

БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

В.Т. Федин
М.И. Фурсанов

ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

В 2 частях

Часть 1

*Допущено Министерством образования Республики Беларусь
в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений
по энергетическим специальностям*

М и н с к 2 0 0 9

УДК 621.311.001.63(075.8)

ББК 31.27я7

Ф 32

Рецензенты:

директор Института энергетики АПК НАН Беларуси,
д-р техн. наук, проф. В.И. Русан;
заведующий кафедрой «Электроснабжение» УО «Гомельский
государственный технический университет им. П.О. Сухого»,
канд. техн. наук, доцент А.В. Сычѐв

Федин, В.Т.

Ф 32 Основы проектирования энергосистем: учебное пособие для студентов энергетических специальностей: в 2 ч. / В.Т. Федин, М.И. Фурсанов. – Минск: БНТУ, 2009. – Ч. 1. – 322 с.

ISBN 978-985-479-908-7 (Ч.1).

Изложены теоретические основы системного подхода к оптимизации развития энергосистем, освещены методы расчета прогнозируемого электропотребления и режимов электропотребления; описаны принципы формирования электроэнергетических систем с учетом обеспечения энергетической безопасности, приведены методики выбора генерирующих мощностей, пропускной способности системообразующих сетей, устройств компенсации реактивных нагрузок.

Изложены принципы оптимизации развития электрических сетей и увеличения их пропускной способности. Дано теоретическое описание решений по модернизации и реконструкции электрических сетей, описаны пути их практической реализации.

Предназначается для студентов энергетических специальностей, магистрантов и аспирантов. Может быть полезно инженерам, использовано при переподготовке и повышении квалификации инженеров и экономистов энергетического профиля.

УДК 621.311.001.63(075.8)

ББК 31.27я7

ISBN 978-985-479-908-7 (Ч.1)

ISBN 978-985-525-097-6

© Федин В.Т.,

Фурсанов М.И., 2009

© БНТУ, 2009

Основные условные обозначения

- W – электроэнергия
 P – активная мощность
 Q – реактивная мощность
 S – полная мощность
 ΔW – потери электроэнергии
 I – ток
 $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение
 L, l – длина
 ΔU – потеря напряжения
 F – сечение
 τ – время потерь
 R – активное сопротивление
 X – реактивное сопротивление
 K – капитальные затраты
 I – ежегодные издержки (годовые эксплуатационные расходы)
 Z – приведенные затраты
 E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных затрат
- E – норма дисконта
 T, t – расчетный срок, время
 $T_{\text{ок}}$ – срок окупаемости
 Y, y – ущерб от перерывов в электроснабжении
ЧДД – чистый дисконтированный доход
 B – расход топлива на электростанциях
 E – ЭДС
 ΔP_x – потери мощности холостого хода
 ΔP_k – потери мощности короткого замыкания
 S – нагрузка (полная мощность) трансформатора
 $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора
 ΔP^* – суммарные потери активной мощности в относительных единицах
- k – коэффициент оптимальной загрузки
 $k_{\text{ф}}$ – коэффициент формы графика нагрузки
 C_T – стоимость трансформации энергии
 p – суммарный коэффициент отчислений от стоимости
 β – стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии
 ρ – удельное сопротивление материала провода

ПРЕДИСЛОВИЕ

Проектирование, сооружение объектов и эксплуатация энергетических систем связаны с большими материальными затратами. Поэтому важно, чтобы эти затраты были использованы с наибольшей эффективностью и обеспечивали необходимую надежность электроснабжения потребителей. При этом следует учесть, что правильность решений по развитию энергосистем, принимаемых в какой-то момент, подтверждается через достаточно длительное время, когда возможные ошибки исправить невозможно или очень трудно.

Дополнительные трудности при принятии решений по развитию энергосистемы связаны с тем, что, как правило, присутствует неопределенность (недостаточная достоверность) исходной информации. Кроме того, в качестве показателя эффективности решений обычно выступает не один, а несколько критериев, т.е. приходится решать многокритериальную (многоцелевую) задачу.

Проблема проектирования энергосистем многогранна. Поэтому, естественно, данное учебное пособие не претендует на охват всех вопросов, встречающихся при проектировании энергосистем. В нем развиваются и углубляются отдельные направления рационализации проектирования, основы которых студенты вузов ранее изучают в таких основополагающих дисциплинах электроэнергетического образования, как «Электрические системы и сети», «Электрическая часть электростанций и подстанций», «Устойчивость электрических систем», «Экономика энергетики». Особое внимание в пособии направлено на то, чтобы привить студентам навыки практической работы с методами принятия решений в условиях неопределенности и многокритериальности и со специальными математическими методами нахождения оптимальных решений. С этой целью наряду с теоретическим материалом в пособие включены решения многочисленных задач, а также варианты выполнения курсового проекта. В каждой главе приводятся вопросы для самопроверки. Авторы надеются, что такое построение учебного пособия будет способствовать приобретению знаний, умений и навыков в соответствии с образовательными стандартами, в результате чего будет формироваться

компетентность выпускника, как выраженная способность применять свои знания и умения.

При подготовке пособия авторы использовали свой многолетний опыт преподавания электроэнергетических дисциплин на кафедре «Электрические системы» Белорусского национального технического университета (г. Минск), а также свои ранее опубликованные работы. Естественно, были использованы работы других авторов, а также результаты, почерпнутые в диссертациях аспирантов, магистрантов и дипломных проектах студентов, выполненных под руководством авторов.

Список литературы, приведенный в книге, конечно, не претендует на полноту по данной тематике. В него включены лишь источники, на которые в тексте сделаны ссылки и по которым более углубленно можно изучить тот или иной вопрос.

Книга может быть использована в качестве основного учебного пособия студентами, избравшими в качестве специальности электроэнергетические системы и сети, а как дополнительное – студентами смежных специальностей инженерного, экономического и педагогического профилей. Авторы надеются, что она будет полезна аспирантам, магистрантам, инженерам, занимающимся исследованием, проектированием, эксплуатацией энергосистем, а также работникам в сфере управления, которым приходится принимать решения о перспективном развитии энергосистем. Кроме того, книга может быть использована в учреждениях, занимающихся повышением квалификации и переподготовкой инженеров, экономистов и управленцев энергетического профиля.

Материал книги между авторами распределен следующим образом: В.Т. Федин написал предисловие, главу 1, параграфы 2.1–2.7, главы 4, 5, параграфы 6.2, 7.1; М.И. Фурсанов – параграфы 2.8–2.17, главу 3, главу 6 (кроме п. 6.2), п. 7.2; параграф 2.8 написан совместно.

Авторы благодарят сотрудников кафедры «Электрические системы» Белорусского национального технического университета Ковенскую Е.Л., Заборскую Е.А., Киселеву О.Б., Редлин Ю.Н. за помощь, оказанную при подготовке рукописи к изданию.

Все отзывы и рекомендации просьба направлять по адресу 220013, г. Минск, проспект Независимости, 65, корп. 2.

Глава 1. ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ И ИХ ЭЛЕМЕНТОВ

1.1. Организация и технология проектирования энергосистем

Общая задача проектирования энергосистем заключается в разработке и технико-экономическом обосновании решений по развитию электрических станций, электрических и тепловых сетей, средств их эксплуатации и управления. Предлагаемые решения должны обеспечивать оптимальную степень надежности снабжения энергией потребителей и требуемое качество энергии.

Основой при проектировании развития энергосистем служит Энергетическая программа, разрабатываемая на 10–15 лет [37] и учитывающая требования энергетической безопасности страны [35]. В энергетической программе на основании выявления уровней электро- и теплоснабжения намечаются оптимальные пути развития топливно-энергетического баланса, разрабатываются стратегия использования различных видов топлива и производства электроэнергии, структура и основные принципы построения системообразующей электрической сети, вопросы управления и эксплуатации энергосистемы.

Решение отдельных, относительно автономных задач подчиняется общей задаче проектирования энергосистем. Эти отдельные задачи разделяются по ряду признаков, в которых выделяются различные иерархические уровни [2].

По *технологическому* признаку выделяются следующие уровни:

- нахождение рациональной структуры генерирующих мощностей;
- определение рационального пути развития электростанций;
- обоснование варианта развития системообразующих и распределительных электрических сетей.

По *территориальному* признаку задачи обычно разделяют на уровни:

- Единой электроэнергетической системы (ЕЭС) (страны, межгосударственного объединения);
- объединенной электроэнергетической системы (ОЭС);
- районной электроэнергетической системы;
- отдельного узла электрической сети.

По *отраслевому* признаку:

- уровень задач в рамках топливно-энергетического комплекса;
- уровень задач, связанных с развитием энергосистемы как отрасли.

По *стадийно-временному* признаку выделяются следующие иерархические уровни:

- разработка обобщенных (глобальных) решений по развитию электростанций и сетей;
- обоснование конкретных решений, связанных с сооружением, реконструкцией и развитием отдельных объектов энергосистемы.

Проектированию какого-либо объекта предшествует разработка *технических условий* на проектирование, которая выполняется по запросу заказчика проекта энергоснабжающей организации. В зависимости от назначения объекта проектирования в качестве заказчика на проектирование могут выступать энергетический концерн, РУП «Энерго», промышленные и иные предприятия, управление капитального строительства городской исполнительной власти и др. Содержание технических условий зависит от вида и назначения объекта проектирования. Так, в технических условиях на внешнее электроснабжение какого-либо объекта указываются источники основного и резервного электроснабжения, величина среднего напряжения, необходимость реконструкции источника, конструктивное исполнение питающих линий (воздушные или кабельные), расчетная величина тока короткого замыкания на шинах источника. Могут быть сформулированы конкретные требования по схемам подстанций, трассам линий, видам оборудования (например, требование о необходимости применения вакуумных выключателей) и т.п. Указываются требования к надежности электроснабжения, средствам грозозащиты, автоматики, телемеханики и связи, компенсации реактивной мощности и др. Намечаются организации, с которыми должен быть согласован проект. Технические условия выдаются с конкретным сроком их действия (например, три года). Если за это время проект не выполнен, то должны быть разработаны

новые технические условия, т.к. в прошедший период могли произойти изменения, не позволяющие рационально реализовать выработанные ранее требования.

Выбор проектной организации осуществляется преимущественно на конкурсной основе, в том числе через подрядные торги (тендеры) [48]. Право на проектирование данного вида объектов имеют организации, в установленном порядке получившие лицензию. Перед началом проектирования заказчик заключает с проектной организацией договор, регулирующий правовые и финансовые отношения, взаимные обязательства и ответственность сторон. Договор включает *задание на проектирование*, которое не должно противоречить техническим условиям. В договоре конкретизируются работы, которые должны быть выполнены при проектировании, указываются стадийность проектирования, требования по вариантной и конкурсной разработке, по схемам сетей и подстанций, видам оборудования; формулируются требования к режиму работы проектируемого объекта, архитектурно-строительным, объемно-планировочным и конструктивным решениям, разработке природоохранных мер, режиму безопасности и гигиене труда, сметной документации и др.

Проектирование осуществляется в соответствии с действующими нормативно-техническими документами. К ним относятся действующие строительные нормы (СН) и строительные нормы и правила (СНиП), разработанные в СССР; на территории Республики Беларусь – строительные нормы Беларуси (СНБ); документы, утвержденные министерствами и ведомствами, в частности, «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ), «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше», «Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35–750 кВ»; стандарты СНГ (ГОСТ) на электрооборудование (генераторы, трансформаторы, электродвигатели, коммутационные аппараты, провода, кабели, конденсаторы, реакторы и др.); руководящие указания, например, «Руководящие указания и нормативы по проектированию развития энергосистем», «Указания по ограничению токов короткого замыкания в сетях напряжением 110 кВ и выше»; методические указания, например, «Методические указания по определению

устойчивости энергосистем», «Методические указания для определения категоричности по надежности электроснабжения потребителей»; инструкции, например, «Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6–35 кВ»; пособия, например, «Пособие по проектированию городских и поселковых электрических сетей»; руководства, например, «Руководство по проектированию воздушных линий электропередачи»; рекомендации, например, «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов»; нормы и расценки, сборники цен.

Среди перечисленных документов имеются такие, положения которых подлежат неукоснительному выполнению (СНиП, СНБ, ГОСТ, ПУЭ). В других документах отражены направляющие положения, при этом во многих случаях проектировщику предоставляется определенная свобода при выборе решений. Так, например, в нормах технологического проектирования обязательность выполнения требований характеризуется словами «должен», «следует», «необходимо», а слова «как правило» означают, что это требование является преобладающим и отступление от него должно быть обосновано. Для возможности применения решения в виде исключения (как вынужденного) используется слово «допускается», а слово «рекомендуется» означает, что данное решение является одним из лучших, но не обязательным.

Действующие нормативно-технические документы предписывают проектировщику применять стандартные оборудование, материалы, унифицированные и типовые конструкции. Использование нестандартных материалов, оборудования, конструкций, технических решений, полученных в результате научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, должно быть обосновано и согласовано с соответствующими организациями. Применение новых материалов, оборудования, конструкций производится на основании испытаний и опытно-промышленной проверки.

Технология собственно проектирования обычно характеризуется следующими этапами:

- 1) формирование вариантов решений;
- 2) технологический анализ вариантов;
- 3) экономическая оценка и сравнение вариантов;

4) составление сводных показателей;

5) учет неопределенности исходной информации и на его основе выработка условно-оптимального плана.

Непосредственный разработчик проекта (группа разработчиков) выполняет работу по схеме, приведенной на рис. 1.1. Она укрупненно состоит из обработки исходной информации, разработки и согласования предлагаемых решений.

Разработанная и согласованная проектная документация передается заказчику и включается в состав тендерной документации. На основании проведения подрядных торгов (тендеров) выбирается организация для реализации проекта.

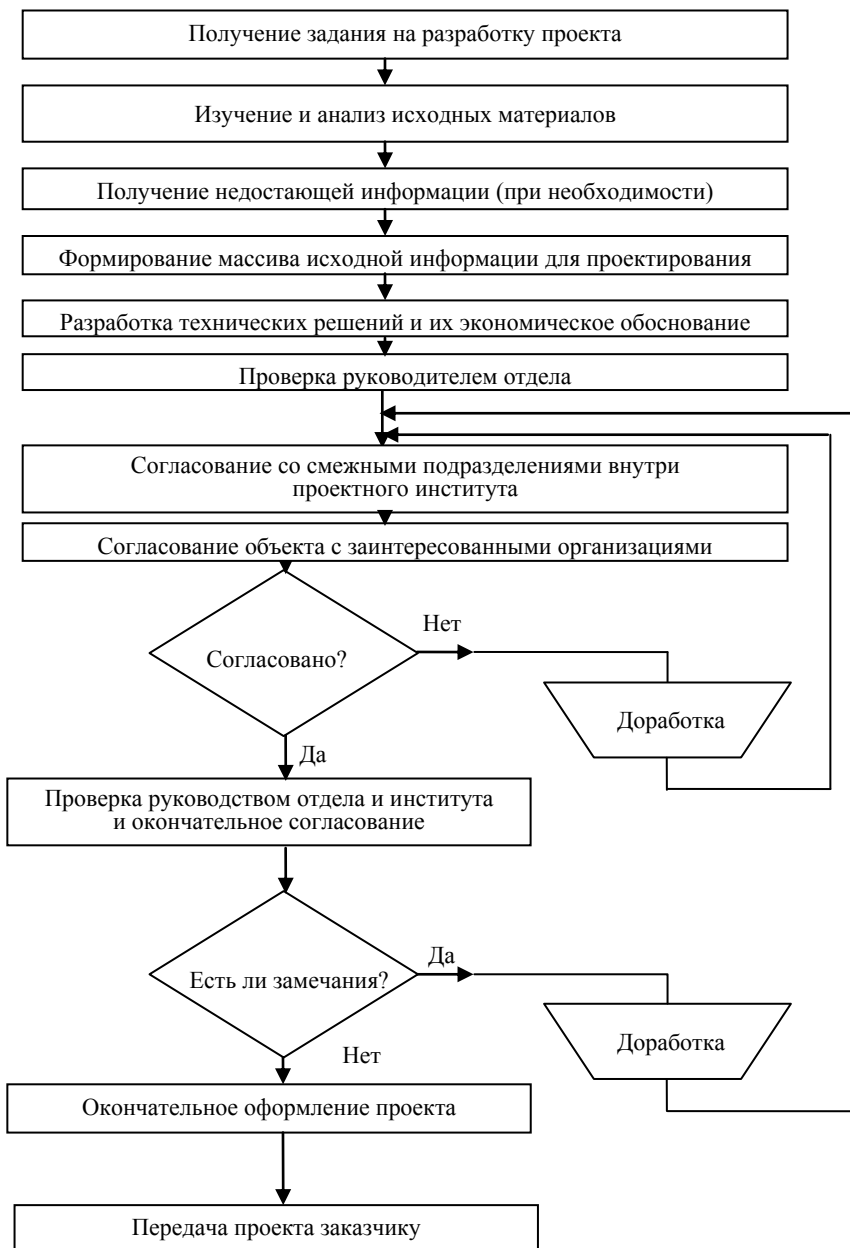


Рис. 1.1. Последовательность разработки проектной документации

В период сооружения запроектированного объекта проектировщик осуществляет авторский надзор. Цель надзора заключается в контроле обеспечения соответствия технических решений и технико-экономических показателей вводимого в эксплуатацию объекта проектным решениям и показателям. Так, в частности, представитель авторского надзора контролирует соответствие проектной документации трасс воздушных линий электропередачи, марок и сечений кабелей, оборудования подстанций и др., в случае возникновения вопросов по проектной документации вносит в нее соответствующие дополнения и изменения.

1.2. Содержание проектов развития энергосистем и их элементов

Содержание проектов определяется заданием на проектирование, выдаваемым проектной организации заказчиком, и регламентируется Строительными нормами [48]. Проектирование может быть двух- и одностадийным. При двухстадийном проектировании в состав проектной документации входит архитектурный проект и *строительный проект*, который разрабатывается на основании утвержденного архитектурного проекта. В состав *архитектурного проекта* может включаться этап проектирования в виде э с к и з н о г о р е ш е н и я, предназначенного для комплексного решения задач проектируемого объекта. Содержание материалов эскизного решения устанавливается заданием на проектирование с учетом специфики объекта строительства.

Одностадийное проектирование применяется для объектов, сооружение которых предполагается по проектной документации массового и повторного применения, а также для технически несложных объектов. В этом случае разрабатывается только строительный проект, в котором выделяется архитектурная часть, как и архитектурный проект, подлежащая государственной экспертизе.

В соответствии с [48] архитектурный проект объектов производственного назначения, инженерной инфраструктуры включает следующие разделы:

- а) общая пояснительная записка;
- б) генеральный план;
- в) технологические решения;
- г) управление производством, организация и условия труда работников;
- д) архитектурно-строительные решения;
- е) инженерное оборудование, сети и системы;
- ж) организация строительства;
- з) охрана окружающей среды;
- и) мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций;
- к) сметная документация;
- л) эффективность инвестиций.

Рассмотрим наиболее характерное содержание проектов, касающихся объектов энергосистемы различного назначения.

В проекте «Схема перспективного развития объединенной энергосистемы» подлежат рассмотрению и решению следующие вопросы:

1. Анализ балансов активной мощности и электроэнергии за предшествующие периоды.

2. Анализ покрытия суточных графиков активной мощности за предшествующие характерные дни, к которым обычно относят зимние и летние рабочие дни, а также зимние и летние выходные дни.

3. Обобщение сведений по существующему состоянию объектов энергосистемы (электростанций, системообразующих подстанций и линий электропередачи), строящимся и запроектированным объектам.

4. Разработка вариантов баланса активной мощности и электроэнергии на расчетные перспективные периоды, включающих покрытие потребности системы собственными энергоисточниками, частично – за счет перетоков мощности по межсистемным (межгосударственным) электропередачам и т.п.

5. Разработка вариантов схем электрических сетей напряжением 220 кВ и выше на различные расчетные перспективные периоды. Этот раздел предполагает решение следующих задач:

- а) выявление электропотребления и электрических нагрузок по крупным энергоузлам;
- б) формирование структуры генерирующих мощностей;

в) разработка рекомендаций по изменению генерирующих мощностей с учетом замены энергоносителей, технического перевооружения и демонтажа оборудования электростанций;

г) разработка рекомендаций по использованию электрических станций энергосистемы в условиях рынка мощности и электроэнергии;

д) анализ нормальных и послеаварийных режимов электрических сетей в различных вариантах их развития и на различные расчетные периоды;

е) разработка рекомендаций по применению различных номинальных напряжений в системообразующей сети;

ж) оптимизация развития электрических сетей в различных вариантах ввода генерирующих мощностей и перетоков мощности по межгосударственным электропередачам.

6. Технико-экономическое обоснование сооружения объектов электрических сетей в различных вариантах развития объединений энергосистемы.

При разработке проекта «Схема развития районной энергосистемы» рассматриваются следующие вопросы:

а) анализ существующих электрических нагрузок и электропотребления, прогнозирование на перспективные расчетные периоды;

б) развитие генерирующих мощностей на основе проекта развития объединенной энергосистемы;

в) составление балансов активной мощности и электроэнергии;

г) анализ потоков мощности и режимов напряжений на расчетные периоды;

д) составление балансов реактивной мощности и выбор компенсирующих устройств;

е) развитие и оптимизация режимов работы электрических сетей напряжением 110 и 35 кВ на основе схемы развития системообразующих сетей напряжением 220 кВ и выше;

ж) определение потерь мощности и энергии, разработка рекомендаций по их снижению;

з) расчеты токов трехфазного и однофазного короткого замыкания для выбора нового и проверки установленного электрооборудования;

и) разработка путей для ограничения токов короткого замыкания;

к) разработка основных устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики;

л) расчет технико-экономических показателей.

Основная часть проектов воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше, выполняемых, например, НИиПИ РУП «Белэнергосетьпроект», включает следующее.

1. Исходные данные.
2. Технико-экономические показатели.
3. Технологическая часть:
 - трасса линии электропередачи;
 - расчетные климатические условия;
 - провода, транспозиция проводов;
 - изоляция и линейная арматура;
 - пересечение препятствий;
 - защита от перенапряжений, заземление.
4. Организация эксплуатации:
 - оперативное и ремонтно-эксплуатационное обслуживание;
 - средства связи;
 - защита линий связи от влияния линии электропередачи.
5. Строительные решения:
 - опоры и фундаменты;
 - закрепление опор;
 - охрана окружающей среды и рекультивация земель.
6. Патентная чистота и патентоспособность.
7. Охрана труда и техника безопасности.
8. Организация строительства.
9. Сметный расчет.

В приложениях обычно приводятся пояснения к расчетам расстановки опор по профилю трассы, планы подхода линии к подстанциям, схема развозки материалов, транспортная схема, материалы согласований.

Для такого объекта энергосистемы, как подстанция, в качестве примера приведем ориентировочный состав проекта подстанции напряжением 110 кВ.

1. Схема присоединения проектируемого объекта к энергосистеме и электрические нагрузки.
2. Технико-экономические показатели.
3. Технологическая часть:
 - основные технологические решения;
 - релейная защита и автоматика;

– управление, сигнализация, измерение и учет электроэнергии.

4. Организация эксплуатации:

- оперативное и ремонтно-эксплуатационное обслуживание;
- диспетчерское управление и телемеханизация;
- средства связи;
- охранные мероприятия;
- мероприятия по гражданской обороне.

5. Строительные решения:

- характеристика площадки подстанции;
- генеральный план и транспорт;
- аварийный маслоотвод;
- охрана окружающей среды;
- планировочные и конструктивные решения зданий и сооружений;
- водоснабжение;
- канализация;
- ливневая канализация;
- отопление и вентиляция.

6. Организация строительства:

- календарный план строительства и потребность в рабочих кадрах;
- потребность в энергоресурсах и воде;
- доставка строительных конструкций и материалов;
- безрельсовая транспортировка тяжеловесного оборудования;
- методы производства основных строительного-монтажных работ.

7. Расчет уровня коммутационных помех во вторичных цепях.

8. Мероприятия по повышению помехозащищенности панелей на интегральных микросхемах.

9. Противопожарная защита.

10. Охрана труда и техника безопасности.

11. Патентная чистота и патентоспособность.

12. Сметный расчет.

В приложения к проекту включаются многочисленные чертежи, в том числе генплан подстанции, план подстанции и молниезащита, электрическая схема подстанции, схема присоединения подстанции к энергосистеме, план инженерных сетей, схемы высокочастотных каналов связи и т.п.

В состав строительного проекта линий электропередачи напряжением 10–0,38 кВ и подстанций 10/0,38 кВ в соответствии с [48] включаются следующие основные материалы:

1. Исходные данные.
2. Техничко-экономические показатели.
3. Электротехнические решения.
4. Строительные решения.
5. Охрана окружающей природной среды.
6. Охрана труда и техника безопасности.
7. Организация строительства.
8. Паспорт строительного объекта.

В приложениях даются задание на проектирование, перечень организаций, с которыми произведены согласования, паспорта ВЛ 0,38 кВ, сведения о потребителях электроэнергии, план линий 10 кВ для согласований, профили перехода линий через инженерные сооружения, таблица расчета ВЛ 0,38 кВ, расчет продолжительности строительства и другие материалы.

Вопросы для самопроверки

1. По каким признакам разделяются задачи проектирования?
2. Кто выдает технические условия на проектирование и каково их содержание?
3. Какие нормативно-технические документы используются при проектировании?
4. Какова последовательность разработки проекта?
5. Какова цель авторского надзора за строительством объекта?
6. В каких случаях выполняют двухстадийное и одностадийное проектирование?
7. Что входит в состав проектной документации при двухстадийном проектировании?
8. Какие разделы включаются в архитектурный проект?
9. Какие основные вопросы решаются в проектах развития объединенных и районных энергосистем?
10. Какие материалы содержатся в проектах воздушных линий электропередачи?
11. Какие разделы включаются в проекты подстанций?
12. Каков состав строительного проекта электрической сети 10–0,38 кВ?

Глава 2. СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

2.1. Основные принципы системного подхода

Энергетические системы относятся к большим искусственным системам, которые созданы человеком и непрерывно развиваются под его управлением. При этом понятие «большой» системы совсем необязательно означает большую размерность по территории либо числу учитываемых параметров.

Любые большие искусственные системы характеризуются рядом основных свойств, описанных в [1, 3, 23]:

- организованность и управляемость на основе адаптации и эргатичности;
- иерархичность и взаимосвязь с внешней средой;
- многокритериальность;
- динамизм развития и влияние последствий;
- устойчивость развития;
- многовариантность развития.

В [24] применительно к большим электроэнергетическим системам сформулированы следующие дополнительные свойства:

1. Наличие слабых мест в системе. Как всякая сложная система, электроэнергетическая система неоднородна и неравнопрочна. В ней можно выделить элементы или совокупности, параметры которых определяют нежелательную реакцию системы на возникающие возмущения.

2. Динамические свойства и живучесть структурно-неоднородных протяженных энергосистем. В них наблюдается усиление взаимного влияния режимов отдельных частей системы, возрастает опасность каскадного развития аварий.

3. Наличие высших гармоник в электрических сетях за счет таких мощных потребителей, как электрифицированные железные дороги, предприятия цветной металлургии и др.

4. Информационная обеспеченность энергосистемы при оперативном управлении, создающая возможность наблюдения, идентификации и прогнозирования параметров режима.

Подход к развитию любых искусственных систем опирается на ряд основных принципов:

- при решении задачи оптимизации развития системы должны быть предварительно сформулированы достаточно четкие цели;
- в рассматриваемой модели системы должны быть учтены все ее основные свойства;
- должна быть возможность коррекции и дополнения полученных решений при их реализации с учетом новых и ранее неучтенных обстоятельств (принцип адаптивности).

При обосновании решений по развитию больших искусственных систем (в том числе и энергосистем) обычно используют экономико-математические модели.

Допустим, требуется принять какое-то решение, его эффективность характеризуется некоторым критерием оптимальности F , который обычно задается в виде функции.

На численное значение критерия оптимальности F влияют следующие показатели:

контролируемые факторы (искомые параметры объекта), выбор которых находится в распоряжении лица, принимающего решение. Каждый конкретный выбор значений контролируемых факторов представляет собой стратегию лица, принимающего решение;

неконтролируемые факторы (параметры объекта, представляющие собой исходные данные в задаче оптимизации), на которые лицо, принимающее решение, влиять не может; при динамических объектах в состав этих факторов может входить время.

Неконтролируемые факторы в зависимости от вида информации о них можно разделить на три группы:

а) **детерминированные факторы**, т.е. неслучайные величины, значения которых полностью известны;

б) стохастические факторы, т.е. случайные величины с известными законами распределения;

в) неопределенные факторы, значения которых неизвестны в момент принятия решения.

Критерий оптимальности в общем виде можно записать так:

$$F = F(x_1, x_2, \dots, x_n, A_1, A_2, \dots, A_p, y_1, y_2, \dots, y_q, z_1, z_2, \dots, z_r, t), \quad (2.1)$$

где x_1, \dots, x_n – контролируемые факторы (искомые параметры);

A_1, \dots, A_p – неконтролируемые детерминированные факторы;

y_1, \dots, y_q – неконтролируемые стохастические факторы;

z_1, \dots, z_r – неконтролируемые неопределенные факторы;

t – временной фактор.

Величины x, A, y, z – могут быть скалярами, векторами, матрицами и т.п.

На решение практических задач обычно накладываются ограничения, связанные с естественными причинами, например, ограниченностью ресурсов, техническими характеристиками проектируемого объекта и т.п. Математически эти ограничения записываются в виде

$$g_i = g_i(x_1, \dots, x_n, A_{1i}, \dots, A_{pi}, y_{1i}, \dots, y_{qi}, z_{1i}, \dots, z_{ri}, t) \\ \{\leq, =, \geq\} b_i \quad i \in \overline{1, m}. \quad (2.2)$$

Кроме того, в практических условиях каждый контролируемый фактор (искомый параметр) также может выбираться лишь из области его допустимых значений, характеризующих, например, предельную допустимую мощность электростанции, максимальное допустимое напряжение электропередачи и т.п.:

$$x_1 \in \Omega_{x1}, x_2 \in \Omega_{x2}, \dots, x_n \in \Omega_{xn}. \quad (2.3)$$

Выражения (2.1)–(2.3) представляют экономико-математическую модель задачи.

Цель операции принятия решения заключается в том, чтобы найти оптимальные значения $\bar{X}_1, \dots, \bar{X}_n$ контролируемых факторов x_1, \dots, x_n из областей их допустимых значений $\Omega_{x_1}, \dots, \Omega_{x_n}$, которые по возможности обращали бы критерий оптимальности в максимум (минимум):

$$F \rightarrow \max \text{ (или min)}.$$

Употребленная оговорка «по возможности» обусловлена наличием неопределенных и стохастических факторов.

Далее весь текст и соответствующие расчетные формулы будут излагаться применительно к задаче максимизации критерия оптимальности. Если по технологической сущности задачи требуется минимизировать критерий оптимальности, то задача минимизации $\min F$ всегда может быть заменена эквивалентной задачей максимизации вида

$$\max (A - F),$$

где A – заведомо большое число.

Для решения задач электроэнергетических систем разработан ряд оптимизационных и оценочных экономико-математических моделей. Оптимизационные модели предназначены для непосредственного определения оптимального плана развития энергосистемы. Эти модели предназначены для предварительного исследования влияния различных факторов на принимаемое решение. Оценочные модели предназначены для сопоставления заранее заданных вариантов развития энергосистемы.

2.2. Классификация задач принятия решений

Выделим следующие важные классификационные признаки задач принятия решений (ЗПР) [13]:

- 1). Количество целей (критериев), к достижению которых необходимо стремиться при решении задачи.
- 2). Зависимость (или независимость) критерия оптимальности и ограничений от времени.

3). Наличие случайных и неопределенных факторов, влияющих на решение задачи и зависящих от вида исходной информации.

По первому признаку задачи принятия решений разделяют на одноцелевые (однокритериальные) и многоцелевые (многокритериальные).

По второму признаку ЗПР делятся на статические и динамические. В статических ЗПР критерий оптимальности и ограничения не зависят от времени, в динамических присутствие фактора времени обязательно.

По третьему признаку различаются ЗПР трех видов.

1). ЗПР при определенности исходной информации (детерминированные ЗПР). Здесь исходная информация является детерминированной (фиксированной информацией). Результат (решение) получается в виде одного конкретного числа. Если исходные данные при реализации полученных решений не изменятся, то реальный результат точно совпадет с расчетным.

2). ЗПР при риске (стохастические ЗПР). В этих задачах каждое решение может привести к одному из множества возможных исходов, каждый из которых характеризуется определенной вероятностью появления.

В таких задачах расчетный результат зависит от случайных факторов. Исходная информация здесь имеется в виде статистических характеристик – законов распределения случайных величин, математического ожидания, дисперсии и т.д. В данном случае слово «риск» в заголовке возникает из-за того, что при реализации результата лицо, принимающее решение, всегда рискует получить не тот результат, на который оно ориентируется (полученный при расчете), т.к. при расчете получается некоторое осредненное оптимальное решение.

3). ЗПР в условиях неопределенности. Здесь критерий оптимальности зависит от неопределенных факторов, не известных в момент принятия решения (или не известных с достаточной для принятия решения точностью). В результате влияния неопределенных факторов каждое решение оказывается связанным с множеством возможных исходов, вероятности которых либо неизвестны, либо вообще не имеют смысла.

Однако наличие неопределенности вовсе не говорит о том, что не следует обоснованно, на основе расчетов подходить к принятию решения. Решение, принятое в условиях неопределенности, но на основе математических расчетов, будет все же лучше решения, выбранного наобум [14].

Описанная классификация ЗПР в обобщенном виде приведена на рис. 2.1 [13].



Рис. 2.1. Классификация задач принятия решений

2.3. Одноцелевые статические задачи в условиях определенности

Данная задача характеризуется следующими признаками:
 имеется одна цель (один критерий) оптимизации;
 параметры задачи и переменные (искомые) величины не изменяются во времени;

исходная информация задана в детерминированном (строго определенном) виде (в виде конкретных чисел).

Экономико-математическая модель в этом случае представляется в виде:

критерия оптимальности (функция цели)

$$F = F(X, C) \rightarrow \max(\text{или } \min);$$

ограничения

$$g_i = g_i(A_i, X) \{ \leq, =, \geq \} b_i, \quad i \in \overline{1, m}, \quad m \{ <, =, > \} n;$$

области допустимых значений переменных

$$X \in \Omega_X.$$

Здесь X – n -мерный вектор переменных: $X = (x_1, \dots, x_j, \dots, x_n)$;

A_i, C – некоторые массивы фиксированных неслучайных параметров.

Требуется найти такое значение $\bar{X} = (\bar{x}_1, \dots, \bar{x}_n)$ вектора $X = (x_1, \dots, x_n)$ из области Ω_X его допустимых значений, которое обеспечивает максимальное значение \bar{F} критерия оптимальности F , а также найти значение

$$\bar{F} = \bar{F}(\bar{X}, C) = \max F(X, C);$$

$$X \in \Omega_X.$$

Значения \bar{F} и \bar{X} представляют собой решение задачи.

Для решения одноцелевых статических задач в условиях определенности используют методы математического программирования (МП) (название не связано с программированием на ЭВМ).

Различают классические и *неклассические* задачи МП [13].

К *классическим* относятся задачи отыскания безусловного экстремума и задачи отыскания условного экстремума с

ограничениями типа равенств. Одним из признаков таких задач является непрерывность целевой функции и ограничений и наличие у них непрерывных частных производных по крайней мере второго порядка.

Классические задачи МП имеют ограниченную область применения при решении сложных инженерных задач.

Неклассические задачи МП могут быть разделены на специальные и неспециальные. *Специальные задачи* предполагают наличие целевой функции и ограничений какого-то определенного вида. При этом задача инженера-технолога заключается в том, чтобы сформулировать их в соответствии с требованиями соответствующей задачи МП, сохранив основные свойства рассматриваемой технической системы и упростив (или исключив) второстепенные.

Кратко рассмотрим формулировку основных типов специальных задач МП [13].

1. *Задачи линейного программирования.* Они характерны тем, что целевая функция $F(X)$ и ограничения $q_i(X)$ являются линейными:

$$\left. \begin{aligned} F(X) &= \sum_{j=1}^n c_j x_j \rightarrow \max; \\ q_i(X) &= \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \geq b_i, \quad i \in \overline{1, m}; \\ x_j &\geq 0, \quad j \in \overline{1, n}, \end{aligned} \right\}$$

где a_{ij}, b_i, c_j – постоянные величины.

2. *Задачи квадратичного программирования.* В этих задачах целевая функция квадратичная, а ограничения – линейные:

$$\left. \begin{aligned} F(X) &= \sum_{j=1}^n c_j x_j + \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n d_{jk} x_j x_k \rightarrow \max; \\ q_i(X) &= \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \geq b_i, \quad i \in \overline{1, m}; \\ x_j &\geq 0, \quad j \in \overline{1, n}, \end{aligned} \right\}$$

где a_{ij}, b_i, c_j, d_{jk} – постоянные величины.

3. *Задачи выпуклого программирования.* В них целевая функция и функции ограничений должны быть выпуклыми. Общая постановка задачи имеет вид:

$$\left. \begin{aligned} F(X) &= \rightarrow \max; \\ q_i(X) &\geq b_i, \quad i \in \overline{1, m}; \\ x_j &\geq 0, \quad j \in \overline{1, n}. \end{aligned} \right\}$$

Задачи линейного и выпуклого программирования являются частными случаями выпуклого программирования.

4. *Задачи динамического программирования.* При формулировке данных задач предъявляются следующие требования: целевая функция должна *сепарабельной*, а ограничения – *линейными*. При этом под сепарабельной функцией понимается функция n переменных, представленная в виде суммы (*аддитивная функция*) или произведения (*мультипликативная функция*) n функций одной переменной.

Задача формулируется так:

$$\left. \begin{aligned} F(X) &= \left\{ \sum_{j=1}^n f_j(x_j) \text{ или } \prod_{j=1}^n f_j(x_j) \right\} \rightarrow \max; \\ q_i(X) &= \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \geq b_i, \quad i \in \overline{1, m}; \\ x_j &\geq 0, \quad j \in \overline{1, n}. \end{aligned} \right\}$$

Заметим, что к функциям $f_j(x_j)$ не предъявляется никаких требований. Они могут быть линейными, нелинейными, разрывными, табличными и т.п.

5. *Задачи геометрического программирования.* Здесь целевая функция и ограничения должны быть представлены в виде *позиномов*. Простейший позином имеет вид:

$$Y(X) = c x_1^{\alpha_1} x_2^{\alpha_2} \cdot \dots \cdot x_j^{\alpha_j} \dots x_n^{\alpha_n} = c \prod_{j=1}^n x_j^{\alpha_j},$$

где c, α_j – константы.

Задача геометрического программирования формулируется в виде

$$\left. \begin{aligned} F(X) &= \sum_{k=1}^n c_k \left(\prod_{j=1}^n x_j^{\alpha_{jk}} \right) \rightarrow \max; \\ q_i(X) &= \sum_{k=1}^{\ell} c_{ik} \left(\prod_{j=1}^n x_j^{\alpha_{ijk}} \right) \geq b_i, \quad i \in \overline{1, m}; \\ x_j &\geq 0, \quad j \in \overline{1, n}. \end{aligned} \right\}$$

Более подробно особенности и методы решения специальных задач изложены в обширной математической литературе, например, в [13, 14, 15, 26].

Н е с п е ц и а л ь н ы е задачи МП относятся к задачам нелинейного программирования. Их особенности заключается в многоэкстремальности. Известные методы их решения в общем случае не гарантируют нахождение глобального экстремума [13].

2.4. Одноцелевые статистические задачи в условиях риска

В литературе иногда применяется другое название данной задачи – задача оптимизации в вероятностно-определенных условиях.

Задача характеризуется следующими признаками:

а) имеется одна цель (один критерий) оптимизации;

б) параметры и переменные (искомые) величины не изменяются во времени;

в) исходная информация задана в виде вероятностных характеристик. Поэтому каждая возможная стратегия принятия решения связана с множеством возможных исходов, причем каждый исход имеет определенную вероятность появления, известную исследователю.

Отличие задачи оптимизации в условиях риска от задачи в условиях определенности (детерминированной задачи) заключается в том, что при детерминированной задаче каждому вектору переменных

$X = (x_1, x_2, \dots, x_n)$ соответствует *одно* значение критерия оптимальности. При стохастической задаче (задаче принятия решений в условиях риска) каждому вектору X соответствует *множество* значений критерия оптимальности, причем каждому значению критерия соответствует определенная вероятность его появления.

В такой ситуации выбор решения для практической реализации неизбежно основан на осредненных (статистических) характеристиках. Поэтому принятие решения о выборе оптимальной стратегии для практической реализации всегда сопряжено с риском получить в действительности не тот результат, на который ориентируется лицо, принимающее решение, исходя из статистической информации. Отсюда – название «Оптимизация в условиях риска».

Информация, необходимая для принятия решения, может быть представлена в виде табл. 2.1.

Таблица 2.1

Информация к принятию решения в условиях риска

Исходы Стратегия	S_1	S_2	...	S_1	...	S_r	Математическое ожидание показателя эффективности F_k
X_1	Q_{11} p_{11}	Q_{12} p_{12}		Q_{1l} p_{1l}		Q_{1r} p_{1r}	$F_1 = \sum_{l=1}^r Q_{1l} p_{1l}$

X_2	Q_{21} p_{21}	Q_{22} p_{22}		Q_{2l} p_{2l}		Q_{2r} p_{2r}	$F_2 = \sum_{l=1}^r Q_{2l} p_{2l}$
\vdots							
X_k	Q_{k1} p_{k1}	Q_{k2} p_{k2}		Q_{kl} p_{kl}		Q_{kr} p_{kr}	$F_k = \sum_{l=1}^r Q_{kl} p_{kl}$
\vdots							
X_t	Q_{t1} p_{t1}	Q_{t2} p_{t2}		Q_{tl} p_{tl}		Q_{tr} p_{tr}	$F_t = \sum_{l=1}^r Q_{tl} p_{tl}$

$S_1, S_2, \dots, S_l, \dots, S_r$ – возможные исходы, вызываемые неопределенностью появления той или иной ситуации; $X_1, X_2, \dots, X_k, \dots, X_t$ – возможные стратегии принятия решения $k \in 1, t$; Q_{kl} – значение показателя эффективности при появлении l -го исхода в случае реализации k -й стратегии; p_{kl} – вероятность появления l -го исхода в случае реализации k -й стратегии. Предполагается, что вероятности p_{kl} известны.

Пример. Принимается решение по развитию генерирующей части энергосистемы. Возможны различные стратегии развития энергосистемы X_k , характеризующиеся количеством, мощностью и местом размещения различных типов электростанций: ГЭС, КЭС, АЭС. При этом исходами S_l служит различная выработка электроэнергии в энергосистеме с определенной вероятностью, зависящей от расхода воды в реках, на которых предполагается соорудить ГЭС. Тогда в качестве показателя эффективности Q_{kl} может служить прибыль в энергосистеме от реализации выработанной электроэнергии.

Табл. 2.1 составляют следующим образом. Для исхода S_1 , соответствующего какому-то водотоку на ГЭС, находят оптимальную стратегию X_1 , представляющую собой вектор переменных $X_1 = (x_1, \dots, x_n)$, где составляющие вектора – мощности отдельных станций. При этом решается одноцелевая детерминированная

задача. Аналогично поступают для всех остальных исходов S_2, \dots, S_r . В результате получают стратегии X_2, \dots, X_t , причем каждая из них оптимальна для одного из исходов. Затем для всех определенных таким образом стратегий и всех исходов вычисляют значения показателя эффективности Q_{kl} .

При наличии информации о значениях показателя эффективности Q_{kl} для различных стратегий решение задачи со стохастическими факторами сводят к детерминированной задаче. Наибольшее рас-пространение здесь получили два принципа: искусственное сведение задачи к детерминированной схеме и оптимизация в среднем.

В первом случае вероятностная картина исходов приближенно заменяется детерминированной. Для этого случайные факторы обычно заменяются своими математическими ожиданиями. Например, для рассмотренного выше примера используют математическое ожидание среднего по водности года на ГЭС (среднего расхода воды через створ ГЭС). Такой подход обычно может быть использован только при грубых, ориентировочных расчетах.

Во втором случае для оценки эффективности той или иной стратегии используют математическое ожидание показателя эффективности (см. правую колонку табл. 2.1):

$$F_k = F(X_k) = M[Q_{kl}] = \sum_{l=1}^r Q_{kl} p_{kl}, \quad k \in \overline{1, t}.$$

Тогда в качестве оптимальной будет выбрана такая стратегия из t возможных стратегий X_1, X_2, \dots, X_t , которая удовлетворяет условию

$$\bar{F} = \bar{F}(X) = \max_t [F(X_k)] = \max_t \left[\sum_{l=1}^r Q_{kl} p_{kl} \right].$$

Другими словами, при таком подходе должна быть выбрана такая стратегия, для которой в правом столбце табл. 2.1 значение показателя эффективности F_k максимально. При этом следует иметь в виду, что принятие решения при такой оптимизации «в среднем» связано с риском, т.е. с возможностью в каждом отдельном случае получить худшее значение показателя эффективности по сравнению

с тем, по которому принималось решение. И все же такой подход лучше, чем принятие решения без всяких обоснований.

2.5. Одноцелевые статические задачи в условиях неопределенности

Данные задачи характеризуются следующими признаками:

а) имеется одна цель (один критерий) оптимизации;
б) параметры и переменные (искомые) величины не изменяются во времени;

в) параметры, характеризующие исходную информацию, неопределенны, т.е. известно только, что эти параметры существуют, но их детерминированные и даже вероятностные характеристики неизвестны. При этом каждая возможная стратегия принятия решения связана с множеством возможных исходов. В этом сходство данной задачи с задачей принятия решений в условиях риска и отличие от детерминированных задач, заключающееся в том, что здесь отсутствует информация о вероятностных характеристиках исходов, которые известны в стохастических задачах.

Различают две группы неопределенностей – стратегические и природные.

Стратегические неопределенности появляются в ЗПР, в которых участвует несколько активно действующих сторон, преследующих различные, несовпадающие цели. При этом каждая из оперирующих сторон должна принимать решения в условиях, когда ей неизвестны будущие действия (стратегии) других оперирующих сторон. Один из характерных примеров задачи со стратегической неопределенностью – игра в шахматы.

Природные неопределенности появляются из-за недостаточной изученности «природы», под которой понимают обстоятельства, в которых приходится принимать решения. Например, к задаче с природными неопределенностями можно отнести задачу выбора сечений проводов линий электропередачи в условиях неизвестности точного значения ожидаемой нагрузки потребителей.

ЗПР со стратегическими неопределенностями решаются с использованием математического аппарата теории игр. Для ЗПР с природными неопределенностями применяют математический

аппарат теории статистических решений (теории игр с «природой»).

Отличие ЗПР со стратегическими неопределенностями заключается в том, что каждой оперирующей стороне известен весь набор возможных стратегий другой стороны. При этом каждая оперирующая сторона, являясь активной и разумно действующей, стремится к максимально возможному достижению своих целей.

ЗПР с природными неопределенностями являются более сложными, т.к. «природа» не обладает свойством разумности и является пассивной стороной, не действующей активно. Ей нельзя придать никаких сознательных целей, к которым она бы стремилась.

Рассмотрим некоторые понятия теории игр, которые необходимы для решения ЗПР с природными неопределенностями [14].

Пусть есть два игрока A и B , имеющие противоположные интересы. Чтобы игра могла быть математически формализована, должны быть сформулированы правила игры, определяющие:

- возможные варианты действий каждой из сторон;
- известность информации каждой стороне по принятии решений другой стороной;
- результат игры, который получается при каждой данной совокупности принятия решений каждой из сторон.

Пусть игрок A имеет m стратегий, а игрок B – n стратегий. Такая игра называется игрой $m \times n$. Если игроки осуществляют сознательный выбор одной из возможных стратегий, то выбор стратегии A_i и B_j однозначно определяет исход игры для игрока A – выигрыш (положительный или отрицательный). Обозначим этот выигрыш через a_{ij} .

Если известны значения a_{ij} при каждой паре стратегий, то можно составить табл. 2.2, называемую *платежной матрицей*.

Таблица 2.2

Платежная матрица

$A_i \backslash B_j$	B_1	B_2	...	B_n	α_i
A_1	a_{11}	a_{12}	...	a_{1n}	$\alpha_1 = \min_j a_{1j}$
A_2	a_{21}	a_{22}	...	a_{2n}	$\alpha_2 = \min_j a_{2j}$
A_m	a_{m1}	a_{m2}	...	a_{mn}	$\alpha_m = \min_j a_{mj}$
β_j	$\beta_1 = \max_i a_{i1}$	$\beta_2 = \max_i a_{i2}$		$\beta_n = \max_i a_{in}$	

Поставим задачу определить наилучшую среди стратегий для игрока A . Для этого рассмотрим последовательно каждую стратегию, начиная с A_1 и кончая A_m . Выбирая стратегию A_i , будем иметь в виду, что игрок B ответит на нее такой стратегией, при которой выигрыш игрока A будет минимальным. Поэтому при каждой стратегии A_i игрок A сможет получить выигрыш, соответствующий лишь минимальному значению a_{ij} из строки платежной матрицы для стратегии A_i .

$$\alpha_i = \min_j a_{ij}.$$

Эти значения приведены в крайнем правом столбце табл. 2.2. Выбирая из столбца α_i максимальное значение α , получим гарантированный выигрыш для игрока A :

$$\alpha = \max_i \alpha_i = \max_i \min_j a_{ij}. \quad (2.4)$$

Величина α называется нижней ценой игры или *максиминным* выигрышем (*максимином*). Это – гарантированный выигрыш для игрока A .

Стратегия игрока A , соответствующая максимину α , называется *максиминной* стратегией.

Проведем аналогичные рассуждения за игрока B . Он будет принимать такую стратегию, которая превращала бы выигрыш игрока A в минимум. Если игрок B примет стратегию B_1 , то игрок A выберет из первого столбца (см. табл. 2.2) такую стратегию, которая дает ему максимальный выигрыш. Поэтому по каждому столбцу найдем максимальные значения (см. табл. 2.2, нижняя строка)

$$\beta_j = \max_i \alpha_{ij}$$

и выберем из них минимальное значение:

$$\beta = \min_j \beta_j = \min_j \max_i \alpha_{ij}. \quad (2.5)$$

При этом игрок B проиграет игроку минимальное значение.

Величина β называется верхней ценой игры или *минимаксным* выигрышем (*минимаксом*).

Стратегия игрока B , соответствующая выигрышу β , называется *минимаксной* стратегией. Выбирая эту стратегию, игрок B будет иметь гарантию, что проиграет не более, чем β .

Существуют игры, называемые играми с *седловой точкой*, в которой нижняя цена игры равна верхней:

$$\alpha = \beta = v.$$

В таких играх в платежной матрице содержится элемент, который является одновременно минимумом в своей строке и максимумом в своем столбце. Этот элемент называется *седловой точкой*. Седловая точка соответствует оптимальным стратегиям каждого из игроков.

Более подробно основы теории игр описаны в [14, 15].

В технических и экономических задачах часто возникает неопределенность из-за недостаточной осведомленности об условиях, в которых будет приниматься решение. Например, заранее может быть точно неизвестна погода, потребление электроэнергии, объем передачи энергии из соседних энергосистем, размеры перевозок топлива и т.п. В таких случаях в качестве противоборствующей

стороны выступает «при-рода», а такие ситуации называются «играми с природой».

В теории статистических решений «природа» рассматривается как некая незаинтересованная сторона, поведение которой неизвестно и не содержит сознательного противодействия (как в теории игр) лицу, принимающему решение. В таких случаях также составляют платежную матрицу со стратегиями игрока A_1, A_2, \dots, A_m и состояниями природы $\Pi_1, \Pi_2, \dots, \Pi_n$ (табл. 2.3).

Таблица 2.3

Платежная матрица

$A_i \backslash \Pi_j$	Π_1	Π_2	...	Π_n
A_1	a_{11}	a_{12}	...	a_{1n}
A_2	a_{21}	a_{22}	...	a_{2n}
...
A_m	a_{m1}	a_{m2}	...	a_{mn}

В таких ситуациях в общем случае труднее принять решение, т.е. нет сознательного (разумного) противодействия со стороны «природы». Однако составление платежной матрицы все равно оказывается полезным, т.к. могут быть сделаны определенные выводы. На-иболее простой случай – когда какая-то из стратегий игрока A превосходит другие (табл. 2.4).

Таблица 2.4

Платежная матрица

$A_i \backslash \Pi_j$	Π_1	Π_2	Π_3
A_1	2	6	8
A_2	14	8	12
A_3	10	3	11

Из этой матрицы (см. табл. 2.4) видно, что стратегия A_2 дает максимальный выигрыш при любом состоянии природы Π_j . Поэтому игроку A следует однозначно выбрать стратегию A_2 .

Если же нет доминирующей стратегии, то все же полезно проанализировать платежную матрицу, чтобы исключить из нее заведомо невыгодные стратегии, если таковые имеются. Так, из платежной матрицы табл. 2.5 видно, что стратегия A_1 заведомо невыгодна, т.к. при любом состоянии природы Π_j у нее показатель эффективности хуже по сравнению с другими стратегиями.

Таблица 2.5

Платежная матрица

$A_i \backslash \Pi_j$	Π_1	Π_2	Π_3
A_1	2	3	8
A_2	14	6	12
A_3	10	8	11

На первый взгляд может показаться, что следует выбрать такую стратегию, при которой $a_{ij} > a_{kl}$ (см. табл. 2.3), например, выбрать стратегию A_2 , т.к. $a_{21} > a_{33}$ (см. табл. 2.5). Но здесь лучший показатель эффективности может оказаться не за счет лучшей стратегии,

а просто за счет того, что состояние природы Π_1 более выгодно, чем состояние Π_3 . Например, наличие большого расхода воды через ГЭС более выгодно для энергосистем, чем малая выработка электроэнергии на ГЭС в засушливый год.

В таких ситуациях бывает полезно использовать понятие риска, которое показывает «удачливость» принимаемой стратегии.

Риском r_{ij} игрока A в случае выбора стратегии A_i при состоянии природы Π_j называется разность между выигрышем, который он получил бы, если бы знал, что состояние природы будет Π_j , и выигрышем, который он получит, выбрав стратегию A_i [14].

Очевидно, что если заранее было бы известно состояние природы Π_j , то игрок A выбрал бы такую стратегию, которая соответствует максимальному выигрышу, т.е. максимуму столбца β_j :

$$\beta_j = \max_i a_{ij}.$$

Для состояния природы Π_1

$$\beta_1 = \max_i a_{i1},$$

для других состояний природы

$$\beta_2 = \max_i a_{i2},$$

$$\beta_n = \max_i a_{in}.$$

Тогда значения риска в случае выбора иной стратегии, не соответствующей максимуму столбца платежной матрицы:

$$r_{ij} = \beta_j - a_{ij} = \max_i a_{ij} - a_{ij}. \quad (2.6)$$

Отсюда следует, что $r_{ij} \geq 0$. Расчеты на основании платежной матрицы (см. табл. 2.3) позволяют сформировать матрицу рисков (табл. 2.6).

Таблица 2.6

Матрица рисков

$A_i \backslash \Pi_j$	Π_1	Π_2	...	Π_n
A_1	r_{11}	r_{12}	...	r_{1n}
A_2	r_{21}	r_{22}	...	r_{2n}

...
A_m	r_{m1}	r_{m2}	...	r_{mn}

Матрица рисков часто позволяет лучше осуществить анализ неопределенной ситуации, чем платежная матрица. Рассмотрим это на примере. Пусть известна платежная матрица, приведенная в табл. 2.7. Используя формулу (2.6), сформируем матрицу рисков (табл. 2.8).

Таблица 2.7

Таблица 2.8

Платежная матрица

Матрица рисков

$A_i \backslash P_j$	P_1	P_2	P_3	P_4
A_1	5	8	9	13
A_2	8	13	9	8
A_3	9	11	11	7

$A_i \backslash P_j$	P_1	P_2	P_3	P_4
A_1	4	5	2	0
A_2	1	0	2	5
A_3	0	2	0	6

Из табл. 2.7 следует, что $a_{21} = a_{24}$, но из матрицы рисков (табл. 2.8) $r_{21} < r_{24}$. При стратегии A_2 при состоянии природы P_1 выигрыш мог бы составить $a_{21} = 8$ (см. табл. 2.7) при максимальном возможном выигрыше $a_{31} = 9$, т.е. выбор стратегии A_2 хороший.

Но в то же время при состоянии природы P_4 выбор стратегии A_2 не следовало бы делать, т.к. там максимальный выигрыш $a_{14} = 13$, а a_{24} равно лишь 8, т.е. выбор стратегии A_2 плохой. Это отражается в матрице рисков (см. табл. 2.8): $a_{24} > a_{21}$, а именно, $5 > 1$.

Рассмотрим теперь критерии, которые используются для принятия решений в условиях неопределенности.

1. *Критерий, основанный на известных вероятностях условий (критерий Лапласа).*

Пусть известны состояния природы P_1, P_2, \dots, P_n и известны вероятности их появления

$$p_1 = P(P_1), p_2 = P(P_2), \dots, p_n = P(P_n),$$

причем

$$\sum_{j=1}^n p_j = 1.$$

В этом случае в качестве показателя эффективности принимают математическое ожидание выигрыша. Используя платежную матрицу (см. табл. 2.3), для i -й стратегии математическое ожидание выигрыша можно записать в виде

$$\bar{a}_i = p_1 a_{i1} + p_2 a_{i2} + \dots + p_n a_{in}$$

или

$$\bar{a}_i = \sum_{j=1}^n p_j a_{ij}. \quad (2.7)$$

Тогда в качестве оптимальной следует взять ту стратегию, для которой значение a_i максимально:

$$\bar{a}_{i_{\max}} = \max\{\bar{a}_i\}. \quad (2.8)$$

Для выбора оптимальной стратегии можно использовать матрицу рисков (см. табл. 2.6). При этом для каждой стратегии следует вычислить математическое ожидание риска:

$$\bar{r}_i = \sum_{j=1}^n p_j r_{ij}. \quad (2.9)$$

Тогда в качестве оптимальной следует взять ту стратегию, для которой значение \bar{r}_i минимально:

$$\bar{r}_{i_{\min}} = \min\{\bar{r}_i\}. \quad (2.10)$$

Если вероятности появления состояний природы P_j неизвестны, то применяют следующие приемы:

а) задаются вероятностями p_1, p_2, \dots, p_n субъективно или на основе экспертных оценок;

б) если нет никаких соображений относительно предпочтений того или иного состояния природы, то используют принцип недостаточного основания Лапласа, согласно которому все вероятности назначаются одинаковыми:

$$p_1 = p_2 = \dots = p_n = \frac{1}{n}.$$

2. Максиминный критерий Вальда.

Для его вычисления используют платежную матрицу (см. табл. 2.2 и 2.3) и принцип определения максимина по формуле (2.4). Оптимальной считается та стратегия игрока A , при которой гарантируется выигрыш не меньший, чем максимин:

$$W = \max_{1 \leq i \leq m} \min_{1 \leq j \leq n} a_{ij}, \quad (2.11)$$

где a_{ij} – показатель эффективности, взятый из платежной матрицы;

i – количество стратегий;

j – количество состояний природы.

Этот критерий ориентирует лицо, принимающее решение, на наилучшие условия. Его иногда называют критерием крайнего пессимизма.

3. Критерий минимаксного риска Сэвиджа..

По данному критерию рекомендуется выбирать ту стратегию, при которой величина риска принимает наименьшее значение в самой неблагоприятной ситуации. Для его вычисления используют матрицу рисков (см. табл. 2.6) и формулу минимакса (2.5). Оптимальной считается та стратегия игрока A , при которой гарантируется риск не более, чем минимакс:

$$S = \min_{1 \leq i \leq m} \max_{1 \leq j \leq n} r_{ij}, \quad (2.12)$$

где r_{ij} – показатель риска из матрицы риска при i -й стратегии и j -м состоянии природы.

Этот критерий, как и критерий Вальда, является критерием крайнего пессимизма. Но здесь худшим решением считается не получение минимального выигрыша, а максимальная потеря выигрыша (максимальный риск).

4. *Критерий пессимизма-оптимизма Гурвица.*

Критерий выражается в следующем виде:

$$H = \max_{1 \leq i \leq m} \{ \alpha \min_{1 \leq j \leq n} a_{ij} + (1 - \alpha) \max_{1 \leq j \leq n} a_{ij} \}, \quad (2.13)$$

где a_{ij} – показатель эффективности из платежной матрицы при i -й стратегии и j -м состоянии природы;

α – коэффициент оптимизма, выбираемый между 0 и 1 из субъективных соображений.

При $\alpha = 1$ этот критерий превращается в критерий крайнего пессимизма Вальда:

$$H = \max_{1 \leq i \leq m} \min_{1 \leq j \leq n} a_{ij}.$$

При $\alpha = 0$ получается критерий крайнего оптимизма, показывающий наибольший выигрыш, который можно получить при выборе соответствующей стратегии:

$$H = \max_{1 \leq i \leq m} \max_{1 \leq j \leq n} a_{ij}.$$

Если рекомендации по различным критериям совпадают, то можно смело выбрать данную стратегию.

Критерий Гурвица может быть также сформирован с использованием элементов матрицы рисков:

$$H = \min_{1 \leq i \leq m} \{ \alpha \max_{1 \leq j \leq n} r_{ij} + (1 - \alpha) \min_{1 \leq j \leq n} r_{ij} \}. \quad (2.14)$$

При $\alpha = 1$ данная форма критерия превращается в критерий Сэвиджа (см. формулу (2.12)).

При $\alpha = 0$ получается критерий крайнего оптимизма, показывающий наименьший риск (наименьшую потерю выигрыша), который можно получить при выборе соответствующей стратегии:

$$H = \min_{1 \leq i \leq m} \min_{1 \leq j \leq n} r_{ij}.$$

Если платежная матрица или матрица рисков большая, то рассмотренные критерии позволяют получить более наглядную картину, чем сами матрицы.

Формулы (2.7)–(2.14) соответствуют случаю, когда целевую функцию необходимо максимизировать. Если же по содержательной постановке задачи целевую функцию удобнее минимизировать, то критерии принятия решений видоизменяются.

Так, критерий Лапласа будет иметь вид

$$\bar{a}_{i/\text{мин}} = \min_j \bar{a}_{ij} \quad (2.15)$$

или

$$\bar{r}_{i/\text{макс}} = \min_j \bar{r}_{ij}. \quad (2.16)$$

Критерий Вальда

$$W = \min_{1 \leq i \leq m} \max_{1 \leq j \leq n} a_{ij}. \quad (2.17)$$

В случае применения критериев Лапласа и Сэвиджа формула (2.6) для вычисления значения риска принимает вид

$$r_{ij} = a_{ij} - \beta_j = a_{ij} - \min_k a_{ik}. \quad (2.18)$$

Тогда критерий Сэвиджа будет иметь вид тот же, что и (2.12):

$$S = \min_{1 \leq i \leq m} \max_{1 \leq j \leq n} r_{ij}. \quad (2.19)$$

Критерий Гурвица

$$H = \min_{1 \leq i \leq m} \{ \alpha \max_{1 \leq j \leq n} a_{ij} + (1 - \alpha) \min_{1 \leq j \leq n} a_{ij} \}. \quad (2.20)$$

При использовании матрицы рисков и вычислении значения риска по формуле (2.18) критерий Гурвица будет иметь вид такой же, как и (2.14).

2.6. Многоцелевые задачи принятия решений

Пусть требуется принять решение в условиях действия случайных фиксированных факторов. Стратегию принятия решения обозначим X , которая в общем случае может быть скалярной величиной, вектором, матрицей и т.п. Далее для определенности будем считать, что стратегия представляет собой n -мерный вектор

$$X = (x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_n), \quad j \in \overline{1, n}.$$

Составляющие x_j вектора X могут быть связаны ограничениями, отражающими конкретный физический и экономический смысл задачи:

$$g_i = g_i(C_i, X) \geq b_i, \quad i \in \overline{1, m}.$$

где g_i – некоторая функция;

C_i, b_i – фиксированные величины.

Эффективность принятия решения оценивается совокупностью критериев (целей), образующих вектор критериев

$$E = (e_1, e_2, \dots, e_q, \dots, e_k), \quad q \in \overline{1, k}.$$

Эти критерии могут различаться своими коэффициентами относительной важности λ_q , образующими вектор важности

$$\Lambda = (\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_q, \dots, \lambda_k), \quad q \in \overline{1, k}.$$

Критерии e_q называют локальными критериями. Каждый локальный критерий определяет какую-то локальную цель при принятии решения. При этом каждый локальный критерий связан со стратегией

$$e_q = e_q(A_q, X), \quad q \in \overline{1, k},$$

где A_q – фиксированные факторы.

Тогда векторный критерий может быть представлен в виде:

$$E = E(e_q(A_q, X)) = E(A, X),$$

где A – константы, соответствующие локальным константам A_q .

Самое простое решение задачи имеет место тогда, когда выбор одной стратегии обеспечивает одновременное достижение цели по всем локальным критериям. Однако в практических задачах этого обычно не происходит. Поэтому приходится прибегать к некоторому компромиссу в достижении локальных целей при принятии решений. Следовательно, необходимо сформулировать какой-то принцип компромисса в достижении локальных целей.

Таким образом, необходимо найти оптимальную стратегию \overline{X} , удовлетворяющую следующим условиям:

а) стратегия \overline{X} должна принадлежать множеству Ω_x ее допустимых значений;

б) стратегия должна быть наилучшей в соответствии с принятым принципом компромисса между локальными критериями и учитывать, если он задан, вектор Λ важности локальных критериев.

Решение многоцелевой задачи может быть записано в следующем общем виде:

$$\begin{aligned} \overline{E} &= E(\overline{X}) = \text{opt}[E(X), \Lambda], \\ X &\in \Omega_x, \end{aligned}$$

где \overline{X} , \overline{E} – оптимальные значения;

opt – некоторый оператор оптимальности.

Оператор opt характеризует принцип оптимальности, определяющий выбор наилучшей стратегии среди всех допустимых. Его конкретный смысл должен быть раскрыт в каждой данной задаче принятия решения.

Известны различные принципы компромисса между локальными критериями и соответствующие им принципы оптимальности, причем каждый принцип может привести к выбору различных оптимальных решений.

В многоцелевых задачах область допустимых решений по всем локальным критериям Ω_x может быть представлена двумя непересекающимися областями: областью согласия Ω_x^c и областью компромисса Ω_x^k . В области согласия переход от одной стратегии к другой позволяет улучшить сразу все локальные критерии. В области компромисса улучшение эффективности по одним критериям приводит к ухудшению эффективности решения по другим. Очевидно, что в многоцелевых задачах оптимальное решение следует искать только в области компромисса Ω_x^k . Для этих целей используется принцип Парето: возможные решения следует искать лишь среди множества стратегий (вариантов), улучшение которых по одним критериям приводит к их ухудшению по другим критериям. Поясним это на следующем примере. Пусть имеем локальные критерии $e_1 = f_1(x)$ и $e_2 = f_2(x)$, где x характеризует некоторое множество стратегий (вариантов). Тогда множество всевозможных пар значений e_1 и e_2 при всех допустимых x есть заштрихованная область (рис. 2.2). Тогда все граничные точки этой области, принадлежащие кривой AB , соответствуют значениям локальных критериев e_1 и e_2 в различных оптимальных по Парето состояниях объекта. Действительно, при переходе из точки A в точку C и из точки B в точку D уменьшается значение как e_1 , так и e_2 , что недопустимо по Парето. Поэтому оптимум лежит только на кривой AB , т.к. при переходе, например, из точки A в точку K значение e_1 увеличивается, а e_2 – уменьшается.

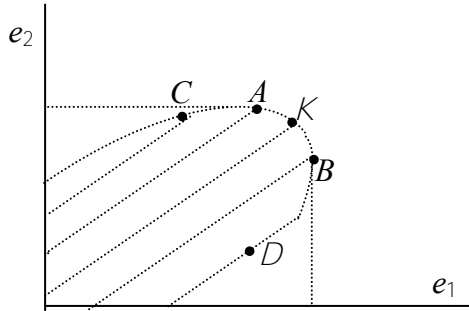


Рис. 2.2. Область допустимых значений локальных критериев

В области компромисса должна быть выбрана схема компромисса и определен принцип оптимальности. При этом раскрывается смысл оператора оптимизации:

$$\operatorname{opt}_{X \in \Omega_X} E(X) = \operatorname{opt}_{X \in \Omega_X^k} E(X) = \max_{X \in \Omega_X^k} \varphi(E(X)),$$

где $\varphi(E)$ – некоторая функция от вектора критериев E .

Таким образом, при выборе какого-то критерия оптимальности многоцелевая задача сводится к одноцелевой задаче принятия решения.

Рассмотрим возможные варианты формулировки многоцелевых задач принятия решений.

1. *Задачи оптимизации на множестве целей.*

Здесь имеется несколько целей, которые должны быть учтены при выборе оптимального решения относительно рассматриваемого объекта.

П р и м е р. Требуется выбрать оптимальный вариант линии электропередачи новой конструкции, например, по какому-то изобретению. Качество такой линии оценивается с помощью следующих основных параметров (целей): P – максимальная пропускная способность; G – минимальный расход цветного металла; R – минимальная ширина трассы; H – минимальная напряженность электрического поля под линией; C – стоимость передачи электроэнергии.

Оптимальный вариант линии может быть выбран на основании рассмотрения векторного критерия

$$E = (P, G, R, H, c).$$

Особенность рассмотренной задачи заключается в том, что локальные критерии (цели) имеют различные единицы измерения.

2. Задачи оптимизации на множестве объектов.

Здесь имеется несколько объектов, работа каждого из которых оценивается самостоятельным критерием. Тогда качество работы совокупности объектов должно оцениваться векторным критерием, включающем в себя локальные критерии, относящиеся к каждому из объектов.

П р и м е р. Энергосистема работает в условиях дефицита электроэнергии, которую она может выдать потребителям. Возникает задача оптимального распределения располагаемой электроэнергии между k потребителями. Функционирование каждого q -го потребителя оценивается локальным критерием e_q .

Например, локальным критерием первого потребителя служит стоимость вырабатываемой продукции, которую нужно максимизировать, в качестве локального критерия второго потребителя выступает себестоимость выпускаемой продукции, которую необходимо минимизировать и т.д.

Тогда общий план удовлетворения электроэнергией потребителей будет оцениваться векторным критерием

$$E = (e_1, e_2, \dots, e_q, \dots, e_k).$$

В таких задачах локальные критерии обычно имеют одинаковые единицы измерения.

3. Задачи оптимизации на множестве условий функционирования.

В этом случае заданы варианты условий, в которых предстоит функционировать объекту, относительно которого необходимо принять решение. Эффективность функционирования для каждого варианта условий оценивается некоторым локальным критерием.

Тогда эффективность функционирования при всех вариантах условий будет оцениваться вектором локальных критериев.

Пример. Заданы условия снабжения топливом (вид топлива, место добычи) электростанций энергосистемы в разное время года (зима, весна, осень, лето). Каждый период оценивается локальным критерием: зимой требуется выработать максимальное количество электроэнергии e_1 для обеспечения потребителей. Осенью и весной необходимо иметь минимальную себестоимость выработки электроэнергии на электростанциях e_2 , летом требуется обеспечить минимум стоимости перевозки топлива e_3 . Необходимо выбрать стратегию обеспечения топливом электростанций. Критерий многоцелевой задачи будет иметь вид

$$E = (e_1, e_2, e_3).$$

4. Задачи оптимизации на множестве этапов функционирования.

Этот тип задач предполагает функционирование объекта на некотором интервале времени, представленном несколькими этапами. Эффективность функционирования на каждом этапе оценивается локальным критерием, а на всем интервале времени – векторным критерием.

Пример. Требуется определить оптимальный план функционирования энергосистемы на заданном интервале времени $[0, T]$. Эффективность функционирования энергосистемы характеризуется количеством вырабатываемой электроэнергии W в дискретные моменты времени t :

$$t_1, t_2, \dots, t_k, \quad \text{где } t_k = T,$$

$$W_1, W_2, \dots, W_k.$$

Эффективность функционирования энергосистемы на всем интервале времени $[0, T]$ оценивается векторным критерием

$$E = (W_1, W_2, \dots, W_k).$$

Если локальные критерии имеют различные единицы измерения, то иногда их необходимо нормализовать, т.е. привести к единой размерности.

По сути нормализация критериев заключается в приведении к безразмерному виду численных значений критериев, соответствующих различным стратегиям (вариантам) принятия решения.

Выбор способа нормализации критериев является достаточно субъективным. Рассмотрим некоторые известные способы нормализации критериев.

Способ 1. Задаются какие-то значения каждого локального критерия:

$$e_1^3, e_2^3, \dots, e_q^3, \dots, e_k^3, \quad q \in \overline{1, k}.$$

Тогда нормализованные критерии будут иметь вид

$$\frac{e_1}{e_1^3}, \frac{e_2}{e_2^3}, \dots, \frac{e_q}{e_q^3}, \dots, \frac{e_k}{e_k^3},$$

где e_1, e_2, \dots, e_k – значения локальных критериев для каждой стратегии.

Недостаток этого способа заключается в субъективности назначения $e_1^3, e_2^3, \dots, e_k^3$.

Способ 2. Нормализация осуществляется относительно максимальных значений локальных критериев оптимизации:

$$\frac{e_1}{e_{1 \max}}, \frac{e_2}{e_{2 \max}}, \dots, \frac{e_q}{e_{q \max}}, \dots, \frac{e_k}{e_{k \max}}, \quad (2.21)$$

где $e_{q \max} = \max\{e_q\}$.

Недостаток этого способа заключается в том, что результат существенно зависит от максимального уровня критериев, определяемого условиями. При этом нарушается равноправие критериев.

Способ 3. Нормализация осуществляется относительно максимально возможного разброса значений соответствующего локального критерия:

$$\frac{e_1}{e_{1\text{ макс}} - e_{1\text{ мин}}}, \frac{e_2}{e_{2\text{ макс}} - e_{2\text{ мин}}}, \dots, \frac{e_q}{e_{q\text{ макс}} - e_{q\text{ мин}}}, \dots, \frac{e_k}{e_{k\text{ макс}} - e_{k\text{ мин}}}, \quad (2.22)$$

где

$$e_{q\text{ макс}} = \max\{e_q\},$$

$$e_{q\text{ мин}} = \min\{e_q\}.$$

Этот способ можно считать наиболее справедливым, не ущемляющим прав ни одного из критериев.

Способ 4. Нормализацию выполняют по выражениям

$$\frac{e_1 - e_{1\text{ мин}}}{e_{1\text{ макс}} - e_{1\text{ мин}}}, \frac{e_2 - e_{2\text{ мин}}}{e_{2\text{ макс}} - e_{2\text{ мин}}}, \dots, \frac{e_q - e_{q\text{ мин}}}{e_{q\text{ макс}} - e_{q\text{ мин}}}, \dots, \frac{e_k - e_{k\text{ мин}}}{e_{k\text{ макс}} - e_{k\text{ мин}}}.$$

Здесь в числителе берется разность между значением критерия по данной стратегии и его минимальным значением среди всех стратегий.

Рассмотренные способы нормализации критериев предполагают одинаковую важность критериев. Однако их часто применяют и при различной важности критериев. При этом нормализацию выполняют с учетом приоритета критериев. Так, для способа 3 нормализацию выполняют следующим образом:

$$\frac{e_1}{\lambda_1(e_{1\text{ макс}} - e_{1\text{ мин}})}, \frac{e_2}{\lambda_2(e_{2\text{ макс}} - e_{2\text{ мин}})}, \dots, \frac{e_q}{\lambda_q(e_{q\text{ макс}} - e_{q\text{ мин}})}, \dots, \frac{e_k}{\lambda_k(e_{k\text{ макс}} - e_{k\text{ мин}})}, \dots$$

где $\lambda_1, \dots, \lambda_k$ – весовые коэффициенты, характеризующие важность

каждого локального критерия: $\sum_{q=1}^k \lambda_q = 1$.

Приведенные выражения нормализации критериев относятся к случаю, когда необходимо максимизировать целевую функцию. Если по условию технологической задачи требуется минимизировать целевую функцию, то ее заменяют эквивалентной

задачей максимизации либо нормализацию критериев выполняют по преобразованным выражениям.

Так, по способу 2

$$\frac{e_{1 \text{ мин}}}{e_1}, \frac{e_{2 \text{ мин}}}{e_2}, \dots, \frac{e_{q \text{ мин}}}{e_q}, \dots, \frac{e_{k \text{ мин}}}{e_k}. \quad (2.23)$$

По способу 4

$$\frac{e_{1 \text{ макс}} - e_1}{e_{1 \text{ макс}} - e_{1 \text{ мин}}}, \frac{e_{2 \text{ макс}} - e_2}{e_{2 \text{ макс}} - e_{2 \text{ мин}}}, \dots, \frac{e_{q \text{ макс}} - e_q}{e_{q \text{ макс}} - e_{q \text{ мин}}}, \dots, \frac{e_{k \text{ макс}} - e_k}{e_{k \text{ макс}} - e_{k \text{ мин}}}.$$

Рассмотрим теперь принципы выбора критерия оптимальности, т.е. принципы сведения многоцелевой задачи к одноцелевой (одноцелевым).

Пусть дана многоцелевая задача:

$$E = E(A, X) \rightarrow \max, \quad (2.24)$$

$$g_j = g_j(C_j, X) \geq b_j, \quad i \in \overline{1, m}, \quad (2.25)$$

где $X = (x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_n)$, $j \in \overline{1, n}$,

$$E = (e_1, e_2, \dots, e_q, \dots, e_k), \quad j \in \overline{1, k}.$$

Здесь e_1, \dots, e_k – локальные критерии.

В дальнейшем для простоты задачу (2.24)–(2.25) будем записывать так:

$$\left. \begin{aligned} E = E(X) \rightarrow \max, \\ g_j(X) \geq b_j, \quad i \in \overline{1, m}. \end{aligned} \right\} \quad (2.26)$$

Чтобы решить эту многоцелевую задачу, надо свести ее к одной или нескольким одноцелевым. Если локальные критерии имеют разные размерности, то их предварительно можно (но не всегда обязательно) нормализовать.

Рассмотрим принципы сведения многоцелевой задачи к одноцелевой.

1. *Принцип выделения главного критерия.*

Из заданной совокупности локальных критериев e_1, e_2, \dots, e_k один критерий, например e_1 , принимается в качестве главного. Для остальных критериев требуется, чтобы их значения были не меньше некоторых заданных значений e_q^3 (здесь и далее получается, что все локальные критерии надо максимизировать).

Тогда многоцелевая задача (2.26) сводится к следующей одноцелевой

$$\left. \begin{array}{l} e_1(X) \rightarrow \max, \\ g_j(X) \geq b_j, \quad i \in \overline{1, m}, \\ e_q \geq e_q^3, \quad q \in \overline{2, k}. \end{array} \right\} \quad (2.27)$$

При этом в качестве оптимальной выбирается стратегия, которой соответствует наибольшее значение e_1 при соблюдении ограничений по остальным критериям. Основная трудность применения этого принципа – в задании значений локальных критериев e_q^3 (за исключением выделенного главного критерия e_1), которые устанавливаются из соображений технологической задачи.

При этом принципе в нормализации критериев нет необходимости.

2. *Принцип последовательной оптимизации на основе жесткого приоритета.*

Сначала формируется ряд приоритета $1, 2, \dots, k$, в котором локальные критерии располагаются по важности. Расположение критериев по важности условно можно записать так: $e_1 > e_2 > e_k$.

Далее решается одноцелевая задача для наиболее важного локального критерия:

$$\left. \begin{array}{l} e_1(X) \rightarrow \max, \\ g_j(X) \geq b_j, \quad i \in \overline{1, m}. \end{array} \right\}$$

В результате находится оптимальное значение $\overline{e_1}$, затем отыскивается оптимальная стратегия по критерию e_2 с учетом неизменности $\overline{e_1} = \text{const}$ и соответствующее ей оптимальное значение критерия e_2 .

Таким образом, многоцелевая задача с k критериями сводится к k последовательно решаемым одноцелевым задачам.

Последняя, k -я, задача представляется в виде

$$\left. \begin{aligned} e_k(X) &\rightarrow \max, \\ g_i(X) &\geq b_i, \quad i \in \overline{1, m} \\ \overline{e_1} &= \text{const}, \quad \overline{e_2} = \text{const}, \dots, \quad \overline{e_{k-1}} = \text{const}. \end{aligned} \right\} \quad (2.28)$$

Таким образом, сущность этого принципа оптимизации заключается в том, что не допускается повышение значения менее важных критериев, если при этом происходит хотя бы незначительное уменьшение значения более важного критерия.

Недостаток рассматриваемого принципа заключается в том, что во многих практических задачах выбор стратегии по первому, наиболее важному, критерию уже приводит к окончательному единственному решению.

Если по одному из критериев (например, e_1) оптимальное решение соответствует сразу двум стратегиям, то на следующем этапе решение отыскивается по второму критерию e_2 на множестве оптимальных стратегий по e_1 . Это принцип получил название лексикографической оптимизации.

3. Принцип последовательной уступки.

Пусть локальные критерии расположены в порядке убывающей важности:

$$e_1, e_2, \dots, e_q, \dots, e_k.$$

На первом этапе находится стратегия, соответствующая максимальному значению наиболее важного критерия e_1 :

}
}

$$e_1(X) \rightarrow \max,$$

$$g_i(X) \geq b_i, \quad i \in \overline{1, m}$$

В результате находится оптимальное значение \bar{e}_1 .

Затем, исходя из практических соображений, назначается некоторая уступка Δe_1 относительно оптимального значения \bar{e}_1 , которую лицо, принимающее решение, согласно допустить, чтобы можно было далее осуществить оптимизацию по следующему по важности локальному критерию e_2 , т.е. решается задача:

$$\left. \begin{aligned} e_2(X) &\rightarrow \max, \\ g_i(X) &\geq b_i, \quad i \in \overline{1, m}, \\ e_1 &\geq \bar{e}_1 - \Delta e_1. \end{aligned} \right\}$$

В результате будет найдена оптимальная стратегия по критериям e_2 и e_1 , а также оптимальное значение \bar{e}_2 .

Затем дополнительно к Δe_1 назначается «уступка» Δe_2 относительно оптимального критерия \bar{e}_2 и решается одноцелевая задача по критерию e_3 и т.д.

Таким образом, здесь также многоцелевая задача с k локальными критериями заменяется последовательно решаемыми k одноцелевыми задачами.

Последняя, k -я задача имеет вид

$$\left. \begin{aligned} e_k(X) &\rightarrow \max; \\ g_i(X) &\geq b_i, \quad i \in \overline{1, m}, \\ e_1 &\geq \bar{e}_1 - \Delta e_1, \quad e_2 \geq \bar{e}_2 - \Delta e_2, \dots, \quad e_{k-1} \geq \bar{e}_{k-1} - \Delta e_{k-1}. \end{aligned} \right\} \quad (2.29)$$

Достоинство такого принципа компромисса заключается в том, что видно, ценой какой «уступки» по одному локальному критерию

получается выигрыш по другому локальному критерию. Такую оценку можно получить, задаваясь различными, как правило в процентном отношении, значениями «уступок» Δe .

4. *Принцип относительного гарантированного уровня (принцип максимина).*

Принцип может применяться в тех случаях, когда все локальные критерии по важности равноправны. Предварительно критерии должны быть нормализованы.

Пусть дана многоцелевая задача

$$\left. \begin{array}{l} E(X) \rightarrow \max, \\ g_i(X) \geq b_i, \quad i \in \overline{1, m}. \end{array} \right\}$$

Решим последовательно k одноцелевых задач вида:

$$\left. \begin{array}{l} e_1(X) \rightarrow \max, \\ g_i(X) \geq b_i, \quad i \in \overline{1, m}. \end{array} \right\} \quad \text{1-я задача, решение } \bar{e}_1, \bar{X}_1;$$

.....

$$\left. \begin{array}{l} e_k(X) \rightarrow \max, \\ g_i(X) \geq b_i, \quad i \in \overline{1, m}. \end{array} \right\} \quad \text{k-я задача, решение } \bar{e}_k, \bar{X}_k.$$

В результате будут найдены оптимальные значения каждого локального критерия и соответствующие им оптимальные стратегии:

$$\bar{e}_1, \bar{e}_2, \dots, \bar{e}_q, \dots, \bar{e}_k,$$

$$\bar{X}_1, \bar{X}_2, \dots, \bar{X}_q, \dots, \bar{X}_k.$$

Выберем из оптимальных значений локальных критериев максимальное значение:

$$\bar{e}_{q \text{ макс}} = \max\{\bar{e}_1, \bar{e}_2, \dots, \bar{e}_q, \dots, \bar{e}_k\}.$$

Вычислим значения критериев e_1, e_2, \dots, e_k для всех найденных оптимальных стратегий \bar{X}_q и разделим на $e_{q \text{ макс}}$:

$$e_1^1 = \frac{e_1(\bar{X}_1)}{e_{q \text{ макс}}}, e_1^2 = \frac{e_1(\bar{X}_2)}{e_{q \text{ макс}}}, \dots, e_1^k = \frac{e_1(\bar{X}_k)}{e_{q \text{ макс}}};$$

$$e_2^1 = \frac{e_2(\bar{X}_1)}{e_{q \text{ макс}}}, e_2^2 = \frac{e_2(\bar{X}_2)}{e_{q \text{ макс}}}, \dots, e_2^k = \frac{e_2(\bar{X}_k)}{e_{q \text{ макс}}};$$

.....

$$e_k^1 = \frac{e_k(\bar{X}_1)}{e_{q \text{ макс}}}, e_k^2 = \frac{e_k(\bar{X}_2)}{e_{q \text{ макс}}}, \dots, e_k^k = \frac{e_k(\bar{X}_k)}{e_{q \text{ макс}}}.$$

Найдем минимальные значения критерия оптимальности из каждого полученного ряда:

$$e_{1 \text{ мин}} = \min\{e_1^1, e_1^2, \dots, e_1^k\},$$

$$e_{2 \text{ мин}} = \min\{e_2^1, e_2^2, \dots, e_2^k\},$$

.....

$$e_{k \text{ мин}} = \min\{e_k^1, e_k^2, \dots, e_k^k\}.$$

Далее решим одноцелевую задачу вида

$$E_1(X) \rightarrow \max,$$

т.е. надо найти

$$\bar{E}_1(X) = \max\{e_{q \text{ мин}}\} = \max\{e_{1 \text{ мин}}, e_{2 \text{ мин}}, \dots, e_{k \text{ мин}}\}.$$

В результате будет найдена оптимальная стратегия, соответствующая \bar{E}_1 . Деление на $\bar{e}_{q \text{ макс}}$ дает гарантированный выигрыш относительно максимального выигрыша $\bar{e}_{q \text{ макс}}$.

В общем виде решение задачи по этому принципу формулируется так:

$$\bar{E}_1(X) = \max \min \frac{e_q(X)}{e_{q \text{ макс}}}, \quad q \in \overline{1, m}. \quad (2.30)$$

5. Принцип весовых коэффициентов.

По этому принципу многоцелевая задача заменяется одной одноцелевой. При этом локальные критерии предварительно должны быть нормализованы.

Одноцелевая задача формулируется так:

$$\left. \begin{aligned} E_j(X_j) &= \sum_{q=1}^k \lambda_q e_q(X_j) \rightarrow \max, \quad q \in \overline{1, k}, \\ g_j(X) &\geq b_j, \quad i \in \overline{1, m}, \\ \bar{E} &= \max_j [E_j(X_j)] \end{aligned} \right\} \quad (2.31)$$

где λ_q – весовые коэффициенты.

Таким образом, здесь для каждой стратегии вычисляется функция $E_j(X_j)$, находится ее максимальное значение и соответствующая ему оптимальная стратегия.

Трудность применения данного принципа заключается в обоснованном выборе значений весовых коэффициентов для каждого локального критерия.

Обычно сначала формируют ряд приоритета локальных критериев

$$I = (1, 2, \dots, k).$$

Затем устанавливают вектор приоритета

$$V = (V_1, V_2, \dots, V_k).$$

Составляющие этого вектора характеризуют степень превосходства двух соседних критериев e_q и e_{q+1} из ряда критериев I , т.е. величина V_1 определяет, во сколько раз критерий e_1 важнее критерия e_2 , величина V_2 показывает, во сколько раз критерий e_2 важнее критерия e_3 и т.д. В расчетах обычно принимают последнюю составляющую вектора приоритета $V_k = 1$.

Составляющие вектора приоритета определяются на основе попарного сравнения локальных критериев из ряда приоритета, что проще, чем задание сразу всех весовых коэффициентов.

Составляющие вектора весовых коэффициентов локальных критериев $\Lambda = (\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_k)$ обычно задают так, чтобы

$$\left. \begin{array}{l} 0 \leq \lambda_q \leq 1, \quad q \in \overline{1, k}, \\ \sum_{q=1}^k \lambda_q = 1. \end{array} \right\}$$

Тогда составляющие векторов V и Λ связаны соотношением

$$V_q = \frac{\lambda_q}{\lambda_{q+1}}.$$

Если определены ряд приоритета I и вектор приоритета V , то можно показать, что весовые коэффициенты определяются по формуле

$$\lambda_q = \frac{\prod_{i=q}^k V_i}{\sum_{q=1}^k \prod_{i=q}^k V_i}. \quad (2.32)$$

Поясним применение этой формулы на числовом примере. Пусть ряд приоритета $I = (1, 2, 3)$ и вектор приоритета $V = (3, 2, 1)$.

По формуле (2.32) имеем

$$\lambda_1 = \frac{v_1 v_2 v_3}{v_1 v_2 v_3 + v_2 v_3 + v_3} = \frac{3 \cdot 2 \cdot 1}{3 \cdot 2 \cdot 1 + 2 \cdot 1 + 1} = \frac{6}{9};$$

$$\lambda_2 = \frac{v_2 v_3}{v_1 v_2 v_3 + v_2 v_3 + v_3} = \frac{2 \cdot 1}{3 \cdot 2 \cdot 1 + 2 \cdot 1 + 1} = \frac{2}{9};$$

$$\lambda_3 = \frac{v_3}{v_1 v_2 v_3 + v_2 v_3 + v_3} = \frac{1}{3 \cdot 2 \cdot 1 + 2 \cdot 1 + 1} = \frac{1}{9}.$$

6. Принцип справедливого компромисса.

Этот принцип предполагает одинаковую важность всех локальных критериев. Критерии должны быть нормализованы.

Для каждой стратегии X_j вычисляется функция

$$E_j = E_j(X_j) = \prod_{q=1}^k e_q(X_j). \quad (2.33)$$

Решение многоцелевой задачи имеет вид

$$\bar{E} = \max_j \{E_j\} = \max_j \prod_{q=1}^k e_q(X_j). \quad (2.34)$$

Если локальные критерии неравнозначны и характеризуются весовыми коэффициентами $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_k$, то оптимальное решение имеет вид

$$\bar{E} = \max_j \{E_j\} = \max_j \prod_{q=1}^k e_q^{\lambda_q}(X_j). \quad (2.35)$$

7. Принцип, основанный на максимизации совокупности локальных критериев.

Сначала рассматривается k одноцелевых задач и вычисляются значения локальных критериев e_1, e_2, \dots, e_k при всех намеченных стратегиях

$$X = (X_1, X_2, \dots, X_j, \dots, X_n), \quad j \in \overline{1, n}.$$

Затем отыскиваются локально-оптимальные значения критериев:

$$\begin{aligned} \bar{e}_1 &= \max e_1(X), \\ \bar{e}_2 &= \max e_2(X), \\ &\dots\dots\dots \\ \bar{e}_k &= \max e_k(X). \end{aligned}$$

Для каждой стратегии вычисляется функция по всем критериям:

$$\begin{aligned} E_j = E_j(X_j) &= \left(\frac{e_1(X_j) - \bar{e}_1}{\bar{e}_1} \right)^2 + \left(\frac{e_2(X_j) - \bar{e}_2}{\bar{e}_2} \right)^2 + \dots + \\ &+ \left(\frac{e_k(X_j) - \bar{e}_k}{\bar{e}_k} \right)^2, \quad j \in \overline{1, n}. \end{aligned} \tag{2.36}$$

Решение многоцелевой задачи имеет вид

$$\bar{E} = \max_j \{E_j\}. \tag{2.37}$$

Если локальные критерии неравнозначны, то функция по всем критериям видоизменяется:

$$\lambda_q^* = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \lambda_{qn}, \quad q \in \overline{1, k}. \quad (2.39)$$

Эксперты обычно отличаются друг от друга квалификацией, компетентностью, опытом и т.п. по рассматриваемому вопросу. В этих условиях могут быть введены коэффициенты компетентности

$$h_n > 0, \quad n \in \overline{1, N}, \quad \sum_{n=1}^N h_n = 1.$$

Тогда при неравнозначности мнений различных экспертов формула (2.39) примет вид

$$\lambda_q^* = \sum_{n=1}^N \lambda_{qn} h_n, \quad q \in \overline{1, k}. \quad (2.40)$$

Известно возможное развитие такого подхода (метод Дельфи). Его сущность заключается в том, что после вычисления весовых коэффициентов по формуле (2.40) устанавливается степень их согласованности и их значения сообщаются экспертам. Могут также сообщаться аргументы каждого из экспертов. После этого выполняется вторая итерация назначения экспертами весовых коэффициентов и производится новый расчет по формуле (2.40) и т.д. до тех пор, пока не будет получена удовлетворительная согласованность мнений различных экспертов.

Найденные таким образом весовые коэффициенты затем реализуют при выборе предпочтительного решения по принципу весовых коэффициентов (см. формулу (2.31)).

В заключение заметим, что расчеты по различным принципам могут приводить к разным предпочтительным решениям. Это связано с несовершенством принципов и с разными представлениями в них о сравнимости локальных критериев. Поэтому на практике выбор того или иного принципа сведения

многоцелевой оптимизации к одноцелевой должен быть предварительно обоснован.

2.7. Критерии оптимизации развития энергосистем

В многоцелевых задачах принятия решений по развитию энергосистем и их элементов в зависимости от постановки задачи могут применяться различные локальные критерии: капитальные затраты, годовые эксплуатационные расходы, потери мощности, потери электроэнергии, коэффициент полезного действия, показатели надежности функционирования энергосистемы, электростанций или электрических сетей, показатели качества электроэнергии, экологические характеристики и др. В одноцелевых задачах эффективности принятия решений наиболее часто используют различные стоимостные показатели. В соответствии с [32] одним из основных показателей эффективности инвестиционного проекта является *чистый дисконтированный доход* (ЧДД) (Net Present Value, NPV), под которым понимают превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами с учетом неравноценности эффектов, относящихся к различным моментам времени. При этом *дисконтированием* называют приведение разновременных значений денежных потоков (денежных поступлений, капиталовложений и пр.) к их ценности на определенный момент времени, который называется *моментом приведения*. Основным экономическим нормативом, используемым при дисконтировании, является *норма дисконта* E , выражаемая в долях единицы или в процентах в год.

Если дисконтирование (приведение) осуществляется к году строительства объекта, то критерий ЧДД имеет вид

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{D_{t_i} - I_{t_i} - K_{t_i}}{(1 + E)^t} \rightarrow \max, \quad (2.41)$$

где D_t – суммарный доход в год t ;

I_t – годовые эксплуатационные и другие расходы в год t ;

K_t – капитальные затраты в год t ;

T – расчетный срок;

i – номер варианта.

Если расчетный срок t не ограничивать сроком службы объекта, то в эксплуатационные расходы должны включаться амортизационные отчисления. Такие условия характерны для задач энергосистем и электрических сетей, которые непрерывно развиваются, модернизируются, и поэтому для них невозможно установить конкретный срок службы [33].

В выражении (2.41) норма дисконта E равна процентной ставке за предоставление кредита либо за хранение средств в банке.

В [33] показано, что при условии тождества эффектов по сравниваемым вариантам критерий ЧДД трансформируется в приведенные затраты Z в соответствии с [34]:

$$Z = \sum_{t=1}^{\infty} \frac{K_{t_i} + I_{t_i}}{(1 + E_H)^t} \rightarrow \min, \quad (2.42)$$

где K_{t_i} , I_{t_i} – соответственно капитальные затраты и эксплуатационные расходы в год t для i -го варианта;

E_H – нормативный коэффициент эффективности капитальных затрат.

На основе выражения (2.42) получен экономический критерий в виде

$$Z = \sum_{t=1}^T (E_H K_{t_i} + \Delta I_t) (1 + E_H)^{T-t} \rightarrow \min, \quad (2.43)$$

где ΔI_t – изменение годовых эксплуатационных расходов в t -м году по сравнению с $(t-1)$ -м годом.

Критерий (2.43) предполагает, что через T лет объект выходит на проектную мощность, после чего годовые эксплуатационные расходы остаются неизменными.

Если капитальные затраты вкладываются в течение одного года, после чего объект выходит на нормальную эксплуатацию с неизменными по годам эксплуатационными расходами, то выражение (2.43) превращается в статический критерий:

$$Z = E_n K_i + I_i \rightarrow \min. \quad (2.44)$$

Критерии (2.42)–(2.44) предназначены для оценки сравнительной эффективности различных вариантов с одинаковым техническим эффектом (например, с одинаковой выработкой электроэнергии в энергосистеме, с одинаковым количеством пропускаемой по сети электроэнергии и т.п.).

В [32] к основным показателям в расчетах эффективности инвестиционных проектов отнесен также *срок окупаемости*, под которым понимается время в расчетном периоде, в течение которого текущий чистый дисконтированный доход становится и в дальнейшем остается неотрицательным. Значение срока окупаемости можно получить из выражения (2.41), приравняв его к нулю (ЧДД = 0) и решив относительно t .

Для условий применимости критериев (2.42)–(2.44) срок окупаемости может быть определен по формулам [34]:

– срок окупаемости, характеризующий общую эффективность капитальных затрат K :

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{\Pi},$$

где Π – прибыль;

– срок окупаемости при сравнительной эффективности капитальных затрат K_1 и K_2 по различным вариантам

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_2 - K_1}{I_1 - I_2},$$

где I_1 , I_2 – годовые эксплуатационные расходы по различным вариантам.

2.8. Понятие и определения потерь электрической энергии в сетях энергосистем

Ограниченность топливно-энергетических ресурсов Земли приводит к все более глубокому осознанию необходимости строжайшей экономии энергоресурсов, их бережного расходования.

Эта проблема имеет первостепенное значение для всех стран, как с развитой, так и с переходной экономикой. Не случайно поэтому во многих странах мира (США, Франция, Великобритания, Япония, Германия, Россия, Беларусь) на государственном уровне созданы специальные органы по рациональному использованию природных ресурсов, разработаны соответствующие национальные программы.

Развитие ключевых отраслей экономики любой страны базируется прежде всего на опережающем росте производства электрической энергии. Однако в процессе транспорта электрической энергии по электрическим сетям неизбежны ее потери, которые приводят к дополнительному сжиганию топлива на электростанциях и снижению пропускной способности сети. В этой связи задачам качественного расчета и особенно оптимизации уровня потерь электрической энергии как в условиях эксплуатации, так и при проектировании энергосистем должно уделяться самое пристальное внимание.

Величина потерь в электрических сетях может быть значительной (до десяти и более процентов от полезного отпуска), поэтому прежде всего важно объективное определение потерь электроэнергии. Оно позволяет оценить величину потерь как одного из показателей эффективности работы сети, проанализировать структуру потерь, выявить их очаги, разработать организационно-технические мероприятия по снижению потерь, осуществлять их нормирование в энергосистемах. Кроме того, стоимость потерь входит в общепризнанный экономический критерий – приведенные затраты, поэтому достоверность ее оценки влияет на обоснованность всех проектных решений в задачах технико-экономического анализа.

Существуют различные точки зрения на то, что следует понимать под потерями в электрических сетях и как их трактовать – как «технологический расход электроэнергии» или собственно «потери». В данном случае будем придерживаться следующих основных понятий и определений.

Фактические (отчетные) потери электроэнергии ΔW_0 – разность между электроэнергией, поступившей в сеть W_C (по показаниям счетчиков приема электрической энергии), и

электроэнергией, отпущенной потребителям, $W_{\text{п}}$ (по показаниям счетчиков отпуска электроэнергии) [57]:

$$\Delta W_0 = W_{\text{с}} - W_{\text{п}}.$$

Из определения отчетных потерь следует, что их величина будет отличаться от фактических значений потерь электроэнергии в элементах сети из-за неизбежных погрешностей приборного учета.

Электроэнергия, поступившая в сеть, определяется в виде разности

$$W_{\text{с}} = W_{\text{г}} - W_{\text{сн}},$$

где $W_{\text{г}}$ – отпуск электроэнергии с шин электростанций;

$W_{\text{сн}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды энергосистемы (освещение электростанций, энергоснабжение вспомогательного оборудования, ремонтных площадок и т.д.).

Отчетные потери состоят из трех составляющих:

$\Delta W_{\text{т}}$ – технические потери электроэнергии. Это расход электрической энергии при ее передаче по сетям энергосистем, который обусловлен физическими процессами, происходящими при передаче энергии по сетям и выражается в преобразовании электроэнергии в теплоту. Технические потери электроэнергии могут быть определены только расчетным путем;

$\Delta W_{\text{у}}$ – недоучет электроэнергии, обусловленный большими отрицательными погрешностями приборов учета электроэнергии у потребителей по сравнению с аналогичными погрешностями приборов приема электрической энергии в сеть. Несмотря на то, что погрешности приборов учета (счетчик, трансформатор тока, трансформатор напряжения) имеют двусторонние погрешности, в силу ряда причин систематическая погрешность системы учета на объекте в целом имеет отрицательное значение. Отсюда и возникает термин «потери недоучета»;

$\Delta W_{\text{к}}$ – коммерческие потери электроэнергии, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствиями между показаниями электросчетчиков и оплатой и другими причинами.

Коммерческие потери учитываются во всех странах. В США и Франции считается экономически нецелесообразным искать конкретные места хищений, если их объем не превышает 1–1,5 %. Дальнейшее снижение коммерческих потерь является экономически невыгодным.

Таким образом:

$$\Delta W_0 = \Delta W_T + \Delta W_y + \Delta W_k.$$

Технические потери электроэнергии ΔW_T составляют нагрузочные потери ΔW_H в элементах сети и оборудовании, потери холостого хода ΔW_X и потери, зависящие от погодных условий $\Delta W_{П}$:

$$\Delta W_T = \Delta W_H + \Delta W_X + \Delta W_{П}.$$

Нагрузочные потери ΔW_H определяют в линиях, силовых трансформаторах, трансформаторах тока, в высокочастотных заградителях связи и токоограничивающих реакторах.

Условно-постоянные потери холостого хода ΔW_X вычисляют в силовых трансформаторах, компенсирующих устройствах (синхронных компенсаторах, батареях статических конденсаторов, шунтирующих реакторах и т.д.), трансформаторах напряжения и счетчиках, в устройствах высокочастотной связи, а также в изоляции кабельных линий.

Потери, зависящие от погодных условий $\Delta W_{П}$, составляют потери на корону и от токов утечки по изоляторам воздушных линий и подстанций.

Кроме того, будем различать *оптимальные* технические потери (потери при оптимальных структуре и режиме сети) $\Delta W_{от}$ и дополнительные технические $\Delta W_{тд}$ (возникающие при отклонении режима сети от оптимального):

$$\Delta W_{\text{от}} = \Delta W_{\text{т}} - \Delta W_{\text{дт}}.$$

Термин «оптимальный» применим и к величинам $\Delta W_{\text{у}}$ и $\Delta W_{\text{к}}$.

2.9. Методические принципы расчета нагрузочных потерь электроэнергии и области их применения

Из перечисленных выше составляющих отчетных потерь наибольшую сложность представляет определение нагрузочных потерь электроэнергии в элементах электрических сетей, число которых в современных энергосистемах достигает сотен тысяч. Для одного элемента сети (линии или силового трансформатора) с активным сопротивлением R справедливо выражение

$$\Delta W = 3R \int_0^T I^2(t) dt. \quad (2.45)$$

Аналитическая функция, описывающая закон изменения тока во времени, как правило, неизвестна, поэтому на практике применяют различные способы численного интегрирования выражения (2.45), которые и определяют основные методические принципы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях [12, 57]:

$$\Delta W = 3R \int_0^T I^2(t) dt \approx 3R \sum_1^{T/\Delta t} I^2(t) \Delta t; \quad (2.46)$$

$$\Delta W = \sum_1^n \Delta P_{\text{н}j} \cdot t_j; \quad (2.47)$$

$$\Delta W = \Delta W_{\text{нс}} \cdot D_{\text{эк}}; \quad (2.48)$$

$$\Delta W = 3R I_{\text{нб}}^2 \tau; \quad (2.49)$$

$$\Delta W = 3R I_{\text{ср.кв}}^2 T; \quad (2.50)$$

$$\Delta W = 3R I_{\text{ср}}^2 k_{\text{ф}}^2 T. \quad (2.51)$$

Соответственно различают следующие основные аналитические способы расчета нагрузочных потерь:

метод поэлементных расчетов потерь – формула (2.46);

метод характерных режимов – формула (2.47);

метод характерных суток – формула (2.48);

метод времени наибольших потерь – формула (2.49);

метод среднеквадратического тока – формула (2.50) и

метод средних нагрузок – формула (2.51).

В формулах (2.46)–(2.51):

T – расчетный период времени;

Δt – интервал времени между снятыми значениями токовых нагрузок элемента сети с помощью устройств телемеханики;

n – количество рассматриваемых характерных режимов в пределах времени T ;

$\Delta P_{\text{н}i}$ – нагрузочные потери активной мощности в i -м характерном режиме;

t_i – длительность i -го режима;

$\Delta W_{\text{нс}}$ – нагрузочные потери электроэнергии за характерные сутки;

$D_{\text{эк}}$ – эквивалентное число характерных суток в расчетном периоде;

$I_{\text{нб}}$ – ток в элементе в режиме наибольших нагрузок;

τ – время наибольших потерь;

$I_{\text{ср.кв}}$ – среднеквадратический ток;

$I_{\text{ср}}$ – ток в элементе в режиме средних нагрузок.

В реальных условиях эксплуатации и проектирования

электрических сетей перечисленные подходы трансформируются в конкретный метод расчета. Например, учитывая оснащенность электрических сетей счетчиками электрической энергии и имея в виду, что вся сеть представлена одним эквивалентным по потерям сопротивлением R_3 , можно записать:

$$\begin{aligned} \Delta W_H &= 3R_3 I_{\text{нб}}^2 \tau = 3R_3 \frac{S_{\text{нб}}^2}{U_{\text{нб}}^2} \tau = \frac{P_{\text{нб}}^2 + Q_{\text{нб}}^2}{U_{\text{нб}}^2} R_3 \tau = \frac{\frac{W_p^2}{T_{\text{нб.а}}^2} + \frac{W_q^2}{T_{\text{нб.р}}^2}}{U_{\text{нб}}^2} R_3 \tau = \\ &= \frac{W_p^2 \frac{\tau}{T_{\text{нб.а}}^2} + W_q^2 \frac{\tau}{T_{\text{нб.р}}^2}}{U_{\text{нб}}^2} R_3 = \frac{W_p^2 d_a + W_q^2 d_p}{U_{\text{нб}}^2} R_3. \end{aligned} \quad (2.52)$$

В режиме средних нагрузок:

$$\begin{aligned} \Delta W_H &= 3R_3 I_{\text{ср}}^2 k_{\Phi}^2 T = \frac{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}{U_{\text{ср}}^2} R_3 k_{\Phi}^2 T = \frac{\frac{W_p^2}{T^2} + \frac{W_q^2}{T^2}}{U_{\text{ср}}^2} R_3 k_{\Phi}^2 T = \\ &= \frac{W_p^2 + W_q^2}{U_{\text{нб}}^2 T} R_3 k_{\Phi}^2 \text{ и т.д.} \end{aligned} \quad (2.53)$$

В выражениях (2.52) и (2.53):

$S_{\text{нб}}$ – полная мощность эквивалентной сети в режиме наибольших нагрузок;

$U_{\text{нб}}$ – напряжение сети в режиме наибольших нагрузок;

$P_{\text{нб}}$ и $P_{\text{ср}}$ – активная нагрузка сети в режимах соответственно наибольших «нб» и средних «ср» нагрузок;

$Q_{\text{нб}}$ и $Q_{\text{ср}}$ – реактивная нагрузка;

$T_{\text{нб.а}}$ – время использования наибольшей активной нагрузки;

$T_{\text{нб.р}}$ – время использования наибольшей реактивной нагрузки;

d_a, d_p, k_{ϕ} – коэффициенты формы графиков нагрузки.

Метод поэлементных расчетов применяется для определения потерь в отдельных линиях и трансформаторах, потери в которых существенно зависят от транзитных перетоков и которые оснащены устройствами телемеханики.

Метод характерных режимов применяется при расчете потерь в транзитной сети при наличии данных о нагрузках узлов. Метод характерных суток рекомендуется для замкнутых электрических сетей 110 кВ и выше, не участвующих в обменных перетоках [64]. Все остальные методы и их модификации используются при определении нагрузочных потерь электроэнергии в распределительных разомкнутых электрических сетях 0,38–110 кВ.

Определение потерь в электрических сетях энергосистем – это только одна из составных частей общей проблемы потерь. Далее необходимы оценка полученных значений и структуры потерь, их анализ и проектирование путей движения к оптимальным параметрическим и режимным характеристикам сетей. В настоящее время достаточно обоснованных рекомендаций по проведению качественного анализа потерь электроэнергии практически нет. Это объясняется многокритериальностью задачи и отсутствием в настоящее время разработанных однозначных критериев качества функционирования электрических сетей.

В то же время успешное решение вопросов количественного анализа потерь позволяет вплотную подойти к оценке существующего состояния сети и далее к расчету оптимальных уровней потерь электроэнергии в сетях и путям движения к ним. Поэтому разработка теоретических основ и принципов определения обоснованных уровней потерь в электрических сетях представляет несомненный теоретический и практический интерес. В данном пособии представлены некоторые результаты теоретических исследований по расчету и достижению экономически обоснованных (оптимальных) уровней потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. Они позволяют осуществить поэтапную оптимизацию развития электрических сетей по топологическим и режимным

характеристикам с целью их приближения к оптимальным условиям функционирования сетей и, как следствие, к оптимальному уровню потерь в них [12, 63–66].

2.10. Экономически обоснованный уровень технологического расхода электроэнергии в электрических сетях энергосистем как локальный критерий оптимизации

Из определения оптимальных технических потерь видно, что при некотором сочетании топологических параметров электрических сетей (типы и номинальные мощности трансформаторов, марки и сечения проводов, длины ЛЭП и т.д., включая характеристики располагаемых средств регулирования) и электрических нагрузок существует некоторый теоретически возможный минимум технологического расхода электрической энергии.

Он соответствует идеальным условиям эксплуатации электрических сетей, когда имеется совершенно полная и достоверная отчетная информация (топологическая и режимная), выбор управляющих воздействий (оптимизация режимов вместе с разработкой мероприятий по снижению потерь) осуществляется математически точной оптимизацией решений, а реализация управления электрическими сетями также не содержит каких-либо искажений.

Осуществить названные идеальные условия на практике невозможно. По мере развития технологий, методов и средств управления сетями мы непрерывно и неизбежно приближаемся к ним, но каждый шаг требует значительных затрат.

Любое мероприятие, ориентированное на приближение фактического технологического расхода электроэнергии в сетях к теоретически возможному, требует определенных затрат. При этом затраты делятся на две группы.

Первая группа затрат - это первоначальные затраты. К ним относятся научные исследования и опытно-конструкторские разработки, разработка специализированного программного обеспечения ЭВМ, капитальные вложения, затраты на монтаж и наладку оборудования и т.п. Такие затраты осуществляются до того момента времени, когда предлагаемое мероприятие начнет давать полезный экономический эффект.

Вторая группа затрат - это текущие издержки. К ним относятся эксплуатационные расходы (зарплата, отчисления на текущий ремонт и обслуживание, амортизационные издержки и др.).

Экономический эффект от внедрения конкретного мероприятия зависит от условий его осуществления и определяется конкретным расчетом.

При решении вопросов снижения технологического расхода электроэнергии в электрических сетях необходимо ориентироваться на экономически обоснованный уровень данного показателя. Технически обоснованное значение технологического расхода энергии мож-но рассчитать только за истекший период времени.

Рассчитать экономически обоснованный уровень технологического расхода энергии прямым методом можно только для отдельных объектов (трансформатора, электропередачи) или же с использованием приближенных идеализированных моделей электрических сетей и их режимов. Применительно к реальным электрическим сетям в конкретных условиях такие расчеты практически неосуществимы из-за:

больших объемов исходной информации;

необходимости использования сложных оптимизационных моделей;

неэффективности полученных оптимальных решений вследствие неизбежной погрешности используемой информации и т.д.

Если же расчеты потерь, поиск и анализ возможных мероприятий по снижению технологического расхода энергии проводить непрерывно, а экономически оправданные мероприятия регулярно внедрять, то общий уровень технологического расхода электроэнергии в сетях также будет непрерывно приближаться к экономически обоснованному. И если окажется, что ни одно из мероприятий больше не приводит к экономически обоснованному снижению потерь, то достигнутое состояние сети можно считать оптимальным.

Из приведенных рассуждений следует, что для конкретной электрической сети экономически обоснованный уровень потерь электроэнергии будет соответствовать минимуму стоимости передачи электрической энергии в данной сети и может использоваться в качестве локального критерия оптимизации развития энергосистемы [63, 66]. Сопоставление экономического

уровня потерь с фактическим позволяет судить о степени загрузки сети, определять имеющиеся резервы по снижению потерь, разрабатывать стратегию и пути приближения фактических потерь к экономически обоснованному уровню.

2.11. Использование потерь мощности и электроэнергии в качестве критериальных режимных параметров электрических сетей

Задачи расчета и анализа электрических сетей и систем в конечном итоге сводятся к оценке технической допустимости и экономической целесообразности решений, определяющих пропускную способность сети.

Допустимость режима электрической сети определяется техническими ограничениями, накладываемыми на режимные параметры, характеризующие ее пропускную способность. С другой стороны, как это видно из выражений

$$C_{\text{п}} = \frac{3}{P_{\text{нб}} T_{\text{нб.а}}},$$

$$K_{\text{у}} = \frac{K}{P_{\text{нб}}}$$

от пропускной способности электропередачи также зависят ее основные экономические показатели. Здесь

$C_{\text{п}}$ – стоимость передачи электрической энергии;

$K_{\text{у}}$ – удельные капитальные вложения;

K – капитальные вложения.

Поэтому пропускную способность сети следует рассматривать как важнейший технико-экономический показатель.

В общем случае пропускная способность электрической сети определяется допустимым нагревом проводникового материала и изоляции (допустимыми потерями мощности и энергии), допустимым перепадом (потерей) и режимом напряжения и условиями устойчивости (статической, динамической и

результатирующей). В таком случае можно записать аналитические выражения пропускной способности звена сети в функции определяющих ее режимных параметров и с их помощью изучить влияние на пропускную способность различных факторов [12].

Известно, что нагрузочные потери активной мощности в звене сети от протекания тока нагрузки можно определить по выражению [20]

$$\Delta P = \frac{P^2 R}{U^2 \cos^2 \varphi}$$

или в процентах

$$\Delta P \% = \frac{PR \cdot 10^2}{U^2 \cos^2 \varphi},$$

откуда наибольшая передаваемая мощность

$$P_{\text{нб}} = \frac{\Delta P_{\text{д}} \% U^2 \cos^2 \varphi}{R \cdot 10^2}, \quad (2.54)$$

где $\Delta P_{\text{д}} \%$ - потери мощности по условиям допустимого нагрева проводников.

Рассуждая подобным образом, запишем значение передаваемой мощности в функции допустимых потерь электроэнергии $\Delta W_{\text{д}}$:

$$P_{\text{нб}} = \frac{\Delta W_{\text{д}} \% U^2 \cos^2 \varphi}{R \cdot 10^2} \cdot \frac{T_{\text{нб}}}{\tau}, \quad (2.55)$$

и допустимых потерь напряжения $\Delta U_{\text{д}} \%$:

$$P_{\text{нб}} = \frac{\Delta U_{\text{д}} \% U^2}{R \alpha \cdot 10^2}, \quad (2.56)$$

где $\alpha = 1 + \frac{x_0}{r_0} \operatorname{tg} \varphi$.

Из формул (2.54)–(2.56) видно, что на пропускную способность элемента сети наибольшее влияние оказывают номинальное напряжение, уровень напряжения и характер нагрузки. Несколько меньше влияют сечение провода, конфигурация графика нагрузки и другие параметры.

Показатели, входящие в выражения (2.54)–(2.56), определяют пропускную способность сети и являются ее режимными параметрами. Покажем, что для каждого из этих режимных параметров можно найти соответствующее ему критериальное экономическое значение.

Стоимость передачи электроэнергии C_{Π} в общем случае состоит из двух основных составляющих:

$$C_{\Pi} = C_{\text{пс}} + C_{\text{пл}},$$

где $C_{\text{пс}}$ и $C_{\text{пл}}$ - соответственно подстанционная и линейная составляющие стоимости.

Для изложения принципа нахождения экономических значений критериальных режимных параметров исследуем одну из составляющих стоимости, например, линейную $C_{\text{пл}}$ [12]. На основе исследований Г.Е. Поспелова [81], можно записать, что

$$\begin{aligned} C_{\text{пл}} = & \frac{\rho_{\text{л}} K_{\text{л}}}{P_{\text{нб}} T_{\text{нб.а}}} + \frac{\Delta W_{\text{кор}} \beta_{\text{кор}}}{P_{\text{нб}} T_{\text{нб.а}}} + \frac{\Delta W_{\text{нл}} \beta_{\text{нл}}}{P_{\text{нб}} T_{\text{нб.а}}} = \frac{\rho_{\text{л}} K_{\text{л}}}{P_{\text{нб}} T_{\text{нб.а}}} + \\ & + \frac{\Delta P_{\text{кор}} T \beta_{\text{кор}}}{P_{\text{нб}} T_{\text{нб.а}}} + \frac{\Delta P_{\text{нл}} \tau \beta_{\text{нл}}}{U^2 T_{\text{нб.а}} \cos^2 \varphi} = \frac{\rho_{\text{л}} K_{\text{л}}}{P_{\text{нб}} T_{\text{нб.а}}} + \\ & + \frac{\Delta P_{\text{кор}} T \beta_{\text{кор}}}{P_{\text{нб}} T_{\text{нб.а}}} + \frac{P_{\text{нб}} R_{\text{л}} \tau \beta_{\text{нл}}}{U^2 T_{\text{нб.а}} \cos^2 \varphi}, \end{aligned} \quad (2.57)$$

где $\rho_{\text{л}}$ – суммарный коэффициент отчислений от стоимости линии $K_{\text{л}}$;

$\Delta W_{\text{кор}}$ – потери электроэнергии на корону;

$\beta_{\text{кор}}$ – стоимость 1 кВт·ч $\Delta W_{\text{кор}}$;

$\beta_{\text{нл}}$ – стоимость 1 кВт·ч $\Delta W_{\text{нл}}$;

$\Delta P_{\text{кор}}$ – потери мощности на корону;

$\Delta W_{\text{н}}$ – нагрузочные потери электроэнергии в линиях;

$\Delta P_{\text{нл}}$ – нагрузочные потери мощности.

Для режима наибольших нагрузок справедливы выражения

$$\begin{aligned}\Delta P_{\text{н}} &= \frac{P_{\text{нб}}^2 R_{\text{л}}}{U^2 \cos^2 \varphi}; \\ \Delta P_{\text{н}} \% &= \frac{P_{\text{нб}} R_{\text{л}} \cdot 10^2}{U^2 \cos^2 \varphi}; \\ P_{\text{нб}} &= \frac{\Delta P_{\text{н}} \% U^2 \cos^2 \varphi}{R_{\text{л}} \cdot 10^2};\end{aligned}\tag{2.58}$$

$$W = P_{\text{нб}} T_{\text{нб.а}};$$

$$\Delta W_{\text{н}} \% = \frac{\Delta W_{\text{н}}}{W} \cdot 10^2 = \frac{\Delta W_{\text{н}}}{P_{\text{нб}} T_{\text{нб.а}}} \cdot 10^2,$$

поэтому

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{P_{\text{нб}}^2 R_{\text{л}} \tau}{U^2 \cos^2 \varphi},$$

$$\Delta W_{\text{н}} \% = \frac{P_{\text{нб}} R_{\text{л}} \cdot 10^2}{U^2 \cos^2 \varphi} \cdot \frac{\tau}{T_{\text{нб.а}}}.$$

Подставим в (2.57) вместо $P_{\text{нб}}$ формулу (2.58):

$$\begin{aligned}
C_{\text{пл}} = & \frac{p_{\text{л}} K_{\text{л}}}{\frac{\Delta P_{\text{нл}} \% U^2 \cos^2 \varphi}{R_{\text{л}} \cdot 10^2} T_{\text{нб.а}}} + \frac{\Delta W_{\text{кор}} \beta_{\text{кор}}}{\frac{\Delta P_{\text{нл}} \% U^2 \cos^2 \varphi}{R_{\text{л}} \cdot 10^2} T_{\text{нб.а}}} + \\
& + \frac{\Delta P_{\text{нл}} \% \tau \beta_{\text{нл}}}{T_{\text{нб.а}} \cdot 10^2} = \frac{p_{\text{л}} K_0 / r_0 / \cdot 10^2 + \Delta P_{\text{кор}} T \beta_{\text{кор}} r_0 / \cdot 10^2}{\Delta P_{\text{нл}} \% U^2 T_{\text{нб.а}} \cos^2 \varphi} + \\
& + \frac{\Delta P_{\text{нл}} \% \tau \beta_{\text{нл}}}{T_{\text{нб.а}} \cdot 10^2} = \frac{\tau \beta_{\text{нл}}}{T_{\text{нб.а}} \cdot 10^2} \times \\
& \times \left[\frac{(p_{\text{л}} K_0 / + \Delta P_{\text{кор}} T \beta_{\text{кор}}) r_0 / \cdot 10^4}{\tau \beta_{\text{нл}} \Delta P_{\text{нл}} \% U^2 \cos^2 \varphi} + \Delta P_{\text{нл}} \% \right].
\end{aligned} \tag{2.59}$$

Анализ показал, что зависимость (2.59) имеет минимум. Поэтому из условия $\partial C_{\text{пл}} / \partial \Delta P_{\text{нл}} \% = 0$ найдем экономические критериальные потери мощности в линии $\Delta P_{\text{эл}} \%$ в режиме наибольших нагрузок, соответствующие минимуму линейной составляющей стоимости передачи электроэнергии $C_{\text{пл}}$:

$$\frac{\partial C_{\text{пл}}}{\partial \Delta P_{\text{нл}} \%} = \frac{\tau \beta_{\text{нл}}}{T_{\text{ма}} \cdot 10^2} \left[- \frac{(p_{\text{л}} K_0 / + \Delta P_{\text{кор}} T \beta_{\text{кор}}) r_0 / \cdot 10^4}{\tau \beta_{\text{нл}} \Delta P_{\text{нл}} \%^2 U^2 \cos^2 \varphi} + 1 \right] = 0. \tag{2.60}$$

Из (2.60) видно, что

$$\tau \beta_{\text{нл}} \Delta P_{\text{нл}} \%^2 U^2 \cos^2 \varphi = (p_{\text{л}} K_0 / + \Delta P_{\text{кор}} T \beta_{\text{кор}}) r_0 / \cdot 10^4,$$

откуда искомое значение нагрузочных потерь $\Delta P_{\text{эл}} \%$ с учетом потерь на корону $\Delta P_{\text{кор}}$ будет

$$\Delta P_{\text{эл}} \% = \frac{10^2}{U \cos \varphi} \sqrt{\frac{(p_{\text{л}} K_0 / + \Delta P_{\text{кор}} T \beta_{\text{кор}}) r_0'}{\tau \beta_{\text{нл}}}}$$

Без учета потерь на корону

$$\Delta P_{\text{эл}} \% = \frac{1 \cdot 10^2}{U \cos \varphi} \sqrt{\frac{p_{\text{л}} K_0 r_0'}{\tau \beta_{\text{нл}}}}$$

Анализируя аналогичным образом подстанционную составляющую стоимости передачи электроэнергии $C_{\text{п}}$, можно получить выражение для определения экономических нагрузочных потерь мощности в одиночном трансформаторе $\Delta P_{\text{эт}} \%$ с активным сопротивлением $R_{\text{т}}$.

И действительно, по аналогии с (2.57)

$$C_{\text{пс}} = \frac{p_{\text{т}} K_{\text{т}}}{P_{\text{нб}} T_{\text{нб.а}}} + \frac{\Delta W_{\text{хт}} \beta_{\text{хт}}}{P_{\text{нб}} T_{\text{нб.а}}} + \frac{\Delta W_{\text{нт}} \beta_{\text{нт}}}{P_{\text{нб}} T_{\text{нб.а}}}. \quad (2.61)$$

Очевидно, что здесь

$$C_{\text{пс}} = \frac{\tau_{\text{т}} \beta_{\text{нт}}}{T_{\text{нб.а}} \cdot 10^2} \left[\frac{(p_{\text{т}} K_{\text{т}} + \Delta P_{\text{хт}} T \beta_{\text{хт}}) R_{\text{т}} \cdot 10^4}{\tau_{\text{т}} \beta_{\text{т}} \Delta P_{\text{нт}} \% U_{\text{т}}^2 \cos^2 \varphi} + \Delta P_{\text{нт}} \% \right],$$

и значение $\Delta P_{\text{эт}} \%$ будет равно

$$\Delta P_{\text{эт}} \% = \frac{10^2}{U_{\text{т}} \cos \varphi_{\text{т}}} \sqrt{\frac{(p_{\text{т}} K_{\text{т}} + \Delta P_{\text{хт}} T \beta_{\text{хт}}) R_{\text{т}}}{\tau_{\text{т}} \beta_{\text{нт}}}}. \quad (2.62)$$

Без учета потерь холостого хода $\Delta P_{\text{хт}}$

$$\Delta P_{\text{эт}} \% = \frac{10^2}{U_{\text{T}} \cos \varphi_{\text{T}}} \sqrt{\frac{p_{\text{T}} K_{\text{T}} R_{\text{T}}}{\tau_{\text{T}} \beta_{\text{HT}}}}. \quad (2.63)$$

В формулах (2.62)–(2.63)

ρ_{T} – суммарный коэффициент отчислений от стоимости трансформаторов;

ΔW_{XT} – потери электроэнергии холостого хода;

β_{XT} – стоимость 1 кВт·ч ΔW_{XT} ;

ΔW_{HT} – нагрузочные потери электроэнергии в трансформаторах;

β_{HT} – стоимость 1 кВт·ч ΔW_{HT} ;

ΔP_{XT} – потери мощности холостого хода.

2.12. Определение экономически обоснованных уровней потерь электроэнергии в режиме наибольших нагрузок

В предыдущем параграфе выведены формулы для определения экономических относительных значений нагрузочных потерь мощности в сети. Аналогичным образом можно получить искомые аналитические выражения для расчета экономически обоснованных $\Delta W_{\text{эл}} \%$ потерь электрической энергии [12, 63, 66].

В самом деле, так как в режиме наибольших нагрузок

$$\Delta W_{\text{нл}} = \frac{P_{\text{нб}}^2 R_{\text{л}} \tau}{U^2 \cos^2 \varphi},$$

то

$$P_{\text{нб}} = \frac{\Delta W_{\text{нл}} \% U^2 \cos^2 \varphi}{R_{\text{л}} \cdot 10^2} \cdot \frac{T_{\text{нб.а}}}{\tau}. \quad (2.64)$$

Подставив (2.64) в (2.57) и проведя несложные преобразования, получим:

$$C_{\text{пл}} = \frac{p_{\text{л}} K_{\text{л}} + \Delta W_{\text{кор}} \beta_{\text{кор}}}{P_{\text{нб}} T_{\text{нб.а}}} + \frac{\Delta W_{\text{нл}} \beta_{\text{нл}}}{P_{\text{нб}} T_{\text{нб.а}}} =$$

$$= \frac{(p_{\text{л}} K_{\text{л}} + \Delta W_{\text{кор}} \beta_{\text{кор}}) R_{\text{л}} \cdot 10^2 \tau}{\Delta W_{\text{нл}} \% U^2 T_{\text{нб.а}}^2 \cos^2 \varphi} + \frac{\Delta W_{\text{нл}} \% \beta_{\text{нл}}}{10^2}$$

$$\frac{\partial C_{\text{пл}}}{\partial (\Delta W_{\text{нл}} \%)} = \frac{\beta_{\text{нл}}}{10^2} \left[- \frac{(p_{\text{л}} K_{\text{л}} + \Delta W_{\text{кор}} \beta_{\text{кор}}) R_{\text{л}} \cdot 10^4 \tau}{\beta_{\text{нл}} \Delta W_{\text{нл}}^2 \% U^2 T_{\text{нб.а}}^2 \cos^2 \varphi} + 1 \right] = 0. \quad (2.65)$$

Из (2.107) видно, что

$$\Delta W_{\text{эл}} \% = \frac{10^2}{U \cos \varphi T_{\text{нб.а}}} \sqrt{\frac{(p_{\text{л}} K_{\text{л}} + \Delta W_{\text{кор}} \beta_{\text{кор}}) R_{\text{л}} \tau}{\beta_{\text{нл}}}} \quad (2.66)$$

или без учета потерь электроэнергии на корону

$$\Delta W_{\text{эл}} \% = \frac{1 \cdot 10^2}{U T_{\text{нб.а}} \cos \varphi} \sqrt{\frac{p_{\text{л}} K_{\text{л}} R_{\text{л}} \tau}{\beta_{\text{нл}}}}. \quad (2.67)$$

Для трансформаторов

$$\Delta W_{\text{эт}} \% = \frac{10^2}{U_{\text{т}} T_{\text{нб.а}} \cos \varphi_{\text{т}}} \sqrt{\frac{(p_{\text{т}} K_{\text{т}} + \Delta W_{\text{хт}} \beta_{\text{хт}}) R_{\text{т}} \tau_{\text{т}}}{\beta_{\text{нт}}}}, \quad (2.68)$$

а без учета потерь электроэнергии холостого хода $\Delta W_{\text{хт}}$

$$\Delta W_{\text{эт}} \% = \frac{10^2}{U_{\text{т}} T_{\text{нб.а}} \cos \varphi_{\text{т}}} \sqrt{\frac{p_{\text{т}} K_{\text{т}} R_{\text{т}} \tau_{\text{т}}}{\beta_{\text{нт}}}}.$$

2.13. Критериальные режимные параметры электрических сетей в режиме средних нагрузок

В параграфах 2.11 и 2.12 получены аналитические соотношения для определения экономических значений потерь мощности и электроэнергии в линиях и трансформаторах в режиме наибольших нагрузок. В условиях эксплуатации электрических сетей для оценки величины потерь электропередачи энергии часто применяются формулы, использующие средние значения \bar{U} , \bar{P} и \bar{k}_ϕ . Поэтому необходимо уметь определять значения критериальных режимных параметров и для режима средних нагрузок электрических сетей. Искомые аналитические выражения выведены ниже [12, 63, 66]. Линейная составляющая стоимости передачи электрической энергии $C_{пл}$ в режиме средних нагрузок

$$\begin{aligned} C_{пл} &= \frac{\rho_l K_l}{PT} + \frac{\Delta W_{кор} \beta_{кор}}{PT} + \frac{\Delta W_{нл} \beta_{нл}}{PT} = \\ &= \frac{\rho_l K_l}{PT} + \frac{\Delta W_{кор} \beta_{кор}}{PT} + \frac{\bar{P} R_l k_\phi^2 \beta_{нл}}{\bar{U}^2 \cos^2 \phi}, \end{aligned}$$

где \bar{P} – среднее значение активной мощности в линии;
 T – расчетный период.

Так как в режиме средних нагрузок

$$\Delta \bar{P}_{нл} = \frac{\bar{P}^2 R_l}{\bar{U}^2 \cos^2 \phi},$$

то

$$\bar{P} = \Delta \bar{P}_{нл} \% \frac{\bar{U}^2 \cos^2 \phi}{R_l 10^2},$$

тогда

$$C_{\text{пл}} = \frac{(\rho_{\text{л}} K_{\text{л}} + \Delta W_{\text{кор}} \beta_{\text{кор}}) R_{\text{л}} \cdot 10^2}{\Delta \bar{P}_{\text{нл}} \% \bar{U}^2 T \cos^2 \varphi} + \frac{\Delta \bar{P}_{\text{нл}} \% k_{\text{ф}}^2 \beta_{\text{нл}}}{10^2} =$$

$$= \frac{k_{\text{ф}}^2 \beta_{\text{нл}}}{10^2} \left[\frac{(\rho_{\text{л}} K_{\text{л}} + \Delta P_{\text{кор}} T \beta_{\text{кор}}) R_{\text{л}} \cdot 10^4}{\beta_{\text{нл}} \Delta \bar{P}_{\text{нл}} \% \bar{U}^2 K_{\text{ф}}^2 T \cos^2 \varphi} + \Delta \bar{P}_{\text{нл}} \% \right];$$

$$\frac{\partial C_{\text{пл}}}{\partial \Delta \bar{P}_{\text{нл}} \%} = \frac{k_{\text{ф}}^2 \beta_{\text{нл}}}{10^2} \left[- \frac{(\rho_{\text{л}} K_{\text{л}} + \Delta P_{\text{кор}} T \beta_{\text{кор}}) R_{\text{л}} \cdot 10^4}{\beta_{\text{нл}} \Delta \bar{P}_{\text{нл}}^2 \% \bar{U}^2 K_{\text{ф}}^2 T \cos^2 \varphi} + 1 \right] = 0.$$

Экономические нагрузочные потери мощности в линии в режиме средних нагрузок

$$\Delta P_{\text{эл}} \% = \frac{10^2}{U_{\text{кф}} \cos \varphi k_{\text{ф}}} \sqrt{\frac{(\rho_{\text{л}} K_{\text{л}} + \Delta P_{\text{кор}} T \beta_{\text{кор}}) R_{\text{л}}}{T \beta_{\text{нл}}}}$$

или при $\Delta P_{\text{кор}} = 0$:

$$\Delta P_{\text{эл}} \% = \frac{1 \cdot 10^2}{U_{\text{кф}} \cos \varphi k_{\text{ф}}} \sqrt{\frac{\rho_{\text{л}} K_{\text{л}} R_{\text{л}}}{T \beta_{\text{нл}}}}.$$

Аналогично

$$\Delta P_{\text{эт}} \% = \frac{10^2}{U_{\text{кф}} \cos \varphi k_{\text{ф}}} \sqrt{\frac{(\rho_{\text{т}} K_{\text{т}} + \Delta W_{\text{хт}} \beta_{\text{хт}}) R_{\text{т}}}{\beta_{\text{нт}} T}}.$$

Экономически обоснованные нагрузочные потери электроэнергии в режиме средних нагрузок

$$\Delta W_{\text{нл}} = \frac{\bar{P}^2 R_{\text{л}} k_{\Phi}^2 T}{\bar{U}^2 \cos^2 \varphi}.$$

Откуда

$$\bar{P} = \frac{\Delta W_{\text{нл}} \% \bar{U}^2 \cos^2 \varphi}{R_{\text{л}} \cdot 10^2 k_{\Phi}^2}.$$

Тогда

$$\begin{aligned} C_{\text{пл}} &= \frac{(\rho_{\text{л}} K_{\text{л}} + \Delta W_{\text{кор}} \beta_{\text{кор}}) R_{\text{л}} \cdot 10^2 k_{\Phi}^2}{\Delta W_{\text{нл}} \% \bar{U}^2 T \cos^2 \varphi} + \frac{\Delta W_{\text{нл}} \% \beta_{\text{нл}}}{10^2} = \\ &= \frac{\beta_{\text{нл}}}{10^2} \left[\frac{(\rho_{\text{л}} K_{\text{л}} + \Delta W_{\text{кор}} \beta_{\text{кор}}) R_{\text{л}} \cdot 10^4 k_{\Phi}^2}{\beta_{\text{нл}} \Delta W_{\text{нл}} \% \bar{U}^2 T \cos^2 \varphi} + \Delta W_{\text{нл}} \% \right]; \end{aligned}$$

$$\frac{\partial C_{\text{пл}}}{\partial \Delta W_{\text{нл}} \%} = \frac{\beta_{\text{нл}}}{10^2} \left[- \frac{(\rho_{\text{л}} K_{\text{л}} + \Delta W_{\text{кор}} \beta_{\text{кор}}) R_{\text{л}} \cdot 10^4 k_{\Phi}^2}{\beta_{\text{нл}} \Delta W_{\text{нл}}^2 \% \bar{U}^2 T \cos^2 \varphi} + 1 \right] = 0;$$

$$\Delta W_{\text{эл}} \% = \frac{k_{\Phi} \cdot 10^2}{U \cos \varphi} \sqrt{\frac{(\rho_{\text{л}} K_{\text{л}} + \Delta P_{\text{кор}} T \beta_{\text{кор}}) R_{\text{л}}}{T \beta_{\text{нл}}}}$$

или

$$\Delta W_{\text{эл}} \% = \frac{1 \cdot 10^2 k_{\Phi}}{U \cos \varphi} \sqrt{\frac{\rho_{\text{л}} K_{\text{л}} r_0}{T \beta_{\text{нл}}}}. \quad (2.70)$$

Аналогично для трансформаторов

$$\Delta W_{\text{эт}} \% = \frac{k_{\Phi} \cdot 10^2}{U \cos \varphi} \sqrt{\frac{(\rho_{\text{т}} K_{\text{т}} + \Delta W_{\text{эт}} \beta_{\text{эт}}) R_{\text{т}}}{\beta_{\text{нт}} T}}.$$

2.14. Подтверждение аналитических соотношений по расчету экономически обоснованных уровней потерь электроэнергии в сетях энергосистем

Аналитические зависимости (2.66)–(2.68) требуют тщательной проверки и доказательства. В данном параграфе проведено исследование на предмет подтверждения корректности этих формул (2.69)–(2.70), полученных для расчета экономически обоснованных уровней нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. Расчеты проведены на примере трансформаторов распределительных сетей 6–20 кВ. Напомним, что формула для определения величины $\Delta W_{\text{ЭТ}}\%$ в режиме наибольших нагрузок выглядит следующим образом:

$$\Delta W_{\text{ЭТ}}\% = \frac{10^2}{U_{\text{T}} \cos \varphi_{\text{T}} T_{\text{Нб.а}}} \sqrt{\frac{(p_{\text{T}} K_{\text{T}} + \Delta W_{\text{ХТ}} \beta_{\text{ХТ}}) R_{\text{T}} \tau_{\text{T}}}{\beta_{\text{НТ}}}} \quad (2.71)$$

и что получена она из условия минимума $C_{\text{пс}}$ (формула (2.61)):

$$C_{\text{пс}} = \frac{p_{\text{T}} K_{\text{T}} + \Delta W_{\text{ХТ}} \beta_{\text{ХТ}}}{W} + \frac{\Delta W_{\text{НТ}}}{W} \beta_{\text{НТ}},$$

где $W = P_{\text{Нб}} T_{\text{Нб.а}}$.

Так как

$$\Delta W_{\text{НТ}} = \Delta W_{\text{НТ}}\% \cdot \frac{W}{10^2},$$

а

$$P_{\text{Нб}} = \frac{\Delta W_{\text{НТ}}\% U^2 T_{\text{Нб.а}} \cos^2 \varphi}{R_{\text{T}} \tau_{\text{T}} \cdot 10^2},$$

то

$$C_{\text{пс}} = \frac{(p_{\text{T}} K_{\text{T}} + \Delta W_{\text{ХТ}} \beta_{\text{ХТ}}) R_{\text{T}} 10^2}{\Delta W_{\text{НТ}}\% U_{\text{T}}^2 \cos^2_{\text{T}} \varphi} \cdot \frac{\tau_{\text{T}}}{T_{\text{Нб.а}}} + \Delta W_{\text{НТ}}\% \frac{\beta_{\text{НТ}}}{10^2} \quad (2.72)$$

является функцией $\Delta W_{\text{НТ}}\%$.

Рассчитаем значения $\Delta W_{HT} \%$ для трансформаторов ТМ-25–ТМ-630 кВ·А по формуле (2.71) и построим зависимости $C_{nc} = f(\Delta W_{HT} \%)$ по формуле (2.72) в диапазоне $\Delta W_{HT} \% = 0,1-4 \%$ (рис. 2.3).

Минимумы построенных графиков должны быть равны значениям $\Delta W_{ЭТ} \%$, вычисленным по (2.71).

Исходные данные по трансформаторам и совместные результаты расчета приведены в табл. 2.9.

Таблица 2.9

Данные и результаты расчета значений $\Delta W_{ЭТ} \%$
в трансформаторах 6–20 кВ

$S_{ном.}$ кВ·А	K_T , тыс. у.д.е.	ΔP_x , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	$\Delta W_{ЭТ} \%$	
				по формуле (2.71), %	из рис. 2.3, %
25	0,29	0,13	0,69	2,75	2,75
40	0,35	0,18	1,00	2,30	2,30
63	0,41	0,24	1,47	1,95	1,95
100	0,57	0,33	2,27	1,80	1,80
160	0,74	0,51	2,65	1,42	1,42
250	1,00	0,74	4,2	1,34	1,34
400	1,41	0,95	5,5	1,12	1,12
630	2,04	1,31	7,6	1,00	1,00

Из табл. 2.9 и из анализа зависимостей, представленных на рис. 2.3, видно, что значения $\Delta W_{ЭТ} \%$, полученные по формуле (2.71), совпадают. Исследуемые аналитические зависимости являются достоверными и могут быть использованы для расчета оптимальных значений нагрузочных потерь электроэнергии в трансформаторах электрических сетей. Формулы (2.66), (2.68), (2.69), (2.70) для определения значений $\Delta W_{ЭТ} \%$ подобны формулам для расчета $\Delta W_{ЭТ} \%$, следовательно, их вид и корректность также не вызывают сомнений. Они достоверны.

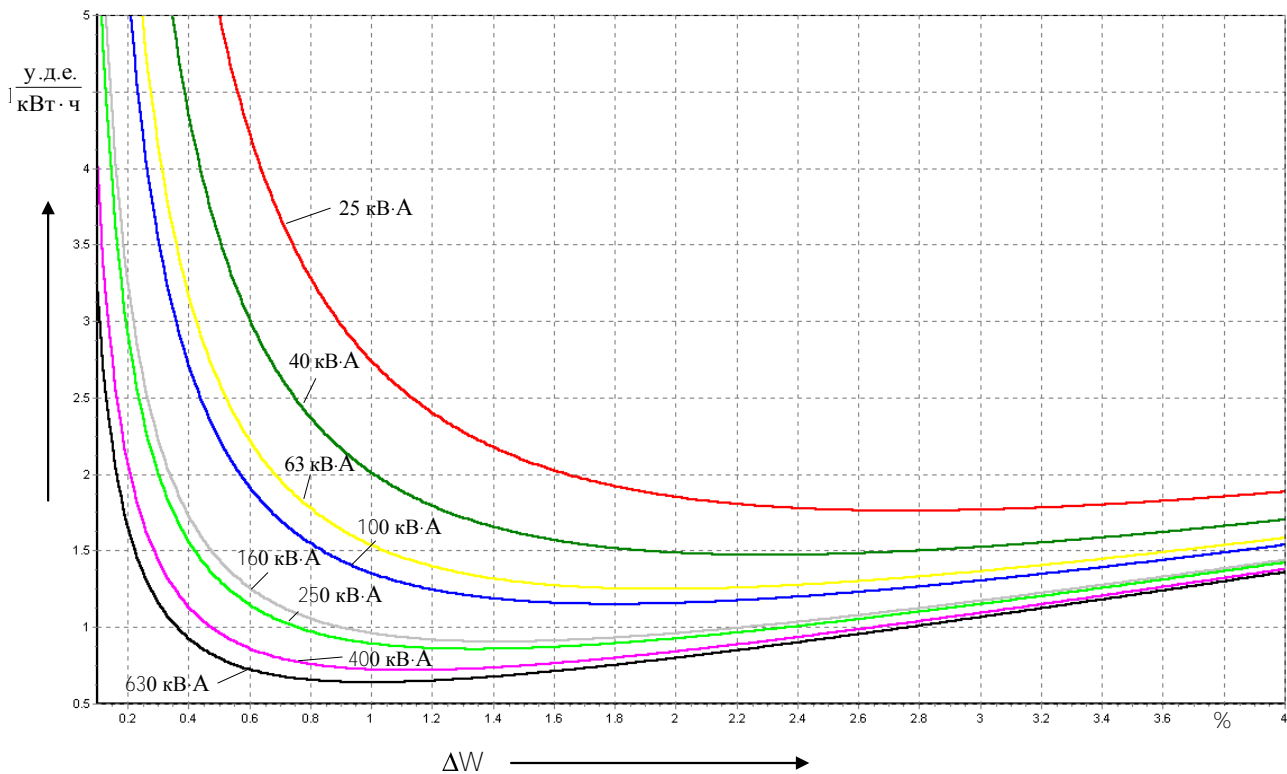


Рис. 2.3. Зависимости $C_{пс} = f(\Delta W_{вт}\%)$ для трансформаторов 6–20 кВ

2.15. Оптимальная нагрузка линий и трансформаторов электрических сетей

Общие положения

Оптимальные уровни потерь электрической энергии в сетях могут быть обеспечены только в условиях оптимальных режимов работы отдельных звеньев энергосистем [12]. Для соблюдения таких условий необходимо уметь поддерживать оптимальную нагрузку отдельных элементов электрических сетей, которая с учетом конфигурации графиков нагрузок во временных координатах будет различной.

Определим понятие и количественные характеристики оптимальных нагрузок линий и трансформаторов электрических сетей.

Известно, что под оптимальной понимается величина, соответствующая принятому критерию оптимальности [3, 60].

Исходя из данного положения оптимальная нагрузка функционально разных элементов электрических сетей будет различной и зависеть от рассматриваемых исходных условий (вид и количество критериев оптимальности, статическая или динамическая постановка задачи и т.д.).

Трансформаторы. В статической постановке, без учета динамики нагрузок, оптимальный уровень нагрузки трансформаторов k_* можно рассчитать по следующим критериям:

1. По критерию минимума суммарных потерь активной мощности ΔP в трансформаторах [59]

$$\Delta P = \Delta P_{\text{ХТ}} + \Delta P_{\text{КЗ}} \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2.$$

Обозначив $k_{\Delta P} = \frac{S}{S_{\text{НОМ}}},$

получим $\Delta P = \Delta P_{\text{ХТ}} + \Delta P_{\text{КЗ}} k_{\Delta P}^2,$

или $\Delta P_* = \frac{\Delta P_{\text{ХТ}}}{k_{\Delta P}} + \Delta P_{\text{КЗ}} k_{\Delta P}.$

Тогда из условия

$$\frac{\partial \Delta P^*}{\partial k_{\Delta P}} = -\frac{\Delta P_{\text{XT}}}{k_{\Delta P}^2} + \Delta P_{\text{КЗ}} = 0$$

найдем, что

$$k_{\Delta P} = \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{XT}}}{\Delta P_{\text{КЗ}}}}. \quad (2.73)$$

Для примера зависимости суммарных потерь мощности в процентах от загрузки трансформатора 100 кВ·А показаны на рис. 2.4 ($k_{\Delta P} = 38\%$).

2. Из условия минимума суммарных потерь электроэнергии $k_{\Delta W}$ (рис. 2.5):

для режима наибольших нагрузок [52]

$$\Delta W = \Delta P_{\text{XT}} T + \Delta P_{\text{КЗ}} \left(\frac{S_{\text{НБ}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \tau,$$

где $k_{\Delta W} = \frac{S_{\text{НБ}}}{S_{\text{НОМ}}}$.

$$\Delta W^* = \frac{\Delta P_{\text{XT}} T}{k_{\Delta W}} + \Delta P_{\text{КЗ}} k_{\Delta W} \tau,$$

$$\frac{\partial \Delta W^*}{\partial k_{\Delta W}} = -\frac{\Delta P_{\text{XT}} T}{k_{\Delta W}^2} + \Delta P_{\text{КЗ}} \tau = 0,$$

$$k_{\Delta W} = \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{XT}} T}{\Delta P_{\text{КЗ}} \tau}}, \quad (2.74)$$

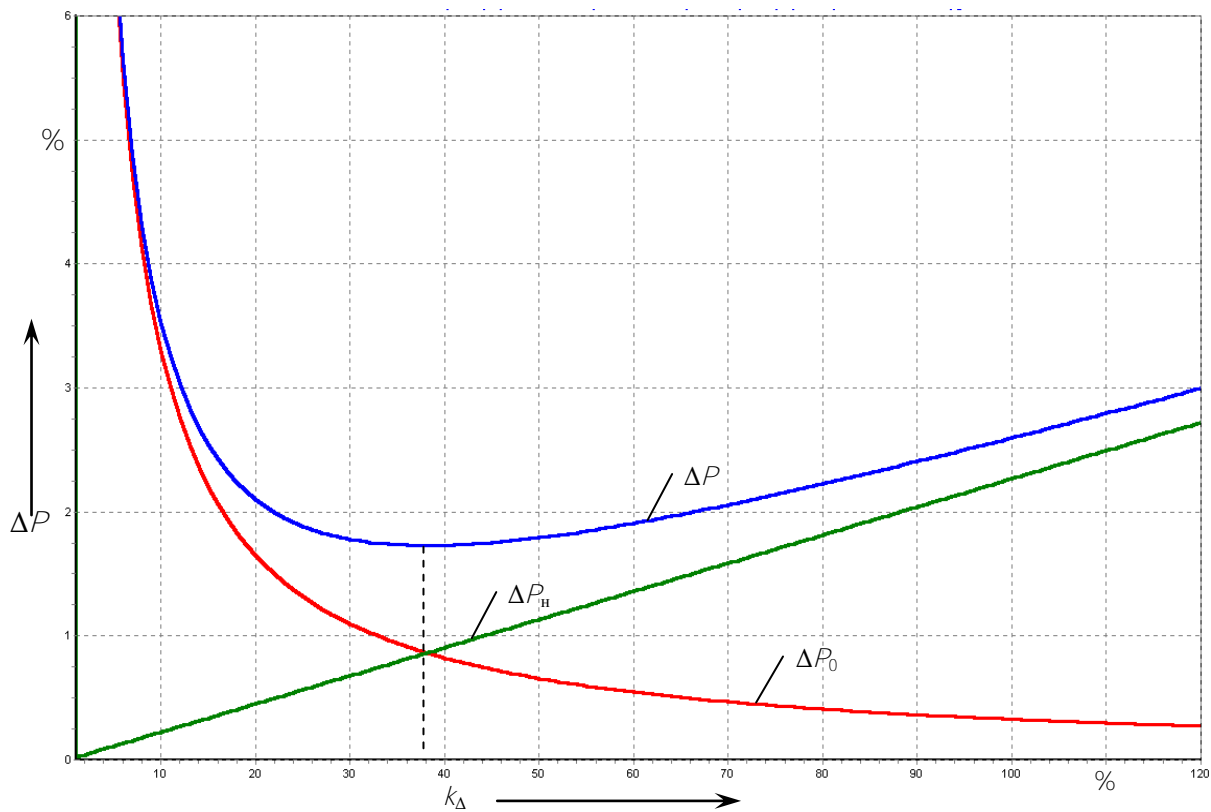


Рис. 2.4. Зависимости потерь ΔP мощности в трансформаторе 100 кВ·А от загрузки $k_{\Delta P}$

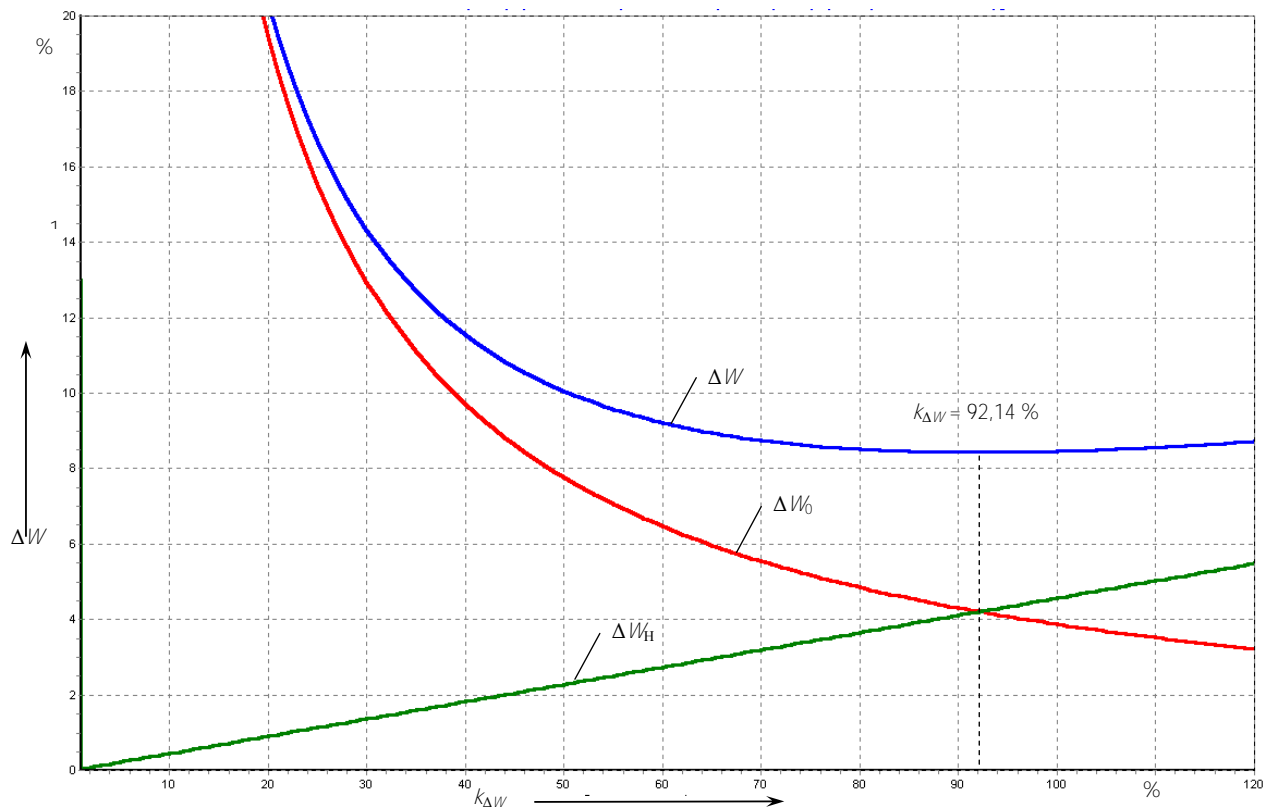


Рис. 2.5 Зависимости потерь энергии ΔW в трансформаторе 100 кВ·А от загрузки $k_{\Delta W}$

в режиме средних нагрузок $\bar{k}_{\Delta W}$:

$$\Delta P_{\text{XT}} T = \Delta P_{\text{КЗ}} \left(\frac{\bar{S}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 k_{\Phi}^2 T;$$

$$\bar{k}_{\Delta W} = \frac{1}{k_{\Phi}} \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{XT}}}{\Delta P_{\text{КЗ}}}},$$

так как

$$S_{\text{НБ}}^2 \tau = \bar{S}^2 k_{\Phi}^2 T,$$

то

$$k_{\Phi} = \frac{S_{\text{НБ}}}{\bar{S}} \sqrt{\frac{\tau}{T}}.$$

Тогда окончательно

$$\bar{k}_{\Delta W} = \frac{\bar{S}}{S_{\text{НБ}}} \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{XT}} T}{\Delta P_{\text{КЗ}} \tau}}. \quad (2.75)$$

Сравнивая $k_{\Delta W}$ и $\bar{k}_{\Delta W}$, можно увидеть, что

$$\bar{k}_{\Delta W} = \frac{\bar{S}}{S_{\text{НБ}}} k_{\Delta W}, \quad (2.76)$$

причем $\bar{k}_{\Delta W} < k_{\Delta W}$.

3. По критерию минимума стоимости трансформации C_T электроэнергии $k_{\Delta W}$ (рис. 2.6):

для режима наибольших нагрузок (по формуле (2.61))

$$\begin{aligned} C_T &= \frac{\rho_T K_T + \Delta W_{\text{XT}} \beta_{\text{XT}}}{W} + \frac{\Delta W_{\text{HT}} \beta_{\text{HT}}}{W} = \\ &= \frac{\rho_T K_T + \Delta W_{\text{XT}} \beta_{\text{XT}}}{W} + \frac{\beta_{\text{HT}}}{W} \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \left(\frac{S_{\text{НБ}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \tau; \end{aligned}$$

$$C_{T^*} = \frac{p_T K_T + \Delta W_{XT} \beta_{XT}}{W k_{CT}} + \frac{\beta_{HT}}{W} \cdot \Delta P_{K3} k_{CT} \cdot \tau;$$

$$\frac{\partial C_{T^*}}{\partial k_{CT}} = -\frac{p_T K_T + \Delta W_{XT} \beta_{XT}}{k_{CT}^2} + \beta_{HT} \cdot \Delta P_{K3} \cdot \tau = 0;$$

$$k_{CT} = \sqrt{\frac{p_T K_T + \Delta P_{XT} T \beta_{XT}}{\Delta P_{K3} \tau \beta_{HT}}}. \quad (2.77)$$

В режиме средних нагрузок \bar{k}_{CT} :

$$C_T = \frac{p_T K_T + \Delta W_{XT} \beta_{XT}}{W} + \frac{\beta_{HT}}{W} \cdot \Delta P_{K3} \left(\frac{\bar{S}}{S_{НОМ}} \right)^2 k_{\Phi}^2 T;$$

$$C_{T^*} = \frac{p_T K_T + \Delta W_{XT} \beta_{XT}}{W \bar{k}_{CT}} + \frac{\beta_{HT}}{W} \cdot \Delta P_{K3} \bar{k}_{CT} \cdot k_{\Phi}^2 T;$$

$$\frac{\partial C_{T^*}}{\partial \bar{k}_{CT}} = -\frac{p_T K_T + \Delta W_{XT} \beta_{XT}}{\bar{k}_{CT}} + \beta_{HT} \cdot \Delta P_{K3} k_{\Phi}^2 T;$$

$$\bar{k}_{CT} = \frac{1}{k_{\Phi}} \sqrt{\frac{p_T K_T + \Delta P_{XT} \cdot T \cdot \beta_{XT}}{\Delta P_{K3} \beta_{HT} \cdot T}}. \quad (2.78)$$

В *динамической* постановке задача усложняется из-за учета фактора времени и динамики нагрузок. Поэтому здесь оптимальная загрузка трансформаторов k_{CT}^D будет не дискретной, а интервальной величиной (рис. 2.7).

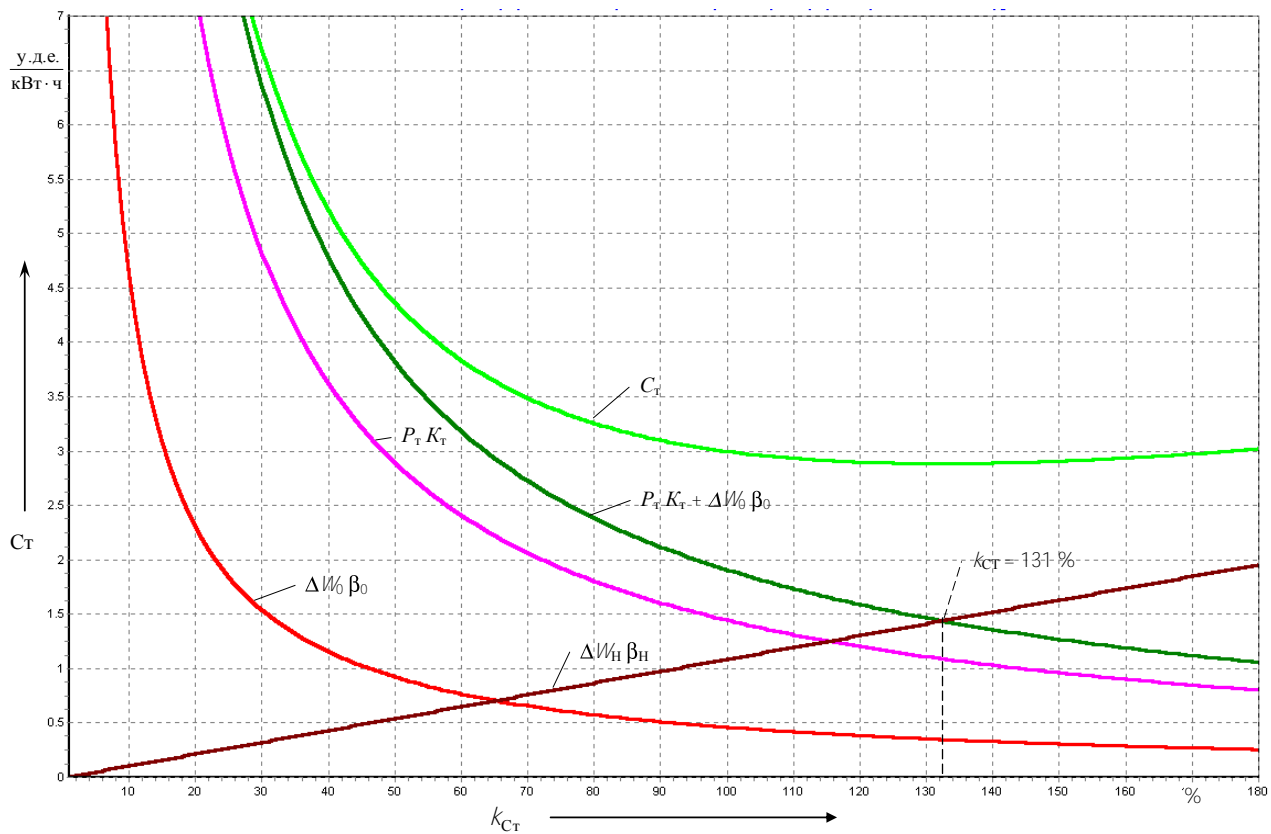


Рис. 2.6. Изменение стоимости трансформации электрической энергии C_T в трансформаторе 100 кВ·А от загрузки k_{CT}

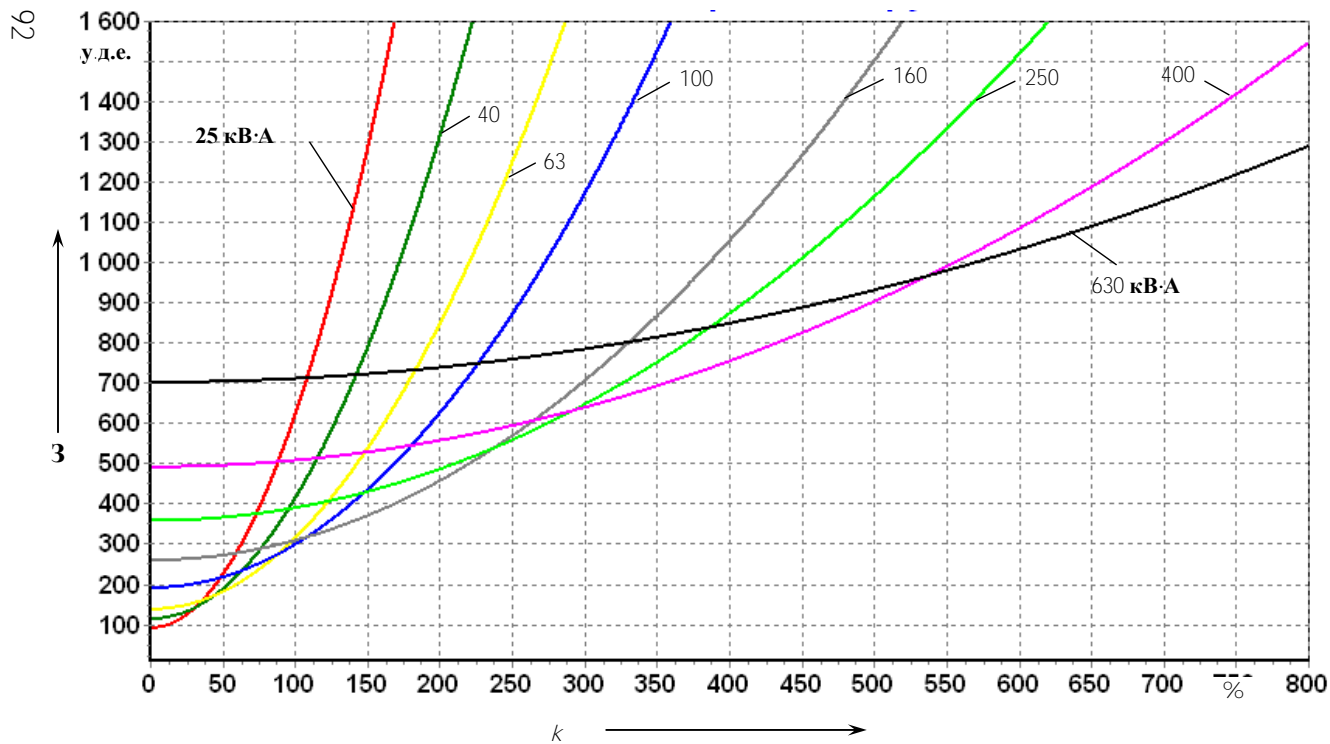


Рис. 2.7 Зависимости затрат $З$ на трансформацию электроэнергии от загрузки k
 (ТМ-25 – до 126 %, ТМ-40 – 78,5–111 %, ТМ-63 – 70,47–141 %, ТМ-100 – 88,6–108 %, ТМ-160 – 67,5–149 %, ТМ-250 – 95,2–117 %, ТМ-400 – 73–134 %, ТМ-630 – от 85,2 %)

Конкретные значения исследуемых величин покажем на численных примерах. Все необходимые для расчета исходные данные по трансформаторам 6-330 кВ взяты из [7] и вместе с результатами приведены в табл. 2.12–2.16.

В обобщенном виде результаты расчета представлены в табл. 2.10. В ней приведены значения исследуемых величин $k_{\Delta P}$, $k_{\Delta W}$ и $k_{\text{ст}}$, рассчитанные для двух граничных значений времени потерь в режимах наибольших $S_{\text{нб}}$ и средних \bar{S} нагрузок. По данным обследования предприятий электрических сетей Белорусской энергосистемы, отношение $\bar{S}/S_{\text{нб}} = 0,625$. Оно и использовалось при определении значений k в режиме средних нагрузок.

Таблица 2.10

Обобщенные результаты расчетов коэффициентов оптимальной загрузки трансформаторов 6-330 кВ

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$\tau, \text{ч}$	S	$k_{\Delta P}, \text{о.е.}$	$k_{\Delta W}, \text{о.е.}$	$k_{\text{ст}}, \text{о.е.}$
6-20	400	$S_{\text{нб}}$	0,42	1,95	2,33
		\bar{S}	0,42	1,22	1,46
	1500	$S_{\text{нб}}$	0,42	1,00	1,43
		\bar{S}	0,42	0,63	0,89
35	1500	$S_{\text{нб}}$	0,48	1,15	1,96
		\bar{S}	0,48	0,72	1,23
	3000	$S_{\text{нб}}$	0,48	0,82	1,65
		\bar{S}	0,48	0,51	1,03
110	1500	$S_{\text{нб}}$	0,51	1,23	2,23
		\bar{S}	0,51	0,77	1,40
	3000	$S_{\text{нб}}$	0,51	0,87	1,89
		\bar{S}	0,51	0,54	1,18
220	1500	$S_{\text{нб}}$	0,57	1,38	1,95
		\bar{S}	0,57	0,86	1,22
	3000	$S_{\text{нб}}$	0,57	0,98	1,65
		\bar{S}	0,57	0,61	1,03
330	1500	$S_{\text{нб}}$	0,59	1,42	2,01
		\bar{S}	0,59	0,89	1,25
	3000	$S_{\text{нб}}$	0,59	1,00	1,70

		\bar{S}	0,59	0,63	1,06
--	--	-----------	------	------	------

Провода воздушных линий 110–220 кВ. Оптимальную загрузку проводов воздушных линий $k_{\text{СП}}$ можно определить аналогично приведенным ранее рассуждениям:

$$C_{\text{Л}} = \frac{\rho_{\text{Л}} K_{\text{Л}} + \Delta W_{\text{кор}} \beta_{\text{кор}}}{W} + \frac{\Delta W_{\text{НЛ}} \beta_{\text{НЛ}}}{W} = \frac{\rho_{\text{Л}} K_{\text{Л}} + \Delta W_{\text{кор}} \beta_{\text{кор}}}{W} +$$

$$+ \frac{3/2_{\text{НБ}} \rho \frac{l}{F} \tau \beta_{\text{НЛ}}}{W} = \frac{\rho_{\text{Л}} K_{\text{Л}} + \Delta W_{\text{кор}} \beta_{\text{кор}}}{W} + \frac{3 \frac{l_{\text{НБ}}^2}{F^2} F \rho \tau \beta_{\text{НЛ}}}{W};$$

$$C_{\text{Л}^*} = \frac{\rho_{\text{Л}} K_{\text{Л}} + \Delta W_{\text{кор}} \beta_{\text{кор}}}{W k_{\text{СП}}} + \frac{3 k_{\text{СП}} F \rho \tau \beta_{\text{НЛ}}}{W},$$

где $k_{\text{СП}} = \frac{l_{\text{НБ}}}{F}$.

Теперь из условия $\frac{\partial C_{\text{Л}^*}}{\partial k_{\text{СП}}} = 0$ найдем $k_{\text{СП}}$ на один километр стоимости линии:

$$\frac{\partial C_{\text{Л}^*}}{\partial k_{\text{СП}}} = \frac{1}{W} \left(-\frac{\rho_{\text{Л}} K_{\text{Л}} + \Delta W_{\text{кор}} \beta_{\text{кор}}}{k_{\text{СП}}^2} + 3 F \rho \tau \beta_{\text{НЛ}} \right) = 0,$$

$$k_{\text{СП}} = \sqrt{\frac{\rho_{\text{Л}} K_{\text{Л}} + \Delta W_{\text{кор}} \beta_{\text{кор}}}{3 F \rho \tau \beta_{\text{НЛ}}}}. \quad (2.79)$$

Исходные данные и численные значения $k_{сл}$ для проводов воздушных линий 110–220 кВ приведены в табл. 2.11.

Таблица 2.11

Экономическая загрузка проводов воздушных линий 110–220 кВ
($\rho_{л} = 0,178$, $\beta_{кор} = 0,0175$ у.д.е./кВт·ч)

F_i , мм ²	K_0 , тыс. у.д.е./км	$\Delta P_{кор}$, кВт/км	τ , ч	β у.д.е./кВт·ч	$k_{сл}$	
					без учета $\Delta W_{кор}$, А/мм ²	с учетом $\Delta W_{кор}$, А/мм ²
70	0,663	–	1500	0,030	0,63	–
			3000	0,021	0,53	–
95	0,923	–	1500	0,030	0,64	–
			3000	0,021	0,54	–
120	1,170	–	1500	0,030	0,64	–
			3000	0,021	0,54	–
150	1,444	–	1500	0,030	0,64	–
			3000	0,021	0,54	–
185	1,800	–	1500	0,030	0,64	–
			3000	0,021	0,54	–
240	2,290	2,7	1500	0,030	0,63	0,90
			3000	0,021	0,53	0,76
300	2,860	2,5	1500	0,030	0,63	0,84
			3000	0,021	0,53	0,71
400	3,800	1,7	1500	0,030	0,63	0,74
			3000	0,021	0,53	0,63

Выполненные расчеты и анализ данных табл. 2.9–2.16 позволяют сделать следующие выводы:

1. Оптимальный уровень потерь в электрических сетях зависит от принятого критерия оптимальности – суммарных потерь мощности, электроэнергии или экономического. При использовании формулы (2.73) для выпускаемых в настоящее время трансформаторов (ГОСТ 14209–85) коэффициент загрузки $k_{\Delta P}$

находится в пределах 0,42–0,59: для трансформаторов 6–20 кВ – 0,42; 35 кВ – 0,49; 110 кВ – 0,51; 220 кВ – 0,57 и 330 кВ – 0,59.

2. Оптимальная нагрузка трансформаторов по критерию минимума потерь электроэнергии $k_{\Delta W}$ по (2.74) больше, чем $k_{\Delta P}$ по (2.73)

в $\sqrt{\frac{T}{\tau}}$ раз. Для городских распределительных сетей 6–20 кВ при

значениях $\tau = 400–1500$ ч, характерных для этих сетей, наибольший коэффициент загрузки $k_{\Delta W}$ должен быть в пределах $k_{\Delta W} = 1,00–1,95$.

Это означает, что данную группу трансформаторов целесообразно максимально загружать с учетом их нагрузочной способности. Однако при этом следует иметь в виду, что эксплуатация трансформаторов *всех* групп с нагрузкой, превышающей их номинальную мощность, требует усиления их нагрузочной способности, например, за счет применения более интенсивных систем охлаждения. Коэффициент загрузки трансформаторов 6–20 кВ по формуле (2.75) меньше наибольшего в $S_{\text{нб}} / \bar{S}$ раз и составляет: $\overline{k_{\Delta W}} = 0,63–1,22$.

3. Для трансформаторов 35–330 кВ $\tau = 1500–3000$ ч, отношение $\Delta P_{\text{кз}} / \Delta P_{\text{х}} = 3,0–4,4$, значения $k_{\Delta W} = 0,82–1,42$, а $\overline{k_{\Delta W}} = 0,51–0,89$ или по номинальным напряжениям

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$k_{\Delta W}$	$\overline{k_{\Delta W}}$
35	0,82–1,15	0,51–0,72
110	0,87–1,23	0,54–0,77
220	0,98–1,38	0,61–0,86
330	1,00–1,42	0,63–0,89

Во всех случаях наибольшая нагрузка трансформаторов не должна превышать величин, допустимых по условиям нагрева обмоток и масла, а также по условиям износа.

4. Анализ формул (2.73), (2.74), (2.75), (2.76) и (2.78) показывает, что нагрузка трансформаторов по экономическому критерию

(минимуму стоимости трансформации электрической энергии) всегда выше, чем по минимуму суммарных потерь электроэнергии:

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$k_{\text{ст}}$	$\bar{k}_{\text{ст}}$
6–20	1,43–2,33	0,89–1,46
35	1,65–1,96	1,03–1,23
110	1,89–2,23	1,18–1,40
220	1,65–1,95	1,03–1,25
330	1,70–2,01	1,06–1,25

5. По данным табл. 2.11 при принятых исходных условиях средняя экономическая загрузка проводов воздушных линий 110–220 кВ составляет 0,62. Учет потерь на корону позволяет увеличить загрузку проводов до 0,76.

Таблица 2.12

Данные и результаты расчета трансформаторов 6–20 кВ

$S_{\text{ном}}, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$K_{\text{т}}, \text{тыс. у.д.е.}$	$\Delta P_{\text{хт}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{кВт}$
1	2	3	4
25	0,29	0,13	0,69
40	0,35	0,18	1,00
63	0,41	0,24	1,47
100	0,57	0,33	2,27
160	0,74	0,51	2,65
250	1,00	0,74	4,2
400	1,41	0,95	5,5
630	2,04	1,31	7,6
Результаты расчетов: $p_{\text{т}} = 0,254$; $\beta_{\text{хт}} = 0,016 \text{ у.д.е./кВт}\cdot\text{ч}$; $\beta_{\text{нт}} = 0,032 \text{ у.д.е./кВт}\cdot\text{ч}$; $\tau = 1500 \text{ ч}$			
25	0,43	1,05	1,67
40	0,42	1,01	1,54
63	0,40	0,98	1,40
100	0,38	0,92	1,32
160	0,44	1,06	1,43
250	0,42	1,01	1,33
400	0,42	1,0	1,36

630	0,42	1,00	1,36
Средние $\Delta P_{\text{кз}}/\Delta P_{\text{хт}} = 5,8$	0,42	1,00	1,43
Результаты расчетов: $p_{\text{т}} = 0,254$; $\beta_{\text{хт}} = 0,016$ у.д.е./кВт·ч; $\beta_{\text{нт}} = 0,045$ у.д.е./кВт·ч; $\tau = 400$ ч			
25	0,43	2,03	2,72
40	0,42	1,96	2,51
1	2	3	4
63	0,40	1,89	2,28
100	0,38	1,78	2,16
160	0,44	2,05	2,33

Окончание табл. 2.12

1	2	3	4
250	0,42	1,96	2,18
400	0,42	1,94	2,23
630	0,42	1,94	2,26
Средние $\Delta P_{\text{кз}}/\Delta P_{\text{хт}} = 5,8$	0,42	1,95	2,33

Таблица 2.13

**Данные и результаты расчета трансформаторов 35 кВ
(трансформаторы трехфазные двухобмоточные без РПН)**

$S_{\text{ном}}$, кВ·А	$K_{\text{т}}$, тыс. у.д.е.	$\Delta P_{\text{хт}}$, кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт
1	2	3	4
100	1,6	0,5	1,9
160	2,2	0,7	2,6
250	2,9	1,0	3,7
400	4,3	1,9	7,6
630	6,4	2,7	11,6
1000	9,3	3,6	16,5
1600	10,1	5,1	26,0
2500	12,2	5,1	26,0
4000	15,2	6,7	33,5
6300	19,0	9,2	46,5
Результаты расчетов: $p_{\text{т}} = 0,254$; $\beta_{\text{хт}} = 0,016$ у.д.е./кВт·ч; $\beta_{\text{нт}} = 0,032$ у.д.е./кВт·ч; $\tau = 1500$ ч			
100	0,51	1,24	2,31

160	0,52	1,25	2,32
250	0,52	1,26	2,25
400	0,50	1,21	1,96
630	0,48	1,17	1,93
1000	0,47	1,13	1,93
1600	0,44	1,07	1,65
2500	0,44	1,07	1,77
4000	0,45	1,08	1,76
6300	0,44	1,07	1,68
Средние $\Delta P_{кз}/\Delta P_{хт} = 4,43$	0,48	1,15	1,96
<p>Результаты расчетов: $p_{г} = 0,254$; $\beta_{хт} = 0,016$ у.д.е./кВт·ч; $\beta_{нт} = 0,045$ у.д.е./кВт·ч, $\tau = 3000$ ч</p>			

Окончание табл. 2.13

1	2	3	4
100	0,51	0,88	1,95
160	0,52	0,89	1,96
250	0,52	0,89	1,90
400	0,50	0,85	1,66
630	0,48	0,82	1,63
1000	0,47	0,80	1,63
1600	0,44	0,76	1,39
2500	0,44	0,76	1,50
4000	0,45	0,76	1,48
6300	0,44	0,76	1,42
Средние $\Delta P_{кз}/\Delta P_{хт} = 4,43$	0,48	0,82	1,65

Таблица 2.14

Данные и результаты расчета трансформаторов 110 кВ
(трансформаторы трехфазные трехобмоточные с РПН)

$S_{ном},$ кВ·А	$K_{т},$ тыс. у.д.е.	$\Delta P_{хт},$ кВт	$\Delta P_{кз},$ кВт
1	2	3	4
6300	57,0	14,0	60,0
10000	67,0	19,0	80,0

16000	79,0	26,0	105,0
25000	91,0	36,0	145,0
40000	117,0	45,0	145,0
63000	154,0	63,0	200,0
80000	166,0	50,0	230,0
Результаты расчетов: $p_{\tau} = 0,254$; $\beta_{\text{ХТ}} = 0,016$ у.д.е./кВт·ч; $\beta_{\text{НТ}} = 0,032$ у.д.е./кВт·ч; $\tau = 1500$ ч			
6300	0,48	1,17	2,41
10000	0,49	1,18	2,29
16000	0,50	1,20	2,20
25000	0,50	1,20	2,04
40000	0,56	1,35	2,31
63000	0,56	1,36	2,27

Окончание табл. 2.14

1	2	3	4
80000	0,47	1,13	2,13
Средние $\Delta P_{\text{кз}}/\Delta P_{\text{ХТ}} = 3,93$	0,51	1,23	2,23
Результаты расчетов: $p_{\tau} = 0,254$; $\beta_{\text{ХТ}} = 0,016$ у.д.е./кВт·ч; $\beta_{\text{НТ}} = 0,045$ у.д.е./кВт·ч; $\tau = 3000$ ч			
6300	0,48	0,83	2,04
10000	0,49	0,83	1,93
16000	0,50	0,85	1,86
25000	0,50	0,85	1,72
40000	0,56	0,95	1,95
63000	0,56	0,96	1,92
80000	0,47	0,80	1,80
Средние $\Delta P_{\text{кз}}/\Delta P_{\text{ХТ}} = 3,93$	0,51	0,87	1,89

Таблица 2.15

Данные и результаты расчета трансформаторов 220 кВ
(трансформаторы трехфазные двухобмоточные без РПН)

$S_{\text{НОМ}}$, кВ·А	K_{τ} , тыс. у.д.е.	$\Delta P_{\text{ХТ}}$, кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт
1	2	3	4

80000	189,0	105,0	320,0
125000	231,0	135,0	380,0
200000	307,0	200,0	580,0
250000	343,0	240,0	650,0
400000	469,0	330,0	880,0
630000	692,0	380,0	1300,0
1000000	892,0	480,0	2200,0
Результаты расчетов: $p_T = 0,254$; $\beta_{ХТ} = 0,016$ у.д.е./кВт·ч; $\beta_{НТ} = 0,032$ у.д.е./кВт·ч; $\tau = 1500$ ч			
80000	0,57	1,38	2,03
125000	0,60	1,44	2,07
200000	0,59	1,42	1,96
250000	0,61	1,47	1,98
400000	0,61	1,48	1,99

Окончание табл. 2.15

1	2	3	4
630000	0,54	1,31	1,92
1000000	0,47	1,13	1,67
Средние $\Delta P_{кв}/\Delta P_{ХТ} = 3,16$	0,57	1,38	1,95
Результаты расчетов: $p_T = 0,254$; $\beta_{ХТ} = 0,016$ у.д.е./кВт·ч; $\beta_{НТ} = 0,045$ у.д.е./кВт·ч; $\tau = 3000$ ч			
80000	0,57	0,98	1,71
125000	0,60	1,02	1,75
200000	0,59	1,00	1,66
250000	0,61	1,04	1,68
400000	0,61	1,05	1,69
630000	0,54	0,92	1,62
1000000	0,47	0,80	1,41
Средние $\Delta P_{кв}/\Delta P_{ХТ} = 3,16$	0,57	0,98	1,65

Таблица 2.16

Данные и результаты расчета трансформаторов 330 кВ
(трансформаторы трехфазные двухобмоточные без РПН)

$S_{\text{ном}}, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$K_{\text{Г}}, \text{тыс. у.д.е.}$	$\Delta P_{\text{ХТ}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{КЭ}}, \text{кВт}$
1	2	3	4
125000	273,0	145,0	360,0
200000	362,0	220,0	560,0
250000	378,0	240,0	695,0
400000	488,0	365,0	810,0
630000	718,0	405,0	1300,0
1000000	922,0	480,0	2200,0
1125000	1128,0	750,0	2300,0
Результаты расчетов: $\rho_{\text{Г}} = 0,254; \beta_{\text{ХТ}} = 0,016 \text{ у.д.е./кВт}\cdot\text{ч};$ $\beta_{\text{ИТ}} = 0,032 \text{ у.д.е./кВт}\cdot\text{ч}; \tau = 1500 \text{ ч}$			
125000	0,63	1,53	2,28
200000	0,63	1,51	2,15
250000	0,59	1,42	1,98
400000	0,67	1,62	2,14
630000	0,56	1,35	1,96

Окончание табл. 2.16

1	2	3	4
1000000	0,47	1,13	1,69
1125000	0,57	1,38	1,90
Средние $\Delta P_{\text{КЭ}}/\Delta P_{\text{ХТ}} = 3,0$	0,59	1,42	2,01
Результаты расчетов: $\rho_{\text{Г}} = 0,254; \beta_{\text{ХТ}} = 0,016 \text{ у.д.е./кВт}\cdot\text{ч};$ $\beta_{\text{ИТ}} = 0,045 \text{ у.д.е./кВт}\cdot\text{ч}; \tau = 3000 \text{ ч}$			
125000	0,63	1,08	1,93
200000	0,63	1,07	1,82
250000	0,59	1,00	1,68
400000	0,67	1,15	1,81
630000	0,56	0,95	1,66
1000000	0,47	0,80	1,43
1125000	0,57	0,98	1,60
Средние $\Delta P_{\text{КЭ}}/\Delta P_{\text{ХТ}} = 3,0$	0,59	1,00	1,70

2.16. Оптимальная загрузка электрических сетей в условиях эксплуатации

В параграфе 2.15 определены и проанализированы экстремальные значения оптимальных нагрузок линий и трансформаторов, рассматриваемых изолированно, вне реальных условий эксплуатации электрических сетей. В линиях электропередачи такие идеализированные условия практически не встречаются, так как изменение нагрузки трансформаторов всегда влечет за собой изменение нагрузки линий. Для трансформаторов к ним можно отнести эксплуатацию трансформаторов на повышающих подстанциях электростанций и в качестве трансформаторов собственных нужд. Во всех других случаях речь идет исключительно об оптимальной нагрузке сети в целом, а не ее отдельных элементов.

Ниже проведено исследование оптимальной загрузки электрических сетей в реальных условиях эксплуатации, т.е. при совместной работе линий и трансформаторов в сети. Оптимальную загрузку участка сети, состоящего из одиночных линии и трансформатора, можно также рассчитать по различным критериям.

1. По критерию минимума суммарных потерь электроэнергии в сети $k_{\Delta W}^C$:

в режиме наибольших нагрузок

$$\begin{aligned} \Delta W &= \Delta P_{\text{XT}} T + \Delta P_{\text{КЗ}} \left(\frac{S_{\text{НБ}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \tau_{\text{T}} + \frac{S_{\text{НБ}}^2}{U^2} R_{\text{Л}} \tau_{\text{Л}} = \\ &= \Delta P_{\text{XT}} T + \Delta P_{\text{КЗ}} \left(k_{\Delta W}^C \right)^2 \tau_{\text{T}} + \left(k_{\Delta W}^C \right)^2 \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U^2} R_{\text{Л}} \tau_{\text{Л}}; \end{aligned} \quad (2.80)$$

$$\frac{\partial \Delta W}{\partial k_{\Delta W}^C} = - \frac{\Delta P_{\text{XT}} T}{\left(k_{\Delta W}^C \right)^2} + \Delta P_{\text{КЗ}} \tau_{\text{T}} + \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U^2} R_{\text{Л}} \tau_{\text{Л}} = 0.$$

Откуда при $l = 1$ км

$$k_{\Delta W}^c = \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{XT}} T}{\Delta P_{\text{КЗ}} \tau_{\text{T}} + \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U^2} r_0 \tau_{\text{Л}}}}.$$

Априори видно, что значение $k_{\Delta W}^c$ для сети всегда будет меньше $k_{\Delta W}$ (см. формулу (2.81)) на величину $\sqrt{\Delta P_{\text{XT}} T / [(S_{\text{НОМ}}^2 / U^2) r_0 \tau_{\text{Л}}]}$ и что это зависит прежде всего от конструктивного исполнения сети – ее конфигурации, марок и длин проводов (кабелей), числа и номинальных мощностей трансформаторов.

Несложно видеть, что в режиме средних нагрузок

$$\bar{k}_{\Delta W}^c = \frac{U \bar{S}}{S_{\text{НОМ}} S_{\text{НБ}}} \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{XT}}}{\Delta P_{\text{КЗ}} + \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U^2} r_0}}.$$

2. По критерию минимума стоимости передачи электрической энергии $k_{C_{\text{П}}}^c$:

в режиме наибольших нагрузок

$$C_{\text{П}} = \frac{\rho_{\text{T}} K_{\text{T}} + \Delta W_{\text{XT}} \beta_{\text{XT}}}{W} + \frac{\rho_{\text{Л}} K_{\text{Л}} + \Delta W_{\text{кор}} \beta_{\text{кор}}}{W} + \frac{\beta_{\text{НТ}}}{W} \Delta P_{\text{КЗ}} \left(\frac{S_{\text{НБ}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \tau_{\text{T}} + \frac{\beta_{\text{НЛ}}}{W} \left(\frac{S_{\text{НБ}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U^2} r_{\text{Л}} \tau_{\text{Л}}.$$

Из условия $\partial C_{\text{П}} / \partial k_{C_{\text{П}}}^c = 0$ найдем, что

$$k_{C_{\text{П}}}^c = \sqrt{\frac{\rho_{\text{T}} K_{\text{T}} + \Delta P_{\text{XT}} T \beta_{\text{XT}} + \rho_{\text{Л}} K_{\text{Л}} + \Delta P_{\text{кор}} T \beta_{\text{кор}}}{\Delta P_{\text{КЗ}} \tau_{\text{T}} \beta_{\text{НТ}} + \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U^2} r_0 \tau_{\text{Л}} \beta_{\text{НЛ}}}}. \quad (2.81)$$

После вывода формулы (2.81) легко получить выражение для определения значения $\bar{k}_{C_n}^c$ в режиме средних нагрузок.

Приведенные рассуждения и полученные формулы относятся к простейшей электрической сети. В разветвленной сети суммарные потери электроэнергии ΔW_c с учетом (2.80) могут быть определены следующим образом:

$$\begin{aligned} \Delta W_c &= \sum_1^m [\Delta P_{xtj} T + \Delta P_{kj} \left(\frac{S_{нб}}{S_{ном}} \right)^2 \tau_{Tj}] + \sum_1^n \frac{S_{нбi}^2}{U^2} r_{ли} \tau_{ли} = \\ &= \sum_1^m [\Delta P_{xtj} T + \Delta P_{kj} \left(\frac{S_{нб}}{S_{ном}} \right)^2 \tau_{Tj}] + \sum_1^n \frac{\sum^l k_{3j}^2 S_{номj}^2}{U^2} r_{ли} \tau_{ли}, \end{aligned}$$

где $k_{3j} = S_{нбj}^2 / S_{номj}^2$;

l – общее число трансформаторов, питающихся от i -го участка сети.

Требуется найти значения k_{3j} , дающие минимум суммарных потерь ΔW_c . Данная задача чрезвычайно сложна, и ее решение в общем виде выходит за рамки настоящего пособия. Некоторые результаты теоретических и практических работ по этому вопросу приведены в главе 3 пособия. Здесь отметим следующее.

В значительной степени загрузка электрических сетей энергосистем определяется загрузкой распределительных сетей 6–20 кВ. Для этих сетей в рамках существующего уровня их режимной обеспеченности можно судить об оптимальной загрузке отдельной распределительной линии в целом, вычисляемой через отношение $S_{нб} / S_{ном}$ и представленной в виде последовательной цепочки двух индивидуальных эквивалентных сопротивлений [12]: линейных участков схемы РЛ $r_{эл}$ и трансформаторных – $r_{эт}$ (здесь и далее все величины относятся к одной РЛ, в частности, $S_{нб}$ – полная мощность на головном участке РЛ, $S_{ном}$ – суммарная

установленная мощность присоединенных трансформаторов). С учетом сказанного можно записать, что для одной РЛ

$$\begin{aligned} \Delta W &= \Delta P_{\text{XT}} T + \frac{S_{\text{НБ}}^2}{U^2} r_{\text{ЭТ}} \tau_{\text{T}} + \frac{S_{\text{НБ}}^2}{U^2} r_{\text{ЭЛ}} \tau_{\text{Л}} = \\ &= \Delta P_{\text{XT}} T + k_{\Delta W}^2 \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U^2} r_{\text{ЭТ}} \tau_{\text{T}} + k_{\Delta W}^2 \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U^2} r_{\text{ЭЛ}} \tau_{\text{Л}}. \\ \frac{\partial \Delta W}{\partial k_{\Delta W}} &= -\frac{\Delta P_{\text{XT}} T}{k_{\Delta W}^2} + \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U^2} r_{\text{ЭТ}} \tau_{\text{T}} + \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U^2} r_{\text{ЭЛ}} \tau_{\text{Л}}, \end{aligned}$$

откуда искомое значение $k_{\Delta W}$ в режиме наибольших нагрузок будет

$$k_{\Delta W} = \frac{U}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{XT}} T}{r_{\text{ЭТ}} \tau_{\text{T}} + r_{\text{ЭЛ}} \tau_{\text{Л}}}}, \quad (2.82)$$

а средняя загрузка РЛ составит

$$\bar{k}_{\Delta W} = \frac{U}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{XT}} T}{r_{\text{ЭТ}} k_{\Phi}^2 T + r_{\text{ЭЛ}} k_{\Phi}^2 T}}. \quad (2.83)$$

По формулам (2.82), (2.83) определяется загрузка распределительных линий по критерию минимума суммарных потерь электроэнергии. Руководствуясь аналогичными рассуждениями, можно получить аналитические соотношения для вычисления искомых значений k_{C_Π} , \bar{k}_{C_Π} из условия минимальной стоимости передачи электрической энергии:

$$k_{\text{C}_\Pi} = \frac{U}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{\rho_{\text{T}} K_{\text{T}} + \Delta P_{\text{XT}} T \beta_{\text{XT}} + \rho_{\text{Л}} K_{\text{Л}}}{r_{\text{ЭТ}} \tau_{\text{T}} \beta_{\text{HT}} + r_{\text{ЭЛ}} \tau_{\text{Л}} \beta_{\text{НЛ}}}}, \quad (2.84)$$

$$\bar{k}_{C_{\Pi}} = \frac{U}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{\rho_{\Gamma} K_{\Gamma} + \Delta P_{\text{ХТ}} T \beta_{\text{ХТ}} + \rho_{\text{Л}} K_{\text{Л}}}{r_{\text{ЭТ}} k_{\Phi}^2 T \beta_{\text{НТ}} + r_{\text{ЭЛ}} k_{\Phi}^2 T \beta_{\text{НЛ}}}}. \quad (2.85)$$

Многочисленные расчеты, проведенные в энергосистемах, а также анализ формул (2.84), (2.85) показывают, что величины $k_{\Delta W}$ и $k_{C_{\Gamma}}$ распределительных линий в значительной степени зависят от отношения k_r индивидуальных эквивалентных сопротивлений $r_{\text{ЭЛ}}$ и $r_{\text{ЭТ}}$, причем чем больше отношение $k_r = r_{\text{ЭЛ}} / r_{\text{ЭТ}}$, тем меньше оптимальная нагрузка сети.

Подтвердим сказанное численным расчетом. Примем $\beta_{\text{НТ}} = \beta_{\text{НЛ}} = 1$, $\tau_{\Gamma} = \tau_{\text{Л}}$, $r_{\text{ЭТ}} = 1$, а значения $k_{\Delta W}$ и $k_{C_{\Gamma}}$ равными средним значениям этих коэффициентов для сети 6–20 кВ (см. табл. 2.10). Тогда при $\tau = 1500$ ч

$$k_{\Delta W} = \sqrt{\frac{1}{1 + k_r}}, \quad k_{C_{\Gamma}} = 1.43 \sqrt{\frac{1}{1 + k_r}},$$

при $\tau = 400$ ч

$$k_{\Delta W} = 1.95 \sqrt{\frac{1}{1 + k_r}}, \quad k_{C_{\Gamma}} = 2.33 \sqrt{\frac{1}{1 + k_r}}.$$

Построим графики функций $k_{\Delta W} = f(k_r)$ и $k_{C_{\Gamma}} = f(k_r)$ в диапазоне $k_r = 0,25 - 9$ (рис. 2.8) по данным табл. 2.17.

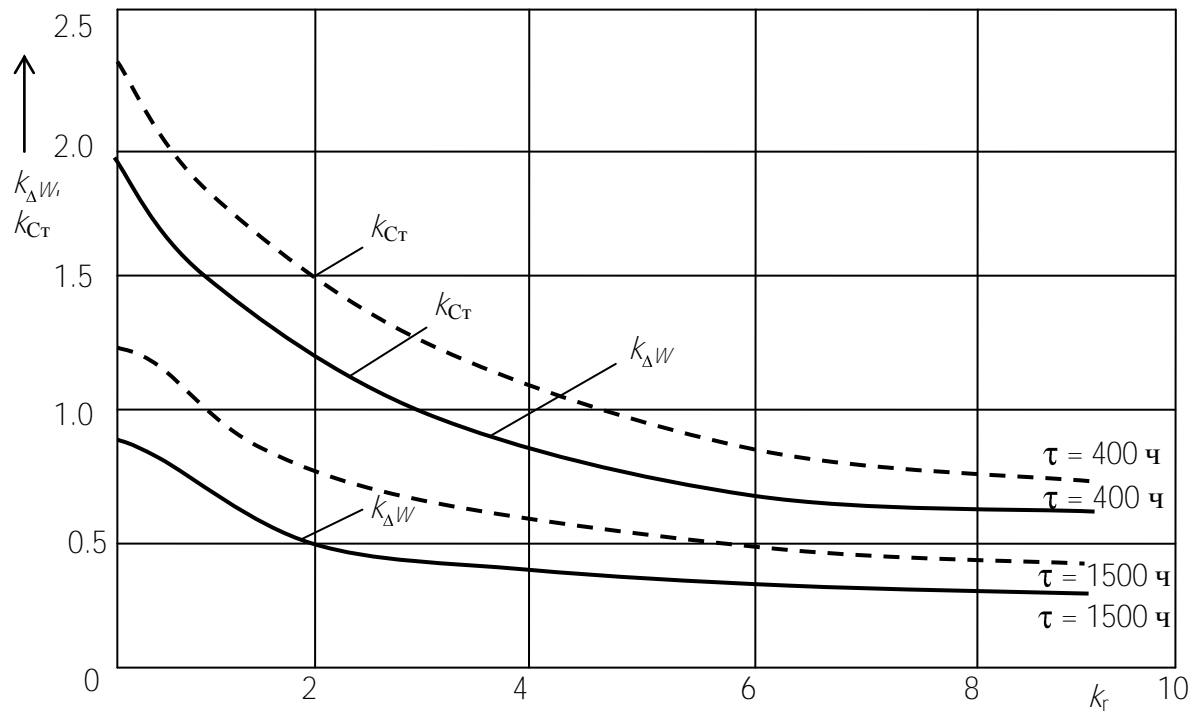


Рис. 2.8. Зависимости $k_{\Delta W} = f(k_r)$ и $k_{CT} = f(k_r)$

Таблица 2.17

Данные и результаты расчетов $k_{\Delta W} = f(k_r)$

k_r	$k_{\Delta W}$ $\tau = 1500$ ч	$k_{\Delta W}$ $\tau = 400$ ч
0	0,89	1,95
0,25	0,82	1,73
0,5	0,71	1,60
1	0,58	1,39
2	0,5	1,13
3	0,45	0,98
4	0,41	0,88
5	0,38	0,80
6	0,36	0,74
7	0,34	0,70
8	0,32	0,66
9	0,30	0,62

Анализ данных табл. 2.17 и графиков рис. 2.8 показывает следующее:

1. С увеличением коэффициента k_r , характеризующего разветвленность и протяженность сети, оптимальная нагрузка сети как по критерию минимума суммарных потерь электроэнергии, так и по экономическому критерию уменьшается:

$k_{\Delta W}$ – со 100 % при $k_r = 0$ до 30 % при $k_r = 9$ для $\tau = 1500$ ч ;

со 195 % до 62 % при $\tau = 400$ ч ;

k_{C_T} – со 143 % до 43 % при $\tau = 1500$ ч ;

со 233 % до 73 % при $\tau = 400$ ч .

При этом зависимости $k_{\Delta W} = f(k_r)$ и $k_{C_T} = f(k_r)$ носят плавно убывающий характер.

2. Значительное влияние на нагрузку сети оказывает конфигурация графиков нагрузки. С уменьшением τ нагрузка сети увеличивается.

2.17. Определение резервов по снижению технических потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем

В данном параграфе рассмотрены базовые теоретические положения по расчету и анализу резервов по снижению технических потерь электроэнергии (ЭЭ) $\delta \Delta W$ % и экономии топлива δB на примере разомкнутых электрических сетей 6–20 кВ. Для выполнения таких расчетов необходимо уметь определять и анализировать три значения **суммарных** технических потерь электроэнергии в сети – фактические (при существующей загрузке сети), минимальные (соответствующие минимуму **суммарных** потерь в сети) и оптимальные по критерию минимума стоимости передачи электроэнергии W_{Π} .

Полные потери электроэнергии ΔW в схеме отдельной распределительной линии (РЛ) 6–20 кВ состоят из суммы трех составляющих [12, 57]: нагрузочных (переменных) потерь в линейных $\Delta W_{\text{нл}}$ и трансформаторных $\Delta W_{\text{нт}}$ ветвях, а также условно-постоянных потерь холостого хода в стали трансформаторов $\Delta W_{\text{хт}}$, вычисляемых по каталожным данным:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{нл}} + \Delta W_{\text{нт}} + \Delta W_{\text{хт}}.$$

Представим сеть РЛ в виде последовательной цепочки эквивалентных по потерям сопротивлений линий $r_{\text{эл}}$ и трансформаторов $r_{\text{эТ}}$. Тогда для определения величины ΔW во всех указанных случаях можно использовать одну и ту же формулу вида

$$\Delta W = k_*^2 \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U_{\text{ЭК}}^2} (r_{\text{ЭЛ}} + r_{\text{ЭТ}}) k_{\text{Ф}}^2 T + \Delta P_{\text{ХТ}} T, \quad (2.186)$$

где k_* – нагрузка распределительной линии, представленной эквивалентными по потерям сопротивлениями;

$S_{\text{НОМ}}$ – суммарная номинальная мощность подключенных к РЛ трансформаторов;

$U_{\text{ЭК}}$ – эквивалентное напряжение на питающих шинах линии;

$r_{\text{ЭЛ}}$ – индивидуальное эквивалентное сопротивление линейных участков схемы РЛ;

$r_{\text{ЭТ}}$ – индивидуальное эквивалентное сопротивление трансформаторов;

$k_{\text{Ф}}$ – коэффициент формы графика нагрузки;

$\Delta P_{\text{ХТ}}$ – суммарные потери мощности холостого хода в стали трансформаторов;

T – расчетный период.

Вместо k_* в формулу (2.86) подставляются соответствующие значения коэффициентов загрузки. При расчете фактических потерь это будет существующая загрузка сети $k_{\Delta W}$ ($k_{\Delta W} = \bar{S}_{\text{Гу}} / S_{\text{НОМ}}$, $\bar{S}_{\text{Гу}}$ – среднее значение полной мощности на головном участке линии), при определении минимальных потерь – это загрузка сети $\bar{k}_{\Delta W}$, обеспечивающая минимум суммарных потерь; при расчете экономически обоснованного уровня потерь – это загрузка сети $k_{\text{СП}}$, соответствующая минимуму стоимости передачи электрической энергии.

Формулы для определения значений $\bar{k}_{\Delta W}$ и $k_{\text{СП}}$ будут выведены ниже.

В развернутом виде формулу (2.86) можно записать следующим образом:

$$\begin{aligned} \Delta W &= \frac{S_{\text{л}}^2}{U_{\text{ЭК}}^2} r_{\text{эл}} k_{\text{ФЛ}}^2 T + \frac{S_{\text{г}}^2}{U_{\text{ЭК}}^2} r_{\text{эт}} k_{\text{ФТ}}^2 T + \Delta P_{\text{ХТ}} T = \\ &= \frac{\bar{S}_{\text{Гу}}^2}{U_{\text{ЭК}}^2} (r_{\text{эл}} + r_{\text{эт}}) k_{\text{Ф}}^2 T + \Delta P_{\text{ХТ}} T = \frac{\bar{S}_{\text{Гу}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U_{\text{ЭК}}^2} (r_{\text{эл}} + r_{\text{эт}}) k_{\text{Ф}}^2 T + \Delta P_{\text{ХТ}} T, \end{aligned} \quad (2.87)$$

где $S_{\text{л}} = S_{\text{т}} = \bar{S}_{\text{Гу}}$ – среднее значение полной мощности на головном участке РЛ;

$$k_{\text{фл}} = k_{\text{фт}} = k_{\text{ф}}.$$

Если обозначить загрузку РЛ как $\bar{k}_{\Delta W} = \frac{\bar{S}_{\text{Гу}}}{S_{\text{НОМ}}}$ и подставить

значение $\bar{k}_{\Delta W}$ в (2.87), то получим формулу (2.86).

Разделим левую и правую части выражения (2.86) на $\bar{k}_{\Delta W}$:

$$\Delta W_* = \bar{k}_{\Delta W} \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U_{\text{ЭК}}^2} (r_{\text{эл}} + r_{\text{эТ}}) k_{\text{ф}}^2 T + \frac{\Delta P_{\text{ХТ}} T}{\bar{k}_{\Delta W}}.$$

Из условия $\frac{\partial \Delta W_*}{\partial \bar{k}_{\Delta W}} = 0$ определим искомую загрузку

распределительной линии $\bar{k}_{\Delta W}$, соответствующую

минимальным суммарным потерям электроэнергии в схеме РЛ:

$$\bar{k}_{\Delta W} = \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{XT}} T}{\frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U_{\text{ЭК}}^2} (r_{\text{ЭЛ}} + r_{\text{ЭТ}}) k_{\Phi}^2 T}}. \quad (2.88)$$

Из анализа подкоренного выражения формулы (2.88) видно, что значение $\bar{k}_{\Delta W}$, соответствующее минимуму ΔW , определяется из условия равенства суммарных нагрузочных потерь ЭЭ в схеме $\Delta W_{\text{Н}} = \Delta W_{\text{НЛ}} + \Delta W_{\text{НТ}}$ и суммарных потерь холостого хода $\Delta W_{\text{ХТ}}$. Это означает, что в оптимальном режиме минимальное значение суммарных потерь электрической энергии в схеме РЛ $\Delta W_{\bar{k}_{\Delta W}}$ численно равно удвоенному произведению потерь холостого хода:

$$\Delta W_{\bar{k}_{\Delta W}} = 2\Delta W_{\text{ХТ}}.$$

Экономическая нагрузка эквивалентной распределительной линии $k_{\text{Сп}}$, соответствующая минимуму стоимости передачи электрической энергии $\text{С}_{\text{п}}$ по аналогии с (2.85), определяется по формуле

$$k_{\text{СП}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{U_{\text{ЭК}}} \sqrt{\frac{\rho_{\text{Л}} K_{\text{Л}} + \rho_{\text{Т}} K_{\text{Т}} + \Delta P_{\text{ХТ}} T \beta_{\text{Х}}}{k_{\text{ФЛ}}^2 r_{\text{ЭЛ}} T \beta_{\text{Л}} + k_{\text{ФТ}}^2 r_{\text{ЭТ}} T \beta_{\text{Т}}}}$$

где $K_{\text{Л}}$ – стоимость линейных участков схемы РЛ;

$\rho_{\text{Л}}$ – суммарный коэффициент отчислений от стоимости линии $K_{\text{Л}}$;

$K_{\text{Т}}$ – стоимость трансформаторов;

$\rho_{\text{Т}}$ – суммарный коэффициент отчислений от стоимости трансформатора $K_{\text{Т}}$;

$\beta_{\text{ХТ}}, \beta_{\text{НЛ}}, \beta_{\text{НТ}}$ – стоимость 1 кВт·ч соответственно $\Delta W_{\text{ХТ}}, \Delta W_{\text{НЛ}}, \Delta W_{\text{НТ}}$.

На основании изложенного искомые значения суммарных технических потерь электроэнергии в именованных единицах в трех исследуемых режимах можно определить следующим образом.

Фактические потери электроэнергии в сети ΔW_k будут

$$\Delta W_k = \bar{k}^2 \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U^2} \left[\epsilon_{\text{ЭЛ}} + r_{\text{ЭТ}} \right] \Delta P_{\text{ХТ}} T.$$

Минимальные потери электроэнергии

$$\Delta W_{k_{\Delta W}} = \bar{k}_{\Delta W}^2 \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U^2} \left[\epsilon_{\text{эл}} + r_{\text{эт}} \right] \Delta P_{\text{ХТ}} T,$$

а экономически обоснованные потери электроэнергии

$$\Delta W_{k_{\text{сп}}} = \bar{k}_{\text{сп}}^2 \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U^2} \left[\epsilon_{\text{эл}} + r_{\text{эт}} \right] \Delta P_{\text{ХТ}} T.$$

Величины $\bar{k}_{\Delta W}$ и $\bar{k}_{\text{сп}}$ позволяют определить оптимальные значения отпусков электроэнергии в сеть соответственно $W_{k_{\Delta W}}$ и $W_{k_{\text{сп}}}$, т.е. такие отпуска, при которых потери электроэнергии в сеть будут равны минимальным $\Delta W_{k_{\Delta W}}$ и экономически обоснованным $\Delta W_{k_{\text{сп}}}$ значениям:

$$S_{k_{\Delta W}} = \bar{k}_{\Delta W} S_{\text{НОМ}}, \quad P_{k_{\Delta W}} = S_{k_{\Delta W}} \cos \varphi, \quad W_{k_{\Delta W}} = P_{k_{\Delta W}} T,$$

$$S_{k_{\text{сп}}} = \bar{k}_{\text{сп}} S_{\text{НОМ}}, \quad P_{k_{\text{сп}}} = S_{k_{\text{сп}}} \cos \varphi, \quad W_{k_{\text{сп}}} = P_{k_{\text{сп}}} T.$$

По найденным отпускам электроэнергии W_k (фактическому), $W_{k_{\Delta W}}$ и $W_{k_{\text{сп}}}$ можно вычислить суммарные потери электроэнергии в относительных единицах.

Фактические, минимальные и экономические потери электроэнергии в процентах $\Delta W_k\%$ будут равны:

$$\Delta W_k \% = \frac{\Delta W_k}{W_k} 100\%,$$

$$\Delta W_{k_{\Delta W}} \% = \frac{\Delta W_{k_{\Delta W}}}{W_{k_{\Delta W}}} 100\%,$$

$$\Delta W_{k_{cn}} \% = \frac{\Delta W_{k_{cn}}}{W_{k_{cn}}} 100\% .$$

Резервы по снижению суммарных технических потерь электроэнергии составят:

по критерию минимальных потерь электроэнергии $\delta W_{\Delta W} \% :$

$$\delta W_{k_{\Delta W}} \% = \Delta W_k \% - \Delta W_{k_{\Delta W}} \% ,$$

$$\delta W_{k_{\Delta W}} \approx \frac{\delta W_{k_{\Delta W}} \% W_k}{100} ;$$

по критерию экономически обоснованных потерь $\delta W_{k_{cn}} \% :$

$$\delta W_{k_{cn}} \% = \Delta W_k \% - \Delta W_{k_{cn}} \% ,$$

$$\delta W_{k_{cn}} \approx \frac{\delta W_{k_{cn}} \% W_k}{100} .$$

Возможная экономия топлива δB при этом составит

$$\delta B_{k_{\Delta W}} \approx \delta(\Delta W_{k_{\Delta W}}) b ,$$

$$\delta B_{k_{cn}} \approx \delta W_{k_{cn}} b ,$$

где b – удельный расход условного топлива.

Аналогичным образом можно определить резервы по снижению технических потерь электроэнергии в замкнутых электрических сетях, по любому структурному подразделению и энергосистеме в целом.

Разработанные базовые положения алгоритмизированы и реализованы в соответствующем программном продукте [63].

Результаты расчета потерь по составленной программе

представляются в виде табл. 2.18 и диаграмм (рис. 2.9–2.12).

По каждой распределительной линии (в табл. 2.18 их три – Бродовка/Т-1/1с ВЛ-534, Ганцевичи /Т-1/1с ВЛ-519 и Забашевичи/Т-1/1с ВЛ-561) выдаются три значения суммарных потерь и их составляющие: фактические потери электроэнергии (первая строка результатов по каждой линии), минимальные (вторая строка) и экономически обоснованные (третья строка). Приведенные в табл. 2.18 результаты являются характерными. Например, из результатов расчета линии Бродовка/Т-1/1с ВЛ-534 хорошо виден резерв по снижению потерь. Величина фактических потерь здесь 17,307 %, что значительно больше минимальных и экономически обоснованных потерь, равных соответственно 8,121 и 8,549 %. С линиями Ганцевичи/Т-1/1с ВЛ-519 и Забашевичи/Т-1/1с ВЛ-561 ничего предпринимать не надо. Режим их работы близок к оптимальному. Все три уровня потерь электроэнергии в этих линиях соизмеримы между собой: 13,793, 13,328, 14,096 и 10,488, 10,003, 10,598 %. Обращает на себя внимание тот факт, что относительная величина экономически

обоснованных потерь может быть больше фактической: $14,096 > 13,793 \%$ и $10,598 > 10,488 \%$.

Таблица 2.18

Форма представления результатов расчета оптимальных уровней

потерь электроэнергии в сети 6–20 кВ

№ п/п	Наимено- вание подстанции и РЛ	Критерии оптими- зации	Отпуск акт. эн. в РЛ, МВт·ч	Загруз- ка РЛ, %	Потери энергии							
					$dW_{\text{лин.}}$ МВт·ч	$dW_{\text{лин.}}$ %	$dW_{\text{тр.н.}}$ МВт·ч	$dW_{\text{тр.н.}}$ %	$dW_{\text{тр.хх.}}$ МВт·ч	$dW_{\text{тр.хх.}}$ %	$dW_{\text{сум.}}$ МВт·ч	$dW_{\text{сум.}}$ %
6	Бродовка	Факт.	66,800	10,27	0,64	0,952	0,088	0,131	10,837	16,223	11,561	17,307
	\Г-1\ 1с	Мин. dW	266,877	41,01	10,15	3,805	0,684	0,256	10,837	4,061	21,674	8,121

	ВЛ-534	Мин. C_T	314,747	48,37	14,12	4,487	1,949	0,619	10,837	3,443	26,908	8,549
22	Ганцевичи \\Т-1\ 1с	Факт.	153,300	25,26	9,10	5,938	0,590	0,385	11,451	7,470	21,145	13,793
		Мин. dW	172,049	28,35	11,47	6,664	0,014	0,008	11,451	6,656	22,931	13,328
	ВЛ-519	Мин. C_T	208,737	34,40	16,88	8,085	1,095	0,524	11,451	5,486	29,423	14,096
27	Забашевич и Т-1\ 1с	Факт.	199,500	40,96	11,08	5,554	1,198	0,600	8,646	4,334	20,924	10,488
		Мин. dW	172,859	35,49	8,32	4,813	0,327	0,189	8,646	5,002	17,291	10,003
	ВЛ-561	Мин. C_T	210,211	43,16	12,30	5,852	1,330	0,633	8,646	4,113	22,278	10,598

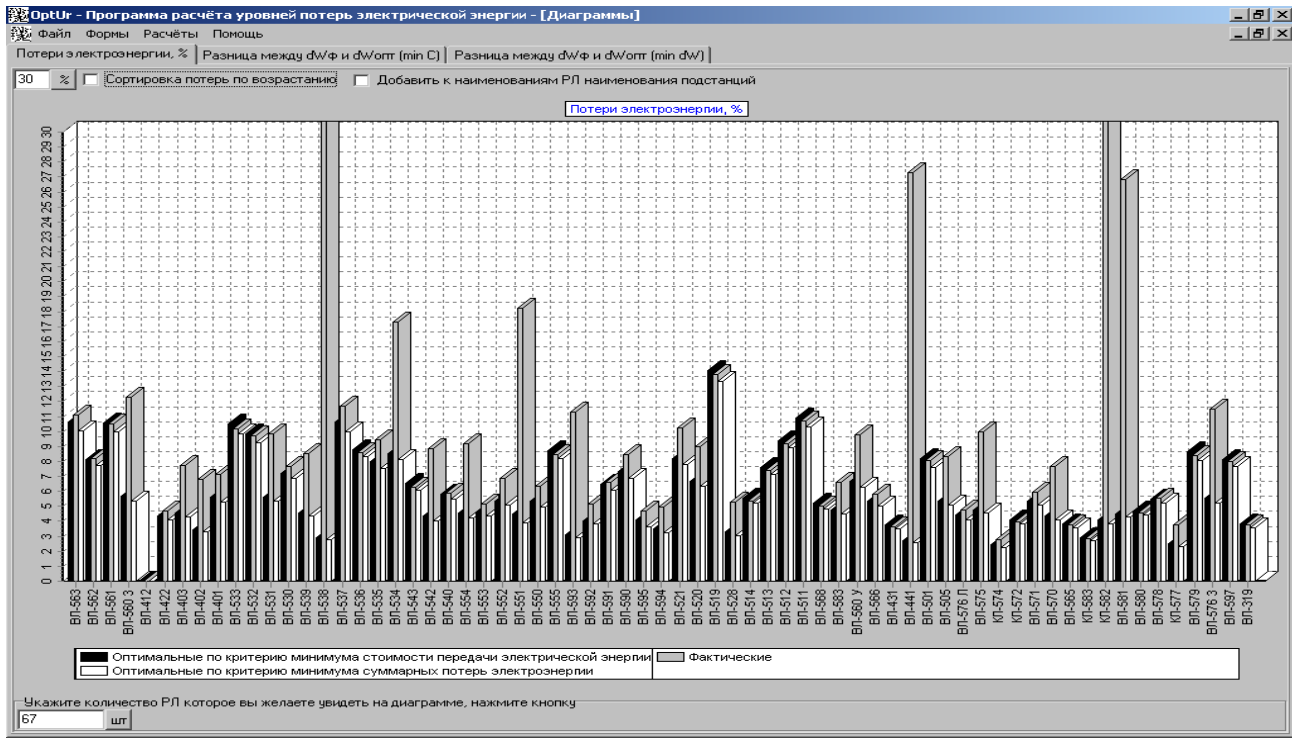


Рис. 2.9. Результаты расчета потерь электроэнергии в сети в несортированном виде

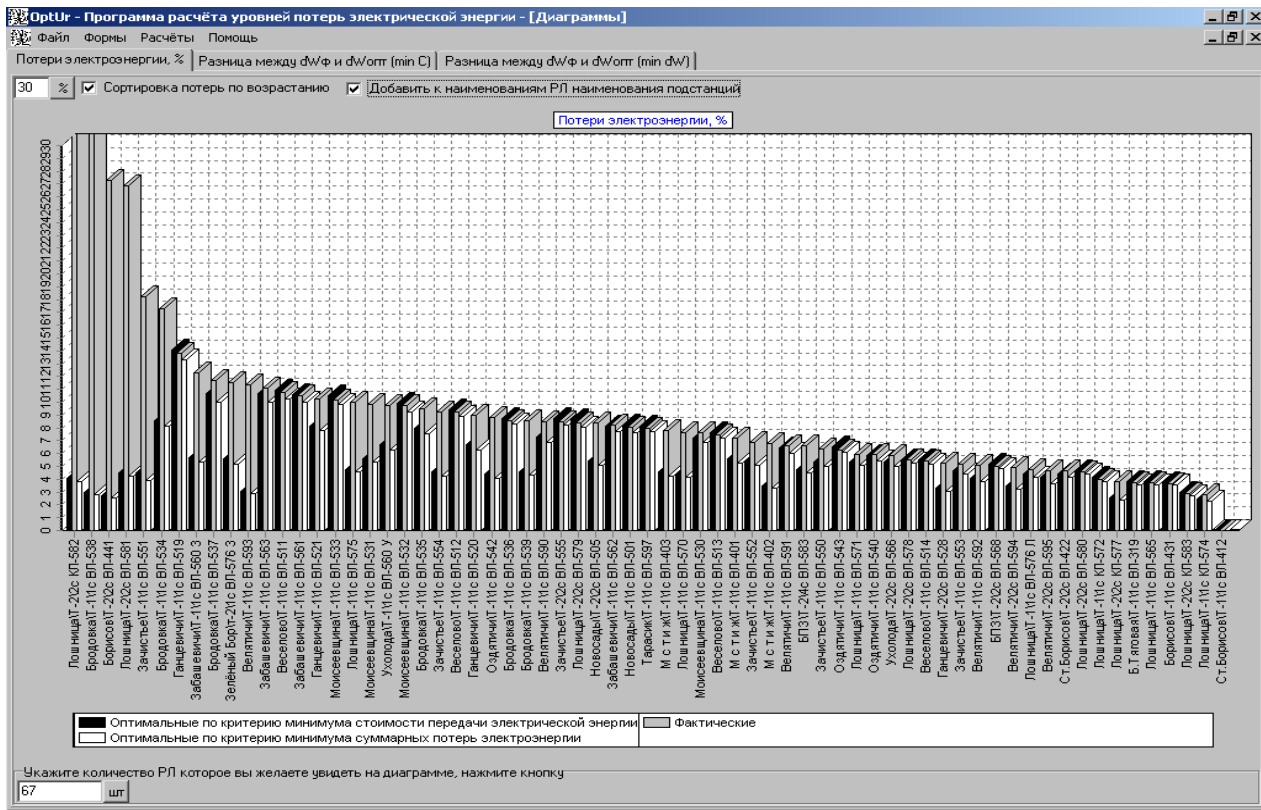


Рис. 2.10. Результаты расчета потерь электроэнергии в сети в сортированном виде

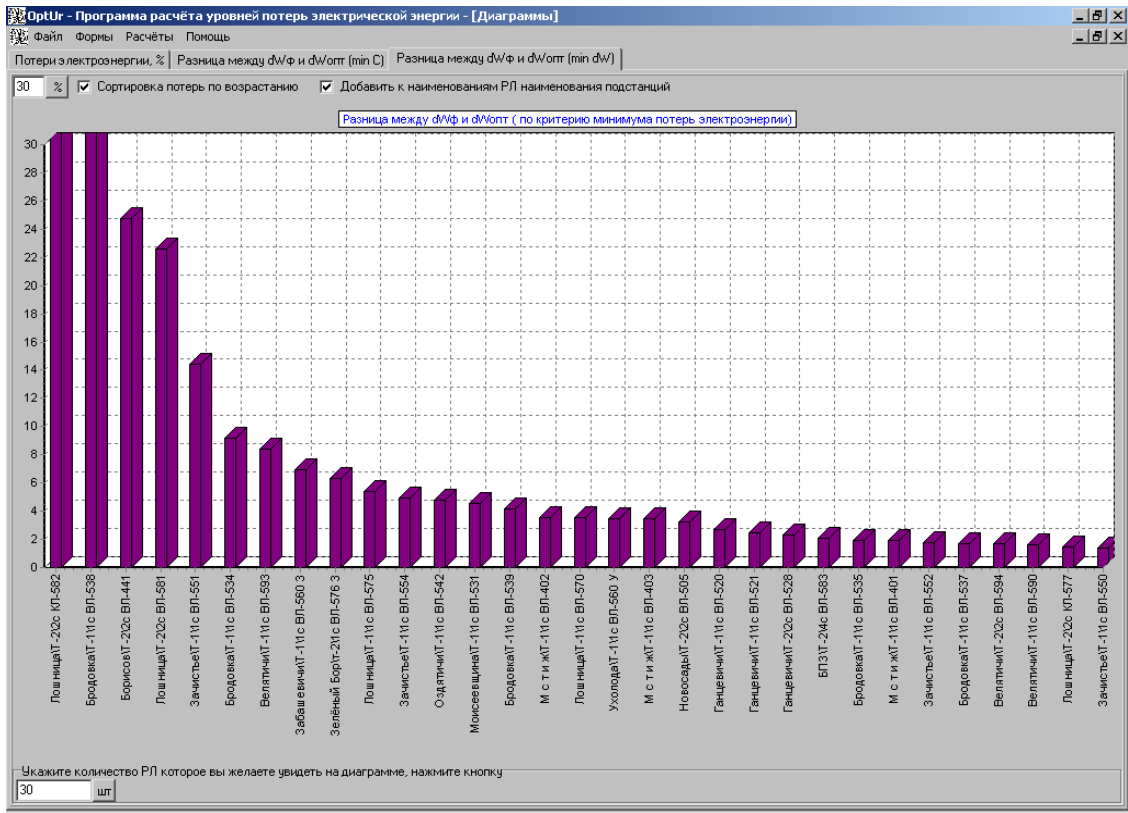
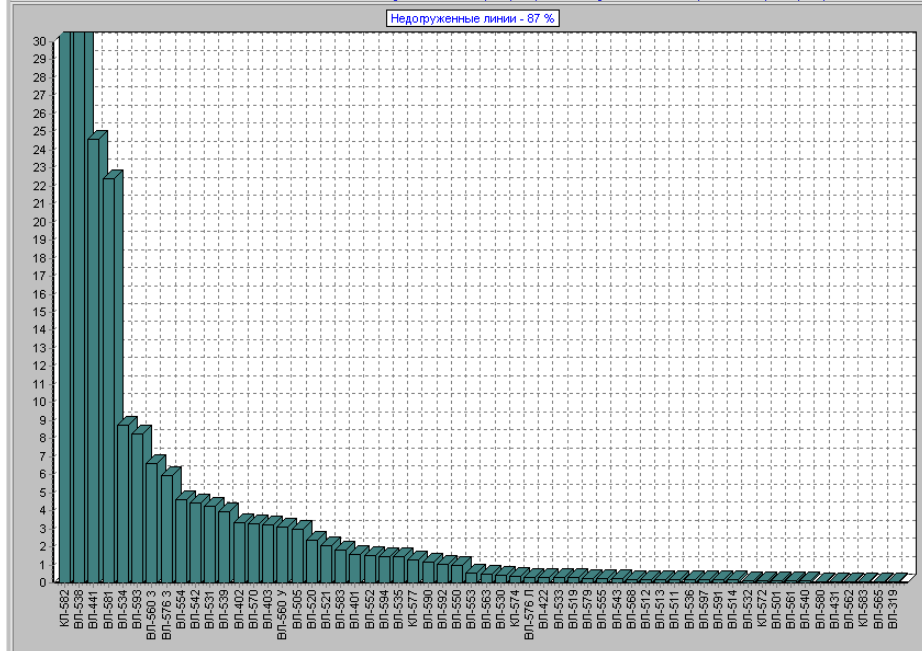
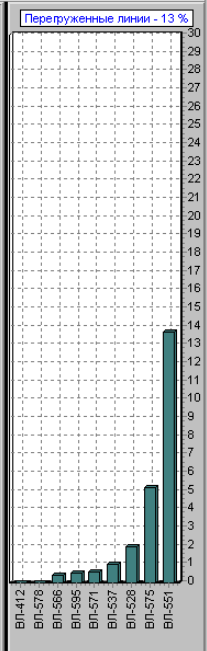


Рис. 2.11. Резервы по снижению потерь электроэнергии в сети по критерию минимума суммарных потерь

Разница между $dW_{\text{ф}}$ и $dW_{\text{опт}}$ (по критерию минимума стоимости передачи электроэнергии)



Укажите количество РЛ которое вы желаете увидеть на диаграмме, нажмите кнопку
 58 шт



Укажите количество РЛ которое
 9 шт

Рис. 2.12. Резервы по снижению потерь электроэнергии в сети по критерию минимума стоимости передачи электроэнергии

Диаграммы потерь строятся по всем распределительным лини-ям сети в несортированном (см. рис. 2.9) и упорядоченном (см. рис. 2.10–2.12) видах и предназначены для оперативного просмотра и дополнительного анализа.

На рис. 2.9 показаны диаграммы потерь по каждой распределительной линии рассчитанного участка сети в несортированном виде. Серыми прямоугольниками обозначены значения фактических потерь, белыми – значения минимальных потерь и черными – оптимальные уровни потерь электроэнергии в сетях. Рис. 2.10 – это диаграммы потерь, приведенные на рис. 2.9, но в сортированном виде. На рис. 2.11 в упорядоченном виде показаны разности между значениями фактических потерь электроэнергии в сетях и минимальных, на рис. 2.12 – разности между фактическими потерями и экономически обоснованными. Таким образом, из данных рис. 2.11 и 2.12 видны резервы по снижению потерь в сети, т.е. те распределительные линии, которые необходимо обследовать в первую очередь.

2.18. Задачи

В данном параграфе приведены примеры решения различных задач принятия решений при проектировании энергосистем, составленных авторами, а также опубликованных в периодической литературе [27–31]. Эти примеры позволяют оценить широкий спектр задач, которые могут и должны решаться в условиях неопределенности исходной информации и многокритериальности.

Далее даны условия задач и варианты исходных данных для самостоятельной работы. Эти задачи предназначены для решения на основе теории, изложенной в параграфах 2.1–2.17, и примеров решений аналогичных задач, приведенных в данном параграфе.

З а д а ч а 2.1

При проектировании развития энергосистемы однозначно неизвестны уровень энергопотребления, величина и структура расположения энергетических ресурсов, возможные темпы научно-технического прогресса и их последствия.

При принятии решения по развитию энергосистемы можно выделить следующие этапы.

1. Выбор представительного ограниченного множества возможных условий развития системы. Этот выбор осуществляется на основе возможного диапазона изменения потребностей в электроэнергии и теплоте, возможностей поставки для электростанций различных видов топлива, возможных сроков и масштабов поставок новых видов оборудования для электростанций, подстанций, линий электропередачи и их технико-экономических показателей и т.п.

2. Нахождение оптимальных решений для каждого из выбранных условий путем формулировки и решения одноцелевых задач, число которых равно числу выбранных условий.

3. Составление платежной матрицы по типу табл. 2.19.

Таблица 2.19

Платежная матрица

Оптимальные решения в развитии системы (стратегии развития)	Возможные условия развития системы			
	m_1	m_2	...	m_n
X_1	$З_1$	$З_{12}$...	$З_{1n}$
X_2	$З_{21}$	$З_2$...	$З_{2n}$
...
X_n	$З_{n1}$	$З_{n2}$...	$З_n$

В табл. 2.19 стратегия X_1 оптимальна при условии развития энергосистемы m_1 с приведенными затратами $З_1$. Аналогичным образом оптимальной стратегии X_2 соответствуют m_2 и $З_2$ и т.д. Остальные элементы платежной матрицы ($З_{21}$, $З_{m1}$ и т.д.) – приведенные затраты при неоптимальных решениях для данного условия развития энергосистемы.

4. Выбор стратегии развития системы с одновременным учетом всех возможных условий развития на основе критериев Лапласа, Вальда, Сэвиджа, Гурвица.

Задача 2.2

Величина перспективного электропотребления в энергосистеме точно неизвестна. В таком случае зададимся ею в некотором интервале в виде трех значений W_1 , W_2 , W_3 , причем будем полагать, что $W_1 < W_2 < W_3$.

Выберем некоторые стратегии развития энергосистемы, характеризующиеся установленной мощностью электростанций P_1 , P_2 , P_3 , причем $P_1 < P_2 < P_3$.

Каждой стратегии P_1 , P_2 , P_3 при каждом значении электропотребления W_1 , W_2 , W_3 будут соответствовать определенные затраты в энергосистеме. Может оказаться, например, что при стратегии P_1 и электропотреблении W_1 имеет место избыток мощности, а при W_3 – недостаток. Тогда в последнем случае потребуется ограничение потребителей, что приведет к соответствующему ущербу.

Очевидно, что оптимальным решением является то, которое при P_i в точности соответствует W_j , которое возникнет на практике, но

оно точно неизвестно. Задача заключается в выборе стратегии принятия решения.

Пусть платежная матрица имеет вид, представленный в табл. 2.20. Ее элементы характеризуют приведенные затраты в энергосистеме в условных денежных единицах (у.д.е.) при заданном значении W_j и выбранной стратегии P_i , причем каждому значению W_j соответствует определенная оптимальная стратегия P_i .

Таблица 2.20

Платежная матрица

$P_i \backslash W_j$	W_1	W_2	W_3
P_1	10	50	40
P_2	30	20	50
P_3	40	30	30

Если расчет ведется по приведенным затратам, то целевую функцию необходимо минимизировать. Преобразуем эту задачу в задачу максимизации. Для этого вместо функции Z введем функцию $F = A - Z$, где A – заведомо большое число, такое что $F \geq 0$. Тогда задача $\min Z$ равносильная задаче $\max F$:

$$\min Z = \max F = \max(A - Z).$$

Примем $A = 100$. Тогда получим новую платежную матрицу (табл. 2.21).

Таблица 2.21

Преобразованная платежная матрица

$P_i \backslash W_j$	W_1	W_2	W_3
P_1	90	50	60
P_2	70	80	50
P_3	60	70	70

Используя формулу (2.6), сформируем матрицу рисков (табл. 2.22).

Таблица 2.22

Матрица рисков

$P_i \backslash W_j$	W_1	W_2	W_3
P_1	0	30	10
P_2	20	0	20
P_3	30	10	0

Для принятия решения используем критерии Лапласа, Вальда, Сэвиджа и Гурвица.

1. Пусть случайная величина W_j подчиняется нормальному закону распределения. При этом вероятности появления W_1, W_2, W_3 соответственно $p_1 = 0,25; p_2 = 0,5; p_3 = 0,25$.

По формуле (2.7) на основании табл. 2.21 найдем математическое ожидание выигрыша по i -й стратегии:

$$\bar{a}_1 = 0,25 \cdot 90 + 0,5 \cdot 50 + 0,25 \cdot 60 = 62,5;$$

$$\bar{a}_2 = 0,25 \cdot 70 + 0,5 \cdot 80 + 0,25 \cdot 50 = 70;$$

$$\bar{a}_3 = 0,25 \cdot 60 + 0,5 \cdot 70 + 0,25 \cdot 70 = 67,5.$$

По формуле (2.8) найдем

$$\bar{a}_{i\text{макс}} = \max\{\bar{a}_1; \bar{a}_2; \bar{a}_3\} = \max\{62,5; 70; 67,5\} = 70.$$

Следовательно, в данном случае по критерию Лапласа выгодна стратегия P_2 , т.к. ей соответствует наибольшее значение критерия оптимальности, равное 70.

Рассмотрим это же решение с помощью матрицы рисков (см. табл. 2.22).

По формулам (2.9) и (2.10) получим:

$$\bar{r}_1 = 0,25 \cdot 0 + 0,5 \cdot 30 + 0,25 \cdot 10 = 17,5;$$

$$\bar{r}_2 = 0,25 \cdot 20 + 0,5 \cdot 0 + 0,25 \cdot 20 = 10;$$

$$\bar{r}_3 = 0,25 \cdot 30 + 0,5 \cdot 10 + 0,25 \cdot 0 = 12,5.$$

$$\bar{r}_{i\text{мин}} = \min\{\bar{r}_1; \bar{r}_2; \bar{r}_3\} = \min\{17,5; 10; 12,5\} = 10.$$

Вывод: выгодна стратегия P_2 , т.к. для нее значение риска, равное 10, минимально.

2. Пусть вероятности появления W_j неизвестны. Используя принцип недостаточного основания Лапласа, получим

$$p_1 = p_2 = p_3 = \frac{1}{3}.$$

Тогда на основании платежной матрицы (см. табл. 2.21) по формулам (2.7) и (2.8) получим:

$$\bar{a}_1 = \frac{1}{3}(90 + 50 + 60) = 66,7;$$

$$\bar{a}_2 = \frac{1}{3}(70 + 80 + 50) = 66,7;$$

$$\bar{a}_3 = \frac{1}{3}(60 + 70 + 70) = 66,7;$$

$$\bar{a}_{i\text{макс}} = \max\{66,7; 66,7; 66,7\} = 66,7.$$

Вывод: наибольшее значение критерия оптимальности, равное 66,7, соответствует сразу трем стратегиям P_1, P_2, P_3 .

3. Для принятия решения по критерию Вальда используем формулу (2.11) и платежную матрицу (см. табл. 2.21):

$$W = \max_i \min_j a_{ij} = \max_i \{ \min\{90; 50; 60\}; \\ \min\{70; 80; 50\} \min\{60; 70; 70\} \} = \max_i \{50; 50; 60\} = 60.$$

Вывод: выгодна стратегия P_3 , т.к. ей соответствует наибольшее значение критерия Вальда, равное 60.

4. Для принятия решения по критерию Сэвиджа используем формулу (2.12) и матрицу рисков (см. табл. 2.22):

$$S = \min_i \max_j r_{ij} = \min_i \{ \max\{0; 30; 10\}; \\ \max\{20; 0; 20\} \max\{30; 10; 0\} \} = \min_i \{30; 20; 30\} = 20.$$

Вывод: выгодна стратегия P_2 , т.к. ей соответствует наименьшее значение критерия Сэвиджа, равное 20.

5. Для принятия решения по критерию Гурвица используем формулу (2.13) и платежную матрицу (см. табл. 2.21).

Расчет выполним при коэффициенте $\alpha = 0; 0,1; \dots; 0,9; 1,0$.

Пусть $\alpha = 0,1$. Тогда имеем:

$$H = \max_i \{ \alpha \min_j a_{ij} + (1 - \alpha) \max_j a_{ij} \} = \max_i \{ (0,1 \min\{90; 50; 60\} + \\ + (1 - 0,1) \max\{90; 50; 60\}); (0,1 \min\{70; 80; 50\} + \\ + (1 - 0,1) \max\{70; 80; 50\}); (0,1 \min\{60; 70; 70\} + \\ + (1 - 0,1) \max\{60; 70; 70\}) \} = \max_i \{ (0,1 \cdot 50 + 0,9 \cdot 90); \\ (0,1 \cdot 50 + 0,9 \cdot 80); (0,1 \cdot 60 + 0,9 \cdot 70) \} = \max_i \{86; 77; 69\} = 86.$$

Вывод: выгодна стратегия P_1 , т.к. для нее критерий Гурвица принимает наибольшее значение, равное 86.

Выполняя аналогичные расчеты для всех остальных значений α , получим результаты, приведенные в табл. 2.23.

Таблица 2.23

Результаты расчета критерия Гурвица

Значение α	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
Значение критерия H	90	86	82	78	74	70	66	63	62	61	60
Номер выгодной стратегии	P_1	P_1	P_1	P_1	P_1	P_1	P_1	P_3	P_3	P_3	P_3

Отсюда следует, что при $\alpha \leq 0,6$ выгодна стратегия P_1 , а при $\alpha \geq 0,7$ – стратегия P_3 .

З а д а ч а 2.3

Решить задачу 2.2, приняв в качестве исходных данных вместо платежной матрицы по табл. 2.20 платежную матрицу, элементы которой заданы в табл. 2.24.

Таблица 2.24

Значения элементов платежной матрицы к задаче 2.3

Номер варианта задачи	z_{11}	z_{12}	z_{13}	z_{21}	z_{22}	z_{23}	z_{31}	z_{32}	z_{33}
1	200	220	160	180	210	270	230	150	170
2	120	140	130	160	100	80	110	150	140
3	140	150	180	200	120	150	80	160	180
4	100	110	120	80	130	110	110	120	90
5	20	10	30	40	5	20	10	20	40

6	100	110	80	90	105	135	115	125	85
7	60	70	65	80	50	40	55	75	70
8	70	75	90	100	60	75	40	80	90
9	50	55	60	40	65	55	55	60	45
10	10	5	30	20	3	10	5	10	20
11	400	440	320	360	420	540	460	300	340
12	240	280	260	320	200	160	220	300	280
13	280	300	360	400	240	300	160	320	360
14	200	220	240	160	260	220	220	240	180
15	40	20	60	80	10	40	20	20	40
16	600	660	480	540	630	810	690	450	510
17	360	420	390	480	300	240	330	450	420
18	420	450	540	600	360	450	240	480	540
19	300	330	360	240	390	330	330	360	270
20	60	30	90	120	15	60	30	60	120
21	30	40	20	25	22	50	60	15	20
22	60	80	40	50	44	100	120	30	40

Задача 2.4

Известно, что многие параметры при проектировании систем электроснабжения неопределенны, например, электропотребление, которое зависит от многих факторов. Поэтому в проектной практике, как правило, задаются тремя или более вероятными параметрами электропотребления. Это – максимальный, минимальный и средний темп роста. Очевидно, что каждому темпу роста будет соответствовать своя оптимальная стратегия развития электрической сети. При этом задача проектирования заключается в том, чтобы из многих стратегий развития сети выбрать ту, которая обеспечивает минимум целевой функции при фактическом темпе роста электропотребления, который точно не известен, а известны лишь его пределы.

Описанную качественную постановку задачи математически можно сформулировать следующим образом. Известны темпы роста электропотребления $T_1, T_2, \dots, T_i, \dots, T_n$ и стратегии развития электрической сети $C_1, C_2, \dots, C_i, \dots, C_m$. Необходимо выбрать такую стратегию C_i , которая соответствует минимуму приведенных затрат Z_{\min} на развитие электрической сети (табл. 2.25).

Таблица 2.25

Значение приведенных затрат при различных темпах роста электропотребления и стратегия развития электрической сети

Стратегия развития сети	Темпы роста электропотребления					Вероятные приведенные затраты
	T_1	T_2	T_3	T_j	T_n	
C_1	Z_{11}	Z_{12}	Z_{13}	Z_{1j}	Z_{1n}	Z_1
C_2	Z_{21}	Z_{22}	Z_{23}	Z_{2j}	Z_{2n}	Z_2
C_3	Z_{31}	Z_{32}	Z_{33}	Z_{3j}	Z_{3n}	Z_3
C_j	Z_{j1}	Z_{j2}	Z_{j3}	Z_{jj}	Z_{jn}	Z_j
C_m	Z_{m1}	Z_{m2}	Z_{m3}	Z_{mj}	Z_{mn}	Z_m

Пусть требуется разработать схему электроснабжения района, темп роста нагрузок которой неизвестен. По прогнозным оценкам установлено, что на расчетный период нагрузка будет не менее 6 и не более 10 МВт, а средняя нагрузка составит 8 МВт. Схему электроснабжения можно построить на напряжении 10, 35 и 110 кВ от существующей подстанции, находящейся на расстоянии 12 км, либо от другой подстанции на напряжении 220 кВ, находящейся на расстоянии 8 км.

Можно наметить несколько стратегий развития электрической сети (табл. 2.26).

Таблица 2.26

Характеристика стратегии развития сети

Стратегия развития сети	Описание сети по соответствующей стратегии
C_1	Сеть на напряжении 10 кВ
C_2	Сеть на напряжении 10 кВ до достижения минимальной нагрузки, затем переход на напряжение 35 кВ
C_3	Сеть на напряжении 35 кВ
C_4	Сеть на напряжении 35 кВ до достижения минимальной нагрузки, затем переход на напряжение 110 кВ

C_5	Сеть на напряжении 110 кВ
C_6	Сеть на напряжении 220 кВ

Определим приведенные затраты для всех стратегий развития и всех возможных значений нагрузок (табл. 2.27). Пусть оказалось, что для стратегий C_2 , C_4 и C_6 при всех темпах роста нагрузок приведенные затраты оказались выше, чем по другим критериям, следовательно, эти стратегии из дальнейшего расчета можно исключить.

Таблица 2.27

Значения приведенных затрат на сооружение электрической сети, у.д.е.

Стратегия развития сети	Темпы роста нагрузок		
	$T_{\text{мин}}, 6 \text{ МВт}$	$T_{\text{ср}}, 8 \text{ МВт}$	$T_{\text{макс}}, 10 \text{ МВт}$
C_1	68	78	85
C_2	Исключена из рассмотрения		
C_3	70	73	75
C_4	Исключена из рассмотрения		
C_5	71	72	73
C_6	Исключена из рассмотрения		

Выберем целесообразные стратегии по различным критериям.

Критерий Лапласа. Поскольку вероятность каждого состояния темпа роста электропотребления неизвестна, то каждому темпу T_i припишем вероятность $1/n$, где n – количество состояний темпов роста электропотребления.

Тогда (см. табл.2.25) по формуле (2.7) получим:

$$Z_1 = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n Z_{1j},$$

$$Z_2 = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n Z_{2j},$$

$$Z_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n Z_{ij},$$

$$Z_m = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n Z_{mj}.$$

Для рассматриваемого примера

$$Z_{C_1} = \frac{1}{3}(68 + 78 + 85) = 77 \text{ у.д.е.};$$

$$Z_{C_3} = \frac{1}{3}(70 + 73 + 75) = 72,7 \text{ у.д.е.};$$

$$Z_{C_5} = \frac{1}{3}(71 + 72 + 73) = 72 \text{ у.д.е.}$$

Тогда по формуле (2.15) $Z_{\min} = \min\{Z_1, Z_2, Z_i, Z_m\}$. Для нашего случая $Z_{\min} = \min\{Z_{C_1}, Z_{C_3}, Z_{C_5}\} = \{77; 72,7; 72\} = 72 \text{ у.д.е.}$

Следовательно по критерию Лапласа наиболее целесообразной стратегией является стратегия C_5 , т.к. ей соответствует минимальное значение критерия Лапласа, равное 72.

Критерий Вальда. Выберем из табл. 2.27 для каждой стратегии максимальные значения приведенных затрат, а затем среди них – минимальное значение:

$$Z_{1\max} = \max_j \{68; 78; 85\} = 85 \text{ у.д.е.},$$

$$Z_{3\text{ макс}} = \max_j \{70; 73; 75\} = 75 \text{ у.д.е.},$$

$$Z_{5\text{ макс}} = \max_j \{71; 72; 73\} = 73 \text{ у.д.е.}$$

Тогда по формуле (2.17) получим

$$Z_{\text{мин}} = \min_i \max_j \{Z_{1\text{ макс}}, Z_{2\text{ макс}}, Z_{j\text{ макс}}, Z_{m\text{ макс}}\}.$$

Для нашего случая

$$Z_{\text{мин}} = \min\{Z_{1\text{ макс}}; Z_{3\text{ макс}}; Z_{5\text{ макс}}\} = \min\{85; 75; 73\} = 73 \text{ у.д.е.}$$

Следовательно, и по критерию Вальда наиболее целесообразной стратегией развития электрической сети является стратегия S_5 .

Критерий Сэвиджа. Применение этого критерия позволяет уменьшить риск от возможного увеличения приведенных затрат. По смыслу он характеризует критерий, минимизирующий потери, под которыми понимаются упущенные возможности.

Для каждого темпа роста нагрузок (см. табл. 2.27) найдем минимальное значение Z_{ji} . Найдем разности между каждым значением затрат в данном столбце и минимальным значением Z_{ji} этого столбца. Результаты сведем в табл. 2.28. Полученные значения показывают «сожаления» между действительным выбором и наиболее благоприятным, если бы был известен темп роста электропотребления.

Таблица 2.28

Значения риска увеличения приведенных затрат на сооружение сети, у.д.е.

Стратегия развития сети	Темпы роста нагрузок			$Z_{ji\text{ макс}}$
	$T_{\text{мин}}, 6 \text{ МВт}$	$T_{\text{ср}}, 8 \text{ МВт}$	$T_{\text{макс}}, 10 \text{ МВт}$	
S_1	0	6	12	
S_2	Исключена из рассмотрения			
S_3	2	1	2	
S_4	Исключена из рассмотрения			
S_5	3	0	0	

C_6	Исключена из рассмотрения	
-------	---------------------------	--

Из качественного анализа табл. 2.28 видно, что при минимальной нагрузке следовало бы принять стратегию C_1 , а при средней и максимальной – стратегию C_5 , т.к. в этих случаях значение риска минимально. Однако такой подход не учитывает все три возможных темпа роста нагрузок. Поэтому для каждой стратегии выберем максимальные значения риска увеличения приведенных затрат, а затем среди них – минимальное значение риска:

$$Z_{1\text{ макс}} = \max_j \{0; 6; 12\} = 12 \text{ у.д.е.},$$

$$Z_{3\text{ макс}} = \max_j \{2; 1; 2\} = 2 \text{ у.д.е.},$$

$$Z_{5\text{ макс}} = \max_j \{3; 0; 0\} = 3 \text{ у.д.е.}$$

Тогда по формуле (2.19) получим

$$Z_{\text{мин}} = \min_i \max_j \{12; 2; 3\} = 2 \text{ у.д.е.}$$

Отсюда следует, что по критерию Сэвиджа наиболее предпочтительна стратегия C_3 .

Критерий Гурвица. Введем коэффициент оптимизации $0 \leq \alpha \leq 1$. Вычислим критерий Гурвица при различных значениях коэффициента α по формуле (2.20) на основании платежной матрицы (см. табл. 2.27).

Так, при $\alpha = 0,1$ для стратегии C_1

$$H_1 = \alpha \max_j a_{ij} + (1 - \alpha) \min_j a_{ij} = 0,1 \max_j \{68; 78; 85\} + \\ + (1 - 0,1) \min_j \{68; 78; 85\} = 0,1 \cdot 85 + 0,9 \cdot 68 = 69,7.$$

Аналогично для стратегий C_3 и C_5 :

$$H_3 = 0,1 \max_j \{70; 73; 75\} + (1 - 0,1) \min \{70; 73; 75\} =$$

$$= 0,1 \cdot 75 + 0,9 \cdot 70 = 70,5;$$

$$H_5 = 0,1 \max_j \{71; 72; 73\} + (1 - 0,1) \min \{71; 72; 73\} =$$

$$= 0,1 \cdot 73 + 0,9 \cdot 71 = 71,2.$$

Тогда критерий Гурвица

$$H = \min_j \{H_1; H_3; H_5\} = \{69,7; 70,5; 71,2\} = 69,7.$$

Вывод: по критерию Гурвица выгодна стратегия C_1 .

Результаты расчетов для других значений α приведены в табл. 2.29.

Таблица 2.29

Значение приведенных затрат по критерию Гурвица, у.д.е.

Стратегия развития сети	Коэффициент оптимизма α					
	0	0,1	0,3	0,5	0,8	1,0
C_1	68	69,7	73,1	76,5	81,6	85
C_2	Исключена из рассмотрения					
C_3	70	70,5	71,5	72,5	74	75
C_4	Исключена из рассмотрения					
C_5	71	71,2	71,6	72	72,6	73
Значение критерия Гурвица	68	69,7	71,5	72	72,6	73

Из табл. 2.29 следует, что при $\alpha \geq 0,5$ наиболее предпочтительна стратегия C_5 , при $\alpha = 0,3$ – стратегия C_3 , а при $\alpha < 0,3$ – стратегия 1.

З а д а ч а 2.5

Требуется выбрать расчетную толщину стенки гололеда на проводах проектируемой одноцепной линии электропередачи. При этом надежная информация о величине удельного ущерба от перерывов электроснабжения отсутствует. В качестве стратегий принять выбор расчетного района по гололеду. Платежную матрицу построить по форме, представленной табл. 2.30.

Таблица 2.30

Платежная матрица

Расчетный район по гололеду	Номер стратегии	Расчетная формула	Приведенные затраты, у.д.е., при удельном ущербе y_0 , у.д.е./кВт·ч			
			y_{01}	y_{02}	y_{03}	y_{04}
Особый	C_1	$225 + 22y_0$				
IV	C_2	$200 + 45y_0$				
III	C_3	$183 + 450y_0$				
II	C_4	$168 + 1100y_0$				
I	C_5	$153 + 5200y_0$				

В качестве элементов матрицы принять приведенные затраты, рассчитанные по формуле (см. табл. 2.30) для каждого района по гололеду. Возможные варианты удельного ущерба принять из табл. 2.31 в соответствии с вариантом задания.

Таблица 2.31

Варианты заданий удельных ущербов к задаче 2.5

Номер варианта задания	Варианты удельных ущербов y_0 , у.д.е./кВт·ч			
	y_{01}	y_{02}	y_{03}	y_{04}
1	2	3	4	5
1	0,01	0,08	0,06	0,04
2	0,1	0,05	0,3	0,1
3	0,08	0,6	0,4	0,1
4	0,06	0,04	0,03	0,05
5	0,07	0,03	0,1	0,01
6	0,02	0,05	0,03	0,01
7	0,01	0,08	0,03	0,01

8	0,1	0,07	0,5	0,05
9	0,08	0,3	0,2	0,01
10	0,09	0,4	0,1	0,02
11	0,02	0,07	0,03	0,01
12	0,01	0,06	0,04	0,2
13	0,01	0,02	0,05	0,03
14	0,02	0,01	0,03	0,05

Окончание табл. 2.31

1	2	3	4	5
15	0,01	0,02	0,06	0,03
16	0,01	0,02	0,03	0,04
17	0,02	0,04	0,1	0,01
18	0,01	0,07	0,05	0,03
19	0,07	0,04	0,2	0,05
20	0,01	0,05	0,3	0,02
21	0,08	0,04	0,1	0,01
22	0,01	0,03	0,1	0,02

Решение задачи выполнить для двух случаев:

когда вероятности появления ущербов y_{01} и y_{04} равны 0,2, а ущербов y_{02} и y_{03} – 0,3;

когда вероятности появления ущербов y_{01} , y_{02} , y_{03} , y_{04} равны 0,25.

Принятие решения осуществить по критериям Лапласа, Вальда, Сэвиджа и Гурвица.

Задача 2.6

Проектирование сельских электрических сетей осуществляется исходя из нормируемых допустимых отклонений напряжения $\pm \delta U_{\text{доп}}$ %, которые сложились исторически, но не имеют строгого технико-экономического обоснования. В то же время расчетные значения допустимых отклонений напряжения влияют, с одной стороны, на технико-экономические показатели сети, а с другой – на величину ущерба потребителей от отклонения напряжения. При этом с увеличением $\delta U_{\text{доп}}$ затраты на сети уменьшаются, а ущерб потребителей увеличивается. В этих условиях может быть сформулирована задача оптимизации допустимых отклонений напряжения.

Получение зависимостей технико-экономических показателей сети и ущерба потребителей от допустимых отклонений напряжения в детерминированном виде представляет сложную задачу. В условиях же неопределенности сравнительно точно можно определить только предельные (максимальные и минимальные) значения. При различных $\delta U_{\text{доп}}$ можно считать неопределенными расчетные нагрузки, ущербы от недоотпуска электроэнергии, ущербы от ухудшения качества электроэнергии.

По данным [28] наибольшие ущербы от ухудшения качества напряжения имеют место при чисто осветительной нагрузке, а наименьшее – при чисто двигательной нагрузке. При этом ущерб от ухудшения качества напряжения может быть записан в виде

$$Y = Y_{\text{осв}} (1 - \alpha) + Y_{\text{дв}} \alpha, \text{ у.д.е./кВт}\cdot\text{год},$$

где $Y_{\text{осв}}$, $Y_{\text{дв}}$ – удельные значения ущербов для чисто осветительной и чисто двигательной нагрузки;

α – коэффициент структуры электропотребления, характеризующий соотношение между осветительной и двигательной нагрузками.

Коэффициент α находится в пределах $0 \leq \alpha \leq 1$.

Удельные приведенные затраты на сети в зависимости от диапазона отклонений напряжения $d = 2\delta U_{\text{доп}}$ можно представить в виде $Z_c(d)$, $\frac{\text{у.д.е.}}{\text{кВт}\cdot\text{год}}$.

Если полагать, что ущербы при одинаковых значениях положительных и отрицательных отклонениях напряжения одинаковы, то целевую функцию можно записать в виде

$$Z(d, \alpha) = Z_c(d) + (1 - \alpha) Y_{\text{осв}}(d) + \alpha Y_{\text{дв}}(d). \quad (2.89)$$

Минимум этой функции должен соответствовать оптимальному диапазону допустимых отклонений напряжения $d_{\text{опт}}$.

Для решения этой задачи можно составить платежную матрицу (табл. 2.32).

Таблица 2.32

Платежная матрица

Стратегии выбора диа- пазона d	Приведенные затраты при коэффициенте структуры электропотребления и вероятности ее появления				
	$\alpha_1 = 0; p_1$...	$\alpha_j; p_j$...	$\alpha_n; p_n$
d_1		Z_{1n}
...	
d_j		Z_{jn}
...	
d_m		Z_{mn}

На основании критерия Вальда по формуле (2.17) оптимальным будет диапазон $d_{\text{опт}}$, соответствующий минимуму:

$$W = \min_{d_i} \max_{\alpha_j} Z(d, \alpha).$$

Если по табл. 2.32 составить матрицу рисков, то можно найти оптимальное решение по критерию Сэвиджа по формуле (2.19) в виде

$$S = \min_{d_i} \max_{\alpha_j} [Z(d, \alpha) - \min_{\alpha_j} Z(d, \alpha)].$$

Для расчета по критерию Лапласа и Гурвица можно использовать формулы (2.15), (2.16) и (2.20).

Варианты заданий коэффициентов структуры электропотребления α_j и вероятности ее появления p_j приведены в табл. 2.33.

Таблица 2.33

Варианты заданий к задаче 2.6

Номер варианта задания	Варианты коэффициентов структуры электропотребления α и вероятности ее появления p							
	α_1	α_2	α_3	α_4	p_1	p_2	p_3	p_4
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,25	0,25	0,3	0,2
2	0,8	0,7	0,6	0,5	0,3	0,3	0,2	0,2
3	0,7	0,6	0,5	0,4	0,2	0,3	0,3	0,2

4	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,4	0,3	0,1
5	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,4	0,3	0,2
6	0,4	0,3	0,2	0,1	0,3	0,2	0,3	0,2
7	0,7	0,4	0,1	0,1	0,1	0,4	0,4	0,1
8	0,5	0,3	0,2	0,1	0,3	0,2	0,2	0,3
9	0,8	0,5	0,3	0,2	0,25	0,3	0,25	0,2
10	0,7	0,4	0,2	0,1	0,2	0,3	0,2	0,3
11	0,6	0,4	0,3	0,1	0,25	0,25	0,3	0,2
12	0,9	0,7	0,5	0,3	0,3	0,3	0,25	0,25
13	0,8	0,6	0,4	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2
14	0,7	0,5	0,3	0,1	0,2	0,4	0,3	0,1
15	0,6	0,4	0,2	0,1	0,4	0,2	0,2	0,2

Окончание табл. 2.33

1	2	3	4	5	6	7	8	9
16	0,8	0,7	0,5	0,3	0,1	0,2	0,3	0,4
17	0,7	0,4	0,2	0,1	0,2	0,3	0,3	0,2
18	0,7	0,6	0,3	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4
19	0,8	0,5	0,2	0,1	0,25	0,3	0,25	0,2
20	0,9	0,5	0,3	0,1	0,1	0,4	0,4	0,1
21	0,5	0,3	0,2	0,1	0,2	0,3	0,2	0,3
22	0,6	0,5	0,2	0,1	0,3	0,2	0,3	0,2

Требуется выбрать предпочтительную величину допустимых отклонений напряжения из стратегий:

$$d, \% = 2; 4; 6; 8; 10.$$

Приведенные затраты определить по формуле (2.89), отдельные составляющие которой вычислить по формулам:

$$З_c(d) = -0,008d^3 + 0,4d^2 - 5,97d + 68,3, \text{ у.д.е./}(кВт\cdot\text{год}),$$

$$У_{\text{осв}}(d) = -0,001d^3 + 0,07d^2 + 0,88d + 0,63, \text{ у.д.е./}(кВт\cdot\text{год}),$$

$$У_{\text{дв}}(d) = 0,001d^3 - 0,02d^2 + 0,09d - 0,08, \text{ у.д.е./}(кВт\cdot\text{год}).$$

Платежную матрицу составить по форме табл. 2.32. Расчеты произвести с использованием критериев Лапласа, Вальда, Сэвиджа, Гурвица.

Задача 2.7

Требуется оценить сравнительную эффективность различных видов транспорта энергии (стратегии) для передачи 250 млрд. кВт·ч в год или 80 млн. т у.т (или передачи 30 ГВт мощности):

1. Железнодорожный транспорт (стратегия X_1);
2. Линия электропередачи переменного тока (стратегия X_2);
3. Сверхпроводящая ЛЭП (стратегия X_3).

Локальные критерии оптимизации:

1. Минимум приведенных затрат e_1 .
2. Минимум срока реализации e_2 .
3. Максимум надежности, характеризуемой вероятностью безотказной работы e_3 .
4. Максимум обеспечения системного эффекта e_4 .
5. Максимум эффекта для других отраслей народного хозяйства e_5 .

Критерий оптимальности данной многоцелевой задачи примем по принципу весовых коэффициентов (2.31):

$$E = \sum_{q=1}^k \lambda_q e_q \rightarrow \max .$$

Выбор весовых коэффициентов λ_q существенно влияет на полученный результат. Поэтому для каждого локального критерия целесообразно проварьировать λ_q , причем $\sum \lambda_q = 1$. При полной неопределенности λ_q принимают равномерное распределение на отрезке $0 \dots 1$, каждое из λ_q задают в виде всех значений из этого диапазона.

В конкретных задачах область каждого λ_q может быть существенно сужена. В данном примере можно полагать, что при $\lambda_q < 0,1$ происходит обесценивание цели. Поэтому при $k = 5$ нижний предел $\lambda_q = 0,1$. Тогда $\lambda_{q \text{ макс}} = 0,6$, а остальные четыре цели – по $0,1$.

Таблица 2.34

Варианты задания весовых коэффициентов

Цель (локальный критерий)	Варианты λ_j для локальных критериев				
	I	II	III	IV	V
e_1	0,6	0,4	0,2	0,2	0,2
e_2	0,1	0,2	0,4	0,2	0,2
e_3	0,1	0,2	0,2	0,4	0,2
e_4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
e_5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2

Приведенные в табл. 2.34 варианты оценки весовых коэффициентов существенно различаются. Они предполагают в крайних случаях либо выбор в качестве главной одной цели (вариант I), либо равнозначность целей (вариант V).

Предварительно рассчитываются значения всех локальных критериев для всех вариантов (стратегий) транспорта энергии. Поскольку локальные критерии имеют различную размерность, то затем они должны быть нормализованы. Пусть в результате проведения такой работы по формулам (2.21) и (2.23) получились нормализованные значения локальных критериев, приведенные в табл. 2.35.

Таблица 2.35

Значения локальных критериев

Цель	Нормализованные значения локальных критериев при вариантах (стратегиях) транспорта энергии		
	X_1	X_2	X_3
e_1	0,5	1	0,3
e_2	1	0,5	0,3
e_3	1	0,9	0,85
e_4	0	1	1
e_5	1	0	0

В табл. 2.36 даны результаты расчета значений критерия E для различных стратегий при различных вариантах задания весовых коэффициентов, вычисленные по данным табл. 2.34 и 2.35.

Таблица 2.36

Значения критерия оптимальности многоцелевой задачи

Варианты транспорта энергии (стратегии)	Значения критерия E при вариантах задания весовых коэффициентов				
	I	II	III	IV	V
X_1	0,6	0,7	0,8	0,8	0,7
X_2	0,84	0,78	0,68	0,76	0,68
X_3	0,4	0,45	0,45	0,56	0,49

Из табл. 2.36 следует, что использование сверхпроводящих ЛЭП в настоящее время является преждевременным, т.к. для всех вариантов λ_q значение критерия E для стратегии X_3 меньше, чем для других стратегий.

Задача 2.8 [31]

Требуется оценить целесообразность применения новых конструкций элементов электрических сетей (например, вакуумных выключателей, кабелей с пластмассовой изоляцией и т.п.). Оценку произвести по следующим локальным критериям (целям): минимум годовых эксплуатационных расходов e_1 , минимум капитальных затрат e_2 , максимум надежности работы e_3 , максимум безопасности обслуживания e_4 . При этом известно, что новое оборудование требует меньших затрат на техническое обслуживание и имеет меньшую величину параметра потока отказов. При этом его стоимость превосходит стоимость традиционно применяемого оборудования.

Для выбора стратегии X_1 (применять традиционное оборудование) или стратегии X_2 (применять новое оборудование) воспользуемся принципом весовых коэффициентов (2.31):

$$E(X) = \sum_{q=1}^4 \lambda_q e_q(X) \rightarrow \max.$$

Будем полагать, что при значениях весовых коэффициентов $\lambda_q < 0,2$ происходит обесценивание цели. При $q = 4$ и нижнем пределе $\lambda_q = 0,2$ для трех критериев максимально возможное значение весового коэффициента для наиболее важного критерия равно $0,4$.

Получим решение при различных сочетаниях весовых коэффициентов λ_q (табл. 2.37).

Таблица 2.37

Варианты задания весовых коэффициентов

Локаль- ный критери й	Значения весовых коэффициентов при вариантах										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
e_1	0,25	0,4	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2
e_2	0,25	0,2	0,4	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2
e_3	0,25	0,2	0,2	0,4	0,2	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3
e_4	0,25	0,2	0,2	0,2	0,4	0,2	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3

Для решения задачи необходимо произвести нормализацию критериев, т.к. они имеют различные единицы измерения. Для критериев e_1 и e_2 (минимизация цели) нормализацию выполним по формуле (2.23), а для критериев e_3 и e_4 (максимизация цели) – по формуле (2.21).

Пусть известно, что новое оборудование характеризуется уменьшением годовых эксплуатационных расходов в 1,5 раза, повышением надежности – в 1,5 раза, увеличением уровня безопасности обслуживания – в 1,2 раза. Поставим задачу установить, при каком удорожании нового оборудования оно будет равноценно традиционному. Примем значения локальных критериев для традиционного оборудования (стратегия X_1) за базисные: $e_{11}^* = 1$; $e_{21}^* = 1$; $e_{31}^* = 1$; $e_{41}^* = 1$. Тогда значения критериев для нового оборудования (стратегия X_2) будут $e_{12}^* = 0,7$; $e_{32}^* = 1,5$; $e_{42}^* = 1,2$. Значение критерия e_{22}^* (капитальные затраты) будем варьировать введением коэффициента удорожания k от 2,0 до 4,0. При этих условиях результаты расчетов значений локальных критериев для различных стратегий приведены в табл. 2.38.

Таблица 2.38

Значения локальных критериев

Локальный критерий	Значения e_q при стратегиях				
	X_1	X_2 при коэффициенте удорожания k			
		2,0	2,5	3,0	4,0
e_1	0,7	1	1	1	1
e_2	1	0,5	0,4	0,33	0,25
e_3	0,7	1	1	1	1
e_4	0,83	1	1	1	1

Имея значения локальных критериев (см. табл. 2.38), для каждой стратегии можно вычислить значение критерия оптимизации $E(X)$. Результаты расчетов $E(X)$ при различных вариантах задания весовых коэффициентов (табл. 2.37) приведены в табл. 2.39.

Таблица 2.39

Результаты расчетов критерия $E(X)$ для различных стратегий

Стратегии	Значения критерия оптимизации $E(X)$ для вариантов весовых коэффициентов										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
X_1	0,81	0,78	0,75	0,78	0,81	0,89	0,78	0,8	0,81	0,83	0,8
X_2 при k											
2,0	0,87	0,9	0,8	0,9	0,9	0,85	0,9	0,9	0,85	0,85	0,9
2,5	0,85	0,88	0,76	0,88	0,88	0,82	0,88	0,88	0,82	0,82	0,88
3,5	0,83	0,86	0,73	0,86	0,86	0,8	0,86	0,86	0,8	0,8	0,86
4,0	0,81	0,85	0,7	0,85	0,85	0,7	0,85	0,85	0,77	0,77	0,85

Из табл. 2.39 следует, что при одинаковых весовых коэффициентах (вариант 1) применение нового оборудования (стратегия X_2) целесообразно при увеличении капитальных затрат на него до четырех раз. При этом наибольшая эффективность имеет место при $k = 2$. Если капитальные затраты считать более важной целью e_2 (например, варианты 3 и 6, весовые коэффициенты

соответственно 0,4 и 0,3, (см. табл. 2.37), то применение нового оборудования (стратегия X_2) нецелесообразно, т.к. максимум $E(X)$ имеет место при стратегии X_1 (см. табл. 2.39).

З а д а ч а 2.9

Требуется выбрать стратегию развития электрической сети энергосистемы, решив многокритериальную задачу. В качестве локальных критериев принять:

капитальные затраты на развитие энергосистемы

$$e_1(X) = K(X) \rightarrow \min;$$

ущерб от перерывов и ограничений в электроснабжении из-за аварийных и плановых простоев оборудования

$$e_2(X) = Y(X) \rightarrow \min;$$

годовые эксплуатационные расходы

$$e_3(X) = И(X) \rightarrow \min;$$

потери электроэнергии в электрических сетях

$$e_4(X) = \Delta W(X) \rightarrow \min;$$

площадь территории, отчуждаемой под новые линии электропередачи и подстанции:

$$e_5(X) = S(X) \rightarrow \min.$$

Пусть разработаны три стратегии (варианта) развития энергосистемы X_1, X_2, X_3 , для каждого из которых вычислены значения всех локальных критериев, в результате чего получена матрица локальных критериев (табл. 2.40).

Таблица 2.40

Матрица локальных критериев

Стратегия (вариант)	К, тыс. у.д.е.	У, тыс. у.д.е.	Г _э , тыс. у.д.е.	$\Delta W/10^5$, МВт·ч	S, м ²
X ₁	3552	2874	272	7,97	8602
X ₂	3862	1200	238	0,12	9046
X ₃	7439	1224	151	0,075	13603

Из табл. 2.40 видно, что локальные критерии имеют различные размерности. Нормализуем локальные критерии по формуле (2.22). Так, например, для критерия $e_1 = K$ будем иметь:

$$e_{11} = \frac{3552}{7439 - 3552} = 0,914; \quad e_{21} = \frac{3862}{7439 - 3552} = 0,994;$$

$$e_{31} = \frac{7439}{7439 - 3552} = 1,914.$$

Результаты нормализации критериев сведены в табл. 2.41.

Таблица 2.41

Матрица нормализованных локальных критериев

Стратегия (вариант)	К	У	И	ΔW	S
X ₁	0,914	1,717	2,25	1,009	1,72
X ₂	0,994	0,717	1,974	0,015	1,81
X ₃	1,914	0,731	1,25	0,009	2,72

Преобразуем задачу минимизации в эквивалентную задачу максимизации:

$$\min e_q = \max (A - e_q).$$

Зададимся заведомо большим числом A относительно значений локальных критериев в табл. 2.41. Пусть $A = 3$. Тогда значения критерия K

$$3 - 0,914 = 2,086; \quad 3 - 0,994 = 2,006; \quad 3 - 1,914 = 1,086.$$

Аналогичным образом может быть произведен пересчет значений остальных локальных критериев.

Результаты преобразования задачи минимизации локальных критериев в задачу максимизации приведены в табл. 2.42.

Таблица 2.42

Матрица нормализованных локальных критериев вида $e_q \rightarrow \max$

Стратегия (вариант)	$e_1 = K$	$e_2 = Y$	$e_3 = И$	$e_4 = \Delta W$	$e_5 = S$
X_1	2,086	1,283	0,75	1,991	1,28
X_2	2,006	2,283	1,026	2,985	1,19
X_3	1,086	2,269	1,75	2,991	0,28

Рассмотрим теперь выбор стратегии развития электрической сети на основе различных принципов выбора критерия оптимальности (параграф 2.6.), используя данные табл. 2.42.

1. Принцип выделения главного критерия.

В качестве главного критерия выберем, например, критерий $e_1 = K$. Для остальных критериев зададим ограничения: $e_2 \geq 1,2$; $e_3 \geq 0,5$; $e_4 \geq 1$; $e_5 \geq 1,0$.

Тогда по формуле (2.27) имеем

$$\bar{e}_1 = \max_j \{e_{j1}\} = \max\{2,086; 2,006; 1,086\} = 2,086.$$

Следовательно, предпочтительной является стратегия X_1 . При этом введенные ограничения по относительным критериям соблюдаются.

2. Принцип последовательной оптимизации на основе жесткого приоритета.

Установим ряд приоритета локальных критериев. Пусть он имеет вид $l = (e_1, e_2, e_3, e_4, e_5)$.

Решим одноцелевую задачу для наиболее важного критерия e_1 по формуле (2.28):

$$\bar{e}_1 = \max_j \{e_{j1}\} = \max\{2,086; 2,006; 1,086\} = 2,086.$$

Предпочтительна стратегия X_1 .

Решим одноцелевую задачу для следующего по важности критерия e_2 .

$$\bar{e}_2 = \max_j \{e_{j2}\} = \max\{1,283; 2,283; 2,269\} = 2,283$$

при ограничении $e_1 = \bar{e}_1 = 2,086 = \text{const}$.

По критерию e_2 предпочтительна стратегия X_2 , но при этом не выполняется условие по e_1 , т.к. при стратегии X_2 $2,006 < 2,086$. Следовательно, по данному принципу расчет необходимо закончить и предпочтительной стратегией считать X_1 .

3. Принцип последовательной уступки.

Установим, как и раньше, ряд приоритета критериев

$l = (e_1, e_2, e_3, e_4, e_5)$.

Решим одноцелевую задачу по критерию e_1 :

$$\bar{e}_1 = \max_j \{e_{j1}\} = \max\{2,086; 2,006; 1,086\} = 2,086.$$

Предпочтительная стратегия X_1 .

Зададимся величиной уступки $\Delta e_1 = 0,1$.

Далее решим одноцелевую задачу по критерию e_2 на основе формулы (2.29):

$$\bar{e}_2 = \max_j \{e_{j2}\} = \max\{1,283; 2,283; 2,269\} = 2,283$$

при ограничении $e_1 \geq \bar{e}_1 - \Delta e_1$.

Поскольку

$$\bar{e}_1 - \Delta e_1 = 2,086 - 0,1 = 1,986,$$

то $e_1 \geq 1,986$.

По критерию e_2 предпочтительна стратегия X_2 . При этом ограничение по e_1 выполняется ($2,006 > 1,986$).

Зададимся теперь величиной уступок по e_1 и e_2 в виде $\Delta e_1 = 0,1$; $\Delta e_2 = 0,15$ и решим одноцелевую задачу по критерию e_3 :

$$\bar{e}_3 = \max_j \{e_{j3}\} = \max\{0,75; 1,026; 1,75\} = 1,75$$

при ограничениях $e_1 \geq \bar{e}_1 - \Delta e_1$, т.е. $e_1 \geq 1,986$;

$$e_2 \geq \bar{e}_2 - \Delta e_2, \text{ т.е. } \bar{e}_2 - \Delta e_2 = 2,283 - 0,15 = 2,133, e_2 \geq 2,133.$$

По критерию e_3 предпочтительна стратегия X_3 . При этом ограничение по e_2 выполняется ($2,269 > 2,133$), а по e_1 – не выполняется ($1,086 < 1,986$).

Следовательно, при заданных уступках предпочтительной остается стратегия X_2 .

Если задаться другими значениями уступок Δe_1 , то можно определить, ценой какой уступки можно предпочесть стратегию X_3 по критерию e_3 .

4. Принцип относительного гарантированного уровня.

Будем полагать, что все локальные критерии по важности равноправны.

Найдем оптимальные значения локальных критериев \bar{e} и оптимальные стратегии \bar{X} , решив одноцелевые задачи вида

$$\bar{e}_1 = \max_j \{e_{j1}\} = \max\{2,086; 2,006; 1,086\} = 2,086, \bar{X}_1 = X_1;$$

$$\bar{e}_2 = \max_j \{e_{j2}\} = \max\{1,283; 2,283; 2,269\} = 2,283, \bar{X}_2 = X_2;$$

$$\bar{e}_3 = \max_j \{e_{j3}\} = \max\{0,75; 1,026; 1,75\} = 1,75, \quad \bar{X}_3 = X_3;$$

$$\bar{e}_4 = \max_j \{e_{j4}\} = \max\{1,991; 2,985; 2,991\} = 2,991, \quad \bar{X}_4 = X_3;$$

$$\bar{e}_5 = \max_j \{e_{j5}\} = \max\{1,28; 1,19; 0,28\} = 1,28, \quad \bar{X}_5 = X_1.$$

Выберем из оптимальных значений локальных критериев максимальное значение:

$$\bar{e}_{q \text{ макс}} = \max\{2,086; 2,283; 1,75; 2,991; 1,28\} = 2,991.$$

Для того чтобы использовать формулу (2.30), найдем сначала значения локальных критериев для всех полученных оптимальных стратегий \bar{X}_q и разделим их на $\bar{e}_{q \text{ макс}}$:

$$e_1^1 = \frac{e_1(\bar{X}_1)}{e_{q \text{ макс}}} = \frac{2,086}{2,991} = 0,697; \quad e_1^2 = \frac{e_1(\bar{X}_2)}{e_{q \text{ макс}}} = \frac{2,066}{2,991} = 0,691;$$

$$e_1^3 = \frac{e_1(\bar{X}_3)}{e_{q \text{ макс}}} = \frac{1,086}{2,991} = 0,363; \quad e_1^4 = \frac{e_1(\bar{X}_4)}{e_{q \text{ макс}}} = \frac{1,086}{2,991} = 0,363;$$

$$e_1^5 = \frac{e_1(\bar{X}_5)}{e_{q \text{ макс}}} = \frac{2,086}{2,991} = 0,697.$$

$$e_2^1 = \frac{1,283}{2,991} = 0,429; \quad e_2^2 = \frac{2,283}{2,991} = 0,763; \quad e_2^3 = \frac{2,269}{2,991} = 0,759;$$

$$e_2^4 = \frac{2,269}{2,991} = 0,759; \quad e_2^5 = \frac{1,283}{2,991} = 0,429.$$

$$e_3^1 = \frac{0,75}{2,991} = 0,251; \quad e_3^2 = \frac{1,026}{2,991} = 0,343; \quad e_3^3 = \frac{1,75}{2,991} = 0,585;$$

$$e_3^4 = \frac{1,75}{2,991} = 0,585; \quad e_3^5 = \frac{0,75}{2,991} = 0,251.$$

$$e_4^1 = \frac{1,991}{2,991} = 0,666; \quad e_4^2 = \frac{2,985}{2,991} = 0,998; \quad e_4^3 = \frac{2,991}{2,991} = 1;$$

$$e_4^4 = \frac{2,991}{2,991} = 1; \quad e_4^5 = \frac{1,991}{2,991} = 0,665.$$

$$e_5^1 = \frac{1,28}{2,991} = 0,428; \quad e_5^2 = \frac{1,19}{2,991} = 0,398; \quad e_5^3 = \frac{0,28}{2,991} = 0,094;$$

$$e_5^4 = \frac{0,28}{2,991} = 0,094; \quad e_5^5 = \frac{1,28}{2,991} = 0,428.$$

Найдем минимальные значения критерия оптимальности из каждого полученного ряда:

$$e_{1 \text{ мин}} = \min\{0,697; 0,691; 0,363; 0,363; 0,697\} = 0,363;$$

$$e_{2 \text{ мин}} = \min\{0,429; 0,763; 0,759; 0,759; 0,429\} = 0,429;$$

$$e_{3 \text{ мин}} = \min\{0,251; 0,343; 0,585; 0,585; 0,251\} = 0,251;$$

$$e_{4 \text{ мин}} = \min\{0,666; 0,998; 1; 1; 0,666\} = 0,665;$$

$$e_{5 \text{ мин}} = \min\{0,428; 0,398; 0,094; 0,094; 0,428\} = 0,094.$$

Решим одноцелевую задачу вида

$$\bar{E}_1(X) = \max\{0,363; 0,429; 0,251; 0,666; 0,094\} = 0,666.$$

Число 0,666 относится к критерию $e_{4 \text{ мин}}$ и соответствует значениям $e_4(\bar{X}_1)$ и $e_4(\bar{X}_5)$. Но поскольку $\bar{X}_1 = X_1$ и $\bar{X}_5 = X_1$, то, следовательно, по этому принципу предпочтительной является стратегия X_1 .

5. Принцип весовых коэффициентов.

Зададимся весовыми коэффициентами:

$$\lambda_1 = 0,38; \quad \lambda_2 = 0,25; \quad \lambda_3 = 0,15; \quad \lambda_4 = 0,12; \quad \lambda_5 = 0,1.$$

По формуле (2.31) найдем значения $E_j(X_j)$ для каждой стратегии:

$$E_1(X_1) = 0,38 \cdot 2,086 + 0,25 \cdot 1,283 + 0,15 \cdot 0,75 + \\ + 0,12 \cdot 1,991 + 0,1 \cdot 1,28 = 1,692;$$

$$E_2(X_2) = 0,38 \cdot 2,006 + 0,25 \cdot 2,283 + 0,15 \cdot 1,026 + \\ + 0,12 \cdot 2,985 + 0,1 \cdot 1,19 = 1,964;$$

$$E_3(X_3) = 0,38 \cdot 1,086 + 0,25 \cdot 2,269 + 0,15 \cdot 1,75 + \\ + 0,12 \cdot 2,991 + 0,1 \cdot 0,28 = 1,629;$$

Теперь решим задачу вида

$$\bar{E}(X) = \max_j \{E_1; E_2; E_3\} = \max\{1,593; 1,964; 1,629\} = 1,964.$$

Отсюда следует, что по данному принципу при заданных значениях весовых коэффициентов наиболее предпочтительной является стратегия X_2 .

6. Принцип справедливого компромисса.

Полагая важность всех локальных критериев одинаковой, по формуле (2.33) вычислим значения $E(X)$ для каждой стратегии:

$$E_1(X_1) = 2,086 \cdot 1,283 \cdot 0,75 \cdot 1,991 \cdot 1,28 = 5,12;$$

$$E_2(X_2) = 2,006 \cdot 2,283 \cdot 1,026 \cdot 2,985 \cdot 1,19 = 16,69;$$

$$E_3(X_3) = 1,086 \cdot 2,269 \cdot 1,75 \cdot 2,991 \cdot 0,28 = 3,61.$$

Теперь решим задачу вида (2.34):

$$\bar{E}(X) = \max_j \{E_1; E_2; E_3\} = \max\{5,12; 16,69; 3,61\} = 16,69.$$

Вывод: по данному принципу оптимальности при одинаковой важности локальных критериев предпочтительной является стратегия E_2 .

7. Принцип, основанный на максимизации совокупности локальных критериев.

Рассмотрим реализацию этого принципа для случая, когда важность локальных критериев одинакова.

Найдем локально-оптимальные значения критериев:

$$\bar{e}_1 = \max e_1(X) = \max\{2,086; 2,006; 1,086\} = 2,086;$$

$$\bar{e}_2 = \max e_2(X) = \max\{1,283; 2,283; 2,269\} = 2,283;$$

$$\bar{e}_3 = \max e_3(X) = \max\{0,75; 1,026; 1,75\} = 1,75;$$

$$\bar{e}_4 = \max e_4(X) = \max\{1,991; 2,985; 2,991\} = 2,991;$$

$$\bar{e}_5 = \max e_5(X) = \max\{1,28; 1,19; 0,28\} = 1,28.$$

По формуле (2.36) вычислим функцию E_j для каждого критерия:

$$E_1 = \left(\frac{2,086 - 2,086}{2,086} \right)^2 + \left(\frac{1,283 - 2,283}{2,283} \right)^2 + \left(\frac{0,75 - 1,75}{1,75} \right)^2 + \\ + \left(\frac{1,991 - 2,991}{2,991} \right)^2 + \left(\frac{1,28 - 1,28}{1,28} \right)^2 = 0,631;$$

$$E_2 = \left(\frac{2,006 - 2,086}{2,086} \right)^2 + \left(\frac{2,283 - 2,283}{2,283} \right)^2 + \left(\frac{1,026 - 1,75}{1,75} \right)^2 + \\ + \left(\frac{2,295 - 2,991}{2,991} \right)^2 + \left(\frac{1,19 - 1,28}{1,28} \right)^2 = 0,177;$$

$$E_3 = \left(\frac{1,086 - 2,086}{2,086} \right)^2 + \left(\frac{2,269 - 2,283}{2,283} \right)^2 + \left(\frac{1,75 - 1,75}{1,75} \right)^2 + \\ + \left(\frac{2,991 - 2,991}{2,991} \right)^2 + \left(\frac{0,28 - 1,28}{1,28} \right)^2 = 0,84.$$

Тогда по формуле (2.37) имеем

$$\bar{E} = \max\{E_1; E_2; E_3\} = \max\{0,631; 0,177; 0,84\} = 0,84.$$

Вывод: по данному принципу при одинаковой важности локальных критериев предпочтительна стратегия X_3 .

8. Принцип экспертных оценок.

Пусть сформирована группа экспертов из трех человек, каждый из которых высказал свое мнение относительно весовых коэффициентов к локальным критериям. В результате получена матрица вида (2.38)

$$\Lambda = \begin{pmatrix} 0,2 & 0,3 & 0,1 \\ 0,2 & 0,2 & 0,4 \\ 0,2 & 0,1 & 0,2 \\ 0,2 & 0,2 & 0,2 \\ 0,2 & 0,2 & 0,1 \end{pmatrix}.$$

Полагая, что мнения экспертов равнозначны, по формуле (2.39) вычислим средние значения весовых коэффициентов всех локальных критериев:

$$\lambda_1 = \frac{1}{3}(0,2 + 0,3 + 0,1) = 0,2;$$

$$\lambda_2 = \frac{1}{3}(0,2 + 0,2 + 0,4) = 0,26;$$

$$\lambda_3 = \frac{1}{3}(0,2 + 0,1 + 0,2) = 0,17;$$

$$\lambda_4 = \frac{1}{3}(0,2 + 0,2 + 0,2) = 0,2;$$

$$\lambda_5 = \frac{1}{3}(0,2 + 0,2 + 0,1) = 0,17.$$

Пусть теперь эксперты отличаются уровнем компетентности, характеризующимся соответствующим коэффициентом:

Эксперт	1	2	3
Коэффициент компетентности	0,2	0,3	0,5

Тогда по формуле (2.40) получим значения весовых коэффициентов локальных критериев:

$$\lambda_1 = 0,2 \cdot 0,2 + 0,3 \cdot 0,3 + 0,1 \cdot 0,5 = 0,18;$$

$$\lambda_2 = 0,2 \cdot 0,2 + 0,2 \cdot 0,3 + 0,4 \cdot 0,5 = 0,24;$$

$$\lambda_3 = 0,2 \cdot 0,2 + 0,1 \cdot 0,3 + 0,2 \cdot 0,5 = 0,17;$$

$$\lambda_4 = 0,2 \cdot 0,2 + 0,2 \cdot 0,3 + 0,2 \cdot 0,5 = 0,2;$$

$$\lambda_5 = 0,2 \cdot 0,2 + 0,2 \cdot 0,3 + 0,1 \cdot 0,5 = 0,15.$$

Зная весовые коэффициенты, можно найти предпочтительную стратегию, используя принцип весовых коэффициентов.

Обобщая полученные результаты расчета, необходимо отметить следующее:

– при решении многокритериальной задачи, в отличие от однокритериальной, оптимальное решение в виде оптимальных стратегий не всегда представляется однозначным;

– предпочтительная стратегия зависит от выбранного критерия оптимальности. В рассмотренной задаче, в зависимости от критерия оптимальности, предпочтительными оказывались стратегии X_1 , X_2 или X_3 ;

– даже при использовании только одного критерия оптимальности предпочтительными могут оказаться различные стратегии в зависимости от назначенных условий: величины уступки при реализации принципа последовательной уступки, значений весовых коэффициентов при использовании принципа весовых коэффициентов и т.п.

Несмотря на это, тем не менее выполнение подобных расчетов позволяет принимать более обоснованные решения, чем принятие решения «наобум», без проведения расчетов.

Задача 2.10

Потребителя наибольшей мощностью $P_{\text{нб}}$ с коэффициентом мощности $\cos\varphi$ и временем использования наибольшей нагрузки $T_{\text{нб}} = 5500$ ч предполагается обеспечивать питанием электроэнергией по линии электропередачи напряжением $U_{\text{ном}} = 110$ кВ длиной l . В качестве возможных вариантов (стратегий) электроснабжения принять различные марки проводов фаз: стратегия X_1 – сечение АС 70/11; стратегия X_2 – сечение АС 120/19; стратегия X_3 – сечение АС 240/32. Выбрать наиболее предпочтительный вариант, решив многоцелевую задачу, в которой в качестве локальных критериев принять годовые эксплуатационные расходы $e_1 = \Gamma_3$ и капитальные затраты на сооружение линии $e_2 = K$. Решение выполнить по принципу весовых коэффициентов, приняв ряд приоритета $l = (\Gamma_3; K)$. Вектор приоритета принять по следующим вариантам:

а) $V_1 = (8,33; 1)$;

б) $V_2 = (10; 1)$;

в) $V_3 = (6,67; 1)$.

Весовые коэффициенты определить по формуле (2.51).

Исходные данные для заданного варианта принять из табл. 2.43.

Исходные данные к задаче 2.10

Вариант	P , МВт	$\cos\varphi$	l , км
1	50	0,9	10
2	45	0,85	15
3	40	0,8	20
4	35	0,75	25
5	30	0,9	30
6	25	0,85	35
7	20	0,8	40
8	15	0,75	45
9	52	0,95	22
10	47	0,9	27
11	42	0,85	32
12	37	0,8	36
13	32	0,75	47
14	27	0,95	49
15	22	0,9	51
16	17	0,85	53
17	46	0,8	20
18	41	0,75	25
19	36	0,9	30
20	31	0,85	40
21	26	0,8	50
22	21	0,75	60

Задача 2.11

Решить многоцелевую задачу следующего вида. Необходимо выбрать схему электроснабжения и сечение проводов воздушной линии длиной l для обеспечения потребителя мощностью $P_{\text{нб}}$ при $\cos\varphi = 0,85$ и времени использования наибольшей нагрузки $T_{\text{нб}} = 5500$ ч. Номинальные напряжения линии принять $U_{\text{ном}}$. Выбор сечений

проводов произвести по нормативной экономической плотности тока с учетом ограничений по короне и механической прочности. В качестве локальных критериев принять: капитальные затраты, годовые эксплуатационные расходы, коэффициент вынужденного простоя потребителя, площадь отчуждаемой земли под линию.

Рассмотреть следующие стратегии (варианты схемы) электроснабжения потребителя: одноцепная линия, двухцепная линия, две одноцепные линии одинаковой длины. Типом и материалом опор, а также расчетным климатическим районом задаться самостоятельно.

Варианты исходных данных приведены в табл. 2.44.

Таблица 2.44

Варианты исходных данных к задаче 2.10

Номер варианта	$U_{ном}$, кВ	$P_{нб}$, МВт	l , км
1	220	180	60
2	220	150	90
3	220	120	110
4	220	100	120
5	220	220	140
6	220	250	170
7	220	200	100
8	110	15	70
9	110	20	50
10	110	30	40
11	110	40	30
12	110	50	40
13	110	60	20
14	110	25	60
15	110	35	45
16	110	45	35
17	35	2	40
18	35	3	30
19	35	4	20
20	35	5	25
21	35	6	15

22	35	7	10
----	----	---	----

Решение выполнить по принципам последовательной уступки, относительного гарантированного уровня, весовых коэффициентов, справедливого компромисса, а также по принципу, основанному на максимизации совокупности локальных критериев.

Задача 2.12

Пусть разработаны три стратегии развития электрической сети: X_1, X_2, X_3 . Каждая стратегия характеризуется различными локальными показателями (критериями) напряжения на шинах 10 кВ в контрольной точке сети: отклонением напряжения $e_1 = \delta U$, коэффициентом несинусоидальности $e_2 = k_{нс}$, коэффициентом обратной последовательности $e_3 = k_{2U}$, коэффициентом нулевой последовательности $e_4 = k_{0U}$. Требуется выбрать наиболее предпочтительную стратегию развития сети с точки зрения обеспечения качества напряжения в контролируемой точке, решив многоцелевую задачу минимизации локальных критериев. Исходные данные принять из табл. 2.45 для заданного варианта. До решения многоцелевой задачи предварительно нормализовать локальные критерии. Решение произвести используя принципы: последовательной уступки, относительного гарантированного уровня, весовых коэффициентов, основанного на максимизации совокупности локальных критериев, справедливого компромисса.

Таблица 2.45

Исходные данные для задачи 2.11

Стратегия	Номер варианта	Значения локальных критериев, %			
		δU	$k_{нс}$	k_{2U}	k_{0U}
1	2	3	4	5	6
X_1	1	10	3	2	1
	2	9	8	3	2
	3	8	7	4	1
	4	6	7	1	4
	5	5	6	2	3

	6	4	5	3	2
--	---	---	---	---	---

Окончание табл. 2.45

1	2	3	4	5	6
X_1	7	3	1	4	2
	8	2	4	1	3
	9	1	6	4	3
	10	10	1	4	2
	11	9	2	2	4
X_2	1	8	3	2	4
	2	7	4	1	3
	3	6	5	2	1
	4	5	6	2	1
	5	5	5	1	2
	6	6	4	4	3
	7	7	3	3	4
	8	8	2	2	1
	9	10	1	1	4
	10	3	2	4	1
	11	4	5	3	2
X_3	1	1	8	4	2
	2	2	7	3	1
	3	3	6	2	4
	4	4	5	1	3
	5	8	1	2	4
	6	10	2	4	1
	7	5	6	3	2
	8	4	3	2	1
	9	9	6	1	2
	10	5	1	4	2
	11	6	2	3	1

Решение выполнить для двух случаев:

а) ряд приоритета локальных критериев имеет вид $l = (\delta U, k_{нс}, k_{2U}, k_{0U})$, а вектор приоритета $V = (4, 2, 1, 1)$. При этом расчет весовых коэффициентов произвести по формуле (2.32);

б) все локальные критерии равнозначны.

Задача 2.13

Для схемы распределительной сети, представленной на рис. 2.13, номинальным напряжением $U_{\text{ном}} = 10$ кВ выбрать сечение проводов по допустимой потере напряжения, равной $\Delta U_{\text{доп}} = 8$ %, решив многоцелевую задачу.

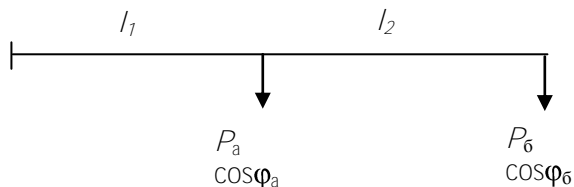


Рис. 2.13. Схема сети

В качестве локальных критериев принять годовые эксплуатационные расходы $e_1 = \Gamma_3$ и капитальные затраты $e_2 = K$. В качестве стратегий принять марки проводов, выбранные в результате расчета по следующим методам.

Стратегия X_1 – выбрать сечения при постоянстве их вдоль сети, используя формулу

$$F = \frac{\rho}{\Delta U_{\text{доп}} U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n P_i l_i,$$

где $\rho = 31,2$ Ом·мм²/км – удельное сопротивление алюминия;

$\Delta U_{\text{доп}}$ – допустимая потеря напряжения, обусловленная активным сопротивлением, кВ;

P_i – активная мощность на i -м участке сети длиной l_i

n – количество участков сети.

Стратегия X_2 – выбрать сечения по условию минимального расхода проводникового материала, используя формулу

$$F_i = k_n \sqrt{P_i},$$

где

$$k_n = \frac{\rho}{\Delta U_{\text{а доп}} U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n \sqrt{P_i} l_i.$$

Стратегия X_3 – выбрать сечения по условию минимума потерь мощности, используя формулу

$$F_i = \frac{l_i}{j_n},$$

где l_i – ток на i -м участке сети.

Здесь плотность тока, соответствующая минимуму потерь мощности:

$$j_n = \frac{\Delta U_{\text{а доп}}}{\sqrt{3} \rho \sum_{i=1}^n l_i \cos \varphi_i}.$$

Величину $\Delta U_{\text{а доп}}$ найти по формуле

$$\Delta U_{\text{а доп}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_{\rho} = \Delta U_{\text{доп}} - \frac{x_0 \sum_{i=1}^n Q_i l_i}{U_{\text{ном}}},$$

где ΔU_{ρ} – потеря напряжения, обусловленная реактивным сопротивлением;

x_0 – реактивное сопротивление; принять $x_0 = 0,38$ Ом/км;

Q_i – реактивная мощность на i -м участке сети.

При решении многокритериальной задачи использовать принцип весовых коэффициентов, приняв в качестве критерия оптимальности

$$E(X) = \sum_{q=1}^k \lambda_q e_q = \lambda_1 \Gamma_3 + \lambda_2 K \rightarrow \min.$$

Вектор приоритета локальных критериев принять по следующим вариантам:

а) $V_1 = (8,33; 1)$;

б) $V_2 = (10; 1)$;

в) $V_3 = (6,67; 1)$.

Весовые коэффициенты определить по формуле (2.32).

Исходные данные принять из табл. 2.46 для заданного варианта.

Таблица 2.46

Варианты исходных данных к задаче 2.12

Вариант	P_a , МВт	P_b , МВт	$\cos\varphi_a$	$\cos\varphi_b$	l_1 , км	l_2 , км
1	0,5	1,6	0,9	0,74	1	0,5
2	0,7	1,8	0,88	0,77	2	1
3	0,9	1,6	0,86	0,8	3	2
4	1,1	1,7	0,84	0,82	0,5	3
5	1,3	0,8	0,82	0,84	1	2
6	1,0	0,3	0,8	0,86	2	3
7	1,1	0,7	0,77	0,88	2	3
8	0,9	0,6	0,74	0,9	4	3
9	1,1	0,5	0,9	0,75	5	4
10	1,0	0,5	0,87	0,78	6	5
11	0,6	1,0	0,84	0,81	2	1
12	0,8	0,6	0,81	0,84	3	0,5
13	1,0	0,4	0,78	0,87	4	2
14	1,2	0,8	0,75	0,9	2	3
15	1,0	0,8	0,9	0,7	1	3
16	0,5	0,3	0,85	0,75	3	2
17	0,4	0,5	0,8	0,7	4	3
18	0,3	0,5	0,75	0,8	5	4
19	0,2	0,6	0,7	0,9	4	1

20	0,2	0,9	0,9	0,85	1	3
21	0,6	0,3	0,85	0,8	2	4
22	0,5	0,4	0,8	0,9	3	4

Задача 2.14

Рассчитать и проанализировать значения коэффициентов оптимальной загрузки трансформаторов 6–20, 35, 110, 220 и 330 кВ по следующим критериям:

а) по критерию минимума суммарных потерь активной мощности ΔP в трансформаторах $k_{\Delta P}$, о.е.;

б) по критерию минимума суммарных потерь электроэнергии ΔW_T в трансформаторах, для режима наибольших нагрузок $k_{\Delta W}$ и режима средних нагрузок $\overline{k_{\Delta W}}$, о.е.;

в) по критерию минимума стоимости трансформации $C_{ст}$ электроэнергии для режима наибольших $k_{ст}$ и средних нагрузок $\overline{k_{ст}}$, о.е.

Значение $k_{\Delta P}$ определить по формуле (2.73), $k_{\Delta W}$ – по (2.74), $\overline{k_{\Delta W}}$ – по (2.75), $k_{ст}$ – по (2.77), $\overline{k_{ст}}$ – по (2.78).

Необходимые для расчетов справочные данные по трансформаторам и значения β_x, β_H приведены в табл. 2.12–2.16. Результаты расчетов оформить в виде, показанном в табл. 2.10. Построить и проанализировать зависимость $k_{ст} = f(\tau, \beta_H)$ в диапазоне $\tau = 400–1500$ ч для сетей 6–20 кВ и $\tau = 1500–3000$ ч для сетей 35–330 кВ. Определить диапазоны изменения $k_{\Delta P}$, $k_{\Delta W}$, $\overline{k_{\Delta W}}$, $k_{ст}$ и $\overline{k_{ст}}$ и отношения между ними.

Задача 2.15

Рассчитать и проанализировать оптимальную загрузку проводов $k_{сл}$ воздушных линий 110–220 кВ по минимуму стоимости передачи электрической энергии $C_{л}$ для режима наибольших

нагрузок. Значения $k_{\text{сл}}$ определить по формуле (2.79). Необходимые для расчетов справочные данные приведены в табл. 2.11.

Расчеты провести в диапазоне изменения $\tau = 1500\text{--}3000$ ч с учетом и без учета потерь электроэнергии на коронирование проводов.

Результаты расчетов представить в виде табл. 2.11. Сравнить полученные значения $k_{\text{сл}}$ с нормированными значениями экономической плотности тока, приведенными в [38, табл. 1.3.36].

Задача 2.16

Рассчитать и проанализировать оптимальную загрузку электрических сетей 6–20 кВ в условиях эксплуатации по двум критериям:

а) по критерию минимума суммарных потерь электроэнергии ΔW в сети, для режима наибольших $k_{\Delta W}$ и средних $\bar{k}_{\Delta W}$ нагрузок, о.е.;

б) по критерию минимума стоимости передачи $C_{\text{сп}}$ электрической энергии в сети для режима наибольших $k_{\text{сп}}$ и средних $\bar{k}_{\text{сп}}$ нагрузок, о.е.

Искомые значения коэффициентов нагрузок вычислить по формулам

$$k_{\Delta W} = \frac{U}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{XT}}}{r_{\text{ЭЛ}}\tau_{\text{Л}} + r_{\text{ЭТ}}\tau_{\text{Т}}}};$$

$$\bar{k}_{\Delta W} = \frac{\bar{U}}{S_{\text{НОМ}}k_{\text{ф}}} \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{XT}}}{(r_{\text{ЭЛ}} + r_{\text{ЭТ}})T}};$$

$$k_{\text{сп}} = \frac{U}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{\rho_{\text{Т}}K_{\text{Т}} + \Delta P_{\text{XT}}\beta_{\text{Х}}}{r_{\text{ЭЛ}}\tau_{\text{Л}}\beta_{\text{Л}} + r_{\text{ЭТ}}\tau_{\text{Т}}\beta_{\text{Т}}}};$$

$$\bar{k}_{\text{сп}} = \frac{\bar{U}}{S_{\text{ном}} k_{\phi}} \sqrt{\frac{\rho_{\text{T}} K_{\text{T}} + \Delta P_{\text{XT}} \beta_{\text{X}}}{(r_{\text{ЭЛ}} + r_{\text{ЭТ}}) T}}$$

Данные формулы позволяют судить об оптимальной нагрузке распределительной линии, представленной эквивалентной цепочкой $r_{\text{ЭЛ}}$ и $r_{\text{ЭТ}}$. При проведении расчетов принять $\beta_{\text{T}} = \beta_{\text{Л}}$, $\tau_{\text{T}} = \tau_{\text{Л}}$, $T = 744$ ч, величину k_{r} , равную отношению $r_{\text{ЭЛ}}$ к $r_{\text{ЭТ}}$, варьировать в диапазоне 1–12 с шагом 1, $S_{\text{ном}} = 500 - 4500$ кВА. Рекомендуемые значения $\beta_{\text{T}}, \beta_{\text{Л}} = 0,02 - 0,04$ у.д.е./кВт·ч; $\beta_{\text{X}} = 0,01 - 0,02$ у.д.е./кВт·ч, $\tau - 400$ и 1500 ч.

Величину ΔP_{XT} определять по формуле $\Delta P_{\text{XT}} = \Delta P_{\text{ХУ}} S_{\text{ном}}$, а K_{T} – по формуле $K_{\text{T}} = K_{\text{ТУ}} S_{\text{ном}}$. В данных формулах $\Delta P_{\text{ХУ}}$ – удельные потери холостого хода, $\Delta P_{\text{ХУ}} = 0,0033$ кВт/кВА, а $K_{\text{ТУ}}$ – удельная стоимость трансформатора, $K_{\text{ТУ}} = 5,7$ у.д.е./кВА.

Для выбранной из диапазона номинальной мощности $S_{\text{ном}}$ распределительной линии рассчитать и построить зависимости $k_{\Delta W}$, $\overline{k_{\Delta W}}$, $k_{\text{СТ}}$ и $\overline{k_{\text{СТ}}} = f(k_{\text{r}})$, где $k_{\text{r}} = \frac{r_{\text{ЭЛ}}}{r_{\text{ЭТ}}}$.

Расчеты выполнить для значений τ , равного 400 и 1500 ч, и представить их в виде табл. 2.17 и зависимостей, представленных на рис. 2.8. Проанализировать полученные таблицы и графики.

Задача 2.17

Рассчитать и проанализировать резервы по снижению технических потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 6–20 кВ по двум критериям:

а) по критерию минимума суммарных потерь электроэнергии в сети, $\delta(\Delta W)$, %;

б) по критерию минимума стоимости передачи электрической энергии в сети $\delta(\Delta W_{\text{СП}})$, %.

Определить суммарное снижение потерь $\delta(\Delta W)$ и экономию топлива $\delta(B)$.

Требуемые для расчетов исходные данные приведены в табл. 2.47 и 2.48, а все необходимые аналитические соотношения приведены ниже:

$$\Delta W_{\text{ХТ}} = \frac{\Delta W_{\text{ХТ}} \% W_{\text{P}}}{100}; \quad (2.90)$$

$$\Delta W_{\text{НТ}} = \frac{\Delta W_{\text{НТ}} \% W_{\text{P}}}{100}; \quad (2.91)$$

$$\Delta W_{\text{НЛ}} = \frac{\Delta W_{\text{НЛ}} \% W_{\text{P}}}{100}; \quad (2.92)$$

$$r_{\text{эл}} = \frac{\Delta W_{\text{НЛ}} \bar{U}^2 T}{W_{\text{P}}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi) \bar{k}_{\Phi}^2}; \quad (2.93)$$

$$r_{\text{эт}} = \frac{\Delta W_{\text{НТ}} \bar{U}^2 T}{W_{\text{P}}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi) \bar{k}_{\Phi}^2}; \quad (2.94)$$

$$r_{\text{э}} = r_{\text{эл}} + r_{\text{эт}}; \quad (2.95)$$

$$k_{\Delta W} = \sqrt{\frac{\Delta W_{\text{ХТ}} 10^3}{(r_{\text{эл}} + r_{\text{эт}}) \left(\frac{S_{\text{НОМ}}}{U} \right)^2 \bar{k}_{\Phi}^2 T}}; \quad (2.96)$$

$$\Delta W_{\text{ХТ}}^0 = \Delta W_{\text{ХТ}}; \quad (2.97)$$

$$\Delta W_{\text{HT}}^0 = k_{\Delta W}^2 = \left(\frac{S_{\text{НОМ}}}{U} \right)^2 \bar{k}_{\Phi}^2 Tr_{\text{ЭТ}}; \quad (2.98)$$

$$\Delta W_{\text{НЛ}}^0 = k_{\Delta W}^2 = \left(\frac{S_{\text{НОМ}}}{U} \right)^2 \bar{k}_{\Phi}^2 Tr_{\text{ЭЛ}}; \quad (2.99)$$

$$\bar{S}^0 = k_{\Delta W} S_{\text{НОМ}}; \quad (2.100)$$

$$\bar{P}^0 = \bar{S}^0 \cos \varphi; \quad (2.101)$$

$$W_{\text{p}}^0 = \bar{P}^0 T; \quad (2.102)$$

$$\Delta W_{\text{XT}}^0 \% = \frac{\Delta W_{\text{XT}}^0}{W_{\text{p}}^0} 100 \% ; \quad (2.103)$$

$$\Delta W_{\text{HT}}^0 \% = \frac{\Delta W_{\text{HT}}^0}{W_{\text{p}}^0} 100 \% ; \quad (2.104)$$

$$\Delta W_{\text{НЛ}}^0 \% = \frac{\Delta W_{\text{НЛ}}^0}{W_{\text{p}}^0} 100 \% ; \quad (2.105)$$

$$\Delta W_{\text{H}}^0 \% = \Delta W_{\text{НЛ}}^0 \% + \Delta W_{\text{HT}}^0 \% ; \quad (2.106)$$

$$\Delta W^0 \% = \Delta W_{\text{H}}^0 \% + \Delta W_{\text{XT}}^0 \% ; \quad (2.107)$$

$$\delta(\Delta W_{\text{XT}}^0) \% = \Delta W_{\text{XT}}^0 \% - \Delta W_{\text{XT}}^0 \% ; \quad (2.108)$$

$$\delta(\Delta W_{\text{HT}}^0) \% = \Delta W_{\text{HT}}^0 \% - \Delta W_{\text{HT}}^0 \% ; \quad (2.109)$$

$$\delta(\Delta W_{\text{НЛ}}^0) \% = \Delta W_{\text{НЛ}}^0 \% - \Delta W_{\text{НЛ}}^0 \% ; \quad (2.110)$$

$$\delta(\Delta W)\% = \Delta W\% - \Delta W^0\% ; \quad (2.111)$$

$$\delta(\Delta W) = \frac{\delta(\Delta W) \% W_p}{100} ; \quad (2.112)$$

$$\delta(B) = \delta(\Delta W)b ; \quad (2.113)$$

$$k_{\text{сп}} = \sqrt{\frac{\rho_T K_T + \Delta W_{\text{XT}} \beta_{\text{XT}} 10^3}{(r_{\text{эл}} + r_{\text{эл}}) \left(\frac{S_{\text{НОМ}}}{U} \right)^2 k_{\text{Ф}}^2 T \beta_{\text{HT}}} } . \quad (2.114)$$

Таблица 2.47

Исходные данные для расчета резервов по снижению потерь электроэнергии в распределительных сетях 6–20 кВ

№ п/п	Код линии	\bar{U} , кВ	$S_{\text{НОМ}}$, кВА	\bar{k} , о.е.	W_p , тыс. кВт·ч	$\bar{k}_{\text{Ф}}^2$, о.е.	$\bar{\text{tg}\varphi}$, о.е.	$\bar{\text{cos}\varphi}$, о.е.
1	Родяки 110/10–501	10,0	1300	0,04	23,13	1,75	2,02	0,61
2	Родяки 110/10–503	10,5	730	0,04	20,10	1,72	1,55	0,68
3	Родяки 110/10–504	10,5	240	0,02	11,92	1,54	1,14	0,75
4	Родяки 110/10–500	10,3	2211	0,3	165,04	1,30	1,04	0,74
5	Родяки 110/10–502	10,2	1639	0,23	137,12	1,48	0,67	0,88
6	Родяки 110/10–505	10,3	1288	0,19	118,70	1,65	0,75	0,86
7	Жабыки 110/10–501	10,3	668	0,07	40,84	1,71	1,09	0,76
8	Жабыки 110/10–502	10,5	2670	0,25	137,39	1,62	1,26	0,70
9	Жабыки 110/10–503	10,5	1520	0,13	69,62	1,42	0,71	0,62
10	Жабыки 110/10–504	10,5	730	0,08	44,89	1,28	1,24	0,69
11	Жабыки 110/10–505	10,3	1850	0,31	181,8	1,69	1,01	0,76
12	Жабыки 110/10–508	10,3	1930	0,35	218,69	1,80	0,84	0,82
13	Жабыки 110/10–509	10,4	800	0,16	110,25	1,82	0,79	0,83
14	Ростково 110/10–501	10,2	1393	0,32	199,74	1,75	0,79	0,84
15	Ростково 110/10–502	10,3	350	0,08	44,43	1,62	0,99	0,77
16	Ростково 110/10–503	10,5	910	0,22	122,57	1,34	1,055	0,72
17	Ростково 110/10–504	10,4	1333	0,38	199,51	1,45	1,18	0,67
18	Ростково 110/10–505	10,3	850	0,15	87,61	1,83	1,05	0,78
19	Ростково 110/10–507	10,2	1483	0,35	205,30	1,91	0,88	0,79

20	Ростково 110/10–508	10,5	395	0,12	83,33	1,56	0,62	0,88
----	---------------------	------	-----	------	-------	------	------	------

Таблица 2.48

Исходные данные для расчета резервов по снижению потерь электроэнергии в распределительных сетях 6–20 кВ

№ п/п	Код линии	$S_{\text{ном}}$, кВА	W_p , тыс. кВт·ч	$\Delta W_{\text{хт}}$, %	$\Delta W_{\text{пт}}$, %	$\Delta W_{\text{пл}}$, %	$\Delta W_{\text{н}}$, %	ΔW , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Родяки 110/10–501	1300	23,13	15,44	0,12	0,08	0,20	15,64
2	Родяки 110/10–503	730	20,10	10,48	0,18	0,31	0,49	10,97
3	Родяки 110/10–504	240	11,92	6,15	0,34	0,03	0,37	6,52
4	Родяки 110/10–500	2211	165,04	3,70	0,38	1,16	1,54	5,24

Окончание табл. 2.48

5	Родяки 110/10–502	1639	137,12	2,74	0,38	0,39	0,77	3,51
6	Родяки 110/10–505	1288	118,70	3,20	0,50	0,48	0,98	4,18
7	Жабыки 110/10–501	668	40,84	5,16	0,44	0,16	0,60	5,76
8	Жабыки 110/10–502	2670	137,39	5,13	0,35	1,36	1,71	6,84
9	Жабыки 110/10–503	1520	69,62	7,87	0,34	3,31	3,65	11,52
10	Жабыки 110/10–504	730	44,89	5,19	0,32	0,93	1,25	6,44
11	Жабыки 110/10–505	1850	181,8	2,20	0,55	2,04	2,59	4,79
12	Жабыки 110/10–508	1930	218,69	1,95	0,61	1,25	1,86	3,81
13	Жабыки 110/10–509	800	110,25	1,46	0,68	0,29	0,97	2,43
14	Ростково 110/10–501	1393	199,74	2,53	0,91	1,15	2,06	4,59
15	Ростково 110/10–502	350	44,43	2,31	1,01	0,31	1,32	3,63
16	Ростково 110/10–503	910	122,57	2,13	0,82	0,56	1,38	3,51
17	Ростково 110/10–504	1333	199,51	1,95	1,17	1,33	2,50	4,45
18	Ростково 110/10–505	850	87,61	2,40	0,77	0,57	1,34	3,74
19	Ростково 110/10–507	1483	205,30	2,01	1,02	1,48	2,50	4,51
20	Ростково 110/10–508	395	83,33	1,47	1,14	0,11	1,25	2,72

В табл. 2.47, 2.48 и формулах: (2.90–2.114) приняты следующие обозначения:

$\Delta W_{\text{хт}}$ – условно-постоянные потери электроэнергии в стали трансформаторов, тыс. кВт·ч;

$\Delta W_{\text{хт}}^0$ – то же в оптимальном режиме;

$\Delta W_{\text{XT}} \%$ – то же в процентах;

ΔW_{HT} – переменные (нагрузочные) потери в трансформаторах;

$\Delta W_{\text{НЛ}}$ –нагрузочные потери в линиях;

ΔW – суммарные потери в схеме отдельной распределительной линии (РЛ);

$$\bar{k} = \bar{S} / S_{\text{НОМ}};$$

$k_{\Delta W}$ – коэффициент загрузки РЛ, соответствующий минимуму ΔW ;

$k_{\text{СП}}$ – коэффициент загрузки РЛ, соответствующий минимуму стоимости передачи электроэнергии $C_{\text{П}}$;

$r_{\text{ЭЛ}}$ – индивидуальное эквивалентное по потерям электроэнергии сопротивление линейных участков схемы РЛ;

$r_{\text{ЭТ}}$ – эквивалентное сопротивление трансформаторов схемы РЛ;

$S_{\text{НОМ}}$ – суммарная номинальная мощность трансформаторов РЛ;

\bar{U} – напряжение на питающих шинах РЛ в режиме средних нагрузок;

T – расчетный период, равный 744 ч;

$\bar{k}_{\text{Ф}}$ – коэффициент формы графика нагрузки;

$\bar{\text{tg}}\varphi$ и $\bar{\text{cos}}\varphi$ – коэффициенты графиков мощности в режиме средних нагрузок;

$\delta(B)$ – экономия топлива за счет снижения суммарных потерь электроэнергии;

b – удельный расход топлива, равный 0,26 кг/кВт·ч ;

$p_{\text{Т}}$ – суммарный коэффициент отчислений от стоимости трансформаторов $K_{\text{Т}}$;

β_{XT} – стоимость 1 кВт·ч ΔW_{XT} ;

β_{HT} – стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь.

Значение β_{XT} принять из диапазона $\beta_{\text{XT}} = 0,016\text{--}0,025$ у.д.е./кВт·ч; β_{HT} из диапазона $\beta_{\text{HT}} = 0,032\text{--}0,045$ у.д.е./кВт·ч. Величину $K_{\text{Т}}$ опреде-

лить по формуле $K_T = K_{\text{ТУ}} S_{\text{НОМ}}$, $K_{\text{ТУ}}$ – удельная стоимость одного кВА, равная 14 у.д.е./кВА.

Результаты расчета свести в таблицы вида табл. 2.49 – 2.51.

Таблица 2.49

Данные и результаты расчетов эквивалентных сопротивлений

№ п/п	Код линии	$S_{\text{НОМ}}$, кВА	W_p , тыс. кВт·ч	$r_{\text{ЭЛ}}$, %	$r_{\text{ЭТ}}$, %	$r_{\text{Э}}$, %	$\frac{r_{\text{ЭЛ}}}{r_{\text{ЭТ}}}$, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Родяки 110/10–501	1300	23,13	0,289	0,438	0,717	0,66

Таблица 2.50

Данные и результаты расчетов потерь электроэнергии в оптимальном режиме

№ п/п	Код линии	$S_{\text{НОМ}}$, кВА	W_p^0 , тыс. кВт·ч	$\Delta W_{\text{ХТ}}^0$, %	$\Delta W_{\text{НТ}}^0$, %	$\Delta W_{\text{НЛ}}^0$, %	$\Delta W_{\text{Н}}^0$, %	ΔW^0 , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Родяки 110/10–501	1300	277,3	1,29	0,777	0,493	1,29	2,58

Таблица 2.51

Данные и результаты расчетов резервов по снижению потерь и экономии топлива

№ п/п	Код линии	$S_{\text{НОМ}}$, кВА	W_p , тыс. кВт·ч	$\delta(\Delta W_{\text{ХТ}}^0)$, %	$\delta(\Delta W_{\text{НТ}}^0)$, %	$\delta(\Delta W_{\text{НЛ}}^0)$, %	$\delta(\Delta W_{\text{Н}}^0)$, %	$\delta(\Delta W^0)$, %	$\delta(B)$, т у.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Родяки 110/10–501	1300	23,13	14,17	–0,659	–0,421	–1,09	13,06	0,79

Пример расчета величин $\delta(\Delta W)$ и $\delta(B)$ по критерию минимума суммарных потерь электроэнергии в сети для распределительной линии «Родяки 110/10-501» (см. табл. 2.47, 2.48) по формулам (2.90–2.114)

$$\Delta W_{\text{ХТ}} = \frac{15,44 \cdot 23,13}{100} = 3,57 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}.$$

Существующий уровень потерь $\Delta W = 15,64 \%$.

$$\Delta W_{\text{HT}} = \frac{0,12 \cdot 23,13}{100} = 0,028 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$\Delta W_{\text{НЛ}} = \frac{0,08 \cdot 23,13}{100} = 0,0185 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$r_{\text{эл}} = \frac{0,0185 \cdot 10^2 \cdot 744}{23,13^2 \cdot (1 + 2,02^2) \cdot 1,751} = 0,289 \text{ Ом}.$$

$$r_{\text{ЭТ}} = \frac{0,028 \cdot 10^2 \cdot 744}{23,13^2 \cdot (1 + 2,02^2) \cdot 1,751} = 0,438 \text{ Ом}.$$

$$r_{\text{э}} = 0,289 + 0,438 = 0,727 \text{ Ом}.$$

$$\frac{r_{\text{эл}}}{r_{\text{ЭТ}}} = \frac{0,289}{0,438} = 0,66.$$

$$k_{\Delta W} = \sqrt{\frac{3,57 \cdot 10^3}{(0,289 + 0,438) \cdot \left(\frac{1300}{10}\right)^2 \cdot 1,751 \cdot 744 \cdot 10^{-3}}} = 0,47.$$

$$\Delta W_{\text{ХТ}}^0 = 3,57 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$\Delta W_{HT}^0 = 0,47^2 \left(\frac{1300}{10} \right)^2 1,751 \cdot 744 \cdot 0,438 = 2,13 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$\Delta W_{JT}^0 = 0,47^2 \left(\frac{1300}{10} \right)^2 1,751 \cdot 744 \cdot 0,289 = 1,41 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$\bar{S}^0 = 0,47 \cdot 1300 = 611 \text{ кВА}.$$

$$\bar{P}^0 = 611 \cdot 0,61 = 372,7 \text{ кВт}.$$

$$W_p^0 = 372,7 \cdot 744 = 277,3 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$\Delta W_{XT}^0 \% = \frac{3,57}{277,3} \cdot 100 = 1,29 \text{ \%}.$$

$$\Delta W_{HT}^0 \% = \frac{2,19}{277,3} \cdot 100 = 0,789 \text{ \%}.$$

$$\Delta W_{HT}^0 \% = \frac{1,39}{277,3} \cdot 100 = 0,501 \text{ \%}.$$

$$\Delta W_H^0 \% = 0,789 + 0,501 = 1,29 \text{ \%}.$$

$$\Delta W^0 \% = 1,29 + 1,29 = 2,58 \text{ \%}.$$

$$\delta(\Delta W_{XT}^0) \% = 15,44 - 1,29 = 14,15 \text{ \%}.$$

$$\delta(\Delta W_{HT}^0) \% = 0,12 - 0,789 = -0,659 \text{ \%}.$$

$$\delta(\Delta W_{HT}^0) \% = 0,08 - 0,501 = -0,421 \text{ \%}.$$

$$\delta(\Delta W_H)\% = 0,2 - 1,29 = -1,09 \%$$

$$\delta(\Delta W)\% = 15,64 - 2,58 = 13,06 \%$$

$$\delta(\Delta W) = \frac{13,06 \cdot 23,13}{100} = 3,02 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$\delta(B) = 3,02 \cdot 0,26 = 0,79 \text{ т у.т.}$$

Расчет величины $\delta(\Delta W_{\text{сп}})$ и $\delta(B_{\text{сп}})$ по минимуму стоимости передачи электроэнергии $C_{\text{п}}$ производится аналогичным образом, но по значению $k_{\text{сп}}$, вычисляемому по формуле (2.114).

Вывод. Для выбранной распределительной линии резерв по снижению суммарных технических потерь электроэнергии составляет 13,06 % от существующего отпуска электроэнергии в сеть РЛ. Экономия топлива составляет 0,79 тонн условного топлива в месяц.

Примечание. Количество распределительных линий 6–20 кВ в районе электрических сетей достигает 100, общее число районов в энергосистеме Республики Беларусь – более 130.

Вопросы для самопроверки

1. Какими свойствами характеризуются большие искусственные системы?
2. Какие виды информации известны?
3. Что представляет собой экономико-математическая модель принятия решений?
4. Как можно преобразовать задачу минимизации в задачу максимизации?
5. Как можно охарактеризовать классификационные признаки задач принятия решений?
6. В чем особенность статических задач принятия решений?
7. Как формируется экономико-математическая модель в одноцелевых статических задачах в условиях определенности?

8. Какие методы математического программирования для решения задач оптимизации известны?
9. Как формируется задача динамического программирования?
10. В чем сущность одноцелевых статических задач в условиях риска и каковы возможные пути их решения?
11. Как формулируется одноцелевая статическая задача в условиях неопределенности?
12. Что представляет собой платежная матрица?
13. Что понимается под максиминной и минимаксной стратегией?
14. Как составляется матрица рисков?
15. Какие критерии используются для принятия решений в условиях неопределенности?
16. Какова особенность применения критерия Вальда для принятия решений?
17. Как для принятия решений формулируется критерий Гурвица?
18. Как формулируется многоцелевая задача принятия решений?
19. В чем сущность области согласия и области компромисса в многоцелевых задачах?
20. Какие варианты формулировки многоцелевых задач принятия решений известны?
21. Когда необходимо осуществлять нормализацию локальных критериев и какими способами она может осуществляться?
22. Какие известны принципы сведения многоцелевой задачи к одноцелевой?
23. В чем сущность принципа последовательной уступки?
24. Как многоцелевая задача заменяется одноцелевой по принципам весовых коэффициентов и справедливого компромисса?
25. В чем сущность принципа экспертных оценок?
26. Какие экономические критерии и при каких условиях могут быть применены для оптимизации развития энергосистем?
27. Что характеризует срок окупаемости?
28. Что понимается под отчетными, техническими и коммерческими потерями электроэнергии?
29. В чем сущность оптимальных технических потерь?
30. Каковы основные аналитические способы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях?

31. Каковы условия осуществления экономически обоснованного уровня технологического расхода электроэнергии в электрических сетях?

32. Что понимают под критериальными режимными параметрами электрических сетей?

33. Как определяются экономические потери мощности в линиях в режиме наибольших нагрузок?

34. Как определяются экономические потери мощности в трансформаторах в режиме наибольших нагрузок?

35. Как определяются экономические потери электроэнергии в режиме наибольших нагрузок?

36. Как определяются критериальные параметры электрических сетей в режиме средних нагрузок?

37. Как подтверждаются аналитические соотношения по расчету экономически обоснованных уровней потерь электроэнергии в сетях энергосистем?

38. Как определяются коэффициенты оптимальной загрузки трансформаторов по критериям минимума суммарных потерь мощности, электроэнергии, стоимости трансформации в режимах наибольших и средних нагрузок?

39. Какой из коэффициентов оптимальной загрузки трансформаторов больше: вычисленный по критерию минимума суммарных потерь электроэнергии или экономический и почему?

40. Как определяется оптимальная загрузка воздушных линий 110–220 кВ?

41. Как определяется оптимальная загрузка электрических сетей в условиях эксплуатации и от чего она зависит?

42. Что такое резервы по снижению технических потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем?

43. Как рассчитываются резервы по снижению потерь в распределительных линиях и по сети в целом?

44. Как определяется экономия топлива от снижения суммарных технических потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем?

Глава 3. ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

3.1. Общие сведения

Для того чтобы управлять, необходимо уметь предвидеть. При управлении электроэнергетическими системами (ЭЭС) одним из инструментов предвидения при принятии управленческих решений является прогнозирование электропотребления и электрических нагрузок. Определение перспективной потребности в электроэнергии осуществляется с целью составления балансов электроэнергии по энергосистеме и выявления необходимости ввода новых энергоисточников. Прогнозирование электрических нагрузок необходимо для решения большинства вопросов проектирования развития энергосистемы, в том числе таких, как выбор структуры и мест размещения генерирующих мощностей, выбор напряжения и схемы электрической сети, выбор основного электротехнического оборудования, расчеты режимов работы электрических сетей. В совокупности процессы изменения потребления электроэнергии во времени называют режимами электропотребления ЭЭС.

Первые публикации по прогнозированию электрических нагрузок ЭЭС относятся к началу прошлого века [56], и с тех пор поток публикаций по прогнозированию нагрузок не убывает. Это объясняется высокими и все более ужесточающимися требованиями к качеству прогнозных расчетов (их точности, достоверности, алгоритмизации и т.д.). В [56] приводится пример Великобритании, в которой увеличение ошибки прогнозирования электрической нагрузки объединенной энергосистемы только на один процент приводило к увеличению эксплуатационных издержек примерно на 10 млн. фунтов стерлингов в год. Прогнозирование должно содержать анализ развития потребления электроэнергии в различных секторах экономики. Например, в США в быту в 1950-х годах не было ни одного дома с электрическим отоплением, а сейчас таких домов десятки миллионов. В связи с неправильным прогнозом в этой области такое развитие оказалось неожиданным для энергосистем США, испытавшим большие трудности. В

частности, пришлось столкнуться с проблемой покрытия пиков нагрузок, связанных с нуждами бытового электропотребления.

К прогнозированию режимов электропотребления приходится прибегать и в связи с тем, что изменение электрических нагрузок во времени представляет собой случайные процессы, т.е. функции, случайным образом зависящие от времени, а также от внутренних и внешних (величина подключенной нагрузки, температура воздуха, освещенность) факторов, которые сами по себе являются случайными величинами. Таким образом, режимы электропотребления представляют собой результат суммирования большого числа слагаемых, следствием чего является распределение названных случайных процессов по нормальному закону. Нормальность распределения вероятностей служит основой применения общих математических процедур для решения задач статистического анализа и прогнозирования режимов электропотребления.

Реализации (графики, записи) режимов электропотребления за суточные, недельные, месячные и годовые отрезки времени имеют достаточно характерные конфигурации и обладают определенной повторяемостью. Однако это вовсе не означает, что проблема прогнозирования нагрузок решается легко и просто. Характерность конфигурации и некоторая повторяемость графиков нагрузки в действительности являются лишь внешними проявлениями нестандартности и неоднородности рассматриваемых случайных процессов. Под нестандартностью, как известно, понимается зависимость вероятностных характеристик случайного процесса от текущего времени. Неоднородность может быть вызвана различием параметров вероятностных моделей случайного процесса, соответствующих разным временным сечениям. Например, для электрической нагрузки энергосистемы время включения электроприемников, их мощности и количество будут различаться для рабочих и выходных дней, а внутри этих дней – по часам суток.

Нестандартность и неоднородность режимов электропотребления обуславливают необходимость в поиске средств вероятностного моделирования, проведения статистического анализа для проверки адекватности моделей прогнозирования и оценки их параметров по реальным данным и, как следствие, разработки приемлемых алгоритмов вычисления

прогнозов на различные, требуемые на практике, промежутки времени. Некоторые из методов расчета режимов электропотребления рассмотрены ниже.

3.2. Методы расчета электропотребления

Важнейшим исходным материалом, в значительной мере определяющим качество решаемых в энергосистеме проектных задач, являются данные о величинах электропотребления и электрических нагрузок на текущие и долгосрочные расчетные уровни. Решения будут обоснованными, если в прогнозах учитывается динамика роста нагрузок во времени и развитие систем электроснабжения. В энергетике в соответствии со сложившимися циклами управления прогнозы подразделяют:

- на **оперативные** (внутричасовые и внутрисуточные);
- краткосрочные** (от одних до семи-восьми предстоящих суток);
- долгосрочные** (на предстоящие месяц, квартал, год);
- годовые** (на один-три предстоящих года) и
- перспективные** (на пять и более лет).

Необходимо, чтобы при проектировании новых электростанций, подстанций и линий развитие энергетических систем рассматривалось на достаточно значительный период времени (10–20 лет) с учетом всех расчетных параметров. Не случайно поэтому основные направления энергетической политики Республики Беларусь были раз-работаны в 1995–1996 годах на период до 2010 года.

Проектирование энергосистемы как сложного взаимосвязанного комплекса энергообъектов ведется со значительным опережением во времени по сравнению с проектированием отдельных промышленных объектов, энергопитание которых должно осуществляться от проектируемой системы. Поэтому получение достаточно надежных исходных данных относительно динамики электропотребления промышленности, транспорта и связи, сельского хозяйства, строительства и коммунально-бытового сектора довольно сложно, особенно в условиях переходной экономики, когда в тенденциях ее развития могут быть и спады. В каждом конкретном случае проектирования той или иной энергосистемы выявление электропотребления и составление

графиков нагрузки может быть проведено как вероятное и обосновывается общими направлениями национальной политики, энергетической политики республики, работами отраслевых и проектно-исследовательских институтов.

Рассмотрим некоторые из методов прогнозирования электропотребления и определения нагрузок.

Основным методом подсчета электропотребления на перспективу в целом по стране и ее отдельным регионам является **метод прямого счета** [7]. Данный метод основан на применении укрупненных удельных норм или обобщенных показателей расхода электроэнергии и плановых или прогнозных данных по объемам производства или развитию базовых отраслей хозяйства. Удельные нормы электроэнергии принимают с учетом внедрения прогрессивных технологий и модернизированного оборудования, совершенствования форм управления отраслями и т.д.

По методу прямого счета величину суммарного ожидаемого электропотребления в энергосистеме W_t на момент времени t определяют по формуле

$$W_t = \sum_1^n W_{yit} \Pi_{it}, \quad (3.1)$$

где n – число групп потребления электроэнергии;

W_{yit} – удельный расход электроэнергии на единицу продукции в i -й группе потребителей в t -м году;

Π_{it} – планируемый объем выпуска продукции в год t в i -й группе потребителей.

При расчете электропотребления W_t системы обычно выделяют следующие группы потребителей: промышленность ($W_{п}$), транспорт и связь ($W_{т}$), сельское хозяйство ($W_{х}$), строительство ($W_{с}$) и коммунально-бытовой сектор ($W_{к}$). В этом случае суммарное электропотребление определяют по формуле

$$W_t = W_{п} + W_{т} + W_{х} + W_{с} + W_{к}.$$

Наиболее точно прогнозированию поддается потребление электроэнергии промышленностью и транспортом, которое в современных энергосистемах составляет 65–80 % общего потребления.

Структура и динамика потребления электрической энергии основными отраслями Республики Беларусь приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Структура и динамика потребления электрической энергии
в Республике Беларусь

Структура потребления	Потребление электроэнергии, %, по годам			
	1997	1998	1999	2000
Промышленные потребители от 750 кВт и выше	51,7	51,1	51,6	52,9
Промышленные потребители до 750 кВт	6,9	7,3	7,2	7,2
Непромышленные потребители	11,0	10,8	10,8	10,9
Городское население	14,0	15,0	15,1	14,4
Железнодорожный транспорт	1,3	1,3	1,3	1,3
Городской транспорт	1,2	1,2	1,2	1,2

Погрешность метода прямого счета составляет не более 5-10 %.

Результаты расчетов электропотребления на перспективу методом прямого счета анализируются и уточняются путем сопоставления с результатами расчетов методами математической статистики. Поскольку достоверность прогнозов на отдаленную перспективу объемов производства и удельных норм относительно невелика, то результаты расчетов электропотребления часто приводят в виде вариантов или численных интервалов (максимальное, среднее и минимальное значение).

Расчеты потребности в электроэнергии отдельных районных энергосистем, а также промышленных узлов, городов и энергорайонов выполняют, как правило, методами вероятностно-статистического прогнозирования, например, **методом экстраполяции**. Данный

метод характеризуется тем, что он рассматривает будущее как продолжение настоящего. Прогнозирование здесь основано на переносе событий и состояний из недалекого прошлого в будущее. При таком прогнозировании стараются применять как можно более простые формулы [11]. Эти формулы обычно содержат известное электропотребление в какой-то период развития энергосистемы и среднегодовой прирост электропотребления, найденный по статистическим данным прошлых лет. Наибольшее распространение получила формула сложных процентов вида

$$W_t = W_0 \left(1 + \frac{n}{100} \right)^{(t - t_0)},$$

где W_0 – известное электропотребление;

n – среднегодовой прирост электропотребления.

t_0 – год, в котором наблюдалось W_0 .

Возможно использование и других формула типа

$$W_t = W_0 + W_0 \frac{n}{100} (t - t_0)$$

или

$$W_t = W_0 \left[1 + \frac{n}{100} (t - t_0) \right].$$

Кроме указанных выше применяются методы, основанные на функциональной зависимости между электропотреблением и другими – одной или несколькими – переменными величинами. В качестве последних используются индекс промышленного производства, национальный доход, объем промышленной продукции и другие показатели, определяющие потребление электроэнергии в энергосистеме или отдельном узле нагрузки. Например, для прогнозирования электропотребления на пять лет может использоваться следующее выражение:

$$W_5 = W_0 J_5 k_5,$$

где J_5 – индекс промышленного производства на пять лет;

k_5 – коэффициент для пятилетнего прогнозирования ($k_5 = (1,58 - 0,34) J_5$).

Во Франции применяется другая зависимость:

$$W_t = W_0 \left(\frac{J_t}{J_0} \right)^{0,4} \cdot 1,05^t,$$

где J_t – перспективный индекс промышленного производства;

J_0 – базисный индекс;

t – расчетный год.

Определение расчетных значений суммарной годовой потребности в электроэнергии всех групп потребителей $W_{\text{п}}$ с учетом технологического расхода энергии на ее передачу по сетям (потерь) $\Delta W_{\text{с}}$ и расходам на собственные нужды электростанций и подстанций $\Delta W_{\text{сн}}$ на перспективный год позволяет подсчитать основной показатель расходной части баланса электроэнергии – **годовую выработку электроэнергии $W_{\text{Г}}$** – по выражению

$$W_{\text{Г}} = W_{\text{п}} + \Delta W_{\text{с}} + \Delta W_{\text{сн}}.$$

Кроме удельных норм расхода электроэнергии на единицу продукции, применяемых в методе прямого счета, рекомендуют и другие подходы. К ним относятся метод технологического графика, метод удельных нагрузок на один метр квадратный производственной площади, статистический метод.

Сущность **метода технологического графика** [7] состоит в переводе известного графика подробного технологического процесса в график электрической нагрузки. Например, тщательно разработанный технологами график термической обработки в печах обжига в машиностроении преобразуется в электрический график нагрузки, который может быть распространен на несколько смен или даже суток. То же можно сказать о прокатных станах, сварочных машинах, другом оборудовании.

Если известна удельная нагрузка (в вольт-амперах или в ваттах) на один квадратный метр производственной площади $\rho_{\text{у}}$, то при общей площади цеха F (м^2) расчетная максимальная нагрузка цеха $P_{\text{р}}$ будет

$$P_p = \frac{\rho_y F}{1000} \text{ кВ}\cdot\text{А или кВт.}$$

При определении электрических нагрузок городов широко используется **статистический метод**.

В соответствии с этим методом вырабатываются удельные нормы потребления энергии на одного жителя или киловатт установленной мощности.

Расчетные нагрузки для жилых домов и общественных зданий определяют на основе удельных расчетных нагрузок жилых домов и значения коэффициента одновременности в зависимости от числа квартир в доме [7] и с учетом ежегодного прогнозного роста нагрузок.

3.3. Потребление электроэнергии в различных секторах экономики

Основными потребителями электрической энергии, производимой на электростанциях системы, являются промышленность и строительство, транспорт и связь, сельскохозяйственное производство, а также бытовые потребители и сфера обслуживания в городах и сельской местности. Анализ данных табл. 3.1 и других источников показал, что львиная доля выработанной электроэнергии потребляется промышленностью – 60 %, сельское хозяйство расходует порядка 8 %, железнодорожный и городской транспорт – 3 %, население – 20 %, непромышленные потребители – 9 %. Потребление электроэнергии в основных секторах экономики определяется по методу прямого счета (см. формулу (3.1)) на основе удельных норм расхода электроэнергии [7]. На изменение электропотребления промышленности влияют следующие факторы:

на увеличение удельных норм – усложнение условий топливодобычи (уголь, нефть, газ и т.д.), углубление процессов переработки сырья (нефтепереработка), повышение качества продукции за счет применения электротехнологий, улучшения условий труда и др.;

на уменьшение удельного электропотребления оказывает влияние внедрение новых технологий, ресурсо- и

энергосбережение, по-вышение эффективности использования электроэнергии.

В промышленности к наиболее энергоемким отраслям относятся топливная промышленность, металлургическая и химическая промышленность, машиностроение и металлообработка, промышленность строительных материалов, лесная, бумажная и деревообрабатывающая промышленность, легкая и пищевая промышленность. Для примера ниже приведены граничные значения удельных расходов электроэнергии (кВт·ч) на единицу выпускаемой продукции в перечисленных выше отраслях.

В **топливной промышленности** они составляют от 1–5 кВт·ч на одну тонну добычи торфа до 300 кВт·ч на один метр проходки при разведочном бурении нефтяных и газовых скважин и добычи одной тонны нефти, в **металлургической промышленности** от 1–2 кВт·ч на одну тонну руды на обогатительных фабриках черной металлургии до 20000 кВт·ч – на производство одной тонны алюминия.

В **химической промышленности** удельные расходы электроэнергии колеблются от 7-10 кВт·ч на производство одной тонны суперфосфата до 15000 кВт·ч на одну тонну волокна-капрона и на тонну аммиака, производимого методом электролиза; в **машиностроении и металлообработке** - 2-6 кВт·ч на производство одного электросчетчика, 2–5 кВт·ч – на 1 кВА трансформаторов, 4–7 кВт·ч – на 1 кВт мощности электродвигателей, до 44 кВт·ч – на изготовление одного цельнометаллического вагона.

В **промышленности строительных материалов** удельные нормы электропотребления относительно небольшие: от 3–5 кВт·ч на добычу 1 м³ камня и песка до 900 кВт·ч на производство одной условной единицы фаянса.

В **лесной, бумажной и деревообрабатывающей промышленности** тратится от 4 кВт·ч на распиловку одного кубического метра леса до 40000 кВт·ч – на производство одной тонны электроизоляционной бумаги, а в **пищевой**

промышленности – от 1 кВт·ч на производство 1000 дл спирта-сырца до 2000 кВт·ч на выработку одной тонны желатина.

Сельскохозяйственное производство. Основными потребителями электроэнергии в сельскохозяйственном производстве являются животноводческие и птицеводческие комплексы, парники, оросительные установки и другие потребители (зернотопки, механические мастерские). Для оценки потребления электрической энергии на производственные нужды сельского хозяйства используют удельное потребление электропотребления на один гектар пашни, которое колеблется в достаточно широких пределах – от 400 до 3000 кВт·ч/га. При отсутствии пашни перспективное потребление электроэнергии определяют по данным отчетного года, планируя ежегодный прирост (спад) производства. Потребность в электроэнергии для отдельных крупных потребителей (промышленные животноводческие комплексы, птицефабрики, фермы, парники, теплицы) вычисляют по соответствующим удельным нормам расхода электроэнергии на единицу продукции, которые составляют 2 кВт·ч на птицеферме мясного направления и 700 кВт·ч – на комплексах по производству молока.

Потребление электроэнергии на бытовые нужды в сфере обслуживания. Коммунально-бытовые потребители составляют жилой и общественный сектор.

Жилой сектор представляет собой распределенную нагрузку, общественный – распределенную и сосредоточенную нагрузку (водопровод и канализация). Расход электроэнергии в жилом и общественном секторах определяют по видам потребления (освещение, электроприборы, приготовление пищи и т.п.) на основе средних удельных норм расхода электроэнергии на одного городского (сельского) жителя. В настоящее время эта норма составляет 1500–2000 кВт·ч на одного городского жителя и 300–1000 кВт·ч – на сельского. Расход электроэнергии на нужды водопровода и канализации, быта и сферы обслуживания сельского населения также вычисляют по удельным нормам расхода, которые рассчитываются соответствующими проектными институтами и организациями.

Расход электроэнергии на собственные нужды электростанций и подстанций. К собственным нуждам относят электроприемники, установленные на электростанциях и подстанциях и обеспечивающие нормальную работу оборудования и жизнедеятельность обслуживающего персонала. Электроприемники собственных нужд питаются от сети 380/220 В, подключенной к трансформатору, как правило, 6–10/0,38 кВ, реже 35/0,38 кВ.

Расход электроэнергии на собственные нужды тепловых электростанций (ТЭС) зависит от типа и единичной мощности агрегатов станции, а также от видов топлива и способа его сжигания. Средние значения расхода электроэнергии на собственные нужды электростанций задаются в процентах от выработки электроэнергии и колеблются:

для ТЭС – от 2,5 (топливо – мазут, блок К-800-240) до 7,3 % (каменный уголь, блоки К-160-130, К-200-130, загрузка 70 %);

для теплоэлектроцентрали – от 6,6 (газ, мазут) до 13,1 % (уголь);

для газотурбинных, гидравлических и атомных станций – от 0,5–0,3 до 7–5 %. Во всех случаях лучше использовать отчетные или проектные данные.

Нормирование расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции осуществляется с целью контроля электропотребления и выявления очагов нерационального расхода. Нормы расхода приводят в отраслевых инструкциях и выражают в тысячах киловатт-часов в год на единицу оборудования или подстанцию. Обычно выделяют следующие составляющие расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций: общеподстанционный расход; расход на обдув и охлаждение трансформаторов; расход на обогрев оборудования; расход на обеспечение работы воздушных и масляных выключателей; обогрев и вентиляцию компрессорной; расход на вспомогательные устройства синхронных компенсаторов и отопление зданий вспомогательных устройств; расход на систему управления подстанцией.

Общий расход электроэнергии на собственные нужды подстанций зависит от наибольшей электрической нагрузки и номинального напряжения подстанции и составляет 100–300 тыс.

кВт·ч в год при высшем напряжении 110 кВ и 5000–6000 тыс. кВт·ч при напряжении 750 кВ.

Расход электроэнергии на ее транспорт. Относительная величина технологического расхода электроэнергии при ее транспорте по электрическим сетям энергосистемы составляет порядка 10 % от общего поступления электроэнергии в сеть.

В разных энергосистемах эта цифра колеблется в довольно значительных пределах (от 4–5 до 14–15 %) в зависимости от плотности нагрузки, протяженности сети, режимов работы и ряда других факторов.

Ориентировочные значения относительных потерь в сетях различных номинальных напряжений в процентах от суммарного поступления электроэнергии в сеть следующие: 0,38–0,5 – 1,5 %, 10–6 кВ: 2,5–3,5 %, 35–20 кВ: 0,5–1,0 %, 150–110 кВ: 3,5–4,5 %, 330–220 кВ: 2,5–3,5 %, 750–500 кВ: 0,5–1,0 %.

3.4. Методы расчета режимов электропотребления

Режимы потребления электроэнергии отдельных потребителей и энергосистемы в целом характеризуются графиками электрических нагрузок, отражающими изменение потребляемой мощности в течение суток, месяца, года.

Различают отчетные и перспективные графики нагрузки [7]. **Отчетные графики нагрузки** получают на основе контрольных измерений мощностей и уровней напряжений в электрических сетях энергосистем не реже двух раз в год в рабочие дни июня и декабря. Эти графики изображают в виде непрерывной кривой или ломаной линии и используют для анализа режима работы энергосистемы в условиях эксплуатации. Перспективные графики получают расчетным путем и изображают в виде ступенчатой линии, состоящей из 24 горизонтальных участков, соответствующих нагрузке каждого часа (суточный график), или из 12 горизонтальных участков, соответствующих максимальной или средней нагрузке каждого месяца (годовой график).

Перспективные годовые графики нагрузки бывают *статическими*, отражающими изменение нагрузки при постоянном составе потребителей, и *динамическими*, учитывающими рост нагрузки.

Определяющим для формирования графиков нагрузки является состав потребителей. Суточный график активной нагрузки системы характеризует совокупность всех потребителей (рис. 3.1). Если в энергосистеме преобладает бытовая нагрузка, то вечерний максимум нагрузки $P_{нб}$ будет значительно больше утреннего $P_{нм}$ ($P_{нб} > P_{нм}$). Эта разница особенно заметна в летнее время.

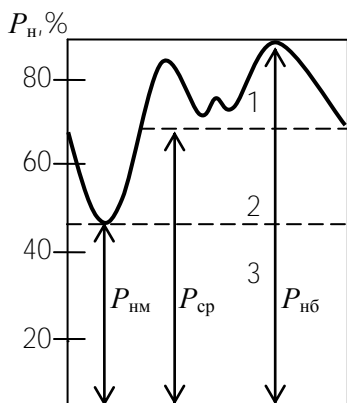


Рис. 3.1. Суточный график нагрузки энергосистемы

Летом максимум наступает значительно позже, чем зимой, и будет более пиковым. В энергосистемах с преобладанием промышленной нагрузки, как правило, два явно выраженных максимума: утренний и вечерний. Сам график нагрузки таких энергосистем более ровный. В некоторых энергосистемах нагрузка утреннего максимума может быть больше вечернего, а летний максимум больше зимнего (США).

На конфигурацию графика нагрузки влияют освещенность и температура воздуха. При слабой освещенности в дневное время нагрузка возрастает; утренний пик при этом будет более продолжительным. При низкой температуре нагрузка также возрастает, особенно днем.

Наиболее важные точки графика — это режим наибольших нагрузок, при котором необходимо иметь достаточный резерв мощности на электростанциях, и режим наименьших нагрузок, когда целесообразно иметь маневренные станции с низким технологическим минимумом. Суточные графики реактивной

нагрузки энергосистемы в основном определяются током намагничивания и рассеяния асинхронных двигателей (порядка 60 %) и потерями реактивной мощности в линиях и трансформаторах (40 %). Во всех случаях реактивная нагрузка энергосистемы зависит от уровней напряжения и при повышении напряжения увеличивается.

Графики нагрузки при проектировании энергосистем позволяют правильно выбрать суммарную установленную мощность электростанций, их состав, обеспечивающий достаточную надежность при наилучших экономических показателях.

Суточный график нагрузки энергосистемы характеризуют следующие основные показатели:

наибольшая $P_{\text{нб}}$ и наименьшая $P_{\text{нм}}$ нагрузки;

среднесуточная нагрузка $P_{\text{ср}} = \frac{W_{\text{сут}}}{24}$,

где $W_{\text{сут}}$ – суточное потребление электроэнергии;

коэффициент неравномерности нагрузки $\alpha_{\text{сут}} = \frac{P_{\text{нм}}}{P_{\text{нб}}}$;

плотность графика нагрузки $\beta_{\text{сут}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{нб}}}$;

средневзвешенный за сутки коэффициент мощности

$$\text{tg}\varphi_{\text{сут}} = \frac{W_{P_{\text{сут}}}}{W_{Q_{\text{сут}}}};$$

коэффициент заполнения суточного графика активной W_P энергии $\gamma_P = \frac{W_{P_{\text{сут}}}}{24P_{\text{нб}}}$;

коэффициент суточного графика реактивной W_Q энергии $\gamma_Q = \frac{W_{Q_{\text{сут}}}}{24Q_{\text{нб}}}$.

Суточный график условно делится на три характерные зоны (см. рис. 3.1): базисную 3, расположенную ниже $P_{\text{нм}}$, полупиковую 2 –

расположенную между $P_{\text{нм}}$ и $P_{\text{ср}}$, и пиковую l , расположенную выше $P_{\text{ср}}$.

Прогнозирование оперативных суточных графиков нагрузки на ближайший период выполняют по **методу аналогий**, по которому за основу принимают отчетный график с необходимыми уточнениями. Суточные графики нагрузки рабочего дня определяют на основании графика предыдущего дня, графика соответствующего дня недели и прогноза погоды. Графики нагрузки выходных дней (субботы, воскресенья), а также понедельника существенно отличаются от графиков обычных рабочих дней. На предстоящие дни они составляются на основании графиков предыдущих выходных и послевыходных дней, прогноза погоды и других влияющих факторов. Точность построения графиков на следующие сутки в некоторой мере зависит от опыта и квалификации инженера, а погрешность построения составляет 2–3 %.

При построении перспективных графиков нагрузки используют различные способы. Для получения графиков на ближайшую перспективу при незначительном изменении структуры потребления электроэнергии рекомендуется метод аналогий. Для более длительного периода, а также для новых быстро развивающихся энергосистем применяют способ суммирования типовых отраслевых графиков или методы, по которым графики составляются из постоянной и переменной составляющих технологической и осветительно-бытовой нагрузок. При перспективных исследованиях для построения приближенных графиков нагрузок с достаточной для практики точностью можно пользоваться *упрощенным методом обобщенных характеристик* [7], полученных путем анализа большого количества расчетов на ЭВМ.

Для прогнозирования режимов электропотребления используют две основные группы методов – статистические и синтетические.

Статистические методы предполагают определение режима электропотребления на основе известных графиков нагрузки прошлых лет путем экстраполяции [25]. В целях общности и сопоставимости суточных графиков за разные годы часовые нагрузки представляют в относительных единицах. Для этого

действительные нагрузки за каждый час суток P_i обычно относят к среднесуточной мощности $P_{\text{ср}}$:

$$P_{0i} = \frac{P_i}{P_{\text{ср}} 100 \%}.$$

Для каждого характерного дня недели каждого месяца строится столько графиков, сколько лет рассматривается. По этим данным получают коэффициенты аналитической зависимости электропотребления в функции времени. Зная формулу графика в относительных единицах легко, получить график нагрузки в именованных единицах.

Синтетические методы позволяют определить режим электропотребления на основе анализа структуры электропотребления и режима потребления каждой группы потребителей. Суммируя суточные графики нагрузки всех отраслей, можно построить суммарный график нагрузки энергосистемы.

3.5. Наибольшие электрические нагрузки групп потребителей

При проектировании развития распределительных сетей, сетей внешнего электроснабжения промышленных предприятий, при расчете и анализе характерных режимов электрических сетей требуются графики электрических нагрузок предприятий различных отраслей промышленности. Характерные суточные графики приведены, например, в [7].

При решении вопросов развития распределительных электрических сетей необходимости в построении и использовании графиков нагрузки нет. Здесь достаточно знать лишь наибольшую электрическую нагрузку потребителей $P_{\text{нб}}$. Она определяется по суммарному годовому электропотреблению $W_{\text{год}}$ и продолжительности использования наибольшей нагрузки $T_{\text{нб}}$:

$$P_{\text{нб}} = \frac{W_{\text{год}}}{T_{\text{нб}}} \quad (3.2)$$

Усредненное значение $T_{\text{нб}}$ для промышленных предприятий различных отраслей приводятся в соответствующей справочной литературе [7]. Для предприятий, работающих в одну смену, рекомендуемое значение $T_{\text{нб}} = 2000\text{--}3000$ ч, для двухсменных предприятий $T_{\text{нб}} = 3000\text{--}4500$ ч, для трехсменных $T_{\text{нб}} = 4500\text{--}8000$ ч.

По отраслям промышленности продолжительность использования наибольшей активной нагрузки колеблется в следующих пределах:

в топливной промышленности от 2000–2500 ч при торфоразработке до 6000–8000 ч при нефтепереработке;

в металлургической промышленности – от 5000 ч в горно-рудном деле и доменном производстве; до 8000 ч – в химической промышленности, на заводах азотных удобрений и синтетических волокон;

в машиностроении и металлообработке величина $T_{\text{нб}}$ составляет 3300–3500 ч на заводах подъемно-транспортного оборудования и может достигать 5300 ч на шарикоподшипниковых заводах и на заводах сельскохозяйственных машин;

в целлюлозно-бумажной промышленности $T_{\text{нб}} = 5500\text{--}6000$ ч;

в деревообрабатывающей и лесной промышленности 2500–3000 ч;

в легкой промышленности $T_{\text{нб}} = 3000\text{--}4500$ ч;

в пищевой промышленности $T_{\text{нб}}$ колеблется от 4000 ч на заводе холодильников до 5000 ч на хлебозаводе;

при производстве строительных материалов среднее значение $T_{\text{нб}} = 7000$ ч.

Данные о времени использования наибольшей нагрузки для быта и сферы обслуживания определяют в зависимости от удельного потребления электроэнергии в киловатт-часах на одного жителя. При удельном потреблении 75 кВт·ч/житель $T_{\text{нб}} = 1350\text{--}1450$ ч, при увеличении удельного электропотребления до 1050 кВт·ч /житель значение $T_{\text{нб}}$ увеличивается до 3400 ч.

Среднее значение $T_{\text{нб}}$ для водопровода и канализации составляет 5000 ч/год.

Наибольшие расчетные нагрузки электротяги $P_{\text{нб}}$ определяют по среднесуточным тяговым нагрузкам за месяц интенсивного движения $\bar{P}_{\text{инт}}$:

$$P_{\text{нб}} = k \bar{P}_{\text{инт}},$$

где k – повышающий коэффициент, величина которого зависит от длины участка железной дороги (чем больше длина участка, тем меньше значение k) и от степени использования пропускной способности дороги. Необходимые для расчетов данные поставляют специализированные проектные институты.

При ориентировочных расчетах величина $P_{\text{нб}}$ для электротяги может оцениваться по формуле

$$P_{\text{нб}} = \frac{W}{T_{\text{нб}}},$$

где W – годовое электропотребление;

$T_{\text{нб}}$ – время использования наибольшей нагрузки электротяги.

Значение $T_{\text{нб}}$ изменяется от 5000 ч при $W < 1000$ млн кВт·ч/год до 7000 ч при $W > 5000$ млн кВт·ч/год и определяется по кривым $T_{\text{нб}} = f(W)$.

Наибольшая расчетная нагрузка компрессорных станций газопроводов и перекачивающих станций нефтепроводов также вычисляется по формуле (3.10) при $T_{\text{нб}} = 7000\text{--}7500$ ч.

Время использования наибольшей нагрузки для характерных сельскохозяйственных потребителей (коммунально-бытовая нагрузка, производственная и смешанная) во взаимосвязи с расчетной нагрузкой потребителей данной группы приведено в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Время использования наибольшей активной нагрузки

сельскохозяйственных потребителей

Расчетная нагрузка, кВт	Число часов использования максимума $T_{\text{нб}}$, ч, для нагрузки		
	коммунально-бытовой	производственной	смешанной
Менее 10	900	1100	1300
10–20	1200	1500	1700
20–50	1600	2000	2200
50–100	2000	2500	2800
100–250	2350	2700	3200
Свыше 250	2600	2800	3400

3.6. Задачи

Приведенные в пособии задачи разработаны Н.М. Сычом [25].

Задача 3.1

Прогнозирование электропотребления методом экстраполяции.

Требуется изучить и апробировать способ построения функциональной зависимости электропотребления от времени с помощью метода наименьших квадратов на основе данных временного ряда потребления за предыдущие годы.

Известна предыстория электропотребления в виде временного ряда, представленного в табл. 3.3 за период T с интервалом пять лет. Требуется оценить ожидаемое электропотребление на уровне $T + 1$ лет, если предположить, что закон изменения потребления электроэнергии в данном регионе остается прежним.

Таблица 3.3

Временной ряд электропотребления, млрд кВт·ч

№ варианта	Годы прогнозирования										
	1950	1955	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000
1	91	170	292	507	740	1035	1295	1500	1700	1995	
2	45	85	146	250	370	516	646	750	840	904	
3	30	57	97	169	247	345	431	500	570	630	
4	23	43	73	127	185	258	323	375	405	435	
5	18	34	58	101	148	207	259	300	343	375	
6	15	28	45	85	120	175	215	250	263	278	
7	13	24	40	75	105	145	185	215	243	273	
8	11	20	36	60	92	130	160	187	205	223	
9	10	19	32	56	82	115	143	165	187	198	
10	9	17	29	51	74	103	129	150	175	183	
11	81	153	262	456	666	930	1165	1350	1540	1730	
12	72	136	230	400	600	830	1040	1200	1320	1430	
13	60	120	200	350	520	725	905	1050	1110	1150	
14	55	100	175	300	444	620	780	900	1020	1150	
15	8	15	25	46	67	94	118	135	147	158	
16	7	14	24	42	60	86	108	125	137	145	
17	7	13	22	39	57	79	99	115	125	134	
18	6	12	20	36	50	70	93	100	115	130	
19	6	10	18	30	45	70	85	100	110	120	
20	44	47	51	55	61	67	75	84	96	105	
21	5	5,1	5,6	6,0	6,8	7,0	8,3	9,3	10,6	11,6	
22	5,5	5,9	6,4	6,9	7,6	8,0	9,4	10,5	12,0	13,1	
23	6,3	6,7	7,3	7,9	8,7	9,6	10,7	12,0	13,7	15,0	
24	7,3	7,8	8,0	9,2	10,2	11,2	12,5	14,0	16,0	17,5	
25	8,8	9,4	10,2	11,0	12,0	13,4	15,0	16,8	19,2	21,0	

Для построения аналитической зависимости электропотребления от времени использовать метод наименьших квадратов. Задачу требуется решить двумя методами.

1. Электропотребление W_t в функции от времени представить прямой линией:

$$W_t = at + b. \quad (3.3)$$

Коэффициенты a и b зависимости (3.3) найти вручную с целью изучения методики построения аналитических зависимостей электропотребления от времени с помощью метода наименьших

квадратов. При этом с целью упрощения ручных расчетов допускается использовать из временного ряда ретроспективы табл. 3.3 лишь три показателя за любые годы, предшествующие прогнозируемому.

Правильность решения задачи проверить на ПЭВМ с помощью компьютерной программы, построенной на изучаемом в этой задаче математическом аппарате. Данная задача считается решенной, если результаты ручных расчетов близки к выходным данным, полученным на ПЭВМ.

2. По временному ряду предыстории построить аналитические зависимости на ПЭВМ с помощью программы MNK:

$$W_t' = a_1 t^2 + b_1 t + c_1; \quad (3.4)$$

$$W_t' = a_2 t^3 + b_2 t^2 + c_2 t + d_2. \quad (3.5)$$

Определить среднеквадратичную погрешность S формул (3.4) и (3.5) по выражению

$$S = \sum_{t=1}^{t=T} (W_t - W_t')^2, \quad (3.6)$$

где T – период ретроспективы, лет;

t – порядковый номер года, лет;

W_t – фактическое электропотребление на год t ;

W_t' – то же, найденное по формулам (3.4) и (3.5).

Сделать заключение, какая из формул, (3.4) или (3.5), дает меньшую среднеквадратичную погрешность и рекомендуется к использованию. По этой зависимости определить ожидаемое электропотребление на $T + 1$ год.

Краткие теоретические сведения

«От живого созерцания – к абстрактному мышлению, и от него – к практике», – так определяется диалектический закон познания. Одним из отображений этого закона являются методы прогнозирования различных ситуаций. В данной задаче рассматривается прогнозирование энергопотребления.

Использование экстраполяции в прогнозировании имеет в своей основе предположение о том, что процесс изменения электропотребления представляет собой сочетание двух составляющих – регулярной $f_1(A, t)$ и случайной $f_2(b, t)N$:

$$W_t = f_1(A, t) + f_2(B, t)N, \quad (3.7)$$

где $f_1(A, t)$ – детерминированная основа (тренд, тенденция) прогнозирования;

$f_2(b, t)$ – ограничения на случайную составляющую;

A, B – некоторые векторы параметров, сохраняющие свои значения на периоде упреждения прогноза T ;

N – случайная составляющая с нулевым математическим ожиданием.

Если $f_2(b, t) = 1$, то модель (3.7) принимает вид

$$W_t = f_1(A, t) + N.$$

При $f_2(b, t) = 0$ модель (3.7) становится детерминированной:

$$W_t = f_1(A, t). \quad (3.8)$$

Модель (3.8) наиболее распространена при решении практических задач прогнозирования, и задача сводится к выбору вида функции $f_1(A, t)$ и ее параметров.

Если зависимость (3.8) определена, то задача математического прогнозирования формулируется следующим образом. Имеется зависимость некоторой величины W_t от величины t в области $T(t,$

Т). Требуется определить значение W'_t , соответствующее времени T , находящемуся за пределами области T , т.е. область функции (3.8) расширяется до величины $T + dT$. Здесь dT – период упреждения. Для получения правдоподобного прогноза период упреждения не должен превышать 30–40 % области (t, T) .

Ниже рассмотрены практические методы определения функции типа (3.8) по данным ретроспективы.

Допустим, что известен ретроспективный ряд электропотребления за период T . Требуется определить функцию (3.8).

Поступаем следующим образом. Величины электропотребления, соответствующие временному ряду в области $T(t = 1, 2, \dots, T + dT)$, нанесем на плоскость в координатных осях W_t t . Если расположение точек весьма разбросано и трудно выявить тренд, то прибегаем к математическому приему, позволяющему сгладить исходную информацию. Этот процесс называется сглаживанием.

Наилучший результат сглаживания получается для средних точек группы. Поэтому желательно выбрать нечетное количество точек в сглаживаемой их группе. Сами точки будут скользящими по координате t . Например $W_{t_1}, W_{t_2}, W_{t_3}$ сглаживают среднюю точку W_{t_2} , по $W_{t_2}, W_{t_3}, W_{t_4}$ сглаживает точку W_{t_3} и т.д. Крайние левую и правую точки ретроспективного ряда W_{t_1} и W_t сглаживают по специальным формулам. Можно сглаживать по трем, пяти и т.д. точкам. Для сглаживания по трем точкам формулы сглаживания имеют вид

$$\left. \begin{aligned} W'_{t_0} &= (W_{t_{-1}} + W_{t_0} + W_{t_{+1}}) / 3; \\ W'_{t_{-1}} &= (5W_{t_{-1}} + 2W_{t_0} - W_{t_{+1}}) / 6; \\ W'_{t_{+1}} &= (-W_{t_{-1}} + 2W_{t_0} + 5W_{t_{+1}}) / 6, \end{aligned} \right\} \quad (3.9)$$

где W_{t_0} и W'_{t_0} – значение исходной и сглаженной функции в средней t_0 точке;

W_{t-1} и W'_{t-1} – то же в левой от средней точке;

W_{t+1} и W'_{t+1} – то же в правой от средней точке.

Формулы W'_{t-1} и W'_{t+1} уравнений (3.9) применяем по левому и правому краям интервала соответственно, а W'_{t0} – для остальных точек, расположенных между двумя крайними точками.

Для рядов со значительной амплитудой помехи можно проводить многократное сглаживание. В качестве критерия достаточности итераций сглаживания можно использовать величину

$$\delta E \geq \max \left[\left| W'_{ti} - W'_{t-1} \right| \right]$$

где δE – положительное число, выбранное из соображений точности представления данных и точности последующих алгоритмов обработки. При прогнозировании эту величину можно принять равной 2–3 % от W_t . Здесь i – номер итерации при сглаживании: $i = 1, 2, \dots, n$.

Линейное сглаживание является достаточно грубой процедурой. Для более точного сглаживания применяется операция нелинейного сглаживания или метод взвешенных скользящих средних. В последнем случае ординатам точек, входящих в скользящую группу, приписываются различные веса в зависимости от их интервала от середины сглаживания.

Метод нелинейного сглаживания заложен в используемую программу, если задавать не искомую степень полинома, а допустимую погрешность сглаживания δE .

Результатом операции сглаживания ряда ретроспективы является его тренд (тенденция, вид функции). По тренду необходимо подобрать наиболее подходящий вид функции. Для целей экстраполяции наиболее часто применяют следующие виды функций:

прямая линия

$$y = at + b; \quad (3.10)$$

полиномы разных степеней

$$y = at^2 + bt + c \text{ (парабола);} \quad (3.11)$$

$$y = at^3 + bt^2 + ct + d \text{ и т.д.;} \quad (3.12)$$

степенная

$$y = at^b; \quad (3.13)$$

экспонента

$$y = ae^{bt}; \quad (3.14)$$

модифицированная экспонента

$$y = k - ae^{bt}; \quad (3.15)$$

логистическая

$$y = a/(1 + be^{-ct}); \quad (3.16)$$

гипербола

$$y = a + b/(c + t). \quad (3.17)$$

Графики этих функций можно отыскать в справочниках по математике. Вид функции при прогнозировании выбирается на основе сравнения их графиков с трендом исследуемого временного ряда.

Для отыскания коэффициентов в структуре выбранной формулы обычно используется метод наименьших квадратов, дающих наиболее точные результаты. По этому методу оценка параметров функции определяется условием

$$S = \sum_{t=1}^{t=T} [W_t' - f_1(A, t)]^2 \rightarrow \min, \quad (3.18)$$

где W_t' – электропотребление в году t , взятое из сглаженного ретроспективного ряда;

$f_1(A, t)$ – то же, найденное по принятому аналитическому выражению из числа приведенных формул (3.10)–(3.17) при неизвестном векторе A параметров, т.е. $A = [a, b, c, d, \dots]$. Реализация условия (3.18) в общем виде приводит к составлению системы уравнений

$$\left. \begin{aligned} dS/da &= 0 \\ dS/db &= 0 \\ dS/dc &= 0 \\ dS/dd &= 0, \dots \end{aligned} \right\} \quad (3.19)$$

решение которой позволяет определить постоянные коэффициенты функции, т.е. вектор постоянных A .

Система уравнений (3.19) легко решается, если она линейна. Однако не все виды функций из ряда (3.10)–(3.17) дают линейную систему уравнений (3.18). Например, степенная и все последующие виды функций приводят при их использовании к нелинейной системе уравнений (3.19). Поэтому ее реализация будет затруднительной и потребует специального математического аппарата. Чтобы избежать этого, при использовании такого рода функций их приводят к линейному виду. Данная процедура называется выравниванием и широко используется в математике.

При выравнивании функций применяется их логарифмирование и замена переменных.

Приведем примеры. Пусть временной ряд предполагается представить в виде степенной функции (3.13). Ее логарифмирование дает

$$\lg y = \lg a + b \lg t.$$

Произведем замену переменных:

$$y' = \lg y, \quad a' = \lg a, \quad t' = \lg t.$$

В результате получим линейную функцию

$$y' = a' + bt', \quad (3.20)$$

использование которой в условии (3.18) приведет к линейной системе уравнений (3.19). Однако предварительно, как это следует из (3.20), нам необходимо будет прологарифмировать временной ряд данных ($y' = \lg W_t$) и саму абсциссу времени t , т.к. $t' = \lg t$. В процессе решения системы уравнений (3.19) найдем постоянные a' и b . Фактической величине прогноза при использовании уравнения (3.20) будет соответствовать антилогарифм найденной величины y' .

Не существует рекомендаций по однозначному выбору наилучшего вида функции для описания выбранного ретроспективного тренда. Приходится использовать несколько функций, по своему виду напоминающих тренд ретроспективных данных. Наилучшая из форм оценивается по критерию (3.18).

Рекомендуется следующий порядок решения задачи.

Задаться критерием сглаживания и сгладить временной ряд вручную по формулам (3.18). При принятой точности сглаживания осуществить сглаживание временного ряда на ПЭВМ с помощью программы MNK. Результаты сглаживания оформить в виде табл. 3.4.

Таблица 3.4

Исходный и сглаживаемый временные ряды

t , лет	
W_t , млрд. кВт·ч, исход.	
W_t' , млрд. кВт·ч,	

сглаж. вручную	
W_t^* , млрд. кВт·ч, сглаж. на ПЭВМ	

Значения исходного и сглаживаемого рядов нанести на плоскость в координатах W_t , t . Желательно исходные точки и тренд для всех трех случаев вычертить разными цветами. Для дальнейшего рассмотрения в основу принять временной ряд, сглаженный на ЭВМ с помощью программы.

Задаться тремя любимыми точками временного ряда из последней строки табл. 3.4 и по ним найти постоянные коэффициенты функции (3.3) с помощью метода наименьших квадратов. В целях самопроверки эту же задачу решить на ЭВМ по компьютерной программе.

Поставить аналитические зависимости (3.4) и (3.5) на ПЭВМ с помощью программы. По критерию (3.6) отобрать лучшую зависимость. По отобранной формуле оценить ожидаемое электропотребление на $T + 1$ год.

*Пример прогнозирования электропотребления
методом экстраполяции*

Составим экстраполяционную функцию для прогнозирования электропотребления по варианту 1 задания.

Исходный и сглаженный временные ряды электропотребления представлены в табл. 3.5.

Таблица 3.5

Исходный и сглаженный временные ряды за ретроспективный период
(электропотребление задано в млрд. кВт·ч)

t , лет	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-----------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

W_t млрд. кВт·ч	91	170	292	507	740	1035	1295	1560	1700	1995
W_t^i млрд. кВт·ч	84	184	323	513	761	1023	1297	1518	1752	1969

Зададимся условием точности сглаживания:

$$\delta E = 50 \geq \max [W_{t(i+1)}^i - W_{ti}^i]$$

где i – номер итерации сглаживания.

Сглаживание исходного временного ряда $W(t)$ осуществим по формулам (3.9):

$$W_{(t=1)}^i = (5 \cdot 91 + 2 \cdot 170 - 292) / 6 = 84;$$

$$W_{(t=2)}^i = (91 + 170 + 292) / 3 = 184;$$

$$W_{(t=3)}^i = (170 + 292 + 507) / 3 = 323;$$

$$W_{(t=4)}^i = (292 + 507 + 740) / 3 = 513;$$

$$W_{(t=5)}^i = (507 + 740 + 1035) / 3 = 761;$$

$$W_{(t=6)}^i = (740 + 1035 + 1295) / 3 = 1023;$$

$$W_{(t=7)}^i = (1035 + 1295 + 1560) / 3 = 1297;$$

$$W_{(t=8)}^i = (1295 + 1560 + 1700) / 3 = 1518;$$

$$W_{(t=9)}^i = (1560 + 1700 + 1995) / 3 = 1752;$$

$$W'_{(t=10)} = (-1560 + 2 \cdot 1700 + 5 \cdot 1995) / 6 = 1969.$$

Проверим допустимость полученного сглаживания по принятому критерию и принятой нами точности сглаживания:

$$\max \left| W'_{(t=0)(i=1)} - W'_{(t=0)(i=0)} \right| \leq 48 \leq 50.$$

Условие заданной точности сглаживания выполняется. Итерационный процесс сглаживания прекращаем.

Сглаженный временной ряд, представленный на графике в координатах W_i, t , внешне напоминает следующие функции: линейную, параболу, кубическую параболу, степенную и экспоненту.

По условиям задачи исследуем первые три функции: для ручного счета примем линейную зависимость, а для машинного – квадратичную и кубическую параболы.

При ручном счете ограничимся тремя точками временного ряда (табл. 3.6).

Таблица 3.6

Временной ряд электропотребления для линейной экстраполяционной функции

Годы	1965	1970	1975
Время t	1	2	3
W'_i , млрд. кВт·ч	513	761	1023

Запишем условие метода наименьших квадратов для линейной функции временного ряда табл. 3.6:

$$S = \left[13 - (at_1 + b) \right]^2 + \left[61 - (at_2 + b) \right]^2 + \left[1023 - (at_3 + b) \right]^2 = \min.$$

Преобразуем данное выражение и представим его в виде, удобном для последующего дифференцирования по искомым коэффициентам:

$$S = 113^2 - 2 \cdot 513 \cdot (at_1 + b) + (at_1 + b)^2 + \\ + 161^2 - 2 \cdot 761 \cdot (at_2 + b) + (at_2 + b)^2 + \\ + 1023^2 - 2 \cdot 1023 \cdot (at_3 + b) + (at_3 + b)^2.$$

Составим систему линейных уравнений, взяв частные производные от данной функции по параметрам a и b :

$$\begin{aligned} \partial S / \partial a = & \left[-2 \cdot 513 \cdot t_1 - 0 + at_1^2 + 2 \cdot bt_1 + 0 - 0 \right] \\ & - \left[\cdot 761 \cdot t_2 - 0 + 2at_2 + 2bt_2^2 + 0 + 0 \right] \\ & - 2 \cdot 1023t_3 - 0 + 2at_3 + 2bt_3^2 + 0 = 0. \\ \partial S / \partial b = & \left[-0 - 2 \cdot 513 + 0 + 2at_1 + 2 \cdot b + 0 - 0 \right] \\ & - \left[\cdot 761 + 0 + 2at_2 + 2b + 0 - 0 \right] \\ & - 2 \cdot 1023 + 0 + 2at_3 + 2b = 0. \end{aligned}$$

Выполним преобразования:

$$b(t_1 + t_2 + t_3) + a(t_1^2 + t_2^2 + t_3^2) = 513t_1 + 761t_2 + 1023t_3 = 2297.$$

Подставим значения переменных $t_1 = 1$, $t_2 = 2$, $t_3 = 3$ и решим систему уравнений относительно коэффициентов a и b .

В результате получим

$$a = 255,7 \text{ и } b = 255.$$

Введем временной ряд табл. 3.6 в ЭВМ и по программе метода наименьших квадратов получим

$$a = 255,6667 \text{ и } b = 255,0734,$$

что подтверждает хорошую сходимость ручного счета с машинным.

Следовательно, линейная экстраполяционная функция имеет вид

$$W_t = 255,6667t + 255,0734.$$

Введем сглаженный ряд табл. 3.5 в ЭВМ и получим уравнения квадратичной и кубической парабол:

$$W_t = -126,6833t^2 + 147,102t + 6,7538;$$

$$W_t = 74,2324t^3 - 31,0993t^2 + 45,391t - 2,3417.$$

Сумма квадратов отклонений по квадратичной параболе относительно сглаженного временного ряда табл. 3.5 составляет $S = 180668$, а по кубической параболе $S = 1438,3$:

$$\begin{aligned} S = & (84 - 27,2)^2 + (184 - 194,5)^2 + (323 - 375,4)^2 + \\ & + (513 - 569,8)^2 + (761 - 777,7)^2 + (1023 - 999,1)^2 + \\ & + (1297 - 1234,0)^2 + (1518 - 1482,4)^2 + (1752 - 1744)^2 + \\ & + (1969 - 2019,7)^2 = 180089,4 - \text{квадратичная парабола.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S = & (84 - 86,2)^2 + (184 - 174,9)^2 + (323 - 326,2)^2 + \\ & + (513 - 524,2)^2 + (761 - 760,8)^2 + (1023 - 1015,9)^2 + \\ & + (1297 - 1277,5)^2 + (1518 - 1531,6)^2 + (1752 - 1764)^2 + \\ & + (1969 - 1960,7)^2 = 1051,88 - \text{кубическая парабола.} \end{aligned}$$

Вывод: для прогнозирования электропотребления более надежной формулой является кубическая парабола. По этой формуле прогноз нагрузки на $T + 1$ год, т.е. на 2000 год ($t = 10 + 1 = 11$) составляет 2107,2 млрд. кВт·ч.

З а д а ч а 3.2

Прогнозирование графиков нагрузки

МЕТОДОМ ЭКСПОНЕНЦИАЛЬНОГО СГЛАЖИВАНИЯ

В задаче требуется ознакомиться с теорией и практическими приемами прогнозирования графиков электропотребления методом экспоненциального сглаживания на основе прогнозов месячных максимумов электропотребления на год вперед, если известна предыстория временного ряда месячных максимумов за три прошедших года.

Модель прогнозирования временного ряда построить по методу экспоненциального сглаживания, приняв в качестве постоянной сглаживания параметр L . Вычертить график, отражающий предысторию временного ряда и его прогноз. Предыстория принимается из табл. 3.7 для интервала времени $t = 1-12$.

Ретроспективный ряд нагрузок для $t = 12-24$ определяется по формуле

$$P_t = P_t^i \cdot A^* \quad (3.21)$$

где P_t^i – матрица-строка, образованная нагрузками табл. 3.7 согласно номеру варианта.

Для $t = 25-36$ лет ретроспективные нагрузки определяются по формуле

$$P_t = P_t^i \cdot B^* \quad (3.22)$$

A^* и B^* – транспонированные матрицы коэффициентов.

$$A^* = [0,70; 0,71; 0,75; 0,77; 0,74; 0,71; 0,69; 0,58; 0,72; 0,76; 0,80; 0,85];$$

$$B^* = [0,80; 0,82; 0,84; 0,81; 0,88; 0,89; 0,85; 0,87; 0,81; 0,73; 0,75; 0,82].$$

Таблица 3.7

Варианты заданий

№ варианта	Ретроспективный ряд нагрузок для формирования задания												
	P_1	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	P_7	P_8	P_9	P_{10}	P_{11}	P_{12}	L
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	7,07	7,34	6,39	5,29	4,12	3,25	3,01	3,32	4,28	5,53	6,64	8,26	0,37
2	10,1	10,4	9,41	8,31	7,18	6,27	6,03	6,27	6,03	6,27	7,3	8,55	0,45
3	5,65	5,86	5,11	4,23	3,3	2,6	2,41	2,58	3,42	4,42	5,31	6,61	0,2
4	8,07	8,29	7,85	6,65	5,71	5,02	4,82	4,99	5,84	6,84	7,73	9,02	0,25
5	6,72	6,97	6,08	5,02	3,91	3,09	2,86	3,06	4,07	5,25	6,31	7,85	0,3
6	8,58	8,81	8	7,06	6,07	5,33	5,13	5,3	6,21	7,27	8,21	9,58	0,35
7	6,36	6,61	5,75	4,76	3,71	2,93	2,71	2,9	3,85	4,98	5,98	7,43	0,4
8	9,08	9,32	8,47	7,48	6,43	5,64	5,43	5,62	6,57	7,7	8,69	10,1	0,55
9	7,78	8,07	7,03	5,83	4,53	3,58	3,31	3,54	4,71	6,08	7,30	9,09	0,5
10	9,59	9,84	8,94	7,89	6,78	5,98	7,73	5,93	6,94	8,12	9,18	10,7	0,55

Окончание табл. 3.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
11	11,1	11,4	10,4	9,14	7,85	6,90	5,63	6,86	8,03	9,41	10,6	14,4	0,6
12	7,07	7,34	6,39	5,29	4,12	5,25	3,01	3,22	4,28	5,53	6,64	8,26	0,65
13	7,75	8,2	7,32	6,21	5,18	4,42	4,12	4,37	5,91	6,65	7,98	9,41	0,7
14	9	9,27	8,60	7,41	6,28	5,37	5,31	5,48	6,45	8,12	9,15	5,51	0,62
15	10,8	11,2	10,3	9,23	8,20	7,44	7,14	7,39	8,39	9,67	11,0	12,4	0,52
16	12,0	12,3	11,6	10,4	9,30	8,39	8,33	8,50	9,47	11,1	12,2	1,5	0,44
17	6,00	6,10	6,00	5,94	5,92	5,90	5,50	6,10	7,00	8,00	9,00	9,10	0,33
18	5,00	4,50	4,20	4,00	3,90	3,70	3,40	3,20	3,40	4,00	5,00	5,20	0,22
19	7,12	7,28	7,10	6,90	6,75	6,66	6,60	6,80	7,21	8,32	8,84	8,95	0,18
20	6,35	6,15	6,05	6,75	7,13	7,28	7,51	7,91	8,20	7,50	7,31	6,89	0,27
21	10,0	9,94	9,83	9,83	9,75	9,05	8,74	8,51	9,82	9,34	9,87	10,1	0,38
22	5,50	5,25	5,50	4,50	4,20	4,00	4,30	4,80	4,98	5,22	4,75	5,34	0,43
23	5,20	5,75	5,94	5,61	5,14	4,40	5,28	5,81	6,22	5,74	5,32	5,00	0,48
24	15,0	15,4	14,5	13,0	11,6	10,5	10,5	0,63	11,9	14,4	15,3	15,6	0,36
25	16,2	16,6	15,7	14,0	12,6	11,3	11,3	11,5	12,8	15,5	16,5	16,9	0,29

Краткие теоретические сведения

Метод экспоненциального сглаживания описывается формулой

$$\sum_{t=1}^{t=h} (1-L)^{h-t} \cdot (P_t - P_t'')^2 \rightarrow \min,$$

где h – количество месяцев ретроспективы;

P_t'' – оценки данного ряда, найденные по искомому аналитическому уравнению;

L – постоянная сглаживания (коэффициент «забывания» ретроспективы);

P_t – ретроспективный ряд нагрузок, сформированный по правилу:

- 1) для $t = 1-12$ берется из табл. 3.7 вариантов задания;
- 2) для $t = 13-24$ вычисляется по формуле (3.21);
- 3) для $t = 25-36$ вычисляется по формуле (3.22);

Ход решения данной задачи следующий.

1. Выбирается вектор координатных функций, например:

$$f \in \begin{pmatrix} 1 \\ t \\ \sin \frac{\pi}{T} t \\ \cos \frac{\pi}{T} t \end{pmatrix}, \quad (3.23)$$

где t – текущая координата времени;

T – период колебания нагрузки.

2. Вычисляется вектор-строка нагрузок:

$$P_t = [\sqrt{(1-L)^{h-1}} \cdot P_1; \sqrt{(1-L)^{h-2}} \cdot P_2; \dots; \sqrt{(1-L)^{h-(h-1)}} \cdot P_{h-1}, P_h]. \quad (3.24)$$

где $h = 36$ – количество месяцев ретроспективы.

3. Вычисляются строки матрицы

$$H = \begin{pmatrix} H_1 \\ H_2 \\ H_3 \\ H_4 \end{pmatrix}, \quad (3.25)$$

где

$$H_1 = [\sqrt{(1-L)^{h-1}} \cdot f_1(1), \sqrt{(1-L)^{h-2}} \cdot f_1(2), \dots, \sqrt{(1-L)} \cdot f_1(h-1), f_1(h)],$$

$$H_2 = [\sqrt{(1-L)^{h-1}} \cdot f_2(1), \sqrt{(1-L)^{h-2}} \cdot f_2(2), \dots, \sqrt{(1-L)} \cdot f_2(h-1), f_2(h)],$$

$$H_3 = [\sqrt{(1-L)^{h-1}} \cdot f_3(1), \sqrt{(1-L)^{h-2}} \cdot f_3(2), \dots, \sqrt{(1-L)} \cdot f_3(h-1), f_3(h)],$$

$$H_4 = [\sqrt{(1-L)^{h-1}} \cdot f_4(1), \sqrt{(1-L)^{h-2}} \cdot f_4(2), \dots, \sqrt{(1-L)} \cdot f_4(h-1), f_4(h)].$$

4. Вычисляется строка матрицы

$$F = \begin{pmatrix} F_1 \\ F_2 \\ F_3 \\ F_4 \end{pmatrix}, \quad (3.26)$$

где

$$F_1 = H_1 \cdot H_1^*, H_1 \cdot H_2^*, H_1 \cdot H_3^*, H_1 \cdot H_4^*,$$

$$F_2 = H_2 \cdot H_1^*, H_2 \cdot H_2^*, H_2 \cdot H_3^*, H_2 \cdot H_4^*,$$

$$F_3 = H_3 \cdot H_1^*, H_3 \cdot H_2^*, H_3 \cdot H_3^*, H_3 \cdot H_4^*,$$

$$F_4 = H_4 \cdot H_1^*, H_4 \cdot H_2^*, H_4 \cdot H_3^*, H_4 \cdot H_4^*.$$

5. Вычисляется матрица-столбец

$$g = \begin{pmatrix} * \\ H_1 \cdot P \\ * \\ H_2 \cdot P \\ * \\ H_3 \cdot P \\ * \\ H_4 \cdot P \end{pmatrix}, \quad (3.27)$$

6. Составляется система уравнений

$$f \cdot a = g, \quad (3.28)$$

или в развернутом виде

$$F_{11} \cdot a_1 + F_{12} \cdot a_2 + F_{13} \cdot a_3 + F_{14} \cdot a_4 = g_1,$$

$$F_{21} \cdot a_1 + F_{22} \cdot a_2 + F_{23} \cdot a_3 + F_{24} \cdot a_4 = g_2,$$

$$F_{31} \cdot a_1 + F_{32} \cdot a_2 + F_{33} \cdot a_3 + F_{34} \cdot a_4 = g_3,$$

$$F_{41} \cdot a_1 + F_{42} \cdot a_2 + F_{43} \cdot a_3 + F_{44} \cdot a_4 = g_4,$$

(3.29)

7. Решается система уравнений (3.29) и получается вектор-столбец коэффициентов модели прогнозирования:

$$[a] = \begin{vmatrix} a_1 \\ a_2 \\ a_3 \\ a_4 \end{vmatrix}. \quad (3.30)$$

8. Составляется модель прогнозирования месячных максимумов:

$$P_t'' = \sum_{t=1}^{t=n} a_1 \cdot f_1(t), \quad (3.31)$$

где $n = 4$ – количество компонент координатной функции;

a_1 – соответствующие коэффициенты, найденные по формуле (3.30);

f_1 – координатная функция (3.23).

Развернутая форма записи модели (3.31)

$$P_t'' = a_1 + a_2 t + a_3 \sin 30t + a_4 \cos 30t. \quad (3.32)$$

9. По формуле (3.32) вычисляем прогнозные оценки помесечных максимумов нагрузок для значений переменной $t = 37-48$ месяцев:

$$P_t'' = [P_{37}'', P_{38}'', P_{39}'', P_{40}'', P_{41}'', P_{42}'', P_{43}'', P_{44}'', P_{45}'', P_{46}'', P_{47}'', P_{48}''].$$

10. Строим график месячных максимумов ретроспективы и перспективы.

*Пример прогнозирования графиков нагрузки
методом экспоненциального сглаживания*

Предысторию временного ряда оформим в виде табл. 3.8.

Таблица 3.8

Предыстория временного ряда для варианта 1 из табл. 3.7

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8
--------	---	---	---	---	---	---	---	---

<i>Нагрузка, ГВт</i>	7,07	7,34	6,39	5,29	4,12	3,25	3,01	3,32
--------------------------	------	------	------	------	------	------	------	------

Продолжение табл. 3.8

<i>Месяцы</i>	9	10	11	12	13	14	15	16
<i>Нагрузка, ГВт</i>	4,28	5,53	6,64	8,26	4,95	5,21	4,79	4,07

Продолжение табл. 3.8

<i>Месяцы</i>	17	18	19	20	21	22	23	24
<i>Нагрузка, ГВт</i>	3,05	2,31	2,08	2,26	3,08	4,20	5,31	7,02

Продолжение табл. 3.8

<i>Месяцы</i>	25	26	27	28	29	30	31	32
<i>Нагрузка, ГВт</i>	5,56	6,02	5,37	4,28	3,62	2,89	2,65	2,89

Окончание табл. 3.8

<i>Месяцы</i>	33	34	35	36	37	<i>Коэффициент сглаживания L</i>
<i>Нагрузка, ГВт</i>	3,47	4,04	5,00	6,17	?	0,37

В качестве вектора координатной функции примем формулу (3.23), где $t = 1, 2, \dots, 36$ – интервал ретроспективы;

$T = 12$ месяцев – заданный период изменения нагрузок.

1. Выбираем вектор координатных функций

$$\mathbf{f}(t) = \begin{pmatrix} 1 \\ t \\ \sin \left(\frac{\pi}{T} t \right) \\ \cos \left(\frac{\pi}{T} t \right) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 \\ t \\ \sin 30 t \\ \cos 30 t \end{pmatrix}.$$

2. Вычисляем вектор-строку нагрузок по формуле (3.24):

$P_7 = [0,002177; 0,002848; 0,003123; 0,003258; 0,003197; 0,003177;$
 $0,003707; 0,0051; 0,008366; 0,013619; 0,020603; 0,032290; 0,024374;$
 $0,032337; 0,037466; 0,0401; 0,037832; 0,036075; 0,040908; 0,056024;$
 $0,096345; 0,165547; 0,263616; 0,4389; 0,445536; 0,597328; 0,671139;$
 $0,674999; 0,719568; 0,723261; 0,834450; 1,140; 1,733563; 2,543247;$
 $3,952752; 6,773200].$

3. Вычисляем строки матрицы H по уравнениям (3.25);

$H_1 = [0,000308; 0,000388; 0,000489; 0,000616; 0,000776; 0,000977;$
 $0,001232; 0,0015; 0,001955; 0,002463; 0,003103; 0,003909; 0,004925;$
 $0,006205; 0,007818; 0,0098; 0,012409; 0,015634; 0,019697; 0,024816;$
 $0,031265; 0,039390; 0,049626; 0,0625; 0,078772; 0,099244; 0,125035;$
 $0,157530; 0,198469; 250047; 0,315030; 3969; 0,500047; 630000;$
 $0,793925; 1,000000];$

$H_2 = [0,000308; 0,000776; 0,01466; 0,02463; 0,003879; 0,05865;$
 $0,008621; 0,0124; 0,017593; 0,024628; 0,034131; 0,046910; 0,064026;$
 $0,086871; 0,117265; 0,1575; 0,210952; 0,281409; 0,374238; 0,496312;$
 $0,656558; 0,866576; 1,141141; 1,500; 0,96931; 2,58034; 3,37595; 4,41083;$
 $5,75559; 7,50141; 9,76592; 12,70; 16,5016; 21,4200; 27,7804; 36,0000];$

$H_3 = [0,000154; 0,000336; 0,000489; 0,000533; 0,000388; 0,000000;$
 $-0,00062; -0,00; -0,00196; -0,00213; -0,0015; 0,000000; 0,002463; 0,005374;$
 $0,007818; 0,0085; 0,006204; 0,000000; -0,00985; -0,02149; -0,03127;$
 $-0,034511; -0,02481; 0,0000; 0,039386; 0,085948; 0,125035; 136425;$
 $0,099234; 0,000000; -0,15752; -0,343; -0,50005; -0,54560; -0,39686;$
 $0,000000];$

$H_4 = [0,000267; 0,000194; 0,000000; -0,00032; -0,00067; -0,00098;$
 $-0,00107; -0,000; 0,000000; 0,001231; 0,002687; 0,003909; 0,004265;$
 $0,003103; 0,000000; -0,004; -0,01075; -0,01563; -0,01706; -0,01241;$
 $0,000000; 0,019695; 0,042978; 0,0625; 0,68219; 0,049622; 0,000000;$
 $-0,07877; -0,17188; -25005; -0,27282; -0,198; 0,0000; 0,315000; 0,687386;$
 $1,00000].$

4. Вычисляем матрицу F по уравнениям (3.26):

$$F = \begin{vmatrix} 2,7 \dots 92,70 \dots 1,03 \dots 1,49 \\ 92,7 \dots 3191,64 \dots -35,06 \dots 53,85 \\ -1,03 \dots -35,06 \dots 0,90 \dots -0,36 \\ 1,49 \dots 53,85 \dots -0,36 \dots 1,80 \end{vmatrix}.$$

5. Матрица-столбец (3.27) будет

$$g = \begin{vmatrix} 13,76 \\ 477,91 \\ -4,05 \\ 9,58 \end{vmatrix}.$$

6. Систему уравнений (3.28) представим в виде

$$2,70a_1 + 92,70a_2 + -1,03a_3 + 1,49a_4 = 13,76;$$

$$92,70a_1 + 3191,64a_2 + -35,06a_3 + 5385a_4 = 477,91;$$

$$-1,03a_1 + -35,06a_2 + 0,90a_3 + -0,36a_4 = -4,05;$$

$$1,49a_1 + 53,85a_2 + -0,36a_3 + 1,80a_4 = 9,58.$$

7. Решение составленной системы уравнений (3.28) дает следующие значения коэффициентов искомой модели прогнозирования:

$$[a] = \begin{vmatrix} -0,64 \\ 0,17 \\ 1,76 \\ 1,18 \end{vmatrix}.$$

8. Формула для прогнозирования месячных максимумов

$$\hat{P}_t'' = -0,64 + 0,17t + 1,76\sin 30t + 1,18\cos 30t.$$

9. Прогнозные оценки месячных максимумов при $t = 37-48$ месяцев

$P_t^p = 7,47; 7,85; 7,67; 7,01; 6,10; 5,23; 4,67; 4,63; 5,15; 6,14; 7,39; 8,59$ ГВт.

10. По данным табл. 3.7 и результатам расчетов прогнозных оценок п. 9 строится график нагрузки ретроспективы $P = f(t)$.

Вопросы для самопроверки

1. Что представляет собой и для каких целей применяется прогнозирование электропотребления и электрических нагрузок?

2. От чего зависит изменение электрических нагрузок в энергосистеме?

3. Какими факторами определяются режимы электропотребления за характерные отрезки времени?

4. Какие прогнозы осуществляются в энергосистеме в соответствии со сложившимися циклами управления?

5. Как осуществляется проектирование энергосистемы во времени по сравнению с другими промышленными объектами?

6. Что такое метод прямого счета электропотребления и где он используется?

7. Как определяется величина суммарного ожидаемого электропотребления в энергосистеме по методу прямого счета?

8. Какие основные группы потребителей выделяют при расчете электропотребления в системе?

9. В каких отраслях промышленности прогнозирование электропотребления выполняется наиболее точно?

10. Каковы динамика и структура потребления электрической энергии в Республике Беларусь?

11. Какова погрешность метода прямого счета электропотребления?

12. Где применяются вероятностно-статистические методы прогнозирования электропотребления?

13. В чем смысл прогнозирования электропотребления методом экстраполяции?

14. Что собой представляет формула сложных процентов?

15. Перечислите методы, основанные на функциональной связи между электропотреблением и другими переменными величинами.
16. Какие формулы используются для прогнозирования электропотребления?
17. В чем сущность метода технологического графика?
18. В чем смысл статистического метода определения нагрузок?
19. Перечислите основных потребителей электрической энергии.
20. Назовите процентные доли потребления электроэнергии различными сферами экономики.
21. Какие факторы влияют на изменение (увеличение и уменьшение) электропотребления в промышленности?
22. Каковы граничные значения удельных расходов электроэнергии в различных отраслях промышленности?
23. Назовите основных потребителей электроэнергии в сельскохозяйственном производстве.
24. Как оценивают потребление электрической энергии на нужды сельскохозяйственного производства?
25. Как определяют потребность в электроэнергии для крупных сельскохозяйственных потребителей?
26. Каким образом определяют потребление электроэнергии на бытовые нужды и в сфере производства?
27. Какие электроприемники относятся к собственным нуждам электростанций и подстанций?
28. От чего зависит расход электроэнергии на собственные нужды тепловых электростанций?
29. Каковы средние значения расхода электроэнергии на собственные нужды станций?
30. Для каких целей осуществляется нормирование расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций?
31. Какие составляющие выделяют на собственные нужды подстанций?
32. От чего зависит общий расход электроэнергии на собственные нужды подстанций?
33. Назовите значения относительных потерь электроэнергии в электрических сетях различных номинальных напряжений.
34. Чем характеризуются режимы потребления электроэнергии потребителями?
35. Какие различаются графики нагрузки?

36. Как получают расчетные и перспективные графики нагрузки?
37. Какие бывают перспективные годовые графики нагрузки?
38. Каков определяющий фактор формирования графика нагрузки?
39. Какие факторы влияют на конфигурацию графика нагрузки?
40. Какими показателями характеризуют суточный график нагрузки энергосистемы?
41. Что такое метод аналогий?
42. Перечислите основные способы формирования перспективных графиков нагрузки.
43. Что собой представляют статистические методы определения режимов электропотребления?
44. В чем смысл синтетических методов?
45. Для каких целей используются наибольшие электрические нагрузки групп потребителей?
46. Как определяются продолжительности использования наибольшей нагрузки в различных отраслях промышленности, в быту и сфере обслуживания, других групп потребителей?
47. Каковы численные диапазоны $T_{нб}$ для сельскохозяйственных потребителей?

Глава 4. МОДЕЛИ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

4.1. Принципы формирования электроэнергетических систем

Подходы к формированию энергосистем должны основываться на требовании обеспечения *энергетической безопасности* страны, под которой понимают комплекс условий, обеспечивающих бесперебойное удовлетворение потребности в энергетических ресурсах (топливе, электрической и тепловой энергии) нужного качества и в необходимых количествах, без которых в соответствующих природно-климатических условиях невозможны жизнедеятельность населения и нормальное функционирование и развитие хозяйственного комплекса страны [35]. При этом

энергетических ресурсов должно быть достаточно не только для нормальных условий, но и на случай чрезвычайных ситуаций.

Методология анализа энергетической безопасности основывается на соответствующих индикаторах. По каждому индикатору вводятся следующие оценки ситуации: нормальная, предкризисная и кризисная. При этом предкризисная ситуация разделяется на три уровня: предкризис ПК1 (начальный), предкризис ПК2 (развивающийся) и предкризис ПК3 (критический), а кризисная – на четыре уровня: кризисы К1 (нестабильный), К2 (угрожающий), К3 (критический), К4 (чрезвычайный).

В табл. 4.1 по данным [35] приведены наименования основных индикаторов, существенных при принятии решений по развитию электроэнергетических систем и их пороговые уровни для Республики Беларусь.

Таблица 4.1

Пороговые предкризисные и кризисные уровни по индикаторам энергетической безопасности

№ пп	Наименование индикаторов энергетической безопасности	Пороговые уровни							
		Базовый	ПК1	ПК2	ПК3	К1	К2	К3	К4
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Доля собственных источников в балансе электроэнергии страны, %	100	70	63,3	56,7	50	40	30	20

Окончание табл. 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Доля ограничений электроснабжения потребителей в суммарном электропотреблении, %	0	1,5	2	2,5	3	3,6	4,2	4,8
3	Доля собственных источников в балансе по основным видам котельно-печного топлива, %	100	70	63,3	56,7	50	40	30	20
4	Доля доминирующего топливного ресурса в потреблении котельно-печного топлива, %	0	40	46,7	53,3	60	70	80	90
5	Отношение суммарной установленной мощности электростанций страны к максимальной фактической	120	90	83,4	76,7	70	60	50	40

	электрической нагрузке его потребителей, %								
6	Доля установленной мощности АЭС в суммарной установленной мощности электростанций, %	0	10	15	20	25	30	35	40
7	Доля котлов ТЭС (по их производительности), способных работать на двух и более взаимозаменяемых видах топлива, %	100	60	50	40	30	22	14	6
8	Степень монополизации рынка электроэнергии в стране, %	0	30	36,7	43,3	50	60	70	80
9	Доля акций крупнейших предприятий электроэнергетики, находящихся в собственности иностран-ных инвесторов, %	0	10	15	20	25	30	35	40
10	Степень износа основных производственных фондов по предприятиям электроэнергетики, %	0	30	36,7	43,3	50	60	70	80
11	Доля импорта в суммарных поставках оборудования для предприятий электроэнергетики, %	0	15	20	25	30	36	42	48
12	Удельные выбросы вредных веществ в атмосферу от предприятий топливно-энергетического комплекса на единицу площади территории страны, т/км ²	0	1	1,17	1,33	1,5	1,8	2,1	2,4
13	<i>Отношение площади нарушенных и отчужденных земель предприятиями топливно-энергетического комплекса к общей площади территории страны, %</i>	0	5	6,7	8,8	10	12	14	16

С учетом приведенных в табл. 4.1 индикаторов энергетической безопасности можно наметить основные принципы формирования электроэнергетических систем.

Покрытие потребностей в активной мощности и электроэнергии должно осуществляться располагаемыми мощностями электростанций, по возможности собственными станциями данной страны. При условии экономической целесообразности часть потребностей может удовлетворяться за счет покупных мощности и электроэнергии из других стран. Однако эта часть по возможности

не должна превосходить определенной доли общей потребности. Например, при покупке 30 % электроэнергии от общего потребления страна оказывается в начале предкризисной ситуации (табл. 4.1). При проектировании развития энергосистем необходимая мощность электростанций находится на основании составления балансов мощности и электроэнергии по системе в целом и ее отдельным частям. Балансы мощности в зависимости от назначения расчетов составляют на 5–15 лет вперед. Расчет обычно ведут для периода годового максимума нагрузки. В расходную часть баланса входят предполагаемая максимальная мощность потребителей, необходимый резерв мощности и намечаемые перетоки мощности в другие энергосистемы. Приходная часть баланса состоит из располагаемой мощности существующих электростанций и расчетных резервов мощности. При таком подходе разность между расходной и приходной частями баланса покажет потребный прирост мощности, который должен быть осуществлен за счет ввода новых генерирующих мощностей и покупной мощности из других энергосистем. Этот требуемый прирост мощности позволяет наметить различные стратегии развития энергосистемы с учетом осознанно заданных ограничений по величине покупной мощности и электроэнергии с учетом фактора энергетической безопасности.

Следующая задача выбора направления развития энергосистемы заключается в нахождении оптимального состава электростанций на расчетный период. Эта задача включает две составляющие: нахождение оптимальной структуры групп электростанций и оптимизация размещения электростанций с учетом очередности их ввода. На выбор структуры (типов) электростанций существенное влияние оказывают имеющиеся в распоряжении топливно-энергетические ресурсы и требование обеспечить возможность прохождения не только максимумов, но и минимумов (суточных, годовых) нагрузки. Это требование связано с необходимостью иметь соответствующую долю генерирующих мощностей на маневренных электростанциях. Если ввод маневренных станций осуществить невозможно или экономически нецелесообразно, то в условиях рынка электроэнергии могут рассматриваться решения, которые предполагают раздельную покупку базовой и пиковой мощности в других энергосистемах (соответственно в режимах наименьших и наибольших нагрузок).

Следует отметить, что при формировании структуры электростанций в системе имеется ряд ограничений, связанных со спецификой работы различных типов станций. Так, электрическая мощность ТЭЦ обычно определяется потребностями в тепловой энергии, т.е. заранее может быть известна на расчетный период. Мощность ГЭС и ее регулировочная способность не могут быть выбраны произвольно, так как зависят от параметров водной энергии (расхода и напора воды, возможности ее накопления и произвольного сбрасывания). Определенные ограничения по возможностям регулирования мощности имеют также парогазовые станции. В таких условиях возможности произвольного выбора типа станции существенно сужаются, и в качестве замыкающих станций для обеспечения баланса мощности принимают обычно КЭС. При этом, как следует из табл. 4.1, важными факторами являются возможность получения топлива из различных источников (стран), целесообразность применения на тепловых электростанциях различных видов топлива (газ, уголь, мазут и т.п.), возможность работы одних и тех же станций на различных (взаимозаменяемых) видах топлива.

Основой для перспективного планирования развития энергосистем являются ожидаемые величины максимальных нагрузок и потребляемой энергии. Поэтому должна быть обеспечена соответствующая надежность прогнозирования электрических нагрузок. В зависимости от ожидаемых максимальных нагрузок и режимов электропотребления, как уже отмечалось, выбирают состав электрических станций, обладающих необходимой маневренностью. При недостаточной мощности маневренных (пиковых) станций увеличивается число вынужденных пусков и остановов агрегатов, а также время работы в предельных режимах при минимальных нагрузках энергосистемы, что снижает надежность и экономичность работы энергосистемы.

Повышение надежности и экономичности энергосистемы может быть достигнуто также за счет привлечения к регулированию графика нагрузки системы мощных потребителей-регуляторов. Это энергоемкие предприятия, которые в часы максимальных нагрузок энергосистемы позволяют снижать свою мощность, а недоотпущенную энергию потреблять в часы минимальных нагрузок системы.

К важным вопросам обеспечения надежности энергосистем при проектировании относится рациональное размещение электрических станций. Надежность работы тепловых станций зависит от близости места добычи топлива, схемы выдачи мощности, удаленности потребителей и обеспеченности водой для охлаждения. Идеальные площадки для строительства, удовлетворяющие всем этим требованиям, встречаются редко. Поэтому неизбежно некоторое снижение надежности и экономичности в связи с увеличением дальности транспортировки топлива, дальности передачи электроэнергии или с применением градирен вместо прямоточных систем водоснабжения.

В этом отношении месторасположение атомных электростанций может быть выбрано более оптимально. Потребность в транспортировке топлива для них ограничена, и поэтому площадки для строительства определяются в основном источниками водоснабжения и удаленностью потребителей.

Размещение ГЭС полностью зависит от рельефа местности и наличия гидроресурсов. Поэтому при проектировании энергосистемы на повышение надежности ГЭС можно влиять только путем создания соответствующей схемы выдачи мощности. Очевидно, что применение регулируемых ГЭС вместо нерегулируемых повышает надежность энергосистемы, так как выдача их мощности в меньшей степени зависит от расходов воды в реке.

Повышение единичной мощности агрегатов (котлов, турбогенераторов) позволяет уменьшить удельные капитальные затраты на установленную мощность и удельные расходы топлива на выработку 1 кВт·ч энергии. Поэтому применение в энергосистеме более мощных агрегатов повышает экономичность ее работы. Однако, с другой стороны, по мере увеличения мощности агрегатов и параметров пара возрастает трудность обеспечения высокой надежности работы станций. Это объясняется тем, что более мощные котельные агрегаты и турбогенераторы имеют более сложные конструкции и требуют более сложной системы управления.

Повышение единичной мощности агрегатов связано также с выбором величины резерва мощности. Надежность энергосистемы

повышается с увеличением резерва, но при этом увеличиваются затраты на резервную мощность. Необходимый резерв мощности зависит так же от состава электростанций, входящих в энергосистему. При большом удельном весе ГЭС резервная мощность должна быть больше, чем в системах с преобладанием КЭС, так как надежность прогнозов выработки энергии на ГЭС значительно ниже, чем на КЭС. Мировая практика эксплуатации энергосистем рекомендует принимать резерв в пределах 15–20 % максимальной мощности потребителей.

Кроме резерва мощности энергосистема должна иметь резерв энергии, который образуется в виде запасов топлива на тепловых станциях и воды в водохранилищах ГЭС. Опыт эксплуатации электростанций показывает, что надежность снабжения газом и нефтепродуктами выше, чем твердым топливом. Поэтому на станциях, работающих на угле и ядерном топливе, обычно создают запасы топлива, величина которых должна быть не менее четырехнедельного зимнего расхода на случай перебоев в поставках.

Для повышения надежности энергосистемы большое значение имеет обеспечение надежности питания собственных нужд крупных станций и блоков мощностью 300, 500 МВт и более, так как они существенно влияют на баланс мощностей в системе.

Надежность электроснабжения отдельных энергоузлов зависит от располагаемой пропускной способности электрической сети, которая в значительной мере определяется номинальным напряжением электропередач. Наиболее важно правильно выбрать номинальные напряжения и пропускную способность системообразующих и межсистемных линий. Если межсистемная линия предназначена для передачи мощности в течение длительного времени в одном направлении, то запас по пропускной способности должен выбираться таким, чтобы случайные колебания нагрузки не привели к нарушению устойчивой параллельной работы двух связываемых систем. При реверсивных потоках мощности пропускная способность межсистемной линии обычно принимается не более 10–15 % мощности меньшей из соединяемых систем. Большую часть времени они работают с повышенным запасом пропускной способности.

Важную роль в обеспечении надежности электроснабжения играют средства противоаварийной автоматики: автоматическая частотная разгрузка, автоматический контроль межсистемных потоков, автоматическое повторное включение линий, трансформаторов и шин подстанций, автоматическое включение резервного питания, автоматическое регулирование возбуждения генераторов и регулирование напряжения.

К организационным путям повышения надежности энергосистем относится создание системы диспетчерского управления с высокой рабочей дисциплиной.

4.2. Резервы мощности и энергии

При формировании расчетных балансов мощности и электроэнергии должны быть учтены соответствующие резервы мощности и энергии.

Под *полным резервом активной мощности* понимают разность между мощностью электростанций P_c и суммарной нагрузкой потребителей:

$$P_p = P_c - P_n.$$

Резерв энергии достигается за счет запасов воды в водохранилищах ГЭС и запасов топлива на тепловых и атомных электростанциях.

Величина резерва мощности в энергосистеме непостоянна вследствие непрерывного изменения нагрузки потребителей в соответствии с суточным графиком и изменения располагаемой мощности станций из-за снижения КПД, уменьшения расхода воды на ГЭС и др. Если полагать, что нагрузка станций неизменна, то наименьший резерв будет в утренние и вечерние часы зимних рабочих дней, а наибольший – в ночные и дневные часы праздничных и воскресных дней.

По назначению различают следующие виды резервов мощности: ремонтный, эксплуатационный, аварийный, нагрузочный и резерв на модернизацию оборудования.

Ремонтный резерв предназначен для компенсации мощности, выводимой в плановые ремонты. Капитальный ремонт выполняется,

как правило, при сезонных снижениях потребления системы (например, летом). Поэтому ремонтный резерв при максимальных нагрузках необходим в основном для проведения текущих ремонтов.

Эксплуатационный резерв служит для компенсации временного снижения мощности, которое возникает в условиях эксплуатации, но не носит аварийного характера. Например, мощность ГЭС со слабо зарегулированным стоком уменьшается при сезонных снижениях напора воды в период ее максимальных расходов за счет повышения отметки нижнего бьефа. Снижение электрической мощности ТЭЦ обычно происходит при уменьшении тепловой нагрузки. Это в большей мере касается ТЭЦ, имеющих турбины с противодавлением. На КЭС эксплуатационные снижения располагаемой мощности могут происходить за счет низкой калорийности топлива, при повышении температуры циркуляционной воды и др. Все эти отклонения более или менее можно предвидеть заранее.

Аварийный резерв предназначается для обеспечения электроснабжения в случаях снижения мощности, вызванного аварийным простоем оборудования станций или электрических сетей.

Нагрузочный резерв служит для компенсации возможных превышений действительной нагрузки энергосистемы над расчетной из-за ошибок прогнозирования суточного графика нагрузки.

Резерв на модернизацию оборудования необходим для восстановления или замены отработавшего расчетный ресурс оборудования электростанций. Для учета возможного опережающего развития отраслей экономики иногда рекомендуют введение дополнительного *компенсирующего* резерва мощности, предназначенного для компенсации возникающего нарушения баланса [2].

На рис. 4.1 показано размещение различных видов резерва в течение года. Кривая 1 характеризует ожидаемые месячные максимумы нагрузки энергосистемы в течение года, а линия 10 – установленную мощность станций с учетом ввода новых мощностей. Мощность между линиями 1 и 10 есть полный резерв. Площадь 6 характеризует нагрузочный резерв, в каждый момент времени выражающийся разностью между возможной максимальной нагрузкой 3 и расчетной 1. Площадь 7 соответствует аварийному резерву, который определяется расчетной мощностью системы 4 и возможными месячными максимумами системы 3, а площадь 8 –

ремонтному резерву. Как видно из рисунка, наибольший ремонтный резерв планируется на периоды спада нагрузки системы. Площадь 9 характеризует эксплуатационный резерв мощности, необходимый для компенсации эксплуатационных снижений нагрузки станций, который определяется разностью между установленной мощностью станций системы 2 без резерва на модернизацию и мощностью с учетом эксплуатационных снижений нагрузки 5. Площадь 11 соответствует предусмотренному резерву мощности на модернизацию оборудования.

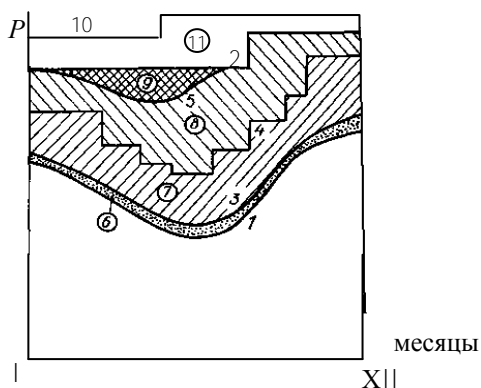


Рис. 4.1. Размещение резервов мощности в годовом графике месячных максимумов нагрузки

Ремонтный и эксплуатационный резервы относятся к планируемому резерву. Его величина зависит от технических характеристик станций и необходимого объема выполнения ремонтов. Она в известной мере может быть определена заранее. Совокупность аварийного и нагрузочного резервов называется *оперативным* резервом.

Наличие достаточного резерва мощности еще не означает, что энергосистема сможет покрыть всю потребность в электроэнергии. Для удовлетворения потребителей должен быть как резерв мощности, так и резерв энергии. В ряде случаев система может располагать либо только резервом мощности, либо только резервом энергии. Например, при малом стоке воды по реке ГЭС не имеет

резерва энергии, но в некоторые моменты времени за счет резервных агрегатов она способна выдать дополнительную мощность. При отсутствии резервных агрегатов на КЭС станция, наоборот, располагает резервом энергии, но не имеет резерва мощности. Резерв энергии на КЭС может быть использован в периоды спада нагрузки для компенсации сработки воды в водохранилище ГЭС.

Рассмотрим подходы к определению различных видов резервов мощности при проектировании энергосистем.

Для учета необходимых текущих и капитальных ремонтов оборудования используют прежде всего имеющийся запас мощности, определяемый площадью δ (см. рис. 4.1). Если этой площади недостаточно, то предусматривают ремонтный резерв.

Для проведения капитальных ремонтов необходимый резерв мощности определяется по формуле

$$P_{\text{к.р}} = \frac{\sum_{j=1}^n P_j t_{\text{к.р}j} - F_{\text{пр}} k_{\text{пр}}}{365}, \quad (4.1)$$

где P_j – мощность j -го агрегата в системе, МВт;

$t_{\text{к.р}i}$ – среднегодовая продолжительность капитального ремонта i -го агрегата, дней;

$F_{\text{пр}}$ – площадь провала графика месячных максимумов нагрузки, МВт·дней (на рис. 4.1 – площадь δ);

$k_{\text{пр}}$ – коэффициент использования площади провала (в [7] рекомендуется принимать равным 0,9–0,95);

n – количество агрегатов в системе.

Среднегодовая продолжительность капитального ремонта агрегата определяется по формуле

$$t_{\text{к.р}j} = \frac{\bar{t}_{\text{к.р}j}}{T_{\text{к}j}},$$

где $\bar{t}_{крj}$ - среднее время простоя j -го агрегата в одном капитальном ремонте, дней;

T_{ki} - периодичность проведения капитального ремонта i -го агрегата, лет.

В том случае если площадь провала графика нагрузки оказывается больше площади, необходимой для проведения капитального ремонта (в формуле (4.1) $P_{кр} < 0$), то специальный резерв для проведения этого вида ремонта предусматриваться не должен.

Площадь провала графика месячных максимумов определяется по формуле

$$F_{пр} = 30 \sum_{t=1}^{12} (P_{5t} - P_{4t}),$$

где P_{5t} - располагаемая мощность системы с учетом эксплуатационных снижений нагрузки и проведения модернизации оборудования в месяц t ;

P_{4t} - максимальная нагрузка системы в месяц t с учетом необходимого оперативного резерва мощности (см. рис. 4.1).

Резерв мощности для выполнения текущих ремонтов блочных КЭС, ТЭЦ и АЭС в период прохождения максимума нагрузки принимается в долях установленной мощности соответственно $P_{КЭС}$, $P_{ТЭЦ}$ и $P_{АЭС}$:

$$P_{т.р} = k_1 P_{КЭС} + k_2 P_{ТЭЦ} + k_3 P_{АЭС}.$$

где для коэффициентов рекомендуются следующие нормативы [7]: $k_1 = 0,05-0,065$; $k_2 = 0,035-0,045$; $k_3 = 0,04-0,06$.

Для агрегатов КЭС и ТЭЦ с поперечными связями, а также для ГЭС специальный резерв для текущего ремонта не предусматривается.

Для оценки необходимого аварийного резерва в проектной практике используют *индекс надежности*

$$N = \frac{W - W_{н}}{W},$$

где W – энергия, необходимая потребителям для их нормальной работы в течение года;

W_H – математическое ожидание недоотпуска электроэнергии за год.

При выбранном индексе надежности вероятный недоотпуск электроэнергии составит

$$W_H = (1 - N)W.$$

Значение N в [7] рекомендуется принимать равным 0,996, в перспективе предлагается переход к индексу надежности $N = 0,9991$. Для каждого порогового уровня энергетической безопасности (табл. 4.1, пункт 2) можно определить соответствующее значение индекса надежности.

Методика определения аварийного предела мощности и примеры расчета по известному вероятному недоотпуску электроэнергии приведены в [10].

Нагрузочный резерв, связанный с нерегулярным отклонением нагрузки от расчетной из-за случайных факторов (колебания температуры окружающей среды, изменения естественной освещенности и т.п.), ориентировочно находят исходя из наибольшей нагрузки $P_{нб}$ системы [7]:

$$P_H = 0,01P_{нб} + 1,26\sqrt{P_{нб}},$$

где $P_{нб}$ – в МВт.

Резерв на модернизацию оборудования должен выбираться с учетом степени износа основных производственных фондов и финансовых возможностей энергосистемы. В [7] значение этого резерва на перспективу рекомендуется выбирать равным

$$P_M = (0,01-0,02)P_{нб}.$$

Однако при большой степени износа основных производственных фондов (см. табл. 4.1, пункт 10) пороговый уровень индекса энергетической безопасности ухудшается, и в этих условиях величина планируемого резерва на модернизацию оборудования должна увеличиваться.

Размеры компенсирующего резерва мощности должны определяться на основе специальных обоснований при перспективном планировании развития энергосистемы. В [2] значение компенсирующего резерва рекомендуется принимать равным 1–2 % мощности энергосистемы.

4.3. Принципы покрытия суточных графиков нагрузки

Составление балансов мощности и электроэнергии, а также определение необходимых резервов мощности при перспективном проектировании неразрывно связаны с вопросами покрытия суточных графиков нагрузки энергосистемы. Задачи расчетов перспективных режимов энергосистемы существенно отличаются от аналогичных задач в условиях эксплуатации. Если основная цель эксплуатационных расчетов заключается в нахождении для каждого суток наиболее выгодного распределения нагрузок между существующими электростанциями, соответствующего минимуму затрат на выработку и передачу электроэнергии, то основными целями проектных расчетов являются:

- проверка правильности составления балансов мощности и выбранной структуры (типов) электростанций с учетом возможностей их использования в покрытии графиков нагрузки;
- выявление требований маневренности электростанций и нового энергетического оборудования;
- анализ и проверка допустимости режимов работы теплоэнергетического оборудования в суточных, недельных и годовых режимах;
- определение направления и величины перетоков мощности по основным системообразующим сетям и межсистемным связям;
- определение времени использования установленной мощности электростанций различных типов для его последующего использования в технико-экономических расчетах при сравнении различных вариантов развития энергосистемы;
- проверка правильности составления балансов электроэнергии, определение на их основе намечаемой выработки энергии различными типами станций и межсистемных перетоков энергии и далее – выявление на перспективу потребностей энергосистемы в топливе.

В отличие от эксплуатационных расчетов при перспективном проектировании достаточно рассматривать ограниченное количество характерных режимов. В качестве таких режимов обычно выбирают режимы работы электростанций в суточных графиках нагрузки энергосистемы рабочих и выходных дней характерных зимних и летних дней.

Возможности участия различных типов электростанций в покрытии суточного графика нагрузки определяются их эксплуатационными характеристиками.

Для проектных расчетов важны, прежде всего, следующие характеристики станций:

установленная мощность – характеризуется номинальной мощностью основного оборудования станций (котлов, турбин, генераторов и т.п.);

располагаемая мощность – это мощность станции в каждый момент времени. По сравнению с установленной мощностью она изменяется в зависимости от вывода в ремонт части оборудования или по другим причинам. На ГЭС располагаемая мощность также зависит от условий регулирования стока воды;

базисная мощность – мощность, ниже которой не может быть разгружена ГЭС по условиям рыбоводства, водозабора, судоходства и др. в нижнем бьефе;

регулируемый диапазон – это диапазон электрической нагрузки станции, который обеспечивается без изменения числа работающего основного оборудования;

технический диапазон – диапазон от наибольшего значения электрической нагрузки станции при максимальном числе работающего основного оборудования станции до минимально допустимого значения электрической мощности по техническим возможностям минимального числа работающего основного оборудования;

оптимальный регулировочный диапазон – диапазон электрических нагрузок, в котором незначительно изменяется КПД (например, менее 1 %).

Рассмотрим кратко эксплуатационные характеристики основных типов электростанции.

Гидроэлектростанции. Маневренные способности ГЭС зависят от возможности сооружения водохранилищ и их объема для

наполнения воды. В связи с тем что гидроагрегаты ГЭС обладают большой скоростью набора и снижения нагрузки (набор нагрузки занимает 1–2 мин из остановленного состояния гидрогенератора), их целесообразно использовать для покрытия пиковых частей суточного графика, а также в качестве резервов мощности. С этой целью установленную мощность ГЭС часто выбирают больше мощности, соответствующей водотоку.

Из-за отсутствия технических ограничений по количеству пусков и остановов гидроагрегатов регулировочный диапазон ГЭС практически совпадает с техническим. Он определяется выражением

$$P_{\text{рег}} = \frac{P_{\text{расп}} - P_{\text{баз}}}{P_{\text{расп}}},$$

где $P_{\text{расп}}$, $P_{\text{баз}}$ – соответственно располагаемая и базисная мощность.

В зависимости от областей расположения мощности ГЭС в графике нагрузки (остропиковая, полупиковая) годовое время использования установленной мощности может составлять от 1000 до 5000 ч.

Гидроаккумулирующие электростанции. Основное их назначение – работа в переменной части суточного графика нагрузки. Они обладают всеми маневренными свойствами ГЭС. Время пуска с набором полной нагрузки в турбинном режиме составляет 1,5–2,5 мин, для перехода из насосного режима в турбинный необходимо 1,7–3 мин, а из турбинного в насосный – 5–12 мин [2]. На пиковых гидроаккумулирующих электростанциях (ГАЭС) турбинный режим предусматривается в утренний и вечерний пики нагрузки со средней продолжительностью работы 4–6 часов в зимние рабочие сутки. При этом насосный режим во время ночного провала составляет 5–10 ч. Если ГАЭС проектируется как полупиковая, то продолжительность работы в турбинном режиме может составлять 12–14 ч в сутки. В данном случае для обеспечения запаса воды может предусматриваться установка дополнительных насосных агрегатов. Восполнение запаса воды может также осуществляться в разрезе недельного регулирования. Очевидно, что регулировочный диапазон ГАЭС равен сум-ме мощностей в турбинном и насосном

режимах, т.е. 200 % располагаемой мощности. КПД суточного цикла работы современных ГАЭС составляет не менее 0,7.

Конденсационные электростанции (КЭС). В энергосистемах СНГ эти станции обычно покрывают основную часть потребности в электроэнергии. На станциях большой мощности в основном используются энергоблоки *котел (два котла)–турбина–генератор*, а в случае малой мощности схема может содержать поперечные связи между котлами. Регулировочный диапазон КЭС ограничивается в основном устойчивостью процесса горения топлива в топке котла. В проектных расчетах энергоблоков КЭС регулировочный диапазон нагрузок в процентах от номинальной мощности принимается следующим [2]: энергоблоки на твердом топливе с жидким шлакоудалением – 25, прочие энергоблоки на твердом топливе – 40, энергоблоки на газомазутном топливе – 50. Технический диапазон нагрузок блоков КЭС существенно зависит от возможности останова энергоблоков в пределах суток и недели. Здесь ограничениями выступают существенные изменения температурного режима котлов и турбин, связанные с появлением разрушающих усилий из-за «усталости» металла. На КЭС с поперечными связями в тепловых схемах имеется больше возможностей отключения котлов, в результате чего технический диапазон изменения мощности на них может достигать до 90 %.

При покрытии суточных графиков нагрузки энергосистемы должны учитываться энергетические (расходные) характеристики КЭС, представляющие собой зависимости часового расхода топлива от мощности $B = f(P)$ и зависимости относительного прироста расхода топлива от мощности $b = f(P)$ (рис. 4.2).

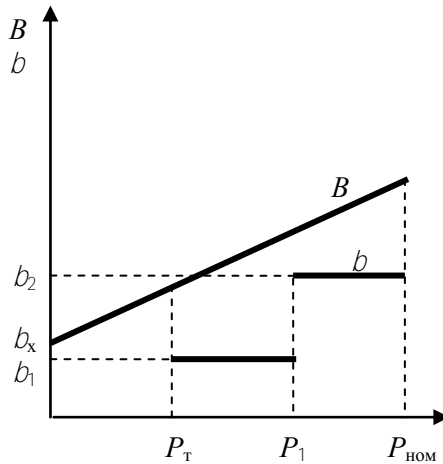


Рис. 4.2. Энергетические характеристики агрегата КЭС

При перспективном проектировании обычно используют упрощенные двухзонные энергетические характеристики с неизменным относительным приростом в пределах каждой зоны [7]:

$$B = b_x P_{\text{НОМ}} + b_1 P_1 + b_2 (P_2 - P_1),$$

где b_x – удельный расход топлива в режиме холостого хода, т/МВт;

$P_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность агрегата;

b_1 и b_2 – относительные приросты расхода топлива соответственно в первой и второй зонах, т/МВт;

P_1 – нагрузка в первой зоне энергетической характеристики, изменяется от технического минимума P_T до P_1 (см. рис. 4.2);

P_2 – нагрузка во второй зоне, изменяется от P_1 до $P_{\text{НОМ}}$.

Распределение нагрузок КЭС в суточном графике при известном составе включенного оборудования производится в соответствии с относительными приростами топливной составляющей себестоимости 1 кВт·ч вырабатываемой энергии:

$$b_1 = b \cdot c_T, \tag{4.2}$$

где c_T – стоимость единицы топлива.

Очевидно, что в первую очередь при покрытии графика нагрузки следует использовать мощность той станции, для которой b_T имеет наименьшее значение.

Время использования установленной мощности каждой КЭС существенно зависит от ее энергетических (экономических) характеристик и соответственно от целесообразности привлечения ее для покрытия энергии в графиках нагрузки в большей или меньшей степени.

Теплоэлектроцентрали. Как известно, на ТЭЦ обычно используют три типа турбин: турбины с противодавлением, в которых весь пар после прохождения через турбину направляется к тепловым потребителям; турбины с теплофикационными отборами, в которых часть пара используется в отопительных системах для подогрева сетевой воды; турбины с теплофикационными и промышленными отборами, предназначенными как для отопительных систем, так и для производственных нужд.

Все ТЭЦ менее маневренны, чем КЭС. Если на ТЭЦ устанавливаются турбины с противодавлением, то ее электрическая мощность полностью определяется тепловыми нагрузками. На ТЭЦ с другими типами турбин электрическая мощность также зависит от отбора пара в каждый момент времени. На рис. 4.3 в качестве примера показана зависимость электрической нагрузки ТЭЦ P_e , имеющей турбины с теплофикационными и промышленными отборами, от тепловой нагрузки Q , из которой видно, что при снижении мощности P_T на тепловом потреблении конденсационная мощность P_K может быть увеличена.

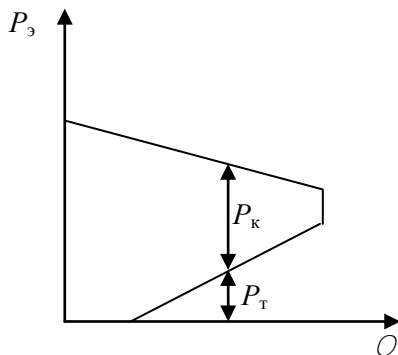


Рис. 4.3. Зависимость электрической мощности ТЭЦ от тепловой нагрузки

В проектных расчетах обычно полагается, что в зимний максимум нагрузки системы и дневные часы ТЭЦ полностью загружены по тепловому потреблению. При необходимости по условиям покрытия графика нагрузки в ночные часы ТЭЦ может быть разгружена на 10–15 % от загрузки в дневное время.

Газотурбинные электростанции имеют относительно небольшой КПД (25–30 %), но обладают высокой маневренностью. Время пуска и набора нагрузки – до 20 мин. Станции с такими характеристиками целесообразно использовать в основном для покрытия пиковой части графиков нагрузки с небольшим временем использования установленной мощности, а также в качестве оперативного резерва.

Парогазовые электростанции. На ПГС устанавливаются газовые турбины, после которых отработавшие газы поступают в топку котлоагрегата. Полученный в нем пар используется в паровых турбинах, которые, как и на ТЭЦ, могут быть и с отборами пара, и с противодавлением. Следовательно, режим электрической мощности ПГС также существенно зависит от тепловой нагрузки. Следует отметить, что при снижении теплового потребления экономическая эффективность парогазового цикла существенно снижается (резко возрастают удельные расходы топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии). Поэтому использование повышенной электрической мощности при малом тепловом потреблении становится нецелесообразным. Таким образом, ПГС

при покрытии суточного графика нагрузки могут использоваться только как базисные станции.

Атомные электростанции. Эти станции характеризуются низкой по сравнению с КЭС топливной составляющей в себестоимости выработки электроэнергии. Поэтому обычно они проектируются как базисные станции, хотя принципиальная возможность их работы в режиме переменных нагрузок существует. Для этого должны быть внесены соответствующие изменения в конструкцию ядерных установок.

С учетом сказанного разгрузка АЭС при покрытии суточного графика может производиться только после реализации других мероприятий, связанных со снижением генерируемой мощности в ночные часы рабочих суток, в ночные и дневные часы выходных дней, а именно: выдачи избытков мощности в другие энергосистемы; вынужденной остановки части блоков ТЭС; снижения электрической нагрузки ТЭЦ за счет редуцирования пара.

Покрытие суточного графика нагрузки системы какого-то характерного дня производится в следующей последовательности [7]. Сначала в графике размещается располагаемая мощность ГЭС и ГАЭС, которая принимается из баланса мощностей на рассматриваемый период времени. При этом на них размещается часть оперативного резерва мощности (около 2–3 % от наибольшей нагрузки системы). Но он, однако, не должен превышать 10–15 % располагаемой мощности ГЭС и ГАЭС. Суточная выработка электроэнергии ГЭС находится по выражению

$$W_{\text{ГЭС}} = 24P_{\text{р ГЭС}}k_{\text{н}},$$

где $P_{\text{р ГЭС}}$ – располагаемая среднемесячная мощность;

$k_{\text{н}}$ – коэффициент внутримесячной неравномерности отдачи мощности ГЭС, принимается равным 1,0–1,2.

Очевидно, что площадь, занимаемая мощностью ГЭС в суточном графике, должна быть равна ее суточной выработке. Наибольшая мощность в течение суток должна быть

$$P_{\text{нб}} \leq P_{\text{р ГЭС}} - P_{\text{рез ГЭС}},$$

где $P_{\text{рез ГЭС}}$ – оперативный резерв, размещенный на ГЭС.

В любое время суток должно выполняться условие

$$P_{\text{ГЭС}} \geq P_{\text{баз}},$$

где $P_{\text{баз}}$ – базисная мощность ГЭС.

При распределении располагаемой выработки энергии ГЭС в графике нагрузки следует стремиться к тому, чтобы он был максимально выровнен для ТЭС.

Размещение ГАЭС в суточном графике производится так же, как и ГЭС. При этом в разрезе суток должно выполняться условие

$$W_{\text{т}} = W_{\text{н}} \eta_{\text{ГАЭС}} = P_{\text{ГАЭС}} T_{\text{т}},$$

где $W_{\text{т}}$ и $W_{\text{н}}$ – соответственно энергия, вырабатываемая в турбинном режиме и потребляемая из системы в насосном режиме;

$\eta_{\text{ГАЭС}}$ – КПД ГАЭС;

$P_{\text{ГАЭС}}$ – проектная располагаемая мощность ГАЭС;

$T_{\text{т}}$ – проектное суточное число часов работы в турбинном режиме.

Оставшаяся незаполненная после ГЭС и ГАЭС часть суточного графика покрывается за счет мощностей КЭС, ТЭЦ, ГТС, ПГС и АЭС. В качестве основного критерия распределения нагрузок между ними принимается относительный прирост стоимости топлива $b_{\text{т}}$ (формула (4.2)). При этом изменение мощности станции может производиться в пределах располагаемой мощности с учетом регулировочного и технического диапазонов. Вывод в текущий и аварийный ремонт учитывается для всех типов тепловых электростанций, а в капитальный ремонт – обычно только для КЭС.

Мощность, необходимая для аварийного ремонта, определяется по формуле

$$P_{\text{а}} = \sum_{i=1}^n P_i n_i q_i,$$

где P_i – единичная установленная мощность агрегата i -го типа;

n_i – число агрегатов данного типа;

q_i – аварийность агрегата i -го типа, характеризующая относительную среднегодовую продолжительность внепланового простоя агрегата.

На рис. 4.4 приведен пример покрытия суточного графика системы. В базисной части графика располагаются нерегулируемые мощности ГЭС, АЭС и слоборегулируемая мощность ТЭЦ. Далее различные КЭС следуют по мере ухудшения экономичности. Пиковая часть графика покрывается за счет регулируемой мощности ГЭС, мощностей ГАЭС и ГТС. Накопление воды в водохранилище ГАЭС осуществляется в ночные часы суток при ее работе в насосном режиме.

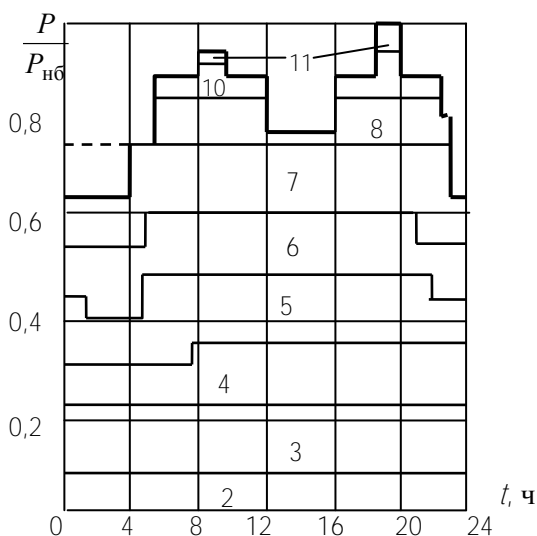


Рис. 4.4. Покрытие суточного графика нагрузки энергосистемы: 1 – суточный график; 2 – базисная мощность ГЭС; 3 – АЭС; 4 – ТЭЦ, ПГС; 5 – КЭС с блоками 300 МВт и выше; 6 – КЭС с блоками 200 МВт; 7 – полупиковые блоки КЭС; 8 – регулируемая мощность ГЭС; 9 – ГАЭС в насосном режиме; 10 – ГАЭС в турбинном режиме; 11 – ГТС

4.4. Требования к пропускной способности системообразующих электрических сетей

В результате покрытия графиков нагрузки энергосистемы для различных периодов года выясняется требуемая загрузка электрических станций, расположенных в различных частях системы. Эта загрузка позволяет определить потоки мощности

между различными крупными узлами системы, которые в свою очередь могут быть приняты за основу при выборе пропускной способности системообразующих сетей.

В качестве одного из основных расчетных принимается режим длительных перетоков мощности, соответствующих режиму системы с характерными средними условиями загрузки электростанций с учетом нахождения некоторой части основного оборудования в плановом и аварийном ремонтах. По этим перетокам мощности находятся основные параметры сети: номинальные напряжения, номинальные мощности трансформаторов, сечения проводов линий электропередачи, потери мощности и электроэнергии, рациональные пути резервирования передачи мощности.

Расчетные длительные перетоки мощности, называемые *балансовыми*, обычно находят для режима годового максимума нагрузки системы из рассмотрения баланса мощности по узлам [7]:

$$P_{\text{бал}} = P_{\text{нб}} - (P_{\text{г}} - P_{\text{рез}}),$$

где $P_{\text{нб}}$ – наибольшая нагрузка данного узла;

$P_{\text{г}}$ – располагаемая генерирующая мощность в узле;

$P_{\text{рез}}$ – резерв мощности, размещенный на станциях данного узла в балансе мощности системы.

Поскольку составление балансов мощности производится в условиях некоторой неопределенности исходной информации, то целесообразно учитывать возможность непредвиденных ситуаций. С учетом этого длительный балансовый переток мощности рекомендуется определять по выражению

$$P_{\text{дл}} = \sqrt{P_{\text{бал}}^2 + \delta P^2},$$

где δP – среднеквадратическое отклонение мощности меньшего из рассматриваемых узлов системы.

Значение

$$\delta P = k \sqrt{P_{\text{нб}}},$$

где k – коэффициент, зависящий от мощности узла и темпов роста электропотребления (при увеличении электропотребления на 3–5 % в год ориентировочно может быть принят $k = 4$);

$P_{\text{нб}}$ – планируемая наибольшая нагрузка узла.

Наряду с длительными (балансовыми) рассматриваются *режимные* перетоки мощности. Они могут отличаться от балансовых вне точки годового максимума нагрузки системы. Особенно это отличие характерно для околопиковых часов суточного графика из-за несинхронности изменения нагрузки потребителей и загрузки станций, которая определяется их экономическими и техническими характеристиками. Если режимные перетоки между узлами системы оказываются больше балансовых, то должен быть рассмотрен вопрос о целесообразности изменения параметров сети, выбираемых по балансовым перетокам.

Кроме балансовых и режимных перетоков обязательно рассматриваются расчетные *максимальные (резервные)* перетоки мощности, которые соответствуют режимам системы с неблагоприятными сочетаниями плановых и послеаварийных ремонтов основного оборудования электростанций. По этим перетокам находится максимальная требуемая пропускная способность электрической сети.

Расчетный максимальный переток определяется по формуле [7]

$$P_{\text{макс}} = \pm P_{\text{бал}} + 1,2P_{\text{o,p1}} - P_{\text{o,p2}},$$

где $P_{\text{o,p1}}$ – расчетный оперативный резерв в узле, который необходим для условий изолированной работы узла при заданном индексе надежности;

$P_{\text{o,p2}}$ – оперативный резерв в данном узле, учитываемый при покрытии графика нагрузки.

Если узел сети связан с другими узлами не одной линией, а несколькими, то балансовые, режимные и резервные перетоки мощности рассматриваются для совокупности связей, называемой *сечением*.

Пропускная способность системообразующих сетей должна удовлетворять требованиям надежности $n - 1$. Это означает, что должна быть обеспечена возможность передачи длительных (балансовых)

перетоков мощности как при нормальной схеме сети, так и при отключении ее любого элемента (трансформатора, линии электропередачи и др.) без снижения запаса статической устойчивости и качества напряжения. Если аварийно отключаются одновременно два элемента сети, то допускается ограничение передаваемой мощности. И, наконец, для случаев нерасчетных, особо тяжелых аварий в системе (отключение мощной станции, нескольких линий и т.п.) должен быть предусмотрен комплекс противоаварийной автоматики, действующей с целью сохранения устойчивости системы на отключение части потребителей, а также, при необходимости, электростанций.

В энергосистемах некоторых стран в качестве расчетного рекомендуется принцип надежности $n - 2$. За расчетные возмущения принимаются:

- отключение одного из элементов сети, когда другой был заранее отключен для ремонта;
- отключение одновременно двух элементов сети.

При этом в течение 15 мин после аварийного отключения режим должен быть приведен в соответствие с новой топологией сети.

Предлагается рассматривать следующие возможные аварийные нарушения:

- потеря одного из параллельных элементов (генератора, нагрузки, шунтирующего реактора, батареи конденсаторов);
- потеря одного из последовательных элементов (линии электропередачи, трансформатора, шин подстанции, полюса электропередачи постоянного тока);
- комбинация из двух повреждений (например, линии электропередачи и шин подстанции);
- комбинация из повреждений, имеющих общую причину (линии электропередачи и агрегата ТЭС после трехфазного короткого замыкания, двухцепной воздушной линии, элементов из-за отказа выключателя или релейной защиты при отключении короткого замыкания, двух генераторов, двух систем шин, обоих полюсов электропередачи постоянного тока, двух параллельных воздушных линий, проходящих по одной трассе);
- прочие (наиболее тяжелые) многократные повреждения.

4.5. Модели оптимизации генерирующих мощностей

В результате составления баланса активных мощностей по энергосистеме в целом выявляется необходимая суммарная мощность электростанций на расчетный период. На основании покрытия пред-полагаемых суточных графиков нагрузки ориентировочно определяется необходимая структура (типы) электростанций. Уточненная структура станций должна находиться на основе анализа сравнительной эффективности различных типов станций и выявления зоны годовых чисел использования установленной мощности каждого из них. В общей постановке задачи должны дополнительно учитываться многие важные факторы: возможность сооружения ГЭС и АЭС, возможности площадок для строительства КЭС, необходимые очередности и сроки ввода различных станций, необходимость учета системообразующей сети, динамика изменения электропотребления по годам и др. Комплексное решение такой задачи на основе одной модели представляется затруднительным, тем более что при решении задачи необходимо было бы учитывать неопределенность различной исходной информации, такой как характеристики графиков нагрузки, технические и стоимостные показатели топлива, технические и экономические данные перспективного оборудования и др. В связи с этим обычно используется иерархическая схема решения, в которой структура генерирующих мощностей выявляется при достаточно грубом рассмотрении режимов системы. При этом учитывают следующее. Как уже отмечалось, ТЭЦ предназначены прежде всего для выработки теплоты, а их электрическая мощность в известной степени является связанной с тепловой нагрузкой. Поэтому в оптимизационных расчетах мощности ТЭЦ можно найти заранее и из расчета их исключить. Мощности ГЭС также в значительной степени определяются местом сооружения, комплексным использованием водного тракта, требованиями судоходства и др. Поэтому они, как правило, достаточно фиксированы. АЭС являются уникальными объектами. Их территориальное расположение и мощности также ограничены рядом факторов (экологическими требованиями и др.). В таких условиях может быть выделена задача оптимизации генерирующих мощностей КЭС, в результате решения

которой определяются места размещения, установленные мощности, очередность и сроки ввода станций.

В качестве критерия оптимизации может быть принят один из критериев (2.41)–(2.44). В любом случае целевая функция является нелинейной относительно искомым параметров – мощностей станций. Причиной этого, в частности, являются нелинейные зависимости удельного расхода топлива b , расхода мощности на собственные нужды $p_{с.н}$, удельных капиталовложений k_y от установленной мощности станций $P_{уст}$, (рис. 4.5), потерь мощности от мощности, передаваемой по электрической сети.

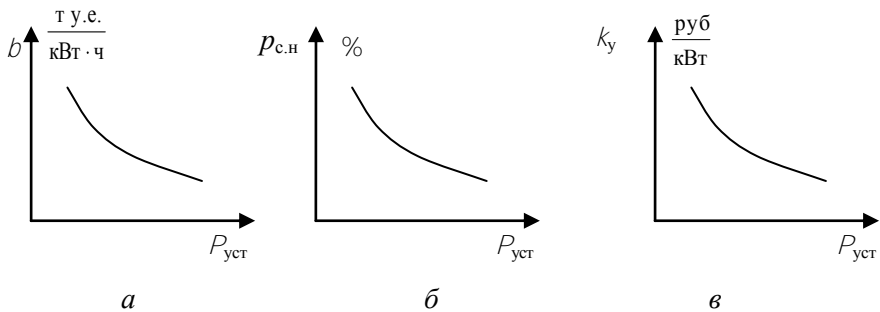


Рис. 4.5. Зависимости удельного расхода топлива:

(а), мощности на собственные нужды (б) и удельных капитальных вложений (в) от установленной мощности электростанций

Рассмотрим одну из наиболее эффективных моделей оптимизации генерирующих мощностей, основанную на методе динамического программирования. В принципе, модель может быть построена по различным вариантам, с учетом большего или меньшего числа факторов. Здесь, акцентируя большее внимание на методической стороне вопроса, введем ряд упрощений. В качестве целевой функции примем приведенные затраты. Будем полагать, что годовое время использования установленной мощности каждой станции известно, хотя в действительности этот параметр наряду с мощностью станции является искомым параметром. Электрическую сеть энергосистемы учтем приближенно в виде процента потерь мощности от суммарной мощности системы, хотя они на самом деле будут зависеть от мощностей различных станций. Будем также

полагать, что суммарная мощность нагрузки, для покрытия которой необходимо спроектировать соответствующую мощность станций, известна.

Тогда математическая модель в рамках метода динамического программирования (см. параграф 2.3) в общем виде может быть сформирована с использованием сепарабельной функции приведенных затрат:

$$Z(P) = \sum_{i=1}^n z_i(P_i) \rightarrow \min; \quad (4.3)$$

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_{\Sigma}; \quad (4.4)$$

$$P_i \geq 0, \quad (4.5)$$

где P_i – мощность i -й станции;

P_{Σ} – суммарная мощность, подлежащая оптимальному распределению между n станциями.

Сущность метода динамического программирования заключается в том, что задача со многими переменными заменяется рядом последовательно решаемых задач с меньшим числом переменных, в пределе – с одной переменной. Этот метод относится к чисто вычислительным. Однако он в отличие от других методов не может быть применен формально к различным задачам, хотя, конечно, есть общие принципы. Метод динамического программирования не обязательно предполагает решение задачи, в которой что-то изменяется (находится в динамике). Важно суметь представить решение в виде многошагового процесса.

В основе метода динамического программирования лежит принцип оптимальности Беллмана [14]: оптимальная стратегия обладает тем свойством, что каковы бы ни были начальное состояние и начальное решение, последующие решения должны составлять оптимальную стратегию относительно состояния, полученного в результате первоначального решения. Смысл этого принципа заключается в том, что поэтапное планирование многошагового процесса должно производиться так, чтобы при

планировании каждого шага учитывалась не выгода, получаемая на данном шаге, а общая выгода, получаемая по окончании всего процесса.

Метод динамического программирования обладает следующими преимуществами:

- метод не предполагает никаких аналитических свойств минимизируемых функций $Z_i(P_i)$ (см. формулу (4.3)). Они могут быть нелинейными, разрывными, табличными и т.п.;

- при решении конкретной задачи попутно получаются решения многих задач;

- отыскивается глобальный оптимум;

- в случае нескольких одинаковых глобальных оптимумов находятся сразу все;

- хорошо приспособлен к реализации на ЭВМ.

К особенностям применения метода относятся:

- целевая функция $Z(P)$ должна быть сепарабельной, т.е. представлять собой сумму или произведение функций $Z_i(P_i)$ одной переменной;

- неуниверсальный алгоритм: для каждой технологической задачи требуется своя формулировка в пределах принципов динамического программирования;

- неудобен из-за вычислительных трудностей в случае наличия нескольких типов переменных, например, при представлении функции $Z_i(P_i)$ в виде $Z_i(P_i, T_i)$, где T_i – время использования мощности P_i i -й станции.

Рассмотрим теперь процедуру решения задачи (4.3)–(4.5).

Разобьем мощность P_Σ на ряд дискретных значений:

$$X = \{ p_1, p_2, \dots, p_k, \dots, p_m \}$$

где $p_m = P_\Sigma$.

Значениям P_i будем придавать полученные дискретные значения.

Организуем многошаговый процесс следующим образом.

Первый шаг. В расчет введем первую переменную – мощность первой станции P_1 . Вычислим функцию приведенных затрат в первую станцию

$$Z_1(P) = Z_1(P_1).$$

Для этого в правую часть вместо P_1 будем поочередно подставлять значения из множества X :

$$Z_1^0 = Z_1(P_1 = 0),$$

$$Z_1^1 = Z_1(P_1 = p_1),$$

$$Z_1^2 = Z_1(P_1 = p_2),$$

.....

$$Z_1^m = Z_1(P_1 = p_m).$$

В результате получим множество

$$Z_1 = \{Z_1^0, Z_1^1, Z_1^2, \dots, Z_1^m\}.$$

Как видно из расчета, на первом шаге никакой оптимизации не производится.

Второй шаг. Введем в расчет дополнительно вторую переменную – мощность P_2 второй станции.

Будем вычислять функцию, представляющую собой приведенные затраты на первую и вторую станции, в виде

$$Z_2(P) = \min \{Z_1(P - P_2) + Z_2(P_2)\}. \quad (4.6)$$

Здесь P будем поочередно принимать равным значениям из множества X . Поскольку в расчете принимают участие две станции, мощность $P - P_2 = P_1$, т.е. будет равна мощности первой станции. Символ \min означает, что надо будет выбирать минимальное значение из суммы функций Z_1 и Z_2 , т.е. осуществить оптимизацию распределения мощности между первой и второй станциями.

Этап 1. Пусть суммарная мощность двух станций $P = p_1$. Примем $P_2 = 0$, тогда $P_1 = p_1$, т.е. по условию (4.4) $P_1 + P_2 = P$.

При этих значениях вычислим функцию $Z_2(P)$:

$$Z_2^1(P) = Z_1(p_1 - 0) + Z_2(0).$$

Здесь значение $Z_1(p_1)$ вычислять не нужно, т.к. оно было уже определено на первом шаге.

Примем теперь $P_2 = p_1$, тогда $P_1 = p_1 - p_1 = 0$ и функция

$$Z_2^1(P) = Z_1(p_1 - p_1) + Z_2(p_1).$$

На этом весь перебор значений P_2 при $P = p_1$ закончен. Выберем из полученных значений $Z_2^1(P)$ минимальное значение и запомним его:

$$Z_{2\text{мин}}^1 = \min_{P_2} Z_2^1. \quad (4.7)$$

Этому значению $Z_{2\text{мин}}^1$ будет соответствовать вполне определенное оптимальное распределение мощности $P = p_1$ между первой и второй станциями.

Этап 2. Пусть теперь суммарная мощность двух станций $P = p_2$ из множества X . Тогда мощность P_2 второй станции может принимать значения $0, p_1, p_2$. Вычислим значения функции (4.6) при этих значениях P_2 , имея в виду условия (4.4) для P_1 и P_2 :

$$Z_2^2(P) = Z_1(p_2 - 0) + Z_2(0),$$

$$Z_2^2(P) = Z_1(p_2 - p_1) + Z_2(p_1),$$

$$Z_2^2(P) = Z_1(p_2 - p_2) + Z_2(p_2).$$

Выберем из полученных значений минимальное и запомним его:

$$Z_{2\text{мин}}^2 = \min_{P_2} Z_2^2. \quad (4.8)$$

Это значение $Z_{2\text{мин}}^2$ будет соответствовать оптимальному распределению мощности $P = p_2$ между первой и второй станциями.

На последующих аналогичных этапах второго шага будем поочередно задаваться значениями $P = p_3, \dots, P = p_m$ из множества X . В результате найдем значения $Z_{2\text{мин}}^3, \dots, Z_{2\text{мин}}^m$, соответствующие

оптимальному распределению мощностей $P = p_3, \dots, P = p_m$ между первой и второй станциями.

Третий шаг. Введем следующую дополнительную переменную P_3 – мощность третьей станции. Вычисления будем вести снова для различных P от p_1 до p_m из множества X , но здесь значение P будет представлять собой уже сумму мощностей трех станций:

$$P = P_1 + P_2 + P_3.$$

Функция (4.6) примет вид

$$Z_3(P) = \min \left\{ Z_2(P - P_3) + Z_3(P_3) \right\}. \quad (4.9)$$

Здесь $P - P_3 = P_2 + P_1$, т.е. является суммой мощностей первой и второй станций, $Z_2(P - P_3)$ – приведенные затраты в первую и вторую станции при оптимальном распределении мощности $P - P_3$ между ними, а $Z_3(P_3)$ – приведенные затраты в третью станцию.

Шаг 1. Пусть $P = p_1$. Зададимся поочередно мощностью P_3 , равной 0 и p_1 . Тогда по выражению (4.9) получим

$$Z_3^1(P) = Z_2(p_1 - 0) + Z_3(0),$$

$$Z_3^1(P) = Z_2(p_1 - p_1) + Z_3(p_3).$$

Отсюда

$$Z_{3\text{мин}}^1 = \min \left\{ Z_2^1 \right\}.$$

Значение $Z_{3\text{мин}}^1$ соответствует оптимальному распределению мощности $P = p_1$ между мощностью третьей станции и суммой мощностей двух первых станций. Но при этом следует иметь в виду, что оптимальное распределение любой мощности между двумя первыми станциями уже было найдено на втором шаге из выражения (4.7).

Шаг 2. Пусть теперь $P = p_2$. Тогда мощности P_3 будем придавать значения 0, p_1 , p_2 . Для этих случаев вычислим функцию (4.9):

$$Z_3^2(P) = Z_2(p_2 - 0) + Z_3(0),$$

$$Z_3^2(P) = Z_2(p_2 - p_1) + Z_3(p_1),$$

$$Z_3^2(P) = Z_2(p_2 - p_2) + Z_3(p_2)$$

и найдем

$$Z_{3\text{мин}}^2 = \min_{P \in X} Z_3^2(P).$$

Значение $Z_{3\text{мин}}^2$ позволяет найти оптимальную мощность $P_{3\text{опт}}$ при $P = p_2$. Оставшаяся мощность $p_2 - P_{3\text{опт}}$ должна быть разделена оптимально между двумя первыми станциями, но эта задача уже решена на втором шаге (выражение (4.7) или (4.8)).

Задаваясь другими значениями P от p_3 до p_m , найдем $Z_{3\text{мин}}^2, \dots, Z_{3\text{мин}}^m$ и соответствующие оптимальные мощности P_3 при $P = p_3, \dots, P = p_m$, а значит, и оптимальное распределение оставшейся мощности между P_1 и P_2 .

Для k -го шага после ввода в расчет k -й станции можно записать следующее *рекуррентное соотношение*:

$$Z_k(P) = \min_{P \in X} [Z_{k-1}(P - P_k) + Z_k(P_k)] \quad (4.10)$$

где $Z_k(P_k)$ – приведенные затраты в k -ю станцию;

$Z_{k-1}(P - P_k)$ – приведенные затраты в станции до $k - 1$ при оптимальном распределении мощности $P - P_k$ между ними.

В выражении (4.10) значение P изменяется от p_1 до p_m , а мощность k -й станции P_k – от 0 до p_m из множества X .

На последнем n -м шаге учитывается последнее n -я станция и рекуррентное соотношение (4.10) принимает вид

$$Z_n(P) = \min_{P \in X} [Z_{n-1}(P - P_n) + Z_n(P_n)].$$

Здесь перебор всех возможных значений P делать не обязательно. Достаточно принять $P = p_m = P_\Sigma$ и найти оптимальное значение мощности $P_{n\text{опт}}$ n -й станции из выражения

$$Z_{n\text{мин}} = \min Z_n.$$

При известном значении $P_{n\text{опт}}$ можно записать выражение

$$P_{1\text{опт}} + P_{2\text{опт}} + \dots + P_{n-1\text{опт}} = P_\Sigma - P_{n\text{опт}}.$$

Но для суммы мощностей, стоящей в левой части равенства, решение относительно $P_{n-1\text{опт}}$ уже было найдено на шаге $n - 1$. Тогда справедливо равенство

$$P_{1\text{опт}} + P_{2\text{опт}} + \dots + P_{n-2\text{опт}} = P_\Sigma - P_{n\text{опт}} - P_{n-1\text{опт}}.$$

Двигаясь в обратном направлении вплоть до первого шага, можно найти оптимальные значения $P_{n-2\text{опт}}, \dots, P_{2\text{опт}}, P_{1\text{опт}}$.

Пример решения задачи оптимизации генерирующих мощностей электростанций методом динамического программирования приведен в параграфе 4.12.

Сформулируем математическую модель для случая, когда для каждой станции необходимо рассмотреть два типа переменных, в качестве которых примем мощность станции P_i и годовую выработку электроэнергии W_i . При такой постановке задача фактически сводится к поиску оптимальных мощности и годового времени использования мощности станции.

Целевая функция может быть представлена в виде

$$Z(P, W) = \sum_{i=1}^n Z_i(P_i, W_i) \rightarrow \min$$

при ограничениях

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_{\Sigma},$$

$$P_i \geq 0,$$

$$\sum_{i=1}^n W_i = W_{\Sigma},$$

$$W_{i_{\min}} \leq W_i \leq W_{i_{\max}},$$

где W_{Σ} - суммарная энергия, которая должна быть выработана на всех станциях системы.

Рекуррентное соотношение для этого случая имеет вид

$$Z_k(P, W) = \min_{P_{k-1}} \{ Z_{k-1}(P - P_k, W - W_k) + Z_k(P_k, W_k) \}.$$

На первом шаге рассматривается система, состоящая из одной станции и вычисляется значение функции

$$Z_1(P, W) = Z_1(P_1, W_1)$$

при всех возможных сочетаниях P_1 и W_1 в пределах заданных ограничений.

На втором шаге в расчет вводится вторая станция:

$$Z_2(P, W) = \min_{P_1} \{ Z_1(P - P_2, W - W_2) + Z_2(P_2, W_2) \}.$$

Здесь надо задаваться различными сочетаниями P_2 и W_2 , а остатки передавать на первую станцию и т.д. Видно, что количество вычислений существенно возрастает, что делает метод динамического программирования неэффективным.

Известны также другие модели оптимизации генерирующих мощностей. Так, в линейной модели целевая функция и ограничения представляются в линейном виде с целью получения возможности использовать аппарат линейного программирования (см. параграф 2.3). Для этого приходится идти на существенные упрощения, например, показатели, приведенные на рис. 4.5, принимать постоянными или линеаризировать. Решение задачи оптимизации генерирующих мощностей рассмотрено в [2, 5]. Предложения по более детальному

учету в моделях динамики и неопределенности развития энергосистемы изложены в специальной литературе [1, 3].

4.6. Принятие решений по реконструкции электрических станций

Электростанции, как известно, представляют собой капиталоемкие объекты с достаточно длительными сроками сооружения. При нормальном развитии энергосистем замена изношенных основных производственных фондов должна производиться непрерывно. Только в этом случае энергосистема будет находиться в состоянии с достаточно приемлемыми технико-экономическими показателями и будет способна к надежному электроснабжению потребителей.

Кризис, постигший в той или иной мере страны СНГ в начале 90-х годов XX столетия после распада СССР и связанный со спадом производства, привел к снижению уровня электропотребления. В результате на значительный отрезок времени отпала необходимость в приращении генерирующих мощностей, они в большинстве энергосистем оказались в избытке. Со временем значительная доля электро-станций оказалась физически изношенной. С другой стороны, из-за дефицита финансовых средств в условиях кризиса не было возможности модернизировать оборудование существующих электростанций с целью улучшения их технико-экономических показателей. В результате стал проявляться моральный износ станций, характеризующийся прежде всего высокими удельными расходами топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии. В таких условиях ряду энергосистем, например Белорусской, экономически выгодно было перейти на покупку значительной доли более дешевой, чем собственная, электроэнергии из соседних энергосистем. Однако, как уже отмечалось (параграф 4.1), доля покупной электроэнергии с точки зрения энергетической безопасности страны и надежности электроснабжения потребителей не должна превышать определенной величины. Поэтому направление развития энергосистем, связанное с реконструкцией и модернизацией собственных существующих электрических станций, равно как и сооружением новых станций, неизбежно. Принятие правильных решений на перспективу в этом

направлении особенно важно, т.к. сооружение новых станций, а также реконструкция существующих занимает достаточно длительный период (несколько лет).

Во многих случаях реконструкция существующих электростанций оказывается экономически целесообразнее сооружения новых. Это связано с тем, что демонтаж старого оборудования (котлы, турбины и т.п.) и монтаж нового производится с использованием существующих зданий, сооружений, производственной базы, персонала, социальной инфраструктуры. При этом должны учитываться мировые тенденции развития генерирующих мощностей, прежде всего в их теплоэнергетической части [43].

Одно из направлений модернизации электростанций связано с надстройкой газовыми турбинами паротурбинных блоков ТЭС. Если при работе в конденсационном цикле каждая из паротурбинных и газотурбинных установок имеет КПД в пределах 35–40 %, то в комбинированном цикле, когда в паровой части цикла используется теплота отработавших в газотурбинной установке газов, можно получить КПД, равный 50–60 % [43]. Известны различные варианты исполнения комбинированных установок.

Другое направление касается создания базоманевренных ТЭЦ, которые позволяют привлекать их к регулированию переменной части суточного графика нагрузки, прежде всего в ночные часы суток. Это особенно важно для энергосистем с большой долей генерирующих мощностей на ТЭЦ. Регулировочный диапазон электрической мощности может быть расширен как за счет специальных технологических схем и технических решений, связанных с глубокой электрической разгрузкой и сохранением возможностей отпуска не-обходимой теплоты потребителям, так и за счет аккумулирования теплоты в транзитных и магистральных тепловых сетях.

Получает распространение реконструкция котельных с преобразованием их в малые ТЭЦ, на которых используются низкопотенциальные теплофикационные турбоагрегаты с противодавлением малой мощности.

Важной задачей с точки зрения энергетической безопасности, как уже отмечалось, является реконструкция ТЭС с целью получения возможности их работы на различных видах топлива.

Экономическое обоснование целесообразности той или иной реконструкции электрических станций должно производиться с использованием критериев, приведенных в параграфе 2.7.

4.7. Общий подход к компенсации реактивной мощности

Покрытие реактивных индуктивных нагрузок потребителей и компенсация потоков реактивной мощности в элементах электрической сети могут быть осуществлены за счет генераторов электрических станций, синхронных компенсаторов, батарей статических конденсаторов, статических тиристорных компенсаторов. Включение компенсирующих устройств в узлы нагрузки приводит к снижению потерь мощности и энергии в сети и создает положительные добавки напряжения. Если компенсирующее устройство выполнено так, что в процессе эксплуатации можно изменять его мощность, то появляется возможность создавать переменные добавки напряжения и регулировать тем самым напряжение в узлах. В таких случаях компенсирующая установка одновременно выполняет функции регулирования напряжения. Наряду с компенсирующими устройствами для регулирования напряжения в энергосистеме используются специальные регулирующие аппараты, основные из которых – трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой и линейные регуляторы.

Таким образом, достижение желаемых технического и экономического эффектов должно производиться путем взаимосвязанного выбора средств компенсации реактивных нагрузок и регулирования напряжения.

Избыточные генерируемые реактивные мощности (в основном за счет большой зарядной мощности линии) могут быть скомпенсированы шунтирующими реакторами, в том числе управляемыми, статическими тиристорными компенсаторами, а также синхронными компенсаторами и генераторами, работающими в режиме недовозбуждения.

Задача выбора компенсирующих и регулирующих устройств составляет неотъемлемую часть комплекса вопросов проектирования схем развития энергосистемы. Поэтому оптимизацию размещения средств регулирования напряжения и

компенсации реактивных нагрузок необходимо проводить для всех вариантов схем, намеченных к рассмотрению.

При проектировании развития энергосистемы подлежат решению следующие вопросы: определение оптимальной суммарной мощности дополнительных источников реактивной мощности, удовлетворяющей требованиям баланса реактивных мощностей в максимальном режиме энергосистемы; оптимизация распределения этих источников между отдельными узлами энергосистемы; нахождение наиболее выгодной очередности ввода компенсирующих устройств; выявление необходимых диапазонов регулирования и выбор типа компенсирующих устройств.

Подход, обеспечивающий наиболее полное решение задачи компенсации реактивной мощности, – совместное рассмотрение электрических сетей различных номинальных напряжений: от электрических станций до электроприемников. Но, очевидно, практически это осуществить невозможно. Поэтому все электрические сети разделяют на подсистемы и для каждой из них принимают решение по размещению компенсирующих устройств.

Следует также учитывать, что схема и нагрузки энергосистемы не остаются постоянными, а изменяются во времени и пространстве: вводятся новые электростанции, подстанции, линии электропередачи, к сетям энергосистемы подключаются новые потребители. В связи с этим одно и то же компенсирующее устройство в разные годы используется с различной эффективностью.

Задачу оптимизации мощности и размещения компенсирующих устройств можно математически сформулировать в общем виде. Однако, как показывает опыт, прямое решение такой задачи связано с большими трудностями и неизбежен ввод разного рода упрощений и допущений. Поэтому более целесообразно вводить некоторые практические критерии, на основе которых осуществляется размещение компенсирующих устройств [36].

Установка дополнительного компенсирующего устройства мощностью Q_{ki} в i -м узле системы будет эффективной, если чистый дисконтированный доход, вычисленный по формуле (2.41), будет положительным:

$$\text{ЧДД}(Q_{ki}) = \sum_{t=1}^T \frac{D_{ti} - I_{ti} - K_{ti}}{(1 + E)^t} > 0. \quad (4.11)$$

Если сравнивать установку компенсирующего устройства одной и той же мощности в различных узлах системы и полагать, что капитальные затраты при этом одинаковы (это соответствует одинаковому типу компенсирующих устройств), то формула (4.11) примет вид

$$\text{ЧДД}(Q_{ki}) = \sum_{t=1}^T \frac{D_{ti} - I_{ti}}{(1 + E)^t} - K_k, \quad (4.12)$$

где K_k – капитальные затраты на компенсирующее устройство, осуществляемые в течение одного года.

Установка дополнительного компенсирующего устройства наиболее выгодна в том узле, для которого $\text{ЧДД}(Q_{ki}) = \max$.

В формуле (4.12) применительно к компенсирующим устройствам годовые эксплуатационные расходы I_{ti} по годам в проектных расчетах можно считать неизменными, т.к. они состоят из отчислений от капитальных затрат и стоимости потерь энергии в компенсирующих устройствах, которые при неизменном режиме их работы постоянны. Доход D_{ti} от установки компенсирующего устройства может изменяться по годам вследствие изменения нагрузки сети. Однако при перспективном проектировании нагрузку сети на каждый год определить достаточно точно не представляется возможным, имея в виду, что в формулах (4.11), (4.12) расчетный период T принимается большим, равным сроку службы объекта и даже большим. Если полагать, что D_{ti} по годам не изменяется, то от формулы (4.12) можно перейти к выражению приведенных затрат [33].

Тогда установка дополнительного i -го компенсирующего устройства будет эффективной, если

$$З_3(Q_{ki}) - З_k(Q_{ki}) \geq 0, \quad (4.13)$$

где $Z_3(Q_{ki})$ – доход в энергосистеме, получаемый при установке дополнительного компенсирующего устройства мощностью Q_{ki} .

$Z_k(Q_{ki})$ – затраты, связанные с установкой дополнительного компенсирующего устройства.

Установка дополнительного компенсирующего устройства окажется наиболее выгодной в том месте, где экономический эффект

$$Z_3(Q_{ki}) - Z_k(Q_{ki}) = \max.$$

Затраты, связанные с установкой компенсирующего устройства, можно определить согласно выражению

$$Z_k = (E + p)k_{уд}Q_k + \Delta P_{уд}Q_k T_k \beta, \quad (4.14)$$

где E – нормативный коэффициент эффективности капитальных затрат (банковский процент по ссуде);

p – отчисления на амортизацию и текущий ремонт компенсирующего устройства;

$k_{уд}$ – удельные капитальные затраты на компенсирующее устройство;

$\Delta P_{уд}$ – удельные потери мощности в компенсирующем устройстве;

T_k – число часов работы компенсирующего устройства в году;

β – стоимость 1 кВт·ч потерянной энергии.

Выражение (4.14) можно представить в виде

$$Z_k = Q_k T_k \beta_k, \quad (4.15)$$

если расчетное значение стоимости 1 квар·ч, выдаваемого компенсирующим устройством, определять формулой

$$\beta_k = \Delta P_{уд} \beta + \frac{k_{уд}(E_n + p)}{T_k}.$$

Доход от установки компенсирующего устройства

$$Z_3 = Z_{\Delta w} + Z_Q + Z_U,$$

где отдельные составляющие характеризуют соответственно доход от снижения потерь энергии, снижения потерь реактивной мощности и повышения качества напряжения у потребителей. Если расстановку компенсирующих устройств производить исходя из того, что в узлах должны быть обеспечены требуемые режимы напряжений, то эффект количественно определяется только первыми двумя составляющими – $Z_{\Delta W}$ и $Z_{\Delta Q}$.

Экономия на потерях активной мощности и энергии за счет повышения уровней напряжения, снижения потоков реактивной мощности и экономической загрузки существующих источников реактивной мощности равна

$$Z_{\Delta W} = (\Delta P_1 \tau_{1p} - \Delta P_2 \tau_{2p}) \beta \approx \delta P \tau_p^{cp} \beta,$$

где ΔP_1 , ΔP_2 - потери активной мощности соответственно до и после установки компенсирующего устройства в максимальном режиме;

τ_{1p} , τ_{2p} – время потерь от передачи реактивной мощности соответственно до и после компенсации;

$\delta P = \Delta P_1 - \Delta P_2$ характеризует снижение потерь мощности при установке дополнительного компенсирующего устройства;

τ_p^{cp} – среднее значение времени потерь.

Обозначив удельную экономию на потерях мощности через

$$k_{\Delta}^{cp} = \frac{\delta P}{Q_k},$$

получим

$$Z_{\Delta W} = Q_k k_{\Delta}^{cp} \tau_p^{cp} \beta. \quad (4.16)$$

Значение τ_p^{cp} приближенно может быть определено по формуле

$$\tau_p^{cp} = (0,8 \cdot 10^{-4} T_p + 0,3) T_p,$$

где T_p – время использования максимальной реактивной мощности, определяющееся временем использования максимальной активной мощности T_a :

$$T_p = \sqrt{8760T_a}.$$

Снижение потерь реактивной мощности δQ можно рассматривать как экономию на компенсирующих устройствах, мощность которых равна потерям. Экономия за счет потерь реактивной мощности определится по формуле

$$3_Q \approx \delta Q \tau_p^{\text{ср}} \beta_K.$$

Обозначив удельное снижение потерь реактивной мощности через

$$k_{\text{э.р}}^{\text{ср}} = \frac{\Delta Q}{Q_K},$$

получим

$$3_Q = Q_K k_{\text{э.р}}^{\text{ср}} \tau_p^{\text{ср}} \beta_K. \quad (4.17)$$

Подставив значения отдельных составляющих, полученных из формул (4.15), (4.16) и (4.17), в выражение (4.13) запишем условие целесообразности установки компенсирующего устройства:

$$Q_K k_{\text{э}}^{\text{ср}} \tau_p^{\text{ср}} \beta + Q_K k_{\text{э.р}}^{\text{ср}} \tau_p^{\text{ср}} \beta_K \geq Q_K T_K \beta_K.$$

Из данного уравнения найдем граничное значение удельного снижения потерь, ниже которого установка компенсирующего устройства нецелесообразна:

$$k_{\text{э}}^0 = \frac{\left(\frac{T_K}{\tau_p^{\text{ср}}} - k_{\text{э.р}}^{\text{ср}} \right) \cdot \beta_K}{\beta}. \quad (4.18)$$

В результате многочисленных исследований установлено, что доход от компенсирующих устройств за счет снижения потерь

реактивной мощности значительно ниже дохода от снижения потерь активной энергии и составляет

$$Z_Q < (0,06-0,10)Z_{\Delta W}.$$

С учетом этого выражение (4.18) примет вид

$$k_{\mathfrak{z}}^0 = \frac{T_{\text{к}}\beta_{\text{к}}}{(1,0\dots 1,1)\tau_{\text{р}}^{\text{ср}}\beta} \quad (4.19)$$

Строго говоря, значение $k_{\mathfrak{z}}^0$ для различных узлов энергосистемы будет различным. Однако при проектных расчетах сложносвязанных сетей его с некоторым приближением можно принимать одинаковым для всей энергосистемы.

Установка компенсирующего устройства в i -м узле нагрузки целесообразна в том случае, если фактическое удельное снижение потерь больше граничного значения:

$$k_{\mathfrak{z}i} > k_{\mathfrak{z}}^0. \quad (4.20)$$

Как уже отмечалось, при наиболее общей постановке задачи расчета рациональной компенсации реактивных нагрузок в энергосистеме требуется одновременный учет электрических сетей всех иерархических уровней (всех номинальных напряжений). Однако включение всех сетей в одну расчетную схему нецелесообразно из-за чрезмерно большого числа узлов. Кроме того, проектирование различных видов электрических сетей (питающих, распределительных и т.п.) выполняется различными проектными организациями. В связи с этим неизбежно разделение всей электрической системы на подсистемы и выполнение расчетов отдельно для каждой из них. При этом для достижения наибольшей эффективности компенсирующих устройств необходимо обеспечить стыковку результатов расчетов для различных иерархических уровней.

Электрическую систему часто разделяют на подсистемы, как показано на рис. 4.6.

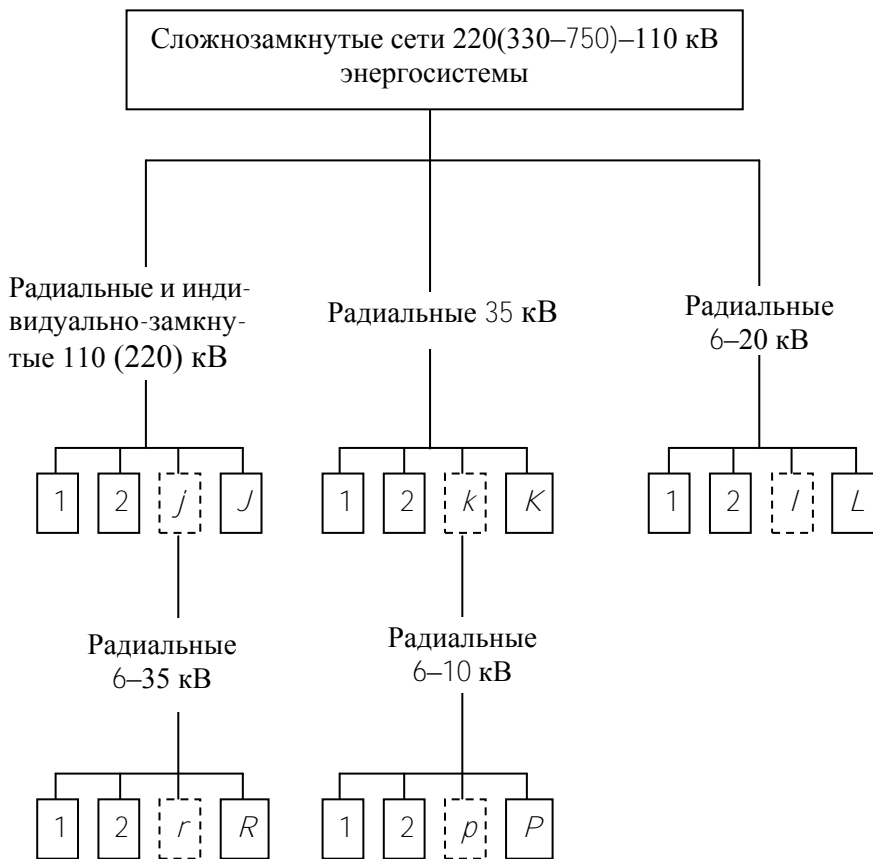


Рис. 4.6. Схема разделения электрической системы на подсистемы

По линиям электропередачи напряжением 330 кВ и выше передача реактивных мощностей экономически нецелесообразна. Поэтому электрические сети объединенной энергосистемы напряжением 330-750 кВ должны рассматриваться самостоятельно, и компенсирующие устройства в них следует выбирать исходя из приемлемых уровней напряжения, которые обеспечивают минимальные перетоки реактивных мощностей. В качестве

отдельных подсистем выделяются сложнзамкнутые сети напряжением 220–110 кВ. Эти сети могут также содержать участки сети напряжением 330...750 кВ. Если электрическая сеть 330–750 кВ развита не сильно, то она может полностью входить в подсистему замкнутых сетей 220–110 кВ. Далее выделяются подсистемы, содержащие радиальные или индивидуально-замкнутые сети напряжением 110–6 кВ (рис. 4.7)

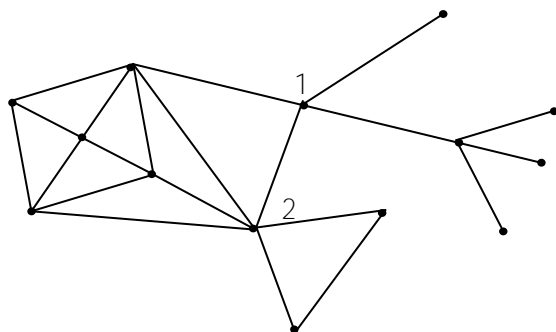


Рис. 4.7. Упрощенная схема сети энергосистемы

Совместный выбор компенсирующих устройств в питающих и распределительных сетях можно осуществить следующим образом. Для каждой радиальной или индивидуально-замкнутой сети производится оптимизация размещения компенсирующих устройств. Такая оптимизация выполняется для различных уровней суммарной мощности компенсирующих устройств $Q_{к\sum}$, подлежащей экономичному распределению в радиальной сети. В результате для каждой радиальной или индивидуально-замкнутой сети данного узла (например, 1, 2 на рис. 4.7) можно построить зависимости $Z_{\partial j} = f(Q_{к\sum})$

и $k_{\partial j} = f(Q_{к\sum})$, характеризующие изменение экономического эффекта за счет компенсирующих устройств и удельного снижения потерь от суммарной мощности компенсирующих устройств в данной распределительной сети (рис. 4.8). На этот же график нанесем линию граничного значения удельного снижения потерь $k_{\partial j}^0$. Из графика следует, что по условию оптимизации режима данной

распределительной сети экономически целесообразная суммарная мощность компенсирующих устройств равна $Q_{к.э}$, при которой $k_{эj} = k_3^0$. После построения таких зависимостей для каждой радиальной сети приступают к оптимизации размещения компенсирующих устройств в питающих сложнзамкнутых сетях (см. параграф 4.9). При этом в качестве критерия целесообразности установки компенсирующего устройства используется условие (4.20), в котором значение k_{3j} находится по формуле

$$k_{3j} = k_{э.п} + k_{3ji}, \quad (4.21)$$

где $k_{э.п}$ – удельное снижение потерь мощности в питающей сложнзамкнутой сети при установке компенсирующего устройства в i -м узле;

k_{3ji} – удельное снижение потерь мощности в j -й радиальной распределительной сети, питающейся от i -го узла. Это значение определяется по зависимостям, приведенным на рис. 4.8, при мощности компенсирующих устройств, установленной на предшествующих этапах расчета.

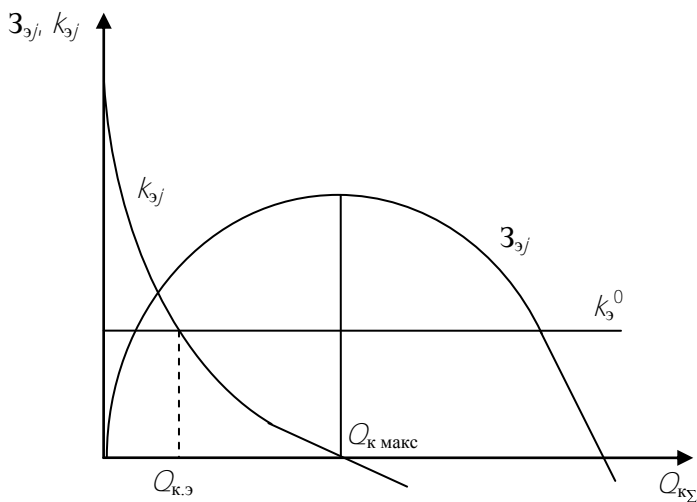


Рис. 4.8. Зависимости Z_{3j} и k_{3j} от мощности компенсирующих устройств $Q_{к.э}$.

Размещение компенсирующих устройств в питающих сетях автоматически позволяет получить экономичное решение, связанное с их расстановкой в распределительных радиальных сетях. Если рациональная мощность компенсирующих устройств i -го узла питающей сети $Q_{ki} \leq Q_{k \text{ макс}}$ (см. рис. 4.8) ($Q_{k \text{ макс}}$ – мощность компенсирующих устройств, дающая наибольший абсолютный доход в распределительной сети), то всю мощность Q_{ki} целесообразно рассредоточить по распределительной сети. Если же окажется, что $Q_{ki} > Q_{k \text{ макс}}$, то целесообразно мощность $Q_{k \text{ макс}}$ рассредоточить по распределительной сети, а оставшуюся мощность компенсирующих устройств ($Q_{ki} - Q_{k \text{ макс}}$) установить непосредственно в i -м узле питающей сети.

4.8. Компенсация реактивных нагрузок в распределительных электрических сетях

Сложность задачи выбора рациональных мест установки компенсирующих устройств в распределительных сетях зависит от их схем.

В магистральной сети (рис. 4.9, *a*), когда нагрузки подключены непосредственно к магистрали, экономичное распределение компенсирующих устройств определяется однозначно: необходимо прежде всего полностью скомпенсировать мощность Q_n в самом удаленном узле, затем, если $Q_{кз} > Q_n$, скомпенсировать мощность Q_{n-1} и т. д.

a

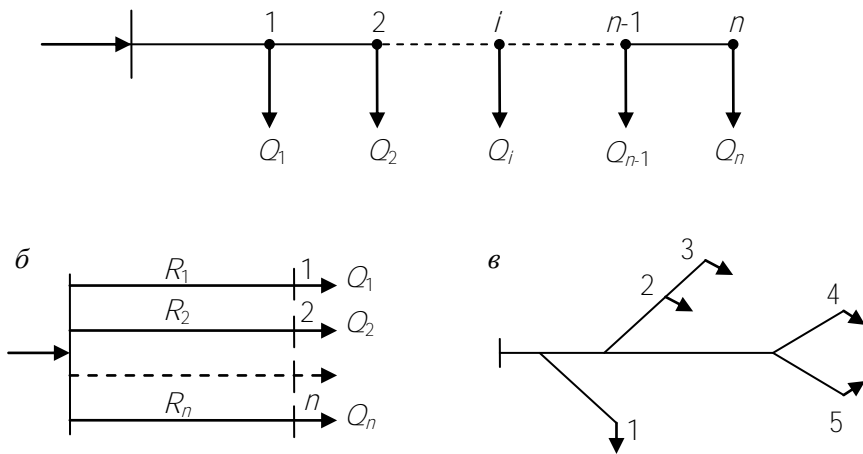


Рис. 4.9. Варианты схем сетей:
a – магистральной; *б* – с радиальными линиями;
в – произвольной конфигурации

Более сложный случай, когда сеть содержит n радиальных линий с нагрузками на концах (рис. 4.9, б). Пусть задана суммарная мощность компенсирующих устройств $Q_{к\Sigma}$, которую требуется разместить по узлам распределительной сети.

Экономически целесообразные мощности компенсирующих устройств в узлах сети

$$\left. \begin{aligned} Q_{к1} &= Q_1 - \frac{(Q - Q_{к\Sigma})R_3}{R_1}; \\ Q_{к2} &= Q_2 - \frac{(Q - Q_{к\Sigma})R_3}{R_2}; \\ &\dots\dots\dots \\ Q_{кn} &= Q_n - \frac{(Q - Q_{к\Sigma})R_3}{R_n} \end{aligned} \right\} \quad (4.22)$$

где

$$Q = \sum_{i=1}^n Q_i; \quad \frac{1}{R_3} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n}.$$

Если в результате расчета для какого-либо i -го узла получится $Q_{ki} < 0$, то это означает, что здесь установка компенсирующего устройства нецелесообразна. Тогда необходимо пересчитать сопротивление R_3 без i -й линии и снова повторить расчет мощностей компенсирующих устройств.

Задача выбора мест установки компенсирующих устройств для такой сети решается по достаточно простому алгоритму методом динамического программирования.

Пусть известна общая мощность компенсирующих устройств $Q_{k\Sigma}$, которую требуется распределить между узлами сети, т.е. необходимо найти вектор мощностей компенсирующих устройств

$$Q_k = \| Q_{k1}, Q_{k2}, \dots, Q_{kn} \|^T,$$

при котором в сети будет обеспечиваться минимум потерь мощности.

Для решения этой задачи составим целевую функцию в следующем виде:

$$\delta P = \Delta P_0 - \Delta P = \delta P(Q_{k1}, Q_{k2}, \dots, Q_{kn}),$$

где ΔP_0 , ΔP - потери мощности в сети соответственно до и после установки компенсирующих устройств;

δP - снижение потерь;

n - число узлов, в которых по желанию проектировщика намечается проверка целесообразности установки компенсирующих устройств.

Тогда задачу оптимизации можно сформулировать следующим образом:

$$\max \delta P = \max \{ \Delta P_0 - \Delta P(Q_{k1}, Q_{k2}, \dots, Q_{kn}) \}.$$

При этом примем ограничения:

$$\sum_{i=1}^n Q_{ki} = Q_{k\Sigma}; \quad (4.23)$$

$$Q_{ki} \geq 0; \quad (4.24)$$

$$U_{\text{мин}} \leq U_i \leq U_{\text{макс}}; \quad (4.25)$$

$$Q_{ki} \leq Q_{ki}^{\text{макс}}. \quad (4.26)$$

Ограничение (4.23) означает, что мощность всех компенсирующих устройств должна равняться заданной суммарной мощности. Ограничение (4.24) показывает, что мощность компенсирующего устройства не должна быть отрицательной. По ограничению (4.25) осуществляется контроль напряжений в узлах. Предельные значения могут быть заданы либо едиными для всех узлов, либо различными для каждого узла. В последнем случае в выражение (4.25) следует подставить $U_{i \text{ мин}}$ и $U_{i \text{ макс}}$. Ограничение (4.26) должно вводиться, если имеются какие-либо соображения о предельной мощности компенсирующего устройства в данном узле, например в случае, когда не допускается перекомпенсация реактивной мощности в узле.

Рекуррентное соотношение запишем в виде

$$h_m(Q_k) = \max\{h_{m-1}(Q_k - Q_{km}) + \delta P_m(Q_{km})\}, \quad (4.27)$$

где снижение потерь мощности при установке компенсирующего устройства в узле m мощностью Q_m

$$\delta P_m(Q_{km}) = \Delta P_m(Q_k - Q_{km}) - \Delta P_m(Q_{km}).$$

Здесь $\Delta P_m(Q_k - Q_{km})$ - потери мощности в сети без компенсирующего устройства мощностью Q_{km} , а $\Delta P_m(Q_{km})$ - с компенсирующим устройством.

Решение данной задачи целесообразно только с помощью ЭВМ. При этом вычислительный процесс будет происходить следующим образом.

Зададимся рядом дискретных значений мощности компенсирующего устройства: $0, \Delta, 2\Delta, \dots, r\Delta$, причем так, что $r\Delta = Q_{к\Sigma}$. При $Q_{к\Sigma} = 0$ вычислим потери мощности в сети и запомним их:

$$h_0(Q_k) = \Delta P_0.$$

Вычислим функцию $h_1(Q_k)$ на первом шаге:

$$h_1(Q_k) = \Delta P_0 - \Delta P_1(Q_k).$$

Для этого поочередно в первом узле установим компенсирующее устройство мощностью $\Delta, 2\Delta, \dots, r\Delta$ и вычислим потери мощности ΔP_1 . В результате получим вектор-столбец значений h_1 , в котором каждая строка соответствует компенсирующему устройству определенной мощности:

$$h_1 = \left\| h_1^1 h_1^2 \dots h_1^r \right\|^T. \quad (4.28)$$

Используя рекуррентное соотношение (4.27), вычислим значение функции $h_2(Q_k)$ на втором шаге:

$$h_2(Q_k) = \max\{h_1(Q_k - Q_{k2}) + \delta P_2(Q_{k2})\}.$$

Вычисление производится при всех возможных дискретных значениях мощности компенсирующих устройств во втором узле Q_2 . Соответствующие значения h_1 выбираем из матрицы (4.28). В результате для каждого значения $Q_{k\Sigma}$ из всех найденных значений h_2 выбираем максимальное $h_{2\text{макс}}$, которое запоминаем. Остальные значения h_2 из памяти ЭВМ убираем.

В результате получим вектор-столбец максимальных значений h_2 :

$$h_{2\text{макс}} = \left\| h_{2\text{макс}}^1 h_{2\text{макс}}^2 \dots h_{2\text{макс}}^r \right\|^T.$$

На третьем шаге

$$h_3(Q_k) = \max\{h_2(Q_k - Q_{k3}) + \delta P_3(Q_{k3})\}.$$

На последнем, n -м шаге

$$h_n(Q_k) = \max\{h_{n-1}(Q_k - Q_{kn}) + \delta P_n(Q_{kn})\}.$$

Получим вектор-столбец максимальных значений h_n :

$$h_{n \text{ макс}} = \left\| h_{n \text{ макс}}^1 h_{n \text{ макс}}^2 \dots h_{n \text{ макс}}^r \right\|^T.$$

В результате будет найдено максимальное значение целевой функции снижения потерь:

$$\max \delta P = h_{n \text{ макс}}^j$$

при любой суммарной мощности компенсирующих устройств $Q_{\text{кз}} = \Delta, 2\Delta, \dots, r\Delta$. По этому значению определяются оптимальные значения мощностей компенсирующих устройств узлов, каждое из которых соответствует одному из элементов матриц $h_{n \text{ макс}}, \dots, h_{2 \text{ макс}}, h_1$, доставляющих максимум целевой функции.

Для разомкнутой сети произвольной конфигурации (рис. 4.9, в) алгоритм решения задачи методом динамического программирования существенно усложняется. Один из возможных таких алгоритмов, основанный на свертывании сети с помощью эквивалентных характеристик, приведен в [9].

Применительно к сети произвольной конфигурации целесообразно использовать алгоритм, основанный на сравнении удельного снижения потерь активной мощности при установке компенсирующих устройств в различных нагрузочных узлах сети (см. параграф 4.7). При этом порядок расчета следующий.

1. Намечаются узлы, в которых предполагается установка компенсирующих устройств. Так, на схеме сети (рис. 4.9, в) – это нагрузочные узлы 7–5.
2. Выполняется расчет исходного режима сети и определяются суммарные потери активной мощности ΔP_0 .
3. Поочередно в каждом из намеченных узлов устанавливается некоторая небольшая мощность компенсирующего устройства, с которым вновь производится расчет режима. Находится снижение потерь по сравнению с исходными:

$$\delta P_i = \Delta P_0 - \Delta P_i.$$

4. Определяется удельное снижение потерь мощности для каждого из узлов с компенсирующим устройством

$$k_{эj} = \frac{\delta P_j}{Q_{kj}}$$

5. Выбирается узел, для которого $k_{эj}$ имеет максимальное значение:

$$k_{э\text{макс}} = \max \{ k_{эj} \}$$

6. В выбранном узле фиксируется некоторая мощность компенсирующего устройства (она принимается в зависимости от реактивной нагрузки данного узла и желаемой точности оптимизационных расчетов), с которой делается расчет режима, принимаемый в дальнейшем за исходный).

7. Расчеты по пп. 3–6 повторяются.

Примеры решения задач по выбору компенсирующих устройств в распределительных сетях приведены в параграфе 4.12.

4.9. Компенсация реактивных нагрузок в системообразующих и питающих электрических сетях

Для решения задачи оптимизации мощности и размещения компенсирующих устройств исходной информацией служит перспективная схема развития основных сетей энергосистемы, разработанная в процессе проектирования с указанием параметров элементов сети (линий, трансформаторов), активных и реактивных нагрузок узлов в характерных режимах работы системы при естественном коэффициенте реактивной мощности. Кроме того, должны быть известны характеристики существующих источников реактивной мощности (максимальная мощность, допустимые пределы регулирования мощности) и диапазоны регулирования на трансформаторах связи замкнутых сетей различных номинальных напряжений.

Для выбора мест и рациональной очередности установок компенсирующих устройств используем критерий (4.19) и условие (4.20). Компенсирующее устройство в первую очередь следует

устанавливать в тех узлах энергосистемы, где удельное снижение потерь k_{3j} наибольшее.

В связи с тем что на потери мощности в замкнутых сетях оказывают большое влияние загрузка существующих источников реактивной мощности и выбранные ответвления трансформаторов связи, в процессе выбора компенсирующих устройств должна производиться оптимизация распределения реактивных нагрузок между источниками и коэффициентов трансформации трансформаторов связи замкнутых сетей различных напряжений.

Для решения этой задачи в каждом режиме энергосистемы необходимо минимизировать функцию

$$\Delta P(Q, N) \rightarrow \min,$$

где $Q = \{Q_1, Q_2, \dots, Q_j, \dots, Q_J\}$ и $N = \{n_1, n_2, \dots, n_t, \dots, n_T\}$ есть множества;

индексы J и T – соответственно число источников реактивной мощности и трансформаторов связи, участвующих в оптимизации.

Минимум целевой функции отыскивается в пределах заданных ограничений каждого переменного параметра:

$$Q_{j\text{мин}} \leq Q_j \leq Q_{j\text{макс}};$$

$$n_{t\text{мин}} \leq n_t \leq n_{t\text{макс}}.$$

При этом должны выполняться следующие ограничения:

$$U_{m\text{мин}} \leq U_m \leq U_{m\text{макс}};$$

$$I_k \leq I_{k\text{доп}},$$

где U_m – напряжение в m -м контролируемом узле;

$I_k \leq I_{k\text{доп}}$ – фактический и допустимый ток на k -м участке сети.

Подробное решение данной задачи методом поочередного изменения параметров дано в [36].

Рассмотрим последовательность расчетов, связанных с определением мест, очередности установки и диапазонов регулирования компенсирующих устройств.

1. Для заданной схемы замкнутых сетей производится расчет установившегося режима, соответствующего наибольшим нагрузкам энергосистемы.

2. Для данного режима нагрузок выполняется оптимизация распределения реактивных мощностей источников совместно с оптимизацией коэффициентов трансформации трансформаторов связи.

3. Удельное снижение потерь $k_{эi}$ будет наибольшим в одной из точек потокораздела реактивных мощностей. Поэтому из расчета оптимального режима выбираются все точки потокораздела реактивных мощностей. Чаще всего эти точки совпадают с узлами самого низкого напряжения.

4. Для узлов, соответствующих потокоразделам реактивной мощности, определяются удельные снижения потерь $k_{эi}$. Для нахождения $k_{эi}$ в i -м узле устанавливается единичная мощность компенсирующего устройства и при этом определяется снижение потерь мощности как разность между потерями мощности в сети до и после установки компенсирующего устройства: $k_{эi} = \Delta P - \Delta P_{кi}$. Если в расчетах учитываются распределительные сети, то $k_{эi}$ определяется по формуле (4.21).

5. Из совокупности узлов, соответствующих потокоразделам реактивной мощности, отбираются те, для которых удельное снижение потерь больше граничного значения $k_{эi} < k_{э}^0$. Выделяется узел с наибольшим значением $k_{эi}$ и в нем намечается к установке некоторая мощность компенсирующего устройства.

6. При зафиксированной в намеченном узле мощности компенсирующего устройства расчет установившегося режима повторяется. Затем опять выявляются точки потокораздела реактивных мощностей и расчет по пп. 3–5 повторяется до тех пор, пока не будет до конца выявлена эффективность установки компенсирующих устройств по критерию $k_{э}^0$. Периодически после ряда расчетов по пп. 3–5 повторяется оптимизация реактивных мощностей и коэффициентов трансформации трансформаторов.

В конце описанной процедуры расчетов должно быть проверено выполнение ограничения по напряжению

$$U_{i\text{макс}} \geq U_{i\text{доп}}, \quad (4.29)$$

где $U_{i\text{макс}}$ - полученное напряжение в i -м узле после экономического размещения компенсирующих устройств;

$U_{i\text{доп}}$ - нижний предел допустимого напряжения.

Если условие (4.29) не выполняется, то граничное значение k_3^0 необходимо искусственно снизить и повторить расчет по описанному алгоритму.

Расчеты по компенсации реактивной мощности, выполненные для режима наибольших нагрузок, позволяют определить рациональную мощность компенсирующих устройств и места их установки по условию экономического баланса реактивной мощности.

Для определения диапазонов мощностей компенсирующих устройств, которые должны быть выполнены регулируемыми, необходимо рассмотреть режим наименьших нагрузок энергосистемы. Для этого надо провести оптимизацию распределения реактивных нагрузок совместно с оптимизацией коэффициентов трансформации трансформаторов связи в этом режиме с учетом всех установленных компенсирующих устройств по условию режима наибольших нагрузок. Разность между мощностью компенсирующего устройства в i -м узле в режиме наибольших нагрузок Q_{ki} и мощностью в оптимальном режиме наименьших нагрузок $Q_{k/\text{мин}}$ соответствует требуемому регулировочному диапазону данного компенсирующего устройства:

$$Q_{ki} - Q_{k/\text{мин}} = \delta Q_{k/\text{рег}}.$$

При компенсирующих устройствах, выбранных по условиям нормальных режимов (наибольших и наименьших), должно быть проверено обеспечение требуемых напряжений в послеаварийных режимах. Если в отдельных узлах напряжение не соответствует допустимому, то должны быть выбраны дополнительные устройства. При этом может быть использована методика, изложенная в [36].

Описанный алгоритм выбора компенсирующих устройств реализуется на ЭВМ с помощью общих программ расчета

установившихся режимов либо специальной программы оптимизации размещения компенсирующих устройств.

4.10. Принципы оценки эффективности объединения энергосистем

При объединении энергосистем одним из основных является эффект от снижения установленной мощности электростанций. Он достигается за счет совмещения суточных и годовых графиков нагрузки и снижения требуемых резервов мощности.

При этом совмещенный максимум нагрузки объединенной системы оказывается меньше суммы максимумов нагрузок отдельных систем, улучшаются условия проведения ремонтов и модернизации оборудования. Появляется возможность совместного использования резервов мощности в случае отказов оборудования электростанций, а также при отклонении балансов мощности от расчетных из-за ошибок проектирования и по другим причинам.

Объединение энергосистем позволяет получить эффект за счет улучшения структуры энергосистемы путем:

- рационального использования гидроресурсов и в частности создания дешевых резервов мощности;
- применения более крупных и, как следствие, более экономичных агрегатов тепловых электростанций;
- создания лучших условий покрытия пиковых нагрузок в суточном графике и прохождения ночных и воскресных минимумов нагрузки;
- рационализации структуры системообразующих электрических сетей;
- снижения аварийных набросов мощности на отдельные участки внутрисистемной электрической сети;
- обмена свободной генерирующей мощностью между энергосистемами в отдельное время суточного графика нагрузки.

К важным относится также эффект от оптимизации режимов объединенной энергосистемы за счет уплотнения суммарного графика нагрузки и снижения эксплуатационных затрат из-за уменьшения стоимости топливной составляющей при оптимизации распределения нагрузок между электростанциями.

Укрупнение энергосистем позволяет получить частотный эффект [40], заключающийся в меньшем влиянии на частоту в системе при аварийном выходе из работы отдельного энергоблока или отдельной станции. Можно также выделить экологический эффект от объединения систем, проявляющийся за счет перераспределения выработки электроэнергии между регионами с ее снижением в районах с неблагоприятными экологическими условиями.

Методика расчета отдельных составляющих экономического эффекта от объединения энергосистем приведена в [11].

При создании межгосударственных энергообъединений вырабатываются определенные принципы совместной работы отдельных энергосистем в составе объединения. Так, в трансевропейской синхронной объединенной электроэнергетической системе TESIS (UCPTE + CENTRAL) общей мощностью 470 ГВт главный принцип заключается в требовании относительной сбалансированности отдельных энергосистем по производству и потреблению электроэнергии. Другие основные технические и экономические требования сводятся к следующему [41]. Каждая энергосистема входит в энергообъединение на добровольной основе и несет полную ответственность за собственные электростанции. Каждая система должна быть способна покрыть свою собственную нагрузку в любое время за счет собственных электростанций, станций совместной собственности и электроэнергии, получаемой по контрактам. Это требование относится в том числе и к случаям простых аварий, например, связанных с потерей блока наибольшей мощности. Принимаемые отдельными системами оперативные решения не должны приводить к неприемлемым последствиям в соседних энергосистемах. При развитии каждая система должна учитывать интересы соседних систем.

Для участия в первичном регулировании частоты каждая система в данный момент должна иметь вращающийся резерв мощности не менее 2,5 % от мощности собственных потребителей. Должна быть возможность использования половины этого резерва в течение первых 5 с, а остального резерва – в течение 30 с. Коэффициент статизма характеристики регулирования должен быть для ГЭС от 2 до 6 % (крутизна характеристики от 50 до 17 %), для ТЭС и АЭС – от 4 до 6 % (крутизна характеристики от 25 до 17 %).

Станции энергосистемы должны быть оборудованы устройствами вторичного регулирования, которое осуществляется по критерию системных характеристик, предполагающих регулирование обменных потоков мощности со статизмом по частоте. Время восстановления нормального режима при вторичном регулировании не должно более 5 мин.

Вращающийся резерв мощности в каждой системе должен соответствовать большему значению из следующих двух условий:

- мощности наиболее крупного агрегата или наибольшего запланированного импорта;

- около 3–5 % мощности системы в данный момент времени.

К агрегатам электростанций предъявляются определенные требования по времени пуска, числу циклов пуска и останова, скорости изменения нагрузки, диапазону регулирования мощности. Так, для регулируемых ГЭС скорость изменения нагрузки должна быть 0,5–0,2 % номинальной мощности в секунду, турбогенераторов ТЭС – от 1 до 15 % в минуту, а для турбогенераторов АЭС – до 5 % в минуту.

В каждой системе должны быть предусмотрены устройства автоматической частотной разгрузки, уставка первой очереди которых может начинаться с частоты 49,5 Гц, но не должна быть ниже 49 Гц. При частоте 47,5 Гц и ниже электростанции могут отключаться от системы. Энергосистемы могут переходить на изолированную работу, если частота в объединении стала ниже 49,5 Гц.

Структура каждой системы должна удовлетворять критерию надежности $n-1$ во всех режимах работы без помощи соседних систем. Этот критерий распространяется как на генерирующую, так и на электросетевую часть, в том числе и на межгосударственные межсистемные связи.

Определенные требования предъявляются к регулированию напряжения. Потоки реактивной мощности между соседними энергосистемами должны быть как можно меньшими. В узлах, через которые производится обмен электроэнергией с соседними системами, должно поддерживаться заданное напряжение. Для его обеспечения используется регулирование:

- первичное за счет воздействия на системы возбуждения генераторов электростанций;

– вторичное, осуществляющее координацию действия устройств регулирования напряжения и реактивной мощности, расположенных в различных частях системы;

– третичное, работающее по критерию надежности и экономичности.

Из приведенного описания принципов работы отдельных систем следует, что в них вряд ли реализуются все возможные положительные эффекты от объединения энергосистем. Не просматриваются также принципы распределения эффекта от объединения между отдельными энергосистемами.

Справедливое распределение получаемого эффекта, по-видимому, зависит от условий функционирования каждой системы в энергообъединении. Если, например, система C_2 получает энергию из системы C_1 в режимах наименьших нагрузок, то система C_1 получает дополнительную выгоду за счет загрузки базовых ТЭС и соответствующего повышения их экономичности. Следовательно, при назначении цены за электроэнергию для системы C_2 она должна быть снижена за счет распределения общего эффекта. Если же система C_2 получает энергию из системы C_1 в режимах наибольших нагрузок, то, наоборот, система C_1 будет нести некоторые убытки за счет загрузки пиковых станций с повышенной себестоимостью выработки электроэнергии. В этом случае система C_2 должна получать энергию по цене, учитывающей доплату за счет удержания энергии на пиковых станциях системы C_1 .

В настоящее время методика распределения эффекта от объединения энергосистем детально не разработана. Тем не менее можно наметить методические подходы к решению данного вопроса [42] на основе использования критерия чистого дисконтированного дохода (см. параграф 2.7).

Пусть имеются две системы с прогнозируемым годовым электропотреблением W_1 и W_2 . При их изолированной работе чистый дисконтированный доход в каждой системе можно представить в виде

$$\text{ЧДД}_{1и} = (\text{Ц}_{1и} - \text{З}_{1и}) W_1;$$

$$\text{ЧДД}_{2и} = (\text{Ц}_{2и} - \text{З}_{2и}) W_2,$$

где $\Pi_{1и}$ и $\Pi_{2и}$ – заданные тарифы на электроэнергию;

$З_{1и}$ и $З_{2и}$ – удельные затраты на производство электроэнергии.

При этом общий доход

$$\text{ЧДД}_{и} = \text{ЧДД}_{1и} + \text{ЧДД}_{2и}.$$

При объединении систем годовую энергию, передаваемую из первой во вторую систему, обозначим W_{12} . Тогда финансовая эффективность составит

$$\text{ЧДД}_{1о} = (\Pi_{1о} - З_{1о})(W_1 + W_{12});$$

$$\text{ЧДД}_{2о} = (\Pi_{2о} - З_{2о})(W_2 - W_{12});$$

$$\text{ЧДД}_о = \text{ЧДД}_{1о} + \text{ЧДД}_{2о} - З_с.$$

где $З_с$ – затраты на сооружение и эксплуатацию межсистемной связи.

Суммарный эффект от объединения энергосистем

$$\mathcal{E}_о = \text{ЧДД}_о - \text{ЧДД}_{и},$$

а в каждой из систем

$$\mathcal{E}_1 = \text{ЧДД}_{1и} - \text{ЧДД}_{1о};$$

$$\mathcal{E}_2 = \text{ЧДД}_{2и} - \text{ЧДД}_{2о}.$$

Очевидно, что

$$\text{ЧДД}_{и} = \text{ЧДД}_{1и} + \text{ЧДД}_{2и};$$

$$\text{ЧДД}_о = \text{ЧДД}_{1о} + \text{ЧДД}_{2о}.$$

В качестве одного из путей взаимоприемлемого распределения эффекта от объединения энергосистем предлагается для каждой из систем определять его пропорционально выработке электроэнергии.

В общем случае для j -й системы

$$\mathcal{E}_{jо} = \mathcal{E}_о \frac{W_{jо}}{W},$$

где $W_{jо}$ – выработка энергии в j -й системе;

W – суммарная выработка электроэнергии в системе.

Реализация этого пути распределения эффекта может быть достигнута через механизм формирования цены перетока. Для j -й системы (избыточной или дефицитной), работающей в объединении, можно записать:

$$\text{ЧДД}_{j0} = \text{Ц}_j W_j + \text{Ц}_{ji} W_{ji} - \text{З}_{j0} W_{j0},$$

где Ц_j – тариф на электроэнергию W_j в j -й системе;

W_{ji} – переток энергии;

Ц_{ji} – тариф на переток;

З_{j0} – удельные затраты на межсистемную связь.

Для избыточных систем $W_{ji} > 0$, а для дефицитных $W_{ji} < 0$.

Отсюда расчетное значение тарифа, соответствующего взаимоприемлемому распределению эффекта от объединения энергосистем:

$$\text{Ц}_{ji} = \frac{\text{ЧДД}_{j0} + \text{Ц}_j W_j + \text{З}_{j0} W_{j0}}{W_{ji}}.$$

Если в j -ю систему входит k субъектов, то эффект Э_{j0} между ними может быть распределен пропорционально доле собственности α_{jk} :

$$\text{Э}_{jko} = \alpha_{jk} \text{Э}_{j0}.$$

4.11. Обоснование целесообразности сооружения накопителей энергии в энергосистеме

Задача прогнозных исследований и перспективного проектирования заключается не только в том, чтобы вести структурный экономический анализ с использованием уже апробированных на практике объектов, но также и в том, чтобы одновременно с таким анализом осуществлять прогноз физико-технических путей развития будущих объектов. Одним из факторов, ухудшающих экономические показатели функционирования энергосистем, является неравномерность суточного графика нагрузки. Один из путей ее уменьшения

заключается в применении в системах накопителей энергии (НЭ) для выравнивания графиков нагрузки. К наиболее распространенным типам НЭ в мировой практике относятся гидроаккумулирующие электростанции. Прорабатываются и другие способы и средства аккумулирования энергии, имеющие уникальные характеристики и могущие дать большие экономические и системные выгоды. К таким способам и средствам относятся подземные гидроаккумулирующие электростанции, аккумулирование сжатого воздуха, аккумуляторные батареи, сверхпроводящие индуктивные накопители электроэнергии, супермаховики, аккумулирование тепловой энергии.

Целесообразность сооружения какого-то типа НЭ в определенной точке энергосистемы может быть оценена по критерию чистого дисконтированного дохода:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{\mathcal{E}_t - \text{И}_t - \text{К}_t}{(1 + E)^t} > 0,$$

где \mathcal{E}_t – экономический эффект в год t от использования НЭ в системе;

$\text{И}_t, \text{К}_t$ – издержки и капитальные затраты в НЭ в год t ;

T – расчетный период.

Рассмотрим отдельные составляющие системного эффекта от применения НЭ в энергосистеме [47].

1. Снижение установленной мощности электростанций и замена пиковых и полупиковых станций базовыми станциями. При отсутствии в системе НЭ для покрытия максимальной нагрузки (без учета резерва) требуется мощность $P_{\text{уст}}$, которая состоит из мощности базовых станций $P_{\text{баз}}$, полупиковых $P_{\text{пп}}$ и пиковых станций $P_{\text{пик}}$ (рис. 4.10 и 4.11):

$$P_{\text{уст}} = P_{\text{баз}} + P_{\text{пп}} + P_{\text{пик}}.$$

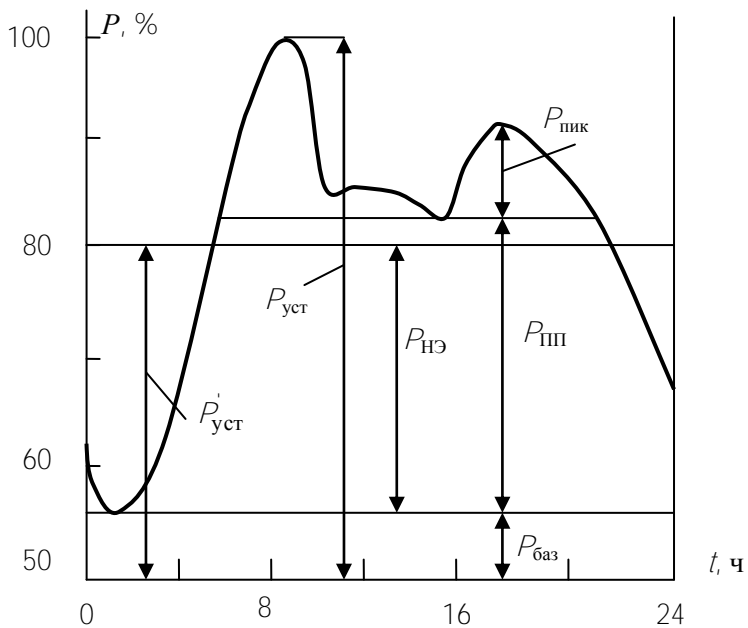


Рис. 4.10. Покрытие суточного графика нагрузки энергосистемы

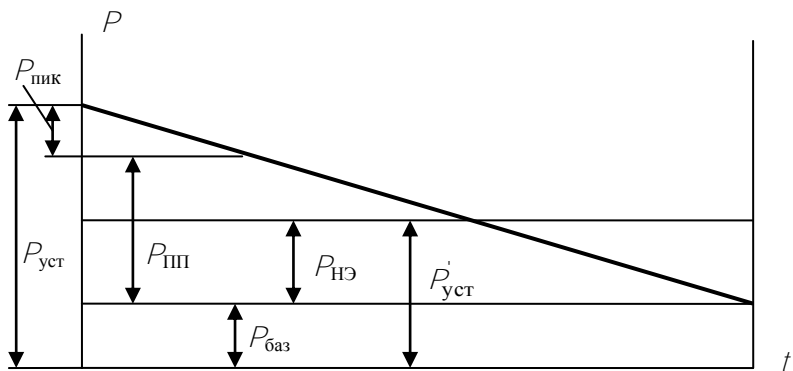


Рис. 4.11. Покрытие годового графика нагрузки по продолжительности

При установке в системе НЭ потребуется мощность $P'_{уст}$, которая включает прежнюю мощность $P_{баз}$ и мощность станций $P_{НЭ}$:

$$P'_{уст} = P_{баз} + P_{НЭ}.$$

Станции мощностью $P_{НЭ}$ при этом будут работать также в базовом режиме. Следовательно, при установке НЭ пиковые и полупиковые станции заменяются базовыми. При этом одновременно уменьшается их суммарная мощность:

$$P_{НЭ} < P_{пп} + P_{пик}.$$

За счет этого экономия на капитальных затратах может быть определена по выражению

$$\delta K_1 = k_{у.пп} P_{пп} + k_{у.пик} P_{пик} - k_{у.баз} P_{НЭ},$$

где k_y - стоимость единицы установленной мощности полупиковых, пиковых и базовых станций.

Экономия вследствие уменьшения эксплуатационных расходов за счет изменения отчислений на амортизацию и текущий ремонт p составит

$$\delta И_1 = p_{пп} k_{у.пп} P_{пп} + p_{пик} k_{у.пик} P_{пик} - p_{баз} k_{у.баз} P_{НЭ}.$$

2. Снижение установленной мощности резерва на электростанциях. При отсутствии НЭ резервная мощность выбирается в долях максимальной потребляемой мощности $P_{уст}$, причем она устанавливается на пиковых станциях. При наличии НЭ

резервная мощность должна выбираться в долях от $P'_{уст}$ и устанавливаться на базовых станциях. Заметим, что доли резерва в обоих случаях могут быть различными.

В этих условиях экономия капитальных затрат составит

$$\delta K_2 = r k_{у.пик} P_{уст} - r_{НЭ} k_{у.баз} P'_{уст},$$

где r и $r_{НЭ}$ – доли резервной мощности электростанций в системе без НЭ и с НЭ.

Экономия на годовых эксплуатационных расходах достигает

$$\delta И_2 = p_{пик} r k_{у.пик} P_{уст} - p_{баз} r_{НЭ} k_{у.баз} P'_{уст}.$$

3. Снижение стоимости выработки электроэнергии пиковой и полупиковой частей графика нагрузки энергосистемы. При установке в системе НЭ выработка энергии на пиковых $\mathcal{E}_{пик}$ и полупиковых станциях $\mathcal{E}_{пп}$ заменяется энергией, вырабатываемой на базовых станциях $\mathcal{E}_{НЭ}$ (рис. 4.12):

$$W_{НЭ} = W_{пик} + W_{пп}.$$

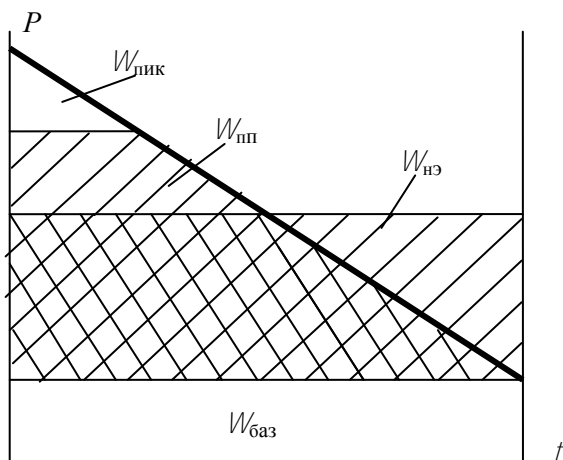


Рис. 4.12. Составляющие выработки энергии различными типами станций

При этом экономия обусловлена тем, что стоимость выработки энергии на пиковых и полупиковых станциях выше, чем на базовых.

Количественно это можно выразить так:

$$\delta C_1 = (b_{\text{пик}} c_{\text{т.пик}} - b_{\text{баз}} c_{\text{т.баз}}) W_{\text{пик}} + (b_{\text{пп.ср}} c_{\text{т.пп}} - b_{\text{баз}} c_{\text{т.баз}}) W_{\text{пп}},$$

где $b_{\text{пик}}$, $b_{\text{баз}}$ - удельные расходы топлива на пиковых и базовых станциях;

$b_{\text{пп.ср}}$ - средний удельный расход топлива на полупиковых станциях, работающих в переменном режиме;

$c_{\text{т.пик}}$, $c_{\text{т.пп}}$, $c_{\text{т.баз}}$ - удельные стоимости топлива для пиковых, полупиковых и базовых станций;

$W_{\text{пик}}$, $W_{\text{пп}}$ - годовая энергия, вырабатываемая в пиковой и полупиковой частях графика системы без НЭ (см. рис. 4.12).

Заметим, что энергия, вырабатываемая в системе, составляет

$$W = P_{\text{уст}} T_{\text{нб}} = P_{\text{уст}} T,$$

где $T_{\text{нб}}$ - время использования максимальной нагрузки;

T - число часов в году.

Определим энергию, вырабатываемую при наличии НЭ с меньшими затратами (см. рис. 4.12):

$$W_{\text{НЭ}} = W_{\text{пик}} + W_{\text{пп}} = W - W_{\text{баз.}}$$

4. Экономия топлива за счет сокращения числа режимных пусков агрегатов пиковых и полупиковых станций. При наличии НЭ в системе отпадает необходимость в ежедневных пусках и остановах агрегатов пиковых станций во время вечернего и утреннего максимумов, в пусках и остановах агрегатов полупиковых станций на воскресные и праздничные дни.

Годовую экономию за счет исключения режимных пусков агрегатов можно определить по формуле

$$\delta C_2 = C_{\text{п.пик}} + C_{\text{п.пп}} = \sum_{i=1}^r n_{\text{пик } i} m_{\text{пик } i} b_{\text{п.пик } i} c_{\text{т.пик}} + \sum_{j=1}^h n_{\text{пп } j} m_{\text{пп } j} b_{\text{п.пп } j} c_{\text{т.пп}}$$

где $n_{\text{пик } i}$, $n_{\text{пп } j}$ – количество пиковых агрегатов i -го типа и полупиковых агрегатов j -го типа, которые участвуют в покрытии максимумов;

$m_{\text{пик } i}$, $m_{\text{пп } j}$ – число пусков в год одного агрегата соответственно i -го и j -го типов;

$b_{\text{п.пик } i}$, $b_{\text{п.пп } j}$ – расход топлива на пуск одного агрегата i -го и j -го типов;

r , h – количества разнотипных пиковых и полупиковых агрегатов.

Если положить, что в системе имеются пиковые агрегаты только одного типа мощностью $P_{\text{а.пик}}$ и полупиковые агрегаты также только одного типа мощностью $P_{\text{а.пп}}$, то количества пиковых и полупиковых агрегатов будут

$$n_{\text{пик}} = \frac{P_{\text{пик}}}{P_{\text{а.пик}}}; \quad n_{\text{пп}} = \frac{P_{\text{пп}}}{P_{\text{а.пп}}}$$

5. Уменьшение требуемой пропускной способности линий электропередачи, включаемых между станцией и системой с НЭ. Если в системе отсутствует НЭ, то линия между станцией и

системой должна быть выполнена на максимальную нагрузку станции. При этом линия в течение года будет загружена неравномерно в соответствии с графиком нагрузки станции. Если в системе включен НЭ, то мощность станции может быть снижена и пропускная способность линии связи может быть выбрана меньшей. Здесь важно то, что при этом линия будет работать в течение года с постоянной нагрузкой и по ней можно передать то же количество энергии, что и в случае системы без НЭ.

Определим экономию на капитальных затратах:

$$\delta K_3 = \sum_{j=1}^t \sum_{i=1}^t (k_{lij} P_{ij} - k_{lij}^{\text{НЭ}} P_{ij}^{\text{НЭ}}) L_{ij},$$

где k_{lij} , $k_{lij}^{\text{НЭ}}$ — удельные стоимости i -й линии от j -й станции, приходящиеся на единицу длины и единицу мощности соответственно в системе без НЭ и с НЭ; эти величины могут отличаться, так как при установке НЭ может измениться напряжение линии и т.п.;

P_{ij} , $P_{ij}^{\text{НЭ}}$ - мощности i -й линии от j -й станции в системе без НЭ и с НЭ;

L_{ij} - длины i -й линии от j -й станции;

j - количество линий, отходящих от i -й станции, на которых уменьшается расчетная пропускная способность;

t - количество станций, снижение мощности которых при установке НЭ позволяет снизить расчетную мощность линий.

Если выдача мощности j -й электростанции производится по одной линии, то в последней формуле вместо P_{ij} и $P_{ij}^{\text{НЭ}}$ должны быть представлены мощности станции соответственно без НЭ $P_{эс j}$ и с НЭ $P_{эс j}^{\text{НЭ}}$.

Если мощность станции выдается в кольцевую сеть системы по нескольким линиям, то должны быть выполнены условия

$$\sum_{j=1}^t P_{ij} = P_{эс j};$$

$$\sum_{j=1}^t P_{ij}^{HЭ} = P_{эс j}^{HЭ}.$$

Уменьшение эксплуатационных расходов будет иметь место за счет уменьшения отчислений на амортизацию и текущий ремонт ($p_{л ij}$ и $p_{л ij}^{HЭ}$):

$$\delta И_3 = \sum_{j=1}^t \sum_{i=1}^t (p_{л ij} k_{л ij} P_{ij} - p_{л ij}^{HЭ} k_{л ij}^{HЭ} P_{ij}^{HЭ}) L_{ij}.$$

6. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях.

При отсутствии НЭ линия связи станции с системой работает с переменной нагрузкой, но с большим максимумом, чем при наличии НЭ, когда нагрузка в течение года постоянна.

Для отдельной линии потери энергии:

без НЭ

$$\Delta W = \frac{P^2}{U^2} r_0 L \tau;$$

с НЭ

$$\Delta W = \frac{(P^{HЭ})^2}{(U^{HЭ})^2} r_0^{HЭ} L \tau.$$

Здесь P - максимальная нагрузка линии, $P > P^{HЭ}$. Для всех линий системы

$$\delta И_4 = \beta (\Delta W - \Delta W_{HЭ}) = \beta \sum_{j=1}^t \sum_{i=1}^t \left(\frac{P_{ij}^2}{U_{ij}^2} r_{0ij} \tau_{ij} - \frac{(P_{ij}^{HЭ})^2}{(U_{ij}^{HЭ})^2} r_{0ij}^{HЭ} T \right) L_{ij},$$

где β - стоимость 1 кВт·ч потерь энергии;

$\Delta W, \Delta W^{HЭ}$ - потери энергии без НЭ и с НЭ;

$P_{ij}, P_{ij}^{\text{НЭ}}$ – максимальная нагрузка i -й линии от j -й станции без НЭ и с НЭ;

$U_{ij}, U_{ij}^{\text{НЭ}}$ – номинальное напряжение i -й линии от j -й станции без НЭ и с НЭ;

$r_{0ij}, r_{0ij}^{\text{НЭ}}$ – удельное сопротивление i -й линии от j -й станции без НЭ и с НЭ;

τ_{ij} – время максимальных потерь.

7. Повышение надежности электроснабжения. Рассмотрим систему электроснабжения, приведенную на рис. 4.13. Если отсутствует НЭ, то повреждение линии 3 приводит к погашению потребителя 6, повреждение линии 2 – к погашению потребителей 5 и 6 и т.д. Если на шинах потребителя 6 установлен НЭ, то повреждение любой из линий 1, 2 или 3 не приводит к погашению потребителей 4, 5, 6.

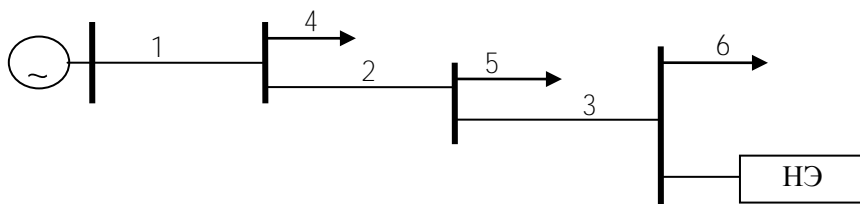


Рис. 4.13. Система электроснабжения с НЭ

Аналогичная ситуация возникает, если вместо потребителя 6 подключена система. Тогда при повреждении одной из линий 1, 2, 3 и отсутствии НЭ в системе возникает дефицит мощности, который приведет к погашению потребителей системы. При наличии НЭ этого можно избежать.

За счет повышения надежности можно получить экономию

$$\delta C_3 = (W_{\text{н}} - W_{\text{н}}^{\text{НЭ}}) y_{\text{уд}},$$

где $W_{\text{н}}, W_{\text{н}}^{\text{НЭ}}$ – годовой недоотпуск электроэнергии в системе без НЭ и с НЭ;

$u_{уд}$ - удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии.

8. Повышение устойчивости электрической системы. При включении накопителя электроэнергии (например, сверхпроводящего) вблизи станции он может выполнять функции устройства электрического торможения генераторов. При коротких замыканиях в системе на валу ротора генератора появляется избыточная мощность, которая может поглощаться в НЭ. В результате выбег ротора будет ограничен либо вообще устранен.

Экономический эффект от повышения устойчивости составит

$$\delta C_4 = (W_{н.у} - W_{н.у}^{НЭ}) u_{уд},$$

где $W_{н.у}$, $W_{н.у}^{НЭ}$ - недоотпуск электроэнергии, связанный с нарушением устойчивости, без НЭ и с НЭ.

9. Уменьшение вредного влияния на окружающую среду. Применение НЭ позволяет снизить количество сжигаемого топлива для производства необходимого количества электроэнергии за счет повышения экономичности режимов работы электростанций и сокращения числа пусков и остановов агрегатов. Благодаря этому уменьшается количество дымовых газов, выбрасываемых в атмосферу на ТЭС.

Уменьшение вредного воздействия дымовых газов на окружающую среду дает экономический эффект как по капитальным затратам, так и по эксплуатационным расходам:

$$\delta K_4 = y_{о.с} (B - B_{НЭ}),$$

$$\delta И_5 = c_{о.с} (B - B_{НЭ})$$

где $y_{о.с}$, $c_{о.с}$ - удельный ущерб, наносимый народному хозяйству, соответственно по капитальным затратам и эксплуатационным расходам от выброса в окружающую среду газов при сжигании единицы топлива на электростанциях [16];

B , $B_{НЭ}$ - количество сжигаемого топлива в энергосистеме без НЭ и с НЭ.

Общая эффективность применения НЭ зависит от его исполнения и места включения в схему электрической системы и

определяется совокупностью отдельных составляющих эффекта. Так, например, при включении НЭ со стороны приемной системы

$$\delta K = \delta K_1 + \delta K_2 + \delta K_3 + \delta K_4;$$

$$\delta И = \delta И_1 + \delta И_2 + \delta И_3 + \delta И_5 + \delta C_1 + \delta C_2 + \delta C_3.$$

Пример расчета отдельных составляющих эффекта от сооружения НЭ приведен в [47].

4.12. Задачи

Задача 4.1

Произвести покрытие суточного графика нагрузки энергосистемы, приведенного в табл. 4.2, если наибольшая мощность в ней $P_{нб} = 10000$ МВт.

Таблица 4.2

Суточный график нагрузки

Часы	0–6	6–8	8–12	12–16	16–18	18–21	21–23	23–24
$P/P_{нб}$	0,6	0,7	0,9	0,8	0,9	1,0	0,8	0,6

Система содержит различные типы электростанций со следующими их располагаемыми мощностями с учетом выделенного на них заранее резерва мощности: ГЭС – 2000 МВт, в том числе нерегулируемая (базисная) мощность – 1550 МВт; ТЭЦ – 2000 МВт; КЭС – 5100 МВт, в том числе с блоками 300 МВт – 2700 МВт, с блоками 200 МВт – 2400 МВт; ГАЭС в турбинном режиме – 1000 МВт, в насосном режиме – 400 МВт. Суточная располагаемая энергия ГЭС составляет 40000 МВт·ч. В ночные часы суток возможно снижение нагрузки ТЭЦ на 15 % от их располагаемой мощности. Снижение нагрузки КЭС с блоками 300 МВт без отключения отдельных блоков возможно на 30 %, а КЭС с блоками 200 МВт – на

40 %. При необходимости предусмотреть отключение некоторого числа блоков 200 МВт в ночные часы суток. Удельный расход топлива на КЭС с блоками 300 МВт ниже удельного расхода на КЭС с блоками 200 МВт. Стоимость единицы условного топлива на всех КЭС одинакова.

При покрытии графика нагрузки использовать все возможности работы ГАЭС в насосном режиме.

После покрытия графика определить суточную потребляемую энергию, суточную выработку энергии всеми электростанциями и выработку электроэнергии отдельно станциями каждого типа.

З а д а ч а 4.2*

Предполагаемый прирост нагрузки потребителей энергосистемы на расчетный период составляет $P_n = 1600$ МВт. Соответствующие приросты потерь мощности в электрических сетях $\delta P = 0,02P_n$, системного резерва $\delta P_{рез} = 0,04P_n$ и расхода на собственные нужды электростанции $\delta P_{сн} = 0,06P_n$. Покрытие этих нагрузок предполагается осуществить тепловыми электростанциями с турбогенераторами единичной мощности $P_T = 300$ Мвар. Электростанции могут быть размещены на четырех площадках, для которых известны технико-экономические показатели в зависимости от количества установленных турбогенераторов (табл. 4.3), где k_{yij} – стоимость 1 кВт установленной мощности станции / при числе турбогенераторов j ;

b_{yij} – удельный расход условного топлива;

c_{yij} – стоимость 1 т условного топлива;

T_{ij} – время использования установленной мощности электростанции.

Таблица 4.1

Технико-экономические показатели электростанций

* Формулировка задачи принята по [25].

Наименование показателей	Количество турбогенераторов на электростанции				
	1	2	3	4	5
<i>Площадка 1</i>					
k_{y1j} , у.д.е. / кВт	1000	950	930	900	-
$b_{y1j} 10^{-6}$ т у.т. / кВт·ч	450	440	430	400	-
c_{y1j} , у.д.е. / т у.т.	440	430	420	410	-
T_{1j} , ч	5400	5600	5800	5900	-
<i>Площадка 2</i>					
k_{y2j} , у.д.е. / кВт	1200	1100	1050	1000	900
$b_{y2j} 10^{-6}$ т у.т. / кВт·ч	380	370	360	340	330
c_{y2j} , у.д.е. / т у.т.	440 (520*)	430 (510)	420 (500)	410 (490)	400 (480)
T_{2j} , ч	4800 (6500)	5000 (6600)	5200 (6700)	5300 (6800)	5400 (6900)
<i>Площадка 3</i>					
k_{y3j} , у.д.е. / кВт	900	850	820	-	-
$b_{y3j} 10^{-6}$ т у.т. / кВт·ч	350	330	300	-	-
c_{y3j} , у.д.е. / т у.т.	490 (450)	480 (440)	460 (430)	-	-
T_{3j} , ч	6600	6800	7000	-	-
<i>Площадка 4</i>					
k_{y4j} , у.д.е. / кВт	1100	1000	-	-	-
$b_{y4j} 10^{-6}$ т у.т. / кВт·ч	340	320	-	-	-
	560 (430)	540 (410)	-	-	-
c_{y4j} , у.д.е. / т у.т.	6000	6200	-	-	-
T_{4j} , ч					

Требуется найти оптимальную мощность электростанции на каждой из площадок методом динамического программирования при ограничении по мощности каждой из станций:

$$0 \leq P_{1нб} \leq 4P_{г}, \quad 0 \leq P_{2нб} \leq 5P_{г}, \quad 0 \leq P_{3нб} \leq 3P_{г}, \quad 0 \leq P_{4нб} \leq 2P_{г}.$$

Целевую функцию приведенных затрат запишем в виде

$$Z(P) = \sum_{i=1}^n Z_{ij}(P_{ij}) \rightarrow \min ,$$

где $Z_{ij} = \rho k_{yij} P_{ij} + b_{yij} P_{ij} T_{ij} c_{yij} = (\rho k_{yij} + b_{yij} T_{ij} c_{yij}) P_{ij}$. (4.30)

Здесь

* Данные в скобках относятся к задаче 4.3.

$$p = p_a + p_{\text{то}} + E = 0,062 + 0,028 + 0,12 = 0,21,$$

где p_a – отчисления на амортизацию;

$p_{\text{то}}$ – отчисления на текущий ремонт и обслуживание;

E – нормативный коэффициент эффективности капитальных затрат (банковский процент по ссуде);

i – порядковый номер площадки для сооружения электростанции;

j – текущее количество турбогенераторов на станции.

Найдем требуемую суммарную мощность электростанций

$$\begin{aligned} P_{\Sigma} &= P_n + 0,02P_n + 0,04P_n + 0,06P_n = 1,12P_n = \\ &= 1,12 \cdot 1600 = 1792 \text{ МВт.} \end{aligned}$$

Определим необходимое количество турбогенераторов

$$N = \frac{1792}{300} \approx 6.$$

Используя данные, приведенные в табл. 4.3, по формуле (4.30) рассчитаем приведенные затраты на строительство каждой электростанции в зависимости от количества генераторов в пределах заданных ограничений на него.

Так, приведенные затраты для станции, сооружаемой на площадке 1, при установке одного турбогенератора будут

$$\begin{aligned} Z_{11} &= (0,21 \cdot 1000 + 450 \cdot 5400 \cdot 440 \cdot 10^{-6}) \cdot 1 \cdot 300 \cdot 10^{-3} = \\ &= 384 \text{ млн. у.д.е.} \end{aligned}$$

Результаты расчета по всем площадкам приведены в табл. 4.4.

Таблица 4.4

Приведенные затраты на сооружение электростанций

Номер площадки	Z_{ij} , млн. у.д.е., при количестве турбогенераторов на электростанции				
	1	2	3	4	5
1	384	756	1118	1398	-
2	317	616	906	1139	1353
3	396	754	1024	-	-
4	412	769	-	-	-

По рекуррентному соотношению (4.10) осуществим вычислительный процесс в соответствии с методом динамического программирования.

Первый шаг. На первой площадке ($i = 1$) устанавливаем поочередно $j = 1; 2; 3; 4$ турбогенератора. Значения целевой функции (первая строка из табл. 4.4):

$$Z_1^1 = 384;$$

$$Z_1^2 = 756;$$

$$Z_1^3 = 1118;$$

$$Z_1^4 = 1398.$$

На первом шаге никакой оптимизации не производится.

Второй шаг. В расчет вводим первую и дополнительно вторую площадку ($i = 2$).

Э т а п 1. Количество турбогенераторов $j = 1$. При этом возможны два варианта ($P = \{0; 300\}$):

– на площадке 2 установлено 0 турбогенераторов, а на площадке 1 – 1;

– на площадке 2 установлен 1 турбогенератор, а на площадке 1 – 0.

При этом приведенные затраты составят:

$$Z_2^1 = 384 + 0 = 384;$$

$$Z_2^1 = 0 + 317 = 317.$$

Отсюда

$$Z_{2\text{мин}}^1 = \min\{384; 317\} = 317,$$

т.е. при одном турбогенераторе для двух станций его целесообразно установить на площадке 2 ($P_{11\text{опт}} = 0$, $P_{21\text{опт}} = 300$).

Продолжим аналогичную процедуру на последующих этапах, увеличивая поочередно количество турбогенераторов для первой и второй площадок до $N = 6$.

Э т а п 2. $j = 2$, $P = \{0; 300; 600\}$.

$$Z_2^2 = 756 + 0 = 756;$$

$$Z_2^2 = 384 + 317 = 701;$$

$$Z_2^2 = 0 + 6167 = 616.$$

$$Z_{2\text{мин}}^2 = \min\{756; 701; 616\} = 616,$$

т.е. $P_{12\text{опт}} = 0$; $P_{22\text{опт}} = 600$.

Э т а п 3. $j = 3$, $P = \{0; 300; 600; 900\}$.

$$Z_2^3 = 1118 + 0 = 1118;$$

$$Z_2^3 = 756 + 317 = 1073;$$

$$Z_2^3 = 384 + 616 = 1000;$$

$$Z_2^3 = 0 + 906 = 906.$$

$$Z_{2\text{мин}}^3 = \min\{1118; 1073; 1000; 906\} = 906,$$

т.е. $P_{13\text{опт}} = 0$, $P_{23\text{опт}} = 900$.

Э т а п 4. $j = 4$, $P = \{0; 300; 600; 900; 1200\}$.

$$3_2^4 = 1398 + 0 = 1398;$$

$$3_2^4 = 1118 + 317 = 1435;$$

$$3_2^4 = 756 + 616 = 1372;$$

$$3_2^4 = 384 + 906 = 1990;$$

$$3_2^4 = 0 + 1139 = 1139.$$

$$3_{2\text{МИН}}^4 = \min\{1398; 1435; 1372; 1290; 1139\} = 1139,$$

т.е. $P_{14\text{опт}} = 0$, $P_{24\text{опт}} = 1500$.

Э т а п 5. $j = 5$, $P = \{0; 300; 600; 900; 1200; 1500\}$.

$3_2^5 =$ ограничение по площадке 1 ($P_{1\text{ноб}} \leq 4P_{\Gamma}$);

$$3_2^5 = 1398 + 317 = 1715;$$

$$3_2^5 = 1118 + 616 = 1734;$$

$$3_2^5 = 756 + 906 = 1662;$$

$$3_2^5 = 384 + 1139 = 1523;$$

$$3_2^5 = 0 + 1353 = 1353.$$

$$3_{2\text{МИН}}^5 = \min\{1715; 1734; 1662; 1523; 1353\} = 1353,$$

т.е. $P_{15\text{опт}} = 0$, $P_{25\text{опт}} = 1200$.

Э т а п 6. $j = 6$, $P = \{0; 300; 600; 900; 1200; 1500; 1800\}$.

$3_2^6 =$ ограничение по площадке 1 ($P_{1нб} \leq 4P_{г}$);

$3_2^6 =$ ограничение по площадке 1;

$$3_2^6 = 1398 + 616 = 2014;$$

$$13_2^6 = 1118 + 906 = 2024;$$

$$3_2^6 = 756 + 1139 = 1895;$$

$$3_2^6 = 384 + 1353 = 1737;$$

$3_2^6 =$ ограничение по площадке 2 ($P_{2нб} \leq 5P_{г}$).

$$3_{2\text{мин}}^6 = \min\{2014; 2024; 1895; 1737\} = 1737,$$

т.е. $P_{16\text{опт}} = 300$, $P_{26\text{опт}} = 1500$.

Третий шаг. В расчет вводим дополнительно площадку 3 ($i = 3$).
Э т а п 1. $P = \{0; 300\}$.

$$3_3^1 = 317 + 0 = 317;$$

$$3_3^1 = 0 + 396 = 396.$$

Здесь значение 317 взято из второго шага ($3_{2\text{мин}}^1$).

$$3_{3\text{мин}}^1 = \min\{317; 396\} = 317,$$

т.е. $P_{11\text{опт}} = 0$; $P_{21\text{опт}} = 300$; $P_{31\text{опт}} = 0$.

Э т а п 2. $P = \{0; 300; 600\}$.

$$3_3^2 = 616 + 0 = 616;$$

$$3_3^2 = 317 + 396 = 713;$$

$$3_3^2 = 0 + 754 = 754;$$

$$3_{3\text{МИН}}^2 = \min\{616; 713; 754\} = 616,$$

т.е. $P_{12\text{опт}} = 0$, $P_{22\text{опт}} = 600$, $P_{32\text{опт}} = 0$.

Э т а п 3. $P = \{0; 300; 600; 900\}$.

$$3_3^3 = 906 + 0 = 906;$$

$$3_3^3 = 616 + 396 = 1012;$$

$$3_3^3 = 317 + 754 = 1071;$$

$$3_3^3 = 0 + 1024 = 1024.$$

$$3_{3\text{МИН}}^3 = \min\{906; 1012; 1071; 1024\} = 906,$$

т.е. $P_{13\text{опт}} = 0$, $P_{23\text{опт}} = 900$, $P_{33\text{опт}} = 0$.

Э т а п 4. $P = \{0; 300; 600; 900; 1200\}$.

$$3_3^4 = 1200 + 0 = 1200;$$

$$3_3^4 = 906 + 396 = 1302;$$

$$3_3^4 = 616 + 754 = 1370;$$

$$3_3^4 = 317 + 1024 = 1341;$$

$$3_3^4 = \text{ограничение по площадке 3 } (P_{3\text{нб}} \leq 3P_{\Gamma}).$$

$$3_{3\text{МИН}}^4 = \min\{1200; 1302; 1370; 1341\} = 1200,$$

т.е. $P_{14\text{опт}} = 0$, $P_{24\text{опт}} = 1200$, $P_{34\text{опт}} = 0$.

Э т а п 5. $P = \{0; 300; 600; 900; 1200; 1500\}$.

$$3_3^5 = 1353 + 0 = 1353;$$

$$3_3^5 = 1139 + 396 = 1535;$$

$$3_3^5 = 906 + 754 = 1660;$$

$$3_3^5 = 616 + 1024 = 1640;$$

$$3_3^5 = \text{ограничение по площадке 3 } (P_{1\text{нб}} \leq 3P_{\Gamma});$$

$$3_2^5 = \text{ограничение по площадке 3};$$

$$3_{3\text{мин}}^5 = \min\{1353; 1535; 1660; 1640\} = 1353,$$

т.е. $P_{15\text{опт}} = 0$, $P_{25\text{опт}} = 1500$, $P_{35\text{опт}} = 0$.

Э т а п 6. $P = \{0; 300; 600; 900; 1200; 1500; 1800\}$.

$$3_3^6 = 1737 + 0 = 1737;$$

$$3_3^6 = 1353 + 396 = 1749;$$

$$3_3^6 = 1200 + 754 = 1954;$$

$$3_3^6 = 906 + 1024 = 1930;$$

$$3_3^6 = \text{ограничение по площадке 3 } (P_{3\text{нб}} \leq 3P_{\Gamma});$$

$$3_3^6 = \text{ограничение по площадке 3};$$

$$3_3^6 = \text{ограничение по площадке 3}.$$

$$3_{3\text{мин}}^6 = \min\{1737; 1749; 1954; 1930\} = 1737,$$

т.е. $P_{16\text{опт}} = 300$, $P_{26\text{опт}} = 1500$, $P_{36\text{опт}} = 0$.

Четвертый шаг.

В расчет вводим дополнительно площадку 4 ($i = 4$). Вычисления достаточно сделать только для $P = \{0; 300; 600; 900; 1200; 1500; 1800\}$.

$$Z_4^6 = 1737 + 0 = 1737;$$

$$Z_4^6 = 1353 + 412 = 1765;$$

$$Z_4^6 = 1200 + 769 = 1969;$$

$$Z_4^6 = \text{ограничение по площадке } 4 (P_{4\text{нб}} \leq 2P_{\Gamma});$$

$$Z_4^6 = \text{ограничение по площадке } 4;$$

$$Z_4^6 = \text{ограничение по площадке } 4;$$

$$Z_4^6 = \text{ограничение по площадке } 4.$$

$$Z_{4\text{мин}}^6 = \min\{1737; 1765; 1969\} = 1737,$$

$$\text{т.е. } P_{16\text{опт}} = 300, \quad P_{26\text{опт}} = 1500, \quad P_{36\text{опт}} = 0, \quad P_{46\text{опт}} = 0.$$

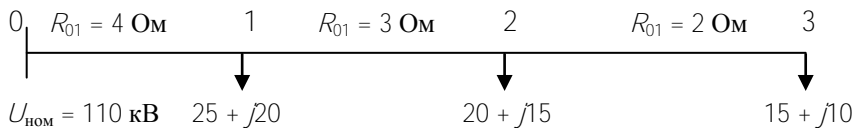
Таким образом, при общем числе турбогенераторов $N = 6$ один из них следует соорудить на площадке 1, а пять – на площадке 2.

Задача 4.3

Решить задачу 4.2, приняв прирост нагрузки $P_{\text{н}} = 1300$ МВт и указанные в скобках значения технико-экономических показателей в табл. 4.3 по площадкам 2, 3, 4. Остальные исходные данные принять без изменений.

Задача 4.4

Построить зависимости абсолютного и удельного снижения потерь активной мощности за счет установки компенсирующих устройств до полной компенсации реактивных нагрузок узлов магистральной сети, схема и параметры которой приведены на рис. 4.14, а. Нагрузки даны в МВ·А. При расчете потоков мощности на участках сети потерями мощности пренебречь.



a

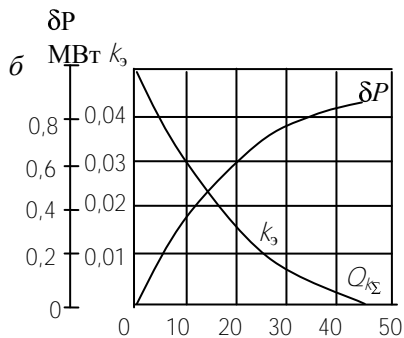


Рис. 4.14. К выбору мощности компенсирующих устройств:
 a – схема магистральной сети;
 б – зависимости $\delta P = f(Q_{k\Sigma})$ и $k_3 = f(Q_{k\Sigma})$

В расчете потерь активной мощности будем учитывать только передаваемую реактивную мощность:

$$\Delta P = \frac{Q^2}{U^2} R.$$

В исходном режиме (без компенсирующих устройств) потери мощности будут

$$\Delta P_0 = (45^2 \cdot 4 + 25^2 \cdot 3 + 10^2 \cdot 2) \frac{1}{110^2} = 0,84 \text{ МВт.}$$

Приняв мощность компенсирующего устройства в наиболее удаленном узле 3 $Q_{к3} = 1$ Мвар, найдем потери мощности и удельное снижение потерь:

$$\Delta P_3(1) = (44^2 \cdot 4 + 24^2 \cdot 3 + 9^2 \cdot 2) \frac{1}{110^2} = 0,796 \text{ МВт;}$$

$$k_3(1) = \frac{\Delta P_0 - \Delta P_3(1)}{Q_{к3}} = \frac{0,84 - 0,796}{1} = 0,044.$$

Скомпенсируем полностью реактивную нагрузку узла 3, приняв мощность компенсирующего устройства в нем $Q_{к3} = 10$ Мвар, найдем потери мощности и снижение потерь:

$$\Delta P_3(10) = (35^2 \cdot 4 + 15^2 \cdot 3 + 0 \cdot 2) \frac{1}{110^2} = 0,46 \text{ МВт};$$

$$\delta P_3(10) = 0,84 - 0,46 = 0,38 \text{ МВт}.$$

Перейдем к узлу 2. Примем $Q_{к2} = 1$ Мвар и с учетом того, что $Q_{к3} = 10$ Мвар, найдем потери мощности и снижение потерь:

$$\Delta P_2(11) = (34^2 \cdot 4 + 14^2 \cdot 3 + 0 \cdot 2) \frac{1}{110^2} = 0,43 \text{ МВт};$$

$$k_3(11) = \frac{\Delta P_3(10) - \Delta P_2(11)}{Q_{к2}} = \frac{0,46 - 0,43}{1} = 0,03.$$

Установим теперь компенсирующие устройства в узлах 3 и 2 $Q_{к3} = 10$ Мвар, $Q_{к2} = 15$ Мвар. Тогда

$$\Delta P_2(25) = (20^2 \cdot 4 + 0 \cdot 3 + 0 \cdot 2) \frac{1}{110^2} = 0,13 \text{ МВт};$$

$$\delta P_2(25) = 0,84 - 0,13 = 0,71 \text{ МВт}.$$

Определим удельное снижение потерь для узла 1 при $Q_{к1} = 1$ Мвар; $Q_{к3} = 10$ Мвар; $Q_{к2} = 15$ Мвар:

$$\Delta P_1(26) = \frac{(19^2 \cdot 4 + 0 \cdot 3 + 0 \cdot 2)}{1102} = 0,12 \text{ МВт};$$

$$k_3(26) = \frac{\Delta P_2(25) - \Delta P_1(26)}{Q_{к1}} = \frac{0,13 - 0,12}{1} = 0,01.$$

При $Q_{к3} = 10$ Мвар, $Q_{к2} = 15$ Мвар, $Q_{к1} = 20$ Мвар потери мощности $\Delta P_1(45) = 0$, а снижение потерь $\delta P_1(45) = 0,84$ МВт.

Результаты расчета представлены на рис. 4.14, б. Из зависимости $k_3 = f(Q_{к\Sigma})$ видно, что на начальном этапе компенсации реактивных нагрузок кривая более крутая, т.е. эффективность компенсирующих устройств более высокая.

Задача 4.5

Найти оптимальное распределение компенсирующих устройств в электрической сети, приведенной на рис. 4.15, при их суммарной мощности $Q_{к\Sigma} = 20; 40; 60$ Мвар.

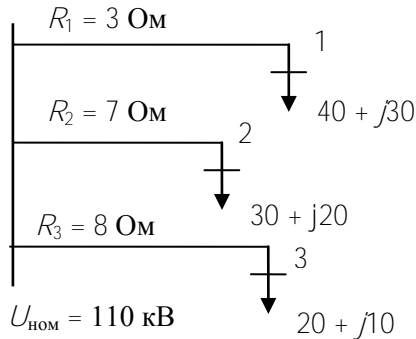


Рис. 4.15. Схема сети

Для определения экономически целесообразной мощности компенсирующих устройств в узлах сети воспользуемся формулой (4.22). Предварительно найдем эквивалентное сопротивление:

$$\frac{1}{R_3} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} = \frac{1}{3} + \frac{1}{7} + \frac{1}{8} = 0,6; \quad R_3 = 1,67 \text{ Ом.}$$

Суммарная реактивная нагрузка $Q = \sum_{i=1}^n Q_i = 30 + 20 + 10 =$
 $= 60$ Мвар.

При $Q_{к\Sigma} = 20$ Мвар по формуле (4.22) получим

$$Q_{к1} = 30 - (60 - 20) \frac{1,67}{3} = 7,6 \text{ Мвар};$$

$$Q_{к2} = 20 - (60 - 20) \frac{1,67}{7} = 10,8 \text{ Мвар}$$

$$Q_{к3} = 10 - (60 - 20) \frac{1,67}{8} = 1,6 \text{ Мвар}.$$

При $Q_{к\Sigma} = 40$ Мвар:

$$Q_{к1} = 30 - (60 - 40) \frac{1,67}{3} = 18,9 \text{ Мвар};$$

$$Q_{к2} = 20 - (60 - 40) \frac{1,67}{7} = 15,2 \text{ Мвар}$$

$$Q_{к3} = 10 - (60 - 40) \frac{1,67}{8} = 5,9 \text{ Мвар}.$$

При $Q_{к\Sigma} = 60$ Мвар:

$$Q_{к1} = 30 - (60 - 60) \frac{1,67}{3} = 30 \text{ Мвар};$$

$$Q_{к2} = 20 - (60 - 60) \frac{1,67}{7} = 20 \text{ Мвар};$$

$$Q_{к3} = 10 - (60 - 60) \frac{1,67}{8} = 10 \text{ Мвар}$$

З а д а ч а 4.6

Методом динамического программирования найти оптимальную мощность компенсирующих устройств в узлах сети, приведенной

на рис. 4.16, при их суммарной мощности $Q_{\Sigma} = 10; 20; 30; 40; 50; 60$ Мвар. Принять следующие ограничения:

$$\sum_{i=1}^n Q_{ki} = Q_{\Sigma};$$

$$0 \leq Q_{ki} \leq Q_{ki}^{\text{макс}},$$

где Q_{ki} – мощность компенсирующего устройства в i -м узле;

$Q_{ki}^{\text{макс}}$ – максимальная допустимая мощность компенсирующего устройства, равная реактивной нагрузке i -го узла.

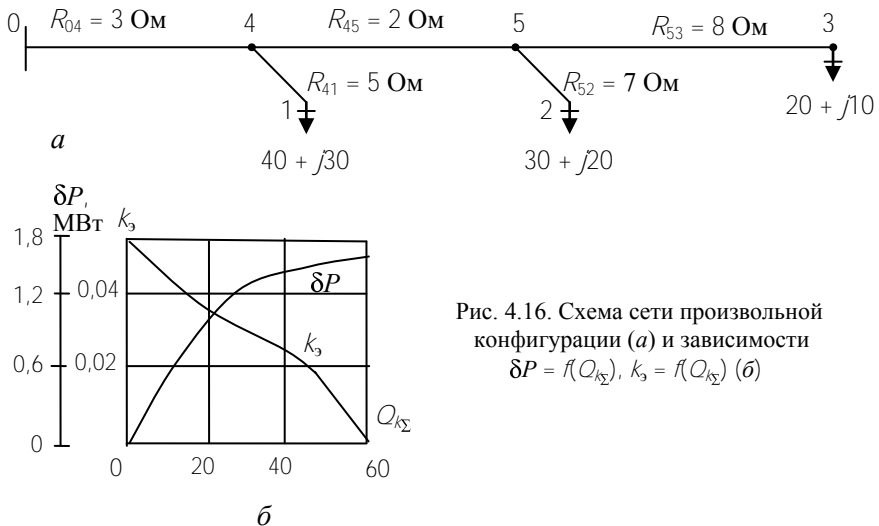


Рис. 4.16. Схема сети произвольной конфигурации (а) и зависимости $\delta P = f(Q_{\Sigma})$, $k_3 = f(Q_{\Sigma})$ (б)

В качестве целевой функции примем снижение потерь активной мощности от передачи реактивной нагрузки:

$$\delta P = \max(\Delta P_0 - \Delta P(Q_k)),$$

где ΔP_0 , ΔP – потери мощности в сети соответственно до и после установки компенсирующих устройств.

Для каждой i -й линии заданной схемы (см. рис. 4.16, а) целевую функцию запишем в виде

$$\delta P_i = \frac{Q_i^2}{U^2} R_i - \frac{(Q_i - Q_{ki})^2}{U^2} R_i = (2Q_i Q_{ki} - Q_{ki}^2) \frac{R}{U^2}.$$

Подставляя исходные данные получим:

$$\delta P_1 = (2 \cdot 30 Q_{k1} - Q_{k1}^2) \frac{3}{110^2};$$

$$\delta P_2 = (2 \cdot 20 Q_{k2} - Q_{k2}^2) \frac{7}{110^2};$$

$$\delta P_3 = (2 \cdot 10 Q_{k3} - Q_{k3}^2) \frac{8}{110^2}.$$

Результаты расчетов снижения потерь мощности при различных значениях мощности компенсирующих устройств Q_{ki} представлены в табл. 4.5.

Таблица 4.5

Снижение потерь мощности

Номер узла	δP_i , МВт, при мощности компенсирующего устройства в i -м узле, Мвар			
	0	10	20	30
1	0	0,12	0,20	0,22
2	0	0,17	0,23	-
3	0	0,07	-	-

Расчет будем производить в соответствии с рекуррентным соотношением (4.27).

Шаг 1. Рассматриваем узел 1, в котором поочередно устанавливаем компенсирующее устройство мощностью $Q_{k1} = \{0; 10; 20; 30\}$.

Вычислим целевую функцию на первом шаге:

$$h_1(Q_k) = \Delta P_0 - \Delta P_1(Q_k).$$

В результате получим значения, стоящие в первой строке табл. 4.5:

$$h_1(0) = 0;$$

$$h_2(10) = 0,12;$$

$$h_3(20) = 0,20;$$

$$h_1(30) = 0,22.$$

Шаг 2. В расчет вводим дополнительно узел 2. Целевая функция на втором шаге:

$$h_2(Q_K) = \max\{h_1(Q_K - Q_{K2}) + \delta P(Q_{K2})\}.$$

Э т а п 1. $Q_K = 10$; $Q_{K2} = \{0; 10\}$.

$$h_2(10) = 0,12 + 0 = 0,12;$$

$$h_2(10) = 0 + 0,17 = 0,17.$$

$$h_{2\max}(10) = \max\{0,12; 0,17\} = 0,17.$$

Следовательно, оптимальные значения $Q_{K2\text{опт}} = 0$; $Q_{K1\text{опт}} = 10$.

Э т а п 2. $Q_K = 20$; $Q_{K2} = \{0; 10; 20\}$.

$$h_2(20) = 0,20 + 0 = 0,20;$$

$$h_2(20) = 0,12 + 0,17 = 0,29;$$

$$h_2(20) = 0 + 0,23 = 0,23.$$

$$h_{2\max}(20) = \max\{0,20; 0,29; 0,23\} = 0,29,$$

$$Q_{K2\text{опт}} = 10; \quad Q_{K1\text{опт}} = 10.$$

Э т а п 3. $Q_K = 30$; $Q_{K2} = \{0; 10; 20; 30\}$.

$$h_2(30) = 0,22 + 0 = 0,22;$$

$$h_2(30) = 0,20 + 0,17 = 0,37;$$

$$h_2(30) = 0,12 + 0,23 = 0,35;$$

$$h_2(30) = \text{ограничение по } Q_{к2} \leq 20.$$

$$h_{2\text{макс}}(30) = \max\{0,22; 0,37; 0,35\} = 0,37,$$

$$Q_{к2\text{опт}} = 10; \quad Q_{к1\text{опт}} = 20.$$

Э т а п 4. $Q_{к} = 40; \quad Q_{к2} = \{0; 10; 20; 30; 40\}.$

$$h_2(40) = \text{ограничение по } Q_{к1} \leq 30;$$

$$h_2(40) = 0,22 + 0,17 = 0,39;$$

$$h_2(40) = 0,20 + 0,23 = 0,43;$$

$$h_2(40) = \text{ограничение по } Q_{к2} \leq 20;$$

$$h_2(40) = \text{ограничение по } Q_{к2} \leq 20.$$

$$h_{2\text{макс}}(40) = \max\{0,39; 0,43\} = 0,43,$$

$$Q_{к2\text{опт}} = 20; \quad Q_{к1\text{опт}} = 20.$$

Э т а п 5. $Q_{к} = 50; \quad Q_{к2} = \{0; 10; 20; 30; 40; 50\}.$

$$h_2(50) = \text{ограничение по } Q_{к1} \leq 30;$$

$$h_2(50) = \text{ограничение по } Q_{к1} \leq 30;$$

$$h_2(50) = 0,22 + 0,23 = 0,46;$$

$$h_2(50) = \text{ограничение по } Q_{к2} \leq 20;$$

$$h_2(50) = \text{ограничение по } Q_{к2} \leq 20;$$

$$h_2(50) = \text{ограничение по } Q_{к2} \leq 20;$$

$$h_{2\text{макс}}(50) = \max\{0,45\} = 0,45,$$

$$Q_{к2\text{опт}} = 20; \quad Q_{к1\text{опт}} = 30.$$

Э т а п 6. $Q_{к} = 60; \quad Q_{к2} = \{0; 10; 20; 30; 40; 50; 60\}.$

$h_2(60) = \text{ограничение по } Q_{к1} \leq 30;$

$h_2(60) = \text{ограничение по } Q_{к1} < 30;$

$h_2(60) = \text{ограничение по } Q_{к1} < 30;$

$h_2(60) = \text{ограничение по } Q_{к2} \leq 20;$

$h_2(60) = \text{ограничение по } Q_{к1} \leq 20;$

$h_2(60) = \text{ограничение по } Q_{к2} \leq 20;$

$h_2(60) = \text{ограничение по } Q_{к2} \leq 20.$

Следовательно, мощность $Q_k = 60$ не может быть распределена между узлами 1 и 2 с соблюдением заданных ограничений.

Шаг 3. В расчет вводим дополнительно узел 3. Целевая функция на третьем шаге

$$h_3(Q_k) = \max\{h_2(Q_k - Q_{к3}) + \delta P(Q_{к3})\}.$$

Э т а п 1. $Q_k = 10; Q_{к3} = \{0; 10\}.$

$$h_3(10) = 0,17 + 0 = 0,17;$$

$$h_3(10) = 0 + 0,07 = 0,07.$$

$$h_{3\text{макс}}(10) = \max\{0,17; 0,07\},$$

$$Q_{к3\text{опт}} = 0; Q_{к2\text{опт}} = 10; Q_{к1\text{опт}} = 0,$$

Э т а п 2. $Q_k = 20; Q_{к3} = \{0; 10; 20\}$

$$h_3(20) = 0,29 + 0 = 0,29;$$

$$h_3(20) = 0,17 + 0,07 = 0,24;$$

$h_3(20) = \text{ограничение по } Q_{к3} \leq 10.$

$$h_{3\text{макс}}(20) = \max\{0,29; 0,24\} = 0,29,$$

$$Q_{к3\text{опт}} = 0; \quad Q_{к2\text{опт}} = 10; \quad Q_{к1\text{опт}} = 10.$$

Э т а п 3. $Q_k = 30; \quad Q_{к3} = \{0; 10; 20; 30\}.$

$$h_3(30) = 0,37 + 0 = 0,37;$$

$$h_3(30) = 0,29 + 0,07 = 0,36;$$

$h_3(30) = \text{ограничение по } Q_{к3} \leq 10;$

$h_3(30) = \text{ограничение по } Q_{к3} \leq 10.$

$$h_{3\text{макс}}(30) = \max\{0,37; 0,36\} = 0,37,$$

$$Q_{к3\text{опт}} = 0; \quad Q_{к2\text{опт}} = 10; \quad Q_{к1\text{опт}} = 20.$$

Э т а п 4. $Q_k = 40; \quad Q_{к3} = \{0; 10; 20; 30; 40\}.$

$$h_3(40) = 0,43 + 0 = 0,43;$$

$$h_3(40) = 0,37 + 0,07 = 0,44;$$

$h_3(40) = \text{ограничение по } Q_{к3} \leq 10;$

$h_3(40) = \text{ограничение по } Q_{к3} \leq 10;$

$h_3(40) = \text{ограничение по } Q_{к3} \leq 10.$

$$h_{3\text{макс}}(40) = \max\{0,43; 0,44\} = 0,44,$$

$$Q_{к3\text{опт}} = 10; \quad Q_{к2\text{опт}} = 10; \quad Q_{к1\text{опт}} = 20.$$

Э т а п 5. $Q_k = 50; \quad Q_{к3} = \{0; 10; 20; 30; 40; 50\}.$

$$h_3(50) = 0,46 + 0 = 0,46;$$

$$h_3(50) = 0,43 + 0,07 = 0,50;$$

$h_3(50) = \text{ограничение по } Q_{к3} \leq 10;$

$$h_3(50) = \text{ограничение по } Q_{к3} \leq 10;$$

$$h_3(50) = \text{ограничение по } Q_{к3} \leq 10;$$

$$h_3(50) = \text{ограничение по } Q_{к3} \leq 10.$$

$$h_{3\text{макс}}(50) = \max\{0,46; 0,50\} = 0,50,$$

$$Q_{к3\text{опт}} = 10; \quad Q_{к2\text{опт}} = 20; \quad Q_{к1\text{опт}} = 20.$$

Э т а п 6. $Q_{к} = 60; \quad Q_{к3} = \{0; 10; 20; 30; 40; 50; 60\}.$

$$h_3(60) = \text{ограничение по } Q_{к2} \leq 20, \quad Q_{к1} < 30;$$

$$h_3(60) = 0,46 + 0,07 = 0,53;$$

$h_3(60) = \text{ограничение по } Q_{к3} \leq 10 \text{ и далее везде ограничение по } Q_{к3} \leq 10.$

$$h_{3\text{макс}}(60) = \max\{0,53\} = 0,53,$$

$$Q_{к3\text{опт}} = 10; \quad Q_{к2\text{опт}} = 20; \quad Q_{к1\text{опт}} = 30.$$

Результаты расчеты сведены в табл. 4.6.

Таблица 4.6

Результаты расчетов

Узел	Оптимальная мощность компенсирующих устройств $Q_{ки}$, Мвар, при $Q_{к\Sigma}$, Мвар					
	10	20	30	40	50	60
1	0	10	20	20	20	30
2	10	10	10	10	20	20
3	0	0	0	10	10	10

Задача 4.7

Для разомкнутой электрической сети произвольной конфигурации с параметрами, приведенными на рис. 4.16, а,

определить экономически целесообразную очередность установки компенсирующих устройств в узлах вплоть до полной компенсации реактивных нагрузок. Расчеты потоков мощности по ветвям сети произвести без учета потерь мощности. Построить зависимости снижения потерь активной мощности и удельного снижения потерь от суммарной мощности компенсирующих устройств.

Для решения задачи воспользуемся порядком расчета, приведенным в параграфе 4.7. Будем учитывать потери активной мощности только от потоков по ветвям реактивной нагрузки.

На первом шаге вычислим сначала потери мощности в исходном режиме при отсутствии компенсирующих устройств ($Q_{к\Sigma} = 0$):

$$\Delta P = \frac{1}{U^2} (Q_{04}^2 R_{04} + Q_{41}^2 R_{41} + Q_{45}^2 R_{45} + Q_{52}^2 R_{52} + Q_{53}^2 R_{53}) =$$

$$= \frac{1}{110^2} (60^2 \cdot 3 + 30^2 \cdot 5 + 30^2 \cdot 2 + 20^2 \cdot 7 + 10^2 \cdot 8) = 1,71 \text{ МВт.}$$

Затем в узлы 1, 2, 3 установим поочередно компенсирующее устройство мощностью $Q_{к1}$, $Q_{к2}$, $Q_{к3}$, равное 1 Мвар. Для каждого из режимов с компенсирующим устройством определим потоки мощности по ветвям сети и удельное снижение потерь мощности k_3 относительно исходного режима. Для наглядности потоки мощности и результаты расчетов сведены в табл. 4.7.

Таблица 4.7

Параметры режимов сети

Режим с мощностью компенсирующих устройств, Мвар	Реактивные нагрузки на участках, Мвар					Удельное снижение потерь k_3 , $\frac{\text{МВт}}{\text{Мвар}}$	Потери мощности ΔP , МВт	Снижение потерь δP , МВт
	04	41	45	52	53			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<i>Шаг 1</i>								
Исходный $Q_{к\Sigma} = 0$	60	30	30	20	10	-	1,71	0

$Q_{k1} = 1$	59	29	30	20	10	0,053		
$Q_{k2} = 1$	59	30	29	19	10	<u>0,061</u>		
$Q_{k3} = 1$	59	30	29	20	9	0,051		
<i>Шаг 2</i>								
Исходный								
$Q_{k\Sigma} = 10$ ($Q_{k2} = 10$)	50	30	20	10	10	-	1,18	0,53
$Q_{k1} = 1$	49	29	20	10	10	<u>0,049</u>		
$Q_{k2} = 2$	49	30	19	9	10	<u>0,042</u>		
$Q_{k3} = 3$	49	30	19	10	9	<u>0,044</u>		

Окончание табл. 4.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
<i>Шаг 3</i>								
Исходный								
$Q_{k\Sigma} = 20$ ($Q_{k2} = 10,$ $Q_{k1} = 10$)	40	20	20	10	10	-	0,75	0,96
$Q_{k1} = 1$	39	19	20	10	10	0,036		
$Q_{k2} = 1$	39	20	19	9	10	0,037		
$Q_{k3} = 1$	39	20	19	10	9	<u>0,038</u>		
<i>Шаг 4</i>								
Исходный								
$Q_{k\Sigma} = 30$ ($Q_{k2} = 10,$ $Q_{k1} = 10,$ $Q_{k3} = 10$)	30	20	10	10	0	-	0,46	1,25
$Q_{k1} = 1$	29	19	10	10	0	0,031		
$Q_{k2} = 1$	29	20	9	9	0	<u>0,033</u>		
<i>Шаг 5</i>								
Исходный								
$Q_{k\Sigma} = 40$ ($Q_{k2} = 10 + 10,$ $Q_{k1} = 10,$ $Q_{k3} = 10$)	20	20	0	0	0	-	0,26	1,45
$Q_{k1} = 1$	19	19	0	0	0	<u>0,025</u>		
<i>Шаг 6</i>								
Исходный								
$Q_{k\Sigma} = 50$ ($Q_{k2} = 10 + 10,$	10	10	0	0	0	-	0,07	1,64

$Q_{к1} = 10 + 10,$ $Q_{к3} = 10)$ $Q_{к1} = 1$	9	9	0	0	0	<u>0,012</u>		
<i>Шаг 7</i>								
<i>Исходный</i> $Q_{к\Sigma} = 60$ $(Q_{к2} = 10 +$ $10,$ $Q_{к1} = 10 +$ $+ 10 + 10,$ $Q_{к3} = 10)$	0	0	0	0	0	-	0	1,71

Так, при установке компенсирующего устройства в узле 1 мощностью $Q_{к1} = 1$ Мвар:

$$k_{\text{э}1} = 1,71 - \frac{1}{110^2} (59^2 \cdot 3 + 29^2 \cdot 5 + 30^2 \cdot 2 + 20^2 \cdot 7 + 10^2 \cdot 8) = 0,053.$$

Если компенсирующее устройство установлено в узле 2 ($Q_{к2} = 1$ Мвар), получим

$$k_{\text{э}2} = 1,71 - \frac{1}{110^2} (59^2 \cdot 3 + 30^2 \cdot 5 + 29^2 \cdot 2 + 19^2 \cdot 7 + 10^2 \cdot 8) = 0,061.$$

И, наконец, при $Q_{к3} = 1$ Мвар

$$k_{\text{э}3} = 1,71 - \frac{1}{110^2} (59^2 \cdot 3 + 30^2 \cdot 5 + 29^2 \cdot 2 + 20^2 \cdot 7 + 9^2 \cdot 8) = 0,051.$$

Найдем максимальное значение:

$$k_{\text{э макс}} = \max\{k_{\text{э}1}; k_{\text{э}2}; k_{\text{э}3}\} = \max\{0,053; 0,061; 0,051\} = 0,061.$$

Отсюда следует, что первую часть компенсирующих устройств экономически целесообразно установить в узле 2.

Примем к установке в узле 2 $Q_{к2} = 10$ Мвар и перейдем ко второму шагу, в котором за исходный возьмем режим с $Q_{к2} = 10$ Мвар (см. табл. 4.7). На этом шаге проделаем процедуру, аналогичную первому шагу. В результате получим, что следующую

часть компенсирующих устройств целесообразно установить в узле 1, так как

$$k_{3 \text{ макс}} = \max\{0,049; 0,042; 0,044\} = 0,049.$$

Результаты расчетов по всем остальным шагам приведены в табл. 4.7, где максимальные значения k_3 на каждом шаге подчеркнуты. По данным этой таблицы можно определить следующую экономически целесообразную очередность установки компенсирующих устройств мощностью, Мвар: $Q_{к2} = 10$, $Q_{к1} = 10$, $Q_{к3} = 10$, $Q_{к2} = 10$ (дополнительно), $Q_{к1} = 10$ (дополнительно), $Q_{к1} = 10$ (дополнительно).

Характер изменения k_3 и снижения потерь мощности δP от суммарной мощности компенсирующих устройств приведен на рис. 4.16, б.

Вопросы для самопроверки

1. Что понимается под энергетической безопасностью страны?
2. Какие факторы оказывают влияние на энергетическую безопасность?
3. Какие задачи решаются при развитии электроэнергетических систем?
4. Какие известны виды резервов мощности?
5. Чем отличается резерв мощности от резерва энергии?
6. Что понимают по индексом надежности?
7. Что понимают под регулировочным диапазоном электростанции?
8. Каковы системные эксплуатационные свойства ГЭС, КЭС, ТЭЦ, ГТС, АЭС?
9. Каковы принципы покрытия суточных графиков нагрузки энергосистемы?
10. Каковы требования к пропускной способности системообразующих электрических сетей?
11. Что понимается под критериями надежности $n-1$, $n-2$?
12. Как формулируется модель оптимизации генерирующих мощностей методом динамического программирования?
13. В чем сущность принципа оптимальности Беллмана?

14. В чем преимущества метода динамического программирования?
15. Какова процедура многошагового процесса в методе динамического программирования?
16. Как записывается рекуррентное соотношение Беллмана?
17. Каково условие целесообразности установки компенсирующего устройства в узле нагрузки?
18. Как формируется задача выбора мощности и размещения компенсирующих устройств методом динамического программирования?
19. Каковы принципы совместного учета питающих и распределительных сетей при выборе компенсирующих устройств?
20. Каковы составляющие эффекта от объединения энергосистем?
21. Каковы принципы распределения эффекта от объединения энергосистем между различными системами?

ЛИТЕРАТУРА

1. Мелентьев, Л.А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики / Л.А. Мелентьев. – М.: Высшая школа, 1982.
2. Волькенау, И.М. Экономика формирования электроэнергетических систем / И.М. Волькенау, А.Н. Зейлигер, Л.Д. Хабачев. – М.: Энергия, 1981.
3. Арзамасцев, Д.А. Модели оптимизации развития энергосистем / Д.А. Арзамасцев, А.В. Липес, А.Л. Мызин. – М.: Высшая школа, 1987.
4. Вопросы теории и методы проектирования энергетических систем / В.В. Болотов [и др.]. – Л.: Наука, 1970.
5. Падалко, Л.П. Математические методы оптимального планирования развития и эксплуатации энергосистем / Л.П. Падалко. – Минск: Вышэйшая школа, 1973.
6. Федин, В.Т. Принятие решений при проектировании развития электроэнергетических систем / В.Т. Федин. – Минск: УП «Технопринт», 2000.
7. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
8. Дале, В.А. Динамическая оптимизация развития электрических сетей / В.А. Дале, З.П. Кришан, О.Г. Паэгле. – Рига: Зинатне, 1990.

9. Арион, В.Д. Применение динамического программирования к задачам энергетики / В.Д. Арион, В.Г. Журавлев. – Кишинев: Щтиинца, 1981.
10. Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – Минск: Вышэйшая школа, 1988.
11. Поспелов, Г.Е. Энергетические системы / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – Минск: Вышэйшая школа, 1974.
12. Фурсанов, М.И. Методология и практика расчетов потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем / М.И. Фурсанов. – Минск: Тэхналогія.
13. Теория прогнозирования и принятия решений / под ред. С.А. Саркисяна. – М.: Высшая школа, 1977.
14. Вентцель, Е.С. Исследование операций / Е.С. Вентцель. – М.: Советское радио, 1972.
15. Вентцель, Е.С. Исследование операций. Задачи, принципы, методология / Е.С. Вентцель. – М.: Наука, 1980.
16. Федин, В.Т. Многокритериальная оценка экологических характеристик воздушных линий электропередачи / В.Т. Федин, А.В. Ко-рольков. – Минск: УП «Технопринт», 2002.
17. Зуев, Э.М. Основы техники подземной передачи электроэнергии / Э.М. Зуев. – М.: Энергоатомиздат, 1999.
18. Веников, В.А. Автоматизация проектирования в электроэнергетике / В.А. Веников, Р.В. Шнелль, Ф.Д. Оруджев. – М.: МЭИ, 1985.
19. Электропередачи переменного тока повышенной мощности / В.Т. Федин [и др.]. – Минск: Навука і тэхніка, 1993.
20. Керного, В.В. Местные электрические сети / В.В. Керного, Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – Минск: Вышэйшая школа, 1972.
21. Поспелов, Г.Е. Передача энергии и электропередачи / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – Минск: Адукацыя і выхаванне, 2003.
22. Бургсдорф, В.В. Определение допустимых токов нагрузки воздушных линий электропередачи по нагреву их проводов / В.В. Бургсдорф, Л.Г. Никитина // Электричество. – 1989. – № 11.
23. Прогнозирование развития сложных систем / Ю.Н. Астахов [и др.]. – М.: МЭИ, 1985.
24. Воропай, Н.И. Управление развитием и функционированием электроэнергетических систем в современных условиях: Новые под-

ходы и результаты / Н.И. Воропай, А.З. Гамм // Известия РАН. Энергетика. – 1996. – № 3.

25. Сыч, Н.М. САПР и оптимизация развития электроэнергетических систем. Детерминированные и статистические модели и методы / Н.М. Сыч; под ред. В.Т. Федина. – Минск: БГПА, 1996.

26. Даффин, Р. Геометрическое программирование / Р. Даффин, Э. Питерсон, К. Зенер. – М.: Мир, 1972.

27. Шнелль, Р.В. Применение теории игр для формализации принятия решений некоторых электроэнергетических задач в условиях неопределенности / Р.В. Шнелль // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1972. – № 6.

28. Левин, М.С. Применение методов теории игр для технико-экономической оценки нормируемых пределов отклонения напряжения у сельских потребителей / М.С. Левин, Ю.А. Козлов // Электрификация технологических процессов сельскохозяйственного производства и электроснабжения сельского хозяйства. – М.: ВИЭСК, 1980. – Том XVII; Вып. 5.

29. Мелентьев, Л.А. Проблема неопределенности оптимальных решений в больших системах энергетики / Л.А. Мелентьев // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1975. – № 4.

30. Лисочкина, Т.В. Многокритериальная оптимизация в вариантах транспорта энергии / Т.В. Лисочкина, Н.Б. Михеева, В.Р. Окорочков // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1980. – № 3.

31. Короткевич, М.А. Оценка целесообразности модернизации электросетевого оборудования / М.А. Короткевич // Электрические станции. – 1989. – № 10.

32. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция). – М.: Экономика, 2000.

33. Падалко, Л.П. Экономические критерии в задачах технического совершенствования и развития энергетики / Л.П. Падалко // Изв. вузов и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – 1997. – № 9–10.

34. Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений. – М., 1969.

35. Национальная безопасность Республики Беларусь. Современное состояние и перспективы / М.В. Мясникович [и др.]. – Минск: Право и экономика, 2003.

36. Поспелов, Г.Е. Компенсирующие и регулирующие устройства в электрических системах / Г.Е. Поспелов, Н.М. Сыч, В.Т. Федин. – Л.: Энергоатомиздат, 1983.

37. Энергетическая программа Республики Беларусь на период до 2010 года: утв. пост. Совета Министров Республики Беларусь от 29.10.1992, № 654. – Минск, 1992.

38. Правила устройства электроустановок. – Изд. 6-е. – М.-Л.: Энергия, 2000.

39. Калентионюк, Е.В. Оперативное управление в энергосистемах: учебное пособие / Е.В. Калентионюк, В.Г. Прокопенко, В.Т. Фе-дин; под ред. В.Т. Фебина. – Минск: Вышэйшая школа, 2007. – 351 с.

40. К анализу эффективности Единой электроэнергетической системы России / Н.И. Воропай [и др.]. – Электричество. – 2000. – № 5.

41. Джангиров, В.А. Принципы совместной работы энергокомпаний в условиях электроэнергетического рынка / В.А. Джангиров, В.А. Баринюв // Электричество. – 1995. – № 3.

42. Мардер, Л.И. Методический подход к оценке и распределению интеграционных эффектов в электроэнергетических системах / Л.И. Мардер, А.Л. Мызин, К.Б. Котов // Электрические станции. – 1998. – № 4.

43. Яковлев, Б.В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения / Б.В. Яковлев. – Минск: Адукацыя і выхаванне, 2002.

44. Электрические системы. Кибернетика электрических систем / под ред. В.А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1974.

45. Федин, В.Т. Критериальный анализ технико-экономических характеристик электропередач переменного тока с криогенными элементами / В.Т. Федин, В.М. Гончаров // Известия вузов. Энергетика. – 1987. – № 4.

46. Стоимостный анализ криогенных систем электропередач / Г.Е. Поспелов [и др.]. // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1983. – № 1.

47. Федин, В.Т. Экономическая оценка эффективности сверхпроводящих накопителей в электроэнергетических системах /

В.Т. Федин // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1982. – № 3.

48. Состав, порядок разработки и согласования проектной документации в строительстве: СНБ 1.03.02–96.

49. Сыч, Н.М. Проектирование электрических сетей энергетических систем / Н.М. Сыч, В.Т. Федин. – Минск: БГПА, 1994.

50. Шнелль, Р.В. Выбор основных параметров высоковольтных электропередач / Р.В. Шнелль, П.В. Воропаев, В.В. Картавец. – Воронеж: Изд-во Воронежского университета, 1984.

51. Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,4–500 кВ: СН 465–74.

52. Перенапряжения и надежность эксплуатации электрооборудования: матер. Международной научно-технической конференции. – Минск: Изд-во ПЭИПК, 2004. – Вып. 3.

53. Батюк, И.И. Новая унификация воздушных линий электропередачи 110 кВ со стальными опорами / И.И. Батюк // Энергетик. – 1996. – № 3.

54. Балаков, Ю.Н. О достигнутых параметрах выключателей / Ю.Н. Балаков, Б.Н. Неклепаев, А.В. Шунтов // Электрические станции. – 1996. – № 10.

55. Ивакин, В.Н. Электропередачи и вставки постоянного тока и статические тиристорные компенсаторы / В.Н. Ивакин, Н.Г. Сысова, В.В. Худяков. – М.: Энергоатомиздат, 1993.

56. Бэнн, Д.В. Сравнительные модели прогнозирования электрической нагрузки / Д.В. Бэнн, Е.Д. Фармер; пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1987.

57. Железко, Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – М.: Изд-во НИЦЭНАС, 2002.

58. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В.Э. Воротницкий [и др.]; под ред. В.Н. Казанцева. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – (Экономия топлива и электроэнергии).

59. Пиковский, А.А. Техничко-экономические расчеты в энергетике в условиях определенности / А.А. Пиковский, В.А. Таратин. – Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1981.

60. Поспелов, Г.Е. Влияние температуры проводов на потери электроэнергии в активных сопротивлениях проводов воздушных линий электропередачи / Г.Е. Поспелов, В.В. Ершевич // Электричество. – 1973. – № 10.

61. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений: утв. Гл. научн. техн. упр. энергетики и электрификации 31.03.1986 г.: И 34-70-030-87; срок действия установлен с 01.01.1988 г. до 01.01.1998 г. – М.: Союзтехэнерго, 1987.

62. Фурсанов, М.И. Об оптимальной нагрузке дискретных параметров электрических сетей / М.И. Фурсанов // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2002. – № 1.

63. Фурсанов, М.И. Теоретические и алгоритмические основы определения и анализа оптимальных уровней потерь электроэнергии в электрических сетях 6–20 кВ / М.И. Фурсанов, В.В. Макаревич // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2003. – № 2.

64. Фурсанов, М.И. Алгоритм и программа расчета установившихся режимов основных электрических сетей энергосистем / М.И. Фурсанов, А.А. Золотой // Вестник БГПА. – 2002. – № 1.

65. Фурсанов, М.И. Современные проблемы определения и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем и пути их решения / М.И. Фурсанов // Вестник БНТУ. – 2003. – № 1.

66. Фурсанов, М.И. Экономически обоснованные уровни потерь электрической энергии в сетях энергосистем / М.И. Фурсанов // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2001. – № 6.

67. Фурсанов, М.И. Планирование замены трансформаторов в распределительных сетях / М.И. Фурсанов // Изв. вузов СССР. Энергетика. – 1983. – № 7.

68. Фурсанов, М.И. Методика планирования замены проводов воздушных линий в распределительных сетях / М.И. Фурсанов // Изв. вузов СССР. Энергетика. – 1985. – № 1.

69. Фурсанов, М.И. Алгоритмы и программы для оценки режимов, нормирования и снижения технологического расхода

электроэнергии в радиальных электрических сетях: учебно-методическое пособие / М.И. Фурсанов. – Минск: БГПА, 1995.

70. Фурсанов, М.И. Программно-вычислительный комплекс «GORSR» для расчета и оптимизации распределительных (городских) электрических сетей 10(6) кВ / М.И. Фурсанов, А.Н. Муха // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2000. – № 3.

71. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов: учебное пособие для студентов электроэнергетических специальностей вузов / под ред. В.М. Блок. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1990.

72. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: ЭНАС, 2005.

73. Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев. – Минск: Технопринт, 2004.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Основные условные обозначения.	3
Предисловие.	4
Глава 1. ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ И ИХ ЭЛЕМЕНТОВ.	6
1.1. Организация и технология проектирования энергосистем.	6
1.2. Содержание проектов развития энергосистем и их элементов.	11
Вопросы для самопроверки.	16
Глава 2. Системный подход при оптимизации развития	17

электроэнергетических систем.	17
2.1. Основные принципы системного подхода.	17
2.2. Классификация задач принятия решений.	20
2.3. Одноцелевые статические задачи в условиях определенности.	22
2.4. Одноцелевые статические задачи в условиях риска.	26
2.5. Одноцелевые статические задачи в условиях неопределенности.	29
2.6. Многоцелевые задачи принятия решений.	41
2.7. Критерии оптимизации развития энергосистем.	60
2.8. Понятие и определения потерь электрической энергии в сетях энергосистем.	62
2.9. Методические принципы расчета нагрузочных потерь электроэнергии и области их применения.	66
2.10. Экономически обоснованный уровень технологического расхода электроэнергии в электрических сетях энергосистем как локальный критерий оптимизации.	69
2.11. Использование потерь мощности и электроэнергии в качестве критериальных режимных параметров электрических сетей.	71
2.12. Определение экономически обоснованных уровней потерь электроэнергии в режиме наибольших нагрузок.	77
2.13. Критериальные режимные параметры электрических сетей в режиме средних нагрузок.	79
2.14. Подтверждение аналитических соотношений по расчету экономически обоснованных уровней потерь электроэнергии в сетях энергосистем.	82
2.15. Оптимальная загрузка линий и трансформаторов электрических сетей.	85
2.16. Оптимальная загрузка электрических сетей в условиях эксплуатации.	102
	326

2.17.	Определение резервов по снижению технических потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем.	109
2.18.	Задачи.	120
	Вопросы для самопроверки.	173
Глава 3.	Потребление электроэнергии и электрические нагрузки.	176
3.1.	Общие сведения.	176
3.2.	Методы расчета электропотребления.	178
3.3.	Потребление электроэнергии в различных секторах экономики.	183
3.4.	Методы расчета режимов электропотребления.	186
3.5.	Наибольшие электрические нагрузки групп потребителей.	190
3.6.	Задачи.	193
	Вопросы для самопроверки.	215
Глава 4.	Модели оптимизации развития энергосистем.	218
4.1.	Принципы формирования электроэнергетических систем.	218
4.2.	Резервы мощности и энергии.	224
4.3.	Принципы покрытия суточных графиков нагрузки.	229
4.4.	Требования к пропускной способности системообразующих электрических сетей.	238
4.5.	Модели оптимизации генерирующих мощностей.	241
4.6.	Принятие решений по реконструкции электрических станций.	251
4.7.	Общий подход к компенсации реактивной мощности.	253
4.8.	Компенсация реактивных нагрузок в распределительных электрических сетях.	263
4.9.	Компенсация реактивных нагрузок в системообразующих и питающих электрических сетях.	269
4.10.	Принципы оценки эффективности объединения энергосистем.	272

4.11. Обоснование целесообразности сооружения накопителей энергии в энергосистеме.	277
4.12. Задачи.	287
Вопросы для самопроверки.	312
Литература.	313

Учебное издание

ФЕДИН Виктор Тимофеевич
ФУРСАНОВ Михаил Иванович

ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Учебное пособие
для студентов энергетических специальностей

В 2 частях

Часть 1

Редактор Т.Н. Микулик
Компьютерная верстка Н.А. Школьниковой

Подписано в печать 05.05.2009.

Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная.

Отпечатано на ризографе. Гарнитура Таймс.

Усл. печ. л. 18,72. Уч.-изд. л. 14,64. Тираж 300. Заказ 284.

Издатель и полиграфическое исполнение:

Белорусский национальный технический университет.

ЛИ № 02330/0494349 от 16.03.2009.

Проспект Независимости, 65. 220013, Минск.