжения со снятием рабочего тока через него*
- *устройство сезонного регулирования напряжения без снятия рабочего тока через него*
- *устройство сезонного регулирования напряжения со снятием рабочего тока через него*

12. Диапазон регулирования напряжения большинства синхронных генераторов, при неизменном поддержании выдачи активной мощности, составляет:

- *$\pm 5\%$ от номинального значения*
- *$\pm 10\%$ от номинального значения*
- *$\pm 1\%$ от номинального значения*
- *$\pm 12,5\%$ от номинального значения*

13. В автотрансформаторах регулирование при помощи РПН ведется на стороне:

- *СН*
- *НН*
- *ВН*
- *СН и НН совместно*

14. Проверка на достаточность регулировочного диапазона РПН трансформатора заключается в том, чтобы на шинах низшего напряжения должно обеспечиваться в режиме наибольшей нагрузки:

- не менее $1,05 \times U_{ном}$
- не более $1,00 \times U_{ном}$
- не менее $1,10 \times U_{ном}$
- не менее наибольшего рабочего напряжения

15. Проверка на достаточность регулировочного диапазона РПН трансформатора заключается в том, чтобы на шинах низшего напряжения должно обеспечиваться в режиме наименьшей нагрузки:

- не менее $1,05 \times U_{ном}$
- не более $1,00 \times U_{ном}$
- не более $0,95 \times U_{ном}$
- не более напряжения по устойчивости узла нагрузки

По главе 5

1. Уровень относительных потерь электроэнергии в электрических сетях различных распределительных сетевых компаний России составляет:

- | | |
|-----------------|----------------|
| • от 1 до 10% | • от 5 до 25% |
| • от 2,5 до 40% | • от 5 до 15% |
| • от 1 до 21% | • от 10 до 40% |

2. На долю линий электропередачи в структуре технических потерь электроэнергии в электрических сетях России (в целом) приходится:

- | | | |
|-------------|-------------|------------|
| • около 70% | • около 25% | • менее 5% |
| • около 50% | • около 30% | |
| • около 10% | • около 90% | |

3. На долю нагрузочных потерь в структуре технических потерь электроэнергии в электрических сетях России (в целом) приходится:

- | | | |
|-------------|-------------|------------|
| • около 75% | • около 25% | • менее 5% |
| • около 50% | • около 33% | |
| • около 10% | • около 90% | |

4. На долю потерь на корону в структуре технических потерь электроэнергии в электрических сетях России (в целом) приходится:

- | | | |
|-------------|-------------|------------|
| • около 75% | • около 25% | • менее 5% |
| • около 50% | • около 33% | |
| • около 10% | • около 90% | |

5. Потери на корону воздушных линий относятся к ... (выберите несколько правильных вариантов ответа):

- | | |
|-------------------------------------|---|
| • <i>техническим потерям</i> | • <i>климатическим потерям</i> |
| • <i>технологическим потерям</i> | • <i>фактическим потерям</i> |
| • <i>коммерческим потерям</i> | • <i>потерям холостого хода</i> |
| • <i>условно-постоянным потерям</i> | • <i>потерям, обусловленным допустимой погрешностью системы учета</i> |
| • <i>нагрузочным потерям</i> | |

6. К климатическим потерям относят (выберите несколько правильных вариантов ответа):

- *потери от токов утечки по изоляторам воздушных линий*
- *потери в изоляции кабельных линий*
- *расход на собственные нужды подстанций*
- *потери на плавку гололеда*
- *расход электроэнергии на освещение помещений электросетевой компании*

7. К условно-постоянным потерям относят (выберите несколько правильных вариантов ответа):

- *потери от токов утечки по изоляторам воздушных линий*
- *расход на хозяйственные нужды подстанций*
- *потери в изоляции кабелей*
- *потери в жилах кабелей*
- *расход на собственные нужды подстанций*
- *потери в шунтирующих реакторах*
- *потери в токоограничивающих реакторах*

8. К нагрузочным потерям относят (выберите несколько правильных вариантов ответа):

- *потери от токов утечки по изоляторам воздушных линий*
- *потери в жилах кабелей*
- *потери в обмотках силовых трансформаторов*
- *расход на плавку гололеда*
- *потери в шунтирующих реакторах*
- *потери в токоограничивающих реакторах*
- *потери, обусловленные погрешностью методов расчета нагрузочных потерь*

9. К нагрузочным потерям электроэнергии в структуре технических потерь относят:

- *потери в нагрузке*
- *потери, зависящие от величины нагрузки*
- *потери в элементах сети, подверженных механическим нагрузкам*
- *потери в нагруженных изоляторах воздушных линий при гололеде*

10. К условно-постоянным потерям электроэнергии в структуре технических потерь относят:

- *потери в продольных сопротивлениях схем замещения элементов сети*
- *потери в поперечных проводимостях схем замещения элементов сети*

- *все потери в воздушных линиях электропередачи*
- *все потери в силовых трансформаторах*
- *все потери и в воздушных линиях электропередачи, и в силовых трансформаторах*

11. В состав технологических потерь входят (выберите несколько правильных вариантов ответа):

- *технические потери*
- *нагрузочные потери*
- *коммерческие потери*
- *условно-постоянные потери*
- *потери, обусловленные допустимой погрешностью системы учета*

12. В состав технических потерь входят (выберите несколько правильных вариантов ответа):

- *нагрузочные потери*
- *условно-постоянные потери*
- *коммерческие потери*
- *технологические потери*
- *потери, обусловленные допустимой погрешностью системы учета*

13. В каких элементах электрической сети преобладают нагрузочные потери?

- *линии электропередачи (воздушные и кабельные)*
- *силовые трансформаторы*
- *компенсирующие устройства*
- *понижающие подстанции*

14. В каких элементах электрической сети преобладают условно-постоянные потери?

- *воздушные линии электропередачи*
- *кабельные линии электропередачи*

- *силовые трансформаторы*
- *понижающие подстанции*
- *токоограничивающие реакторы*

15. В идеале коммерческие потери должны быть:

- *не больше фактических потерь*
- *не больше нагрузочных потерь*
- *равны единице*
- *равны нулю*
- *не больше погрешности приборов учета*

16. В каких элементах электрической сети преобладают климатические потери?

- *воздушные линии электропередачи*
- *кабельные линии электропередачи*
- *силовые трансформаторы*
- *понижающие подстанции*
- *линии электропередачи (воздушные и кабельные)*

17. В каких элементах электрической сети преобладают потери холостого хода?

- *воздушные линии электропередачи*
- *кабельные линии электропередачи*
- *силовые трансформаторы*
- *понижающие подстанции*
- *токоограничивающие реакторы*

18. К нагрузочным потерям электроэнергии в структуре технических потерь относят:

- *потери в продольных сопротивлениях схем замещения элементов сети*
- *потери в поперечных проводимостях схем замещения элементов сети*
- *все потери в воздушных линиях электропередачи*

- *все потери в силовых трансформаторах*
- *все потери и в воздушных линиях электропередачи, и в силовых трансформаторах*

19. К климатическим потерям электроэнергии отнесены потери:

- *зависящие от температуры окружающей среды*
- *зависящие от скорости ветра*
- *зависящие от облачности*
- *зависящие от влажности воздуха*

20. В структуре фактических потерь электроэнергии коммерческие потери – это:

- *хищения электроэнергии*
- *недоучет электроэнергии приборами учета*
- *сверхнормативный недоучет электроэнергии приборами учета*
- *разность между фактическими и технологическими потерями*

21. Погрешность системы учета, на уровне сетевой компании может принимать:

- *только положительные значения*
- *только отрицательные значения*
- *как положительные, так и отрицательные значения*
- *как правило, равна 0*

22. Как изменятся потери в обмотках силового трансформатора, при увеличении его рабочего напряжения?

- *увеличатся*
- *уменьшатся*
- *станут равны нулю*
- *не изменятся*

23. Как изменятся потери в проводах воздушных линий, при увеличении сечения проводов?

- *увеличатся*
- *уменьшатся*
- *станут равны нулю*
- *не изменятся*

24. Как изменятся потери на «корону» при уменьшении длины линии?

- *увеличатся*
- *уменьшатся*
- *станут равны нулю*
- *не изменятся*

25. Как потери холостого хода в стали силовых трансформаторов зависят от их количества?

- *прямо пропорционально*
- *обратно пропорционально*
- *квадратично*
- *никак не зависят*

26. При увеличении коэффициента мощности нагрузочные потери:

- *увеличатся*
- *уменьшатся*
- *станут равны нулю*
- *не изменятся*

27. Как потери на корону в воздушных линиях зависят от величины передаваемой по ней мощности:

- *прямо пропорционально*
- *обратно пропорционально*
- *квадратично*
- *никак не зависят*

28. Нагрузочные потери зависят от уровня рабочего напряжения:

- *прямо пропорционально*
- *обратно пропорционально*
- *прямо пропорционально в квадрате*
- *обратно пропорционально в квадрате*
- *не зависят от уровня напряжения*

29. Потери холостого хода в силовых трансформаторах зависят от уровня рабочего напряжения:

- *прямо пропорционально*
- *обратно пропорционально*
- *прямо пропорционально в квадрате*
- *обратно пропорционально в квадрате*
- *не зависят от уровня напряжения*

30. Потери на корону в линиях электропередачи зависят от уровня рабочего напряжения:

- *прямо пропорционально*
- *обратно пропорционально*
- *прямо пропорционально в квадрате*
- *обратно пропорционально в квадрате*
- *не зависят от уровня напряжения*

31. Какая из составляющих потерь электроэнергии имеет наиболее сильную зависимость от уровня рабочего напряжения?

- *нагрузочные потери в линиях*
- *потери холостого хода*
- *потери на корону*
- *нагрузочные потери в трансформаторах*
- *нагрузочные потери и в линиях, и в трансформаторах*

32. Число часов использования наибольшей нагрузки – это ...

- *время, за которое при работе со средней нагрузкой потери электроэнергии были бы те же, что и при работе по действующему графику нагрузки*

- время, за которое при работе со средней нагрузкой потребитель получил бы то же количество электроэнергии, что и при работе по реальному графику нагрузки
- время, за которое при работе с наибольшей нагрузкой потери электроэнергии были бы те же, что и при работе по действующему графику нагрузки
- время, за которое при работе с наибольшей нагрузкой потребитель получил бы то же количество электроэнергии, что и при работе по реальному графику нагрузки

33. Время наибольших потерь определяется по выражению:

$$\begin{aligned} \bullet \tau &= \frac{1}{3} T_{\text{нб}}^2 + \frac{2}{3} \frac{T_{\text{нб}}}{8760} & \bullet \tau &= \frac{1}{3} T_{\text{нб}} + \frac{2}{3} \frac{T_{\text{нб}}^2}{8760} \\ \bullet \tau &= \frac{1}{3} T_{\text{нб}} + \frac{2}{3} \frac{T_{\text{нб}}}{8760} & \bullet \tau &= \frac{1}{3} T_{\text{нб}}^2 + \frac{2}{3} \frac{T_{\text{нб}}^2}{8760} \end{aligned}$$

34. Число часов использования наибольшей нагрузки определяется как:

$$\begin{aligned} \bullet T_{\text{нб}} &= \frac{W}{P_{\text{нб}}} & \bullet T_{\text{нб}} &= \frac{W}{P_{\text{ср}}^2} \\ \bullet T_{\text{нб}} &= \frac{W}{P_{\text{нб}}^2} & \bullet T_{\text{нб}} &= \frac{W}{P_{\text{ср}}} \end{aligned}$$

35. По формуле $W/P_{\text{нб}}$ можно определить:

- число часов использования наибольшей нагрузки
- число часов наибольших потерь мощности в элементе сети
- время наибольших потерь
- время наибольшей нагрузки

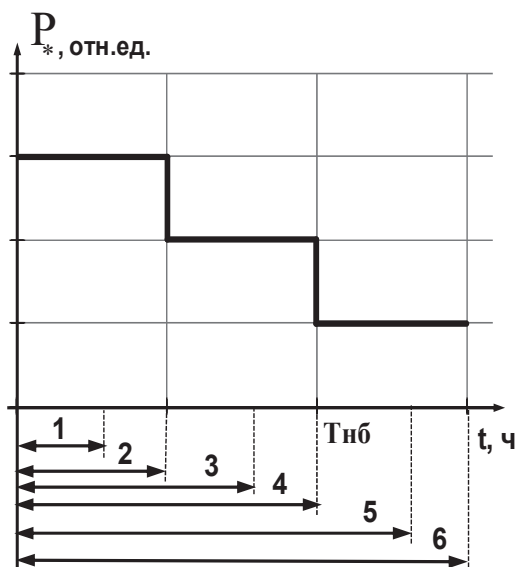
36. Выберите верный знак соотношения относительных суммарных годовых потерь электроэнергии и относительных суммарных потерь активной мощности в режиме наибольших нагрузок в электрических сетях

- $>$
- $<$
- $=$
- $\geq$
- $\leq$

37. Выберите верный знак соотношения τ и $T_{нб}$

- $>$
- $<$
- $=$
- $\geq$
- $\leq$

38. Для заданного графика нагрузки по продолжительности выберите верное значение времени потерь τ :



- | | | |
|-----|-----|-----|
| • 1 | • 3 | • 5 |
| • 2 | • 4 | • 6 |

39. В каком режиме наиболее целесообразно отключать один из двух работающих трансформаторов в целях снижения потерь активной мощности?

- *в режиме наибольших нагрузок*
- *в режиме наименьших нагрузок*
- *в аварийном режиме*
- *в послеаварийном режиме*
- *для снижения потерь трансформаторы не отключают*

40. Организационные мероприятия по снижению потерь ...

- *не требуют каких-либо финансовых вложений для внедрения*
- *требуют финансовых вложений для внедрения*
- *внедряются в первую очередь для снижения потерь*
- *внедряются с целью реконструкции сети, попутно снижая потери*

ПРИЛОЖЕНИЕ. СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ

Таблица П1

Удельные потери мощности на корону в воздушных линиях (ВЛ)

Напряжение ВЛ, тип опоры, число и сечение проводов в фазе	Суммарное сечение проводов в фазе, мм ²	Потери мощности на корону, кВт/км, при различных видах погоды		
		Хорошая	Сухой снег	Влажная
750-5х240	1200	3,9	15,5	55,0
750-4х600	2400	4,6	17,5	65,0
500-3х400	1200	2,4	9,1	30,2
500-8х300	2400	0,1	0,5	1,5
330-2х400	800	0,8	3,3	11,0
220ст-1х300	300	0,3	1,5	5,4
220ст/2-1х300	300	0,3	1,4	5,0
220жб-1х300	300	0,4	2,0	8,1
220жб/2-1х300	300	0,4	1,8	6,7
220-3х500	1500	0,02	0,05	0,27
154-1х185	185	0,12	0,35	1,20
154/2-1х185	185	0,09	0,26	0,87
110ст-1х120	120	0,013	0,04	0,17
110ст/2-1х120	120	0,008	0,025	0,13
110жб-1х120	120	0,018	0,06	0,30
110жб/2-1х120	120	0,01	0,035	0,17
				Изморозь
				115,0
				130,0
				79,2
				4,5
				33,5
				16,5
				15,4
				24,5
				20,5
				0,98
				4,20
				3,06
				0,69
				0,47
				1,10
				0,61

Примечания.

1. Вариант 500-8х300 соответствует ВЛ 500 кВ, построенной в табаритах 1150 кВ, вариант 220-3х500 – ВЛ 220 кВ, построенной в табаритах 500 кВ.
2. Варианты 220/2-1х300, 154/2-1х185 и 110/2-1х120 соответствуют двухцепным ВЛ. Потери во всех случаях приведены в расчете на одну цепь.
3. Сокращения «ст» и «жб» обозначают стальные и железобетонные опоры соответственно.
4. Для линий на деревянных опорах применяют данные для линий на стальных опорах.

**Распределение территориальных образований Российской Федерации
по регионам для расчета потерь, зависящих от погодных условий**

№ региона	Территориальные образования, входящие в регион
1	<i>Республика Саха (Якутия), Хабаровский край</i> <i>Области:</i> Камчатская, Магаданская, Сахалинская
2	<i>Республики:</i> Карелия, Коми <i>Области:</i> Архангельская, Калининградская, Мурманская
3	<i>Области:</i> Вологодская, Ленинградская, Новгородская, Псковская
4	<i>Республики:</i> Марий Эл, Мордовия, Татарстан, Удмуртская, Чувашская <i>Области:</i> Белгородская, Брянская, Владимирская, Воронежская, Ивановская, Калужская, Кировская, Костромская, Курская, Липецкая, Московская, Нижегородская, Орловская, Пензенская, Пермская, Рязанская, Самарская, Саратовская, Смоленская, Тамбовская, Тверская, Тульская, Ульяновская, Ярославская
5	<i>Республики:</i> Дагестан, Ингушетия, Кабардино-Балкария, Карачаево-Черкесская, Калмыкия, Северная Осетия-Алания, Чеченская <i>Края:</i> Краснодарский, Ставропольский <i>Области:</i> Астраханская, Волгоградская, Ростовская
6	<i>Республика</i> Башкортостан <i>Области:</i> Курганская, Оренбургская, Челябинская
7	<i>Края:</i> Алтайский, Красноярский, Приморский <i>Области:</i> Амурская, Иркутская, Кемеровская, Новосибирская, Омская, Свердловская, Томская, Тюменская, Читинская

Удельные годовые потери электроэнергии на корону в ВЛ

Напряжение ВЛ, кВ, число и сечение проводов в фазе	Удельные потери электроэнергии на корону, тыс. кВт·ч/км в год, в регионе						
	регион (см. табл. П2)						
	1	2	3	4	5	6	7
750-5×240	193,3	176,6	163,8	144,6	130,6	115,1	153,6
750-4×600	222,5	203,9	189,8	167,2	151,0	133,2	177,3
500-3×400	130,3	116,8	106,0	93,2	84,2	74,2	103,4
500-8×300	6,6	5,8	5,2	4,6	4,1	3,5	5,1
330-2×400	50,1	44,3	39,9	35,2	32,1	27,5	39,8
220ст-1×300	19,4	16,8	14,8	13,3	12,2	10,4	15,3
220ст/2-1×300	18,0	15,6	13,8	12,4	11,8	9,7	14,3
220жб-1×300	28,1	24,4	21,5	19,3	17,7	15,1	22,2
220жб/2-1×300	24,0	20,7	18,3	16,5	15,1	12,9	19,0
220-3×500	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	1,0
154-1×185	7,2	6,3	5,5	4,9	4,6	3,9	5,7
154/2-1×185	5,2	4,6	4,0	3,6	3,4	2,9	4,2
110ст-1×120	1,07	0,92	0,80	0,72	0,66	0,55	0,85
110ст/2-1×120	0,71	0,61	0,54	0,48	0,44	0,37	0,57
110жб-1×120	1,71	1,46	1,28	1,15	1,06	0,88	1,36
110жб/2-1×120	0,93	0,8	0,7	0,63	0,57	0,48	0,74

Нормативы потерь электрической энергии в Российской Федерации

Отпуск электрической энергии в электрическую сеть / суммарная протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи в одноцепном выражении, тыс. кВт·ч/км	Соотношение величины отпуска электрической энергии в электрическую сеть и суммы номинальных мощностей силовых трансформаторов, тыс. кВт·ч/МВ А	Значение норматива потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций, %
Высокое напряжение (110 кВ и выше)		
3500 и менее	2 000 и менее	5,02
3500 и менее	более 2 000	4,75
более 3500	2 000 и менее	3,33
более 3500	более 2 000	2,30
Среднее первое напряжение (35 кВ)		
700 и менее	2 000 и менее	5,77
700 и менее	более 2 000	4,96
более 700	2 000 и менее	5,45
более 700	более 2 000	4,07

Доля протяженности воздушных линий электропередачи в одноцепном выражении в суммарной протяженности воздушных и кабельных линий электропередачи в одноцепном выражении, %	Соотношение величины отпуска электрической энергии в электрическую сеть и суммы номинальных мощностей силовых трансформаторов, тыс. кВт·ч/МВ·А	Значение норматива потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций, %
Среднее второе напряжение (1 – 20 кВ)		
более 30	2 000 и менее	8,49
более 30	более 2 000	7,36
30 и менее	2 000 и менее	6,17
30 и менее	более 2 000	6,08

Доля протяженности воздушных линий электропередачи в одноцепном выражении в суммарной протяженности воздушных и кабельных линий электропередачи в одноцепном выражении, %	Значение норматива потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций, %
Низкое напряжение (до 1000 в)	
более 30	13,49
30 и менее	10,49

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Базовые учебники

1. Электрические системы. Электрические сети / под ред. В.А. Венникова и В.А. Строева. – М.: Высшая школа, 1998.
2. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: учебник / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989 (2009).
3. Лыкин, А.В. Электрические системы и сети: учебник / А.В. Лыкин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2017.
4. Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети: учебник / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев – Минск: Технопринт, 2004.
5. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин – М.: КноРус, 2016.
6. Блок, В.М. Электрические сети и системы: учеб. пособие / В.М. Блок. – М.: Высшая школа, 1986.
7. Боровиков, В.А. Электрические сети энергетических систем: учебник / В.А. Боровиков, В.К. Косарев, Г.А. Ходот. – Л.: Энергия, 1977.
8. Электрические системы. Математические задачи электроэнергетики: учебник / под ред. В.А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1981.
9. Глазунов, А.А. Электрические сети и системы / А.А. Глазунов, А.А. Глазунов. – М.: Госэнергоиздат, 1960.
10. Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: учебник / В.А. Веников. – М.: Высшая школа., 1985.
11. Жданов, П.С. Вопросы устойчивости электрических систем / П.С. Жданов; под ред. Л.А. Жукова. – М.: Энергия, 1979.
12. Рыжов, Ю.П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: учебник / Ю.П. Рыжов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007.
13. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях / под ред. В.А. Строева. – М.: Высшая школа, 1999.
14. Лычев, П.В. Электрические системы и сети. Решение практических задач: учеб. пособие / П.В. Лычев, В.Т. Федин – Минск: Дизайн ПРО, 1997.

Справочники

15. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2005.

16. Электротехнический справочник: В 4-х т.: Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. проф. МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – М.: Издательский дом МЭИ, 2009.

17. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

Нормативные документы

18. ГОСТ 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

19. Приказ Министерства промышленности и энергетики РФ от 22.02.2007 № 49 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)».

20. Приказ Министерства энергетики РФ от 23.06.2015 № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».

21. Приказ Министерства энергетики РФ от 30.12.2008 № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям».

22. Приказ Министерства энергетики РФ от 26.09.2017 № 887 «Об утверждении нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций».

23. Приказ Министерства энергетики РФ от 7.08.2014 № 506 «Об утверждении Методики определения нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям».

Источники для углубленного изучения

24. Макоклюев, Б.И. Анализ и планирование электропотребления / Б.И. Макоклюев. – М.: Энергоатомиздат, 2008.

25. Шведов, Г.В. Системы электроснабжения: учебник / Г.В. Шведов, Т.А. Шестопалова. – М.: Издательство МЭИ, 2018.

26. Карташев И.И. Управление качеством электроэнергии: учеб. пособие / И.И. Карташев, В.Н. Тульский, Р.Г. Шамонов; под ред. Ю.В. Шарова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2017.

27. Русина, А.Г. Режимы электростанций и электроэнергетических систем: учебник / А.Г. Русина, Т.А. Филиппова. – Новосибирск, Изд-во НГТУ, 2014.

28. Информационный портал об управления спросом. – URL.: <http://so-ups.ru/index.php?id=dr>

29. Шведов, Г.В. Потери электроэнергии при ее транспорте по электрическим сетям: расчет, анализ, нормирование и снижение: учеб. пособие / Г.В. Шведов, О.В. Сипачева, О.В. Савченко – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.

Учебное издание

Шведов Галактион Владимирович

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

Том 2

ОСНОВЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Учебник

Редактор Е.Б. Бурдюкова
Компьютерная верстка Ю.И. Захаровой

Подписано в печать 22.05.26.	Печать офсетная	Формат 60х90 1/16
Печ. л. 13,0	Тираж 120 экз.	Изд. № 26уК-012 Заказ № 177

Оригинал-макет подготовлен в РИО НИУ «МЭИ».

111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 14.

Отпечатано в типографии НИУ «МЭИ».

111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 13.