

Т.А. ФИЛИППОВА, А.Г. РУСИНА,
Ю.В. ДРОНОВА

МОДЕЛИ И МЕТОДЫ
ПРОГНОЗИРОВАНИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ
ПРИ УПРАВЛЕНИИ РЕЖИМАМИ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
СИСТЕМ

Монография

НОВОСИБИРСК
2009

УДК 621.311.004.13
Ф 534

Рецензенты:

Г.И. Самородов д-р техн. наук, профессор, начальник отдела экспертов, заместитель директора СибНИИ Энергетики;
Ю.А. Секретарев, д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой систем электроснабжения предприятий, НГТУ

Филиппова Т.А.

Ф 534 Модели и методы прогнозирования электроэнергии и мощности при управлении режимами электроэнергетических систем : монография / Т.А. Филиппова, А.Г. Русина, Ю.В. Дронова. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2009. – 368 с. (Серия «Монографии НГТУ»).

ISBN 978-5-7782-1235-0

В энергетике прогнозированию всегда уделяется большое внимание. В работе рассматриваются основные задачи прогнозирования при управлении режимами энергосистем и их формализации на основе сочетания математических и практических методов, а также задачи долгосрочного и краткосрочного планирования и адаптации планов. Даются общие методологические принципы моделирования задач прогнозирования. Основное внимание уделяется статистическим моделям и математическим методам прогнозирования. В различных задачах используются методы временных рядов, регрессионного анализа, ранговые модели, методы вероятностного и статистического анализа. Приводятся методики и численные примеры решения различных задач прогнозирования. Все модели ориентированы на применение компьютерных технологий.

УДК 621.311.004.13

ISBN 978-5-7782-1235-0

© Филиппова Т.А., Русина А.Г.,
Дронова Ю.В., 2009
© Новосибирский государственный
технический университет, 2009

Ministry of Education and Science of the Russian Federation

NOVOSIBIRSK STATE TECHNICAL UNIVERSITY

T.A. FILIPPOVA, A.G. RUSINA,
YU.V. DRONOVA

MODELS AND METHODS
OF ELECTRIC ENERGY AND POWER
FORECASTING IN POWER SYSTEM
OPERATION MANAGEMENT

Monograph

NOVOSIBIRSK
2009

UDC 621.311.004.13
F 534

Reviewers:

Prof. *G.I. Samorodov*, D.Sc. (Eng.), Department of Experts, head,
Siberian Research Institute of Energy, Deputy Director;
Prof. *Yu.A. Secretarev*, D.Sc. (Eng.), NSTU Department of Enterprise Power Supply Systems, Head

Filippova T.A.

F 534 Models and methods of electric energy and power forecasting in power system operation management: monograph / T.A. Filippova, A.G. Rusina, Yu.V. Dronova. – Novosibirsk : NSTU publisher, 2009. – 368 pp. (NSTU Monographs series)

ISBN 978-5-7782-1235-0

Much attention has always been paid to forecasting in power engineering. Major problems of forecasting in power system operation management and their formalization based on both mathematical and practical methods as well as problems of long-term and short-term planning and adaptation of plans are considered in the monograph. General methodological principles of the simulation of forecasting problems are presented. Main attention is given to statistical models and mathematical methods of forecasting. Methods of time series, regression analysis, probabilistic and statistical analyses and rank models are used to solve various problems. Methods and numerical examples of solving numerous problems of forecasting are described. All the models are based on computer technologies.

UDC 621.311.004.13

ISBN 978-5-7782-1235-0

© Filippova T.A., Rusina A.G,
Dronova Yu.V., 2009

© Novosibirsk State Technical
University, 2009

ПРЕДИСЛОВИЕ

Прогнозированию мощности и выработки электроэнергии в энергетике всегда уделялось большое внимание. В любой книге по управлению развитием энергетики, эксплуатации энергетических объектов, управлению режимами электрических станций и электрических систем в большей или меньшей степени рассматриваются вопросы прогнозирования мощности и электроэнергии. Большое внимание уделяется этим вопросам в трудах Д.А. Арзамасцева, П.И. Бартоломея, В.А. Веникова, Н.И. Воропая, А.З. Гамма, Л.А. Мелентьева, А.А. Макарова, А.С. Некрасова, В.Ф. Тимченко, Т.А. Филипповой, Е.В. Цветкова и многих других авторов.

В этих работах рассматриваются три основных направления данной проблемы.

Первое – прогнозирование электропотребления и мощности нагрузки при развитии энергетики как основа выбора стратегий развития энергетики.

Второе – прогнозирование мощности и выработки электроэнергии при управлении режимами электростанций, электрических сетей и энергетических систем. Прогнозы являются основой энергетических балансов мощности и выработки электроэнергии.

Третье – определение мощности при проектировании и выборе оборудования, машин, механизмов, систем и средств управления режимами. В настоящей работе последнее направление не рассматривается.

Почему же возникла потребность в написании данной книги? Главной причиной является раздробленность материала. Чтобы изучить его по литературным источникам, требуется огромная и многолетняя работа. И для студентов вузов, и для инженеров-практиков, и даже для научных работников она чрезвычайно трудна. Вместе с тем сейчас потребность в хороших знаниях по прогнозированию многократно увеличилась, по сравнению с периодом до 1990, когда и была написана основная литература. После 1990 г. литературы подобной направленности мало и в основном она отражена в периодической печати или инструктивных отраслевых материалах. Кроме того, авторами получены новые результаты по прогнозированию графиков нагрузки и электропотребления, которые дополняют и развивают предшествующие разработки.

Условия развития и функционирования предприятий и объектов энергетики изменились. Если в СССР энергетика являлась базовой отраслью государства, то сейчас энергетика – сфера бизнеса. От прогнозов мощности и электроэнергии в отрасли зависят:

- инвестиционная политика;
- инновационная политика;
- коммерческий успех предприятий электроэнергетического рынка;
- производственная, технологическая и техническая деятельность.

В масштабах государства от прогнозов электроэнергетики зависят:

- макроэкономические проблемы государства;
- энергетическая безопасность;
- социальные условия жизни населения;
- политическое положение на мировом уровне и др.

Конечно, невозможно в одной книге рассмотреть все аспекты этой проблемы. Авторы поставили перед собой скромную задачу. Во-первых, акцентировать внимание на проблеме прогнозирования в энергетике. Во-вторых, уделить главное внимание прогнозированию электроэнергии и мощности, поскольку они являются базовыми параметрами при проектировании и эксплуатации энергетических объектов и предприятий. В-третьих – дать ряд моделей и методов, как основу методологии и принципов решения разнообразных прогностических задач. В-четвертых – предложить ряд моделей и методов для конкретных задач с использованием современных математических возможностей прогнозирования и информационных компьютерных технологий.

В книге широко использованы литературные источники и личные разработки авторов. Библиография по всем вопросам не приводится, так как она включает сотни наименований. В список литературы включены только фундаментальные теоретические работы, и те, из которых заимствован материал или идеи, а также небольшая часть авторских работ.

Материал книги разбит на два раздела.

1. Первый – это общие положения по роли прогнозирования в управлении производственным процессом предприятия. Основное внимание уделено планированию как главной функции управления деятельностью отрасли и предприятий энергетики.

2. Второй раздел – модели и методы решения основных задач прогнозирования электроэнергии и мощности при решении режимных задач.

Главы 1, 2, 3, 12 написаны Т. А. Филипповой; 6, 7, 8, 10, 11 – А. Г. Русиной; главы 4, 5, 9 – совместно Т. А. Филипповой и А. Г. Русиной, главы 13, 14 – Ю. В. Дроновой.

РАЗДЕЛ 1

**МЕТОДОЛОГИЯ
ПРОГНОЗИРОВАНИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
И МОЩНОСТИ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
СИСТЕМАХ**

Теория и методы прогнозирования – это чрезвычайно обширная область науки и практики. В настоящем разделе даются отдельные положения, на которых в основном базируется управление энергетикой. В кратком изложении представлено три вопроса.

1. Показана безусловная актуальность прогнозирования для управления энергетикой. Рассматриваются только самые важные задачи прогнозирования электроэнергии и мощности. Они являются основой планирования технической, экономической и коммерческой деятельности энергетических предприятий.

2. Излагаются методологические принципы и научные методы моделирования этих задач. Используется классический системный подход к моделированию и концептуальные положения его развития для рассматриваемых прогностических задач. По этим вопросам для задач управления энергетикой имеется достаточно много фундаментальных работ, выполненных Д.А. Арзамасцевым, В.А. Вениковым, Я.А. Мелентьевым, А.А. Макаровым, Н.И. Воропаем и многими другими авторами. В данной книге приводятся только основы методологии, принципов и научного аппарата. Они необходимы для изложения материалов последующих глав.

3. Рассматриваются основные положения прогнозирования электропотребления при решении задач развития энергетики.

Модели и методы прогнозирования для основных задач управления режимами энергетических систем нельзя излагать в отрыве от задачи развития энергетики. Все режимные свойства электрических станций, электрических сетей и энергетических систем предопределяются при проектировании. Развитие энергетики – важная государственная проблема. Рассматривая задачи управления режимами, необходимо знать основы их решения.



ГЛАВА 1

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ В УПРАВЛЕНИИ ПРОИЗВОДСТВОМ

Прогнозирование в управлении. ~ План и прогноз. ~ Процесс планирования. Стратегическое планирование. ~ Особенности бизнес-процесса предприятия. ~ Деловая среда. ~ Комплекс планирования. ~ Общие положения по роли прогнозирования в управлении предприятием

1.1. Прогнозирование в управлении

Прогнозирование – многогранная проблема, с которой связана любая задача управления производством, поэтому прогнозирование всегда актуально. Задачи управления и мировыми проблемами, и личностными разнообразны, и это определяет разнообразие принципов, методов и моделей прогнозирования. На различных уровнях (неосознанном, интуитивном, экспертном, математическом) разрабатывается прогноз действий. Главная его цель – заглянуть в будущее, оценить внешнюю среду и выбрать стратегию и тактику действия. В литературных источниках по вопросам управления в большей или меньшей степени излагается тема прогнозирования и даются общие положения, которые поясняют суть и особенности прогнозирования.

Принципы и методы прогнозирования зависят от множества факторов: от содержания задачи, цели действия, информации, требований к результатам и многого другого. Управление производством – одна из областей деятельности, в которой уделяется большое внимание прогнозированию. Виднейший теоретик и практик управления Файоль называет *предвидение (provenance) сущностью управления* [11]. Он отмечает, что умение смотреть вперед включает в себя как оценку будущего, так и соответствующие подготовительные меры в настоящем. Каждый целевой прогноз чаще всего включает в себя большое количество вспомогательных или элементарных прогнозов. Эти прогнозы значительно отличаются друг от друга практическими результатами, целями, содержанием, глубиной проработки, размерами, широтой охвата и качеством. Они отличаются также методами прогнозирования – одни могут составлять преимущественно на основании интуиции, другие экспертно при подробном анализе будущей ситуации, составленном компетентными специалистами, наконец, с использованием возможных математических методов. Некоторые предприятия нуждаются в прогнозах на длительный период, а другие эффективно функционируют, имея в своем распоряжении только краткосрочные прогнозы.

Задачи и методы прогнозирования при управлении производством имеют множество признаков: деятельность предприятия, состав и содержание задач планирования, цели планирования, глубина проработки задачи, состав и вид информации и др. Это не позволяет иметь обобщенную классификацию задач и моделей прогнозирования. И можно решать задачи прогнозирования только для *конкретных предприятий и конкретных задач управления*.

Рост систем, с которыми имеет дело человек, привел к трудностям в переработке информации, так как его возможности ограничены. Отсюда возникла необходимость повысить эффективность процесса переработки информации, т. е. усиливать интеллектуальные возможности человека и человечества. Увеличение сложности управления приводит к росту затрат труда на управление. Так, например, В. М. Глушков дает следующие оценки: нижнюю границу сложности решения задач управления можно оценить в 10^{16} арифметических операций в год; верхнюю границу средней производительности человеческого мозга в процессах переработки информации можно оценить в 10^6 операций в год.

Для выполнения 10^{16} операций в год потребуется не менее 10 млрд чел. Разрешить это противоречие можно либо снижением качества управления, либо совершенствованием его технологии. Компьютерные технологии – базовый принцип прогнозных расчетов [4].

Для организации функционирования ЭВМ нуждаются в развитом математическом обеспечении. Компьютеры – это только средство накопления, запоминания и быстрой переработки информации. ЭВМ не могут осуществить самообслуживание при функционировании. Они не могут подготовить для себя программы, а также совместно функционировать с каналами связи и другими техническими устройствами. Все эти функции ЭВМ могут выполнять только с помощью совокупности алгоритмов, реализованных программами, осуществляющими переработку информации, т. е. при помощи математического обеспечения.

Таким образом, формой представления объективных законов развития общества и достижений науки, позволяющей непосредственно и своевременно использовать их в практике управления, является система специального и математического обеспечения управления. Эта система представляет материализованный коллективный разум и предназначена для превращения достижений науки и техники в форму, в которой они доступны для оценки правильности применяемых конкретных решений.

Система специального математического обеспечения неразрывно связана с процессами управления. Она является связующим звеном между органом управления и управляемыми объектами, выполняя функцию переработки информации для повышения качества управления и улучшения результатов функционирования управляемых объектов.

1.2. План и прогноз

При планировании всегда разрабатываются прогнозы и для тактической, и для стратегической деятельности. Используются также плановые предположения, под которыми подразумевается оценка возможных факторов среды, в которой должны будут реализовываться планы [24]. Например, если прогноз составляется с целью определения будущей предпринимательской деятельности, то он включает предположения о политической ситуации, об объеме продаж, затрат, дохо-

дов, новых капиталовложений. Плановые предположения являются необходимым условием планирования. Если плановые предположения не верны, то план не может быть эффективным.

Резкой границы между предположениями и прогнозами нет. Прогнозы чаще всего дополняются предположениями. Их совокупность дает комплекс количественных и качественных данных, необходимых для планирования. В прогнозах чаще отражаются объективные факторы и количественные оценки. Любое решение включает также допущения. Нельзя предполагать, что будущее будет таким же, как прошлое. Допущения – это не «ясновидение», а *творческий прогноз*. Он основан на неизбежных или достоверных изменениях, а не только на догадках о будущих событиях, и реализуется на основе интерактивного общения человека и ЭВМ.

Плановые предположения могут быть качественными и количественными. Количественные – можно выразить в цифрах (в долларах, часах работы, квадратных метрах пространства, часах машинного времени, в единицах продукции). Качественные факторы нельзя выразить в цифрах, но они являются важными элементами процесса планирования. Например, престиж организации – качественный показатель, но он может оказать осязаемое влияние на сбыт и прибыль. Имеется множество аспектов окружающей среды, которые никакими видами исследований нельзя измерить количественно. И количественные и качественные факторы важны для управления. Методы прогнозирования количественных и качественных факторов различны.

Прогнозы и предположения могут также классифицироваться в зависимости от того, в какой мере они подконтрольны предприятию. Имеются предположения:

- неконтролируемые, например, рост населения, будущие уровни цен, политическая обстановка, размеры налогов и политика, а также коммерческие циклы;
- полуконтролируемые, например, предположения фирмы относительно ее доли рынка, характера текучести рабочей силы, эффективности труда, политики цен компании и даже политики отрасли в отношении законодательных мероприятий;
- контролируемые, для которых решения принимаются преимущественно руководством компании. В их число входят: деловая политика, программы выхода на новые рынки, проведение интенсивной программы научных исследований, инвестиции.

Простой пример допущений приведен в табл. 1.1.

Возможные предположения о внешних изменениях в ближайшие 5 лет:

- реальный рост экономики будет незначительный;
- спрос на услуги будет примерно таким же;
- факторы производства будут меняться (возрастут трудности с привлечением специалистов, возрастет стоимость материалов, технология производства останется старой);
- сохранится острая конкуренция.

Т а б л и ц а 1.1

Возможные допущения об изменении элементов издержек в будущем, %

Элемент издержек	Годы перспективы				
	1	2	3	4	5
Заработная плата	12	8	14	8	15
Материалы	10	10	10	10	10
Прочие	43	10	10	10	10
Пенсии	6	10	6	6	20
Страхование работников	10	12	10	10	12
Погашение долговых обязательств	10	8	8	8	5
Налоги	10	20	10	10	10
Расходы на НИР	8	14	8	8	10
Праздничные и отпускные выплаты	20	10	20	10	20

Целевые планы и прогнозы нередко используются как предпосылки для других планов. Решение о постройке атомной электростанции, например, создает условия, на основании которых возникают предпосылки для планов строительства линий электропередачи, для составления программ расширения потребителей, приобретающих электроэнергию, и других планов, органически связанных с проектом строительства АЭС.

Прогноз и план – это комплексное понятие, причем в большинстве случаев план требует совокупности прогнозов отдельных факторов, влияющих на план

Планирование – главная функция управления. От качества прогнозов зависят не только производственные результаты, но и организационные решения [22, 24]. Планирование предшествует всем другим управленческим функциям, и оно устанавливает цели и пути действий. Это особенно важно при групповых действиях. Планирование является одной из главных функций руководителей всех рангов от президента до бригадира. Руководители решают вопросы: как организовать работников, когда и что они должны делать; как эффективно ими руководить; как контролировать их деятельность и знать, правильно ли осуществляется работа организации на выбранном пути. Планы устанавливают нормы контроля.

У функции планирования есть четыре основные цели (рис. 1.1).

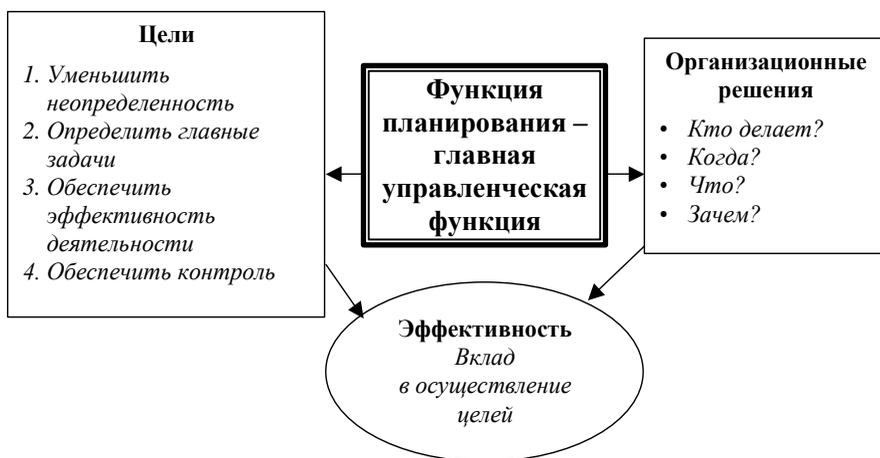


Рис. 1.1. Составляющие функции планирования

Первая – уменьшить неопределенность внутренней и внешней среды. Чем больше заблаговременность прогноза и планирования, тем больше и неопределенность. От достоверности прогноза зависит достоверность планов. Прогнозы определяют достоверность планов.

Вторая – выделить главные задачи и уделять им особое внимание. План включает только главное и предусматривает уточнение главного по мере реализации.

Третья – обеспечить такие организационные решения, которые будут направлены на выполнение плана.

Четвертая – обеспечить контроль.

Различают три основных вида планирования деятельности предприятия (рис. 1.2). Бюджетное планирование, направленное на решение текущих тактических задач. Бюджет производственной деятельности и бюджет продаж определяют финансовые показатели предприятия. Обычно в фирмах существуют детально разработанные методики составления всех видов текущих бюджетов. Цель бюджетного планирования – это максимальная прибыль в настоящем, что нередко приводит к массовому выпуску однотипной продукции. Будущее глубоко не учитывается.

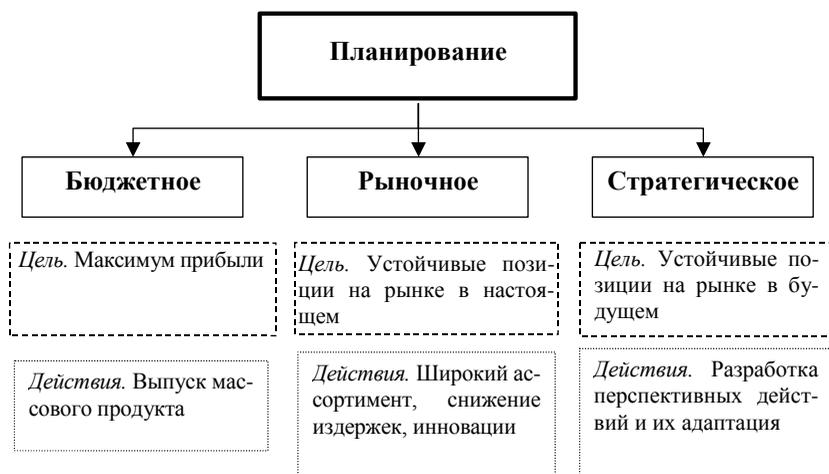


Рис. 1.2. Виды планирования в организации

Другим видом является рыночное планирование. Оно основано на изучении вкусов и потребностей покупателей. Номенклатура и ассортимент продукции в максимальной степени направлены на удовлетворение потребительского спроса. Рыночное планирование может решать и тактические, и стратегические задачи.

Третьим видом является стратегическое планирование. В нем главное направлено на разработку стратегий бизнеса. «Завтра всегда отличается от сегодня», поэтому в стратегическом планировании главным звеном является предвидение завтрашних условий. Если они известны, то особых трудностей в разработке планов нет. Но информация

о будущем имеет большую неопределенность, поэтому в стратегическом планировании особым этапом является адаптация планов к реальным условиям.

Механизм планирования включает два неразрывных этапа. Первый – собственно планирование, а второй – адаптация планов, их корректировка. Адаптация – это очень серьезная проблема. Необходимы большие объемы информации, чтобы адаптировать планы. Нужно иметь информацию о внутренней среде фирмы, о микросреде и макросреде. И вся информация должна отслеживаться. Известно, что «без информации нет управления» и планы могут адаптироваться только при специальной системе сбора и обработки всей необходимой информации.

Особым видом является инновационное планирование. Оно требует глобализации поисков инноваций и больших финансовых затрат, что сопряжено с большими рисками. Инновационное планирование основано на изучении макросреды мирового масштаба.

1.3. Процесс планирования

Процесс планирования является важнейшим звеном модели прогнозирования. Особенностью планирования является то, что нельзя получать решения, просто экстраполируя процессы прошлого на будущее. В будущем могут появиться новые факторы, новые тенденции, и их надо предугадать. Особенно это относится к рыночной среде. Возникает проблема учета прошлого и прогнозирования будущего.

Цели планирования могут быть достигнуты различными путями в зависимости от факторов внешней и внутренней среды. Только при определенном будущем может быть один путь к поставленной цели. Факторы неопределенности могут требовать уточнения планов, а в ряде случаев и изменения целей планирования. Самым надежным вариантом будет план, отвечающий наиболее неблагоприятным условиям, но такой осторожный подход применяется редко.

Процесс планирования имеет одинаковый характер независимо от заблаговременности планирования (рис. 1.3). Незнание обстановки и трудностей в достижении поставленных целей прямо пропорционально заблаговременности. Поэтому большое значение имеет выбор срока планирования. В одних организациях этот срок 2–5 лет, в других – десятилетия. Данные говорят о том, что подавляющее большинство фирм

ведут планирование на срок до 5 лет, но небольшая часть крупных фирм осуществляет планирование на 10–25 лет [40]. Считается, что на пятилетнем сроке можно преодолеть неопределенность посредством периодической адаптации планов к новым условиям, т. е. корректировать планы. На большем сроке степень неопределенности так велика, что само планирование становится сомнительным и можно только получить общую картину событий.

Основные проблемы планирования видны из рис. 1.3. Прошлое характеризуется ретроспективной информацией. Требуется анализ прошлого и учет его в модели прогнозирования. Будущее имеет неопределенный характер, и возможны альтернативные варианты плана, которые необходимо проанализировать и выбрать плановые решения и методы их корректировки. Таким образом, чтобы осуществлять планирование, надо владеть теорией и методами прогнозирования, принятия решений, имитирования и адаптивирования.

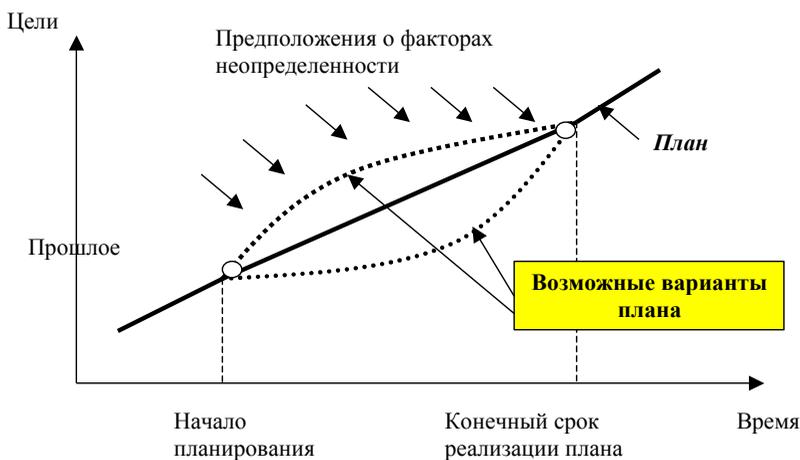


Рис. 1.3. Схема процесса планирования

Планирование требует владения четырьмя научными методами.

Первый – анализ на начало планирования t_0 . Для периода от t_0 до t_k необходимо оценить имеющиеся возможности действий с учетом рисков, конкуренции, экономической ситуации. Для всего периода реализации плана от t_0 до t_k надо анализировать внешнюю и внут-

ренную обстановку и разрабатывать для нее схему адаптации планов. К концу планового периода t_k необходимо знать результаты.

Второй – прогнозирование. Для периода от t_0 до t_k надо иметь модели прогнозирования для разработки альтернатив.

Процедура прогнозирования обычно осуществляется сверху вниз.

1. Макроэкономический прогноз – уровень инфляции, безработица.
2. Процентные ставки, потребительские расходы, инвестиции, экспорт.
3. Прогноз развития отрасли. На этом уровне учитываются факторы микросреды. Если используется прогноз валового национального продукта на макроуровне, то его связывают с прогнозом развития отрасли.
4. Прогноз деятельности компании всегда связан с прогнозами микросреды. Например, прогноз объема продаж нельзя составить без анализа отраслевого рынка.

Прогнозы макросреды и микросреды выполнить в рамках информации отдельного предприятия невозможно.

Третий – принятие решения. Для периода от t_0 до t_k требуются модели принятия решения с учетом факторов неопределенности и при планировании, и при корректировке планов.

Четвертый – выполнение прямых расчетов по составлению планов.

Для того чтобы неопределенность планов не приводила к отрицательным результатам, необходимо при составлении планов учитывать *требования к их гибкости*. Гибкость – это возможность изменять планы. Неопределенность решения вызывает увеличение затрат, но они оправдываются снижением рисков. Если изменений плана не потребуется, тогда затраты на гибкость – это определенная страховка. Конечно, планам не всегда можно придать гибкость. Например, нельзя тепловую станцию превратить в машиностроительный завод, но можно создать такую схему ее строительства, которая позволит менять частично плановые решения о параметрах. Например, строить станцию очередями, устанавливать котельное оборудование, которое при реконструкции может использовать газ и уголь, менять мощность очистных сооружений при изменении мощности станции. Гибкость требует постоянной корректировки планов. Это плата за неопределенность будущего.

В управлении принято считать, что *успешно действующий руководитель – это не тот, кто только реагирует на происходящие изменения, а тот, кто умеет предвидеть их изменения в будущем и поступает в соответствии с этими изменениями*. Естественно, что умение менеджеров предвидеть кардинальные изменения, которые скажутся на их планах, определяет шансы на успех.

Функции управления. Процесс управления может включать различные общие и специальные функции, которые определяются спецификой предприятия. Чаще всего при решении задач управления производством используются следующие общие функции: прогнозирование, планирование, контроль, учет, анализ, нормирование (рис. 1.4). Качество прогнозов влияет на все управленческие функции, а по результатам анализа ведется уточнение планов достижения целей, моделей и методов прогнозирования.

Модели прогнозирования должны давать требуемые виды прогнозов для всех функций процесса управления.

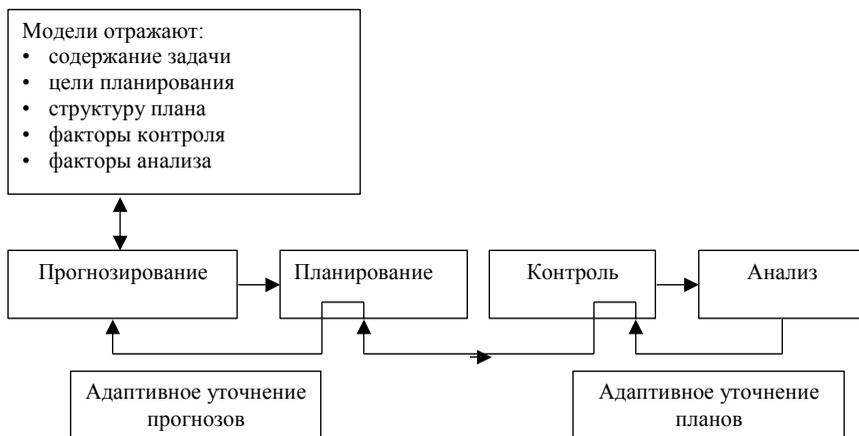


Рис. 1.4. Процесс управления

Прогнозы состояния окружающей среды при разработке планов. Планы реализуются в определенной среде окружения предприятия – внутренней и внешней, т. е. управление определяется с позиций открытой системы. Управление предприятием зависит от экономиче-

ских, демографических, технологических, социальных, политических и этических факторов, которые могут повлиять на реализацию планов.

Следовательно, прогнозировать необходимо структуру и факторы микро-, макро- и внутренней среды и взаимосвязи между ними.

1.4. Стратегическое планирование

Имеются различные определения стратегического планирования. Приведем одно из них [22, 23, 24, 40]. *«Стратегическое планирование представляет процесс определения целей организации и их изменений, ресурсов для их достижения и политики приобретения и использования ресурсов».*

Стратегические проблемы сложны и требуют больших инвестиций. Обычно они решаются руководством фирмы или собственниками. В управлении большое значение имеет талант руководителя, т. е. субъективный фактор. Руководитель может «угадать» будущее и принять правильное решение. Но хорошо угадать будущее невозможно, если не использовать в качестве «совета» предварительное решение, полученное на основе прогнозов. Теперь повсеместно управление рассматривается как сочетание науки и искусства. Наука позволяет наилучшим образом использовать объективную информацию на стадии разработки решения и дать рекомендации стратегу о выборе правильного решения.

В деловом мире планирование будущего является признанной необходимостью. Риск и неопределенность будущего требуют решений для сохранения организации. Вместе с тем всегда имеется противоречие между целями будущего и настоящего. Цели настоящего связаны с получением максимальной прибыли, а цели будущего – с развитием бизнеса. Персонал очень часто не заинтересован в целях будущего. Если экономика и политическая ситуация нестабильные, если главная задача менеджеров «снять сливки», то стратегическое планирование воспринимается как ненужная деятельность. Однако опыт показывает, что такое отношение к бизнесу не может принести успеха. Необходимо понимать, что стратегия и тактика – это звенья одной цепи. Отделение тактики от стратегии не должно иметь места. Недопустимо, чтобы краткосрочные тактические задачи были главными, а стратегические

задачи – второстепенными. Это положение принимается большинством крупных фирм. Стратегическое планирование получило название «планирование, ориентированное на будущее». Это означает, что будущее должно учитываться в текущих решениях.

Понятие «будущее» при стратегическом планировании. Будущее связано с положением во времени. В стратегическом планировании понятие будущего определяется темпами развития бизнеса. Какой же срок правильный при стратегическом планировании? Это зависит от многих обстоятельств, но во многих случаях невозможно достигнуть большой цели за короткие сроки. Срок должен быть таким, за который можно выполнить план. Решить такие задачи можно только логически, взвешивая все «за» и «против». Стратегическое планирование – это не планирование будущих решений, а планирование будущих воздействий на бизнес.

Срок перспективного планирования не может быть одинаковым для различных организаций и их целей. Но нельзя также его определять произвольно. Срок определяется: глубиной проработки задачи, инженерными поисками, проектно-конструкторскими разработками, строительством, приобретением сырья, подготовкой персонала, организацией производства и сбыта в течение периода, обеспечивающего окупаемость вложенных средств и ожидаемую прибыль. На рис. 1.5 показаны рекомендации по выбору периода планирования [11].

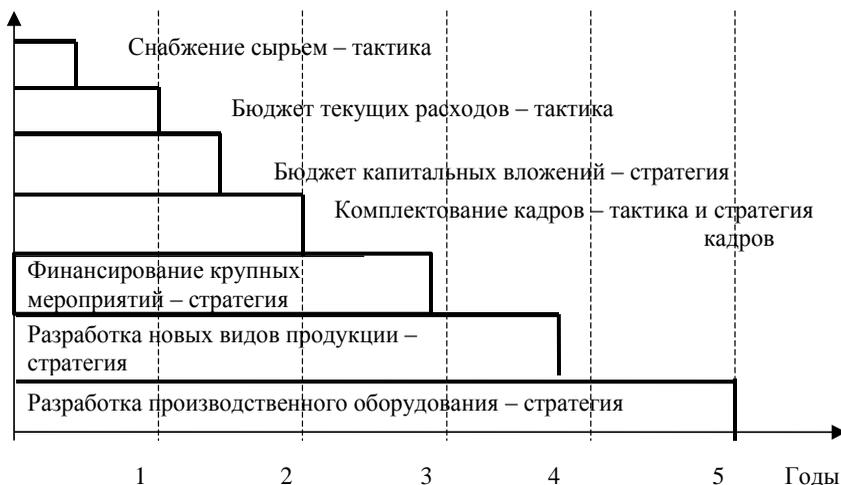


Рис. 1.5. Рекомендуемые периоды планирования для различных задач

Культура стратегического менеджмента базируется на *«стратегической мысли»*. Стратегическая мысль – это способность мыслить категориями *хозяйственной политики*. Политика – главное начало всех стратегических проработок. Политика требует методологических, методических, научных, организационных, алгоритмических, информационных проработок. Только тогда она реальна. Если политика не обоснована глубокими исследованиями, то это только «проект» действия.

Политика реализуется при управлении фирмой. Управление – это сложный процесс, который включает анализ обстановки, постановку целей, разработку альтернативных стратегий, принятие решения и пр. Все этапы важны и требуют специальных знаний, но главным для руководителя является этап принятия решения. На этом этапе всегда имеется компромисс между формальным решением, рекомендуемым с использованием математических возможностей, и здравым смыслом.

1.5. Особенности бизнес-процесса предприятия

Задачей бизнеса является представление рынку такого продукта, который обеспечит получение прибыли предприятию. Шансы на успех бизнеса связаны с тем, чтобы определить объем производства и ассортимент (параметры) продукции. Рассматривать бизнес – процесс без решения прогностических задач невозможно (рис. 1.6, задачи прогнозирования выделены курсивом).

1. Проектирование продукта с определением того, что, когда и для кого производить. Необходимо правильно определить потребность в продукте.

2. Разработка продукта – это номенклатура и ассортимент, цена, производство, привлечение ресурсов, учет факторов макро- и микро-среды.

3. Продвижение – конкурентная борьба, сбыт, реклама, работа с потребителями. Это задача передачи ценностей покупателю.

Бизнес-процесс можно представить в виде моделей [45]. Структуру и содержание модели бизнес-процесса рассмотрим на примере энергетической фирмы и принципов моделирования на основе программного продукта BPWin [10]. Основное внимание будем уделять потребности в производстве электроэнергии.

Модель имеет определенную структуру – ядро и подсистемы. Ядро имеет информационные входы и выходы, которые прогнозируются.

1. Внешняя информация на входе.

- Ресурсы предприятия – топливные, материальные, финансовые и трудовые. Топливные ресурсы – определяющая входная информация. Поэтому все другие составляющие ресурсов на уровне ядра не учитываются (кредиты, займы).

- Договоры – важнейшие документы, иницирующие отношения купли-продажи. В них учитывается состав потребителей продукции и объем продаж электроэнергии и мощности каждому покупателю. Это требует прогнозов покупки электроэнергии и мощности для отдельных покупателей или групп.

- Информация о рынке. Существует множество характеристик и параметров рынка. В их числе: конкурентные силы, конкурентные преимущества, сегменты, способы продвижения товара.

2. Ограничения

- Поскольку энергетика является отраслью жизнеобеспечения, государственные и общественные институты в определенной степени контролируют ее деятельность и накладывают на эту деятельность ограничения.

- Правовые ограничения. В число ограничительных механизмов входят законы и подзаконные акты (антимонопольное и экологическое законодательство, контроль цен и тарифов).

- Стандарты на качество электроэнергии по напряжению и частоте.

- Нормативы, которые учитываются при установлении цен и тарифов (по удельному расходу топлива, по потерям электроэнергии, по техническим параметрам оборудования).

3. Граничная информация о ресурсах

- Кадры больше, чем техника, определяют эффективность действий. Они являются важнейшим механизмом реализации бизнес-процесса.

- Громадное значение имеет состояние техники и технологии, возможность расширения производственных мощностей, возможность своевременной переориентации производства.
- Финансы. На финансы оказывают влияние федеральная и местная власть, акционеры, кредиторы.

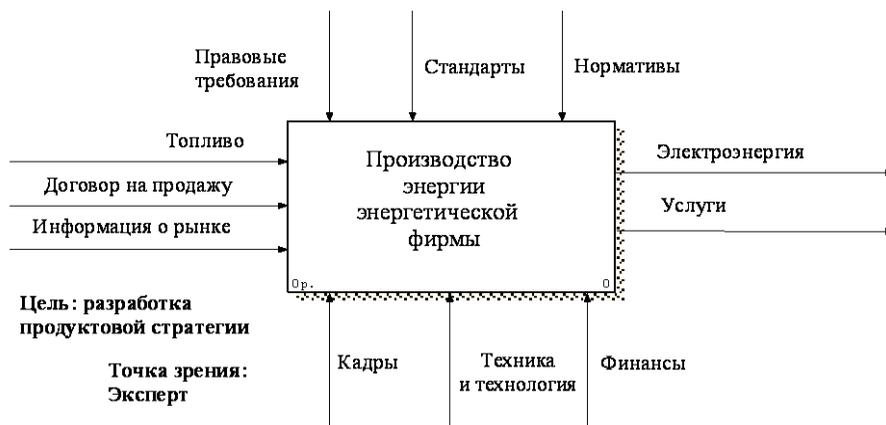


Рис. 1.6. Контекстная диаграмма бизнес-процесса производства энергетической фирмы

4. Граничные выходы

Это продукт, который упрощенно нами назван «электроэнергия». В действительности он включает многообразные результаты деятельности предприятия.

Декомпозиция бизнес-процесса (рис. 1.7). Декомпозиция имеет иерархическую структуру. Первым ее уровнем является ядро модели. Как уже сказано выше, ядром являются четыре блока, которые дают оценки бизнеса и все они прямо или косвенно связаны со знаниями о потребности в электроэнергии и мощности.

Ядро декомпозируется на блоки определенного содержания.

1. Производство: состояние производственных мощностей, объем и режим производства электроэнергии и мощности, технико-экономические показатели производства.

2. Потенциал персонала: квалификационный уровень по современным требованиям, возраст, обеспеченность.

3. Бюджет: состояние и характеристики финансовой деятельности, цены, объем продаж товаров и услуг, прибыль, рентабельность.

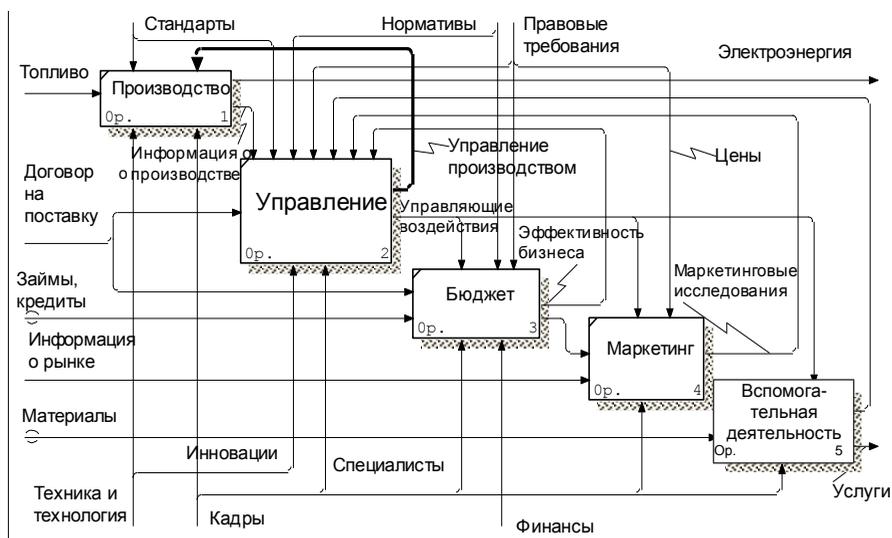


Рис. 1.7. Диаграмма декомпозиции

4. Организация работы на рынке с потребителями, изучение конкурентных сил и конкурентных преимуществ, составление программы достижения бизнес-целей.

Для создания полной системной модели необходимо процесс декомпозиции довести до отдельных задач и функций управления. На рис. 1.7 рассматривается ее фрагмент, в котором цель предприятия связана с воздействием на стратегии управления. В бизнес-процессах всегда отражаются стратегии. Это принципиальное положение. Только стратегии определяют виды и результаты деятельности. Стратегий управления энергетическими объектами много: деловые стратегии бизнеса, конкурентные стратегии (конкурентной борьбы и конкурентных преимуществ), стратегии маркетинга (сегментация и продвижение товара), инновационные, сбыта, снижения издержек и др.

В блоке «Управление» (рис. 1.7) планируется, прогнозируется и координируется вся деятельность предприятия. Для правильного решения задачи по производству электроэнергии модель должна включать все значимые связи и взаимосвязи.

1.6. Деловая среда

Деловая среда изучается при планировании для определения внутренних и внешних факторов, влияющих на деятельность предприятия. Существуют методы анализа деловой среды, которые позволяют исследовать макро-, микро- и внутреннюю среду (рис. 1.8). В условиях неопределенности информации анализ является тем индикатором, который позволяет корректировать прогнозы, планы и стратегии.

Анализ деловой среды определяет необходимость «заглядывать в будущее». С каким периодом будущего надо иметь дело? Будущее – это период от мгновения до бесконечности. Период будущего связан с возможностью «уловить сигнал» угрозы. Сигнал угрозы говорит о необходимости предпринимать меры защиты. В одних случаях реакция организации может быть быстрой, в других – требует большого времени.

Основы моделирования макро- и микросреды предприятия.

В необходимости приспособливаться к изменениям внешней среды предприятия подобны биологическим организмам. Согласно теории эволюции Чарльза Дарвина, сохранившиеся виды выжили потому, что смогли эволюционировать и приспособиться к изменениям в своей среде. И организации вынуждены приспособливаться к своей среде, чтобы выжить и сохранить эффективность.

Чтобы создавать модели и методы прогнозирования, необходимо моделировать внешнее окружение. Моделирование включает:

- создание структурной схемы среды;
- определение факторов каждого блока структурной схемы, влияющих на состояние предприятия;
- оценка отдельных факторов и их совокупностей.

Модель внешней среды должна отвечать на следующие вопросы: Каковы характеристики внешней среды? Как в динамике изменяется внешняя среда? Как эти изменения влияют на организацию, рынки, потребителей? Как и с какой периодичностью следует корректировать принятую стратегию с учетом изменений внешней среды? Адекватная модель внешней среды и достоверная информация о факторах, отражающих ее состояние, определяют достоверность прогнозов.

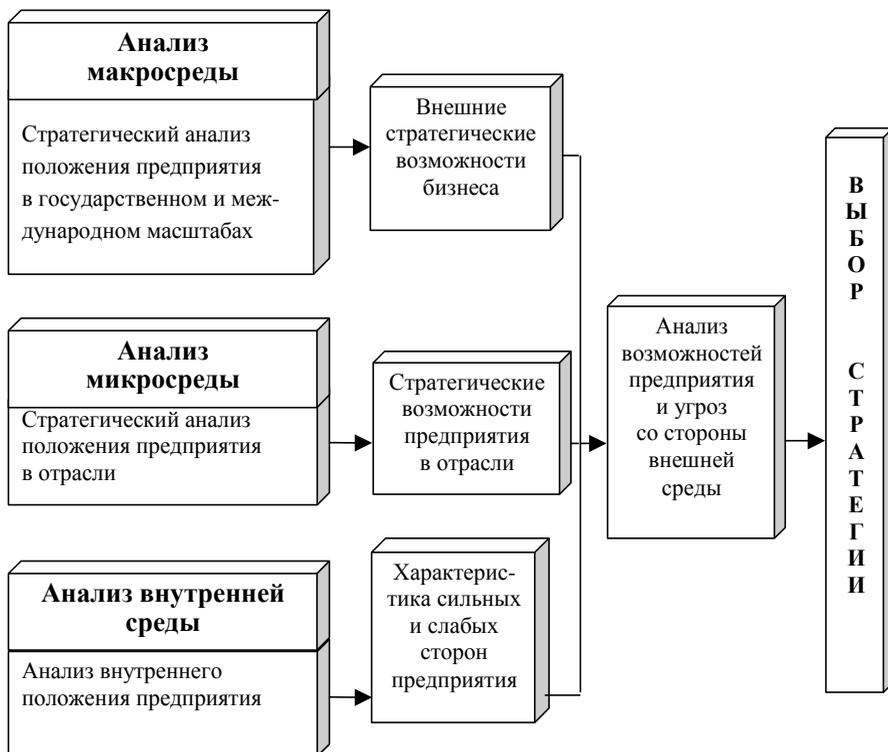


Рис. 1.8. Виды анализов, которые используются при разработке планов

Макросреда организации. Макроокружение создает общие условия нахождения всех организаций во внешней среде. В большинстве случаев макроокружение не имеет специфического характера, применительно к отдельно взятой организаций, хотя состояние макроокружения на различные организации влияет в разной степени, что связано с различиями в их деятельности и внутренним потенциалом.

Пример схемы макросреды приведен на рис. 1.9. При прогнозировании деятельности предприятия учитываются только отдельные характеристики макросреды. Они определяются специально на основе предыдущего опыта или при использовании источников информации.



Рис. 1.9. Пример схемы макросреды

Структурная модель макросреды обуславливает состав необходимых макропрогнозов, которые предприятие может получить только из внешних источников.

Важнейшими характеристиками макросреды являются экономические факторы. В зарубежной практике довольно надежные экономические прогнозы получены по занятости населения, производительности труда, национальному доходу, валовому национальному продукту. Они поступают в распоряжение предприятий и регулярно публикуются. В [24] указываются организации, публикующие прогнозы: Совет экономических консультантов при президенте США, Уартонская школа Пенсильванского университета («Экономическая модель»), Мерилендский университет («Межотраслевая прогнозная модель»), Калифорнийский университетом в Лос-Анджелесе («Прогнозный проект»). Координационную работу в этой области ведет организация «Конферес форум». Кроме того, многочисленные прогнозы составляются экономистами, работающими в университетах и банках. В настоящее время не ощущается недостатка ни в национальных, ни даже в региональных экономиче-

ских прогнозах. Множество прогнозов можно получить из Интернет. Для наиболее известных прогнозов приводятся статистические данные о их точности. Главная проблема для составителя планов в том, каким именно прогнозом воспользоваться.

Микросреда организации. Компонентами микросреды являются (рис. 1.10):

- поставщики ресурсов. Они обладают рыночной властью, и цель анализа – выявить пути ее уменьшения;
- посредники – это предприятия оптовой и розничной торговли. Согласование цены при перепродаже прямо влияет на прибыль организации, производящей товары;
- общественные организации;
- конкуренты.

Все элементы микросреды организации тесно связаны между собой. Предприятия отрасли должны разрабатывать необходимые прогнозы микросреды.

Прогнозы факторов микросреды. Большинство экономических прогнозов в отрасли составляются на основе связей с валовым национальным продуктом [4]. При этом учитываются такие компоненты валового национального продукта, как правительственные закупки, расходы на личное потребление, вложения коммерческих предприятий в основной капитал и товарно-материальные запасы, в строительство жилых домов и прочие виды вложений. В прогнозах валового национального продукта учитываются изменения уровня цен, которые в условиях инфляции могут играть очень важную роль при составлении планов отрасли. Фирма должна преобразовать отраслевой прогноз в свою деятельность.

Во многих случаях фирма имеет связи с данными по стране в целом. Например, одна фирма индивидуального жилищного строительства пришла к заключению, что существует надежное соотношение объема ее продаж с количеством вновь строящихся домов, если исходить из наличия восьмимесячного разрыва между началом строительства и продажей материалов [4]. В другом случае фармацевтическая компания обнаружила (к своему удивлению), что национальные данные о имеющейся у потребителей свободной наличности очень хорошо коррелируют с динамикой сбыта ее продукции.

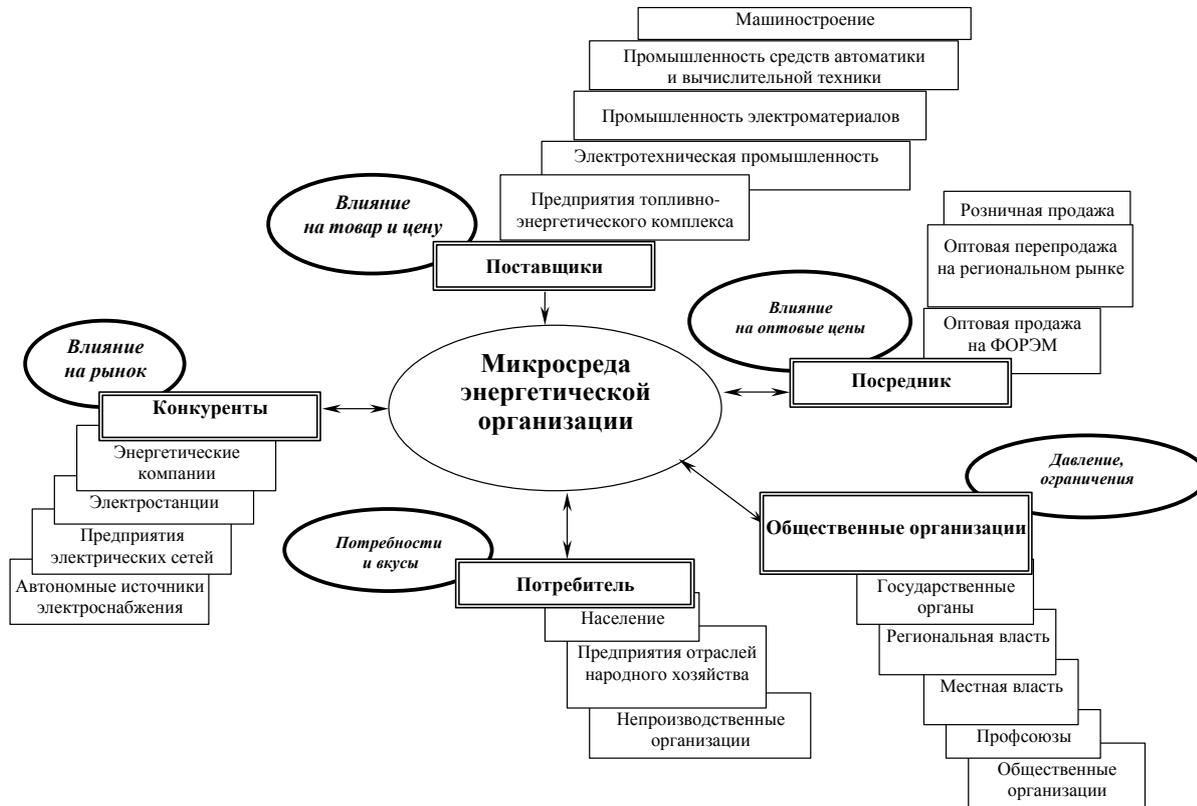


Рис. 1.10. Схема микросреды энергетической организации

Одним из способов определения соотношения между отраслями, а также распределения между ними валового национального продукта является разработка таблиц «затраты – выпуск». Таблицы «затраты – выпуск» впервые были разработаны профессором Василием Леонтьевым из Гарвардского университета в 1945 г. для прогнозирования предстоявшего повышенного спроса в послевоенный период на сталь и различные виды сырья. Федеральное правительство опубликовало таблицы на 1947 г. Начиная с этого времени таблицы обновляются [24].

Огромное количество отраслевых исследований проводится правительственными и промышленными организациями. Большинство правительственных ведомств, имеющих отношение к коммерческим предприятиям, публикуют экономические материалы, которые могут быть использованы при прогнозировании. То же самое делают торговые ассоциации, коммерческие издания, банки, частные исследовательские организации и профессиональные общества. Таким образом, если говорить о большинстве отраслей, то в распоряжении управляющего, который нуждается в сведениях, есть достаточное количество источников. В настоящее время возможности получения данных о макросреде отраслевых рынков, о конкурентах непомерно возросли благодаря Internet.

Громадную роль в рыночном прогнозировании играет прогноз объема продаж на рынке. Компания может оценить свои возможности по сравнению с объемом продаж в отрасли. Например, если объем продаж в отрасли увеличивается ежегодно на 10 %, а в фирме на 5 %, то это означает, что положение компании ухудшается. Только для небольшой группы товаров оценка спроса не представляет трудностей, например, на неконкурентном рынке (коммунальные услуги) или олигопольном рынке со стабильным положением (постоянным или плавно возрастающим объемом продаж). На большинстве рынков уровень спроса колеблется, и прогноз продаж является залогом успеха фирмы. Чем выше нестабильность, тем точнее должен быть прогноз. Для товаров широкого спроса намерения покупателей определяют опросами.

1.7. Комплекс планирования

Система планирования – это организационная система предприятий. Ей присущи все особенности организационных систем. Она включает комплексы: планирования, организационного обеспечения, информационного обеспечения, математического обеспечения, принципы и методы принятия решения (рис. 1.11).

В организационном смысле система должна быть так сконструирована, чтобы все вопросы решались комплексно, с учетом их связанности. Информация о прошлом и будущем должна быть полной и достаточной для разработки планов. Процесс принятия решения должен учитывать неопределенность будущего и возможные риски.

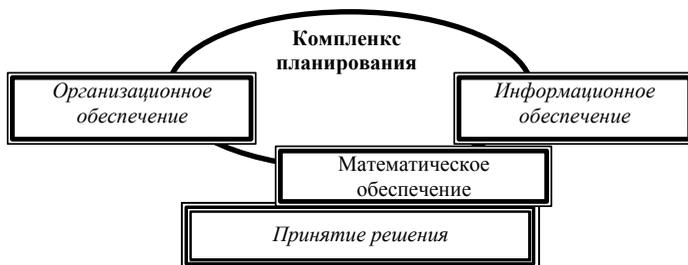


Рис. 1.11. Блоки системы планирования

Виды планов. Комплекс планирования включает различные виды планов.

1. Основные направления развития на отдаленную перспективу в 10–20 лет. В этих планах в укрупненных оценках намечаются пути развития и затраты. Основные направления развития даются по стране и отраслям промышленности на перспективу 10–25 лет. Например, для энергетики определялась структура топливно-энергетического баланса, темпы ввода мощностей, темпы развития энергетики в различных территориальных зонах, структура генерирующих мощностей. Как уже отмечалось, это необходимая заблаговременность для строительства энергетических объектов. Планы развития энергетики обусловлены необходимыми перспективными целями развития отраслей производства.

2. Перспективные планы включают укрупненные проработки по развитию техники и технологии, по производству товаров нового по-

коления, по новым направлениям деятельности, по развитию бизнеса. Перспективные планы составляются с заблаговременностью 5–10 лет.

Для энергетических объектов это необходимый срок, чтобы определить тип и параметры электростанций и электрических сетей и начать проектно-изыскательские работы. На этом этапе более детально, чем на первом, рассматриваются технические, экономические и коммерческие задачи. Начинается реальное вложение основных средств в реализацию планов.

3. Краткосрочные планы составляются на перспективу от одного до нескольких лет. Они включают все виды балансов: материальные, финансовые, трудовые. Это текущая деятельность.

4. Специальные проекты различной заблаговременности (новые производства, новые рынки).

Всегда даются альтернативные варианты планов для оптимистических, средних и пессимистических условий. Механизм адаптации предусматривает возможность перехода от выбранной альтернативы к измененной. Адаптация требует применения ситуационного принципа управления планами.

Ситуационный план – например, ликвидация части предприятий многонациональной компании [12]. Предусматривались следующие решения, которые были связаны с внешними условиями:

- продажа части предприятий;
- постепенное прекращение работы предприятий, которые нельзя продать;
- закрытие предприятий, которые нельзя продать и на которых нельзя постепенно свернуть производство;
- инвестирование в реконструкцию предприятий, если другие пути не могут быть реализованы.

Стратегический план. Нет строгой формы стратегического плана. Его содержание зависит от принятых целей и особенностей предприятия. План по структуре должен быть примерно таким, как сама организация. Если она состоит из стратегических хозяйственных единиц (СХЕ), то и планы должны иметься для каждой СХЕ. Для всех структурных подразделений фирмы и СХЕ, участвующих в реализации целей, должны быть свои планы. Известен принцип разделения труда А. Файоля, который полностью справедлив для стратегического планирования: «Чем в большей степени организационная структура отражает задачи и действия, осуществление которых необходимо для дос-

тижения поставленных целей, и способствует координации этих действий, чем больше должностей создается в соответствии со способностями и мотивацией людей, которыми предприятие располагает, тем более совершенной и эффективной будет такая структура».

Пример структуры плана СХЕ по «Дженерал электрик» [22].

1. Генеральная цель СХЕ.
2. Предположения о внешних факторах и угрозах.
3. Предположения о конкуренции.
4. Внутренние и внешние ограничения в деятельности СХЕ.
5. Цели стратегического планирования.
6. Задачи для достижения целей.
7. Стратегии.
8. Программы.
9. Необходимые ресурсы.
10. Непредвиденные ситуации.
11. Финансовый прогноз.

Позиции 2, 3, 4, 10 и 11 базируются на прогнозах.

Схемы стратегического планирования различны. Стратегическое планирование начинается после того, как определены цели и задачи корпорации, фирм и СХЕ. Процесс итеративный. Первоначально вырабатывается на основании прогнозов заявочный план, который при последовательных уточненных прогнозах превращается в окончательный.

1.8. Роль прогнозирования в управлении предприятием

Достоинства прогнозирования. Потребность в квалифицированном прогнозировании обусловлена его ключевой ролью при составлении планов. Но оно ценно и по другим причинам. Во-первых, составление прогнозов и их анализ побуждает управляющих смотреть вперед, думать о будущем и готовиться к нему. Процесс прогнозирования может выявить те участки, где отсутствует необходимый контроль. Прогнозирование, особенно когда им занимаются все подразделения организации, может оказать помощь в сводном планировании и координации планов. Концентри-

руя внимание на будущем, оно помогает придать планированию целевой характер.

«Несмотря на то большое значение, которое придается прогнозированию, необходимо помнить, что все прогнозы содержат какую-то погрешность, поскольку даже самый лучший анализ или суждения не выливаются в ясновидение. Догадки нельзя исключить из прогнозов, хотя зачастую их можно свести к минимуму. Довольно часто управляющие ожидают от прогнозов слишком многого, забывая о неизбежных, пусть даже пустяковых, погрешностях, которые присутствуют в любом пророчестве. Помимо этого управляющие иногда пренебрегают необходимостью проверять те допущения, которые положены в основу данного прогноза, и не уточняют, в какой степени они опираются на факты и мотивированные оценки, насколько они соотносятся с принятой политикой и планами.

«Интуитивные прогнозы», которые делают опытные администраторы и специалисты, используя свою эрудицию и ум, нередко оказываются пророческими. Способность к ясновидению представляет собой редкий дар, однако многие опытные управляющие развили ее у себя, и те, кто ею владеет, имеют прекрасное дополнение к работе прогнозиста. Тем не менее бывают случаи, когда то, что кажется даром ясновидения, оказывается на деле свойством выдающегося ума» [24].

Общие особенности прогнозирования. В предыдущем материале этой главы рассмотрены многие особенности прогнозирования и требования к ним. Приведем их без специальной систематизации.

1. Прогноз и план – это комплексное понятие.

- Все прогнозы целевые.
- В большинстве случаев план требует совокупности прогнозов отдельных факторов, влияющих на план.
- Прогнозы могут иметь различную глубину проработки, что определяется целями и задачами плана.
- Прогнозы должны учитывать те функции управления, которые влияют на эффективность деятельности предприятия.
- Период упреждения прогнозов определяется периодом планирования.
- Необходимо при прогнозировании учитывать комплекс планирования, его блоки и взаимосвязи между ними.

- Особая роль принадлежит адаптации планов и прогнозов.
- Необходимо при прогнозировании учитывать структуру плана и его разделы.

2. При прогнозировании необходимо учитывать структуру и факторы микро-, макро- и внутренней среды и взаимосвязи между ними.

Окружающая среда оказывает большое влияние на результаты планов и вызывает необходимость разработки разнообразных моделей и методов прогнозирования ее факторов и событий.

3. Модели и методы прогнозирования.

- Методы прогнозирования разнообразны.
- Имеются специальные методы прогнозирования для количественных и качественных предположений.
- Плановые предположения – прогнозы требуют создания методов контроля их достоверности и для факторов, поддающихся контролю, и для факторов, которые прямому контролю не поддаются.

4. Прогнозы нужны для управляющих и разработчиков планов.

При их составлении необходимо учитывать существующие принципы функционирования организации:

- производственную структуру предприятия,
- организационную структуру управления,
- порядок планирования.

Перечисленные выше особенности учитываются при разработке моделей и методов прогнозирования.



ГЛАВА 2

НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

Методологические принципы. ~ Основы моделирования. ~ Структурные модели ЭЭС при решении режимных задач. ~ Математическая модель задачи. ~ Информация и ее свойства. ~ Исследование систем в условиях неопределенности

Методологические принципы

Как известно, в науке есть три градации познания: методология, научные методы, модели и методы решения прикладных задач.

Методология – это базовые позиции, взгляды, исходные предпосылки для построения теоретической картины действий в определенной области. Методы и модели необходимы для того, чтобы решать конкретные задачи научного или прикладного содержания.

Методологические принципы стратегического менеджмента, которые являются основой для прогнозирования, перечислены ниже.

- Системный подход является главным принципом изучения сложных событий и процессов.
- Принцип программно-целевого прогноза определяет цель прогноза и его составляющие, необходимые для разработки программы решения.

- Принцип перспективного прогнозирования связан с заблаговременностью прогноза и процессом прогнозируемых факторов и событий.

- Принцип синергизма рассматривается как комплексное прогнозирование, зависящее от совокупного действия отдельных прогнозируемых факторов.

- Взгляд на прогнозирование как сочетание науки и искусства определяет сочетание формальных и неформальных решений.

- Использование теории и методов моделирования процессов является непременным условием формализации расчетов.

Системный подход. Он широко распространен как методологический принцип познания. Системный подход – это методология научного познания, в основе которого лежит рассмотрение объекта или проблемы как системы, как целого. Изучение всех свойств системы позволяет создать единую теоретическую картину и выявить многообразные связи внутри системы. Он применяется очень давно и во многих областях: биологии, экологии, психологии, кибернетике, технике, управлении. Системный подход позволяет получить содержательную картину, а затем приступить к ее моделированию. При разработке содержательной картины важно правильно определить структурные свойства системы.

Кратко дадим основные положения системного подхода.

Строение системы. Что такое система? Каковы ее части и границы? Система – это целое, состоящее из упорядоченных частей. Система образует некое единство, и это может быть:

- комплекс связанных между собой объектов;
- упорядоченное собрание фактов, принципов, доктрин (демографических, метеорологических), факторов, положений;
- упорядоченная система знаний;
- упорядоченная организация.

Системный подход реализуется с применением методов системного анализа.

Замкнутые и открытые системы. Искусственная открытая система не просто находится в окружении внешней среды, но и существует за ее счет. Система должна быть совместима с внешней средой и иметь с ней связи (рис. 2.1).

Система и подсистемы. Исследуемая система всегда является подсистемой более высокого уровня. Система состоит из частей, узлов,

которые связаны между собой. Нельзя части рассматривать изолированно. Частью системы могут быть подсистемы, узлы, зоны, элементы. Части системы могут менять свое положение. Одна и та же часть в различных задачах может быть системой, подсистемой, элементом (рис. 2.1). Части системы иерархичны. Это позволяет их упорядочить и управлять системой. Иерархичные системы имеют многоуровневую структуру.

Единство частей системы. Система в целом (A) – это не простая сумма частей (a). Это их единство. Следовательно,

$$A \neq a_1 + a_2 + a_3 + \dots,$$

$$A \text{ } a_1, a_2, a_3, \dots .$$

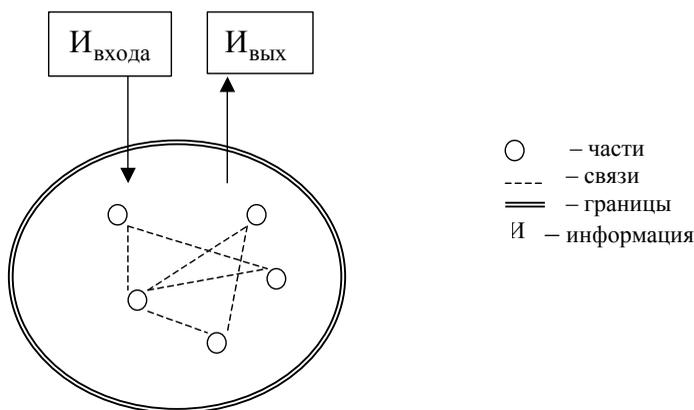


Рис. 2.1. Строение системы

Для того чтобы установить границы системы, надо сформулировать цель. Если границы определены неверно, то неверно будут определены элементы системы, ее узлы и связи. Цель дает возможность отобразить то, что влияет на нее и обеспечивает нормальное функционирование системы. Границы всегда нечеткие, расплывчатые, и они меняются при изменении цели (рис. 2.2).

Устойчивость системы. Система должна быть устойчива в статике и в динамике. Открытые системы всегда со временем усложняются. Растет число узлов и связей. Расширяются границы. Динамическая

устойчивость при этом может быть нарушена. Например, со временем многие организации расширяются. Растет число организационных звеньев, появляются новые товары, усложняются внутренние и внешние связи. В какой-то момент система может стать неуправляемой и потерять устойчивость.

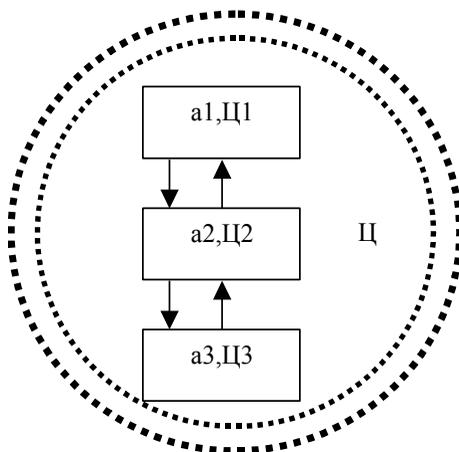


Рис. 2.2. Цели системы и ее частей

Связи имеются во внутренней среде, с микросредой и макросредой. Важно при рассмотрении задачи отобрать только те связи, которые существенны для результата функционирования системы.

Цели функционирования. Для системы должны быть заданы цели. Цель функционирования системы может быть достигнута не единственным путем. Есть альтернативные пути и их надо определять. Управление всегда ситуационно. Нет одного способа управления, в зависимости от обстоятельств надо найти оптимальный способ. При достижении цели применяются принципы ситуационного управления. Все части системы должны служить общей цели. Тогда

$$\begin{aligned} Ц &\neq Ц_1 + Ц_2 + Ц_3 + \dots, \\ Ц &Ц_1, Ц_2, Ц_3 \dots \end{aligned} \quad (2.1)$$

Информационные характеристики системы. Для открытой системы имеются связи по информации, входящей в нее и выходящей

из нее. Система должна иметь информационную обратную связь (рис. 2.3). В этом случае можно управлять ее состоянием в зависимости от результатов конечной деятельности. Информационной характеристикой является энтропия системы. Система не должна подвергаться иссяканию. В большинстве случаев система функционирует в условиях неполноты и недостаточной достоверности исходной информации.



Рис. 2.3. Информационная модель системы

Системные свойства энергетики. Системные свойства энергетики по существу определяют виды прогнозов и требования к ним. Ниже приведены свойства энергетики.

- Энергетика – большая искусственная система; прогнозы могут составляться для отдельных структурных элементов системы, для их части или для системы в целом.
- Системы энергетики имеют сложную внутреннюю структуру – это определяет множество связей и взаимосвязей между прогнозами (рис. 2.4).
- Системы энергетики динамичны, и необходимо иметь прогнозы разнообразные по времени.
- Системы энергетики характеризуются разнообразием технологических процессов и техники.
- Для системы характерны неопределенные ситуации ее функционирования.
- Системы энергетики – открытые, что требует учета влияния внешней среды и связей с социальными системами, с окружающей средой.

Программно-целевой подход к управлению. Этот подход является базовым принципом разработки стратегических планов, что выдвигает и требования к прогнозам, которые должны быть целевыми.



Рис. 2.4. Пример видов прогнозов, необходимых при планировании развития энергетики

Цель может иметь различную глубину проработки – от общих заявлений до планов реализации конкретных задач. Время достижения разных целей различается. Важно, чтобы все цели отдельных задач были взаимосвязаны и являлись элементами общих целей.

Программно-целевой принцип управления связывает в единую систему внешние и внутренние цели, пути и средства их достижения, деятельность людей.

Управление организацией всегда имеет целевой характер, особенно при решении стратегических задач. На основе целей разрабатываются методы и механизм управления. Цели декомпозируются до уровня ответственных лиц. Всегда есть связь между целями, функциями людей и организационной структурой предприятия. Если цели относятся ко всей организации, то они называются корпоративными. Но цели и задачи ставятся также для отдельных структурных звеньев, отдельных людей. Для того чтобы исключить их несоответствие, необходимо иметь инструменты разработки совокупности связанных целей.

Принцип синергизма. Синергизм означает, что совокупный результат может быть больше суммы его слагаемых. Это эффект $2 + 2 = 5$, т. е. при управлении всегда надо искать такие комбинации решений, которые дают эффект синергизма. Принцип синергизма является основой комплексных прогнозов, на которые влияют частные.

Сочетание науки и искусства при управлении. Во многих задачах нет рецептов действий, нет «черного» и «белого». Разработки решений – это только область действий, а решение принимается человеком. Прогнозы – это всего лишь множество предположений, и роль человека в выборе результатов прогнозирования для разработки планов и принятии решений определяющая.

Основы моделирования задач

В научно-методическом подходе все проблемы в зависимости от путей их научного познания разделяются на три группы.

Первая группа – хорошо структурированные и количественно сформулированные проблемы. Имеется разнообразный математический аппарат, позволяющий рассчитывать количественные связи и оценки таких задач.

Вторая группа – неструктурированные проблемы. Для них количественные связи и оценки не известны, имеются только качественные характеристики проблемы. Решение достигается на основе сочетания эвристических и математических методов.

Третья группа – смешанные проблемы, когда часть оценок может быть получена в количественном выражении, а часть в качественном.

В энергетических задачах велика неопределенность, поэтому большая часть задач относится ко второй и третьей группе. Модели базируются на комплексном использовании различных математических и эвристических методов.

Первый этап моделирования – это структурные модели. Они содержат различные элементы: разделы общей задачи, блоки технологического процесса, состав предприятий, уровни решения проблемы, информационную структуру расчетов и др. Это отражается в декомпозиции общей цели на подцели и осуществляется с применением методов системного анализа. Рассмотрим ряд структурных моделей.

Самым дорогостоящим этапом исследования является построение модели. При построении следует учитывать только важнейшие харак-

теристики системы. Необходимо также сформулировать логически обоснованные допущения, выбрать форму представления модели, уровень ее детализации и метод реализации. Специалисты, обладающие одинаковым уровнем подготовки, рассматривая одну и ту же систему, могут предложить совершенно различные модели.

При моделировании важно четко определить границы изучаемой системы. Они задаются пределами, отделяющими систему от внешней среды. В процессе решения задачи может возникнуть вопрос о расширении границ системы. Это повышает размерность и сложность модели. В инженерной практике следует стремиться к разбиению больших систем на относительно небольшие подсистемы. При этом необходимо иметь уверенность в том, что такая декомпозиция не приведет к излишнему упрощению реальной ситуации.

Если подлежащая исследованию система определена и ее границы установлены, то на следующем этапе разрабатывается инженерная модель, выбирается критерий, на основе которого можно оценить характеристики системы. В инженерных приложениях обычно применяются критерии экономического характера. Критерием могут быть и технологические факторы: продолжительность процесса производства, количество потребляемой энергии и др. Часто ситуация осложняется тем, что в решении задачи необходимо обеспечить экстремальные значения нескольких противоречивых критериев. В этом случае говорят о многокритериальных задачах.

Затем необходимо выбрать независимые переменные, которые должны адекватно описывать допустимые решения или условия функционирования системы. При выборе независимых переменных следует:

- задать переменные, значения которых могут изменяться в достаточно широком диапазоне, и переменными, значения которых фиксированы и определяются внешними факторами;
- провести различие между теми параметрами системы, которые могут предполагаться постоянными, и параметрами, подверженными влиянию внешних и неконтролируемых факторов;
- независимые переменные должны выбираться таким образом, чтобы они нашли отражение в формулировке задачи.

Инженерная модель развивается в математическую. Это дает формализацию инженерной задачи. В самом общем виде математическая модель включает:

- критерий решения задачи;
- множество независимых переменных;

- уравнения связи между переменными, представляющие собой ограничения в форме равенств (обычно это уравнения материальных и энергетических балансов или уравнения, описывающие физические процессы в системе);
- ограничения в форме неравенств (обычно они определяются верхними и нижними границами изменения параметров системы или устанавливают лимиты ресурсов).

Принятие решения в условиях определенности характеризуется однозначной (детерминированной) связью между принятым решением и его исходом. Детерминированной можно считать систему, в которой элементы взаимодействуют точно предвидимым образом. Детерминированная модель отражает поведение системы с позиций полной определенности в настоящем и будущем. Поведение такой системы предсказуемо, если известны текущие состояния ее элементов и законы преобразования информации, циркулирующей между ними. Для простой системы задача поиска наилучшего решения в этом случае сведется к перебору всех возможных решений и выбору наиболее оптимального. Зачастую в практике такой очевидный подход неприемлем, поскольку для реальных систем число возможных вариантов решений огромно. Кроме того, часто трудно отдать предпочтение какому-либо варианту, так как каждый является лучшим по различным показателям. Большинство задач лишь условно можно считать детерминированными.

Структурные модели ЭЭС при решении режимных задач прогнозирования

Структурные модели энергетической системы могут быть различного вида: технологического, информационного, факторного.

Структурные модели технологического вида. Цель структурной модели – это создание обоснованной схемы для расчета режима электроэнергетической системы. Эта модель отражает особенности процесса производства и включает те элементы, которые должны быть

учтены при управлении режимами. Она должна учитывать технологические, хозяйственные и коммерческие особенности объектов управления. В практических разработках ранее использовалась технологическая модель ЭЭС. В настоящее время нужна хозяйственно-технологическая модель, в которой учтены хозяйственные и коммерческие связи между предприятиями [38]. Технологическая модель определяет последующие модели – математическую и информационную (рис. 2.5).

Разработка структурной модели ведется на основе:

- целей;
- критериев;
- технических, технологических и хозяйственных возможностей;
- ограничений.



Рис. 2.5. Схема состава моделей задачи

Рассмотрим структурную модель, которая используется при определении участия предприятий в энергетических балансах мощности и энергии. Система ЭЭС включает электрические станции, электрические сети и нагрузки. Моделирование основано на разработке и преобразовании четырех взаимосвязанных моделей, в которых указаны главные элементы для расчетов.

- Технологическая модель (ТМ) – схема преобразования энергетического ресурса в электроэнергию.
- Электроэнергетическая модель (ЭЭМ) – схема, в которой учитываются станции и электрические сети.
- Электроэнергетическая система с хозяйственными связями (ЭЭХМ), в которой указаны границы хозяйственной самостоятельности объектов и стоимость их товара (электроэнергии и мощности).
- Расчетная электрическая модель (ЭлМ) – это электрическая схема системы с учетом стоимости мощности электрических станций и стоимости передачи мощности по сети хозяйственных границ.

Пример структурной модели с учетом хозяйственных границ функционирования ее предприятий показан на рис. 2.6. Прогнозная информация нужна для расчета нагрузок узлов P_{30}, P_{40}, P_{50} , нагрузки всей системы, а экономическая информация – для расчета характеристик издержек $I(P)$ и потерь мощности $\Delta P(P)$.

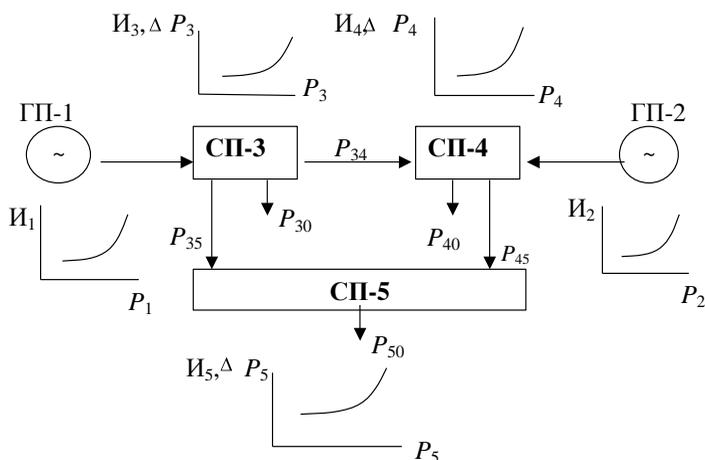


Рис. 2.6. Структурная модель системы с ее хозяйственными связями

Примем следующие обозначения:

- P_1, P_2 – мощности генераторных узлов;
- $P_{301}, P_{302}, P_{401}, P_{402}, P_{501}, P_{502}$ – доли мощностей нагрузок от первого и второго генераторного узла соответственно для сетевых предприятий СП-3, СП-4 и СП-5, которые определяются по прогнозу энергетического баланса системы;
- $\Delta P_{31}, \Delta P_{32}, \Delta P_{41}, \Delta P_{42}, \Delta P_{51}, \Delta P_{52}$ – потери от мощности генерации в сетевых предприятиях, которые зависят от прогнозов нагрузок в узлах;
- $\Delta P_{341}, \Delta P_{342}, \Delta P_{351}, \Delta P_{352}, \Delta P_{451}, \Delta P_{452}$ – потери от мощности транзита через сетевые предприятия, которые зависят от прогноза транзита;
- I_1, I_2 – издержки на станциях, зависящие от прогноза цен;
- $I_{31}, I_{32}, I_{41}, I_{42}, I_{51}, I_{52}$ – издержки на транзит через сетевые предприятия.

В этом простом примере показана значимость и объемность прогнозных расчетов. Система может быть представлена различными технологическими моделями. В виде источников мощности и концентрированной нагрузки (рис. 2.7, *а*), в виде станций, соединенных с крупными подстанциями (ПС) эквивалентной электрической сетью (рис. 2.7, *б*), или транспортной моделью, связывающей каждый генераторный источник с каждым крупным потребителем некоторой эквивалентной связью (рис. 2.7, *в*).

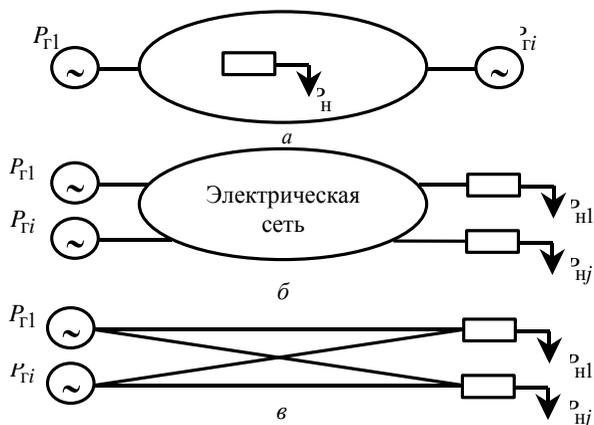


Рис. 2.7. Представление электроэнергетической системы концентрированной нагрузкой (*а*), индивидуальной нагрузкой (*б*) и транспортной моделью (*в*)

Структурная модель информационного вида (рис. 2.8). В ней имеется четыре части. Информация о факторах (1), модели прогнозирования (2), прогнозы (3) и адаптивное уточнение моделей при изменении факторов внешней среды (4). Цель прогноза Ц связана с прогнозируемыми факторами ψ и их моделями прогнозирования $\Pi(\psi)$. Общий прогноз зависит от частных. Модель прогноза дает предвидение, и необходимо иметь оценки погрешности прогноза. Обязательным условием применения является адаптивность модели к развитию системы на основе погрешностей прогнозов и влияния на них изменчивости факторов.

Многоуровневая структурная модель прогнозирования. В [47] рассматривается социальный блок макросреды и говорится, что если мы хотим, чтобы действия были правильными, то нужно понять, как основные факторы влияют на события, что требует многоуровневой модели прогнозов. Наши знания относительно компонентов системы, даже таких сложных, как социальная система, могут быть проверены на основе научных методов. Это требует разработки индивидуальных моделей и концепций, с помощью которых можно проверить противоречивость и фрагментарность наших знаний.

Население, капиталовложения, загрязнение окружающей среды *экспоненциально* возрастают на протяжении всей известной нам истории. Годовой прирост национального дохода населения демонстрирует экспоненциальный рост. Экспоненциальный рост обладает характерным свойством – удвоением переменной величины на временном интервале. Этот процесс может быть не гладкий. Какой-то период нет удвоения, а затем происходит громадный рост. Важен предел, который может привести к кризисному состоянию системы. При экспоненциальном росте «взрыв» происходит в результате взаимоусиления процессов в системе, которые определенное время не учитываются или явно не проявляются.

Громадное значение при моделировании имеют компьютерные технологии. Информации о системах очень много. Только человек способен эти разрозненные части информации синтезировать в систему. Однако человеческий разум уже не может предвидеть все особенности, оценить динамику системы, поэтому необходимы компьютерные технологии. Обычно компьютерные модели более простые, чем модели человеческого разума. Компьютерные модели воплощают определенную теорию функционирования системы и предположения, которые заложены человеком.

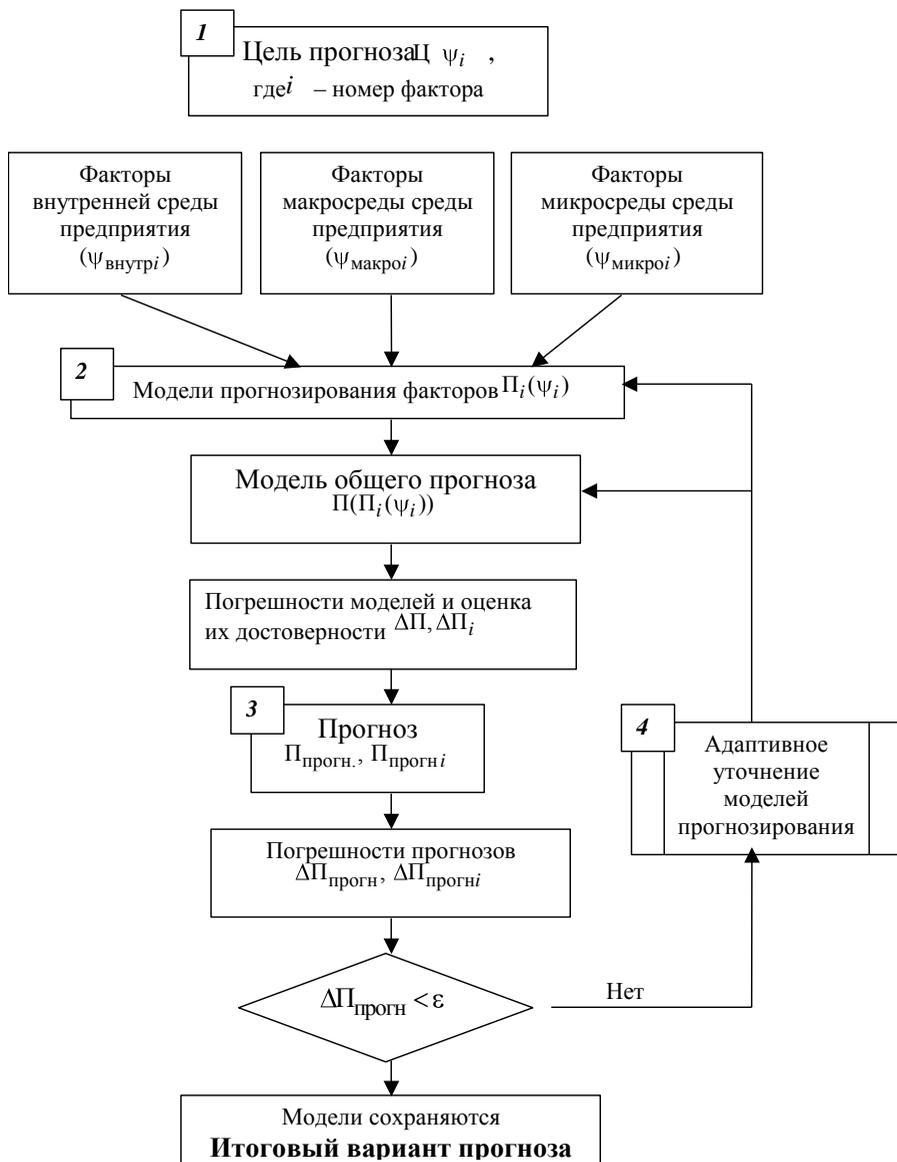


Рис. 2.8. Структурная схема модели прогнозирования

Но компьютерные модели вносят четкость и строгость в исследование системы. Многие компьютерные модели оказываются более качественными, чем интуитивные. Процесс моделирования всегда основан на великой силе человеческого разума. Достоверность моделирования может быть проверена верификацией, а не только вербальным способом. При создании модели может быть избыток информации и требуется избирательный подход к ее использованию.

При создании модели системы важная роль принадлежит обратным связям, показывающим взаимодействие между исходным действием и результатом. При этом система оказывается в новом состоянии и может влиять на новое действие, т. е. это некоторая «петля». В системе с обратными связями необходимо иметь две переменные: уровни и темпы. Уровни – накопительная характеристика, темпы – потоки, изменяющие уровни.

Системные уровни описывают состояние системы в определенный момент времени. Например, банковский баланс – системный уровень. Денежные потоки дают связи «в» и «из». Уровни существуют в системах и подсистемах. Население – мировая подсистема. Ее уровни – «рождаемость» и «смертность». Изменение уровней определяется темпами потоков.

Все системы, которые меняются во времени, могут быть представлены как конструкция уровней и темпов. Эти две переменные необходимы и достаточны для построения модели системы.

Социальная система. Социальные системы очень сложные, и наших знаний недостаточно для их полного моделирования. Умозрительные модели здесь очень условны, так как имеется множество неопределенных факторов. В [47] приводится структура модели мировой системы, имеющая пять уровней:

- население;
- капиталовложения (фонды);
- природные ресурсы;
- часть фондов, вкладываемых в сельское хозяйство;
- загрязнение.

Модель «население» – это численность населения:

$$P_k = P_j + D_T (BR_{jk} - DR_{jk}), \quad (2.2)$$

где BR – темп рождаемости; DR – темп смертности; k – рассматриваемый момент времени; j – начальный момент времени; T – временной период.

На рождаемость влияет материальный уровень жизни населения, фонды, добыча природных ресурсов, использование природных ресурсов. На смертность влияет материальный уровень жизни населения, загрязнение, уровень питания, плотность населения, производство продуктов питания, фонды в сельском хозяйстве, износ фондов. Это аналитические связи. Все величины в этих связях имеют пределы роста: истощение природных ресурсов, кризисное загрязнение, перенаселение, снижение уровня питания.

Математическая модель задачи

Математическая модель отображает в формальном виде объективные законы управления объектами и технологическими процессами, информационная модель содержит структурное отображение этих законов. Математическая модель при разработке алгоритма приобретает способность к адаптации. Это достигается включением в алгоритм специальных функций. Адаптация к составу сведений, хранящихся в информационной базе, заключается в алгоритмическом анализе правильности и полноты исходных данных, в устранении их неопределенности. Адаптация к реальному времени достигается использованием нескольких различных модулей, выполняющих одну функцию с разными точностями.

Модель можно представить в виде системы уравнений, которые связывают цель управления с параметрами объекта, влияющими на цель (рис. 2.9).

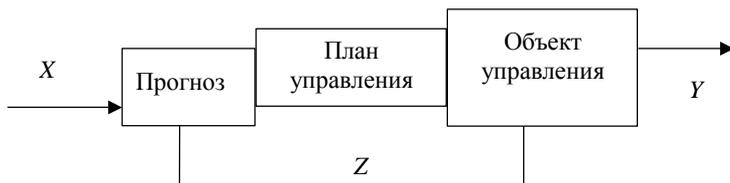


Рис. 2.9. Параметры объекта управления

При разработке математической модели учитывается и аппарат получения решения, который зависит от вида информации, математических методов обработки информации, вида функции цели (рис. 2.10).

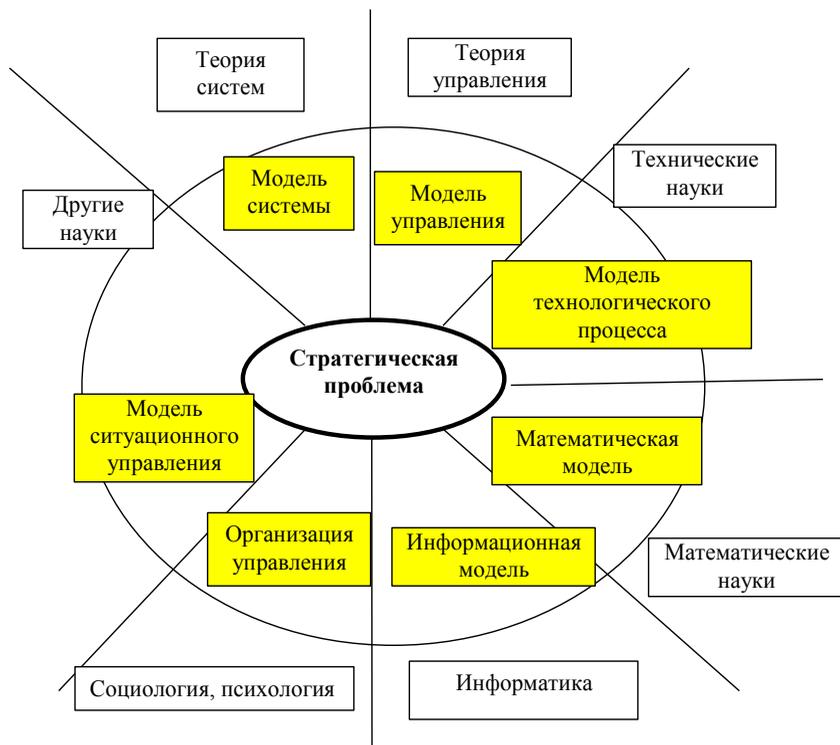


Рис. 2.10. Научный аппарат, применяемый при моделировании

Математическая модель любого одноцелевого объекта управления включает следующие уравнения [41].

1. Уравнение цели (целевая функция), которое связано с параметрами входа X и выхода Y . План управления направлен на достижение данной цели.

$$\text{Ц } X, Y = K . \quad (2.3)$$

2. Уравнения связи показывают зависимость выходных параметров объекта от входных и имеют вид

$$Y = A X , \quad (2.4)$$

где A – оператор, показывающий, как должен меняться параметр X от изменения Y . Эта связь часто имеет вид определенных прогнозов

для объекта. Оператор A дает некоторую теоретическую модель, которая используется при получении планового решения.

3. Уравнения ограничений показывают допустимые информационные изменения входных и выходных параметров и могут задаваться в виде неравенств и равенств:

$$X_{\min} \leq X \leq X_{\max}, \quad (2.5)$$

$$W \Sigma Y_t = 0. \quad (2.6)$$

Ограничения (2.5) могут быть односторонними. Ограничения (2.6) – балансовые ограничения за определенный период времени с интервалами дискретности t .

4. Уравнение управления определяется некоторой прогнозной функцией, показывающей зависимость между параметрами X и Y , которые дают решение по уравнению цели. Вид функции определяется математическими методами, применяемыми при решении задачи.

5. Уравнение адаптации в общем случае распространяется лишь на те объекты, для которых предусматривается звено «приспособливания». Это возможно только при создании специальных процедур, используемых для решения задачи. При адаптации может меняться цель расчетов, уравнения ограничений и уравнения связи. Чаще автоматическая адаптация отсутствует, и изменение условий учитывается при корректировках исходной информации.

Адаптивные модели. Вначале параметры модели и принципы управления определяются по имеющейся информации. В процессе эксплуатации меняются данные и ограничения. По мере появления новых данных параметры модели могут уточняться. При этом может измениться оператор связи между входом X и выходом Y .

Имитационная модель имеет вид «Что будет, если ...?». Она включает первые три уравнения модели (2.3)–(2.5), широко используемых в вариантных расчетах, когда варьируются параметры на входе и определяются параметры на выходе или задается какое-то сочетание параметров входа и выхода. Решения, получаемые при имитационных расчетах, чаще всего оценивает человек. Эти модели находят применение при долгосрочном и оперативном планировании. Имеются имитационные модели для вероятностных задач.

Упрощенные математические модели используют эвристические методы. Они широко распространены в практике благодаря простоте и доступности для широкого круга пользователей. Во многих случаях их применение оправдано допустимыми погрешностями. Немалое значение имеет и тот факт, что они не требуют особой математической подготовки. В реальных условиях таких моделей много и часто практически работники их «любят» больше красивых и математических моделей.

Многокритериальность управления. Большое число задач в энергетике имеет не один, а несколько критериев, причем часто они противоречивы. Многокритериальные модели достаточно разработаны для научных исследований и, по существу, неформально применяются в эксплуатационной практике. Остановимся на некоторых положениях решения многокритериальных задач. При решении многокритериальных задач производится векторная оптимизация. Она сводится к тому, чтобы получить общий критерий, являющийся функцией частных критериев, т. е.:

$$K x = K_1 x, K_2 x, \dots, K_n x, \quad (2.7)$$

где $K x$ – частные цели.

Если частные критерии противоречивы, общий критерий определяется на основе компромисса. Сначала выделяется область компромисса, область Парето. В ней улучшение одного критерия приводит к ухудшению другого. Предлагается несколько принципов компромисса. Они основаны на оптимизации скалярных частных критериев, при которой анализируются частные критерии с положительными коэффициентами своего веса. Имеются различные предложения по получению обобщенного критерия.

При использовании *экспертных оценок* критерии преобразуются к единому параметру, например к стоимости, и затем суммируются.

Справедливый компромисс используется тогда, когда все частные критерии равноправны и имеют одинаковую важность; тогда общий критерий определяется на основе одинаковых уступок всем частным критериям. Вводится цена уступки, и оптимальным является решение, при котором они одинаковы:

$$v = \frac{1}{c_j} \frac{d\Pi_i(X)}{dX} = \text{idem}. \quad (2.8)$$

Если критерии имеют разную важность, то можно экспертным путем установить относительную величину важности и затем получать оптимальное решение.

Интегральная и дифференциальная оптимизация позволяет индивидуально учитывать значимость самых важных и менее важных критериев при получении общего критерия. Разработаны достаточно простые принципы учета многокритериальности. Можно, например, составить ранжированный ряд критериев и по их предпочтительности находить решение по каждому из них в этой последовательности. Из полученных решений эксперты выбирают наиболее подходящее. Можно самый значимый критерий использовать для однокритериальной оптимизации, а все другие учитывать ограничениями. Этот принцип применяется чаще всего. Наконец, можно рассматривать средне-взвешенный критерий и по нему выбрать решение.

В энергетике довольно много задач, имеющих многокритериальный характер, но разработчики стремятся свести задачи к однокритериальным. Какой бы метод многокритериального расчета ни применялся, в основе лежит однокритериальная оптимизация с заданием ограничений, выдвигаемых другими критериями. При замене многокритериальной задачи однокритериальной необходимо участие экспертов.

Информация и ее свойства

Любое управление основывается на переработке информации. В этом процессе присутствуют две составляющие: физическая и информационная (логическая). Первая характеризует преобразование и перемещение материальных масс и определяет цель прогнозирования, а вторая – переработку информации и усиливает логическую составляющую управления, которое обеспечивает достижение цели. Эффективность любого процесса управления зависит от обеих составляющих. Информационная модель представляет определенную логическую последовательность переработки информации.

Совокупность информационной и математической модели дает полное описание формализованных правил (рис. 2.11).

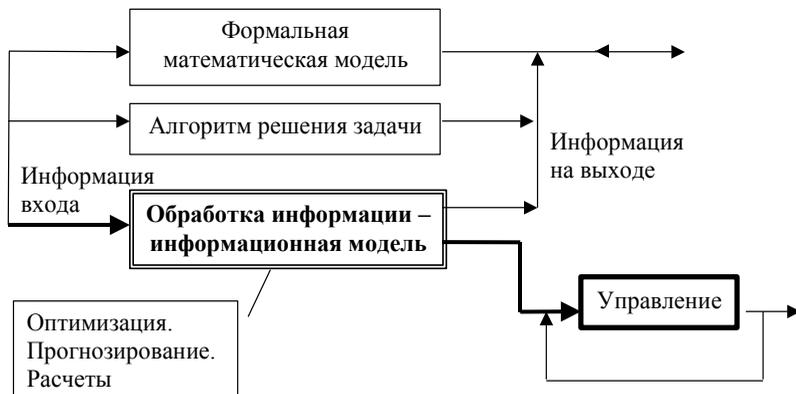


Рис. 2.11. Схема связи математической и информационной моделей

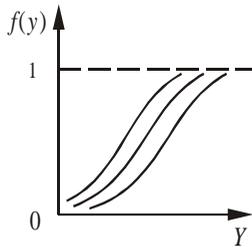
Различные процессы энергетики имеют разную информационную природу: детерминированную, вероятностную, неопределенную. В реальных условиях управления системами требуется детерминированная информация, которая однозначно определяет принимаемые решения. Трудно представить, что управление могло бы иметь вероятностные решения. Но вместе с тем многие процессы в энергетике по своей природе являются вероятностными или неопределенными. Это отражается в информационных моделях решаемых задач, но требование получения однозначных решений по управлению не снимается.

В общем случае исходная информация подразделяется на четыре группы: детерминированную, вероятностно-определенную, вероятностно-неопределенную (частично неопределенную), неопределенную (табл. 2.1). Детерминированная информация основана на закономерных причинно-следственных связях. Вероятностно-определенная (ее и называют вероятностной) отражает причинно-следственные связи, имеющие случайный характер. Последние два вида информации связаны с понятием неопределенности. Неопределенная информация неоднозначная, и причины неоднозначности неизвестны. Обычно она задается диапазоном возможных значений или диапазоном и распределением вероятностей величины внутри диапазона. В последнем случае имеет место частичная неопределенность. Естественно, что неопределенность показателя тем выше, чем шире диапазон его возможных значений. В энергетике много показателей характеризуются полной или частичной неопределенностью. Так, частично неопределенными являются природные процессы (речной сток, температура

наружного воздуха), экономические показатели объектов и пр. Однако имеются показатели, для которых получить объективные вероятностные характеристики нельзя (новые виды оборудования, перспективные величины электро- и теплотребления, политическая и экономическая ситуация и пр.).

Т а б л и ц а 2.1

Виды и характеристики информации

Вид информации	Форма математического описания																									
	Непрерывные величины	Дискретные величины																								
Детерминированная (однозначная)		<p>Точка</p> 																								
Вероятностно-определенная	<p>Функция распределения</p> 	<p>Ряд распределения</p> <table border="1" data-bbox="627 774 1002 869"> <tr> <td>y_1</td> <td>y_2</td> <td>...</td> <td>y_n</td> </tr> <tr> <td>P_1</td> <td>P_2</td> <td></td> <td>P_n</td> </tr> </table> $\sum_{i=1}^n P_i = 1$	y_1	y_2	...	y_n	P_1	P_2		P_n																
y_1	y_2	...	y_n																							
P_1	P_2		P_n																							
Частично неопределенная	<p>Серия функций распределения</p> 	<p>Серия рядов распределения</p> <table border="1" data-bbox="627 1037 1002 1125"> <tr> <td>y_1</td> <td>y_2</td> <td>...</td> <td>y_n</td> </tr> <tr> <td>P_1</td> <td>P_2</td> <td></td> <td>P_n</td> </tr> </table> <table border="1" data-bbox="627 1141 1002 1228"> <tr> <td>y'_1</td> <td>y'_2</td> <td>...</td> <td>y'_n</td> </tr> <tr> <td>P_1</td> <td>P_2</td> <td>...</td> <td>P_n</td> </tr> </table> <table border="1" data-bbox="627 1244 1002 1340"> <tr> <td>y''_1</td> <td>y''_2</td> <td>...</td> <td>y''_n</td> </tr> <tr> <td>P_1</td> <td>P_2</td> <td></td> <td>P_n</td> </tr> </table>	y_1	y_2	...	y_n	P_1	P_2		P_n	y'_1	y'_2	...	y'_n	P_1	P_2	...	P_n	y''_1	y''_2	...	y''_n	P_1	P_2		P_n
y_1	y_2	...	y_n																							
P_1	P_2		P_n																							
y'_1	y'_2	...	y'_n																							
P_1	P_2	...	P_n																							
y''_1	y''_2	...	y''_n																							
P_1	P_2		P_n																							
Неопределенная		<p>Изнанкой (юв)</p> 																								

Детерминированная информация задается в однозначной форме: состав агрегатов станций, параметры оборудования, схема электрических соединений, возможности устройств управления режимами и др. Этот вид информации является наиболее простым и самым распространенным в практике. Все действия персонала при управлении режимами должны иметь однозначную форму. В действительности большая часть данных является *условно детерминированной*. Так, на энергетические характеристики агрегатов влияют многие элементы технологического процесса: неустановившийся режим в рабочей камере гидротурбины, качество топлива на ТЭС, сопротивления линий электропередач, надежность отдельных устройств и пр. Но поскольку получить оценки состояния этих элементов трудно или даже невозможно, повсеместно используют детерминированную информацию. Это приводит к погрешностям решения таких задач. Подавляющая часть всех задач рассматривается в детерминированной постановке.

Вероятностная информация – законы распределения вероятностей и их параметры, которые получаются главным образом при обработке статистических данных. Широко применяются вероятностные модели для прогнозирования стока рек и выработки электроэнергии ТЭС, для прогнозирования графиков нагрузки и электропотребления. Имеются модели расчета токов короткого замыкания в сети в вероятностной постановке, модели расчета надежности и живучести системы и др. Многочисленные работы подтверждают вероятностный характер многих процессов в энергетике. Эти модели имеют важнейшее научное значение и позволяют получить правильные оценки для многих задач управления. Погрешности решения вероятностных задач в детерминированной постановке доходят до 5 %. При решении вероятностных задач используются методы теории вероятностей.

Для многих задач нельзя получить вероятностные характеристики. Нет статистических данных, не выявлены вероятностные законы, не получены устойчивые оценки. Вместе с тем ясно, что процесс по своей природе вероятностный. Тогда говорят о вероятностно неопределенной информации. В этом случае часто используют теоретические законы распределения вероятностей. По ним получают различные оценки и, используя их, выбирают решение.

Наконец, может быть полная неопределенность, при которой неизвестны даже пределы изменения информации. И для этого случая

имеются теоретические разработки, например, использование теории нечетких множеств.

Задачи управления энергосистемой в основном решаются в детерминированной постановке, но факторы вероятностного и неопределенного характера учитываются при создании специально разработанных принципов управления системой, в частности, на стадии оперативно-диспетчерского управления.

Исследование систем в условиях неопределенности

Энергетическое хозяйство приходится рассматривать как систему, подверженную вероятностно-неопределенным колебаниям. Имеются внешние и внутренние факторы неопределенности энергетических систем, которые необходимо учитывать при прогнозировании.

Внешние факторы

- Естественные природные факторы, которые обусловлены вероятностными свойствами геофизических процессов. Например, температура воздуха, водность стока рек. Наблюдаемое изменение температуры воздуха на 2...3 % может изменить потребность в топливе ТЭК более чем наполовину.
- Социально-экономические факторы. В их числе: темпы развития производства, изменение трудовых ресурсов, финансовые возможности, инновации, состояние мирового рынка и др.

Внутренние факторы

- Изменение технологической структуры энергетики и электропотребления, что наблюдается при развитии энергетики.
- Состояние технических систем (износ, аварийность).

Факторы неопределенности обычно не поддаются вероятностному описанию. Вероятностную природу можно определить только при обработке статистической информации из прошлого поведения объекта. При этом возникает проблема распространения ее на будущее. Только для некоторых технических параметров можно получить характеристики их случайного поведения, например, оценить расход топлива на отопление, надежность ряда технических устройств. Для подавляющего большинства энергоэкономических показателей вероятностного описания нет. Таким образом, неопределенность нельзя измерить ко-

личественно, но надо учитывать ее влияние на принимаемые решения. Это приводит к необходимости использовать специальные методы прогнозирования.

Законом неопределенности учитываются две главные причины [27]. Первая – вероятностно-неопределенная природа системы. Вторая – функционал оптимального поведения системы имеет пологую область оценки множества вариантов решений (рис. 2.12), т. е. проявляется свойство пологости функционала в окрестности оптимума. Чем сложнее система, тем больше проявляется это свойство. Это приводит к равнозначности ряда решений по принятому критерию оптимизации. Обе причины действуют совместно. При детерминированной информации обычно имеется однозначное решение. Признавая вероятностно-неопределенные условия будущего, задачу чаще сводят к детерминированным расчетам, задавая множество возможных детерминированных состояний. Это позволяет решать задачу в детерминированной форме и признавать ее вероятностную природу.



Рис. 2.12. Изменение величины критерия при вариационных расчетах

Для получения окончательного решения требуется дополнительный анализ зоны неопределенности. В области равнозначных решений чаще всего он осуществляется экспертными методами.

Процесс оптимизации непременно включает предвидение будущих условий системы. Один из вариантов – это построение прогнозируемых факторов по временному ряду прошлого и экстраполяция этой зависимости на будущее. Однако при большом количестве факторов они часто взаимосвязаны (коррелируемые). Для учета корреляции между факторами требуется большое количество реализаций этих событий из прошлого. Прошое поведение не всегда можно распространить на будущее, поэтому временные модели также не всегда приемлемы.

Другим вариантом является экспертный анализ. Прошлое только анализируется, а по нему намечается сценарий или условия будущего (методом Делфи и др.). При системном анализе рассматривается и информация от смежных систем. Чаще всего применяется этот подход.

Погрешности решений. Переход от вероятностных условий к детерминированным приводит к неизбежным погрешностям решений. Самый простой путь прогнозирования – это применение статистики. Допустим, что используется регрессия «электропотребление – время», построенная за период ретроспекции, и эта зависимость распространяется на будущее. Если будущее близкое по времени и период ретроспекции выбран обоснованно, то такой путь возможен. Если же будущее отдалено на 10–15 лет, то экстраполяция может привести к большим погрешностям. Может изменяться процесс, численные значения показателей, вид регрессии. Все это приводит к погрешностям. Для некоторых показателей отсутствует статистика. Для ЭЭС ошибки электропотребления меняются в пределах 1...35 %. Для ГЭС ошибки по величине капитальных затрат – в пределах 2...24 %. Ошибки прогнозирования удельных расходов топлива на выработку электроэнергии не выходят за пределы 5 %. Основные причины погрешностей внешние – появились новые условия, по которым не было статистики [27]. Это исключает полную формализацию определения погрешностей будущего. Требуется экспертный анализ.

Определение исходной информации. На развитие системы влияет множество показателей: натуральные показатели (электропотребление, мощность нагрузки), экономические показатели (затраты, инфляция), энерготехнологические показатели (удельный расход топлива, удельные нормы электропотребления). Их значимость в принятом решении различна. Возникает задача перехода от данных к информации. При этом применяется определенная последовательность анализа данных по величинам погрешностей. При линейной модели оптимизации погрешности можно учитывать в коэффициентах функционала или в ограничениях.

Пример. Пусть как-то определены коэффициенты линейного функционала и получено оптимальное двойственное решение φ_j при

исходных данных p_j , j – номер варианта. Для каждого нового варианта исходных данных можно вычислить показатель

$$\delta = \sum_{i=1}^m \alpha_{ij} \varphi_j - p_i. \quad (2.9)$$

Если $|k\delta_i| \leq \varepsilon_{p_j}$, где k – коэффициент запаса, то данные можно не учитывать. Такими расчетами можно существенно уменьшить состав исходных показателей.

Сочетание исходных данных в расчетах можно задавать экспертно или применяя метод Монте-Карло. Однако в последнем случае необходимо знать законы распределения вероятностей для различных показателей, что в практике почти невозможно.

Анализ зоны неопределенности. Статистическое моделирование исходной информации приводит к совокупности оптимальных вариантов N . Таких вариантов может быть много, и следует применять специальный анализ для сокращения этого множества. Анализ имеет целевое содержание. Принятый критерий оптимальности уже является первым шагом отсеивания вариантов. При этом используется различие в величине критерия, соотношении погрешностей исходных данных и величины эффекта, вероятность осуществления варианта и др. Необходимо создать методику анализа с использованием экспертного подхода. Все варианты множества N рассматривать невозможно. Для отбора вариантов используется также имитационная модель расчетов.

Имитационная модель – это инструмент анализа. Решение по результатам расчетов при этом не получают. Логика повариантного анализа закладывается в имитационную модель. Каждый вариант оценивается по принятому критерию оптимальности. В [25] приводится пример расчетов.

1. Определяется состав взаимозаменяемых объектов развития по ресурсам. Приводятся расчеты с выделением четырех видов топлива: канско-ачинский уголь, кузнецкий уголь, западносибирский природный газ, ядерное топливо.

2. Определяются возможные изменения параметров этих объектов по мощности и выработке электроэнергии.

3. Находятся экспертно рациональные комбинации объектов. Например, если сокращать мощности АЭС, то их заменят другие станции и соответственно изменятся общие затраты.

Выбор оптимального варианта. Имитационные расчеты могут дать множество возможных вариантов решений. Обычно решения группируются по ряду признаков, причем желательно иметь их ранжированную схему. Это дает многоярусную структуру зоны неопределенности. Во многих случаях можно найти предпочтительную зону поиска оптимального решения.



ГЛАВА 3

МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

Общая характеристика методов прогнозирования. ~ Экспертные методы Регрессионный анализ. ~ Модель временного ряда. ~ Ранговые модели. ~ Краткие положения теории вероятностей. ~ Технологический метод прогнозирования. ~ Применение искусственных нейронных сетей при прогнозировании

3.1. Общая характеристика методов прогнозирования

Методов прогнозирования достаточно много. Наряду с формальными математическими методами, для которых имеются научные и методические разработки, широко используются неформально-эвристические методы. Чем сложнее задача прогнозирования, тем труднее ограничиться одним методом. На практике используются комбинации различных методов – от строгих математических до интуитивного «угадывания». Каждый случай прогнозирования требует индивидуальной схемы расчетов и различного сочетания методов прогнозирования.

Математический аппарат прогнозирования – это специальный и сложный раздел науки. Разработаны также методы на основе мнений экспертов, но они используют множество методических приемов. Хотя бы поверхностно описать интуитивные эвристические методы – нере-

альная задача. Поэтому в настоящей главе на понятийном и простом уровне даются наиболее распространенные методы прогнозирования, на базе которых рассматриваются прикладные задачи последующих глав.

3.2. Краткие положения теории вероятностей

Вероятностные методы анализа отвечают природе нагрузки ЭЭС и многих потребителей.

Некоторые определения [6]. Понятие «изменения» является наиболее общим. Изменения – это все, что не остается постоянным, независимо от того, имеет оно однократный или систематический характер. Колебательные процессы подразделяются на периодические и непериодические. Процесс называется *периодическим*, если колеблющаяся величина, взятая в любой момент времени, спустя определенное время T , называемое *периодом повторения функции*, принимает то же самое значение, причем такая повторяемость длится неограниченно долго. Среди периодических процессов основное значение имеют гармонические, или синусоидальные, колебания. Процессы, не удовлетворяющие этому признаку, являются непериодическими. Они гораздо разнообразнее и значительно чаще встречаются в природе и в технике, чем периодические. Например, если расположить несколько суточных графиков нагрузки энергосистемы один за другим, то легко убедиться, что суточные изменения нагрузки обладают всеми признаками непериодических колебаний. Случайный процесс представляет собой пример непериодических колебаний, амплитуда, период и фаза которых являются случайными величинами.

Случайные процессы подразделяются на *стационарные* и *нестационарные*. Стационарность означает стабильность вероятностного поведения процесса, определяемую независимостью его вероятностных характеристик от текущего времени (но не от времени усреднения). Нестационарные процессы, так же как и непериодические, встречаются в природе и технике чаще и бывают много разнообразнее стационарных. Одним из простейших видов нестационарных случайных процессов являются периодически нестационарные случайные колебания, т. е. такие, вероятностные характеристики которых изменяются периодически. Для

решения практических задач приходится с той или иной степенью приближения моделировать реальный случайный процесс стационарным либо простейшими видами нестационарных.

Сила и слабость вероятностных методов анализа. Рассмотрим и проанализируем пример колебания нагрузки электрифицированного железнодорожного транспорта, которая представляет собой сумму большого числа электроприемников. Пронумеруем приемники и обозначим через $P_i(t)$ активную нагрузку, потребляемую в момент времени t i -м приемником. Если от линии питается K приемников, то суммарная нагрузка линии в момент t будет

$$P(t) = \sum_{i=1}^K P_i(t). \quad (3.1)$$

В электропотреблении всегда присутствует случайная составляющая. Но ее учет невозможен именно из-за ее случайного характера. В результате функция $P_i(t)$ должна рассматриваться как случайная функция времени, а $P(t)$ – как случайная функция особого рода, а именно как сумма случайных функций. Изменение нагрузки отдельного потребителя или всей энергосистемы в последнее время рассматривается как случайная функция времени, т. е. случайный процесс. Это предположение позволяет применять понятия и методы теории вероятностей и теории случайных процессов к анализу колебаний нагрузки.

В качестве объекта вероятностного анализа процесс колебаний нагрузки представляет собой весьма сложное явление. Этому процессу присущ не только вероятностный, но и причинный, детерминированный характер, проявляющийся в более или менее выраженной суточной, недельной или сезонной цикличности режима электропотребления, в наличии естественного прироста нагрузки, а при календарной системе планирования – еще и в зависимости нагрузки от календарной даты. Поэтому, пользуясь вероятностной терминологией, можно сказать, что колебания нагрузки представляют собой существенно нестационарный случайный процесс, причем его нестационарность имеет весьма сложный и многообразный характер. На различных интервалах времени одинаковой продолжительности она проявляется по-разному. Отсюда можно сделать ряд выводов.

1. Одним из основных предположений корреляционной теории случайных процессов является стационарность.

2. Для того чтобы успешно решать возникающие задачи, необходимо, с одной стороны, более внимательно разобраться в основных физических предпосылках применения вероятностных категорий в области анализа, а с другой – глубже понять роль исходных допущений теории вероятностей применительно к рассматриваемой задаче.

3. На этой основе выясняется распределение вероятностей, рассматриваются вероятностные свойства, вычисляются основные вероятностные характеристики процесса и анализируются соотношения между ними.

Вероятностная точка зрения на параметры процесса или события не является безупречной. Руководствуясь ею, можно лишь утверждать, что значение величины в некоторый момент времени с вероятностью β окажется в пределах:

$$M_n(t) - \lambda_\beta \sigma_n(t) < P_n(t) < M_n(t) + \lambda_\beta \sigma_n(t), \quad (3.2)$$

где M_n – математическое ожидание нагрузки в момент времени t , σ_n^2 – дисперсия нагрузки в момент времени t , λ_β – коэффициент, зависящий от β ; он тем больше, чем ближе к единице вероятность β ¹ [4].

Иногда эти пределы оказываются довольно широкими. К тому же необходимо знать вид зависимостей этих параметров от времени. В результате тот, кто желает практически применять эти неравенства, сталкивается с неопределенностью, иногда значительной.

Например, нагрузка энергосистемы представляет собой сумму очень большого, хотя и конечного числа N случайных слагаемых – нагрузок единичных электроприемников. Среди всех электроприемников системы можно найти такой, мощность которого P_j – наибольшая. Пусть нагрузка i -го потребителя характеризуется математическим ожиданием M_i и дисперсией D_i . Если нагрузка каждого потребителя изменяется независимо от другого, то дисперсия суммарной нагрузки будет равна сумме дисперсий отдельных потребителей:

$$D_n = \sum_{i=1}^N D_i. \quad (3.3)$$

Отсюда видно, что дисперсия суммарной нагрузки неограниченно растет с увеличением числа потребителей.

¹ Здесь имеется в виду, что случайная составляющая нагрузки подчиняется нормальному закону распределения вероятности.

Согласно центральной предельной теореме теории вероятностей (теореме Ляпунова) распределение вероятностей случайной величины, равной сумме большого числа независимых слагаемых, неограниченно приближается к *нормальному распределению* Гаусса, если все слагаемые ограничены по величине одной и той же постоянной P_j и если дисперсия суммы D_n неограниченно возрастает по мере увеличения числа слагаемых.

Таким образом, теорема Ляпунова дает основания полагать, что *изменения нагрузки энергосистемы должны подчиняться нормальному распределению*. Многочисленные статистические проверки этой гипотезы показали, что она не противоречит опытным данным.

Вероятностные характеристики и соотношения между ними.

Вероятностные характеристики распределения позволяют оценить его свойства:

- центр группирования значений исследуемого признака (мощности нагрузки);
- меру их случайного рассеивания;
- степень взаимозависимости различных компонентов изучаемого признака.

Для описания свойств распределения вероятности случайных величин употребляются *моменты*.

Пусть дискретная случайная величина принимает значения x_i с вероятностью p_i , тогда начальным моментом k -го порядка этой случайной величины называется сумма

$$m_k = \sum_{i=1}^n p_i x_i^k. \quad (3.4)$$

Начальным моментом первого порядка является *выборочное среднее*. Оценка начального момента k -го порядка дает *дисперсию*.

$$m_k^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i^k, \quad (3.5)$$

где n – объем выборки.

Моменты центрированных случайных величин называются центральными:

$$\mu_k = \sum_{i=1}^n x_i - m_1^k p_i, \quad (3.6)$$

где m_1 – начальный момент первого порядка.

Центральный момент k -го порядка

$$\mu_k = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i - m_1^2{}^k. \quad (3.7)$$

Относительные среднеквадратичные величины колебаний нагрузки вычисляются следующим образом:

$$\sigma_H^* = \frac{\sqrt{D_H}}{M_H}, \quad (3.8)$$

где D_H – дисперсия нагрузки; M_H – математическое ожидание нагрузки.

Как видно из формулы (3.8), относительные случайные колебания нагрузки убывают с ростом M_H .

Характеристики центра группирования значений случайной величины. В статистической практике используют среднее значение, медиану и моду [1]. Среднее значение наблюдаемого признака:

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i, \quad (3.9)$$

где x_i – элемент выборки; n – число наблюдений в выборке.

Модальное значение (или просто мода) x_{mod} представляет собой наиболее часто встречающееся, наиболее типичное значение случайной величины. Чтобы отыскать приближенное значение моды, необходимо построить и проанализировать соответствующие *гистограммы и кривые накопленных частот*.

Медиана x_{med} исследуемого признака определяется как его *средневероятное значение*, т. е. такое, которое обладает следующим свойством: вероятность того, что анализируемая случайная величина окажется больше x_{med} , равна вероятности того, что она окажется меньше x_{med} .

Медиана $x_{\text{med}} = x_{\frac{n+1}{2}}$, если n – нечетное; $x_{\text{med}} = \frac{1}{2} \left(x_{\frac{n}{2}} + x_{\frac{n}{2}+1} \right)$, если n – четное, где $x_{\frac{n+1}{2}}$, $x_{\frac{n}{2}}$, $x_{\frac{n}{2}+1}$ – члены вариационного ряда (выстроенного в порядке возрастания).

Характеристики степени рассеяния значений случайной величины. Каждая из описанных ниже характеристик степени рассеяния (дисперсия, среднеквадратическое отклонение и коэффициент вариации) дает представление о том, как сильно могут отклоняться от своего центра группирования значения исследуемой случайной величины.

Несмещенная оценка дисперсии определяется по формуле

$$D^2 = \frac{\sum_{i=1}^n x_i - \bar{x}^2}{n-1}, \quad (3.10)$$

где \bar{x} – среднее значение исследуемого признака.

Среднеквадратическое отклонение (СКО) получается с помощью извлечения квадратного корня из дисперсии. СКО в ряде случаев является более удобной и естественной оценкой степени рассеяния случайной величины, чем дисперсия, в первую очередь из-за своей однородности (в смысле единиц измерения) с различными характеристиками центра группирования. Среднеквадратическое отклонение определяется по формуле

$$\sigma^2 = \sqrt{\hat{D}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n x_i - \bar{x}^2}{n-1}}. \quad (3.11)$$

Коэффициент вариации используется в тех случаях, когда степень рассеяния естественнее описывать некоторой относительной характеристикой в сопоставлении со средним:

$$V^2 = \frac{\sigma^2}{\bar{x}} 100 \%. \quad (3.12)$$

Характеристики форм распределения. К характеристикам формы распределения значений случайной величины относятся коэффициенты асимметрии и эксцесса.

Асимметрия – это количественная характеристика степени скошенности распределения относительно центра симметрии. Коэффициент асимметрии подсчитывается с помощью моментов второго и третьего порядков:

$$\beta_1 = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i - \bar{x}^3}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i - \bar{x}^{\frac{3}{2}}}. \quad (3.13)$$

При этом все симметричные распределения будут иметь нулевой коэффициент асимметрии, в то время как распределения вероятностей с «длинной частью» кривой плотности, расположенной справа от ее вершины, характеризуются положительной асимметрией, а распределения с «длинной частью» кривой плотности, расположенной слева от вершины, характеризуются отрицательной асимметрией.

Эксцесс – характеристика островершинности распределения вероятностей в районе его модального значения. Определяется по формуле

$$\beta_2 = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i - \bar{x}^4}{\left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i - \bar{x}^2 \right)^2} - 3. \quad (3.14)$$

Для нормального распределения $\beta_2 = 0$. Как правило, распределения с более высокой и более острой вершиной гистограммы распределения имеют положительный эксцесс, а с менее острой – отрицательный.

Построение кривой накопленных частот и гистограммы частот распределения. Для построения кривой накопленных частот и гистограммы частот распределения необходимо исходные данные разделить на классы.

Разбиение на классы можно выполнить, используя формулу Старджеса [3]. Число классов определяется:

$$k = 1 + 3,32 \lg n ,$$

$$k = 1 + 3,32 \lg 744 \approx 11 .$$

Ширина класса определяется следующим образом:

$$b = \frac{x_{\max} - x_{\min}}{k} , \quad (3.15)$$

где x_{\max} – максимальное значение выборки; x_{\min} – минимальное значение выборки.

Используя полученные данные числа классов и ширины класса, построим кривую накопленных частот и гистограмму в пакете STATISTICA (рис. 3.1, 3.2).

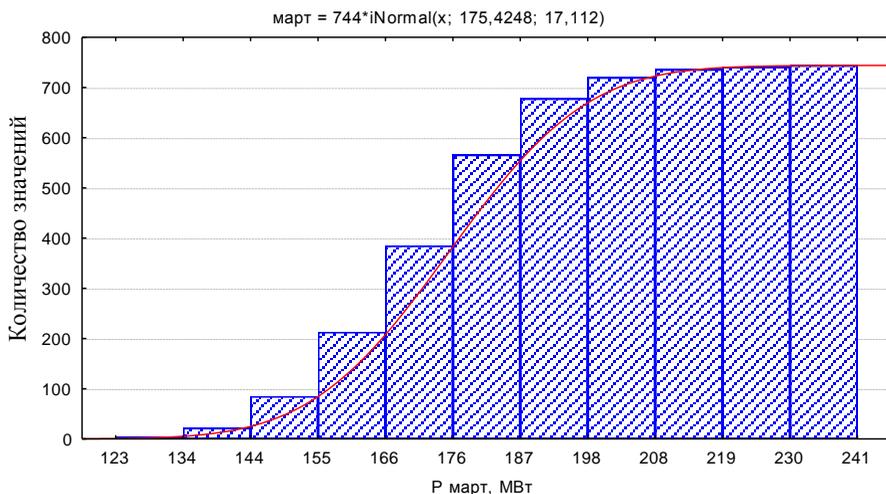


Рис. 3.1. Пример гистограммы накопленных частот

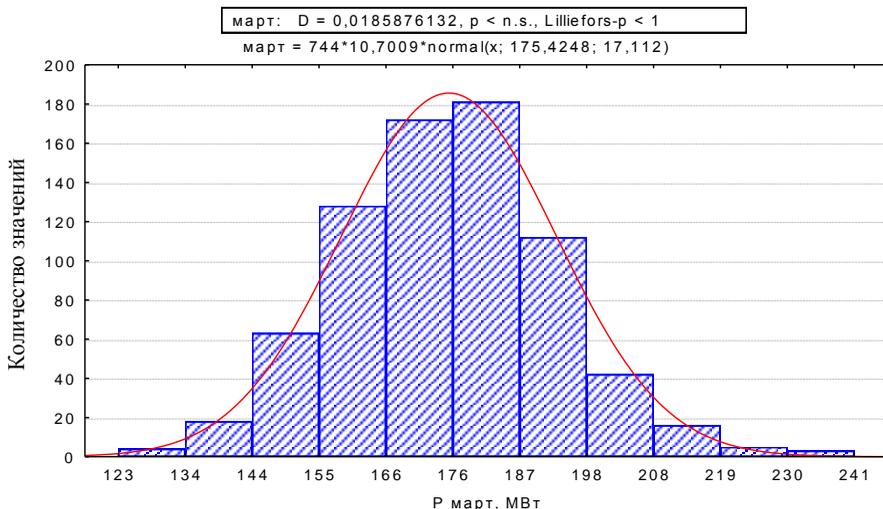


Рис. 3.2. Пример гистограммы частот распределения

Использование теории вероятностей при прогнозировании. Информация о системе зависит от факторов, многие из которых имеют случайный характер (температура окружающего воздуха, количество подключенных электроприемников и т. п.). Поэтому процесс изменения параметров системы зависит от совокупности реализаций случайного процесса и не обладает свойствами стационарности и эргодичности, т. е. это сложный стохастический процесс.

Вероятностные методы применяются при исследовании многих энергетических задач: нормального режима ЭЭС, потерь мощности и энергии в электрических сетях, изменчивости характеристик электростанций и др. В эксплуатационной практике они в полном виде пока не нашли применения. Объясняется это отсутствием достоверных законов распределения вероятностей случайных величин. Вместе с тем нельзя создавать модели многих процессов без учета вероятностных факторов. Существуют различные предложения по учету вероятностной природы исходной информации. Чаще всего используются игровые алгоритмы, в которых находятся реализации при генерации случайных величин для заданных функций распределения вероятностей (рис. 3.3).

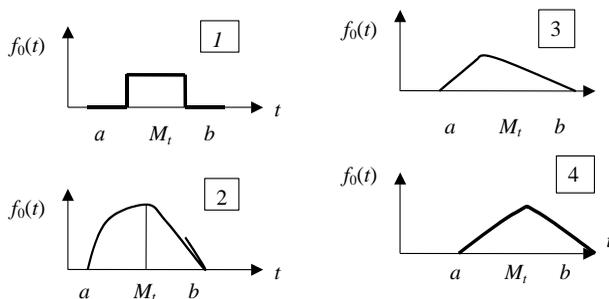


Рис. 3.3. Виды распределений исходных данных

1. Равномерный закон $f(t) = \frac{1}{b-a}$.
2. Бета-распределение с положительной асимметрией.
3. Бета-распределение с отрицательной асимметрией.
4. Нормальный закон.

3.3. Экспертные методы

При долгосрочном прогнозировании применяется сочетание различных методов [4, 30, 36, 45]. Основными являются следующие:

- статистические методы эконометрики – временные ряды и регрессионный анализ, которые широко распространены в энергетике [5];
- метод международных сравнений;
- методы экспертного анализа;
- технологический метод.

Экспертные методы позволяют найти приближенное решение при неполноте, недостаточной достоверности и ненадежности информации. Задача экспертов – уменьшить неопределенность будущего. Экспертные методы широко применяются при прогнозировании в новых областях деятельности, в условиях большой неопределенности среды функционирования объекта, при оценке результатов новых идей и открытий, в экстремальных ситуациях.

Методы экспертной оценки. Основной принцип работы эксперта заключается в использовании профессиональных знаний и интуиции. Решающее значение имеет профессиональный опыт, признанный дру-

гими специалистами. Для подготовки экспертов используют специальные тренировки, игры, тесты. Есть приемы формирования экспертной группы. В практике стремятся к минимальному числу экспертов в группе, но при условии получения от них представительного заключения. Если экспертная группа состоит из случайных людей, то и прогноз будет некачественным.

Экспертные методы подразделяются на индивидуальные и коллективные. Они имеют достоинства и недостатки. При индивидуальных методах нет «давления» других экспертов и имеется персональная ответственность за прогноз. При коллективных методах, наоборот, формируется коллективное мнение, при котором используются знания и опыт ряда экспертов. Обмен мнениями между ними оказывается часто очень продуктивным при получении прогноза.

Методы индивидуальных оценок – это интервью, докладные записки, анкетирование, морфологические методы или частные эвристические приемы. В энергетике на практике применяется множество эвристических приемов, особенно при управлении быстропротекающими процессами (при диспетчерском управлении режимами, при авариях). Большое значение имеют информационные технологии, позволяющие при выработке индивидуальных оценок получать разнообразную информацию.

В методе анкетирования неясна личность эксперта, его ответственность, глубина суждений. Но этот метод часто применяется при большом количестве анketируемых, и если нет «давления» на мнение эксперта со стороны других членов группы.

При морфологическом методе рассматриваемая проблема разбивается на ряд этапов. На каждом этапе эксперту предлагается ряд вариантов, из которых он должен выбрать одно решение. Общее число возможных вариантов – это число сочетаний из полученных решений на каждом этапе. Из полученных вариантов выбираются те, над которыми работают эксперты и принимают окончательное решение. При морфологической процедуре часто генерируется новая информация. Недостатком этого экспертного метода является его трудоемкость, которая многократно возрастает, если прогноз должен учитывать динамику информации.

В [1, 3] приводится интересный пример применения морфологического метода. Рассматривалась задача выбора реактивного двигателя. В морфологической модели учитывалось 11 параметров двигателей, число их комбинаций составило 36 864. После первого экспертного отбора осталось 25 344 варианта. Затем число вариантов понизилось до 576, и из них эксперты выбрали решения для проектирования.

Коллективные экспертные оценки. Наибольшее распространение имеют два коллективных экспертных метода прогнозирования – «мозговая атака» и «метод Дельфи». Коллективные методы экспертных оценок более точные, чем индивидуальные. Процесс прогнозирования имеет несколько этапов. Вначале генерируются идеи, информация, а затем производится их оценка. Из практики известно, что при групповом процессе генерируется на 70 % идей больше, чем при индивидуальной работе экспертов. Экспертная группа включает от 10 до 50 чел.

Мозговая атака. Мозговая атака – один из методов экспертного анализа. Это метод группового формулирования идей, при котором эксперты работают независимо (рис. 3.4).



Рис. 3.4. Этапы экспертного анализа при «мозговой атаке»

Математически обосновываются согласованные идеи, которым на последнем этапе придается целевое содержание. Для получения результатов необходимо анализировать идеи и отбрасывать непродуктивные. Процесс мозговой атаки показан на рис. 3.4 и 3.5.

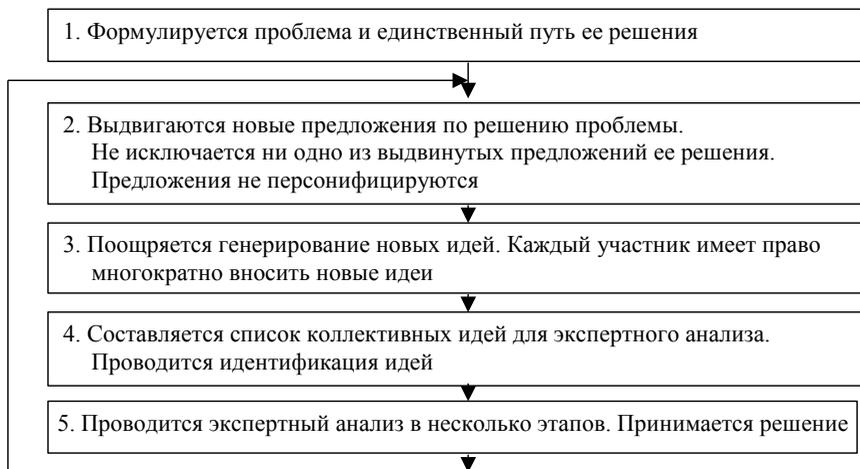


Рис. 3.5. Процесс работы при «мозговой атаке»

Часто при этом применяется «воронка просеивания» (рис. 3.6). Уровнями просеивания являются ограничения, которые ранжируются по значимости. Например, вначале отбрасываются варианты, не удовлетворяющие финансовым ресурсам. Последним выступает срок достижения целей. Надо правильно определить все ограничения, чтобы выбранные варианты можно было осуществить. Во всех методах экспертного анализа есть процедура просеивания возможных решений.

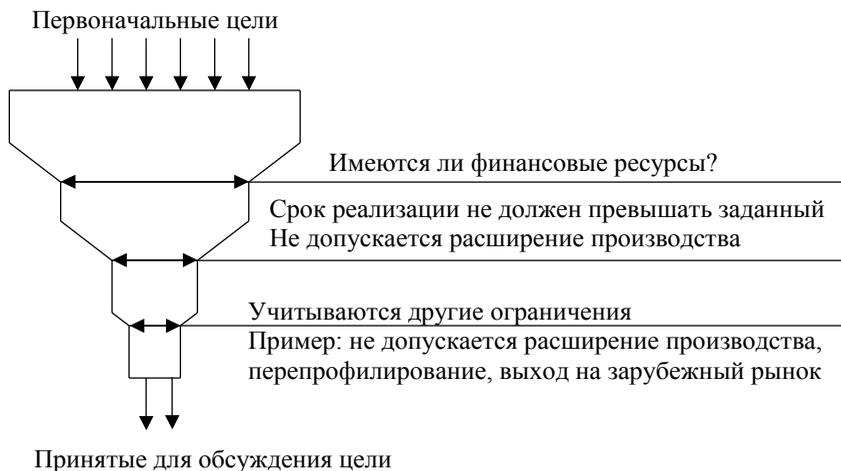


Рис. 3.6. Иллюстрация «воронки просеивания»

Метод «Дельфи». Это широко известный метод экспертного анализа. Экспертный анализ проводится по разработанной схеме, в которой обозначается область анализа, а иногда и анализируемые факторы. Метод включает последовательные уточнения результатов. Экспертиза заканчивается при высокой согласованности мнений. Метод «Дельфи» имеет три особенности: анонимность, индивидуальное использование результатов предыдущего тура опросов, получение статистических оценок согласованности мнений экспертов.

Анализ проводится в несколько этапов.

- Индивидуальное и анонимное определение экспертами первоначальных вариантов. Заполняется анкета с указанием исходных факторов оценки.
- Индивидуальная количественная оценка вариантов, исключение неподходящих, недопустимых и определение вариантов, воз-

можных для дальнейшего анализа. Упорядочение вариантов по группам – первоначальные предложения и последующие. Может быть несколько групп.

- Оценка вариантов статистическими методами (после каждого тура опроса). Выявление согласованности мнений экспертов и информирование всех членов экспертной группы о результатах. Последующее уточнение списка вариантов.

- Пересмотр списка вариантов на основе статистических оценок и новых доказательств экспертов.

- Повторная экспертиза.

- Оценка вариантов на основе согласованного мнения экспертов, вошедших в окончательный список. Эксперты могут согласиться или не согласиться со статистическими оценками группы.

- Формирование окончательного списка для экспертного анализа.

Сценарий будущего. Экспертные методы широко применяются при разработке сценариев будущего. Сценарий будущего дает картину будущего с учетом вероятностей влияния на него различных факторов. Этот способ еще называется «будущая история». Сценарий разрабатывается для сложных условий. Сценарий позволяет проиграть влияние внешней среды. Известны крупные сценарии [36]: «целесообразность создания страхового общества», «развитие аграрной политики государства», «роль менеджера в государстве», «запасы нефти в арабских странах», «высадка космонавтов на Луну» и др.

На основе сценариев определяются альтернативы перехода от настоящего к будущему, а из них выбирается один или несколько вариантов реализации (рис. 3.7).

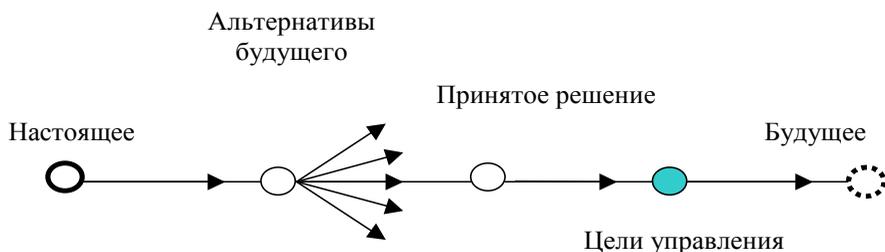


Рис. 3.7. Схема расчетов при использовании сценария будущего

Трудностей в этом методе много: создание сценария; выявление внешних и внутренних факторов среды, которые варьируются; получение и оценка альтернатив. Вначале анализируется настоящее. Будущее нельзя строить без учета настоящего. Выявляются влияющие факторы. Затем получают альтернативные решения и их оценку при случайных изменениях выбранных факторов. Так как оценки вероятностные, то с использованием методов принятия решения выбирается один из возможных вариантов. Наконец, формулируются стратегии управления для выбранной альтернативы, которые позволяют предвидеть будущее.

Виды экспертных оценок. От выбора метода расчета оценок зависит содержание и результат экспертного анализа. Количественная оценка производится с использованием методов статистического анализа, как правило, программными средствами [49]. Качественные оценки зависят полностью от мнений экспертов.

Качественная оценка вариантов. Широко применяются и методы качественного анализа [23]. На первоначальных стадиях для выработки мнения о привлекательности вариантов оценки определяются экспертами. Пример приведен в табл. 3.1. По оценкам определенных факторов часть из них исключают.

Т а б л и ц а 3.1

Схема качественной оценки вариантов

Фактор оценки	Качественная оценка варианта (отличный, хороший, удовлетворительный, плохой, очень плохой)
Соответствие основной деятельности	
Затраты	
Технические возможности	
Угроза конкуренции	
Прибыль	
Вероятность успеха	

Простая схема условно-количественной оценки. Схема основана на придании факторам важности (ранга) и веса (значимости). Это также требует экспертных оценок. Решение примера из табл. 3.1 приведено в табл. 3.2. Здесь, так же как и в предыдущем случае, оценки достаточно субъективны.

Т а б л и ц а 3.2

Условно-количественная оценка альтернативы

Фактор	Вес (А)	Весовая значимость оценки (Б)					Ранг (А × Б)
		1,00	0,75	0,5	0,25	0,00	
		отлично	хорошо	удовлетворительно	плохо	очень плохо	
Соответствие основной деятельности	0,1	+					0,1
Технические возможности	0,15	+					0,15
Угроза конкуренции	0,2			+			0,1
Прибыль	0,35		+				0,26
Вероятность успеха	0,2		+				0,15
Всего							0,76

Условно-количественная оценка с учетом вероятности событий. В этой схеме учитывается дополнительно вероятностный вес оценки фактора, т. е. для каждого веса Б и фактора А задаются вероятности события $P(Б)$ (в табл. 3.3 они не приведены). Чаще всего эксперты задают условные вероятности. Оценки факторов определяются по формуле $A \times P(Б)$, а суммарная оценка как сумма $\Sigma A \times P(Б)$. Этот метод требует дополнительной информации о вероятностях. Нельзя определенно сказать, что он дает более объективную оценку, чем предыдущий, но он существенно сложнее в использовании.

Т а б л и ц а 3.3

Оценка альтернативы с учетом вероятностей качественных оценок факторов

Фактор	Вес (А)	Весовая значимость оценки (Б)					Вероятностная оценка $A \times P(B)$
		1	0,75	0,5	0,25	0	
		отлично	хорошо	удовлетворительно	плохо	очень плохо	
Соответствие основной деятельности	0,1	+					
Технические возможности	0,15	+					
Угроза конкуренции	0,2			+			
Прибыль	0,35		+				
Всего							

Методы международных сравнений. Методы международных сравнений основаны на аналогиях развития разных стран. Как правило, этот метод применяется при предварительном анализе. Например, при развитии энергетики страны мира группируются по определенным показателям электрификации: по электровооруженности труда, темпам роста энергетики, удельному показателю энергетического компонента к ВВП и др. Это позволяет оценить ситуацию в среднем.

3.4. Регрессионный анализ

Наиболее распространенный метод из группы вероятностно-статистических методов и наиболее общий статистический способ, применяемый при прогнозировании, – это регрессионный анализ [4, 5, 12, 14,].

Регрессионный анализ широко применяется по двум причинам:

- описание зависимости между переменными помогает установить наличие возможной причинной связи;
- с помощью уравнения регрессии можно предсказывать значения зависимой переменной по значениям независимых переменных.

Этот подход особенно эффективен, когда имеется физическая связь между рассматриваемыми параметрами, например, связи «потери мощности – активная мощность сети», «потери мощности – активная и реактивная мощность», «потери от транзита мощности – величина транзита», «расход топлива – мощность ТЭС».

В регрессионном анализе рассматривается связь между одной переменной, называемой зависимой переменной или функцией отклика, и одной или несколькими другими переменными, называемыми независимыми переменными – аргументами или воздействующими факторами. Эта связь представляется в виде аналитического выражения, называемого уравнением регрессии.

Переменные аргументы подбираются при использовании специальной процедуры. Следовательно, регрессионный анализ включает две задачи статистического анализа. Первая – выбор вида функции для уравнения регрессии (линейная, степенная, логарифмическая и др.). Вторая – определение аргументов, значимых для рассматриваемой зависимой переменной. Применяются статистические правила подбора функции и критерии оценки достоверности уравнения регрессии.

Прогноз получают при подстановке в уравнение регрессии прогнозируемых аргументов. Таким образом, зависимость между случайными величинами X и Y математически можно выразить как

$$M\left(\frac{y}{x}\right) = f(x), \quad (3.16)$$

где $M\left(\frac{y}{x}\right)$ – условное математическое ожидание y при фиксированном значении x .

Так как при вычислении y фиксируется определенное значение x , то эта величина уже не случайная. Уравнение $y = f(x)$ и является урав-

нением регрессии. Уравнение множественной регрессии в общем виде выглядит следующим образом:

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_n) . \quad (3.17)$$

Выборочным уравнением регрессии y на x называется уравнение

$$\bar{y}_x = f^\circ(x) , \quad (3.18)$$

где $f^\circ(x)$ – выборочная регрессия y на x . График этой линии называется выборочной линией регрессии y на x .

Подбор уравнения регрессии – это специальная процедура регрессионного анализа. На y влияет множество факторов. Важно правильно выделить значимые факторы, что предусматривается в алгоритмах получения регрессии. Если зависимость строится от одного фактора n , то регрессионная связь

$$y = b_0 + b_1n + b_2n^2 + \dots + b_m n^m . \quad (3.19)$$

Чем более высокий показатель степени будет использован в уравнении регрессии, тем, как правило, более точное решение можно получить. Однофакторные регрессии широко применяются для получения информации по изменению в динамике отдельных факторов, влияющих на общий результат.

Аналогичный подход может быть применен для исследования регрессионной зависимости от двух и более факторов. Множественная регрессия позволяет выявлять взаимовлияние различных факторов на прогноз y . Например, известна связь электропотребления со следующими факторами: численностью населения, национальным доходом, капиталовложениями в отрасли производства.

Регрессионный анализ давно применяется в энергетике. Имеются уравнения регрессии, связывающие затраты с техническими параметрами ЛЭП или потери с классом напряжения сети. Известны зависимости потерь от потока и мощности через сети.

Пример. Можно попытаться установить регрессионную зависимость между потерями энергии в распределительной сети и числом подключенных трансформаторных пунктов. Первоначально нужно

определить, какие распределительные сети будут использоваться для получения статистических данных (скажем, сети, имеющие 100, 200 и 300 трансформаторных пунктов). Очевидно, что потери в сети могут иметь разное значение при одном и том же числе трансформаторов. Поэтому сетей с одинаковым числом трансформаторных пунктов должно быть несколько, и они по возможности должны представлять все различные типы потребления энергии. Пусть y_i – потери энергии в сети с номером i , n_i – число трансформаторов в сети с номером i , тогда пары точек n_i, y_i будут служить исходными данными для определения регрессионной связи.

Широко используются статистические зависимости между показателями экономического роста государства и уровнем электрификации, электровооруженностью производства (Эл.в), энерговооруженностью производства (Эн.в), внутренним валовым продуктом (ВВП) и выработкой электроэнергии (Э), т. е. связи «ВВП – Э», «П – Э», «Эл.в – Э», «Эн.в – Э». При устойчивых закономерностях их коэффициент корреляции в различных странах мира составляет 0,9...0,98.

Уравнение регрессии для информации, имеющей случайную природу, имеет вид

$$Y = f(X) + \varepsilon, \quad (3.20)$$

где $f(X)$ – неслучайная составляющая, для которой подбирается форма уравнения регрессии; ε – случайная составляющая, которая определяет погрешность регрессионной модели.

Если регрессия используется для получения прогноза, то ее оценкой является погрешность прогноза, а не только модели. При оценке модели используются различные статистические критерии: множественной корреляции, доверительный интервал, коэффициент конкордации [5]. В данной работе они не приводятся.

Чаще всего точность модели оценивается методом инверсной верификации – экстраполяцией «назад» на прошедший отрезок времени. Используя скользящую верификацию за период ретроспекции, можно оценить точность модели. Для ряда данных n рассматриваются: $n_i, n_{i-1}, n_{i-2}, n_{i-3}, \dots$ Одним из основных методов оценивания достоверности модели является метод наименьших квадратов, который ши-

роко используется в эконометрике, и различные статистические критерии достоверности. Оценки дают, например, следующие показатели:

- коэффициент корреляции r , который характеризует плотность связи между точками исходного ряда и моделью. Считается, что при $r \geq 0,7$ модель может использоваться. Можно также оценивать существование r ;
- мера рассеивания фактических точек около уравнения регрессии, которая оценивается дисперсией;
- доверительный интервал, в пределах которого с заданной доверительной вероятностью будут находиться точки модели [6].

Кроме приведенных оценок могут использоваться и другие. Имеются программные продукты регрессионного анализа, и они позволяют качественно выполнять расчеты по подбору уравнения регрессии.

3.5. Модель временного ряда

При использовании временных рядов процесс исследуется в зависимости от времени. Наблюдение за процессами, изменяющимися во времени, дает временной ряд Y_t . Параметр Y представляется как процесс во времени, и числовая последовательность $Y_{t_1}, Y_{t_2}, Y_{t_3}, \dots, Y_{t_n}$ называется временным рядом. При использовании временных рядов нельзя выявить факторы, влияющие на Y . Это является большим недостатком временных рядов. Временные модели хорошо разработаны [4, 15, 26, 27, 36].

Модель временного ряда чаще всего представляется в виде трех составляющих:

- T_t – тренд, устойчивое систематическое изменение за период ретроспекции;
- S_t – периодическая составляющая, которая дает колебания относительно тренда. Часто периодические колебания объясняются сезонностью и эту составляющую называют сезонной;
- U_t – случайный нерегулярный компонент.

Модель временного ряда включает все названные компоненты и имеет вид

$$Y_t = T_t + S_t + U_t . \quad (3.21)$$

Достоверность модели существенно зависит от правильного выбора периода ретроспекции. Модель проверяется по статистическим критериям и в их числе по среднеквадратической погрешности. Точность модели зависит от количества точек исходного ряда данных, от вида функций для компонентов модели. Увеличение интервала наблюдений не всегда сопровождается повышением точности, так как данные стареют. Слишком короткий ряд может неправильно характеризовать процесс. Подбор функций ряда должен проверяться по погрешностям. Необходимо выбирать наиболее точные функции. Выбирается функция тренда, число значимых гармоник для сезонной составляющей, подбирается по возможности и модель случайной составляющей.

Прогноз на момент времени $t + \Delta t$ определяется как

$$Y_{t+\Delta t} = T_{t+\Delta t} + S_{t+\Delta t} + U_{t+\Delta t} . \quad (3.22)$$

Выделение составляющих временного ряда. Каждая составляющая модели отражает определенную сторону моделируемого процесса. При выделении тренда производится сглаживание ряда за счет осреднения данных на нескольких интервалах времени. Если рассматривается годовой период, то, например, суточные данные можно усреднять на месячных интервалах. Если рассматривается многолетний период, то можно усреднять данные по годам. Усреднение позволяет оценить основную тенденцию процесса. Функция тренда подбирается с помощью полиномиальной регрессии. Коэффициенты регрессии подбираются с использованием метода наименьших квадратов. Как правило, для тренда степень полинома не больше второй.

После выделения тренда остатки имеют вид

$$V_t = S_t + U_t . \quad (3.23)$$

Из остатков выделяется сезонная составляющая. Сезонность проявляется в виде циклического процесса, моделирование которого можно выполнить с использованием ряда Фурье, т. е. синусоидальными

и косинусоидальными функциями, имеющими различные периоды. В общем виде сезонная составляющая

$$S_t = \sum A_i \cos \omega_i, t + \sum B_i \sin \omega_i, t, \quad (3.24)$$

где A_i, B_i – искомые коэффициенты; i – номер гармоники.

После выделения тренда и сезонной составляющей остаются случайные остатки U_t , которые характеризуют стационарный случайный процесс и складываются из колебаний, поддающихся описанию I_t , и случайных ε_t , не поддающихся описанию. Компонент I_t может рассматриваться как авторегрессия:

$$I_t = a_1 I_{t-1}, a_2 I_{t-2}, \dots, a_k I_{t-k}. \quad (3.25)$$

Погрешности прогноза. Прогноз – это применение модели для неизвестного будущего. Если модель правильно отражает будущее, то фактические погрешности примерно равны погрешностям модели. Если будущее отличается от прогнозного, то погрешности возрастают. Оценить точность прогноза временного ряда можно, применяя инверсную верификацию – экстраполяцию назад. В этом случае определенное число данных последнего периода наблюдений исключают из подбора модели. Затем, составляя прогноз на этот период с использованием модели и сравнивая его с данными наблюдений, определяют погрешность. Но действительная погрешность определяется при использовании модели в реальных условиях. Оцениваются абсолютные погрешности и среднеквадратичные.

Если погрешности для практических расчетов выше допустимых, то модель недостоверна и не может использоваться при прогнозировании. Модель временного ряда должна систематически уточняться по мере накопления новых данных.

Временные модели широко распространены в энергетике, например для прогнозирования электропотребления, с заблаговременностью от одного дня до нескольких лет [26, 31]. Достоверность прогнозов зависит от того, насколько свойства и поведение системы в прошлом могут являться основой для оценки ее будущего состояния. Если они радикально меняются, то процесс во времени не может дать картину будущего.

3.6. Ранговые модели

Ранговые модели позволяют прогнозировать структурные свойства объектов. Такие задачи являются достаточно распространенными. Если представить объект (систему) в виде иерархической структуры, где имеются узлы, различающиеся по определенной величине, то можно применить ранговые модели [44, 48]. Ранг можно устанавливать для различных структурных единиц: для электростанций (генераторных узлов), для зон электроснабжения (узлы концентрированной нагрузки по зоне) и крупных подстанций (концентрированной нагрузки сетевого предприятия).

Запишем уравнения рангов для мощности нагрузки системы и ее групп (например, для подстанций или зон электроснабжения). Ранг мощностей каждой группы в системе:

$$\text{rang} = \frac{P_i}{P_{\Sigma}}, \quad (3.26)$$

где P_i – мощность в группе, P_{Σ} – суммарная мощность всех групп.

По величинам рангов составляем ранжированный ряд мощностей в порядке их убывания и для полученных точек подбираем математическую модель $P_i \text{ rang}$. Ранговые модели строятся по объектам анализа в динамике, что требует дополнительных прогнозов (рис. 3.8).

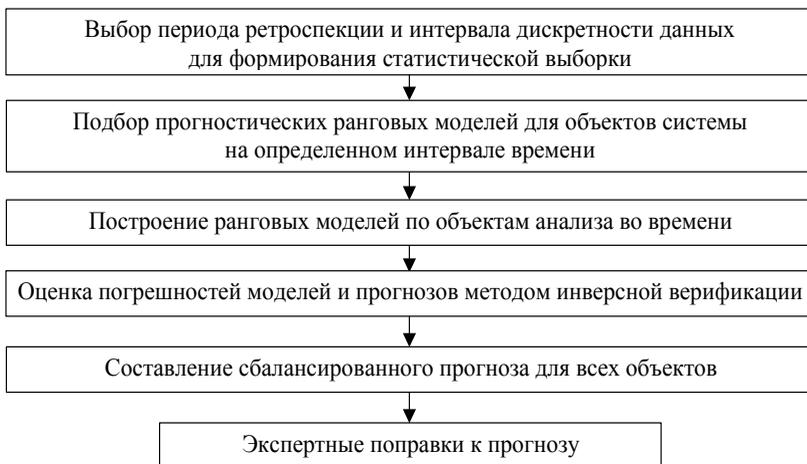


Рис. 3.8. Схема подбора ранговых моделей

Зависимости мощности от их рангов обычно имеют вид гиперболических функций (рис. 3.9). Потребление нагрузки в узлах меняется во времени, поэтому необходима проверка временной устойчивости рангов.

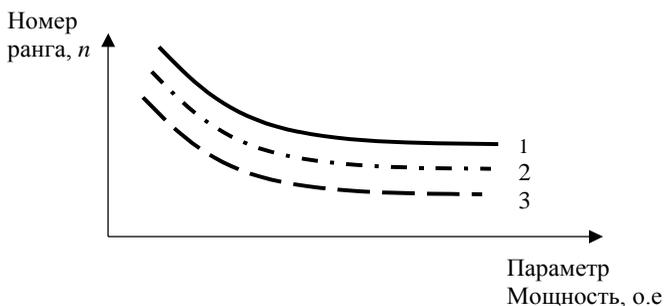


Рис. 3.9. Вид ранговых моделей для различных периодов времени 1, 2, 3

Зная величину суммарной мощности, можно распределить ее по узлам с использованием ранговых моделей:

$$P_i = P_{\Sigma} \text{rang}_i, \quad (3.27)$$

$$P_{\Sigma} = \sum_i P_i. \quad (3.28)$$

Можно методическими приемами создать временную устойчивость рангов для различных периодов времени. Если нельзя добиться стабильности модели, то необходимо определять ранги для различных периодов времени.

Технологический метод прогнозирования

Приведем пример использования технологического метода при прогнозировании удельных расходов электроэнергии на единицу объема продукции. Часто эти данные нормируются. При использовании новых технологий производства они задаются нормативами по аналогии с другими странами или расчетными величинами. Нормативы для традиционных технологий можно получать по статисти-

ке. Доля нормируемых технологий составляет в балансе страны 60...70 %, ненормируемые определяются на основе статистики и соответствующих прогнозов.

При прямом счете электропотребление:

$$\mathcal{E}_t = \sum_i \Pi_i \mathcal{E}_{удti} + \sum_j \Pi_j \mathcal{E}_{удtj}, \quad (3.29)$$

где Π – нормируемый i объем производства и ненормируемый j в период t .

Использование этого метода позволяет оценивать структуру электропотребления, новые технологии, новые предприятия. Обязательным условием его применения являются технологические прогнозы.

При устойчивом развитии экономики СССР проявлялись статистические закономерности развития отраслей промышленности и величины удельного потребления электроэнергии на единицу их продукции. Тогда величина электропотребления определялась как

$$\mathcal{E} = \sum_i \mathcal{E}_i = \sum_i \Pi_i \mathcal{E}_{удi} + \Delta \mathcal{E}, \quad (3.30)$$

где i – номер отрасли, Π_i – объем производства, $\mathcal{E}_{удi}$ – удельное потребление электроэнергии, $\Delta \mathcal{E}$ – поправка к статистическому прогнозу.

Все величины (3.30) получают по статистическим зависимостям (регрессиями, временными рядами) или определенной заданной величиной. В этих условиях метод прямого расчета широко применяется.

Применение искусственных нейронных сетей при прогнозировании в электроэнергетике

Состав задач, решаемых с помощью нейротехнологий в энергетических системах, достаточно большой, и в их числе – задачи прогнозирования электрических нагрузок и температуры окружающей среды (ее влияния на прогноз нагрузки), потерь мощности и электроэнергии [30].

Имеются определенные трудности создания математических моделей для решения энергетических задач, использующих язык традиционной математики (системы дифференциальных и алгебраических уравнений об основных функциональных связях изучаемых процессов и всех особенностях среды), в которой действует моделируемый объект. Связи можно определить для простых систем, а для сложных систем нужные связи часто неизвестны, недостоверны или нестабильны. Это в полной мере распространяется на задачи прогнозирования электропотребления и нагрузки. Сложные системы достаточно трудно расчленять на независимые структурные части, поскольку такая система в целом обладает новыми качествами, не свойственными отдельным ее элементам. Но, даже зная нужные части и связи, задачу не всегда удастся формализовать. Отсюда вытекает противоречие между необходимостью учитывать действие большого числа факторов и адекватностью модели реальным процессам функционирования сложных ЭЭС. В результате часто применение традиционных многомерных нелинейных моделей, реализуемых численными методами, требующих многократных и многовариантных расчетов, оказывается малоэффективным.

Новый подход к моделированию сложных систем на базе искусственных нейронных сетей (ИНС) позволяет находить решение в условиях отсутствия априорных знаний о законах моделируемого процесса. Основными идеями, лежащими в основе нейровычислений и нейромоделирования, являются следующие.

- Воспроизведение структуры нервной системы живых организмов: большое число простых вычислительных элементов (нейронов) образует некоторую структуру (ИНС), обладающую более сложным поведением (возможностями) по сравнению с возможностями каждого отдельного нейрона сети.

- Искусственная нейронная сеть, так же как и естественная биологическая, может обучаться. Для этого ИНС должна быть адаптивной и менять свое итоговое поведение.

- Нейросеть обучается решению новой задачи на некотором наборе ситуаций (выборке), каждая из которых описывает значения входных сигналов сети и получаемых при этом выходных сигналов ответа. При этом набор ситуаций представляет собой задачи с известными решениями, а нейросеть при обучении сама пытается определить и запомнить зависимость между входными сигналами и ответами.

- Структура ИНС (ее архитектура) может быть адаптирована к решаемой задаче. В ИНС могут быть включены дополнительные нейроны, если начальная сеть не способна обеспечить решение задачи с нужной точностью. Из ИНС могут быть исключены лишние нейроны и связи между ними, если начальная структура избыточна для решения данной задачи, – это может упростить последующую электронную реализацию ИНС и повысить скорость ее работы. ИНС может сама выделить наиболее информативные для задачи входные сигналы, позволяя отбросить неинформативные, шумовые сигналы, снижая таким образом затраты на сбор информации и повышая устойчивость и надежность решения.

Все это играет громадную роль для задач прогнозирования электроэнергии и мощности. При прогнозировании на базе ИНС искомая функция зависимости $y = f(x)$ между входными и выходными параметрами находится с помощью оригинальных «интеллектуальных» методик и стандартных программ расчетов на ЭВМ. Кроме того, перспективным представляется использование ИНС совместно с традиционными методами прогнозирования.

Модели ИНС обладают рядом достоинств, которые позволяют их широко использовать в задачах анализа и прогнозирования, а именно:

- отсутствие необходимости построения математической модели анализируемого процесса (формирования уравнений связи между переменными);
- способность восстанавливать нелинейные функциональные зависимости между изучаемыми параметрами (характеристиками);
- эффективная работа в условиях неполноты исходной информации;
- возможность использования малых обучающих выборок, не позволяющих на базе классических методов получить статистически достоверные результаты;
- быстрый отклик обученной нейросети на поступление текущей информации (на уровне обработки данных телеизмерений существующими способами);
- обеспечение практически полного режимного диапазона работы;
- учет неограниченного количества влияющих факторов;
- отсутствие необходимости в эквивалентировании;
- высокая степень адекватности модели;
- автоматическая адаптация модели посредством самообучения.

Одним из главных вопросов является архитектура НС (нейронной сети). Существуют различные подходы к построению систем искусственного интеллекта (ИИ). Логический подход основан на положениях булевой алгебры. В эволюционном подходе основное внимание уделяется построению начальной модели и правил, по которым она может изменяться (эволюционировать). Имитационный – это классический для кибернетики «черный ящик». При структурном подходе моделируется структура человеческого мозга. Имеются и другие предложения.

Искусственная нейронная сеть – это набор нейронов, связанных между собой в определенной архитектуре.

Трехслойный персептрон (рис. 3.10). Он имеет сеть с n x_1, x_2, x_3 входами и одним выходом.

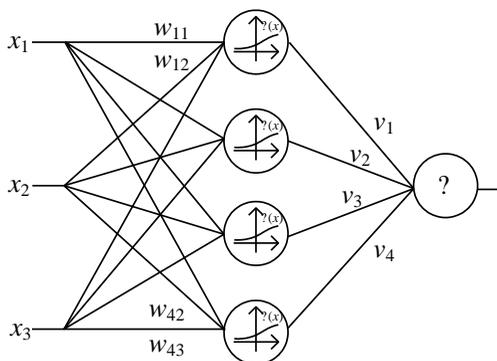


Рис. 3.10. Трехслойный персептрон

Варьируя на входах персептрона любые значения переменных x_1, \dots, x_n , на выходе получают значение некоторой функции $F(x_1, \dots, x_n)$, которое является откликом (реакцией) ИНС. Очевидно, что отклик ИНС зависит как от входного сигнала, так и от ее внутренних параметров – весов нейронов. Вид этой функции:

$$F(x_1, x_2, \dots, x_n) = \sum_{i=1}^H v_i \sigma(w_{i1}x_1 + w_{i2}x_2 + \dots + w_{in}x_n + u_i), \quad (3.35)$$

где n – количество нейронов во входном слое; $x_1 \dots x_n$ – входной вектор (входной сигнал); H – количество нейронов в скрытом слое;

w_{i1}, \dots, w_{in} – веса связей между нейронами входного слоя и нейронами скрытого слоя ($i = 1 \dots H$); u_i – значение смещения для каждого нейрона скрытого слоя ($i = 1 \dots H$); $\sigma(w_{i1}x_1 + \dots + w_{in}x_n + u_i)$ – нелинейное преобразование (функция активации или передаточная функция); v_i – вес связи между нейронами скрытого слоя и нейроном выходного слоя.

Многослойный персептрон (рис. 3.11) моделирует функцию отклика с разбиением пространства входных данных посредством гиперплоскостей.

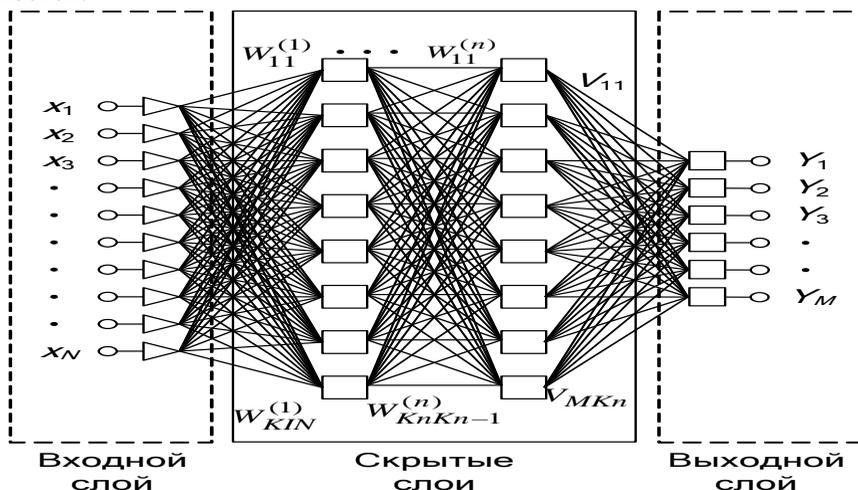


Рис. 3.11. Многослойный персептрон

Такая сеть может моделировать функции практически любой степени сложности, причем число слоев и число элементов в каждом слое определяется сложностью функции.

Радиальная сеть. Сеть типа радиальной базисной функции (рис. 3.12) имеет промежуточный слой из радиальных элементов, каждый из которых воспроизводит гауссову поверхность отклика. Поскольку эти функции нелинейные, для моделирования произвольной функции нет необходимости брать больше одного промежуточного слоя. Для моделирования любой произвольной функции необходимо лишь взять достаточное количество радиальных элементов.

Имеется опыт прогнозирования режимных параметров и различных характеристик (величин электрической нагрузки, перетоков и потерь мощности, метеоданных).

Обучение ИНС. Алгоритмы обучения могут быть с учителем и без него. Обучение с учителем производится на основе обучающей выборки, содержащей характеристики конкретных объектов как в описательных, так и в классификационных шкалах и градациях. Обучение без учителя, или самообучение, – это процесс формирования обобщенных образов классов на основе обучающей выборки, содержащей характеристики конкретных объектов в описательных шкалах и градациях.

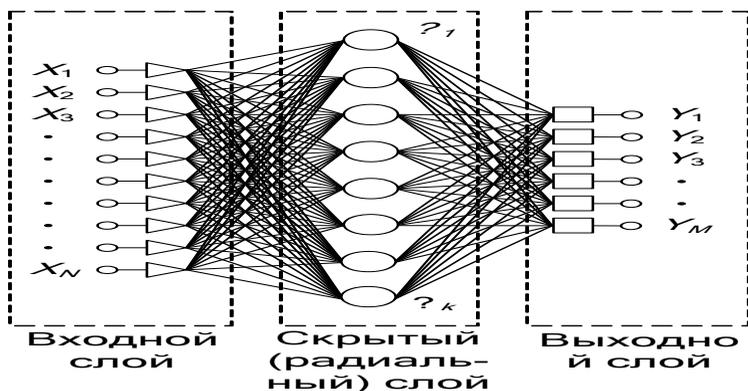


Рис. 3.12. Радиальная базисная функция

Обучение ИНС является задачей минимизации множества функций многих переменных. Под переменными понимаются обучаемые параметры сети, а под функциями – оценки решения сетью отдельных примеров.

При обучении ИНС используется логика «правильного» перебора либо единой функции обучающего множества. В случае использования оценки обучающего множества математическая интерпретация задачи приобретает классический вид задачи минимизации функции в пространстве многих переменных.

Для того чтобы сократить время обучения ИНС, применяют принцип достаточности. Для решения большей части задач достаточно, чтобы ошибка ИНС не превышала некоторого значения. Это позволяет существенно сократить время обучения сети.

Возможности ИНС:

- возможность работы при наличии большого числа неинформативных шумовых показателей в составе входных сигналов;
- возможность работы с разнотипной информацией (детерминированной, вероятностной, неопределенной);
- программа ИНС одновременно может решать несколько задач на едином наборе входных сигналов;
- существование быстрых и эффективных алгоритмов обучения, позволяющих обучать ИНС при сотнях входных сигналов на тысячах наблюдений. Алгоритмы обучения не предъявляют строгих требований к структуре ИНС и свойствам ее нейронов;
- по сравнению с линейными статистическими моделями ИНС позволяют эффективно строить нелинейные зависимости, более точно описывающие наборы данных.

В настоящее время имеется множество научных работ по применению ИНС к задачам энергетики. В большей части это пока исследования, а не прикладные разработки, но их результаты говорят о перспективности применения данного метода для реальных задач и условий.

Статистический анализ

В автоматизированных системах энергетики накоплены громадные массивы данных. Имеются инструментарии расчетов, обладающие большими возможностями [Excel, Statistic, 26, 35, 37, 49 и др.], что позволяет широко применять методы статистического анализа. Но при этом необходимо большое внимание уделять корректности их применения. Если статистический анализ проводится без достаточного обоснования методики, то и модели и прогнозы будут иметь большие погрешности.

Горизонт планирования – от суток до нескольких лет. Горизонт планирования определяет природу процессов. Природы процессов для многолетнего, годового и суточного горизонтов совершенно различны. Для многолетнего горизонта важное значение имеют факторы макросреды (экономика государства, состояние техники, цены на нефть, социальные условия и пр.), для годового – факторы микросреды в отрасли (конкуренция, тариф). Для суток главное значение имеют внутренние факторы и внешние, влияющие на них. Следовательно,

горизонт планирования определяет состав информации, модель процесса и методы прогнозирования.

Методы статистического моделирования процессов [37].

Статистический анализ проводится по следующим вопросам:

- формирование выборки статистической информации из массива данных;
- приведение данных к однородным свойствам;
- группировка данных по структурным свойствам процесса;
- изучение динамики процесса;
- выбор периода ретроспекции;
- сглаживание информации – устранение скачков за период ретроспекции;
- ввод дополнительной информации для повышения достоверности и разработки статистической модели.

Необходимо отметить, что для каждого объекта требуется выполнять индивидуальное исследование по названным вопросам.

Формирование выборки статистической информации из массива данных. Точность прогноза зависит от базы наблюдений. Увеличение базы не всегда ведет к повышению точности. Короткий ряд наблюдений не позволяет применять законы статистики. Таким образом, существует оптимальная длина периода наблюдений, которая индивидуальна для показателей различного вида и процессов их изменения. Задача решается подбором при анализе видов данных за прошедшие периоды. Процедура подбора оптимального периода ретроспекции формализована и в ряде случаев может осуществляться с использованием стандартных вычислительных пакетов. В общем случае она осуществляется под контролем человека в диалоговом режиме. Для каждого объекта требуется выполнять индивидуальное исследование.

На предварительной стадии анализа первоначальная длина ряда рассматривается от максимально заданного, а затем период уменьшается. Оптимальная длина ряда $n_{\text{опт}}$ определяется сравнением статистических оценок для моделей прогнозирования, например, для различных периодов ретроспекции по минимуму стандартного отклонения прогнозов различных моделей от фактических данных для совокупностей $n_{\text{опт}-1}, n_{\text{опт}-2}, n_{\text{опт}-3}, \dots$

Анализ однородности информации. Фактический процесс зависит от ряда меняющихся факторов, поэтому для получения однородного статистического материала данные часто нормируются [1]. Для этого

используются средние интервальные данные, влияющие на процесс, например, по частоте, температуре наружного воздуха, освещенности. Каждый фактор в отдельности влияет только на долю прогнозируемой величины. Эта доля неизвестна, и неясна связь между факторами. В практике обычно эмпирическим путем получают величины поправок. Исследование этого вопроса показало, что можно получить статистические модели внесения поправок более обоснованные, чем экспертные оценки.

Выбор периода ретроспекции для влияющих факторов – достаточно сложный вопрос. Большинство факторов изменяется независимо. Вместе с тем многие факторы коррелируют и оказывают совокупное влияние на электропотребление и нагрузку. Например, совокупно влияют на отопительную нагрузку температура наружного воздуха, скорость и направление ветра, время суток. Все это создает большие трудности и позволяет получить только сравнительно простые и *приближенные* модели для учета разных факторов.

Таким образом, период ретроспекции индивидуален для различных величин, например:

- для электропотребления – $n_э$;
- для графиков нагрузки – $n_{ГН}$;
- для максимальных нагрузок – $n_{наг.макс}$;
- для различных факторов – $n_{фi}$.

Сглаживание информации и устранение скачков. Если ряд данных длинный, то скачки не оказывают большого влияния на вид и достоверность моделей. Для коротких рядов картина иная. Особенно значительно проявляются скачки в последних данных ряда. Скачки сказывается на точности модели. Скачки есть почти всегда. Какие изменения данных отнести к скачкам? Чаще всего это оценивается погрешностями статистической модели. Обычно принимается величина отклонения данных от линии регрессии за период ретроспекции на 3...5 %. Возможны также скачки за счет ввода новых данных. Например, при прогнозе графиков нагрузки некоторых промышленных объектов, по которым имеется информация в ЭЭС.

Ввод новой информации. Зачастую есть необходимость ввода новых данных, что может быть связано с их недостаточностью, появлением новых условий, усилением значимости информации на определенных периодах, поэтому вводят новые данные, т. е. искусственно уточняют ряд данных. Например, для прогноза параметров выходных дней число данных за месяц предельно мало – 8 чисел или меньше

количество. Здесь неизбежна процедура удлинения ряда. Целесообразность удлинения оценивается погрешностью модели.

Статистическая информация, используемая при разработке моделей. Эта информация включает следующие данные для характерных периодов j :

$$n_j = n_{\text{опт}j} - n_{\text{скачки}} \pm n_{\text{доп}}, \quad (3.31)$$

где $n_{\text{опт}j}$ – информация за оптимальный период ретроспекции, $n_{\text{скачки}}$ – исключение скачков данных, $n_{\text{доп}}$ – дополнительная информация, которая отсутствует в первоначальных данных.

Оценка статистических моделей. Любая модель есть упрощение реального процесса. Выбор модели – это компромисс между ее точностью и сложностью. Часто сложность ограничивается принципиальными положениями (незнанием процесса, невозможностью его моделирования, отсутствием информации, недостаточными возможностями математики, отсутствием программных средств расчета и пр.) и большое значение имеет тот факт, что простота модели определяет ее понимание пользователем.

Статистические модели разнообразны. В наших расчетах использовались модели временного ряда и корреляционные связи между определенными параметрами. Для корреляционных связей подбираются уравнения регрессии. Может использоваться парная и множественная регрессии. Важно обосновать критерии оценки моделей прогнозирования.

Организация расчетов по статистическому анализу и подбору статистических моделей. Приведенное выше показывает, что без специального инструментария статистический анализ в практике применять чрезвычайно трудно. В расчетах часто используются доступные инструментариумы – стандартный пакет Excel, специализированные пакеты. Однако сочетать формальные математические методы с разнообразными эвристическими можно только при активном участии пользователя. Бесспорно, автоматизация расчетов играет существенную роль в использовании статистических моделей. В прошлом широко применялись автоматизированные процедуры прогнозирования различных показателей деятельности ЭЭС [1, 15]. В настоящее время именно отсутствие инструментария тормозит использование статистических методов прогнозирования.



ГЛАВА 4

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И МОЩНОСТИ ПРИ ПЕРСПЕКТИВНОМ ПЛАНИРОВАНИИ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ

*Энергетика в общей хозяйственной структуре государства ~
Общие положения по прогнозированию развития энергетики ~
Математическая модель прогнозирования и оптимизации энер-
гетических систем ~ Методика долгосрочного прогнозирования
электропотребления ~ Методика прогнозирования электропо-
требления по региону на перспективу 5, 10 и 20 лет.*

Энергетика в общей хозяйственной структуре государства

Одной из главных проблем общества является развитие энергетики. Ее решают на уровне страны, регионов, отдельных предприятий и организаций. Множество задач государства связано с состоянием энергетики: развитие производства, развитие топливно-энергетической базы, обеспечение социальных потребностей населения, политика государства, военный потенциал. Отправной точкой

развития энергетики является потребность общества в определенном количестве электроэнергии. Учитывая сроки создания производственных мощностей энергетических объектов, необходимо разрабатывать долгосрочные прогнозы на 5, 10, 15 и 20 лет. Априори можно сказать, что они имеют большие погрешности. Следовательно, прогнозы должны постоянно корректироваться, по мнению многих специалистов – с периодичностью 1–5 лет.

Интерес к долгосрочному прогнозированию электропотребления постоянно возрастает во всем мире. Обновление многих видов продукции происходит за 3–4 года, и предприятиям необходимо иметь свой прогноз на будущее. Подсчитано, что эффект от прогнозирования новых видов продукции примерно в 50 раз превышает затраты на его разработку. Сокращаются сроки внедрения открытий. В [4] приведен пример решения о внедрении ламп накаливания в эксплуатацию, которое произошло через 50 лет с момента их открытия. Сейчас инновации внедряются в десятки раз быстрее.

Трудности долгосрочного прогнозирования электропотребления объясняются тремя обстоятельствами.

1. Усложняются все объекты прогнозирования, и чтобы прогнозировать, надо многое знать об их поведении в будущем.
2. Усиливаются взаимосвязи между наукой, техникой, экономикой, и они должны учитываться при прогнозировании.
3. Ограниченность наших знаний о будущем создает большие трудности при разработке моделей и методов прогнозирования.

Объективные трудности приводят к тому, что даже очень опытные специалисты делают ошибочные прогнозы. Например, цены на нефть на мировом рынке в настоящее время возросли примерно в 10 раз по сравнению с прогнозами. Для прогнозирования процессов, не поддающихся формализации, требуются экспертные методы, когда от квалификации человека зависит достоверность прогнозов. Это дает большие погрешности.

Энергетика – базовая отрасль государства. Схема энергетики в общей хозяйственной структуре государства приведена на рис. 4.1.

В государственном масштабе решаются четыре главные стратегические проблемы, связанные с развитием энергетики.

- Первая – энергетика и благосостояние общества.
- Вторая – энергетика и природные ресурсы.
- Третья – энергетика и окружающая среда.
- Четвертая – энергетическая безопасность государства в мире.



Рис. 4.1. Энергетика в общей хозяйственной структуре государства

В региональном масштабе решаются эти же проблемы, но в интересах региона и с учетом общегосударственных решений. В масштабах отрасли, отдельных предприятий и организаций решаются вопросы технического развития и коммерческих целей. Все уровни решения задач развития связаны.

Планирование развития на уровне государства осуществляется по методике «сверху вниз» – сначала на уровне страны, затем декомпозируется по регионам и на последнем этапе – по предприятиям. На уровне страны определялись государственные цели, а на более низких уровнях – средства их достижения. В настоящее время развитие энергетики в регионах рассматривается также и по принципу «снизу вверх». При использовании принципа «сверху вниз» применяются в основном макроэкономические прогнозы, а принципа «снизу вверх» – микроэкономические и отраслевые. Второй принцип для прогнозирования значительно сложнее.

Актуальность проблемы развития энергетики для России. Сейчас составлены прогнозы развития энергетики до 2020 года. Для оценки состояния энергетики используются специальные показатели. Энергетика, как отрасль производства в государстве, оценивается показателями трех видов. Первая группа показателей – это экономическая эффективность энергетики для государства – K_1 . Вторая – эффективность энергетики для населения страны – K_2 . Третья – эффективность энергетики в производственной сфере страны – K_3 .

Они позволяют оценить «силу» государства в мировом масштабе. Известно, что сильнейшие государства – это государства с развитой энергетикой. Эти показатели делают только общую оценку – кто мы в мире? А на этой основе создается производственная и энергетическая

перспектива. Все эти показатели прямо или косвенно связаны с национальным доходом государства.

Национальный доход часто представляется внутренним валовым продуктом (ВВП) или валовым национальным продуктом (ВНП). ВНП – это совокупная стоимость всего объема конечного производства за один год. В экономике рыночная стоимость ВНП измеряется в денежном выражении. Все продукты и услуги должны учитываться один раз. Поэтому учитывается стоимость конечного продукта, а промежуточные стоимости, добавленная стоимость в процессе переработки продукции, перепродажа – исключаются. Составляющие ВНП показаны на рис. 4.2.



Рис. 4.2. Составляющие ВНП

Электропотребление влияет на все составляющие ВНП:

- на объем произведенной продукции, который линейно связан с электропотреблением;
- стоимость продукции, которая на 10...20 % зависит от стоимости электроэнергии;
- на личные доходы и расходы населения;
- на доходы государства.

Какая величина ВНП может быть взята на перспективу? Это прогноз ВНП. Необходимо интенсивно развивать энергетику России для того, чтобы она имела соответствующий ВНП и одно из передовых мест в мире (рис. 4.3).

Для различных стран мира ВНП на душу населения меняется от 50 до 5000 \$ на человека¹ (рис. 4.4). Для планов развития энергетики можно брать только те показатели ВНП, которые связаны с производ-

¹ Бушуев В.В. Национальное богатство, энергетический потенциал и эргатический капитал России. – М.: Велби, 2007.

ством и с потреблением электроэнергии. Расход энергоресурсов и электроэнергии в России на единицу ВВП в 2005 г. был в 2...5 раз выше, чем в развитых странах мира (табл. 4.1).

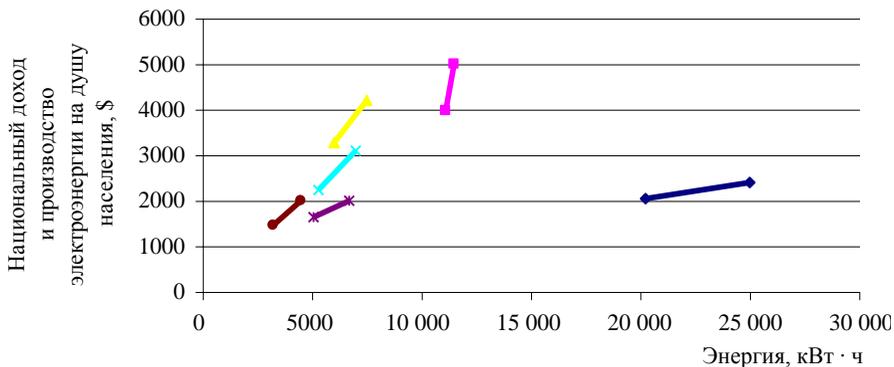


Рис. 4.3. Связь ВВП с электропотреблением в наиболее развитых странах мира

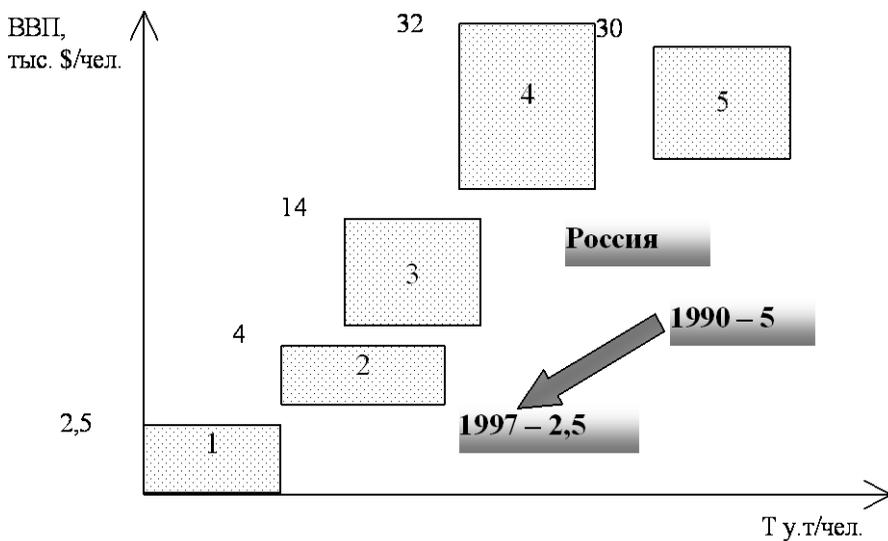


Рис. 4.4. Место России среди развитых стран мирового сообщества

Т а б л и ц а 4.1

Распределение стран по уровню обеспеченности энергией

Достаток				
1 – бедные	2 – минимальный	3 – средний	4 – высокий	5 – высокий, дешевая энергия
Индия Китай	Турция Венгрия Польша Болгария <i>Россия 1997</i>	Испания Греция Ю.Корея Аргентина Израиль <i>Россия 1990</i>	Япония Австрия Германия Бельгия Швеция Финляндия Франция Италия Великобритания	Канада США Норвегия

Важнейшим показателем является потребление электроэнергии на душу населения (рис. 4.5). Этот показатель говорит о благосостоянии общества и меняется в пределах 100...25 000 кВт · ч/чел. (табл. 4.2). Россия сейчас находится на нижней границе наиболее развитых и благополучных стран. Если задать прогноз для России, например, 5000 кВт · ч/чел. (эта величина была в 1990 г.), то это потребует громадных финансовых средств, строительства многих станций и ЛЭП, больших материальных ресурсов. Государство, исходя из инвестиционных возможностей, задает эту величину.

Т а б л и ц а 4.2

Удельное потребление электроэнергии

Страна	кВт · ч/чел.	\$/чел.
США	11 500	5000
Норвегия	25 000	2400
ФРГ	7500	4200
Великобритания	5900	2000

О к о н ч а н и е т а б л. 4.2

Страна	кВт · ч/чел.	\$/чел.
Италия	4500	2000
Япония	7000	3100
Индия	250	86
Судан	70	90
Верхняя Вольта	18	60

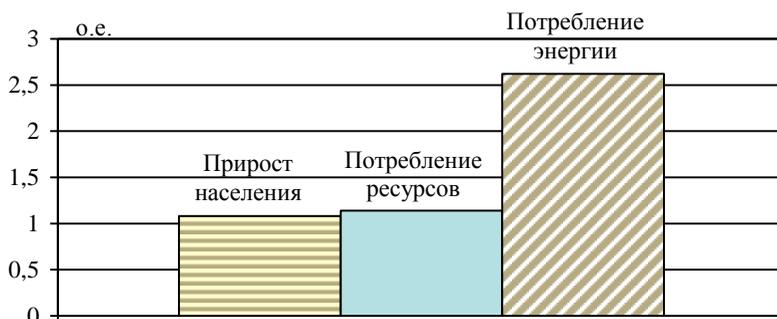


Рис. 4.5. Связь электропотребления с ростом населения

Все страны мира разделены на 5 групп по показателю эффективности использования всех видов энергоресурсов (т у.т./чел. в год). Этот показатель меняется в пределах 1...14. В России он – 2,5.

Приведенные данные говорят о необходимости разработки полномасштабной программы развития энергетики России. Общими являются следующие положения.

1. Электроэнергетические системы являются частью топливно-энергетического комплекса (ТЭК) страны при любых масштабах задачи. Только в исключительных случаях это положение нарушается. Единство ТЭК влияет на все другие положения.

2. Долгосрочные прогнозы электропотребления связаны и определяются прогнозами многих факторов внешней среды.

3. Модели и методы прогнозирования электропотребления включают математический аппарат и эвристические методы. «Угадывание» играет большую роль при прогнозировании.

4. Долгосрочный прогноз электропотребления и план развития энергетики имеют большой уровень неопределенности, и требуется адаптировать их к изменяющимся условиям.

4.2. Общие положения по прогнозированию развития энергетики

В гл. 1 говорилось, что макроэкономические показатели задаются государственными органами. Без них решать задачи прогноза потребности в электроэнергии на отдаленную перспективу нельзя.

Электроэнергетика в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК). Электроэнергетические системы имеют тесные связи со всеми ресурсодобывающими отраслями ТЭК: газоснабжающей, нефтеснабжающей, углеснабжающей, которые имеют сложную внутреннюю техническую структуру и специфику (рис. 4.6). Следовательно, необходимо рассматривать развитие энергетики страны и региона в масштабах большой системы ТЭК, учитывая эти связи. Главным принципом при этом является *принцип иерархии*.

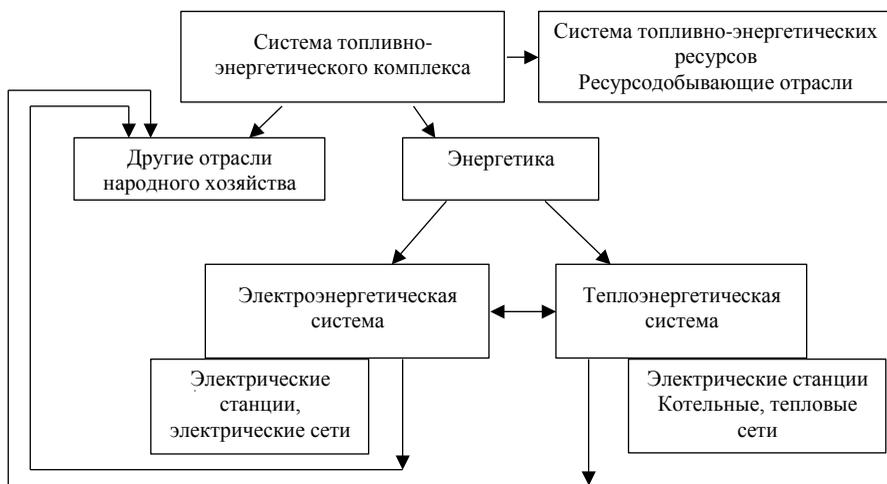


Рис. 4.6. Схема топливно-энергетических систем страны

Единство ТЭК страны на основе использования принципа иерархии и методов системного анализа требует изучения строения системы, структуры, целей, связей, динамики, подсистем и их соподчиненности. Важнейшим фактором является неоднозначность развития ТЭК и его

подсистем. Это объясняется тем, что наряду с объективными общественно-экономическими законами развития общества существуют субъективные случайные факторы. И они вносят изменения в стратегии, полученные на основе объективных закономерностей.

По мнению ученых, имеющих большие достижения в области перспективного проектирования развития энергетики, управление ею должно быть основано на сочетании математических и эвристических методов. Роль человека при этом очень велика.

Цель системного подхода к развитию искусственной системы энергетики заключается в раскрытии механизмов ее функционирования и адаптации к состоянию внешней среды. ТЭК взаимодействует со всеми блоками народного хозяйства – в совокупности это макросистема государства. Системный подход позволяет определить место топливно-энергетического комплекса в экономике страны и выявить внешние и внутренние связи с ее элементами. Разработка системы ТЭК позволяет исследовать проблему и является главным методологическим принципом долгосрочного прогнозирования в энергетике. При этом учитывается, что:

- энергетическая система является составной частью государственной хозяйственной системы, которая определяет цели ее развития и ограничения;
- стратегия развития должна быть оптимальной для государственной хозяйственной системы и адаптивно меняться при изменении внешней среды.

Большие системы энергетики и их свойства. Энергетика страны и регионов – это большая искусственная техническая система. Большие системы энергетики существенно отличаются от других искусственных систем и имеют новые свойства. В системе существует неразрывность и внутреннее единство:

- однородность производимой продукции;
- материальность связей внутри системы (станции, ЛЭП, потребители, трубопроводы);
- непрерывность производства;
- неразрывность процессов производства и потребления;
- глобальность связей внутри страны;
- связи с системами других стран;
- большая капиталоемкость;
- большая инерционность состояния;
- невозможность складирования продукции.

В процессе развития большие системы энергетики перерождаются из технических систем в экономические. В технических системах энергетики связи подчиняются законам электротехники и человек наблюдает за происходящими процессами, контролирует их и воздействует на них. Когда в процессе развития энергетическая система становится экономической, то исключается полное формализованное описание процесса ее развития и функционирования. Главная роль принадлежит человеку, который должен принимать решения не на основе строгих физических законов, а на основе информационных решений. Это является особой областью принятия решений и учитывается в моделях и методах прогнозирования и планирования.

Долгосрочное прогнозирование ведется с заблаговременностью 5–20 лет, а иногда и на большие сроки. Это определено требованиями общественного производства к электрификации и продолжительным временем освоения первичных энергоресурсов и преобразованием их в электрическую, тепловую и другие виды энергии, используемые в общественном производстве. Методики решения задач различной заблаговременности различаются, что связано в основном с информацией. Для пятилетнего срока можно получить наиболее полную информацию, а на 20 лет она имеет большую неопределенность и недостаточную полноту. Обычно для перспективных задач на срок 20–25 лет определяются только «основные направления развития энергетики». Здесь главное решение заключается в выявлении целей и возможных путей их достижения. Для срока 10 лет уже составляется программа и планируются многие решения (размещение станций, выбор основных параметров станций и ЛЭП, вид используемых ресурсов, источники инвестиций). На срок 5 лет составляются планы и балансы всех видов (технические, материальные, трудовые, финансовые).

Необходимыми условиями долгосрочного прогноза энергетики для всех уровней заблаговременности являются:

- задание генеральной цели и подцелей развития;
- выявление структурных звеньев рассматриваемого объекта (экономики страны, региона, отрасли, предприятия);
- анализ макро- и микросреды энергетики;
- формулирование задач развития энергетики;
- возможности техники и технологий производства в энергетике в настоящем;
- технические и технологические условия развития энергетики в будущем.

Этот перечень говорит о сложности проблемы и о многообразии задач развития. Все эти условия требуют задания определенных показателей развития и процессов их изменения во времени.

Моделирование системы. Модели и методы решения перспективных задач с заблаговременностью на 20 и более лет хорошо разработаны. Для моделирования и оптимизации большое значение имеют природа и свойства объекта. Главное – изучить поведение этого объекта, которое зависит от информационного пространства (детерминированного, случайного) и реакции на него внешней среды. Решающее значение для планирования имеет именно тип поведения системы: линейный, нелинейный, затухающий, возрастающий и пр. Индетерминизм – один из главных факторов процесса электропотребления.

Есть две точки зрения на изучение природы экономических систем. Первая – поведение экономических систем определяется случайными факторами: «Никто не обладает знанием будущего». Вторая – при плановой экономической системе можно однозначно задать будущее. В действительности знания людей ограничены и при планировании всегда имеется неопределенность. В настоящее время с рыночной системой экономики сочетаются эти два принципа. Для заданных уровней рассчитываются альтернативные варианты решений.

Структуру и границы энергетической системы в государственной хозяйственной системе (рис. 4.7) можно определять различно. В [27] предлагается разбить схему решения этой проблемы на две части – внешнюю и внутреннюю. Внешняя часть отражает развитие отраслей народного хозяйства в соответствии с генеральной целью развития общества на рассматриваемую перспективу. Внутренняя часть определяет технические и экономические решения по развитию энергетики. Каждый блок схемы – это прогнозы определенных событий и их характерных показателей в динамике. Например, в блоках внешней части необходимо использовать для прогнозирования макроэкономические показатели, связывающие экономику государства с электропотреблением:

- электроемкость производства,
- электрооснащенность производства,
- электровооруженность труда,
- энергетическая эффективность производства в отраслях производства,
- потребление электроэнергии на душу населения.

При моделировании широко используются статистические зависимости между показателями экономического роста государства и уровнем электрификации – электровооруженностью производства (Эл.в – Э), энерговооруженностью производства (Эн.в – Э), ВВП и выработкой электроэнергии (ВВП – Э), производительностью труда (П – Э). При устойчивых закономерностях коэффициент корреляции этих связей в различных странах мира составляет $0,9 \dots 0,98$. Эти связи по существу являются отражением развития современной экономики государств. Имея прогноз электропотребления, можно экстраполяцией получить важные показатели для развития экономики государства и, наоборот, по заданным уровням этих показателей можно определить необходимую выработку электроэнергии электростанций.

Для всех названных факторов необходимо иметь модели прогнозирования и предельные уровни развития. Это определяет технические решения и инвестиционные потребности (рис. 4.7 и 4.8).

Наиболее часто при долгосрочном прогнозировании используют связь состояния энергетики и благосостояния общества.

- Д(Э) – национальный доход – электропотребление.
- П(Э) – производительность труда – электропотребление.
- Эн(Э) – энерговооруженность труда – электропотребление.
- Эл(Э) – электровооруженность труда – электропотребление.

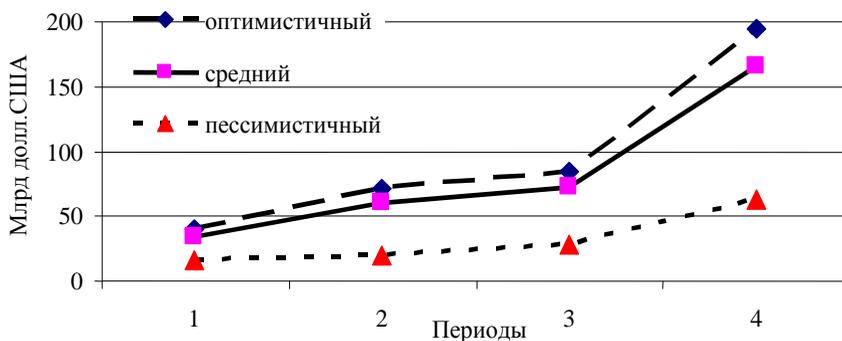


Рис. 4.7. Инвестиционные потребности по времени реализации вариантов развития (1...5 лет, 2...10 лет, 3...20 лет, 4...25 лет)

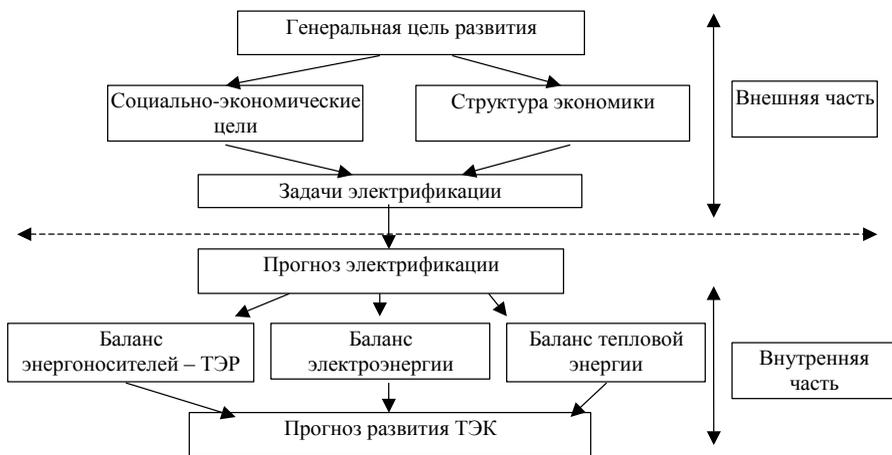


Рис. 4.8. Схема разработки долгосрочного прогноза ТЭЖ

Все эти зависимости задаются как прогноз на будущее, и используются статистическая информация о прошлом (рис. 4.9).

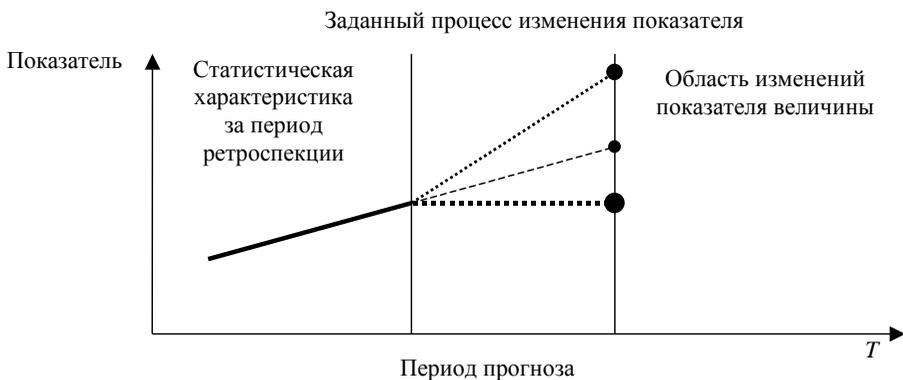


Рис. 4.9. Форма задания показателей для прогнозирования электропотребления

Математическая модель прогнозирования и оптимизации энергетических систем

Модель применяется для перспективных расчетов на различные периоды упреждения от 5 до 25 лет. Все известные модели оптимизации энергетических систем являются производственными моделями. Они в моделях задаются ограничениями на производственные факторы и характеристики. Поэтому эвристические поправки являются неизбежным этапом.

Для каждой модели необходимо:

- сформулировать принципы создания ее структуры и выявить блоки;
- определить способы взаимоувязки блоков;
- определить критерии и методы оптимизации;
- определить способы корректировки решений при изменении информации;
- определить способы эвристических уточнений решений, полученных при использовании формального математического аппарата.

Математическая модель прогноза развития и оптимизации общенергетической системы страны. Задача может решаться в различных границах – от страны до отдельных зон. Она возникает при оценке энергетической безопасности, при развитии объектов системы, при расчете энергетических балансов. Ее основы изложены в [27]. Модель позволяла планировать развитие энергетики в СССР и применялась для решения важнейших перспективных задач:

- определения размеров и способов развития топливных баз страны (месторождений нефти, газа, угля);
- определения производительности и размещения основных топливо-перерабатывающих предприятий;
- развития межрайонных сетей, транспорта различных видов, топлива и энергии (газопроводов, нефтепроводов, ЛЭП);
- получения размеров и направления межрайонных потоков топлива и энергии;
- определения параметров и размещение основных электростанций;

- распределения топлива между ТЭС;
- составления энергетических балансов топлива, электроэнергии, тепловой энергии.

Общеэнергетическая система включает технологические циклы производства всех видов энергии в системе ТЭР и территориальные границы систем. Для всех видов ресурсов рассматриваются его циклы от добычи до получения электрической и тепловой энергии (табл. 4.3).

Т а б л и ц а 4.3

Схема расчета энергетических балансов

Вид ресурса	Цикл процесса			
	Добыча ресурса	Переработка ресурса для использования	Производство электроэнергии	Производство тепловой энергии
Вид 1				
Вид 2				
Балансы всех видов ресурсов и энергии		Баланс отдельных видов ресурсов и общий	Баланс электроэнергии по отдельным и всем видам ресурсов	Баланс тепловой энергии по отдельным и всем видам ресурсов

Балансы составляются с учетом территориальных схем расположения объектов всей системы (рис. 4.10).

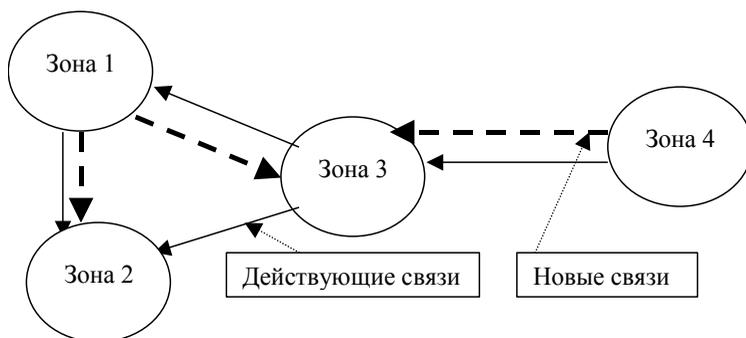


Рис. 4.10. Территориальные связи системы

Блочная схема модели оптимизации развития энергетики. Модель реализована по блочному принципу, что позволяет рассматривать отдельные задачи и их совокупность. Она включает блоки (рис. 4.11):

- угольной промышленности;
- нефтяной промышленности;
- газовой промышленности;
- электроэнергетики;
- энергопотребления.

При оптимизации минимизируется функционал общих затрат и затрат по каждому блоку. В результате решения определяется баланс мощности и электроэнергии для системы и ее отдельных районов.

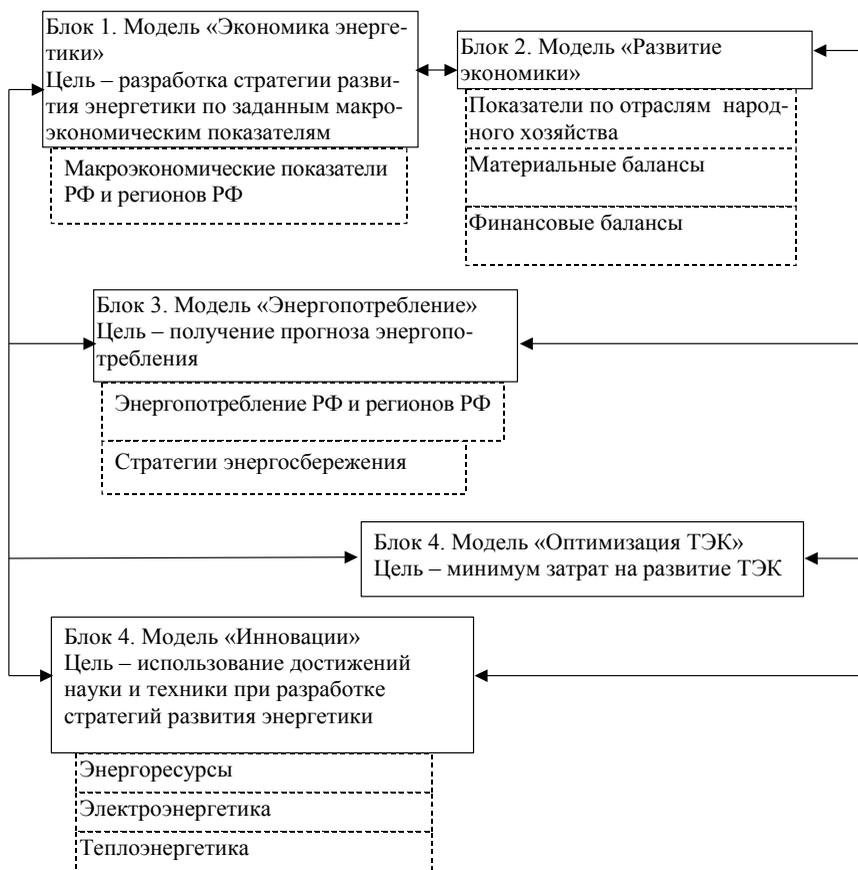


Рис. 4.11. Схема модели разработки энергетической стратегии

Блок энергопотребления – прогнозируется энергопотребление для различных потребителей i в различных районах k и определяется их потребность в энергии Q_{kj} .

Блок энергогенерирующих установок – определяется размер генерации на каждом виде топлива x_{kj}^m . Для всех видов топлива определяется баланс

$$\sum_T x_{kj}^m = Q_{kj} \quad (4.1)$$

и затраты

$$\sum_k \sum_T P_{kj}^T \cdot x_{kj}^T \rightarrow \min, \quad (4.2)$$

где P_{rj}^T – удельные затраты.

Блок электроэнергетической системы – решаются задачи выбора структуры мощностей, схемы электрических сетей, режима станций. В их числе следующие задачи.

1. Размещение и выбор параметров КЭС и АЭС.
2. Схема и параметры межсистемных ЛЭП.
3. Размещение и выбор параметров ГЭС.
4. Режим системы.
5. Размещение электроемких производств.

Блок газоснабжающей системы – решаются следующие задачи.

1. Определение объема потребления газа.
2. Строительство магистральных газопроводов.
3. Определение емкости подземных газохранилищ.

Блок нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей системы.

В блоке решаются следующие задачи.

1. Определение оптимальной годовой добычи нефти на основных месторождениях.
2. Создание схемы развития магистральных нефтепроводов и определение потоков нефти.
3. Размещение крупных нефтеперерабатывающих заводов, их производительность и технология переработки.
4. Выбор схемы транспорта различных нефтепродуктов.

Блок угледобывающей и углеперерабатывающей промышленности.

В блоке решаются следующие задачи.

1. Определение оптимальной годовой добычи угля на основных месторождениях и бассейнах.
2. Выбор рациональной схемы обогащения и рассортировки углей для каждого бассейна.
3. Выбор схемы транспорта угля и продуктов его переработки.
4. Определение объемов потребления угля по районам.

Общэнергетическая модель. Схема включает все названные выше блоки. В [27] приводятся виды и характеристики ее элементов: (уравнений общего вида – 200; ограничений по блокам – 150...200; переменных – 5000); применяется линейная модель оптимизации, которая применима для систем различного вида по размерам и по технологическим признакам и различных временных уровней. На схеме модели (см. рис. 4.11) показаны 5 блоков, в которых формируется исходная информация для разработки стратегий развития энергетики. Все блоки взаимосвязаны. Расчеты выполняются при вариантном задании исходной информации, при этом используются различные методы прогнозирования. Все элементы схемы, выделенные пунктиром, это решения, получаемые в результате расчетов.

4.4. Методика долгосрочного прогнозирования электропотребления

В основу методики положены теоретические положения предыдущих глав. Разнообразие объектов, задач прогнозирования и условия неопределенности приводят к необходимости индивидуальных разработок схем прогнозных расчетов. Наиболее общими являются следующие методические рекомендации.

1. Определение свойств изучаемого объекта, задач и целей прогнозирования и среды функционирования.
2. Моделирование объекта в виде системы, ее структурных частей, их связей и границ.
3. Выбор методов расчетов параметров прогнозирования.
4. Выбор возможных методов прогнозирования.

5. Определение факторов макро- и микросреды, влияющих на прогноз.
6. Определение моделей прогнозирования для рассматриваемых величин и частных моделей для влияющих факторов.
7. Информационное моделирование прогностических расчетов.
8. Выбор принципов учета динамики во времени.
9. Математическое моделирование прогностических расчетов.
10. Получение альтернативных вариантов прогнозов, оценка их достоверности.
11. Расчет предварительных плановых решений и оценка их рисков с учетом достоверности прогнозов.
12. Принятие решения.
13. Разработка плана.

Условия неопределенности приводят к тому, что на всех этапах расчетов решающая роль принадлежит человеку. Действительно, можно выбрать различные методы прогнозирования. Обычно есть ряд вариантов. В схеме расчетов можно применять отдельные методы или их комбинацию. Неопределенность информации подавляется человеком, который определяет состав информации, ее численные значения и процессы изменения на весь период упреждения прогноза. Число расчетных вариантов, обусловленное комбинацией исходных данных, может быть огромным. Из альтернативных расчетов человек выбирает ограниченное число для принятия решения. Именно эти обстоятельства и приводят к многообразию расчетов. В данной книге рассмотрен пример реального объекта, для которого поясняются положения расчетов. Прогнозы составлялись с упреждением на 5, 10 и 20 лет.

Процесс во всех случаях начинается в одно и то же время, и прогнозы для различных периодов упреждения связаны (рис. 4.12). Для каждого периода индивидуально выбираются требования к моделям и методам прогнозирования.

Модели прогнозирования меняют свой вид в зависимости от заблаговременности прогноза. На первом этапе – 5 лет – используются в основном временные ряды и регрессионные связи, отражающие внутренние процессы объекта. Энергетические системы – инерционные, и их процессы мало меняются для прогнозов такой заблаговременности. К статистическим прогнозам вносятся экспертные поправки, учитывающие изменения процесса электропотребления.

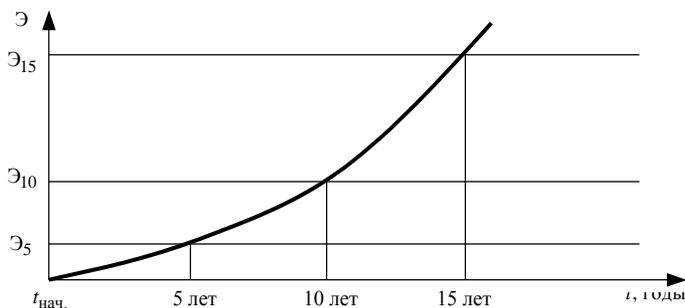


Рис. 4.12. Связи прогнозов электропотребления на 5, 10 и 20 лет

На втором этапе – (10 лет) процессы могут измениться, но увеличивается неопределенность среды. Временные ряды внутренних процессов не дают приемлемых по достоверности прогнозов, и используются в основном экспертные модели факторов микросреды, среды энергетики и потребителей энергии.

На третьем этапе (20 лет) велика неопределенность, факторы микросреды определяются состоянием макросреды государства и мировой системы. Ввиду этого составляются не прогнозы, а экспертные предположения, причем без привязки их к техническим параметрам объекта и к планированию развития энергетики.

4.5. Методика прогнозирования электропотребления по региону на перспективу 5 лет

Цель прогнозирования. Методика рассматривается на примере региональной системы, для которой составляются прогнозы, позволяющие оценить положение с электропотреблением на ближайшую перспективу и определить необходимые действия по обеспечению энергоснабжения в будущем. Для этого требуется прогноз электропотребления и нагрузки.

Основой изучения электроснабжения являются энергетические балансы. Они имеют несколько модификаций, и каждая дает возможность оценить определенные задачи электроснабжения. Энергетические балансы могут составляться для систем различного вида (табл. 4.4).

В данном примере их три. Для каждого указана цель расчетов, структура баланса, исходная информация, среда функционирования региона. Статистика соответствует прошлому периоду 2000...2004 г.

Т а б л и ц а 4.4

Состав прогнозируемых энергетических балансов

Модель системы	Цель расчетов
1. Регион в целом	Оценить на ближайшую перспективу состояние электропотребления и мощности нагрузки
2. По отдельным зонам региона	Выявить положение с электропотреблением по зонам региона для проектирования технического развития системы
3. По составу потребителей всего региона	Оценить состав потребителей, их роль и влияние на энергетические балансы и тарифы
4. Графики нагрузки	Рассмотреть режимы электрических станций и сетей и оценить возможности их работы по прогнозируемым графикам нагрузки

На рис. 4.13 показана схема, отражающая внутреннее содержание модели прогнозирования. Особенно значительно влияют на модификацию факторы, связанные со свойствами информации.

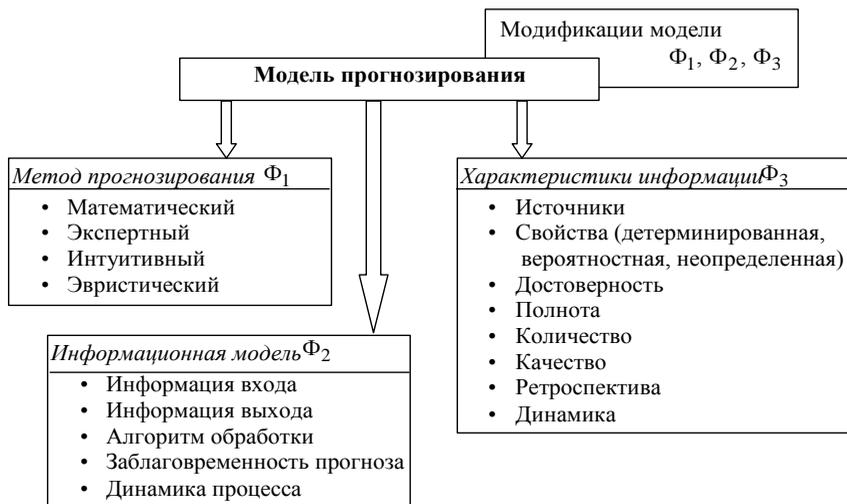


Рис. 4.13. Схема факторов, влияющих на формирование модели прогнозирования

Части энергетических балансов. Прогнозы составляются на основе энергетических балансов для каждого вида системы. Для региона или его части – баланс 1.

Приходная часть

1. Выработка электроэнергии или мощность станций.
2. Покупная электроэнергия или мощность с ФОРЭМ.
3. Покупная электроэнергия или мощность из других энергосистем.

Расходная часть

4. Электропотребление или мощность в регионе.
 5. Проданная электроэнергия и мощность в другие энергосистемы.
 6. Потери электроэнергии или мощности.
- Для системы, имеющей блоки групп потребителей, – баланс 2.

Расходная часть баланса по группам потребителей

1. Промышленность:
 - а) нефтеперерабатывающая 1;
 - б) нефтеперерабатывающая 2;
 - в) газовая;
 - г) угольная;
 - д) машиностроение;
 - е) деревообрабатывающая;
 - ж) стройматериалов;
 - з) прочая.
2. Сельское хозяйство.
3. Транспорт.
4. ЖКХ.
5. Прочие потребители.
6. Потребители крупного города (без деления на группы).
7. Прочие потребители μ_1 (без деления на группы).

Для всех видов балансов необходимо обеспечить равенство расходных и приходных частей, т. е. произвести расчеты по их сбалансированности.

Основными методами прогнозирования на перспективу 5 лет являются временные ряды и регрессионный анализ. Из-за неустойчивости происходящих процессов потребления электроэнергии и нагрузки используются экспертные поправки к прогнозам, полученным по статистическим моделям.

Статистические модели. Для статистического моделирования процессов проводится анализ информации. Ретроспективный период составил 2–3 года. В этот период наблюдается стабилизация электропотребления по региону. Однако она неустойчивая для системы, отражающей структуру потребления энергии. Продолжается спад электропотребления по группе промышленных потребителей и сельскому хозяйству. Поскольку промышленность составляет примерно 55...60 % по региону, именно ее состояние отражается на общем электропотреблении. В ресурсных отраслях промышленности большой спад наблюдается в угольной промышленности (до 20 %) и подъем в нефтедобывающей и газовой (1...5 %). Для потребителей ЖКХ и транспорта отмечается рост электропотребления. Максимальный рост наблюдается в ЖКХ, он составляет 19...20 %. Потребители определяют тенденции изменения общего электропотребления, поэтому проведен дополнительный анализ данных из сайта региона. Анализ показывает, что имеется выраженная тенденция увеличения электропотребления по электроемким потребителям.

Прогноз включает статистическую составляющую, экспертную и балансирующую. Экспертные поправки дают темпы роста электропотребления по отношению к статистической составляющей прогноза. Статистические модели прогнозирования приведены ниже.

Баланс по региону:

$$\mathcal{E}_{\text{пр1}} = \mathcal{E}_{\text{ст1}} + \Delta\mathcal{E}_{\text{эксп1}}. \quad (4.3)$$

Баланс по структурным группам потребителей системы:

$$\mathcal{E}_{\text{пр2}} = \sum_i \mathcal{E}_{\text{ст2}i} + \sum_i \Delta\mathcal{E}_{\text{эксп2}i} + \sum_i \mu_i \frac{\mathcal{E}_{\text{ст}i} + \mathcal{E}_{\text{эксп}i}}{\mathcal{E}_{\text{пр2}}}. \quad (4.4)$$

Баланс по зонам электроснабжения региона:

$$\mathcal{E}_{\text{пр3}} = \sum_j \mathcal{E}_{\text{ст3}j} + \sum_j \Delta\mathcal{E}_{\text{эксп3}j} + \sum_j \mu_j \frac{\mathcal{E}_{\text{ст}j} + \mathcal{E}_{\text{эксп}j}}{\mathcal{E}_{\text{пр3}}}, \quad (4.5)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ст}}$ – статистическая составляющая прогноза; $\Delta\mathcal{E}_{\text{эксп}}$ – экспертная составляющая прогноза; μ – учет небаланса для различных видов систем.

Для региона прогнозирование осуществляется по временной модели изменения электропотребления с месячной дискретностью данных:

$$Y = 172 \sin X + 2360/12/57,3 + 0,4474X + 625,16, \quad (4.6)$$

где Y – электропотребление, млн кВт · ч; X – месяц.

Сезонная волна показывает, что летнее электропотребление на 15...20 % ниже зимнего. Среднеквадратическая погрешность прогноза по модели составляет 43 млн кВт · ч. При использовании модели для прогнозирования берется основной тренд, к которому вносятся экспертные поправки на развитие.

Статистические модели изменения мощности нагрузок:

- по региону – $y = -209,31x^2 + 1054,8x + 7548,4$;
- по зоне наибольших нагрузок (по энергосистеме):
 $y = -44,842x^2 + 183,49x + 2924,8$, $R^2 = 0,9103$;
- по зоне 3: $y = -20,653x^2 + 19,396x + 1447,4$, $R^2 = 0,5918$;
- по зоне 5: $y = -20,653x^2 + 19,396x + 1447,4$, $R^2 = 0,5918$;
- по зоне 2: $y = 62,332x + 1484,3$, $R^2 = 0,6438$;
- по зоне 4: $y = 60,151x + 1853,3$, $R^2 = 0,2016$;
- по зоне 1: $y = 108,18 \ln x + 2997,2$, $R^2 = 0,6789$.

Практика показывает, что при использовании статистических закономерностей погрешности прогнозов на 5 лет доходят до 10 %. Эта величина взята для получения пессимистического и оптимистического вариантов прогноза.

Прогноз выработки электроэнергии станциями. В балансе станции участвуют своей возможной выработкой, которая определена как произведение установленной мощности станций на число часов использования. В настоящее время число часов использования ТЭЦ меняется в пределах 3500...4000 – это небольшие величины. В дальнейшем при росте нагрузки число часов использования экспертно задается в диапазоне 5000...6000.

Прогноз использования электростанций составлен с учетом следующих экспертных положений. Конденсационные мощности ТЭЦ используются в последнюю очередь, поскольку этот режим неэкономичный. В период 2004–2007 гг. конденсационные мощности исполь-

зуются как аварийный резерв системы. В 2008–2009 гг. они используются как рабочие мощности. При этом остается небольшой резерв мощности. В первую очередь увеличивается покупная энергия с оптового рынка, поскольку она более экономичная по сравнению с другими электростанциями, участвующими в балансе.

В табл. 4.5 дается численный пример расчета прогноза. Из него видна схема расчетов для систем различного вида.

1. Прогноз по статистическим временным моделям.
2. Сбалансированный прогноз по статистическим моделям.
3. Экспертные поправки в долях от прогнозируемой величины.
4. Суммарная величина прогноза мощности нагрузки.
5. Прогноз генерирующих мощностей.

Т а б л и ц а 4.5

**Прогноз электропотребления по региону и по зонам электроснабжения
на 5 лет с 2004 по 2009 гг, о.е.**

Электропотребление по региону	2003, факт	2004	2005	2006	2007	2008
Электропотребление, о.е.	1	0,97 4	0,98 2	0,99 0	0,99 8	1,00 6
Экспертные поправки %		0	0	0,5	0,5	1
Электропотребление при вводе мощностей, о.е.					0,36 9	0,36 9
Прогноз, о.е.		0,97 4	0,98 2	0,99 5	1,37 2	1,38 5

Прогнозы для других видов систем составлялись по аналогичной схеме, но с обязательной сбалансированностью общей величины прогноза и суммы частных прогнозов.

Для системы, имеющей структурные части в виде зон электроснабжения, составление прогноза осуществлялось в следующем порядке.

1. Прогнозирование электропотребления с использованием временных моделей для каждой структурной единицы системы (всего 5 зон электроснабжения).
2. Сбалансированный прогноз для всей системы и суммы частных прогнозов по зонам.
3. Экспертные поправки к статистическим прогнозам.

4. Окончательный вариант частных прогнозов.

5. Прогноз выработки электроэнергии по всем станциям.

Прогноз максимальных нагрузок. Прогноз осуществлялся от суммарной максимальной мощности всех электростанций, равной сумме максимальных мощностей всех генераторных единиц. Генераторными единицами считаются станции, покупная мощность с оптового рынка и переток мощности от других энергосистем. Потери мощности при максимальном числе часов потерь около 7000 часов равны примерно 20 % генерации. В основном имеются ЛЭП 110 кВ.

Другим вариантом являлся прогноз от нагрузки сетевых предприятий. При этом максимальная нагрузка потребителей равна сумме нагрузок всех сетевых предприятий. Видно, что имеется снижение максимальной нагрузки, но оно незначительное (менее 5 %), и поэтому тренд, полученный по статистике, не учитывается. Это не позволяет использовать статистическую характеристику для прогнозирования роста максимальных нагрузок, и их рост определяется по экспертным коэффициентам. Прогноз максимальной нагрузки по региону составлялся на основе экспертных коэффициентов. Известно, что максимальная мощность растет быстрее, чем электропотребление, поэтому за основу был взят прирост электропотребления и к нему добавлялся дополнительный прирост экспертно 1...3 %. Внутригодовое изменение нагрузки учитывается по временной модели за 2 предшествующих года.

Прогнозирование графиков нагрузки. За типовые приняты следующие графики нагрузки:

- максимальный рабочий день,
- средний рабочий день,
- выходной день.

Информация обрабатывалась по следующей методике.

• Статистические данные по нагрузкам переводились в относительные единицы по отношению к максимальной нагрузке рассматриваемого дня.

• Определялось относительное изменение максимумов к максимальному значению среднего рабочего дня.

• По прогнозу изменения максимальных мощностей по всем объектам графики переводились в именованные единицы.

• Учитывалось сезонное изменение максимальных мощностей.

• Учитывался ввод новых предприятий по типовым графикам нагрузки.

4.6. Методика прогнозирования электропотребления по региону на перспективу 10 лет

Теоретическое обоснование модели прогнозирования. Изменения электропотребления на перспективу 10 лет неизвестны. Они предполагаются на основе опыта и определенных знаний об окружающей среде. Наиболее рациональными являются следующие методы:

- структурно-балансовое прогнозирование электропотребления по отраслям производства;
- временные статистические ретроспективные модели электропотребления по региону и отдельным потребителям;
- временные экспертные модели показателей роста электроэнергетики для всего периода упреждения прогноза по региону и отдельным потребителям;
- временные экспертные модели микро- и макропоказателей для всего периода упреждения прогноза по региону.

Структурно-балансовый метод позволяет составлять прогноз на основе имеющейся структуры электропотребления, прогнозировать тенденции изменения структуры электропотребления, моделировать динамические процессы изменения электропотребления. Из опыта известно, что применение структурно-балансового метода дает погрешность до 10 %. При отсутствии качественной информации, по нашему мнению, она возрастет до 15 % и больше.

Прогноз электропотребления определяется по формуле

$$\Theta = \sum \Theta_i = \sum \Pi_i \varepsilon_i, \quad (4.7)$$

причем прогноз дается в динамике с определением величины изменения общего электропотребления Θ t ; электропотребления по отраслям Θ_i t ; роста объема производства по отраслям Π_i t ; удельных расходов электроэнергии на единицу продукции ε_i t .

Для того чтобы иметь эти зависимости, необходимо задать экспертно величины приростов всех составляющих для каждого интервала

расчета $t > 1$, где $n = 1, 2, \dots$ – номер интервала, $t = 1$ – начальный интервал расчетов, т. е.

$$\Pi_t = \Pi_{t=1} + n\Delta\Pi_\varepsilon,$$

$$\varepsilon_t = \varepsilon_{t=1} + n\Delta\varepsilon_\varepsilon,$$

где приросты $\Delta\Pi_\varepsilon, \Delta\varepsilon_\varepsilon$ задаются экспертом.

Временные модели. Принято считать, что временные модели электропотребления по региону ε t и отраслям ε_i t , построенные по статистической информации, можно экстраполировать на период до 5 лет. Для более длительных прогнозов необходимо учитывать экспертные поправки к прогнозу, полученному по временной модели. Если процесс неустойчивый, то также необходимо учитывать экспертные поправки. Тогда

$$\varepsilon_t = \varepsilon_{t=1} + n\Delta\varepsilon_\varepsilon. \quad (4.8)$$

Схема расчетов. Схема расчетов дана на примере. Вначале выполнен анализ современной структуры электропотребления. И выявлено, что основными потребителями на начало периода прогнозирования являются промышленные предприятия. Их доля в общем объеме составляет примерно 55 %. Для прогноза на перспективу до 10 лет произведено укрупнение групп потребителей (табл. 4.6). За уровень укрупнения принято потребление 100 млн кВт · ч, т. е. примерно 2 % общего. Из первоначальных групп образовано 10 укрупненных. Для них анализируется динамика изменения электропотребления. Для многих групп динамика отрицательная. Безусловна положительная динамика для потребителей ЖКХ (жилищно-коммунального хозяйства). Динамика является важнейшей характеристикой прогностической модели и определяет темпы изменения электропотребления.

Прогноз исходной информации. Для прогностических расчетов необходимо задать тенденции изменения электропотребления по группам, которые зависят от роста производства и удельных расходов электроэнергии. В настоящее время электроемкость и энергоемкость производства является в России чрезвычайно высокой. Велики удельные расходы электроэнергии по сравнению с развитыми странами, например, на производство алюминия – на 20...26 %. Как показали расчеты, снизив электроемкость, можно сократить будущий прирост потребностей России в электроэнергии на 40...50 %, а по топливно-

энергетическим ресурсам в целом на 60...70 %. Это возможно при высоком уровне развития производства. Анализ показывает, что на перспективу в 10 лет электроемкость существенно не понизится. По прогнозу развития энергетики энергоемкость будет снижаться в перспективе ближайших 15–20 лет.

Т а б л и ц а 4.6

Структура электропотребления с укрупненными группами потребителей

Группы потребителей	Электроэнергия, о.е.	
	2001 г.	2002 г. к 2001 г.
Всего по энергосистеме	1	0,981
Промышленность:	0,576	0,535
нефтеперерабатывающая	0,041	0,041
нефтедобывающая	0,407	0,411
угольная	0,358	0,289
деревообрабатывающая	0,059	0,056
прочие	0,055	0,046
Транспорт и связь	0,056	0,057
ЖКХ	0,097	0,116
Прочие отрасли	0,270	0,268

Удельные расходы по отраслям производства меняются в широких пределах (табл. 4.7) [39]. Данные соответствуют нормативам, которые используются при проектировании.

Т а б л и ц а 4.7

Ориентировочные удельные нормы потребления электроэнергии

Наименование потребителя	Удельный расход электроэнергии на единицу продукции, кВт · ч
Промышленность:	
нефтедобывающая	100...300
нефтеперерабатывающая	5...30
газовая	100...300
угольная	30...70
производство бумаги	100...700

О к о н ч а н и е т а б л. 4.7

Наименование потребителя	Удельный расход электроэнергии на единицу продукции, кВт · ч
производство алюминия:	
прокат	6000
трубы	12000
ЖКХ	293
Прочие отрасли	до 1000

Поскольку многие отечественные производства неэффективны, в расчетах использовались наибольшие значения на рассматриваемую перспективу, и предполагалось, что они существенно не могут измениться и, следовательно, не повлияют на темпы роста электропотребления. По этим данным был рассчитан прогноз электропотребления по отраслям и региону (табл. 4.8).

Прогнозирование электропотребления на основе макроэкономических показателей региона. В мировой экономике изучены динамические процессы изменения макроэкономических показателей. Экономические кризисы в мире и их характеристики приведены на рис. 4.14.

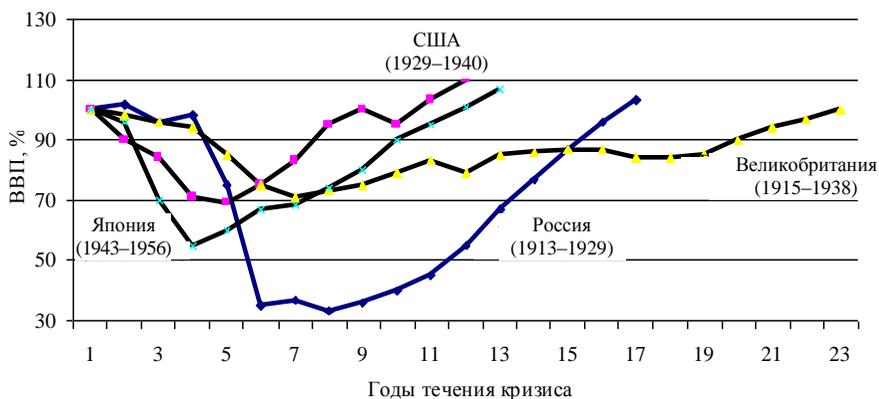


Рис. 4.14. Динамика ВВП в годы экономического кризиса

Из анализа данных рис. 4.14 определены возможные сроки спада, за 4–8 лет его темпы достигают до 70 %. Темпы подъема отличаются от падения, ВВП увеличивается на 10 % до 16 лет.

Прогноз динамики кризиса, выполненный для условий России (рис. 4.15), не оправдался ввиду значительного прироста ВВП от продажи на мировом рынке энергоресурсов и роста цен на них. Однако следует указывать величины ВВП только от промышленного производства.

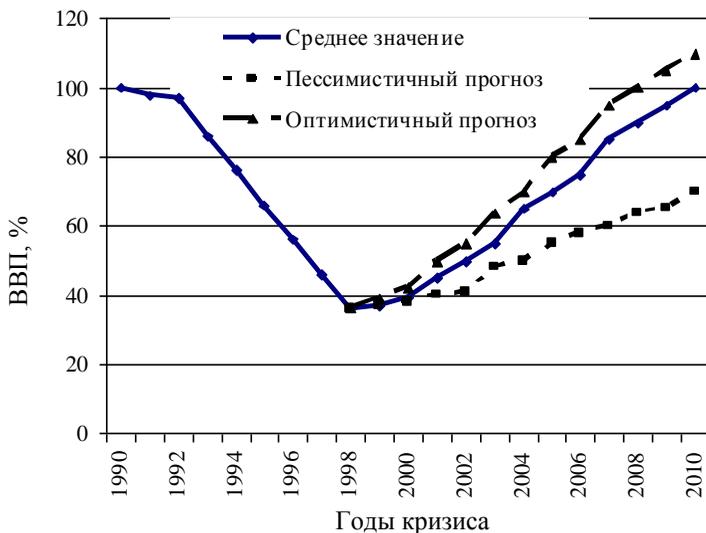


Рис. 4.15. Прогноз изменения ВВП в России

В настоящее время можно утверждать, что по отраслям производства региона в динамике отмечается либо небольшой спад производства, либо небольшой подъем, т. е. можно считать, что наступил период относительной стабилизации. Принимались экспертно следующие темпы подъема: сначала в течение двух-трех лет на 1...2 %, а затем до 5...6 %. И потребуется 10 лет, чтобы выйти примерно к уровню 1990 г.

Темпы роста производства в России в соответствии с рис. 4.16 меняются в пределах от 2,8 до 6,2 %. Эти показатели приняты за максимальные пороговые значения для промышленного производства. По данным статистического ежегодника 2001 г., темп роста промышленного производства с 1990 по 2000 гг. составляет примерно 1 % в год. Следовательно, в расчетах целесообразно принять диапазон роста промышленного производства на 1...6 %. По официальным данным региональной статистики, рост производства промышленной продукции в 2003 г. составил 3 % к уровню 2002 г.

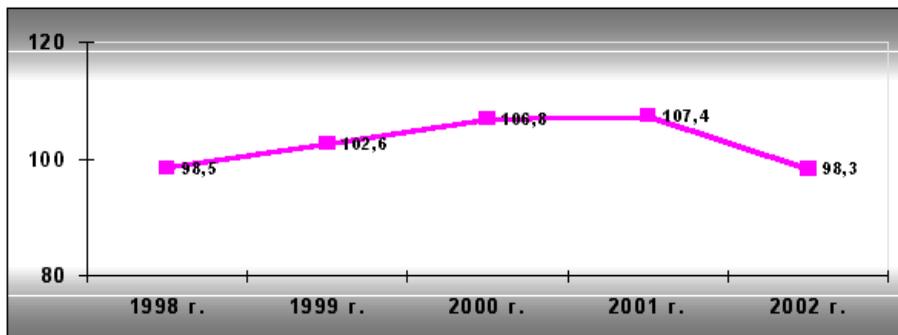


Рис. 4.16. Динамика объема промышленного производства 1998–2002 гг.

В 2002 г. электропотребление составляло примерно 50 % от электропотребления 1990 г. Предполагается, что к концу периода прогнозирования электропотребление достигнет $(0,7...1,1)$ потребления 1990 г. Это один из возможных вариантов прогноза, который будет сравниваться с результатами, полученными структурно-балансовым методом.

Из приведенных суждений видно, что динамика определяется при анализе имеющейся информации и экспертных величин темпов роста. Если их варьировать, то можно получить варианты прогнозов (табл. 4.8). Качественная картина моделирования динамических процессов изменения электропотребления по региону показана на рис. 4.17.

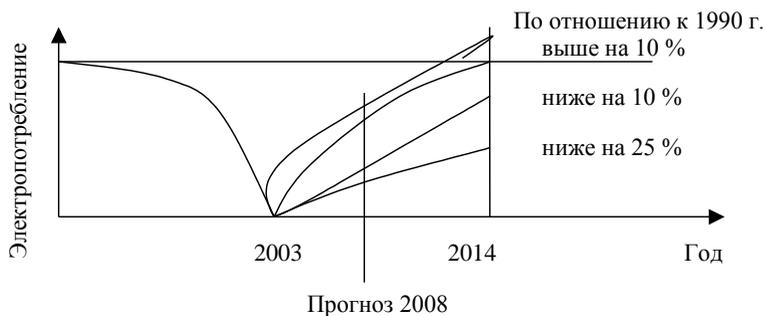


Рис. 4.17. Картина роста электропотребления на основе динамики ВВП

Изменение электропотребления в динамике принимается на уровне ежегодного прироста 1...6 %. Это достаточно высокие величины прироста, которые были в энергетике СССР в годы интенсивного развития промышленности. Варианты прироста общего электропотребления по годам представлены в табл. 4.8. Эти расчеты не содержат анализа развития отраслей производства, а дают общую картину на основе предположений о развитии экономики страны.

Т а б л и ц а 4.8

Прирост общего электропотребления региона по заданным величинам ежегодного прироста, о.е. к 2004 г.

Электропотребление	2004	2008	2010	2012	2014
По статистике, млн кВт · ч	1,000	1,422			
Ежегодный прирост, %					
max			3	4	6
средний			2	3	5
min			1	2	4
Прирост за 2 года, о.е.					
max			0,085	0,114	0,171
средний			0,057	0,085	0,142
min			0,028	0,057	0,114
Предварительный прогноз, о.е.					
max			1,507	1,621	1,791
средний			1,478	1,564	1,706
min			1,450	1,507	1,621
Ввод новых мощностей, <i>алюминий</i> , о.е.					
max				0,757	0,757
средний				0,757	0,757
min				0,757	0,757

О к о н ч а н и е т а б л. 4.8

Электропотребление	2004	2008	2010	2012	2014
Прогноз, о.е.					
max			1,507	2,378	2,548
средний			1,478	2,321	2,463
min			1,450	2,264	2,378

Поправки к прогнозу на структурные сдвиги в промышленности.

На первоначальном этапе выявлено, что развиты следующие отрасли промышленности: угольная, химическая, железнодорожный транспорт. Развивается глубокая переработка нефти, цветная металлургия, нефтедобывающая, целлюлозная, алюминиевая промышленность и сфера услуг. Это все электроемкие виды производства. Следовательно, на рассматриваемую перспективу не предполагается существенного изменения энергоемкости продукции. В прогноз поправки не внесены.

Прогноз составлялся для трех альтернативных вариантов.

Первый вариант – прирост электропотребления в целом по региону на основе модели временного ряда ВВП. Ежегодные приросты приняты в трех вариантах (максимальный, средний, минимальный).

Второй вариант – изменение электропотребления по отраслям.

Третий вариант – изменение электропотребления в регионе по отраслям с детализацией прироста по крупным потребителям.

Анализ данных табл. 4.8 показывает, что расхождение в результатах прогноза находится в пределах 10 %. По мнению экспертов, за окончательный вариант следует принять максимальный. В нем наиболее детально отражена структура производства. Промышленное потребление – основное, и отклонение его даже на десятые процента дает значительное изменение общего потребления.

В этом примере показано, что основной прогноз базируется на множестве частных. Они же, в свою очередь, зависят от источника информации. Цифры, приведенные в примере, имеют только иллюстративный характер. Главное внимание уделено методике прогнозирования.

4.7. Методика прогнозирования электропотребления по региону на перспективу 20 лет

Для перспективного прогноза развития энергетики на 20 лет нельзя выявить явные факторы развития общества. Поэтому за основу моделирования берутся предположения о развитии экономики государства и региона на перспективу 20 лет. Иллюстрируется методика тем же примером, что и в разделе 4.6.

Из всех макроэкономических показателей наиболее общим является ВРП (внутренний региональный продукт). В модели он занимает центральное место. Известно, что связь электропотребления и состояние экономики по ВРП определяются общественной закономерностью. Эта закономерность справедлива и для страны, и для локальных регионов, имеющих достаточно обособленную энергетическую систему. Коэффициент корреляции этой связи составляет 0,95...0,99. При неустойчивой экономике хорошей связи между этими показателями не наблюдается. На ВРП оказывает большое влияние не только объем производства, но и другие макроэкономические показатели, что снижает достоверность характеристики.

Рост ВРП зависит от многих макроэкономических показателей. В их числе:

- цены на ресурсы на внутреннем и мировом рынке;
- финансовое положение предприятий;
- покупательная способность населения, которая влияет на потребительские доходы населения и зависит от средних доходов населения, безработицы, продолжительности рабочей недели;
- инвестиции (собственные и иностранные) в производство.

Как показывают данные по региону, большинство макроэкономических показателей имеют положительную динамику, т. е. экономика находится в стадии подъема. С ростом ВРП проявляются другие экономические закономерности, влияющие на энергетику: рост производительности труда, снижение энергоемкости, снижение электроемкости. Это может учитываться экспертными поправками.

Макроэкономический показатель ВРП может быть представлен различным набором факторов. Возникает самостоятельная задача вы-

бора расчетных значений для прогнозирования. Анализ информации различных источников показывает, что имеются различные прогнозы ВРП и соответственно это приведет к разным прогнозам электропотребления.

Исходные данные для расчетов

1. Прогноз электропотребления с упреждением 10 лет в одном из альтернативных вариантов прогноза на 10 лет, который используется как промежуточная информация при анализе динамики.

2. Исходные данные о величине и темпах роста ВРП, полученные из различных источников: из Интернета (сайт по региону); из Института прогнозирования народного хозяйства АН РФ; из Российских статистических ежегодников. Составленные прогнозы характеристик «ВРП – электропотребление» на текущий период по региону; электроемкость ВРП по региону.

Видно, что экономика региона развивается. Тенденции роста в различные годы составляют 10...50 %. За уровень сравнения принят 1998 г. За период 1998–2003 гг. ВРП увеличился почти в 3 раза. Анализ исходных данных показывает, что рост ВРП определяется не только ростом производства, но и повышением цен на энергоресурсы и товары на внутреннем и международном рынках. Тем не менее можно утверждать, что потребность в электроэнергии в республике возрастает. Рост электропотребления составил 5 %. Это уже относится к использованию электроэнергии в производстве продукции. Величина 5 % говорит также, что наблюдается потребность в электроэнергии.

На начало составления прогноза имеется резерв мощностей. При темпах роста электропотребления в 5 % он будет использован за 2–3 года. Учитывая сроки строительства тепловых станций, которые составляют 5–10 лет, можно сделать вывод о том, что уже сейчас существует проблема развития энергетики и в ближайшей перспективе потребуются ввод новых мощностей и развитие электрических сетей. В материалах по прогнозу развития экономики региона до 2006 г. указано, что предполагается увеличение мощности станций и выработки электроэнергии.

Получены связи между ВРП (в сопоставимых ценах) и \mathcal{E}_1 (электропотребление по данным сайта региона) за период с 1994 по 2003 гг. и связь ВРП (в сопоставимых ценах) и \mathcal{E}_2 (электропотребление по данным энергосистемы) за период с 1998 по 2003 гг. Связи отражают не-

устойчивое производство продукции и влияние на ВРП цен, инфляции, покупательной способности населения и других показателей, поэтому они имеют меньший коэффициент корреляции, чем в энергетике других стран. Вторая характеристика имеет более высокий статистический показатель значимости ($R^2 = 0,86$). В дальнейшем использована эта характеристика (рис. 4.18, 4.19, 4.20 и 4.21). На ее основе получена электроемкость ВРП:

$$\mathcal{E}_л(\text{ВРП}) = \frac{\mathcal{E}}{\text{ВРП}}. \quad (4.9)$$

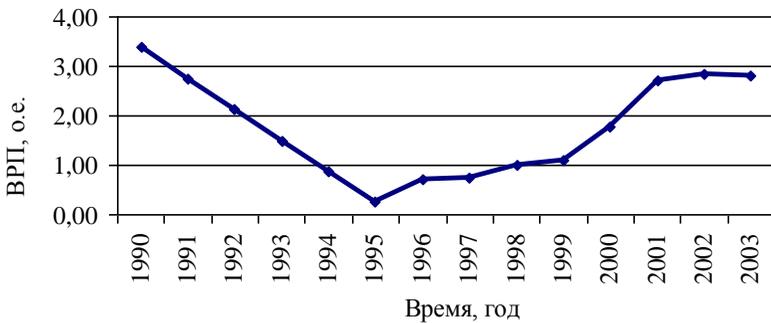


Рис. 4.18. Динамика ВРП

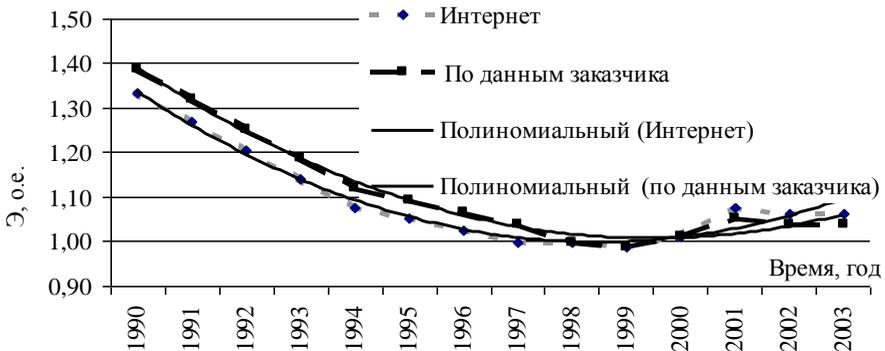


Рис. 4.19. Динамика электропотребления

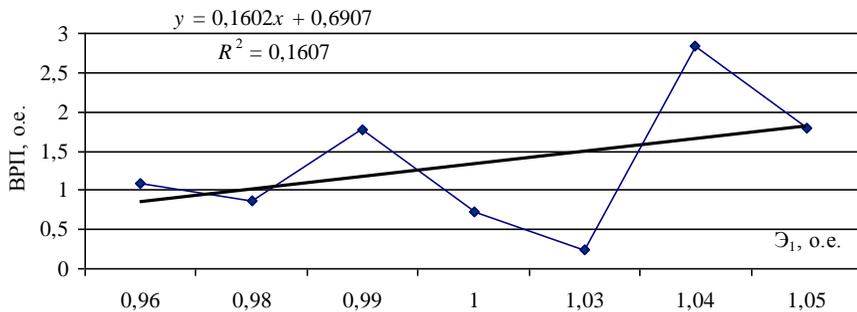


Рис. 4.20. Динамика ВРП(Э1)

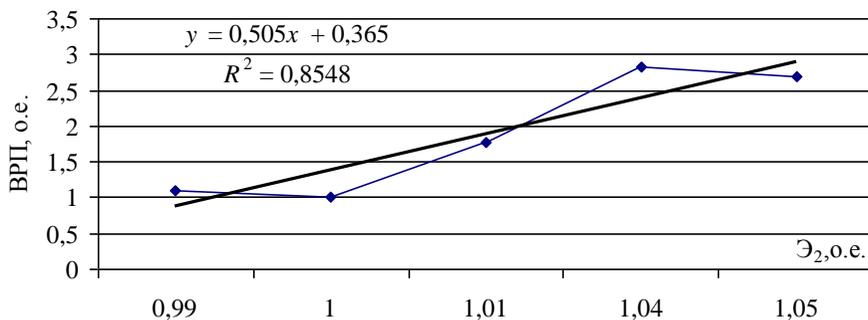


Рис. 4.21. Динамика ВРП(Э2)

Расчеты прогноза позволяют получить на основе сценарной методики альтернативные варианты.

РАЗДЕЛ 2

МОДЕЛИ И МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПРИ УПРАВЛЕНИИ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Материал настоящего раздела включает задачи прогнозирования, которые решаются при управлении текущими и оперативными режимами электроэнергетических систем. Основными являются задачи определения электропотребления и мощности нагрузки. Показано, что важнейшие технические, экономические и коммерческие задачи управления режимами требуют прогнозов электропотребления и мощности нагрузки. Выбор мощностей электростанций, определение режима электрических сетей, распределение нагрузки между станциями – это далеко не полный список таких задач.

Акцент при их решении делается на моделирование процессов, использование методов статистического анализа и компьютерных технологий, так как это главные пути повышения достоверности прогнозов.

Для всех задач этого раздела даются примеры расчетов. В них излагается прикладная методика реализации модели прогнозирования. Приведены числовые данные эффективности моделей, полезные в практике.

Новые условия управления электроэнергетическими системами, с учетом особенностей их функционирования на региональном и оптовом энергетическом рынках, требуют развития тех методов и алгоритмов прогнозирования, которые традиционно применялись ранее и по которым имеется многолетний практический опыт.

Авторы полагают, что материал раздела будет полезен для научных методов, моделей и алгоритмов решения и для прикладных задач прогнозирования электропотребления и мощности в управлении электроэнергетическими системами.



ГЛАВА 5

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИ ТЕКУЩЕМ ПЛАНИРОВАНИИ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Производственная деятельность энергосистемы. ~ Модели и методы прогнозирования электропотребления при текущем планировании. ~ Модели прогнозирования электропотребления системы для годового периода. ~ Модели прогнозирования электропотребления системы для сезонов года. ~ Моделирование электропотребления для месячного периода. ~ Информационные технологии при прогнозировании сальдо-перетока электроэнергии. ~ Ожидаемое месячное электропотребление по типовым суткам

5.1. Производственная деятельность энергосистемы

Задачи управления производственно-технической деятельностью разнообразны и решаются на различных периодах времени (от суток до нескольких лет), для различных предприятий (генерирующих, сбытовых, сетевых, ремонтных). При этом соблюда-

ются методологические принципы (системный подход, программно-целевой подход, иерархические принципы и др.). Прогнозы производства электроэнергии и использования генерирующих мощностей играют большую роль при решении многих задач управления производственно-технической деятельности.

При этом используются различные методы расчетов электроэнергии. Если прогноз составляется для всей ЭЭС, то отпуск электроэнергии потребителям:

$$\mathcal{E}_{\text{от}} = \mathcal{E}_{\text{потр}} + \mathcal{E}_{\text{СН}} + \mathcal{E}_{\text{пот}} \pm \mathcal{E}_{\text{пок/прод}}, \quad (5.1)$$

где $\mathcal{E}_{\text{потр}}$ – электроэнергия потребителей ЭЭС; $\mathcal{E}_{\text{СН}}$ – потребление электроэнергии на собственные нужды предприятиями ЭЭС; $\mathcal{E}_{\text{пот}}$ – потери электроэнергии в сетях при ее транспорте; $\mathcal{E}_{\text{пок/прод}}$ – покупная или проданная электроэнергия в другие системы. Все составляющие $\mathcal{E}_{\text{от}}, \mathcal{E}_{\text{потр}}, \mathcal{E}_{\text{СН}}, \mathcal{E}_{\text{пот}}, \mathcal{E}_{\text{пок/прод}}$ должны прогнозироваться.

Расчеты могут выполняться для отдельных частей системы, например, по сетевым предприятиям (i), или зонам электроснабжения, тогда

$$\mathcal{E}_{\text{от}} = \sum_i \mathcal{E}_i. \quad (5.2)$$

Необходимо иметь прогнозы величин \mathcal{E}_i , что требует определенных моделей прогнозирования. Прогноз может составляться по графикам нагрузки, или по тарифным группам потребителей, или по договорным заявкам потребителей и другим вариантам расчетной схемы.

Особая значимость прогнозов проявляется сейчас для электроэнергетического рынка. Целью деятельности коммерческих предприятий является получение максимальной прибыли, которая зависит от разницы затрат на производство товаров и услуг и дохода от их реализации (рис. 5.1).

При этом необходимо иметь прогнозы экономических факторов и объемов продаж по всей номенклатуре товара. Прибыль можно записать как

$$\Pi = Д - И, \quad (5.3)$$

где $Д$ – доход, $И$ – издержки,

или

$$\Pi = \mathcal{E}_{\text{потр}} T_{\mathcal{E}} + Q T_Q + \mathcal{E}_{\text{прод/пок}} T_{\text{прод/пок}} + A_{\mathcal{E}} + A_Q \Pi_{\text{пр}} - \text{И} \quad (5.4)$$

и все ее составляющие прогнозируются.



Рис. 5.1. Упрощенная схема решения задач прогнозирования при планировании производственной деятельности энергосистемы

При заключении договоров энергосбытовой компанией (ЭСБ) с потребителями требуются прогнозы электропотребления от месяца до года (рис. 5.2).

Из рис. 5.1 и 5.2 наглядно видна объемность и сложность этой области деятельности. Планы текущей производственной деятельности энергосистем составляются на 1–2 года. Ряд задач решается ежедневно. Они корректируются во времени при уточнении исходной информации (рис. 5.3).

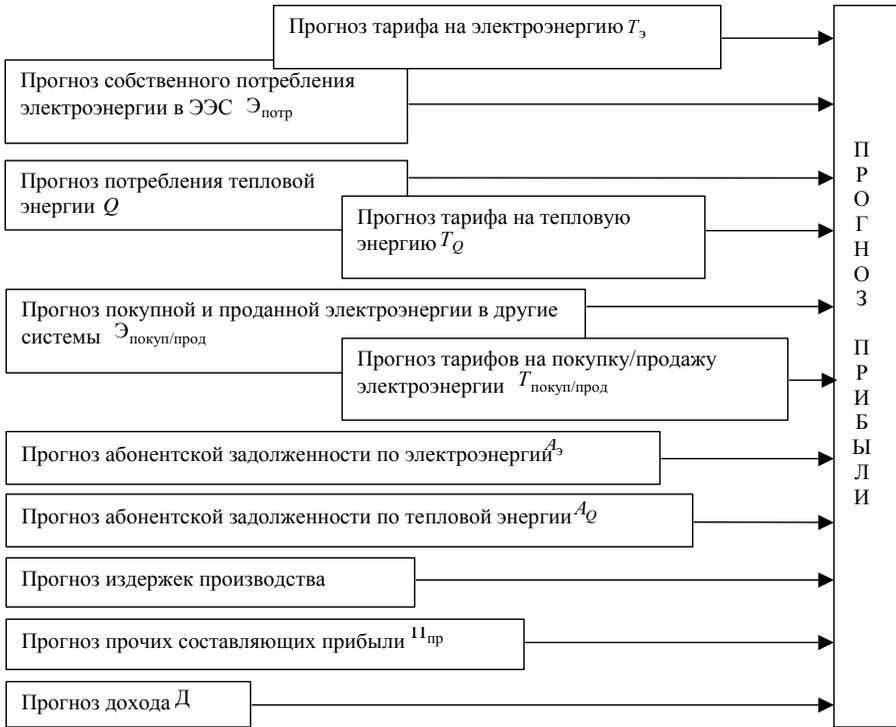


Рис. 5.2. Основные виды прогнозов для расчетов прибыли электроэнергетической системы

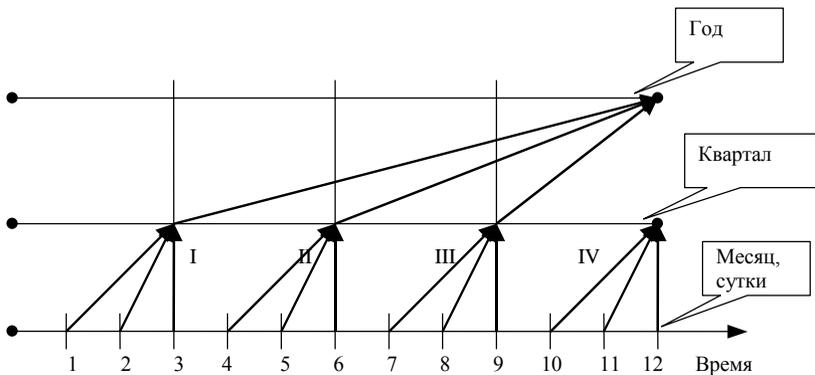


Рис. 5.3. Периодичность уточнения планов

Рассмотреть все задачи и модели их прогнозирования, по существу, невозможно, учитывая особенности реальных объектов. В данной главе рассматривается только задача прогнозирования электропотребления.

5.2. Модели и методы прогнозирования электропотребления при текущем планировании

Существует несколько подходов к построению моделей прогнозирования электропотребления [7, 8, 9].

Первый подход основан на использовании математических и эвристических моделей. Второй – только эвристических. Первый подход в основном базируется на использовании временных моделей. Он заключается в идентификации модели одномерного временного ряда электропотребления и его экстраполяции. При этом предполагается, что все структурные составляющие модели (тренд, сезонный компонент, автоковариационная структура) в ближайшем будущем будут вести себя таким же образом, как и в прошлом, т. е. модель будет устойчива. Такой подход можно считать полноценным прогнозирующим, так как единственным фактором в таких моделях является время, и не требуется знать прогнозы множества сопутствующих факторов. В этом его достоинство, но и одновременно ограниченность, поскольку информации, содержащейся в динамике (поведении во времени) самого показателя, может быть недостаточно для обеспечения требуемого качества прогноза.

Повышение достоверности прогнозов предполагает внесение поправок на основе факторных статистических связей и экспертных. Факторные модели дают статистические зависимости прогнозируемого показателя от набора факторов. При этом текущее значение электропотребления связывается с текущими значениями факторов. Категория времени вырождается в обычный индекс. Использование подобного подхода может быть конструктивно, поскольку информация о дополнительных вводимых факторах может последовательно повышать точность прогноза.

На практике можно начинать строить прогноз по траектории, на основе временной модели. Если его качество неудовлетворительно, то прогноз может быть улучшен через установление связи с другими факторами. При этом, однако, необходимо иметь надежные прогнозы факторов. Небольшая ошибка прогноза введенных факторов может привести к большой ошибке прогноза электропотребления.

Существуют и другие подходы, сочетающие преимущества первых двух и основанные, например, на использовании многомерных временных рядов систем одновременных уравнений, возможно нелинейных, учитывающих влияния факторов с запаздываниями (лагами). Но идентификация подобных моделей трудоемка и может быть реализована только в отдельных случаях. Такие методы пока еще слабо представлены в используемых программных системах.

Использование модели одномерного временного ряда электропотребления для периодов до года исследовано в работах [5,6]. Для краткосрочных периодов до месяца она также применима. Прогноз получается простой экстраполяцией. Факторный (точнее, множественный регрессионный) подход применим для внутримесячных прогнозов.

При выборе прогнозной модели используются основные положения статистического анализа. Очень важным является вопрос об оптимальном интервале ретроспекции. Понятно, что применение статистических методов предполагает наличие некоторого минимального числа наблюдений, в данном случае временных отсчетов. Это число в свое время даже регламентировалось стандартами. Например, для оценивания закона распределения необходимо иметь число отсчетов с суточной дискретностью, по крайней мере, за месяц. Для целей прогнозирования соотношение интервалов упреждения и ретроспекции должно быть как минимум 1 к 3. С другой стороны, известно, что использование слишком длинного периода ретроспекции может ухудшить точность прогноза, особенно в условиях динамично изменяющейся информации, когда сама модель процесса может принципиально меняться. К этому следует добавить, что затраты на обслуживание больших объемов информации могут стать чрезмерными. Такой подход требует постоянного определения конкретных дат и длины оптимального интервала ретроспекции.

Наиболее распространенным методом является рассмотрение трех взаимосвязанных моделей прогнозирования электропотребления:

- электропотребление в долгосрочном периоде (год с разбивкой по месяцам) – $\mathcal{E}_{\text{год}}, \mathcal{E}_{\text{мес}}$;

- электропотребление в среднесрочном периоде (сезон и месяц с разбивкой по неделям, суткам) – $\mathcal{E}_{\text{мес}}, \mathcal{E}_{\text{сут}}$;
- электропотребление внутри месяца с разбивкой по суткам – $\mathcal{E}_{\text{сут}}$.

Модели постоянно уточняются по мере накопления информации. Методика расчетов показана на рис. 5.4. Она более детально рассмотрена далее на конкретном примере. Постоянное уточнение моделей и прогнозов осуществляется с использованием компьютерных технологий.

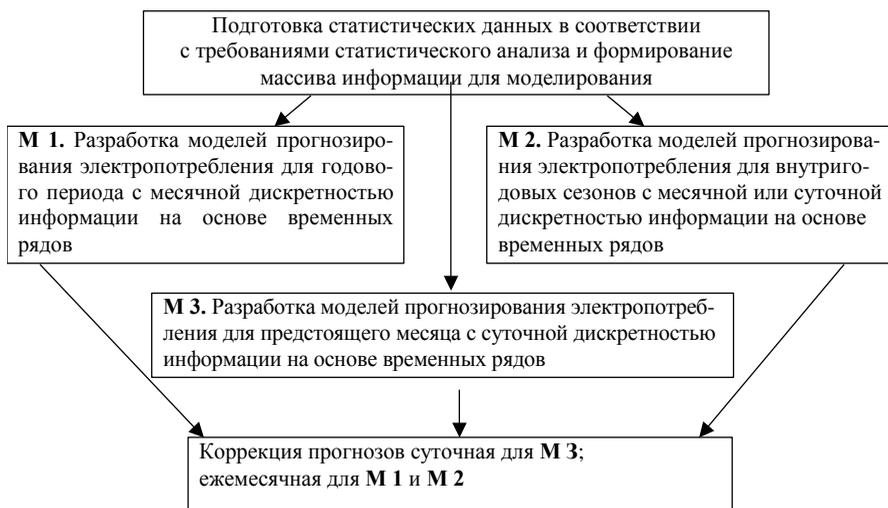


Рис. 5.4. Схема разработки моделей прогнозирования электропотребления

Методические принципы расчета прогнозов электропотребления. Основные методические принципы расчетов прогнозов определяются целью их использования. Можно дать общие положения для прогнозирования электропотребления.

- Все модели прогнозирования от суточного до годового периода взаимосвязаны, и необходимо их формулировать по единой схеме решения.
- Для повышения точности прогнозов необходимо использовать динамичные массивы исходных данных. При этом начало и конец периодов упреждения прогнозов жестко не фиксируются, фиксируется только их продолжительность.

- Ввод новой информации требует выполнения в полном объеме статистического анализа данных.
- Качество прогнозов зависит от принятой схемы коррекции моделей прогнозирования. Для рассматриваемых прогнозов рекомендуется следующая схема циклической коррекции моделей:
 - √ ежесуточное уточнение модели для суточного и месячного прогнозов;
 - √ ежемесячное уточнение внутригодовых прогнозов для сезонов;
 - √ уточнение годовых прогнозов при вводе новой информации за 2...3 месяца.
- Для уменьшения погрешностей прогнозов целесообразно учитывать в прогнозах поправки от прогнозируемых факторов, влияющих на электропотребление (ввод новых потребителей, метеофакторы).
- Для уменьшения погрешностей прогнозов целесообразно учитывать в прогнозах поправки экспертного содержания, влияющие на электропотребление, что требует интерактивного режима прогнозирования.

5.3. Модели прогнозирования электропотребления системы для годового периода

Цель прогнозирования – получение данных, влияющих на управление производственным процессом энергосистемы:

- оценка динамики процесса электропотребления (Э) для первоначальных планов производственно-хозяйственной деятельности на год или несколько лет. Опыт показывает, что погрешности этих планов составляют 5...20 %;
- оценка сезонной, месячной и внутримесячной изменчивости Э для текущего года по уточненной информации;
- оценка внутримесячной изменчивости Э для текущего года по уточненной информации;
- оценка погрешностей моделей и прогнозов для различных периодов упреждения.

Рассматривается пример энергосистемы Новосибирской области. В нем приведены методические приемы и количественные оценки, которые наглядно иллюстрируют прогнозные расчеты. Рассмотрен временной ряд за период июнь 2002 – июнь 2006 гг. По данным 2003–2005 гг. подбирались статистические модели, а для 2006 г. оценивалась достоверность их применения.

Оценка динамики процесса Э за многолетний период. Оценка динамики процесса производилась по модели временного ряда за три года. Получены линейные модели (рис. 5.5):

- при годовой дискретности данных $\Theta = 0,02t + 0,977$ МВт·ч;
- при месячной дискретности данных $\Theta = -0,025t + 992,3$ МВт·ч.

По достоверности модели примерно одинаковые, поэтому для прогнозирования выбрана вторая.

Получены следующие количественные результаты:

- в энергосистеме электропотребление за рассматриваемый период стабильно растет в среднем на 2 % в год;
- сезонные изменения Э составляют примерно 30 % для всех рассмотренных лет.

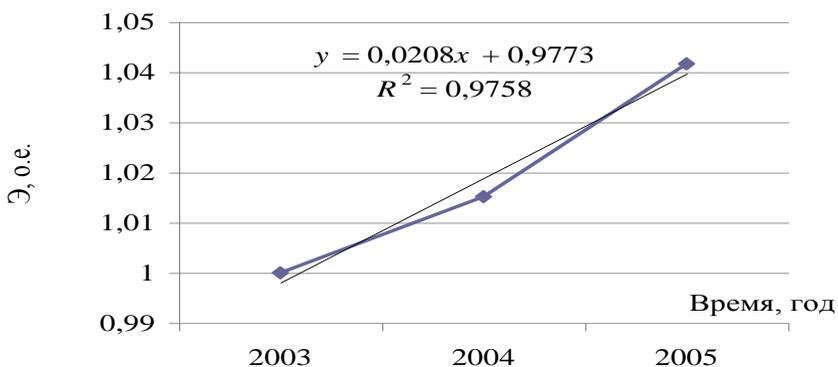


Рис. 5.5. Процесс изменения годового электропотребления

Подбор моделей. Одним из вопросов при подборе модели является дискретность информации. Она может меняться от часа до месяца. Во многих работах показано, что достаточно принимать месячный интервал дискретности информации [4,15]. Однако в этом случае нельзя

связать в единое целое все модели прогнозирования электропотребления от суток до года. Физически эти интервалы не связаны. Для годового и часового циклов процессы изменения электропотребления различны. Этот вопрос требует специального обоснования.

Составляющие процесса изменения электропотребления. Общая тенденция развития процесса может быть описана линейным трендом. Сезонные колебания явно различимы и имеют большую значимость. В качестве основного способа идентификации сезонности сейчас используется алгоритм ARIMA (АРПСС), в котором реализуется модель комбинированного типа, отслеживающая как сезонные колебания, так и случайные выбросы. Сезонная волна может быть построена с суточной или месячной дискретностью данных:

- за период ретроспекции 2 года:

$$y_t = 34004 - 3441,2 \cos\left(\frac{2\pi t}{365}\right) + 11726 \sin\left(\frac{2\pi t}{365}\right) + e_t; \quad (5.5)$$

- за период ретроспекции 3 года:

$$y_t = 38243 + 13347 \cos\left(\frac{2\pi t}{365}\right) + 3400 \sin\left(\frac{2\pi t}{365}\right) + e_t, \quad (5.6)$$

где y_t – значения электропотребления; e_t – остатки на интервалах времени t .

Сезонная волна с месячной дискретностью информации за период ретроспекции 3 года:

$$y_t = 1099068 + 318000 \cos\left(\frac{2\pi t}{12}\right) + 223400 \sin\left(\frac{2\pi t}{12}\right) + e_t. \quad (5.7)$$

Сравнение показало, что принципиальных различий по достоверности между моделями с разными интервалами дискретности данных не выявлено. Среднее отклонение находится в тех же пределах. Следовательно, можно использовать выражение (5.7). Модель обеспечивает прогноз примерно с 10 %-м уровнем точности, коэффициент детерминации равен 0,735 (рис. 5.6 и табл. 5.1).

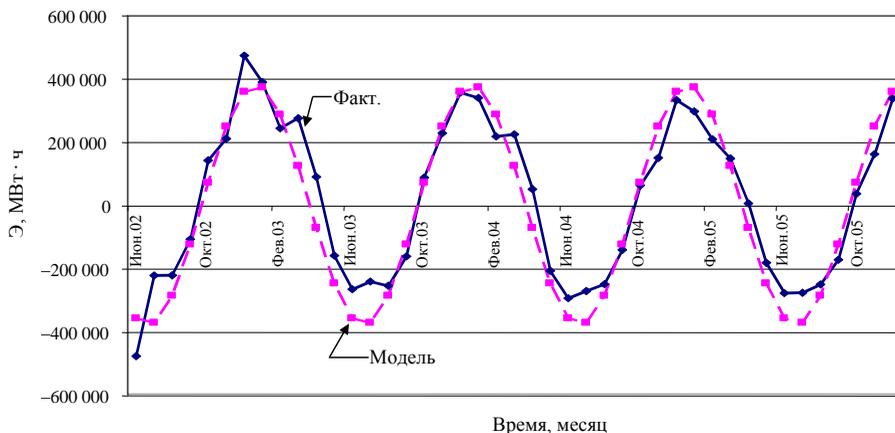


Рис. 5.6. Вид сезонной составляющей модели электропотребления

Т а б л и ц а 5.1

**Результаты прогноза Э на 2006 г. с использованием модели
с месячной дискретностью информации**

Период	Электропотребление, млн МВт · ч		Погрешность прогноза	
	фактическое	прогноз	млн МВт · ч	%
Январь	1,57	1,54	0,033	2
Февраль	1,36	1,46	-0,099	-7
Март	1,38	1,3	0,048	4
Апрель	1,21	1,11	0,105	9
Май	1,04	0,94	0,099	10
Июнь	0,87	0,83	0,039	4

Использование для прогнозирования полученной модели без ее дополнительной адаптации дает существенную погрешность, поэтому полученная трендосезонная модель может выступать только в качестве первичного прогноза. Погрешности могут быть уменьшены при внесении поправок.

5.4. Модель прогноза электропотребления для сезонного периода

Модели сезона отличаются от моделей годового прогноза. На сезонные процессы значительно влияют метеорологические факторы. Если использовать в качестве исходных данных несколько лет, то их надо нормировать по средним метеоусловиям. Вместе с тем достоверное предсказание метеофакторов на сезон – нереальная задача. Поэтому наиболее рациональным является использование одного предшествующего года и последующее уточнение моделей (рис. 5.7).



Рис. 5.7. Схема расчетов прогноза сезонного электропотребления

Разработка моделей прогнозирования. Для разработки моделей прогнозирования необходимо определить следующие характеристики сезонов:

- количество сезонов;
- способы определения границ сезонов;
- продолжительность переходных зон между сезонами;
- период ретроспекции данных для каждого сезона и информацию.

Алгоритм формирования периода ретроспекции для прогнозирования суточного электропотребления может быть представлен следующим образом.

- По статистическому материалу суточных данных $\mathcal{E}_{\text{сут}}$ или по средненедельным данным $\mathcal{E}_{\text{нед}}$ определяются точки перегиба, которые являются границей сезона или задаются календарные даты границ. Границы сезонов нечеткие, поэтому они подбираются на основе статистического анализа.

- Задаются определенные периоды от границы, например, первая и последняя неделя, и они относятся к переходной зоне.

- Внутри каждого сезона проводятся аналитические расчеты по определению основных статистик.

- Проводится накопление основных показателей сезонов с вариациями границ в отдельные массивы данных «сезоны с накоплением», которые используются для разработки моделей прогнозирования, и проводятся аналитические расчеты по определению основных статистик.

- Сравняются статистики отдельных сезонов и «сезонов с накоплением», определяются границы периода ретроспекции.

- Проводится оценка точности прогноза.

Выделение сезонных периодов ретроспекции. При выделении сезонных периодов необходимо анализировать процесс изменения информации. Возможны различные процессы: стабильный рост, стабильное снижение, постоянное высокое значение или постоянное низкое значение.

Расчеты, выполненные для трех лет, показывают наличие растущего/убывающего тренда. Для весеннего и осеннего периодов характерно предположение о стабильности процессов, происходящих внутри сезона, что позволило использовать линейные тренды. Анализ полученных результатов показывает повышение достоверности моделей прогнозирования \mathcal{E} по сезонам по сравнению с первоначальным годовым прогнозом. Колебание электропотребления в зимний и летний период составляет 4...6 %, в весенний и осенний – 10...15 % (без тренда), 4...6 % (с линейным трендом).

В соответствии с описанной ранее схемой необходимо проверить целесообразность изменения периода ретроспекции по схеме накопления информации по сезонам предыдущих лет (табл. 5.2).

Т а б л и ц а 5.2

Динамика отклонений электропотребления по сезонам, % от среднего

Сезон	Зима			Лето			Весна			Осень		
Год	2003	2004	2005	2003	2004	2005	2003	2004	2005	2003	2004	2005
Максимальное отклонение от тренда, %	11	16	14	11	12	12	18	16	17	15	13	15
Среднее отклонение от тренда, %	4	4	5	4	4	4	5	6	5	4	4	5

Увеличение объема информации за счет предыдущих лет дает различные результаты. Для наиболее стабильных сезонов (зима, лето) статистика полученных моделей не ухудшается, в то время как для сезонов с явно выраженным трендом (осень, весна) наблюдается увеличение погрешностей. Средняя абсолютная ошибка составляет 4...6 %.

Расчеты прогнозов для сезонных периодов и на первоначальном этапе дают картину процессов электропотребления, но позволяют также корректировать модели, после того как за какую-то часть сезона накоплена фактическая информация. Погрешности прогноза очень сильно зависят от фактической метеорологической информации, и приведенные цифровые оценки погрешностей прогноза ЭП могут отличаться и в большую и в меньшую сторону.

5.5. Моделирование электропотребления для месячного периода

Цели прогноза. Для месячных периодов решается множество задач управления технического, экономического и коммерческого содержания. От погрешностей прогнозов зависят результаты их решения.

Задача анализа и моделирования месячного электропотребления является более сложной, чем для года или сезона, так как требуется более высокая точность прогноза. При этом обычно используются среднесуточные статистические данные (рис. 5.8). Выбор период ретроспекции происходит так же, как рассмотрено ранее.

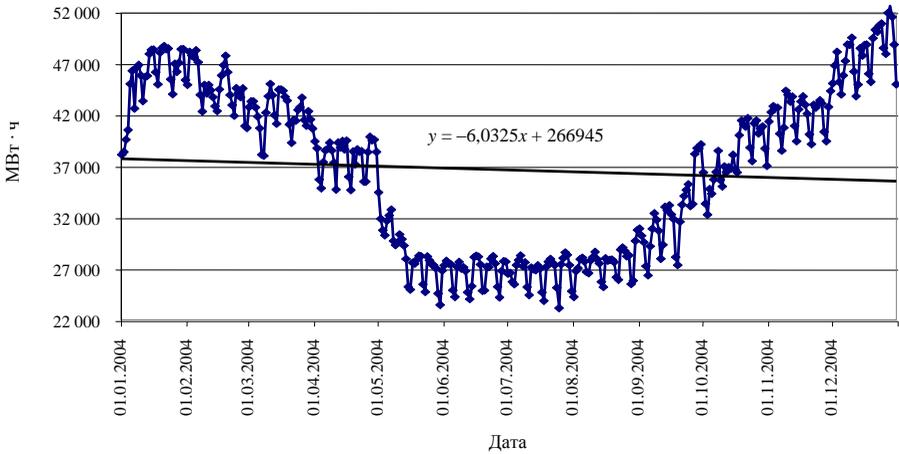
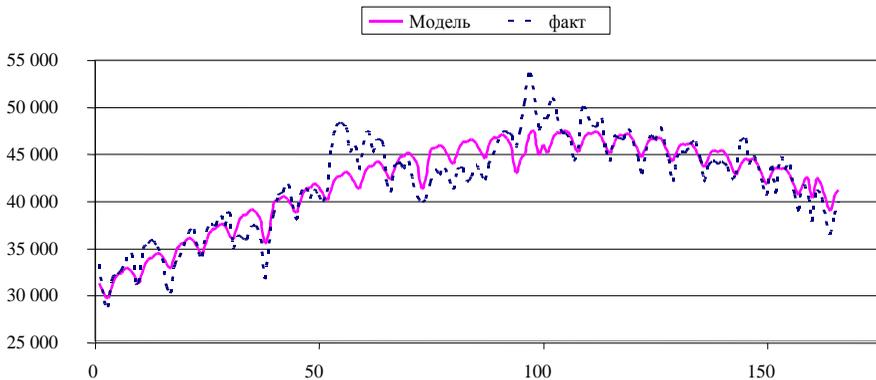


Рис. 5.8. Тренд и сезонная волны электропотребления в годовом разрезе

Из рис. 5.9 видны недельные колебания, поэтому возникает вопрос о том, возможно ли учитывать недельные колебания одновременно с месячной волной. Одним из способов учета недельных колебаний является введение коэффициентов снижения нагрузки в определенные дни. В приведенном примере оно позволяет увеличить значение множественного коэффициента детерминации до 0,97. Тогда регрессионная модель будет выглядеть следующим образом (рис. 5.9).



$$\Xi = 8867 + 10.62T + 24977D_1 - 1915D_2 - 2518 \cos\left(\frac{2\pi t}{365}\right) + 12262 \sin\left(\frac{2\pi t}{365}\right) + e_t$$

Рис. 5.9. Введение недельной волны в график суточного электропотребления

Учет недельной волны снижает величину отклонений до 6...8 %. Может быть получена модель Бокса–Дженкинса для остатков сезонной волны, учет которой повышает точность модели до 4...6 %. Видно, что модель хорошо описывает динамику процесса. Коэффициент множественной корреляции равен 0,98, а коэффициент детерминации равен 0,96, т. е. модель на 96 % описывает дисперсию динамики процесса. Статистики модели приведены в табл. 5.3.

Т а б л и ц а 5.3

Статистики модели динамики потребления электрической энергии

Показатели	Коэффициенты	Стандартная ошибка	<i>t</i> -статистика
<i>Y</i> -пересечение	10583,18	2805	3,8
cos	-12886,29	177	-72,8
sin	-1483,296	202	-7,3
Dn	26650,62	2925	9,1

5.6. Информационные технологии прогнозирования сальдо-перетока электроэнергии

Приведем пример решения задачи, в которой требуется прогноз электропотребления на сутки и месяц. Модель разрабатывается на основе баланса электроэнергии, который непрерывно адаптируется к изменению внешней информации. Прогнозы электропотребления – это элемент модели управления балансами электроэнергии [17]. Непрерывное уточнение прогноза и плана требует автоматизации расчетов, и здесь показан интерфейс диалоговых расчетов. Из примера наглядно видно, что пользователь постоянно работает на ЭВМ и вносит свои поправки.

Рассмотрено шесть взаимосвязанных задач составления месячного баланса электроэнергии системы по следующим параметрам:

- ожидаемое электропотребление;
- ожидаемый сальдо-переток электроэнергии (рис. 5.10);

- баланс выработки электроэнергии станциями системы (рис. 5.11);
- ожидаемый расход топлива;
- ожидаемая себестоимость;
- статистические характеристики ТЭС.

Ниже приводятся примеры интерфейсов двух задач. Алгоритмы решения задач соответствуют в основном методике, принятой в энергосистемах.

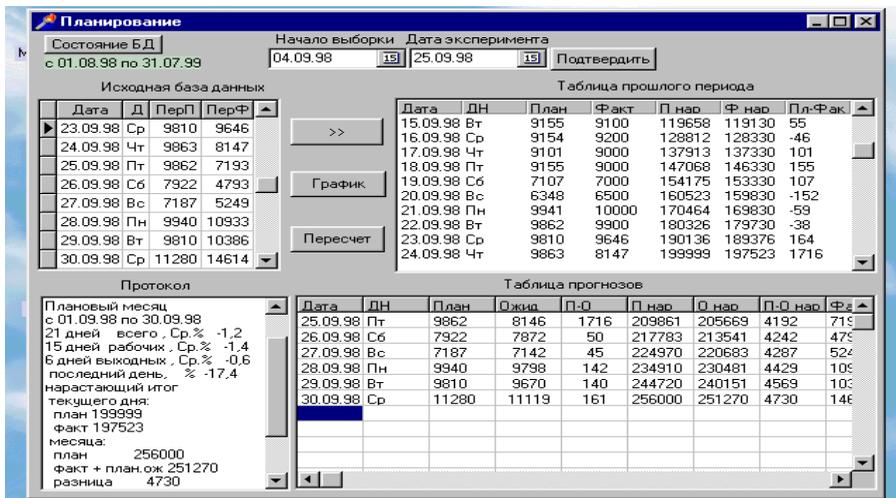


Рис. 5.10. Экранная форма задачи прогноза электроэнергии

Интерфейс включает ряд окон.

Окно «Исходная база данных» предназначено для контроля и редактирования плановых и фактических значений составляющих балансов энергии. На рис. 5.10 показано только окно сальдо-перетока покупной электроэнергии с оптового рынка.

Окно «Протокол» используется для анализа качества решений. В него выводятся все промежуточные и окончательные результаты расчетов, которые могут редактироваться человеком и копироваться в другие приложения.

Окно «Таблица прогнозов» – основная электронная таблица, в которой автоматически формируются прогнозные решения и в которой возможно ручным подбором добиться того, чтобы процесс сходил к месячному плану. Значения ожидаемого плана перетоков рассчитыва-

ются умножением исходных плановых значений на средние значения в процентах отклонений фактических значений перетоков от плановых.

С помощью компонента «*Календарь*» задается «Дата эксперимента». Величина периода ретроспекции в данной задаче постоянна и равна двум неделям. Такой период был выбран из соображений несмещенности оценок средних коэффициентов расхождений плана и факта по всем показателям, что достигается при одинаковом количестве выходных и рабочих дней на периоде ретроспекции.

В окне «*Исходная база*» можно редактировать основную базу данных.

В окне «*Режимы станций*» представлена вспомогательная база данных с информацией о режимах объектов. Ее можно редактировать по необходимости, в моменты смены режимов.

Под окнами основной базы данных находятся таблицы предварительных несбалансированных прогнозов, и еще ниже – таблицы сбалансированных прогнозов. Для того чтобы рассчитать таблицу предварительных несбалансированных прогнозов, необходимо нажать кнопку «*Прогноз*». При этом прогнозы рассчитываются умножением исходных планов на нормирующие коэффициенты по периоду ретроспекции. Нормирующие коэффициенты определяются как средние относительные отклонения фактических показателей от плановых в процентах. В окно протокола на этом этапе помещаются коэффициенты по всем объектам по рабочим и выходным дням. Необходимо отметить, что в таблице предварительных несбалансированных прогнозов возможно и ручное редактирование прогнозов.

С помощью горизонтального скроллинга окно таблицы предварительных несбалансированных прогнозов выведено на последние поля «*ПотрО*» – ожидаемое потребление по системе, «*ПотрР*» – расчетное потребление по системе, «*Невяз*» – невязка, общий небаланс (см. рис. 5.11). Этот небаланс необходимо устранить, для чего и предназначена нижняя таблица сбалансированных прогнозов. Балансировка в нижней таблице производится после нажатия кнопки «*Баланс*». Все результаты хода балансировки на этом этапе, как обычно, помещаются в окно протокола.

В таблице сбалансированных прогнозов поля расчетного потребления по всей системе «*ПотрР*» и невязки «*Невяз*» пересчитаны так, что все записи поля невязки сведены к нулю, что и является основной целью данной задачи.

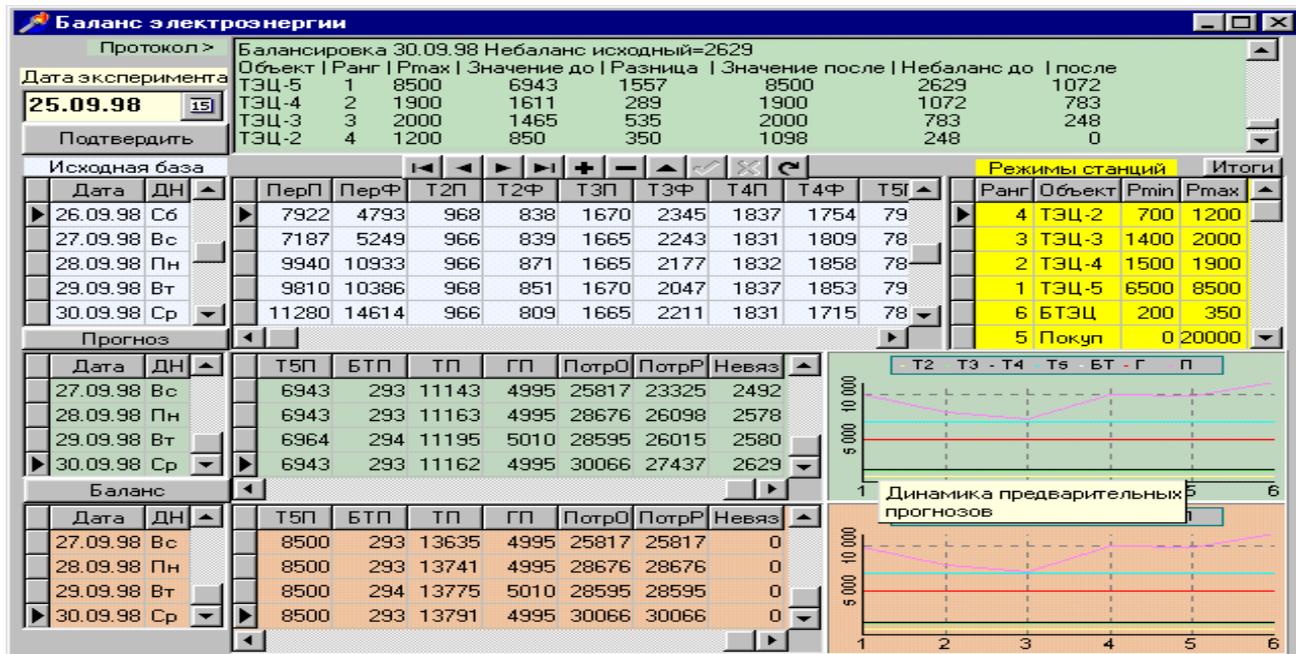


Рис. 5.11. Экранная форма задачи «Оценка сбалансированной загрузки ТЭС»

Справа от двух последних таблиц представлены соответственно прогнозные и *сбалансированные графики* динамики выработки станций и перетоков. Алгоритм балансировки заключается в следующем. Если небаланс в таблице прогнозов положительный, то последовательно нагружаем систему, начиная с самой экономичной станции, имеющей максимальный ранг. Если мощностей станций недостаточно, приходится корректировать переток. Если небаланс отрицательный, то последовательно разгружаем систему, начиная с самой неэкономичной станции, имеющей минимальный ранг.

5.7. Ожидаемое месячное электропотребление при расчетах по типовым суткам

Рассмотрим пример определения ожидаемого электропотребления на конец планового периода, который равен месяцу. Для правильного управления энергосистемой следует постоянно контролировать план и по мере необходимости его корректировать. Эта задача решается систематически [18]. Период управления T делится на три интервала: T_1 – прошедший период, T_2 – период прогноза, T_3 – период, на котором сохраняются плановые величины. Следовательно,

$$T = T_1 + T_2 + T_3. \quad (5.8)$$

Прогноз составляется на период T_2 . Ретроспективный период обычно не превышает одного месяца. Такой период достаточен для получения усредненных величин электропотребления по типовым суткам. Для типовых суток, например по дням недели (понедельник, вторник, среда, четверг, пятница, суббота, воскресенье), рассчитываются средние значения за месяц и определяются полученные значения в долях от величины фактического месячного электропотребления:

$$\delta = \frac{\sum \mathcal{E}_k}{k\mathcal{E}_{\text{факт}}}, \quad (5.9)$$

где k – число типовых дней определенного вида; \mathcal{E}_k – электропотребление k -х суток за ретроспективный период; $\mathcal{E}_{\text{факт}}$ – фактическое электропотребление за период ретроспекции.

По коэффициентам типовых суток составляется прогноз на период T_2 и затем ожидаемое электропотребление для всего планового периода T . Расчеты проводятся ежедневно, что позволяет учитывать тенденции, проявляющиеся на месячных периодах. Например, в переходные месяцы от осени к зиме происходит рост электропотребления. Или, наоборот, в переходный месяц от зимы к весне – его снижение. Особая модель составляется для поправок на изменение температуры. Если температура заметно влияет на электропотребление, то можно нормировать статистические данные ретроспективного периода к определенной температуре, а затем учитывать прогноз температуры на предстоящий период. Применение коэффициентов по типовым суткам обеспечивает точность прогноза 5...7 %. Этот метод достаточно широко распространен в практике, так как прост и не требует математических методов расчета. Расчеты показывают, что применение моделей временного ряда дает в общем случае лучшие результаты, чем коэффициентов по типовым суткам.

Итоговые результаты по прогнозированию электропотребления.

1. *Модель годового электропотребления* ($\mathcal{E}_{\text{год}}$) с годовой дискретностью данных различных лет имеет вид линейного тренда. Период ретроспекции не превышает 3–4 года. Статистическая оценка модели достаточно высокая $R^2 = 0,92$. Погрешности прогноза годового электропотребления примерно 5...10 %.

2. *Модель годового электропотребления с месячной дискретностью* ($\mathcal{E}_{\text{год.мес}}$) имеет период ретроспекции один год. Модель имеет характер трендосезонной волны. Погрешности месячного прогноза для годового периода не превышают 10 %.

3. *Модель электропотребления для внутригодовых сезонов* имеет два варианта:

- трендосезонная модель с учетом недельной волны за год, величина средней погрешности модели составляет 6...8 %.
- трендосезонная модель с учетом недельной волны по сезонам года. Средние погрешности модели составляют 4...6 %.

4. *Прогноз суточного электропотребления для сезонного периода* имеет среднюю погрешность до 10 %, максимальную 10...20 % для различных сезонов года.

5. *Прогноз суточного электропотребления для месячного периода* имеет среднюю погрешность до 10 %.



ГЛАВА 6

ПРИНЦИПЫ СТАТИСТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ ЭЭС, ИХ СТРУКТУРЫ И ПАРАМЕТРОВ

Особенности использования статистических моделей графиков нагрузки в энергосистемах. ~ Параметрические свойства графиков нагрузки энергосистем. ~ Методы моделирования графиков нагрузки и электропотребления. ~ Структурная модель ГН ЭЭС по составляющим нагрузки. ~ Прогнозирование графиков нагрузки ЭЭС с учетом их свойств

6.1. Особенности использования статистических моделей графиков нагрузки в энергосистемах

Графики нагрузки (ГН) ЭЭС обычно даются в интегральном представлении без анализа причинно-следственных факторов, определяющих величину нагрузки и процесс ее изменения во времени. В таком виде прогнозировать их сложно – это показали работы,

выполненные многими авторами. Интегрального представления нагрузки для многих задач современной энергетики недостаточно. Возникает потребность прогнозирования свойств и параметров графиков нагрузки.

Сейчас в практике преобладают эвристические методы прогнозирования, причем основным принципом является «достигнутый результат в прошлом \pm поправка». Это по существу принцип угадывания, но при соответствующей квалификации прогнозиста он дает приемлемый результат. Современные условия требуют повышения точности прогнозов, и это возможно только при использовании математических методов прогнозирования и учета факторов, влияющих на графики нагрузки. Угадать все свойства и параметры ГН невозможно. Чем больше они детализированы, тем сложнее расчеты. Например, если прогнозировать максимальную нагрузку ЭЭС в целом, то нет необходимости анализировать в ней долю отдельных потребителей.

От графиков нагрузки зависят технические параметры электрических станций, сетей, энергосистем и их экономические показатели. Это связано с тем, что мощность и выработка электроэнергии являются товаром на электроэнергетическом рынке. Можно для оценки использовать полные издержки производства, переменные издержки на ресурс, КПД, прибыль, надежность и многие другие. Погрешности ГН вызывают погрешности оценок и решений многих режимных задач. В режимных задачах, когда рассчитываются мощности и выработка электроэнергии, используются различные критерии оптимизации: технические, экономические и рыночные.

Особое значение имеют прогнозы электропотребления и графиков нагрузки при планировании энергетических балансов системы. Вся деятельность ЭЭС связана с энергетическими балансами, которые дают картину производства и потребления электроэнергии и мощности. В ЭЭС энергетические балансы составляются для различных целей и различных плановых периодов. Для определения режима и функций станций требуется прогноз ГН с месячной заблаговременностью, для расчета режима электрических сетей используются месячные прогнозы минимальных и максимальных нагрузок, для определения планов ремонтов – годовые прогнозы максимальных нагрузок, для коммерческих задач прогнозы суточных, месячных и годовых ГН. Могут потребоваться и другие прогнозы нагрузок.

В настоящее время проблема прогноза энергетических балансов приобрела особую значимость. Энергетические балансы стали важны не только для внутренней деятельности системы и энергетических предприятий, но и для внешней рыночной. Без них нельзя определять тактику и стратегию товарно-денежных отношений на электроэнергетическом рынке.

Качество прогноза оценивается влиянием на параметры режима и на критерий их выбора. Практика показывает, что для технического управления системой достаточно иметь прогнозы нагрузок с достоверностью 2...10 % [5, 35]. На достоверность до 10 % ориентированы средства и системы оперативного управления режимами, обеспечивающие нормальные условия работы ЭЭС. Для коммерческих задач требования к достоверности прогнозов очень жесткие. Любое отклонение от плановых заявок облагается штрафами. Все эти требования отражаются на прогнозах нагрузок и ГН. Требуются не только прогнозы энергетических балансов, но и прогнозы параметрических свойств ГН и их параметров, поскольку они приобрели свойства товара, а следовательно, и цена их различна.

Во всех случаях существует зависимость погрешности критерия и параметров режима от погрешности нагрузки:

$$P_{\text{прогноз}} \rightarrow P_{\text{факт}} \rightarrow \Delta P_{\text{погрешность}} \rightarrow \Delta K \rightarrow \Delta_{\text{режима}} . \quad (6.1)$$

При этом

$$\Delta_{\text{погрешность}} \cong \Delta K . \quad (6.2)$$

Если прогнозы ГН в практике энергосистем всегда составлялись, то прогнозы его параметров и свойств – это новые требования для эффективного бизнеса энергетических предприятий. И решить эту проблему можно, только применяя современные математические методы прогнозирования и компьютерные технологии обработки информации. В различных задачах используются суточные, недельные и годовые графики нагрузки. Суточные графики нагрузки являются основными, и они используются для построения недельных и годовых графиков при соответствующем осреднении. Имеется достаточно много работ по анализу свойств ГН и задач, для которых они важны [41 и др.]. В табл. 6.1 приведены примеры задач по применению различных видов графиков.

Т а б л и ц а 6.1

Использование графиков нагрузки при решении задач управления системой

Суточный график нагрузки	Недельный график нагрузки	Годовой график нагрузки
<ul style="list-style-type: none"> • Оперативное планирование и регулирование балансов электрической энергии и мощности с заблаговременностью от минут до нескольких суток • Регулирование отношений купли-продажи на электроэнергетическом рынке 	<ul style="list-style-type: none"> • Определение готовности работы оборудования к несению нагрузки • Управление режимами станций, сетей, энергосистем с учетом недельной неравномерности нагрузки • Проведение текущих ремонтов, осмотров, ревизий • Недельное регулирование водно-энергетических режимов ГЭС 	<ul style="list-style-type: none"> • Планирование хозяйственной деятельности • Планирование капитальных ремонтов • Планирование обеспечения топливом • Водно-энергетическое регулирование ресурсов водохранилищ ГЭС • Планирование товарно-ценовой деятельности

Все пояснения, приведенные выше, определяют необходимость новых исследований и новых решений по прогнозированию графиков нагрузки.

6.2. Параметрические свойства графиков нагрузки энергосистемы

Графики нагрузок ЭЭС (ГН ЭЭС) дают процесс изменения нагрузок во времени, причем на него влияет множество факторов. Процесс очень сложный, и общих научных положений по его моделированию нет. В большинстве предложений используются статистические методы обобщения ГН за прошедший период.

Характерные параметры и процессы графиков нагрузки. Имеется достаточно много характерных параметров ГН. Кроме того, они имеют структурные части общего процесса. На ГН действуют случайные и неопределенные факторы. Их влияние на общую нагрузку ЭЭС

может составлять 5...15 %. Все составляющие меняются во времени. Основными группами факторов неопределенности являются:

- технологические процессы производства потребителей;
- технологический процесс ЭЭС (активная, реактивная мощности станций, режим электрических сетей, напряжение, потери мощности, частота);
- метеорологические факторы;
- качество электроэнергии.

Наиболее общими являются параметры режима по мощности и электропотреблению, которые могут иметь экономические оценки. Показатели графика нагрузки ЭЭС, которые целесообразно учитывать при прогнозировании, зависят от целей их использования. В число показателей графиков нагрузки входят следующие.

1. Величина электроэнергии, потребленная за рассматриваемый период – $\mathcal{E}_{\text{потр}}$, кВт · ч.

2. Суточное электропотребление $\mathcal{E}_{\text{сут}}$, кВт · ч.

3. Номинальное (максимально возможное) значение электропотребления данного потребителя – $\mathcal{E}_{\text{ном}}$, кВт · ч.

4. Величина электроэнергии за определенную смену работы – $\mathcal{E}_{\text{см}}$, кВт · ч.

5. Электропотребление для характерных внутрисуточных периодов (для ночного и дневного провала нагрузки, дневного и вечернего максимума нагрузки) – $\mathcal{E}_{\text{ноч}}$, $\mathcal{E}_{\text{дн.пров}}$, $\mathcal{E}_{\text{утр.мах}}$, $\mathcal{E}_{\text{веч.мах}}$, кВт · ч.

6. Максимальные нагрузки (для утреннего и вечернего максимума) – $P_{\text{утр.мах}}$, $P_{\text{веч.мах}}$ кВт.

7. Максимальная активная мощность предприятия за расчетный период – $P_{\text{мах}}$, кВт.

8. Активная мощность в период прохождения максимума нагрузки системы – $P_{\text{махЭЭС}}$, кВт.

9. Минимальная активная мощность предприятия за расчетный период – $P_{\text{мин}}$, кВт.

10. Номинальная активная мощность предприятия – $P_{\text{ном}}$, кВт.

11. Диапазон регулирования мощности за рассматриваемый период – $P_{\text{рег}} = P_{\text{мах}} \dots P_{\text{мин}}$, кВт.

12. Среднеквадратическое изменение нагрузок предприятия.
13. Предельное колебание нагрузок.
14. Случайное изменение нагрузок в период максимума системы – $P_{случ}$, кВт.
15. Время характерных периодов электропотребления $t_{Эi}$, где i – номер периода.
16. Время характерных нагрузок t_{Pi} и др.

Потребление реактивной энергии также характеризуется рядом показателей, но в данном перечне они не приводятся.

Все названные показатели режима влияют на суммарный график нагрузки системы. Но в различных задачах и моделях выборочно используется только часть факторов. Следовательно, показатели дают некоторый макет, который используется при моделировании ГН (рис. 6.1 и 6.2).

Нагрузка ЭЭС имеет следующую структуру:

$$P_t = P_{перг} + \Delta P_{нерегг} + \Delta P_{случт}, \quad (6.3)$$

где P_t – нагрузка ЭЭС на интервале t , $P_{перг}$ – регулярная нагрузка всех потребителей, $\Delta P_{нерегг}$ – нерегулярная нагрузка всех потребителей, $\Delta P_{случт}$ – случайная составляющая нагрузки всех потребителей.

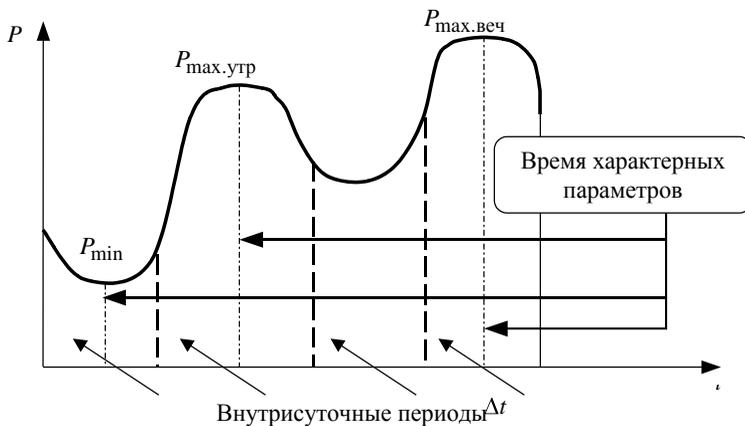


Рис. 6.1. Характерные величины графика нагрузки

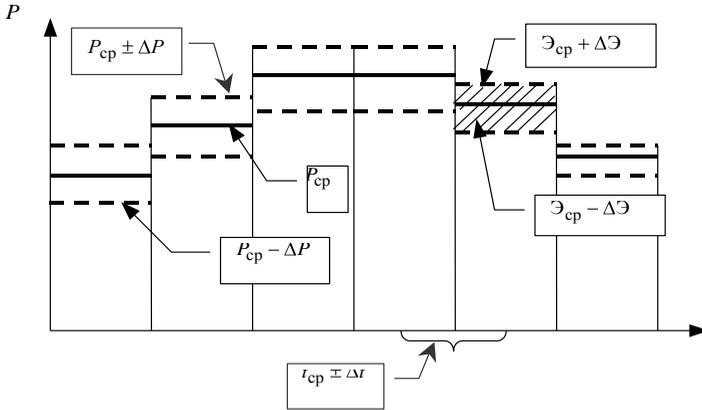


Рис. 6.2. Макет изменения параметров графика нагрузки

Поскольку, как уже указывалось, процессы потребления энергии и мощности в ЭЭС подвержены множеству случайных и неопределенных факторов, возникает необходимость выделения регулярной и случайных составляющих. И характерный показатель должен представляться в виде (рис. 6.3)

$$X = X_{\text{рег}} \pm \Delta X . \tag{6.4}$$

При этом $\Delta X = \Delta X_1 + \Delta X_2$, где ΔX_1 – нерегулярная составляющая, которая подчиняется вероятностным законам; ΔX_2 – случайная, непрогнозируемая составляющая, которая формирует величину предельных отклонений.

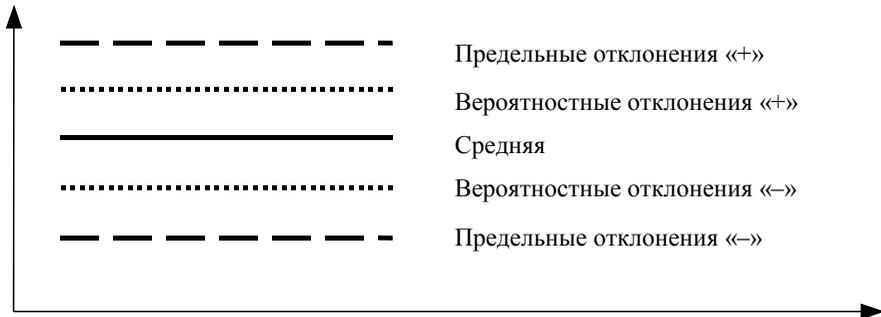


Рис. 6.3. Качественная картина изменения характерных величин

Структурные свойства ГН. Структурные свойства ГН отражаются в его координатах по мощности и времени. Таких свойств достаточно много. Приведем некоторые из них.

По долевого участию отдельных потребителей в ГН. Для взаимоотношений с потребителями модель ГН ЭЭС должна иметь структурные доли потребителей, например, они важны для заключения договоров с потребителями.

По долевого участию потребителей определенной отрасли производства (промышленность, сельское хозяйство, транспорт) – они важны для определения тарифов на электроэнергию.

По составляющим энергетического баланса мощностей определяют функции и режимы станций. Для определения режима станций имеют значение режимные зоны (базовая, полупиковая, пиковая), максимальные и минимальные нагрузки, величина случайной нагрузки и электропотребление (рис. 6.4). Режимные зоны важны для оценки режима и эксплуатационных затрат отдельных станций.

Нагрузки отдельных зон электроснабжения нужны для расчетов режима сетей.

Нагрузки СП (сетевых предприятий) влияют на сетевые тарифы. Для расчета зонных тарифов необходимо иметь структурные части изменения нагрузки по временным зонам за период.

Структура потерь электроэнергии важна для анализа потерь в сетях разного класса напряжения и разных сетевых предприятий.

Ряд энергосистем устанавливает различные цены энергии *по зонам ГН* для потребителей [41].

Те или иные свойства важны при решении различных задач и соответственно учитываются в модели ГН. Модель, отражающая все структурные свойства, очень сложная, и чаще она отражает только их часть.

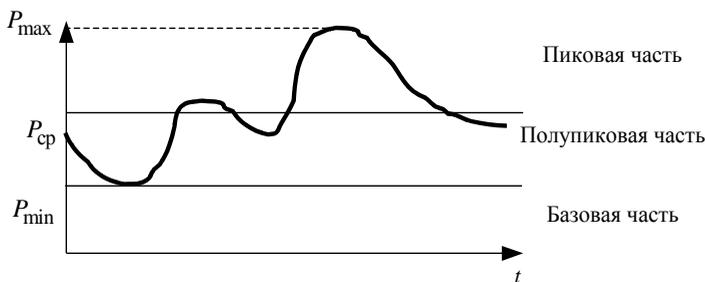


Рис. 6.4. Режимные зоны графика нагрузки

Суточные графики нагрузки ЭЭС. Суточный график дает процесс изменения мощности в определенный период и на определенных интервалах времени. Чаще всего интервал равен одному часу. Этот интервал получен из практики. В отдельных случаях интервал может быть меньшим. При устойчивой нагрузке интервал может составлять 2...4 ч. График нагрузки может включать потери мощности в электрических сетях. Такая форма применяется достаточно часто. Другой является форма, когда график нагрузки построен как сумма нагрузок потребителей, а потери рассчитываются и распределяются между потребителями.

При планировании суточных режимов ЭЭС часто используются характерные графики нагрузок: понедельник, среднерабочий день (вторник, среда, четверг, пятница), суббота, воскресенье. При большом изменении конфигурации типовые графики нагрузки составляются для каждого дня недели. Разработка типовых графиков нагрузки является одной из задач их моделирования.

Недельные графики нагрузки. Недельные периоды позволяют выявить процесс изменения электропотребления и нагрузки и разработать мероприятия по управлению энергосистемой. Недельные графики чаще всего представляются в следующем виде:

- изменения электропотребления по дням недели – $\Delta \tau$, τ – день недели;
- изменения максимальных мощностей по дням недели $P_{\max} \tau$ (рис. 6.5);
- изменения почасовых мощностей в течение недели $P t$, т. е. в виде последовательности из суточных графиков нагрузки за все дни недели.

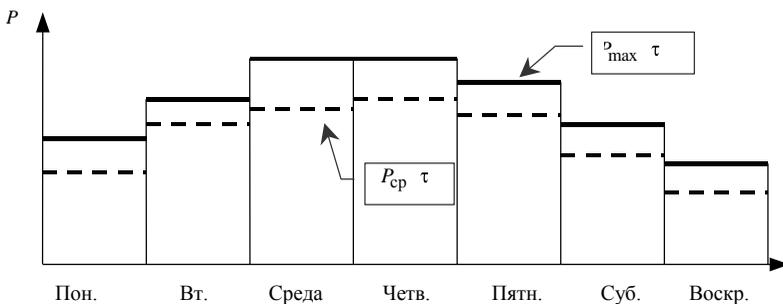


Рис. 6.5. Изменение нагрузки за неделю

Электропотребление и максимальная мощность к выходным дням снижаются. Максимум нагрузки может снижаться на 20 % и больше, а электропотребление до 40 %. Снижение зависит от состава потребителей. При большой доле непрерывного производства (Урал, Сибирь) снижение меньше, чем при большой доле бытового потребления и односменных предприятий.

При определении покупной или продаваемой электроэнергии и максимальной мощности на оптовом рынке используется форма представления в виде последовательности из суточных графиков.

Годовые графики нагрузки системы. Годовые графики нагрузки системы представляются в виде:

- изменения максимальных месячных мощностей за все месяцы года $P_{\max k}$, где k – номер месяца;
- электропотребления по месяцам $\mathcal{E} k$.

Годовые графики характеризуются значительным летним провалом (рис. 6.6). Это связано с сезонными изменениями нагрузки. Максимум нагрузки имеет место в зимние периоды и в зависимости от температуры наблюдается в январе, феврале, декабре. Динамика нагрузки отражает не только сезонные изменения, но и прирост нагрузки за счет ввода новых потребителей или расширения существующих производственных мощностей. Минимальная нагрузка наблюдается в летние месяцы (июль, август) и может снижаться на 10...20 % и больше. Решающее значение здесь имеет сезонность и технология производства потребителей.

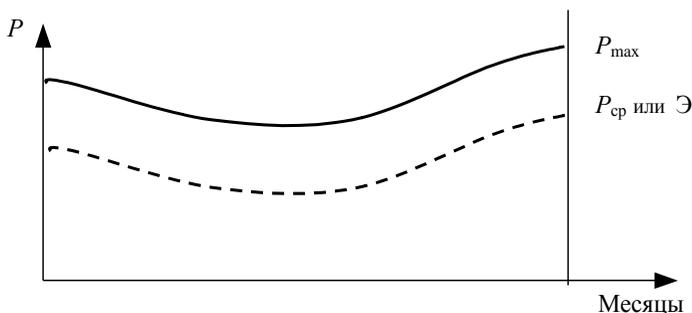


Рис. 6.6. Графики годовых нагрузок

Указанные выше краткие сведения о ГН говорят о сложности этой многопараметрической задачи. Прогнозировать ГН с учетом всех его свойств невозможно, и таких работ нет. Можно только идти по схеме:

- цель прогноза;
- свойства ГН, влияющие на цель;
- моделирование ГН.

Множество параметров для ГН обуславливает и множество моделей и методов прогнозирования. Наиболее возможными являются статистические модели прогнозирования. Прогнозировать их на основе опыта и интуиции невозможно.

6.3. Структурная модель ГН ЭЭС по составляющим нагрузки

Как указывалось в разделе 3.9, грамотное сочетание статистических и экспертных методов позволяет получить достаточно обоснованный прогноз (рис. 6.7).

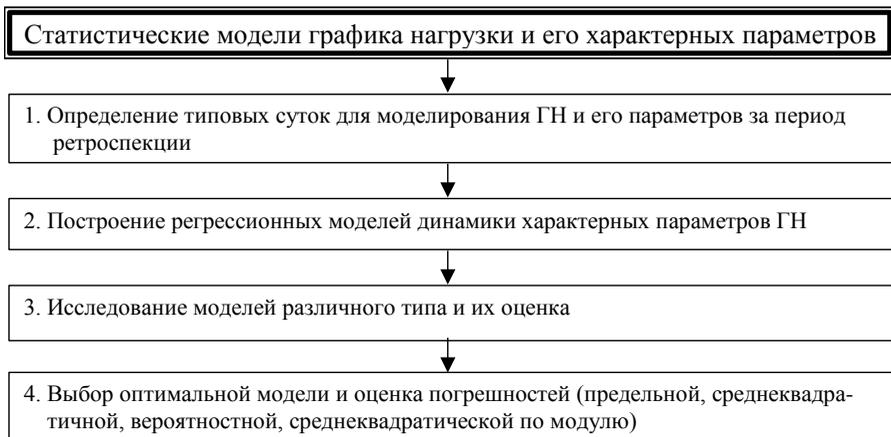


Рис. 6.7. Схема разработки статистической модели ГН

В целом ГН отражает все параметры и структурные части. При любой декомпозиции первоначальным прогнозом является его представление как целого.

Нагрузка ЭЭС в общем виде

$$P_{\text{ЭЭС}} = \sum_i P_{\text{ни}} + \Delta P_{\Sigma} . \quad (6.5)$$

Могут быть различные виды структурной модели по нагрузке (рис. 6.8). Графики нагрузки потребителей (ГНП) чрезвычайно разнообразны, количество потребителей громадное, и создать полную структурную модель невозможно. Неизбежно надо вводить упрощения и обобщения. Обобщения могут быть получены, если выделить группы потребителей (j) с различными технологиями производства и потребления энергии. Тогда нагрузка ЭЭС

$$P_{\text{ЭЭС}} = \sum_{ij} P_{\text{ни}j} + \Delta P_{\Sigma} , \quad (6.6)$$

где j – номер структурной группы потребителя.

Такая модель также не может быть реализована, поскольку нет информации о процессах изменения нагрузки по технологическим группам потребителей. Только для отдельных потребителей (k) имеется необходимая информация, и они дают существенные нагрузки для ЭЭС. В этом случае нагрузка ЭЭС

$$P_{\text{ЭЭС}} = \sum_{ij} P_{\text{ни}j} + \sum_k P_{\text{нк}} + \Delta P_{\Sigma} . \quad (6.7)$$

Наконец, можно пойти по пути интеграции всех потребителей в одну группу и тогда для определенного времени t :

$$P_{\text{ЭЭС}} = P_{\text{н}} + \Delta P_{\Sigma} . \quad (6.8)$$

Потери в сетях при транспорте можно учитывать в целом или адресно.

Для многих задач нагрузка системы рассматривается как некая интегральная категория. Это связано с данными, которые получают, измеряя мощности станций, а не нагрузки отдельных потребителей. Создать систему учета с получением данных по одновременным нагрузкам всех потребителей невозможно.

Крупные потребители имеют свои модели прогнозирования ГН. Их использование сопровождается снижением предельной погрешности прогнозирования нагрузки ЭЭС. Многие крупные потребители вышли на оптовый рынок и составляют прогнозы ГНП. Они имеют АСКУЭ (автоматизированную систему коммерческого учета электроэнергии), и это дает возможность иметь необходимую информацию для разработки моделей ГНП. У части потребителей имеются АСУ ТП, что также решает проблему информации.

Предельные погрешности нагрузки системы

$$\Delta_{\Sigma} = \sum_i \Delta_i, \quad (6.9)$$

где Δ_{Σ} – суммарная предельная погрешность; i – номер потребителя.

Пример структуры электропотребления одной из энергосистем приведен в табл. 6.2. В структуре потребления электроэнергии большую долю составляет электрифицированный железнодорожный транспорт и соответственно оказывает большое влияние на случайные свойства нагрузки ЭЭС.

Т а б л и ц а 6.2

**Характеристики структуры потребления электроэнергии
в Новосибирской системе**

Структурные составляющие электропотребления	Диапазон внутри года по месяцам, %	Диапазон внутри недели для периода, %		Диапазон внутрисуточный для периода, %	
		зима	лето	зима	лето
Всего по ЭЭС	10...15	20...30	10...15	20...35	20...30
Промышленность	50...60	До 20	До 15	До 15	До 10
Коммунально-бытовое	12...20	До 20	До 15	До 25	До 15
Электрифицированный железнодорожный транспорт	15...25	15...25	15...20	15...25	17...20

Практически во всех энергосистемах основной потребитель – это промышленность. Важным фактором является бытовое потребление и его вероятностные свойства. Общая бытовая нагрузка определяется как средняя плюс случайные изменения:

$$P_{\text{быт}} = P_{\text{быт.ср}} + P_{\text{быт.случ}} \quad (6.10)$$



Рис. 6.8. Схема структурных моделей нагрузки ЭЭС

В некоторых энергосистемах бытовое потребление электроэнергии составляет 20...30 % и вызывает большую неравномерность режима потребления во времени.

Моделирование графиков нагрузки отдельных потребителей. Из сказанного выше можно получить общие требования к модели прогнозирования нагрузки отдельных потребителей. Она включает большой состав факторов:

- показатели, характеризующие график нагрузки потребителя;
- режим потребления электроэнергии электроприемниками во времени;
- режим и объем производства предприятия во времени.

Для таких условий создание модели прогнозирования графиков нагрузки потребителей (ГНП) представляет большие трудности. Имеются отдельные предложения по их разработке. До настоящего времени в моделях ГНП не было большой потребности. Тарифная система не была связана с ГНП энергосистемы, и для работы предприятия эти графики не требуются. В настоящее время ситуация изменилась. Часть крупных потребителей вышли на свободный оптовый рынок и должны ежедневно прогнозировать свой график нагрузки. Дефицитные энергосистемы должны подавать на оптовый рынок свой график нагрузки, и потребители на него влияют. В ряде регионов имеется свободный рынок, и там потребители задают свои ГН. Схематично модель ГН потребителя имеет два блока (рис. 6.9): первый – определение величины нагрузки предприятия, второй – состав факторов, т. е.

$$P_n = O_{\text{пр}} \varepsilon_{\text{уд}}, \quad (6.11)$$

$$P_n(t) = \varphi(F_1, F_2, \dots),$$

где φ – функция; F – факторы (аргументы); $O_{\text{пр}}$ – объем производства; $\varepsilon_{\text{уд}}$ – удельное электропотребление на единицу продукции.

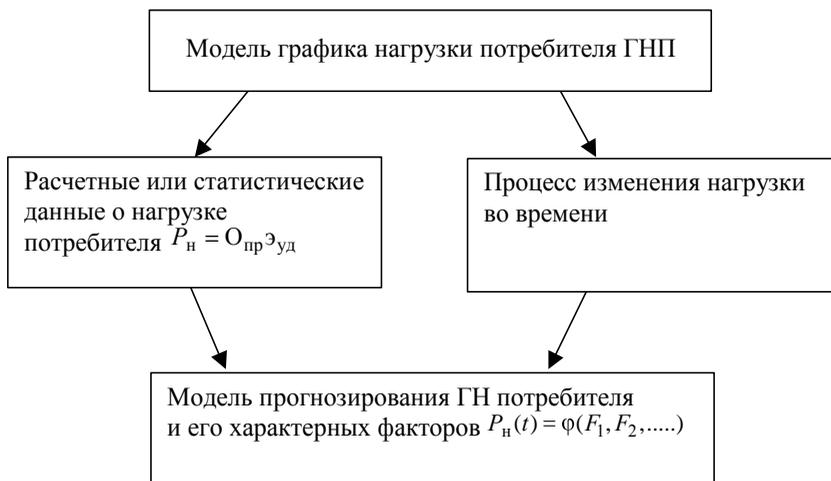


Рис. 6.9. Схема разработки модели ГН потребителя

Однако пока перейти к структурному прогнозированию ГН ЭЭС невозможно – нет моделей прогнозирования ГНП. Бесспорно, структурное прогнозирование позволит повысить достоверность прогнозов и является перспективным для моделирования ГН ЭЭС.

Моделирование потерь мощности и энергии. В уравнении (6.8) указаны суммарные потери мощности, они имеют следующие составляющие:

$$\Delta P_{\text{сетей}} = \Delta P_{\text{собств}} + \Delta P_{\text{транз}} \pm \Delta P_{\text{ФОРЭМ}}, \quad (6.12)$$

где $\Delta P_{\text{собств}}$ – потери мощности в сетях ЭЭС от нагрузки своих потребителей, $\Delta P_{\text{транз}}$ – потери от транзита мощности по сетям ЭЭС, $\Delta P_{\text{ФОРЭМ}}$ – потери по сетям ЭЭС от мощности оптового рынка.

В методике прогнозирования ГН ЭЭС часто используются потери энергии:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{потерь}} = \sum \Delta P_{\Sigma} \Delta t. \quad (6.13)$$

Из-за сложности сетевых расчетов, изменчивости нагрузки системы, зависимости потерь мощности и энергии от большого числа режимных факторов, а также отсутствия необходимой информации по нагрузкам в узлах сети при прогнозировании ГН ЭЭС прямые методы расчета потерь применять невозможно. Наиболее целесообразно получать регрессионные зависимости, построенные на основе расчетной информации, но это требует проведения специальных расчетов.

6.4. Прогнозирование графиков нагрузки ЭЭС с учетом их свойств

Модель всегда имеет целевое содержание, и набор факторов определяется целью использования модели. Индивидуальный учет всех названных факторов возможен при создании серии моделей для каждого фактора (рис. 6.10).

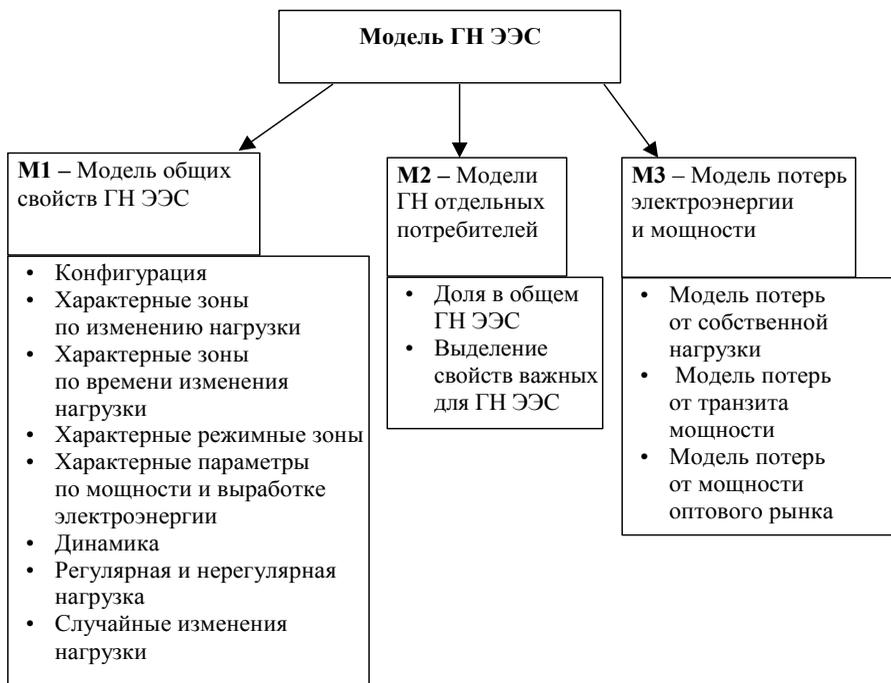


Рис. 6.10. Модели ГН ЭЭС с учетом структурных свойств

Наибольшую сложность вызывает моделирование процесса изменения нагрузки за сутки, т. е. определение конфигурации ГН. Попытки моделировать конфигурацию ГН с использованием фильтров и рядов были, но они не нашли практического применения. Повсеместно модель основана на усреднении графиков нагрузки за период ретроспекции. При этом они типизируются по внутринедельной и внутримесячной цикличности и по особым условиям подбором на основе экспериментальных расчетов. Их оценками являются погрешности. Имеются уже сложившиеся представления о типовых ГН. Для них экспертно намечаются варианты моделей. Наилучшая модель выбирается на основе расчета погрешностей методом инверсной верификации.

Приведем примеры моделей конфигурации ГН.

Модель **М1**. Для типовых суток производится усреднение всех ординат ГН. Состав типовых суток определяется расчетным путем по принципу уменьшения погрешностей модели ГН.

Модель **М2**. Разрабатывается совокупность моделей, например М1 и модели максимальных (MP_{\max}), минимальных (MP_{\min}) и средних $MP_{\text{ср}}$ нагрузок. По этим данным конструируется модель ГН.

Модель **М3**. Строится поле изменения ГН в его координатах, а в нем конструируется модель ГН.

Модель **М4**. Определяются границы изменения зон графика нагрузки по времени.

Модель **М5**. Определяются режимные зоны изменения ГН.

Высказанные соображения реализуются различно. Обычно схема прогнозных расчетов включает различные модели, но статистическим моделям отводится существенная роль.



ГЛАВА 7

МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ

Прогнозирование графика нагрузки ЭЭС при решении оперативных задач. ~ Многолетний и годовой прогнозы характерных показателей графика нагрузки. ~ Моделирование графиков нагрузки для годовых и месячных периодов

7.1. Прогнозирование графика нагрузки ЭЭС при решении оперативных задач

Для оперативного управления системой в обязательном порядке прогнозируется ГН. Схема статистического анализа показана на рис. 7.1.

В оперативном цикле в основном решаются задачи, связанные с энергетическим балансом [49]. Одна из таких задач – это покупка электроэнергии на оптовом рынке для ЭЭС, имеющей дефицит электроэнергии и мощности. Заявка на покупку подается в виде суточных ГН с упреждением на двое суток. Каждые сутки она корректируется. Электроэнергия определяется как интегральная сумма мощностей, за-

данных с дискретностью в один час. Как уже говорилось, за любые отклонения от заявки берутся штрафы. Следовательно, заявляется величина покупной электроэнергии для суток:

$$\mathcal{E}_{\text{покуп}} = \sum_0^{24} P \Delta t. \quad (7.1)$$

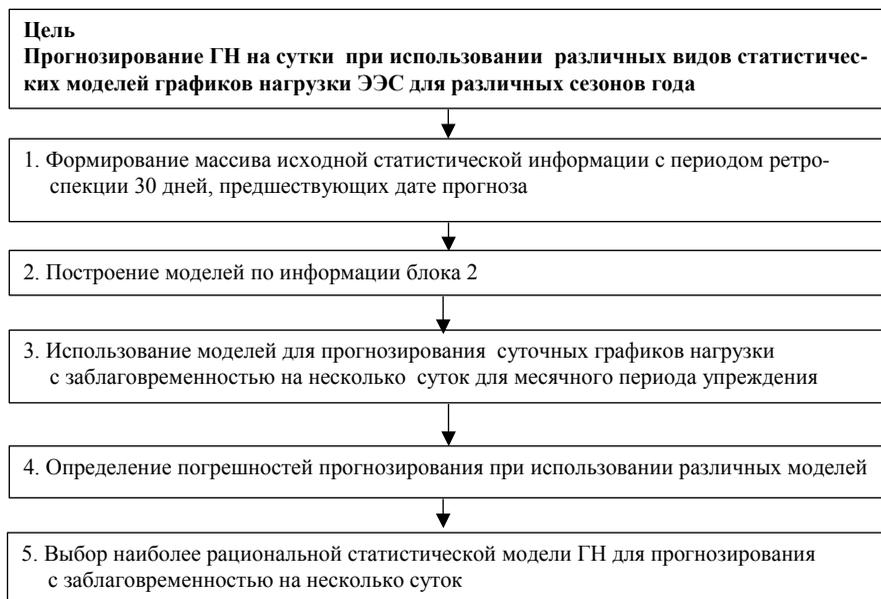


Рис. 7.1. Схема статистического анализа в примере

Фактическое значение купленной электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{\text{факт}} = \sum_0^{24} P_{\text{факт}} \Delta t, \quad (7.2)$$

всегда отличается от заявки по модулю:

$$\Delta \mathcal{E} = \left| \sum_0^{24} \mathcal{E}_{\text{факт}t} - \mathcal{E}_{\text{покуп}} \right|. \quad (7.3)$$

Оплата за купленную электроэнергию определяется по тарифу оптового рынка T и штрафов за отклонение от заявки на покупку $T_{ш}$, которые могут устанавливаться для каждого часа ГН:

$$S = \sum_e P_t T_t + \sum_t \Delta P_t T_{шт}. \quad (7.4)$$

При конструировании ГН принимается определенная схема расчетов (рис. 7.2).

Положения методики разработки моделей включают ряд этапов.

- Период ретроспекции определяется на основе статистики за предшествующий месяц. При этом проводится статистический анализ в полном объеме.

- В расчетах учитываются внутринедельные процессы – рабочие и нерабочие сутки недели.

- Для типовых суток за период ретроспекции T определяется усредненный график нагрузки в относительных единицах от средней мощности $P_{оет} = \frac{P_{МВтt}}{P_{срГ}}$, и его конфигурация $P_{оет}(t)$ принимается за

прогноз конфигурации.

- Используются регрессии экстремальных значений – максимальных $P_{\max}(P_{ср})$ и минимальных $P_{\min}(P_{ср})$ мощностей от средней за период ретроспекции, поскольку для них часто имеют место наибольшие погрешности.

- Конструируется статистический ГН в именованных единицах.

- Вносятся экспертные поправки.

- Прогнозируется ГН.

При анализе рассматривается несколько моделей. В примере их было шесть, но сопоставимые оценки приводятся по двум моделям. Для оценки моделей были выполнены расчеты для различных сезонов 2005–2006 гг.

Модель – М1. Производится усреднение графиков нагрузки за все рабочие и все нерабочие дни для периода ретроспекции.

Модель – М2. Разрабатываются модель М1 и модели максимальных (MP_{\max}), минимальных (MP_{\min}) и средних ($MP_{\text{ср}}$) нагрузок.

По этим данным конструируется модель ГН. Из расчетов видно, что модели примерно равноценны (табл. 7.1), но для М1 большее число погрешностей нагрузок находится в пределах 2 % (примерно 80 %

нагрузок). Экспертно было решено использовать для прогнозирования модель М1, таким образом, что уже на этой стадии потребовались экспертные решения.

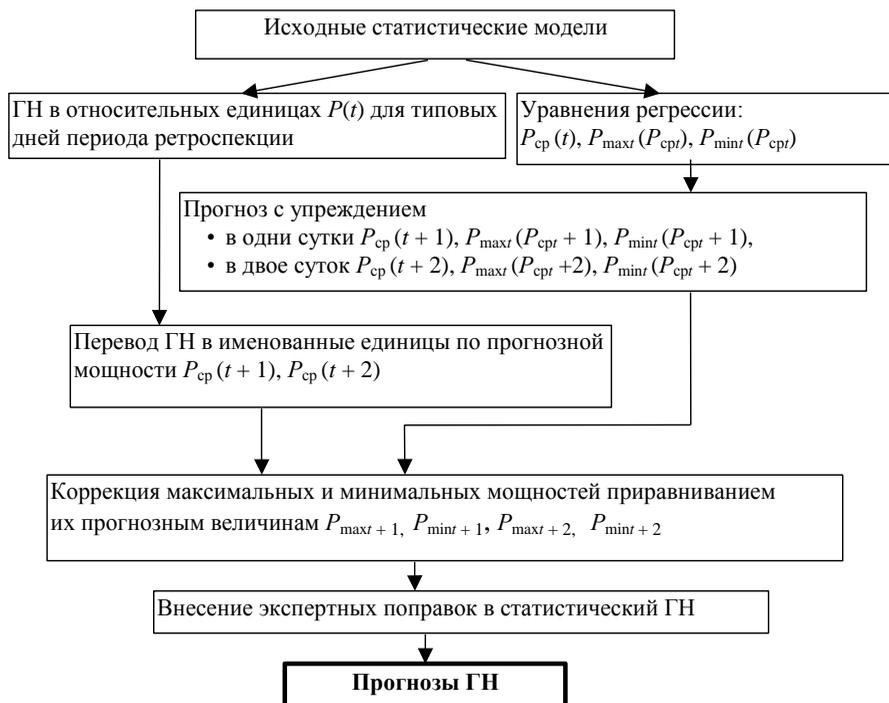


Рис. 7.2. Схема конструирования прогнозного ГИ

Т а б л и ц а 7.1

Сравнительные оценки средних погрешностей различных моделей по модулю за период расчетов

Период прогноза	М1	М2
Декабрь 2005	4,02	3,84
Май 2006	3,99	3,99
Июль 2006	2,59	2,61
Сентябрь 2006	3,85	3,87
Наилучший вариант модели в различные месяцы	+++	++

Погрешности прогнозов. Фактические данные о качестве прогнозов получены за 2006 г. Сравнивались погрешности прогнозов по модели М1 и фактические данные, которые получены с использованием экспертных методов. Расчеты проводились для месячных периодов (табл. 7.2). В таблице указаны максимальные и средние по модулю погрешности и их частота. Видно, что в большинстве случаев погрешности меньше, чем фактические, полученные экспертным путем. Сочетание статистических моделей с экспертными методами улучшит картину. Количество ошибок за период:

$$n = \sum (n_{\text{модель}} - n_{\text{факт}}) \geq n_{\text{задан}} \quad (7.5)$$

Причины погрешностей:

- 1) недостаточное использование в практике статистической информации;
- 2) отсутствие статистической информации для праздничного периода января;
- 3) большие погрешности прогнозов температуры (ошибка более пяти градусов), скорости и направления ветра, освещенности;
- 4) отсутствие своевременной информации о прогнозе температуры на метеорологическом сайте;
- 5) несовпадение учетных данных мощности в разных системах учета до 2,5 % – имеется три независимые системы учета.

Таким образом, бесспорно улучшение прогнозов при использовании статистических моделей прогнозирования (табл. 7.3). Для уменьшения погрешностей необходимо вносить в статистический прогноз поправки на метео- и другие факторы.

Т а б л и ц а 7.2

Погрешности прогнозов нагрузок, 2006 г.

Месяц	Погрешность прогноза с суточным упреждением, %			Погрешность прогноза с часовым упреждением, %			Количество ошибок в диапазоне, %		
	+ max	- max	средн.	+ max	- max	средн.	до 2	2...5	>5
Январь	6,3	5,9	1,7	17,4	10,3	2,2			
Февраль	1,4	5,0	1,39	3,9	7,5	1,7			

О к о н ч а н и е т а б л . 7.2

Месяц	Погрешность прогноза с суточным упреждением, %			Погрешность прогноза с часовым упреждением, %			Количество ошибок в диапазоне, %		
	+ max	- max	средн.	+ max	- max	средн.	до 2	2...5	>5
Март	2,8	3,3	1,15	6,2	6,9	1,7			
Июнь							348	242	0
Май				16,47	10,16	3,04	304	268	141
Превышение погрешностей по модели в большую сторону, %							18	14	4
Превышение погрешностей по модели в меньшую сторону, %							82	86	94

Т а б л и ц а 7.3

Оценка различных моделей, 2005 – 2006 гг.

Тип модели	Месяц	Среднее по модулю	Диапазон погрешностей, %			
			до 2	2..5	5..10	>10
M1	декабрь	4.02	40	32	18	10
M2		3.84	41	34	15	10
Лучшая модель		M2				
M1	май	3,99	40	31	23	6
M2		3,99	41	30	23	6
Лучшая модель		M1, M2				
M1	июль	2.59	46	41	12	1
M2		2.61	45	42	13	1
Лучшая модель		M1				
M1	сентябрь	3.58	3.58	39	31	27
M2		3.87	40	29	28	3
Лучшая модель		M1				

7.2. Многолетний и годовой прогнозы характерных показателей графика нагрузки

Наиболее характерными являются четыре показателя графика нагрузки: утренний (максимум 1) и вечерний (максимум 2) максимумы, ночной минимум и средняя нагрузка. Для моделирования этих показателей чаще всего используются модели временных рядов [29, 49]. Общая картина этих процессов включает тренд и сезонную составляющую (рис. 7.3).

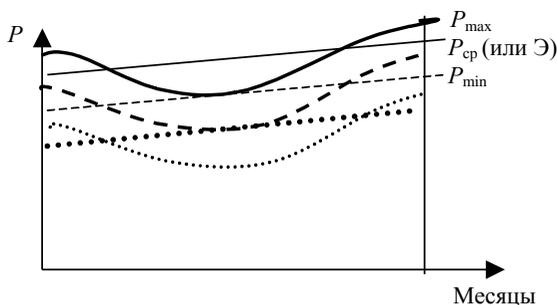


Рис. 7.3. Внутригодовое изменение характерных показателей ГН

Многолетний процесс для рассматриваемого примера за три года с годовой дискретностью данных дает положительный тренд изменения показателей нагрузки. Максимум растет примерно на 3 %, минимум на 3,2 %, средняя на 3,5 %. Погрешности моделей на год составляют 3...5 % (табл. 7.4).

Суточный процесс изменения ГН более сложный. Конфигурация графика в динамике изменяется. Предельные отклонения рассмотренных показателей ГН за год очень большие 10...20 %, среднеквадратические отклонения примерно 10 %, что говорит о влиянии сезонных и внутрисуточных процессов.

Прогноз показателей ГН для трех месяцев 2006 г. по временным моделям показал, что погрешности по модулю составляют 5...20 %. Внутри периода выделяются рабочие и нерабочие дни.

Т а б л и ц а 7.4

**Погрешности моделей характерных показателей ГН за многолетний период
и за год**

Год	Показатель	Предельная величина, %	Среднеквадратич- ные отклонения, МВт
2002	Максимум 1	-15,9	130,0
	Максимум 2	-13,2	131,7
	Среднее	-9,5	69,7
	Минимум	-13,1	69,3
2003	Максимум 1	10,9	107,2
	Максимум 2	-12,2	113,0
	Среднее	7,9	71,7
	Минимум	12,0	66,8
2004	Максимум 1	-18,9	168
	Максимум 2	-19,3	173,7
	Среднее	8,4	62,20
	Минимум	22,6	74,5
2005	Максимум 1	-13,9	151,8
	Максимум 2	-14,4	157,3
	Среднее	-6,6	49,7
	Минимум	11,3	64,5
За все года по всем показателям		-9,5...+22,6	64,5...173,7
За все года по максимальным нагрузкам		-19,3...10,9	
За все года по минимальным нагрузкам		-	
		13,1...+22,6	
За все года по средним нагрузкам		-9,5...+7,9	

Сезонный процесс показан для четырех сезонов года. Он моделируется линейной регрессией, периодическая составляющая явно не проявляется. Сезоны не имеют жестких календарных границ, между ними имеется переходный период, который можно выделить по характеру процесса. Это требует адаптивности статистических моделей. Сезонные погрешности моделей доходят до 20 %. Для весеннего и осеннего сезонов погрешности больше из-за ряда факторов, например, влияния отопительного сезона, и доходят до 30 % (табл. 7.5).

Т а б л и ц а 7.5

Пределные погрешности прогнозирования нагрузок

Период	Максимальных, %	Минимальных, %	Средних, %
Год	5..20	5..20	5..150
Сезон	5..20	5..20	5..20
Внутригодовые, месячные			
для летнего сезона,	До 20	До 20	До 20
для осеннего сезона,	До 30	До 30	До 20
для зимнего сезона,	+ 20...-20	-10	+3 ...-20
для весеннего сезона	До 30	До 30	До 20

Анализ данных позволяет сделать следующие выводы.

- Характерные параметры нагрузки при прогнозировании с годовым и сезонным упреждением имеют существенные погрешности. Погрешности рассмотренных показателей по сезону примерно такие же, как для годового периода. Наибольшие погрешности моделей имеют место в весенний и осенний сезоны.

- Для годового цикла временной ряд включает тренд и сезонную составляющую. Для сезонного цикла линейная регрессия отражает процесс изменения всех показателей лучше, чем другие виды регрессий.

- Необходимо выделять переходные периоды для сезонов. Особенно в отопительный и неотопительный периоды. Это позволит существенно понизить погрешности в осенний и весенний сезоны примерно на 20 %.

- Процессы изменения нагрузки по сезону показывают, что нецелесообразно использовать сезонный период для прогнозирования нагрузки на месяц и меньшие периоды. Максимальные погрешности наблюдались в январе в связи с изменением календаря праздников. Статистические методы для прогнозирования ГН на этот период не могут применяться. Для февраля погрешности ниже и составляют примерно 12 %. Процессы изменения характерных показателей ГН приведены на рис. 7.4. Погрешности можно снизить, если учитывать внутрисезонные процессы (пунктирные линии). Для этого необходимо применять адаптивные уточнения моделей.

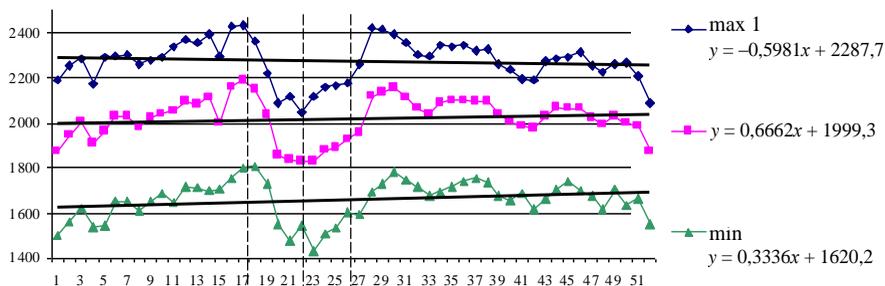


Рис. 7.4. Изменение характерных показателей для рабочих дней зимы 2005 г.

Численные значения погрешностей приведены в табл. 7.6.

Т а б л и ц а 7.6

Погрешности нагрузок

Месяц	Предельная погрешность по модулю, %		Среднеквадратическая погрешность, МВт	
	Рабочие дни	Нерабочие дни	Рабочие дни	Нерабочие дни
Декабрь 04	8,94	10,73	82,87	103,76
Январь 05	15,52	14,01	131,19	118,66
Февраль 05	8,99	7,34	60,91	54,02
Март 05	6,80	7,68	52,73	55,38
Апрель 05	13,15	11,55	80,62	92,89
Май 05	14,04	12,62	86,08	92,73
Июнь 05	10,16	13,97	59,16	77,86
Июль 05	12,48	6,52	38,24	56,33
Август 05	6,77	7,72	43,85	49,66
Сентябрь 05	8,39	12,94	39,24	66,61
Октябрь 05	7,63	7,46	52,80	50,82
Ноябрь 05	5,79	7,12	44,86	61,13

Общая схема моделирования для многолетнего и годового периодов выглядит следующим образом (рис. 7.5).

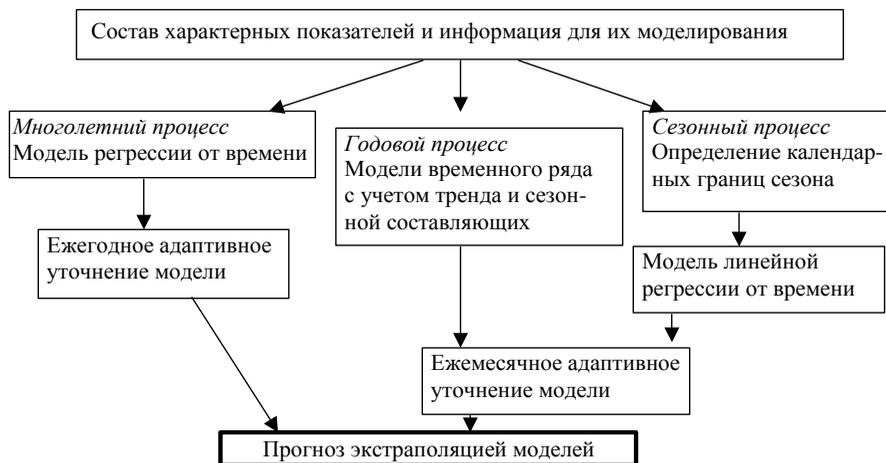


Рис. 7.5. Схема моделирования характерных показателей ГН

7.3. Моделирование графиков нагрузки для годовых и месячных периодов

В настоящее время прогнозы годовых и месячных графиков нагрузки не используются в полной мере. Если моделировать ГН и поле его изменения, то это позволит оценивать риски долгосрочных соглашений по продаже и покупке электроэнергии и мощности на рынке. Кроме того, это поле дает границы возможных изменений графика нагрузки и при краткосрочных его прогнозах (сутки – неделя). Уменьшение периода ретроспекции до одного месяца не позволяет в полной мере провести анализ случайных воздействий на нагрузку системы за годовой цикл. Многолетние данные в этом смысле более представительны, и поэтому их нельзя исключать.

Поле изменения характерных нагрузок. Пример поля нагрузок показан на рис. 7.6 и 7.7. Исследования проводились для каждого месяца годового периода для рабочих и нерабочих дней, всего построено 164 графика для четырех сезонов 2005 г. [29]. Они показывают общий вид конфигурации графика нагрузки и поле их часовых изменений.

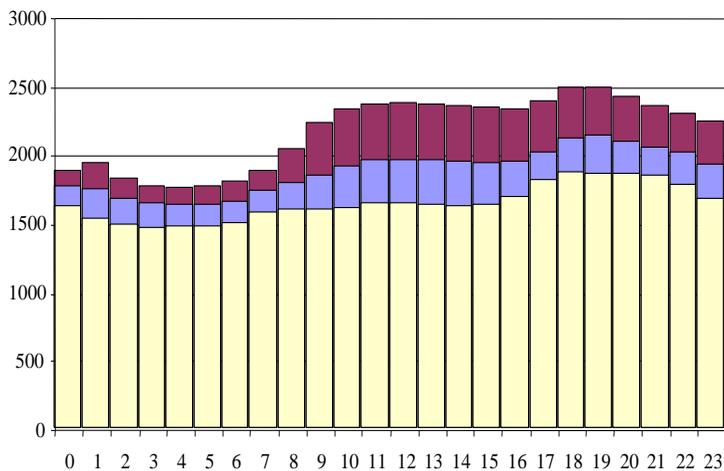
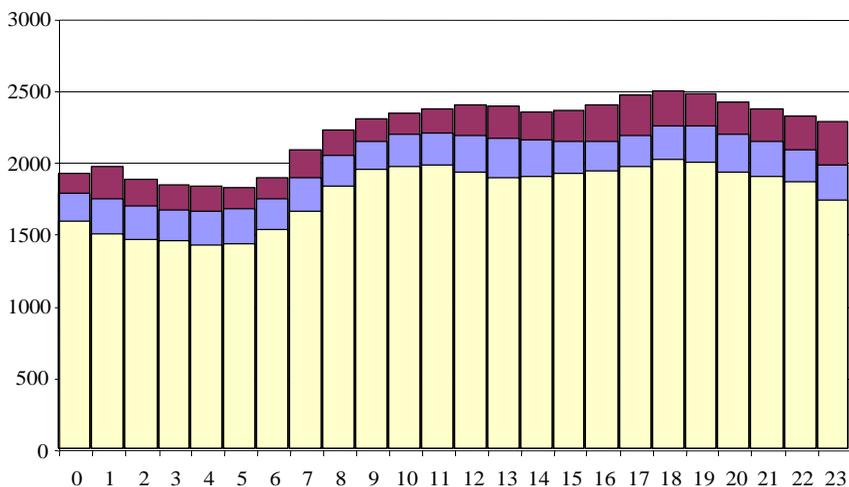


Рис. 7.6. Графики нагрузки рабочих и нерабочих дней для зимнего сезона 2005 г.

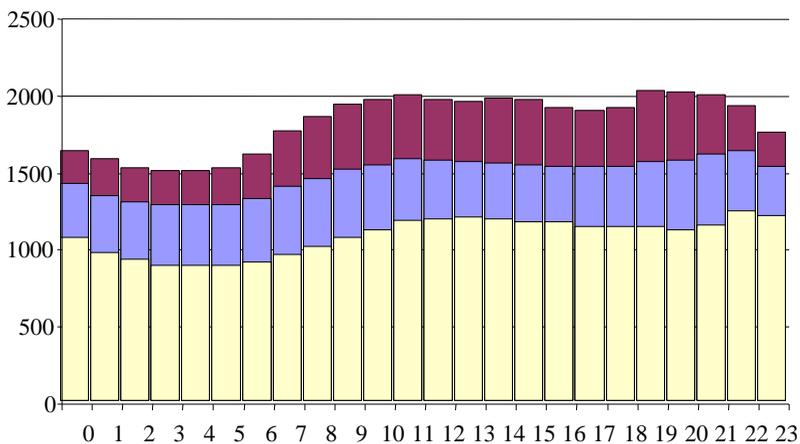
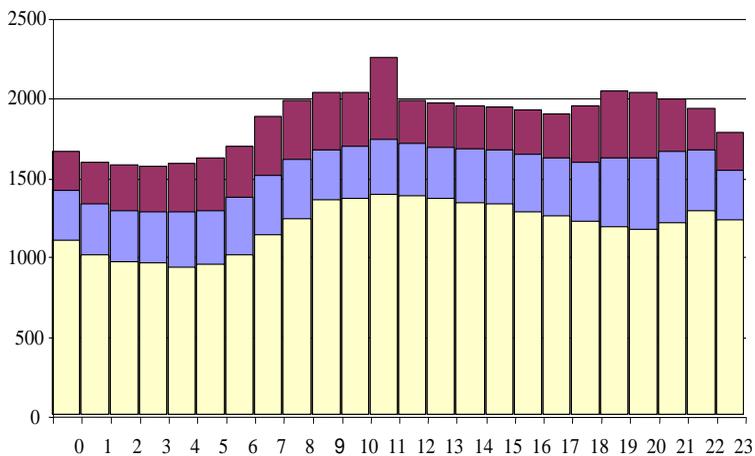


Рис. 7.7. Графики нагрузки рабочих и нерабочих дней для весеннего сезона 2005 г.

В разные часы это составляет 100...500 МВт. По этим результатам можно составить усредненную конфигурацию графика нагрузки. Анализ показывает:

- графики нагрузки имеют высокую плотность, минимальная нагрузка от максимальной отличается примерно на 30 %;
- графики рабочих и нерабочих дней для всех сезонов года различаются мало и по конфигурации и по величинам нагрузок, по средней нагрузке отличие составляет 3..5 %;
- в ГН зимнего периода нет явно выраженного утреннего максимума нагрузки, вечерний максимум нагрузки отличается от утреннего примерно на 0,5 %;
- в ГН весеннего и осеннего периодов утренний и вечерний максимумы нагрузки примерно равны и нет явно выраженного дневного провала нагрузки, минимальная нагрузка отличается от максимальной примерно на 20 %;
- для летнего периода имеется утренний максимум нагрузки и нет явно выраженного вечернего, минимальная нагрузка отличается от максимальной примерно на 25 %.

Эти данные позволяют сделать принципиальный вывод о том, что модели конфигурации ГН должны иметь индивидуальные свойства по сезонам года.

Моделирование временных границ графика нагрузки. Для каждого из сезонов года было выделено четыре временные зоны. Причем ретроспективная информация показала, что эти зоны год от года практически не изменяются. Границы ночного периода от дневного отличаются не более чем на 3 часа. Для дневного периода границы размыты, так как нет явно выраженных дневных зон. Следовательно, в модели ГН нецелесообразно менять границы внутрисуточной конфигурации ГН.



ГЛАВА 8

АДАПТИВНОСТЬ СТАТИСТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРОГНОЗА ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ

Процесс адаптации. ~ Общие положения расчета и порядок внесения поправок в статистические прогнозы ГНи. ~ Влияние температуры наружного воздуха на нагрузку. ~ Методика внесения поправок на температуру наружного воздуха в статистический график нагрузки. ~ Модель поправок на состояние облачности и ее использование при прогнозах нагрузок ~ Поправки в прогноз нагрузок на изменение частоты системы Влияние на потери мощности режимов межсистемных электрических сетей. ~ Тестирование статистических моделей прогнозирования графиков нагрузки

8.1. Процесс адаптации

Адаптация – это процесс приспособляемости системы к изменяющимся условиям среды. Чем выше степень адаптации, тем больше выживаемость системы. Модели адаптации распространяются лишь на те объекты, для которых предусматривается звено «приспособления». В энергетике адаптация является постоянным процессом, поскольку на состояние системы влияют многие случайные и неопределенные события и факторы. При адаптации может меняться

цель расчетов, ограничения, характеристики и связи. Чаще автоматическая адаптация отсутствует, и изменение условий учитывается человеком при корректировках исходной информации, модели управления, решений.

Процесс отображения объективных законов управления в формализованном виде завершается с разработкой математической модели. Информационная модель содержит структурное отображение этих законов. Математическая модель при разработке алгоритма приобретает способность к адаптации. Это достигается включением в алгоритм специальных функций. Адаптация к составу сведений, хранящихся в информационной базе, заключается в алгоритмическом анализе правильности и полноты исходных данных, в устранении их неопределенности. Адаптация к реальному времени достигается разными реакциями и точностями решения. Адаптация к будущему достигается учетом прогнозов будущего. Совокупность информационной и математической моделей дает полное описание формализованных правил.

Адаптация имеет три этапа (рис. 8.1): уточнение исходной информации; прогноз некоторых факторов будущего; интуитивная оценка будущего.

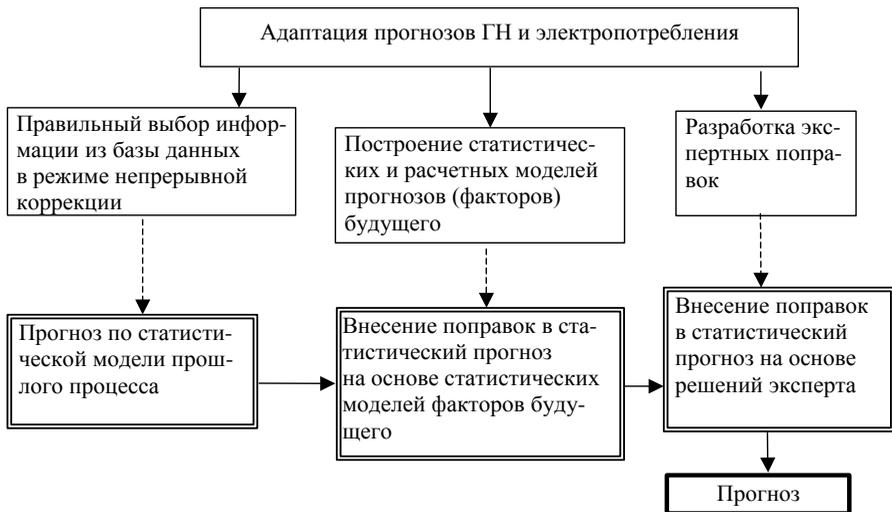


Рис. 8.1. Схема адаптации при прогнозировании ГН и электропотребления

Выделим три случая в процессе адаптации расчетов ГН и электропотребления:

1) при моделировании ситуации выявляется наиболее целесообразное поведение системы и решение выдает ЭВМ в виде статистических моделей;

2) моделирование ситуации производится в виде оценочной модели, когда не удастся получить однозначного ответа о лучшем способе управления – решение в этом случае принимает человек;

3) ситуация не моделируется целиком из-за недостатка информации или из-за недостаточного понимания происходящих процессов – в этом случае полезно разбить ситуацию на подзадачи и попытаться составить для них оценочные, статистические и эвристические модели.

В энергетике адаптивность проявляется при разработке программ действия систем автоматического управления (САУ), при решениях оперативно-диспетчерского персонала, при настройке систем релейной защиты (РЗ) и при решении организационных вопросов, принимаемых людьми. Это требует использования компьютерных систем и информационных технологий АСУ (рис. 8.2).

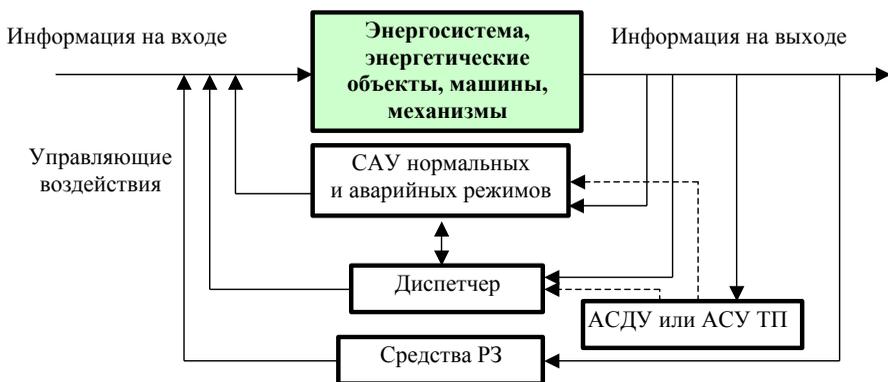


Рис. 8.2. Схема управления в энергетике

8.2. Общие положения расчета и порядок внесения поправок в статистические прогнозы ГН

Поправочные коэффициенты – это дополнительные значения основных параметров ГН, которые зависят от различных факторов, не вошедших в основную прогнозную модель, построенную по данным прошлого периода. Цель внесения поправочных коэффициентов в прогнозную модель – это повышение точности прогноза. Учет прогноза в изменении факторов позволяет определить тенденции в развитии основного процесса. К этим факторам могут быть отнесены:

- метеофакторы (температура, освещенность, сила ветра);
- частота;
- структура потребления;
- транзитные перетоки мощности;
- потери мощности .

Количество факторов и степень их влияния различны для каждой энергосистемы. Имеются усредненные показатели, полученные из практики (табл. 8.1).

Т а б л и ц а 8.1

Удельный вес различных факторов, %

№ п/п	Наименование фактора	Влияние на погрешность суточного электропотребления, %	
		по литературе	в расчетах
1	Метеофакторы	10...20	До 10 учитываются
2	Частота	1...3	Менее 1 не учитываются
3	Структура потребления	5...10	До 10 нет информации
4	Транзитные перетоки	До 20	До 15 учитываются

При расчете поправок могут быть использованы различные принципы. Поправки могут отличаться по виду показателя, относительно которого они рассчитываются: среднесуточный показатель, изменение

показателя (max/min) в течение суток, показатели в контрольные часы, относительные приросты. Могут использоваться различные методики по внесению поправок (изменение всех ординат ГН, изменение нагрузок в определенные часы, сдвиг характерных зон ГН). Рекомендаций по выбору подходов к разработке алгоритмов расчета и внесению поправок в литературе нет. В каждом случае это индивидуальные решения.

Прогнозируемые факторы зависят либо от случайных событий, либо от плановых расчетов. Случайные события предугадать в основном сложно, и поэтому прогнозы этих факторов $F_{случ}$ всегда имеют погрешности $\Delta F_{случ}$. Естественно, это снижает качество поправок к нагрузкам. Всегда необходимо выполнить специальное исследование о целесообразности их учета. Плановые ситуации можно учесть расчетными поправками $\Delta P_{расч}$, и их погрешности невелики.

Таким образом, нагрузка для интервала t :

$$P_t = P_{модели} \pm \Delta P_t (F_{случt} \pm \Delta F_{случt}) \pm \Delta P_{расчt} (F_{плt} \pm \Delta F_{плt}). \quad (8.1)$$

Поправки всегда содержат погрешности. Пользователь может оценить предстоящую ситуацию и откорректировать расчетную поправку. В общем случае поправка складывается из статистической, расчетной и экспертной, т.е.

$$\Delta_p = \Delta_{стат} + \Delta_{расч} + \Delta_{эксп}. \quad (8.2)$$

Методика расчета и внесения поправок требует решения следующих задач:

- подбор статистических моделей поправок факторов, учитывающих прошлое и будущее их состояние;
- создание для планируемых факторов методов расчета;
- внесение экспертных поправок с использованием неформальных процедур для факторов, которые не поддаются прогнозированию и расчету.

Наиболее существенное влияние на электропотребление оказывают метеорологические факторы (МФ). Они в значительной степени определяют глубокие сезонные колебания и суточную неравномерность графиков потребления. Учесть МФ очень трудно и можно получить только некоторые рекомендации по их влиянию. Прогноз МФ – это

сложная гидрометеорологическая проблема, которая далека от полного решения. И сейчас ошибки прогнозов наблюдаются систематически. Считается, что оправдываемость прогнозов составляет 70...80 %, причем с ошибками 5...10 %.

При получении связей между электропотреблением и МФ возникает много неопределенных положений. Все МФ и величина потребления электроэнергии меняются по территории энергосистемы, по времени суток, месяца, года, и учитывать эти процессы очень сложно. Различные метеофакторы прогнозируются для различных периодов упреждения. Метеофакторы связаны между собой и оказывают комплексное влияние на ГН и величину электропотребления. Отопительная нагрузка зависит от скорости и направления ветра и температуры. Осветительная нагрузка – от облачности и направления ветра. Выявить статистические функциональные связи между электропотреблением и всеми МФ и адаптировать их невозможно. Можно строить только приближенные однофакторные модели. Все МФ необходимо привести к единицам измерения мощности. Этот перечень трудностей учета метеофакторов неполный, поэтому целесообразность внесения поправок в прогноз зависит от человека. Для этого он может использовать данные экспериментальных расчетов. Необходимо отметить, что во многих энергосистемах имеются коэффициенты влияния температуры, полученные эмпирическим путем. В климатических условиях Новосибирской энергосистемы, когда колебания температуры в сутки могут составлять до 20 °С, этот коэффициент может привести к весомым изменениям нагрузки.

Аномальные колебания особенно сильно сказываются в весенний и осенний периоды, непосредственно примыкающие к отопительному сезону. В эти периоды эпизодические похолодания заставляют население прибегать к альтернативным источникам тепла, которыми большей частью становятся всевозможные электронагреватели. Как правило, в большинстве регионов эти похолодания наступали при отключенном центральном отоплении.

Для энергообъединений с концентрированной коммунально-бытовой и осветительной нагрузкой к температурному фактору добавляются факторы естественной освещенности (облачности) и некоторые дополнительные – влажность, сила ветра. Однако их учет весьма за-

труднителен из-за отсутствия информации, поэтому чаще всего влажность и ветер обычно рассматриваются не как определяющие для электропотребления, а как усиливающие действие основных влияющих факторов – температуры и естественной освещенности. При этом используются экспертные оценки.

Поправки расчетного содержания зависят от внутренних факторов энергосистемы. Их получить проще, чем поправки от МФ, но также требуется специальная методика.

8.3. Влияние температуры наружного воздуха на нагрузку

Из метеорологических факторов наиболее существенно на нагрузку и электропотребление влияют температура и освещенность. Процессы всегда анализируются за определенный период, характеризующий ход температуры, и для этой поправки может быть разработана статистическая модель $\Delta P_{\text{МФ}}(F_{\text{МФ}})$. При этом используется определенная схема расчетов (рис. 8.3).

Все задачи, перечисленные на схеме, решить на основе причинно-следственного анализа невозможно. Поэтому может быть создана только приближенная методика, причем оценить принимаемые положения трудно. Вместе с тем практика говорит о том, что существует связь между электропотреблением и температурой, и внесение поправок дает эффект.

Принципы создания базы данных по величинам температуры. База данных включает всегда только часть данных по температуре, по небольшому количеству точек ее измерения в области электроснабжения. Часто это одна-две точки, расположенные в доступных местах крупного города. Уже это говорит о некачественной информации и невозможности получить достоверные связи между всей нагрузкой зоны электроснабжения и температурой в ее небольшой части. Информация по температуре соответствует тому периоду ретроспекции, который выбран для статистической модели ГН, но она только частично учитывается в поправках.



Рис. 8.3. Схема расчетов поправок прогноза температуры в статистический прогноз графика нагрузки

Температура наружного воздуха влияет не на всю нагрузку и полную величину электропотребления, а только на их часть. Эти части неизвестны. Это могут быть только отклонения от среднего. Можно утверждать, что связь нелинейная, но вид и изменение ее нелинейности неизвестны. Они зависят от бытовой нагрузки, природа которой неопределенна. Поэтому можно только задать некоторые варианты вида связей и оценить их при экспериментальных расчетах. Это большое допущение при моделировании процесса.

Определить роль эксперта по внесению поправок от изменения МФ в статистический прогноз тоже трудно. Невозможно дать общие рекомендации для внесения экспертных поправок, и здесь все зависит от индивидуальных решений. Поэтому сказать, что внесение поправок на изменение температуры в прогноз дает эффект, очень трудно. Все это показывает, что может быть много вариантов решения этой задачи и

все они являются приближенными, без обоснования причинно-следственных принципов.

Колебания нагрузки, вызванные метеофакторами, имеют различную природу и характер влияния на основной процесс. Сезонные и суточные циклы колебаний МФ и их влияние учитываются в среднем статистической моделью ГН, полученной за период ретроспекции. Поправочные коэффициенты позволяют учитывать колебания МФ по отношению к прошлому периоду. Следовательно, модель поправок имеет вид функции

$$\Delta P_{\text{попр}}(\Delta F_{\text{МФ}}). \quad (8.3)$$

В литературе описаны различные зависимости основных показателей ГН от температуры [16]:

- корреляция температуры и полного ЭП или его части;
- корреляция температуры и полного или частичного ЭП по рабочим $T(\Theta_{\text{раб}})$ и нерабочим дням $T(\Theta_{\text{нераб}})$;
- корреляция мощности нагрузки и температуры $T(P)$;
- корреляция максимальной мощности и температуры в этот час $T_{t_{\text{max}}}(P_{\text{max}})$;
- корреляция средней мощности и среднесуточной температуры $T_{\text{ср}}(P_{\text{ср}})$.

Все они возможны, и выбор метода внесения поправок в ГН можно произвести на основе экспериментальных расчетов.

Процесс изменения температуры T° $t_{\text{время}}^T$ обусловлен факторами, абсолютно отличающимися от причин процессов изменения электропотребления Θ $t_{\text{время}}^{\Theta}$ и мощности P $t_{\text{время}}^P$. Поэтому периоды ретроспекции $t_{\text{время}}^T$, $t_{\text{время}}^{\Theta}$, $t_{\text{время}}^P$ разные, а следовательно, требуется подбор каждого периода ретроспекции $t_{\text{время}}^T$.

8.4. Методика внесения поправок на температуру наружного воздуха в статистический график нагрузки

Методика дается на примере Новосибирской энергосистемы по данным за период 2003–2006 гг. На рис. 8.4 показан график суточного электропотребления и температуры. Даже визуально видно, что существует множество факторов, влияющих на эту связь: нет четкой асинхронности процессов, имеется их сдвиг (запаздывание), при повышении температуры не наблюдается понижение электропотребления. Вместе с тем о существовании связи между электропотреблением и температурой наружного воздуха говорит коэффициент корреляции, равный $0,7...0,8$. Для количественной оценки этой связи рассчитаны ее линейные коэффициенты влияния температуры на электропотребление (табл. 8.2), которые изменяются в пределах $0,3...3\%$ от величины электропотребления.

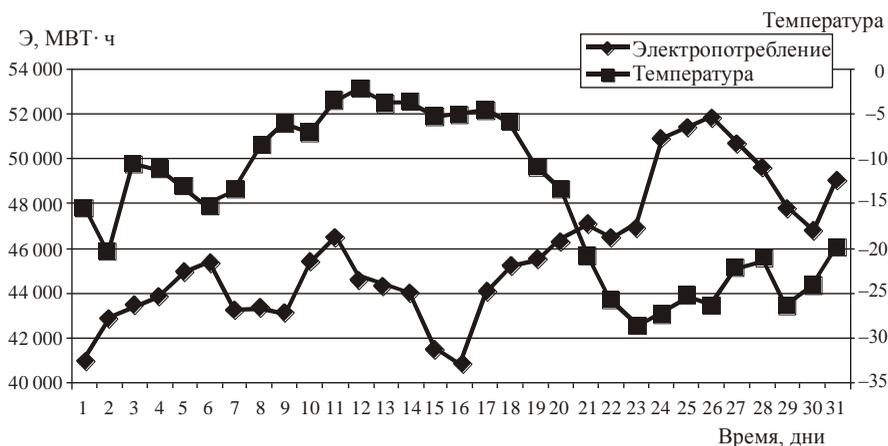


Рис. 8.4. Зависимость суточного электропотребления от температуры наружного воздуха, зима 2005 г.

Т а б л и ц а 8.2

Динамика изменения температуры и среднесуточной нагрузки, 2005 г.

Статистические данные				Относительные коэффициенты	
Месяц	Средняя нагрузка, МВт	Температура, °С	Отклонения от средней за месяц, МВт	МВт/1°С	%
Январь	1892	-14,4	320	22,2	1,17
Февраль	1986	-18,4	414	22,5	1,13
Март	1725	-3,6	153	42,5	2,46
Апрель	1593	3,8	21	5,5	0,35
Май	1289	12,3	-283	23,0	1,78
Июнь	1202	19,4	-370	19,1	1,59
Июль	1168	21,5	-404	18,8	1,61
Август	1205	18,6	-367	19,7	1,64
Сентябрь	1353	10,7	-219	20,5	1,51
Октябрь	1598	5,2	26	5,0	0,31
Ноябрь	1833	-4,7	261	55,5	3,03
Декабрь	2020	-15,5	448	28,9	1,43
Диапазон	5...50	0,3...3

Данные табл. 8.2. говорят о практической значимости поправок.

Модель внесения поправок в ГН на прогноз температуры. При моделировании рассматриваются параллельно два процесса. Первый – изменение прироста суточного электропотребления по отношению к среднему за период ретроспекции, и второй – процесс хода температуры наружного воздуха. Модель имеет вид $\Delta \mathcal{E} T^\circ$. Изменение электропотребления $\Delta \mathcal{E}$ зависит от многих причин, а не только от изменения температуры T° . Температура влияет только на отопительную и охлаждающую нагрузку, причем в основном для бытового потребления. А величина $\Delta \mathcal{E}$ зависит в основном от изменения технологического потребления энергии. Она зависит также от режима ЭЭС и других метеофакторов. Но выделить из $\Delta \mathcal{E}$ долю, зависящую от T° , практически невозможно. Вместе с тем к изменению температуры величина $\Delta \mathcal{E}$ более чувствительна, чем \mathcal{E} . Таким образом, модель для связи $\Delta \mathcal{E}(T)$ в определенной мере оправдана.

Период ретроспекции информации по температуре при моделировании принимается в двух вариантах: для электропотребления и для температуры. В первом случае больше данных, но эта связь справедлива только при устойчивом процессе хода температур. Если же процесс хода температур изменяется, то берется второй вариант. На рис. 8.5 видно, что процесс хода температур может в течение месяца изменяться.

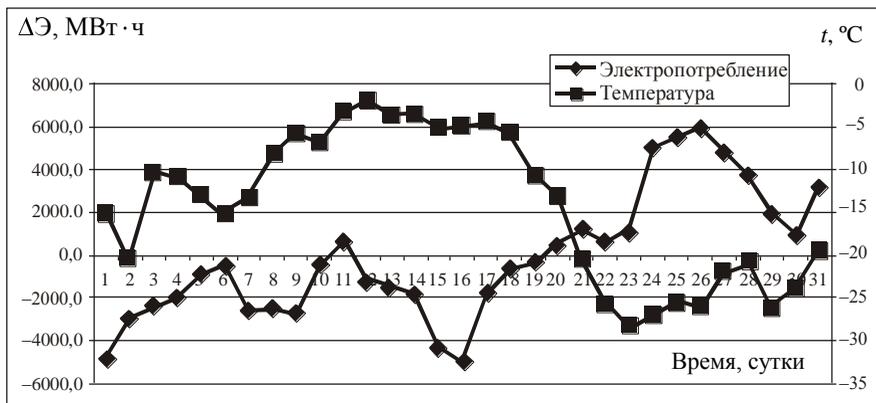


Рис. 8.5. Зависимость нерегулярной части электропотребления от температуры

При разработке модели выделяются типовые дни (рабочие и нерабочие). Интервал дискретности в расчетах принимался равным суткам. Показаны примеры зависимостей для зимы и лета. Рассматривались также связи $\mathcal{E}(T)$, $\Delta\mathcal{E}(\Delta T)$, но для них коэффициент корреляции был меньше. Расчеты показали, что наблюдается устойчивая корреляция между температурой и изменением \mathcal{E} . Причем эта связь более тесная, чем с суточным электропотреблением. Степень влияния температуры на ГН меняется по сезонам года. При повышении температуры выше определенного порога коэффициент влияния меняет знак, что свидетельствует об увеличении электропотребления вследствие включения приборов кондиционирования и охлаждения бытовых помещений. В зимний и осенне-весенний периоды коэффициент влияния зависит от включения отопления, и необходимо моделировать две зависимости: для условий включенного и отключенного отопления.

Таким образом, для каждого прогнозируемого дня разрабатывается новая или уточненная модель, на основе которой определяются поправки на температуру. В примере поправки меняются в пределах 5...30 МВт/град. На декабрь 2005 г. получена линейная регрессия и среднее значение поправки составило 3,3...6,4 МВт на 1 °С, причем в рабочие дни на 1 °С – 5,68 МВт, а в нерабочие дни на 1 °С – 5,35 МВт.

Порядок внесения поправки на температуру. С использованием полученных моделей условием внесения поправки является отклонение прогноза среднесуточной температуры от среднесуточной температуры за период ретроспекции (за все дни выбранного периода ретроспекции, в том числе и выходные).

Принимался следующий порядок расчетов. Вначале по модели получают характеристику поправок $P \cdot t_{\text{врем}}^T \rightarrow \frac{\Delta P}{\Delta t_{\text{попр}}} t_{\text{врем}}^T$. Затем определяется отклонение прогноза температуры от среднего за период ретроспекции, принятой для построения модели $\Delta t_{\text{врем}}^T$, т. е.

$$\Delta t_{\text{попр}} = t_{\text{мод}} - (t_{\text{прог}} \pm \Delta t_{\text{ош}}). \quad (8.3)$$

Поправка зависит от погрешностей прогноза температуры, которые бывают значительными. Если $\Delta t_{\text{попр}}$ значительно, то определяют поправку по характеристике $\frac{\Delta P}{\Delta t_{\text{попр}}} t_{\text{врем}}^T$. При внесении поправки изменяются все часовые (получасовые) нагрузки ГН.

Имеется множество особых условий внесения поправок, которое осуществляет только лицо, принимающее решение (ЛПР). Так для различных сезонов года величина поправки может корректироваться и вноситься неполностью при средней температуре за период ретроспекции выше +20 °С или ниже +7 °С. Эти значения получены экспертным путем и связаны с изменением поведения потребителей в этих диапазонах температуры. Например, если наблюдается тенденция к понижению при температуре +7 °С, то поправка не вносится. Или если прогножное значение температуры выше среднего за период ретроспекции, но повышение разовое, то поправка производится частично. Проведенное исследование показало, что в этой ситуации проявляется фак-

тор запаздывания снижения нагрузки. По данным января 2007 г., в первый день «потепления» поправки должны составлять 60...80 % от расчетной, на второй день 40...60 %, на третий и последующие быть близки к расчетной, т. е. появляется устойчивая зависимость нагрузки от температуры. Аналогичная ситуация наблюдается и для периода летнего похолодания, когда снижение прогнозной величины температуры относительно средней не ведет к такому же снижению нагрузки. Поправки зависят нелинейно от динамики нагрузок. Следовательно, внесение поправок на температуру может быть оправдано только при сочетании статистического и экспертного методов.

Тестирование прогнозных моделей с учетом поправок. Методика внесения поправки была апробирована на реальном статистическом материале и получены оценки ее достоверности. Внесение поправки на температуру приводит к улучшению прогноза в среднем на 1...1,5 % по абсолютному среднесуточному отклонению. Среднемесячные данные при сравнении почасовых значений нагрузки с поправками и без поправок меняются незначительно и находятся в тех же пределах (рис. 8.6 и 8.7). Общее число наблюдений – 31 день (744 значения). Прогноз ГН улучшается примерно в 50 % рассматриваемых случаев.

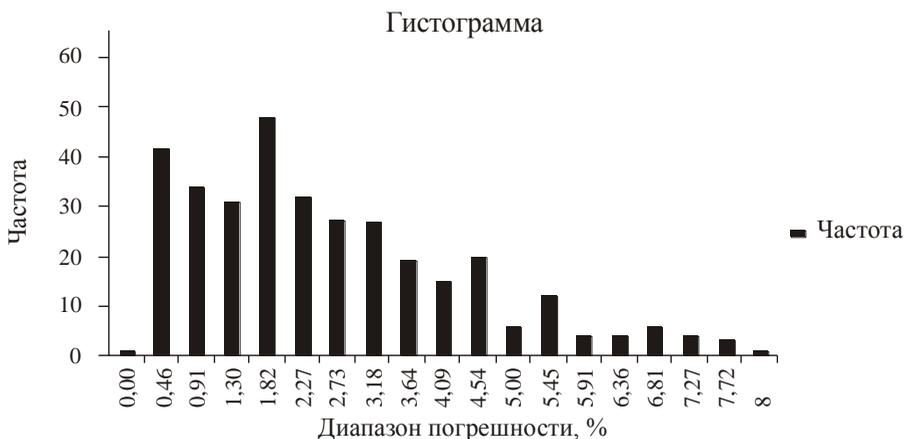


Рис. 8.6. Частота появления погрешностей до внесения поправки на температуру



Рис. 8.7. Частота появления погрешностей после внесения поправки на температуру

Рассматривалась также задача моделирования поправок на нагрузки утреннего и вечернего максимума, поскольку они также являются важными параметрами для управления режимами. Для этого использовались две модели: среднесуточных температур и температур в часы утреннего максимума (рис. 8.8).

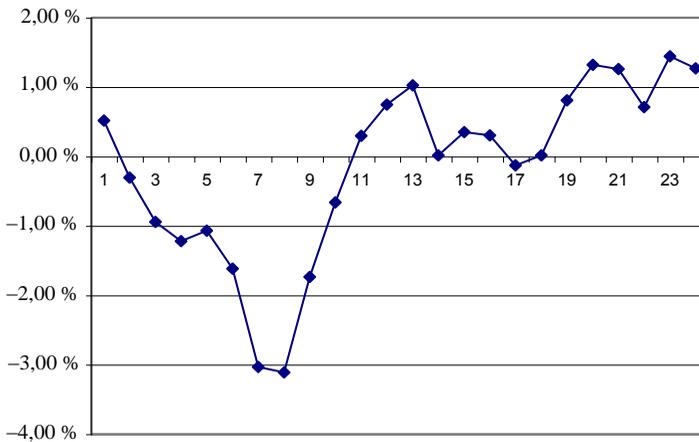


Рис. 8.8. Изменение погрешностей прогноза в течение суток при ночной температуре ниже -20°C

Можно вносить поправки на температуру с лагом запаздывания (обычно лаг запаздывания составляет от 50 до 100 ч, в зависимости от климатических условий энергосистемы). Даже приведенные примеры показывают, что могут быть различные пути. Обычно поправки на прогноз температуры могут повышать достоверность прогнозов ГН, но они существенно зависят от корректности моделей и решений, принимаемых прогнозистом.

8.5. Модель поправок на состояние облачности и методика ее использования при прогнозах нагрузки

Облачность является одним из факторов, влияющих на прогнозное значение мощностей ГН. От облачности в основном зависит осветительная нагрузка всех групп потребителей. Чаще всего данных о величинах осветительной нагрузки нет. По данным литературы, колебания облачности оказывают влияние на 20...30 % суммарного электропотребления [29]. Учет облачности, как фактора, связанного с ГН, вызывает большие трудности ввиду большой неопределенности всех данных. Прогнозы облачности даются один-два раза за сутки, облачность зависит значительно от скорости и направления ветра, от продолжительности светлого времени суток. Осветительная нагрузка не измеряется, и ее выделить из общей нагрузки невозможно. Поэтому поправки можно определить на основе эвристических методик, вычислительных экспериментов, экспертным путем.

Факторы, влияющие на осветительную нагрузку. С течением времени изменяется длительность светлого времени суток (рис. 8.9).

Процесс изменения облачности по зоне электроснабжения меняется. Если принять экспертные оценки в баллах (балл 1 соответствует наиболее облачному, а 5 – ясному дню), то видно, что в светлое время суток часто бывает пасмурно (рис. 8.10).

В суточном графике изменения осветительной нагрузки можно выделить характерные периоды (рис. 8.10). В эти периоды основное влияние оказывают следующие факторы:

- периоды 1, 5 – уличное освещение в ночное время суток;
- периоды 2, 4, 5 – освещение в помещениях;
- период 3 – отсутствие осветительной нагрузки.

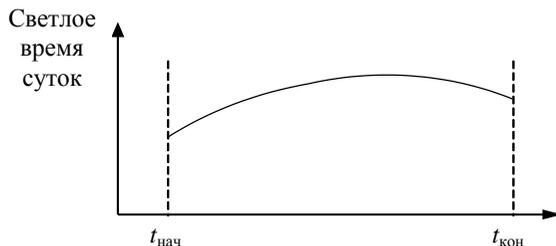


Рис. 8.9. Характер изменения светлого времени суток

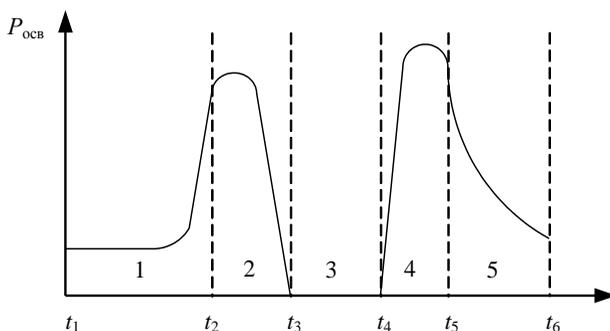


Рис. 8.10. Суточный график изменения осветительной нагрузки

Тогда можно получить продолжительность влияния облачности:

$$t_{\text{обл}} = \sum t_2 + t_4 .$$

Поскольку замеров фактических величин осветительной нагрузки нет, можно только экспертно оценить эти интервалы времени. Известно, что от 10 до 20 % электропотребления приходится на осветительную нагрузку (рис. 8.11). Когда становится темно, мы включаем лампы и загорается свет, горит свет и на каком-нибудь заводе. Необходимо, чтобы освещались помещения в больницах, школах и других заведениях (рис. 8.11).

На графике отражена суточная нагрузка с учетом доли осветительной нагрузки и без учета для наглядности.

При учете осветительной нагрузки мы можем использовать различные показатели, отражающие электропотребление:

- $E_{\text{сут}}$ (осв.) – суточное электропотребление, зависящее от освещенности;
- $P_{\text{дневн}}$ (осв.) – дневная мощность электропотребления, зависящая от освещенности;
- $P_{\text{ночн}}$ (осв.) – ночная мощность электропотребления, зависящая от освещенности;
- $P_{\text{max утр}}$ (осв.) – максимальная мощность электропотребления в утреннее время, зависящая от освещенности;
- $P_{\text{max веч}}$ (осв.) – максимальная мощность электропотребления в вечернее время, зависящая от освещенности;

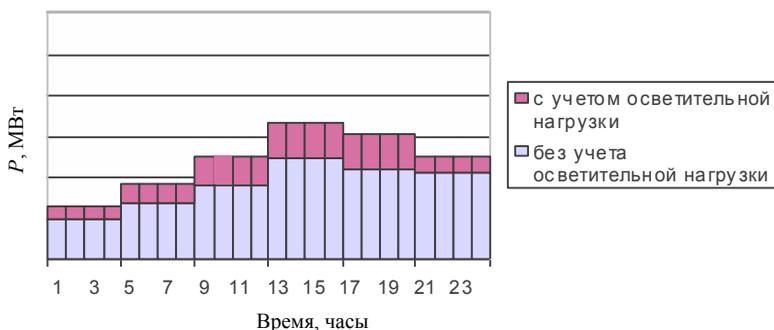


Рис. 8.11. Влияние осветительной нагрузки на суточный график

Обычно рассматривают суточное электропотребление, в первую очередь, для упрощения расчетов. Также это дает нам еще ряд преимуществ.

- Использование усредненного за сутки показателя электропотребления дает большую достоверность для прогнозов. Усреднение – повсеместный факт, широко используемый.
- В суточное электропотребление уже заложено изменение осветительной нагрузки. Обычно невозможно точно предсказать время изменения нагрузки. Например, неожиданно набежавшая туча, спрятавшая солнце, заставит человека включить свет, а значит, и повысить

осветительную нагрузку. Но это происходит обычно не сразу, а с определенной задержкой во времени (например, человеку необходимо время, чтобы дойти до выключателя);

- Гидрометеоцентр предоставляет информацию об облачности, замеры которой производятся лишь несколько раз в сутки. Исходные данные для прогноза ограничены, и поэтому удобно брать показатель суточного электропотребления, в котором эти данные заложены.

Все особенности, приведенные выше, являются факторами неопределенности при оценке облачности. Статистические данные о состоянии облачности (O) еще меньше, чем температура воздуха, связаны с изменениями электропотребления, и, следовательно, получить функцию $O(\Delta \mathcal{E})$ нельзя. Последующие расчеты подтвердили это предположение. Характеристика $O(\Delta \mathcal{E})$ имеет вид поля точек, и регрессия не дает его описания. В этом случае остается только путь подбора эмпирической связи с применением аппарата экспертного анализа.

Функция поправок на освещение будет иметь вид

$$\Delta P_{\text{осв}} = \varphi \Delta t_{\text{ГН}} \Delta t_1 \dots \Delta t_5, \Delta_{\text{обл}} \Delta t_1 \dots \Delta t_5, \quad (8.4)$$

где $\Delta t_{\text{ГН}}$ – показатель продолжительности и изменение нагрузки и облачности $\Delta_{\text{обл}}$ на интервалах $t_1 \dots t_6$, φ – удельная величина МВт/О.

Методика расчета поправок на облачность φ . Оценка влияния облачности основана на степени рассогласования фактического электропотребления с соответствующей прогнозной величиной после внесения поправок на температуру. Если рассогласование больше заданной величины ε , то поправка на облачность учитывается, т.е.

$$\Delta P_{\text{обл}} (P_{\text{факт}} - \Delta P_{\text{тем}} \geq \varepsilon). \quad (8.5)$$

Отсутствие статистических данных для причинно-следственного анализа вынуждает применять методику, в которой принимается ряд допущений, и это делает оценки недостаточно обоснованными. Только прогнозист может принять решение об их учете. Следующие допущения являются наиболее очевидными.

- Для анализа используются данные за месячный период ретроспекции.

- Длительность светлого времени суток соответствует среднемесячной, и не учитываются ее изменения по календарным датам месяца.

- Предполагается, что облачность влияет только на осветительную нагрузку.

- Не учитывается взаимная корреляция всех метеофакторов случайного характера.

- Не учитывается график изменения осветительной нагрузки.

Алгоритм анализа. Предлагается следующий алгоритм. Рассчитывается средняя длительность светлого времени суток за период ретроспекции, равный 30 календарным дням, предшествующим прогнозируемому сроку.

Намечаются часы суток, в которые будет учитываться влияние облачности, начиная с часа, соответствующего восходу солнца, и заканчивая часом заката.

Формируется массив расчетной информации: о фактических нагрузках или электропотреблении $\mathcal{E}_{\text{факт}}$; соответствующих прогнозных значениях поправок электропотребления на температуру $\mathcal{E}_{\text{темп}}$; об облачности, переведенной в баллы по отношению к средней. Баллы определяются экспертно, из данных удаляются те дни, в которые ошибка прогноза нагрузки больше некоторой, заранее заданной величины. Группируются данные по типам облачности в баллах.

Подбирается модель поправок по типам облачности за период ретроспекции на основе экспериментальных расчетов. Эти рассчитанные величины будем называть поправками на облачность.

Методом инверсной верификации корректируются прогнозы нагрузок за период ретроспекции на величины поправок на облачность. Если сумма модулей ошибок прогноза после внесения поправок уменьшилась, по сравнению с суммой модулей ошибок прогноза без их внесения, то поправки можно применять на предстоящий период. В ином случае поправка не вносится.

Поправки на облачность:

$$\Delta\mathcal{E}_{\text{обл}} = (\Delta\mathcal{E}_{\text{факт}} - \Delta\mathcal{E}_{\text{темп}}) \frac{K(O_{\text{ср}} - O_{\text{факт}})}{O_{\text{ср}} - O_{\text{факт}}}, \quad (8.6)$$

где K – балл, зависящий от отклонения фактической облачности от средней, за период ретроспекции.

Пример методики расчета поправок на облачность и внесения их в график нагрузки [29]. Будем проводить анализ влияния освещенности на основе предоставленных для ОАО «Новосибирскэнерго» данных по облачности за 2005 г., а также данных о среднесуточных нагрузках энергосистемы.

Сгруппируем данные по среднесуточной нагрузке в массивы по месяцам года, а затем разобьем каждый на два отдельных, т. е. на рабочие и выходные дни.

Электропотребление осветительной нагрузки зависит от таких факторов, как длина светового дня, а также облачности. Для того чтобы спрогнозировать время осветительной нагрузки, необходимо также учитывать природную продолжительность светового дня, когда нагрузка либо снижается, либо вообще отсутствует. Но вне зависимости от природной длины дня у человека имеется свой интервал времени, который не всегда совпадает с природной продолжительностью дневного света. Поэтому в периоды, в которые продолжительность дневного света будет не совпадать с периодом активности человека, потребуется дополнительная осветительная нагрузка (табл. 8.5).

Т а б л и ц а 8.5

Продолжительность светлого времени суток и время естественного и искусственного освещения

Время года	Тип дня	Естественная освещенность		Искусственная освещенность	
		часы суток	продолжительность, ч	часы суток	продолжительность, ч
Зима	Рабочий день	8:30–16:30	8	6:30–8:30	2
				16:30–23:00	6,5
Зима	Выходной день	8:30–16:30	8	7:00–8:30	1,5
				16:30–23:30	7
Лето	Рабочий день	5:30–21:30	16	21:30–23:00	1,5
Лето	Выходной день	5:30–21:30	16	21:30–23:30	2

Рекомендации по учету осветительной нагрузки. Сегодня в рыночных условиях функционирования энергокомпании вынуждены платить за отклонения, вызванные не точно спрогнозированным графиком нагрузки. Подытожив, можно предположить конкретный алгоритм по учету осветительной нагрузки в формировании суточного графика нагрузки энергокомпании. Облачность является одним из факторов, влияющих на прогнозное значение электропотребления. От облачности в основном зависит осветительная нагрузка всех групп потребителей. В ОАО «Новосибирскэнерго» данных о величинах осветительной нагрузки нет, поэтому единственным способом получить величины поправочных коэффициентов является расчетный. Значения облачности могут варьироваться в зависимости от выбранной шкалы, в данном случае была рассмотрена шкала изменения облачности от 0 до 10 баллов, где 0 соответствовал наиболее облачный день, а 10 – наиболее ясный. Величина поправок на изменение единицы облачности представлена в табл. 8.6.

Т а б л и ц а 8.6

Изменение мощности на единицу облачности в феврале

Показатель	От 3 к 0	От 3 к 1	От 3 к 4	От 3 к 5	От 3 к 6	От 3 к 8	От 3 к 10
Изменение мощности	19,37	-37,37	-41,21	-101,11	3,69	127,89	26,19
На единицу облачности	6,46	-18,69	-41,21	-50,55	1,23	25,6	3,74

Как видно из таблицы, на единицу облачности приходится достаточно большие отклонения мощности, что в принципе объяснимо. Февраль – зимний месяц, темно становится очень рано, и поэтому дополнительная осветительная нагрузка появляется гораздо раньше. И при любых изменениях освещенности, точнее, при незначительном потемнении, в электросеть включается много ламп для дополнительного освещения. Проведя также аналогичный анализ для летнего месяца (табл. 8.7), составим таблицу изменений мощности на единицу облачности в рабочие дни июля. Считая средним значение 6, которое уже среднестатистически включено в прогноз, и имея прогноз облачности, можно оценить значение поправки при изменении от 6 до прогнозного значения.

Т а б л и ц а 8.7

Изменение мощности на единицу облачности в июле

Показатель	От 6 к 0	От 6 к 1	От 6 к 3	От 6 к 4	От 6 к 5	От 6 к 8	От 6 к 9	От 6 к 10
Изменение мощности	-67,24	-47,68	-42,04	-2,28	-80,01	-30,9	-57,66	15,84
На единицу облачности	-11,2	-9,54	-14,01	-1,14	-80,01	-15,45	-19,22	3,96

При расчете поправки на облачность необходимо учесть следующие допущения. Во-первых, оценка степени влияния облачности основана на анализе степени рассогласования фактического электропотребления с соответствующей прогнозной величиной после внесения поправок на температуру. Затем для целей анализа принимается месячный период ретроспекции, и на нем не учитывается изменение длительности светлого времени суток, которая принимается на уровне среднемесячной длительности.

Предполагается, что облачность связана исключительно с осветительной нагрузкой, и при этом не учитывается взаимная корреляция всех факторов случайного характера. При этом не учитывается и характер светлого времени суток и вид суточного графика изменения осветительной нагрузки.

Таким образом, можно составить следующий алгоритм.

1. Рассчитать и определить среднюю длительность светлого времени суток за рассматриваемый период. Для удобства можно взять месячный период ретроспекции, равный 30 календарным дням.

2. Наметить часы суток, в которые будет учитываться влияние облачности, начиная с часа, соответствующего восходу солнца, и заканчивая часом заката.

3. Для намеченных часов отобрать данные ОАО «Новосибирскэнерго» по фактическому электропотреблению, а также данные об облачности в баллах, предоставленные метеоподстанцией.

4. Для удобства анализа сгруппировать величины отклонений электропотребления от среднего значения по типам облачности для того, чтобы сделать корректную поправку.

5. Рассчитать отклонение электропотребления на единицу облачности в баллах, данные для удобства занести в таблицу.

б. Наконец, скорректировать данные по электропотреблению с учетом рассчитанных поправок.

При принятии решения о внесении поправки на облачность следует внести такой фактор, как продолжительность светового дня, которая в определенные периоды не совпадает со временем внесения поправок на облачность в баллах. Это связано с тем, что длина светового дня может либо превышать, либо быть ниже дневной части графика, когда в структуре нагрузки присутствует осветительная часть.

8.6. Поправки в прогноз нагрузки на изменение частоты системы

Частота в системе поддерживается в соответствии с ГОСТом, и при этом не требуется вносить поправки в прогноз ГН. В отдельных случаях при недостаточном частотном резерве или при авариях частота может изменяться до величин, которые целесообразно учитывать в прогнозах ГН. Частота на предстоящий период не прогнозируется, но ее регулярный анализ позволяет принимать решения о внесении поправок.

Случайные колебания частоты происходят около средних значений нагрузки на интервалах ее усреднения (рис. 8.12). В том случае, если среднее значение частоты за анализируемый период будет ниже или выше нормального уровня по ГОСТу, возникает необходимость оценить степень влияния отклонения частоты на изменение нагрузки. Такое влияние обусловлено характером физических процессов, протекающих в электроприемниках. Например, для асинхронных двигателей, составляющих существенную часть нагрузки предприятий, отклонения частоты приводят к изменению их мощности согласно статической характеристике нагрузки [29].

Поправка на изменение частоты для периода i определяется по выражению

$$P_{if} = P_i \left[1 + \frac{k_f (50 - f_i)}{50} \right], \quad (8.7)$$

где P_{if} – мощность с поправкой на частоту; P_i – мощность на интервале i ; k_f – крутизна статической характеристики автоматики регулирования частоты; f_i – действительное значение частоты.

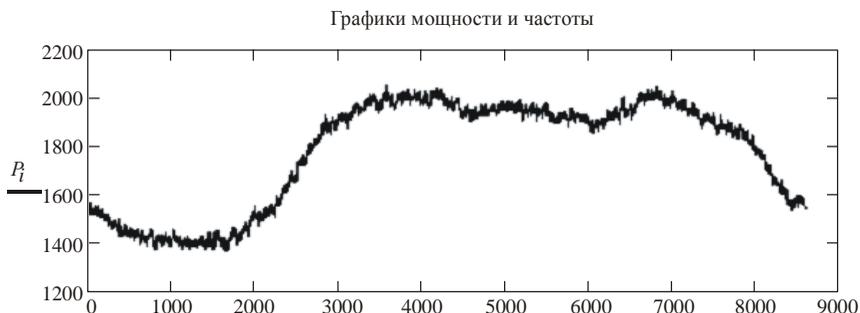


Рис. 8.12. Пример изменения частоты

Как видно из выражения (8.7), поправка на частоту всегда имеет место, кроме того случая, когда частота равна 50 Гц и диапазон ее изменения $[\pm 0.05 \text{ Гц}]$. При этом поправки на изменение частоты составляют 1...2 МВт, что находится в пределах точности расчетов. Степень влияния отклонений активной мощности, обусловленных частотой, зависит от значения мощности по ГН, чем мощность меньше, тем больший вес приобретает добавка мощности при снижении частоты.

При учете частоты на прогноз нагрузки целесообразно использовать информацию за несколько дней, предшествующих прогнозируемому.

8.7. Влияние электрических режимов работы межсистемных электрических сетей на потери мощности при прогнозах графиков нагрузки

Потери мощности в сетях энергосистемы

$$\Delta P = \Delta P_{\text{ЭЭС}} + \Delta P_{\text{транз}} \quad (8.8)$$

Если по собственным сетям ЭЭС не передаются транзитные мощности других систем, то потери от транзита $\Delta P_{\text{транз}} = 0$. В этом случае собст-

венные потери $\Delta P_{\text{ЭЭС}}$ уже учтены в ГН, так как информация о мощностях ГН соответствует замерам мощностей на шинах станций. Если имеется транзит мощности, то это вызывает дополнительные потери $\Delta P_{\text{транз}} (P_{\text{транз}})$. Их можно рассчитать и учитывать в виде расчетной поправки к ординатам прогноза ГН. Величины транзитных мощностей планируются.

В общем случае потери мощности и энергии от транзитных перетоков рассчитываются методом прямых расчетов нормальных режимов сети ЭЭС и выделением той составляющей потерь, которая зависит от транзитных перетоков. Могут задаваться перетоки в различные энергосистемы. Расчеты проводятся на стадии оперативного планирования. Такие плановые поправки меняют нагрузки системы до 1...2 %. Это существенная поправка для ГН. Однако расчеты не дают точного результата, и, кроме того, плановые перетоки всегда отличаются от фактических. И это требует прогноза их влияния на ГН.

По рекомендуемой методике [9] плановые расчеты потерь мощности должны проводиться для каждого интервала времени установленной продолжительности ($t = 60$ мин, 30 мин, 15 мин) с получением результата в виде средних потерь мощности. Допускается выполнять расчеты для характерных периодов. Следовательно, расчеты не дают точного значения потерь.

При расчетах для каждого интервала времени определяются нагрузочные потери в сетях транзитера в двух режимах: фактическом, в котором транзитная мощность соответствует $P_{\text{тр}}$, и расчетном при $P_{\text{тр}} = 0$. Потери мощности

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_1 - \Delta P_2, \quad (8.9)$$

где ΔP_1 и ΔP_2 – суммарные нагрузочные потери мощности в сетях транзитера в соответствующих режимах.

Потери энергии

$$\Delta W = \Delta P_{\text{тр}} t. \quad (8.10)$$

В энергосистеме-транзитере во втором режиме должны быть сохранены значения: всех активных мощностей генераторов, причем реактивная мощность генераторов должна быть задана пределами регулирования $Q_{\text{min}} - Q_{\text{max}}$; напряжений во всех узлах; активных и реактивных нагрузок; коэффициентов трансформации. Изменения нагрузок в приемной системе следует выполнять, уменьшая активные и реактивные

мощности нагрузочных узлов пропорционально во всех узлах. Изменения нагрузок генерирующих узлов проводят на всех электростанциях, участвующих в регулировании режимов.

При нескольких транзитах расчеты проводят при фактических значениях всех перетоков и при значениях перетоков, соответствующих отсутствию (нулевому значению) всех транзитов через сети энергосистемы-транзитера. Выполняется n расчетов, в каждом из которых принимаются равными нулю все транзиты, кроме одного, i -го ($i = 1, 2, \dots, n$, где n – число энергосистем, в которые производятся транзиты). Уменьшение транзита до нуля осуществляется перераспределением мощности между передающей и приемной ЭС. Разность потерь мощности в (8.9) и (8.10) представляет собой суммарные потери от всех транзитов, а результаты серии из n расчетов используют для распределения суммарных транзитных потерь по отдельным транзитам. Доля транзитных потерь, соответствующая i -му транзиту:

$$d_i = \Delta P_i / \Delta P_{\Sigma}, \quad (8.11)$$

где ΔP_i – потери, обусловленные i -м транзитом при нулевом значении остальных транзитов; ΔP_{Σ} – сумма n значений ΔP_i .

Следовательно, методика основана на расчетах планового и фактического режимов, которые могут выполняться для разных интервалов времени. Эти условия могут в фактическом режиме отличаться от планового.

В [3] приведен пример влияния транзитных потоков на потери районных энергосистем, которое составляет 4 %. Причем оно различно для узлов сети.

Общие потери от транзита разделяются на две составляющие:

- собственные потери от транзита;
- потери влияния на отдельные элементы схемы сети.

Особенностью ЕЭС России является ее протяженность и охват нескольких часовых поясов. В связи с этим с прохождением светового дня перемещается и максимум электропотребления по территории РФ, а значит, так же во времени изменяются направление и величина сальдо-перетоков электроэнергии и мощности между субъектами оптового рынка. Кроме того, имеются договорные обязательства перед нашими партнерами – странами СНГ по графикам поставки и объемам перетоков электроэнергии.

Учет поправок на потери от транзита требует расчета каждой составляющей:

$$\begin{aligned}\Delta P &= \Delta P_{\text{собс}} + \Delta P_{\text{транз}} \\ \Delta P_{\text{собс}} &= \Delta P_{\text{пл}} + \Delta P_{\text{факт}} \\ \Delta P_{\text{транз}} &= \sum_i \Delta P_{i\text{пл}} + \sum_i \Delta P_{i\text{факт}}\end{aligned}\quad (8.12)$$

Для всех видов потерь мощности имеются случайные составляющие, которые требуют моделей прогнозирования. Принципы их получения такие же, как и для других задач, поэтому они здесь не излагаются.

Пример расчета для сетей 110 – 220 кВ Новосибирской области. Исторически развитие электрических связей между ОЭС Урала и ОЭС Сибири шло через территорию Казахстана. И на сегодняшний день по сечению Сибирь – Казахстан переток мощности в течение суток изменяется от –1200 до +1100 МВт. Таким образом, ОЭС Сибири в дневное время принимает мощность из ОЭС Урала, а в ночные часы – выдает.

Межсистемные присоединения 110–220 кВ Новосибирск – Омск входят в суммарное сечение Сибирь – Казахстан. Передача транзитной мощности по этому сечению производится по одноцепной ЛЭП 220 кВ и двухцепной 110 кВ. Длина транзитных ЛЭП около 600 км (на одну цепь). Выдача из Новосибирской энергосистемы (прием в Омскую ЭЭС) достигает 220 МВт, прием (выдача) достигает 280 МВт. За счет существенной длины межсистемного транзита и слабых электрических связей между регионами при передаче мощности возникают существенные транзитные потери, которые относятся на потребление соответственно Новосибирской и Омской энергосистем. Величины перетоков мощности по сечению Сибирь – Казахстан задает ЦДУ исходя из плановых заданий и сетевых ограничений.

Зная ожидаемый состав сетевого и генерирующего оборудования, можно прогнозировать величины перетоков по сечению Сибирь – Казахстан и соответственно Новосибирск – Омск. И существует реальная возможность при прогнозировании нагрузки и электропотребления учитывать потери от транзита мощности как одну из наиболее значимых поправок, влияющую на точность прогноза ГН.

Можно расчетами получить характеристику поправок к нагрузкам. Поправки составляют 3...7 % нагрузки. Расчетный способ внесения поправок по характеристике потерь мощности $\Delta P_{\text{транз}}$ ($P_{\text{транз}}$) повышает достоверность прогнозов графиков нагрузки. Характеристика может адаптивно уточняться при изменении параметров режима сети.

8.8. Тестирование статистических моделей прогнозирования графиков нагрузки

Тестирование является обязательным этапом оценки моделей. Для рассматриваемых статистических моделей используются общие принципы тестовых расчетов:

- цель расчетов;
- задачи и схема тестовых расчетов;
- оценка результатов по определенным показателям.

Цель расчетов в данной работе – это сравнение статистических и эвристических моделей и методов прогнозирования ГН. Рассматривались те модели, которые изложены в гл. 6, 7, 8. Схема включала общепринятые положения и задачи оперативного планирования ГН.

Сравнительные оценки экспертных и статистических методов получены по данным Новосибирской энергосистемы для зимнего периода 2006 г. Схема тестирования показана на рис. 8.13.

Задачи получения сравнительных оценок статистических и экспертных методов включают:

- 1) получение сравнительных оценок экспертных методов и различных статистических моделей ГН с учетом всех поправок;
- 2) количественную оценку факторов, влияющих на погрешности расчетов ГН;
- 3) оценку изменения погрешностей ГН по времени суток.

Оценка комплексного применения статистических моделей и экспертных путей прогнозирования ГН.

При расчетах использовались следующие показатели сравнения:

- предельная погрешность;
- минимальная погрешность;

- средняя погрешность по модулю;
- гистограмма погрешностей и оценка частоты величин погрешностей.



Рис. 8.13. Схема тестирования

Сравнительные оценки экспертных методов и различных статистических моделей. При статистическом анализе использовались данные Новосибирской ЭЭС за 2005–2006 гг., оценивались различные статистические модели прогнозирования ГН (табл. 8.8). Количественные оценки приведены для сравнений МЭ (экспертной модели) и М1 (ранее в гл. 6 было показано, что она является лучшей из сравниваемых моделей). По всем оценкам статистические методы дают более точное решение, чем экспертные. Выигрыш по средней погрешности по модулю за сутки составляет 0,4...1 %.

Т а б л и ц а 8.8

Оценка качества прогнозирования с применением статистической модели М1

Вид погрешности	Выигрыш по сравнению с МЭ
Средняя по модулю, %	2,5
Количество оценок погрешностей хуже МЭ, %:	
предельная,	14
минимальная,	28
суммарная по модулю	28
Средняя по модулю, %	2,5
Средний выигрыша по модулю за период	
МВт	
МВт · ч,	117
процент от общей выработки	2795
за период	0,42

Количественная оценка факторов, влияющих на погрешности прогнозирования нагрузки. Поправки на прогноз температуры и облачности позволяют уточнить статистический прогноз. Величины поправок к статистическим нагрузкам доходят до 10 %. Менее значимыми для зимнего периода являются поправки на облачность в связи с коротким светлым временем суток. По результатам тестирования получены следующие выводы.

1. Внесение поправок на температуру позволяет уточнить прогноз нагрузки на 1...10 %.

2. Характеристика поправок на температуру должна непрерывно уточняться, и только при этом она улучшает качество прогноза нагрузки.

3. Учесть поправки на температуру экспертными методами можно приблизительно и с большими погрешностями.

4. Поправки на облачность для зимнего периода можно не учитывать.

Оценка изменения погрешностей по времени суток. Для внесения уточнения в методы и модели прогнозирования важную роль играет выявление периодов наибольших погрешностей. Анализ графиков нагрузки показал, что имеется три временных периода. Наибольшие величины погрешностей имеют место в период ночного провала

нагрузки с 0 до 6 ч. Их величина больше, чем в период дневных нагрузок, примерно на 1 %.

Экспертные поправки уточнения прогноза. Возможные экспертные пути уменьшения погрешностей в период ночного провала нагрузки включают изменения методики использования статистической модели и внесения экспертных поправок. Таких вариантов достаточно много. Рассматривались три варианта.

1. В модели М1 изменения выработки электроэнергии в прогнозируемом ГН $\Delta\mathcal{E}$ учитывается равномерно по нагрузкам всех часов суток, т. е.

$$\Delta P = \frac{\pm \Delta \mathcal{E}}{24}. \quad (8.13)$$

2. Другим вариантом является неравномерность распределения выработки электроэнергии по временным периодам суток, т. е. по коэффициентам неравномерности:

$$\begin{aligned} k_1 &= \frac{\mathcal{E}_{0...6,22...23}}{\mathcal{E}}, \quad k_2 = \frac{\mathcal{E}_{7...21}}{\mathcal{E}}, \\ \Delta P_{0..6,22...23} &= k_1 \Delta P, \\ \Delta P_{7...21} &= k_2 \Delta P. \end{aligned} \quad (8.14)$$

Причем этот способ может быть разбит еще на два: период, за который рассчитываются коэффициенты, равен выбранному периоду ретроспекции (вариант 2.1); коэффициенты рассчитываются по последним типовым суткам (вариант 2.2).

3. Можно приравнять результаты предыдущего типового дня к прогнозам нагрузки в период 0...6 и 22...23 ч, а всю поправку на выработку внести в период 7...21. Это экспертный вариант, часто применяемый на практике.

Во всех вариантах получено увеличение погрешности по сравнению с решениями по М1. Следовательно, эти пути применять нецелесообразно.

Влияние ошибки прогноза температуры на точность прогноза ГН. Анализ влияния ошибки прогноза температуры на точность про-

гноза ГН проводился за период прогнозирования с 24.01.07 по 28.02.07 только для рабочих дней. Прогнозное значение температуры получалось в 4 точках (ночь, утро, вечер, день) из двух источников. Для более точного выявления ошибки были использованы значения прогноза температуры по времени суток, среднесуточное значение как осредненное из обоих источников прогнозирования температуры (табл. 8.9).

Т а б л и ц а 8.9

Величины поправок на температуру

Тип показателя	Ошибки прогноза на 1 °С	Поправки, МВт/1 °С	Количество ошибок прогноза ГН	Величина ошибки прогноза ГН из-за ошибки прогноза температуры
Среднесуточная температура	4,6...2,9	8,4...2,5	9	2...100 % 2...20 МВт
Ночь (0...5–30)	6... –5		9	2...100 % 2...35 МВт
Утро (6...8–30)	6,6... –5,1		10	2...60 % 2...20 МВт
День (9...18)	3,7... –4		9	3...75 % 4...11 МВт
Вечер (18-30...0)	15,6... –1		8	2...100 % 1...20 МВт

Проведенный анализ показывает, что частота «совпадений» ошибки прогноза температуры и ошибки прогноза ГН составляет 26...31 %, что является достаточно низким показателем. В случае совпадения ошибок доля величины ошибки температуры составляет 2...100 % в относительных показателях и 2...35 МВт в абсолютных.

Гистограмма погрешностей. Для всех рассмотренных суток получены гистограммы погрешностей при использовании статистической модели М1 и экспертных моделей МЭ. Сравнительные результаты приведены в табл. 8.10 (всего 336 случаев). Гистограммы за весь период и для примера в отдельные сутки показаны на рис. 8.14 и 8.15.

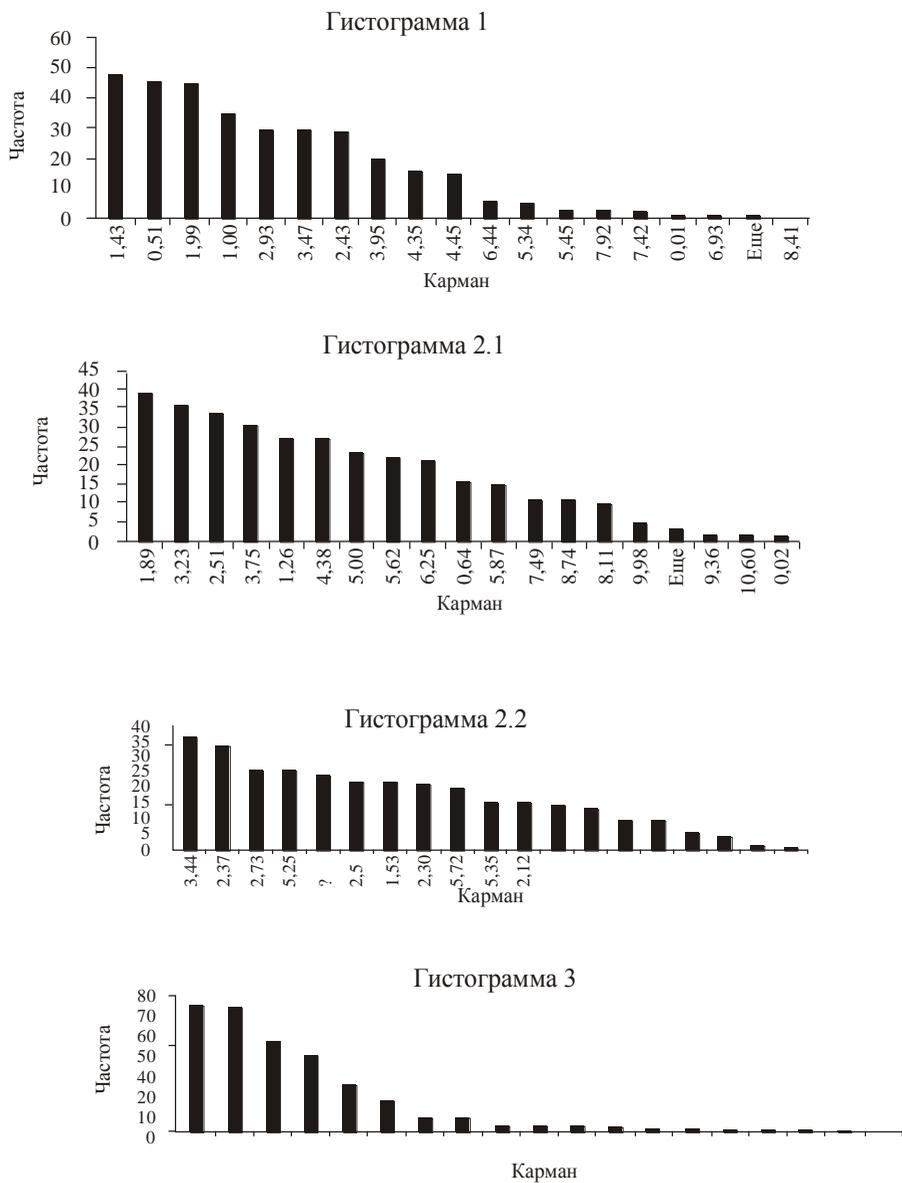


Рис. 8.14. Гистограммы погрешностей при внесении изменений в методику модели М1

Т а б л и ц а 8.10

Частота погрешностей при сравнении экспертных методов

Величина погрешностей	Частота погрешностей				
	Вариант 1	Вариант 2.1	Вариант 2.2	Вариант 3	Вариант, принятый в практике
До 2 %	175	83	66	149	142
С 2 до 5 %	140	151	170	146	115
С 5 до 10 %	21	102	100	28	79
Выше 10 %	0	0	0	13	0

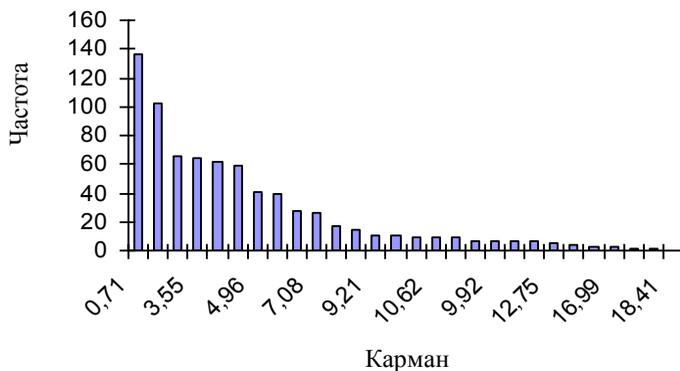


Рис. 8.15. Гистограммы погрешностей по использованию моделей М1

Полученные практические выводы говорят о правомерности и эффективности методики расчетов на основе статистических моделей.



ГЛАВА 9

ВЕРОЯТНОСТНЫЙ АНАЛИЗ СЛУЧАЙНОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ И ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ

Особенности прогнозирования ГН и электропотребления на предприятиях. ~ Применение вероятностного анализа для процесса электропотребления и мощности нагрузки потребителей. ~ Методические принципы применения положений теории вероятностей для анализа электропотребления и нагрузки.

9.1. Особенности прогнозирования графиков нагрузки и электропотребления на предприятиях

Как уже говорилось, модель прогнозирования имеет целевой характер и ее особенности зависят от целей. Основное внимание уделяется модели, используемой в коммерческих отношениях предприятия и энергоснабжающей компании (ЭСК). Она

влияет на управление режимами ЭЭС. Планирование, покупка и последующее регулирование электропотребления в крупной, территориально распределенной организации с разнородным потреблением и многоуровневой иерархией управления – это сложный, многоступенчатый процесс. Он включает в себя формирование прогнозов потребления, их согласование на различных уровнях управления, контроль соответствия фактического электропотребления плановому, анализ причин отклонений, управление потреблением. В настоящее время отношения между ЭСК и потребителями определяются договором на энергоснабжение. Договор на энергоснабжение – нормативный документ взаимных обязательств и ответственности сторон. В нем определяются юридические условия: права и обязанности сторон по договору, порядок согласования договорного объема потребления электрической энергии, порядок компенсации стоимости отклонений фактического объема потребления электрической энергии от договорного, порядок оплаты и срок исполнения покупателем обязательства по оплате. Часть их зависит от прогноза электропотребления предприятия. Каждый потребитель в договоре с энергоснабжающей организацией указывает величину энергопотребления на следующий год с помесечной разбивкой – это лимитируемый расход. В течение года потребитель имеет право скорректировать лимиты потребления. По окончании расчетного периода ЭСК осуществляет учет и контроль потребленной электрической энергии. При отклонении фактического потребления от лимитируемого расхода устанавливаются штрафные санкции: на величину отклонения вверх – превышение фактического электропотребления над заявленным; на величину отклонения вниз – снижение фактического электропотребления по отношению к заявленному. Это создает довольно жесткие правила для потребителей розничного рынка. Если их заявка неверна, то ЭСК не знает своего дохода. Совершенство системы прогнозирования – это актуальная проблема как для потребителей, так и для ЭСК. Затраты предприятий на оплату электроэнергии постоянно растут. На некоторых предприятиях они составляют уже 20 %.

Предприятия решают различные задачи на основе прогнозов электропотребления. Часть задач относится к их внутренней деятельности:

- Определяются пути и способы энергосбережения для снижения затрат на электропотребление.

- Нормируются величины потребления энергии для выявления эффективности технологического процесса и его отдельных операций.
- Разрабатываются специальные программы взаимоотношений с ЭСК, например программы «Управление спросом».
- Определяется стратегия и тактика конкурентных действий.
- Намечается внедрение новых, менее энергоемких, чем существующие, технологий и техники.
- Проводится диверсификация продукции и изменяется номенклатура и ассортимент товара.

Все эти задачи актуальны и требуют прогнозов ГН и электропотребления и по предприятию в целом, и по его структурным звеньям.

При прогнозировании используются методы, которые рассматривались в гл. 3. Особенностью прогнозирования для предприятий является то, что часто при разработке моделей за основу берутся планы производственной программы и используется расчетный метод связи плана с электропотреблением. Тогда прогноз электропотребления для времени t :

$$\mathcal{E}_{\text{пр}t} = \Pi_t \varepsilon_{\text{уд}}(\Pi), \quad (9.1)$$

где Π_t – план выпуска продукта, $\varepsilon_{\text{уд}}(\Pi)$ – статистическая характеристика удельных расходов электроэнергии, которая зависит от многих факторов и может меняться во времени.

Удельные расходы электроэнергии широко используются при проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий [1]. Имеются их нормативные данные. При эксплуатации предприятия нормы определяются индивидуально.

Для использования расчетного метода необходимо иметь статистический прогноз характеристики $\varepsilon_{\text{уд}}(\Pi)$, которая может быть получена и расчетным, и статистическим путем. При построении статистической характеристики $\varepsilon_{\text{уд}}(\Pi)$ используется та же методика статистического анализа, которая рассматривалась для энергосистем. Формируется массив статистической информации и определяется прогностическая модель регрессионного типа. Могут использоваться также временные модели и регрессионный анализ. Этот аппарат применяется по обычной схеме и здесь не приводится.

9.2. Применение вероятностного анализа для процесса электропотребления и мощности нагрузки потребителей

Особый интерес для ЭЭС представляет случайная составляющая электропотребления предприятия. В ЭЭС для покрытия случайных изменений нагрузки имеется частотный резерв [1], и его величина влияет на управление режимами. Для всех предприятий в большей или меньшей степени характерна неопределенность производственной программы и электропотребления. Это свойственно бытовой нагрузке, сельскохозяйственному производству (особенно поливному растениеводству в летний период), электрифицированному железнодорожному транспорту и др. Производительность труда, эпидемии гриппа, неритмичность производства, метеообстановка, качество сырья и многое другое вызывают случайные воздействия и на выпуск продукции, и на электропотребление. Изучение вероятностных и неопределенных факторов позволяет более полно исследовать процесс электропотребления и учитывать это при разработке моделей прогнозирования.

Особенно значимы для ЭЭС оценки случайного компонента нагрузки предприятия для электрифицированного железнодорожного транспорта (ЖДТ). Особые условия электропотребления ЖДТ проявляются в том, что величины электропотребления и мощности нагрузки имеют большую долю случайной составляющей. При разработке моделей прогнозирования требуется изучение случайных свойств нагрузки. Вероятностные свойства нагрузки проявляются, например, для сварочных процессов, прокатных станков, электродуговых сталеплавильных печей и др. Исследование вероятностных свойств позволяет выделить в нагрузке детерминированную и случайную составляющую, причем от случайной составляющей значительно зависит погрешность прогноза.

Рассмотрим пример для Западно-Сибирской железной дороги (ЗСЖД) – важной составной части транспортной системы страны. Она соединяет центр России с его восточными регионами, дает возможность выхода к морским портам и границам со странами Азии. На долю Западно-Сибирской магистрали сегодня приходится 20 % всей нагрузки российской железнодорожной сети.

Западно-Сибирская железная дорога является совершенно особым потребителем электроэнергии в Новосибирской энергосистеме.

- Доля электропотребления от общего составляет примерно 15 %, что является третьей по значимости величиной в энергосистеме.

- Случайные колебания нагрузки оцениваются примерно в 15...20 %.

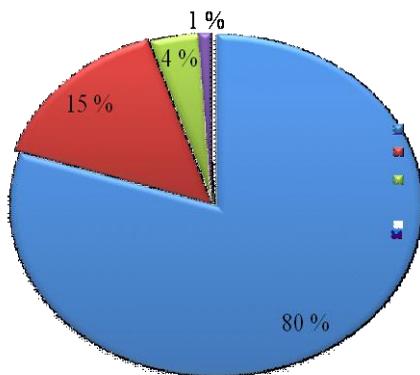
- Электропотребление Φ_i и максимальная мощность $P_{\max} \Phi_i$ зависят от множества факторов, в том числе случайных.

- Прогнозирование большинства влияющих факторов не производится.

- Для многих региональных энергосистем эта доля больше, особенно для энергосистем восточной части России. Чтобы анализировать нагрузку ЖД, необходимо знать ее внутренние компоненты.

- Электропотребление железной дороги – это особый вид нагрузки, которая рассредоточена по большой территории. Есть четыре структурные части потребления электроэнергии, которые существенно различаются как по своим процессам, так и по возможностям их анализа (рис. 9.1):

- потребление электроэнергии на тягу поездов;
- потребление электроэнергии предприятиями ЖД;
- потребление электроэнергии сторонними предприятиями от сетей ЖД;
- бытовое потребление электроэнергии от сетей ЖД.



- Потребление э/э на тягу поездов (80 %)
- Потребление э/э предприятиями ЖД (15 %)
- Потребление э/э от сетей ЖД сторонними предприятиями (4 %)
- Бытовое потребление э/э от сетей ЖД (1 %)

Рис. 9.1. Разновидности потребления электроэнергии ЭЖДТ

В ЗСЖД тяговое потребление составляет 80 % общего потребления ЖД. Для тягового потребления характерно скачкообразное изменение объемов потребления электроэнергии, снижение его в дневные часы, отсутствие регулярной зависимости от времени суток и дней недели. Тяговое потребление может быть разделено на следующие блоки, существенно различающиеся режимами (табл. 9.1).

Т а б л и ц а 9.1

Нагрузка ЗСЖД, январь 2005 г.

Направление движения	Количество подстанций по направлению	Среднесуточная нагрузка, о.е		
		Минимальная	Максимальная	Средняя
Запад	37	91	134	42
Восток, в т.ч.:	21			
на Болотное	11	23	31	7
на Белово	10	25	30	5
На юг	7	8	24	16
Среднесибирский транзит	4	17	27	9

Факторы, влияющие на величину нагрузки и электропотребление. Процесс потребления электроэнергии на тягу поездов зависит от множества факторов Φ_i [2]:

- Φ_1 – метеофакторы (дневные и ночные температуры);
- Φ_2 – календарь рабочих и выходных дней;
- Φ_3 – совокупность общеэкономических тенденций в государстве (при построении долгосрочных прогнозов);
- Φ_4 – работа сетей электроснабжения, особенно в аварийных режимах (при построении оперативных прогнозов);
- Φ_5 – объемы перевозок;
- Φ_6 – нормативный график движения (для грузовых) или расписание движения (для пассажирских и пригородных);
- Φ_7 – используемый тяговый состав, в частности, его изношенность;
- Φ_8 – особенности технической конструкции поездоучастков (профиль, количество путей и т.п.);

- Φ_9 – особенности организации движения на конкретных поездоучастках в конкретное время (окна, предупреждения, организация движения кружностью и т.п.);
- Φ_{10} – используемый подвижной состав (например, осьность вагонов в поезде). Разница между двух- и четырехосными вагонами дает 20 % разницы электропотребления при прочих равных условиях;
- Φ_{11} – квалификация персонала, в первую очередь, машинистов и поездных диспетчеров;
- Φ_{12} – организация работы персонала;
- Φ_{13} – направления движения поездов;
- Φ_{14} – нагрузка на персонал при режимах нагрузки, близких к предельным, и другие факторы;
- Φ_{15} – в дневные часы характерно повышение удельного потребления электроэнергии на тонну на 10...20 % только за счет снижения регулярного движения;
- Φ_{16} – грузовое движение не является процессом, который полностью планируется поэлементно на несколько дней;
- Φ_{17} – нетяговое потребление составляет около 15 % общего потребления и включает предприятия разнообразных профилей: сортировочные и грузовые станции, вагоноремонтные и локомотиворемонтные депо, контейнерные пункты, пункты промывки – пропарки вагонов, вокзалы и станции, предприятия бытовой сферы. Нетяговое потребление электроэнергии предприятиями ЖД меняется и существенно зависит от времени суток и календаря рабочих и выходных дней;
- Φ_{18} – потребление сторонними организациями и бытовое потребление электроэнергии от сетей ЖД составляет около 5 % от общего.

Часть факторов, формирующих потребление электрической энергии железнодорожным транспортом, представлена на рис. 9.2. Индивидуальное влияние каждого фактора на электропотребление учесть невозможно. Интегральное (совокупное) их влияние можно учесть только по отдельным зонам Западно-Сибирской железной дороги: западное направление, восточное направление, южное направление и среднесибирский транзит. Перечисление факторов показывает, что потребитель имеет большую случайную составляющую нагрузки. Выявить ее можно, только используя вероятностный анализ.

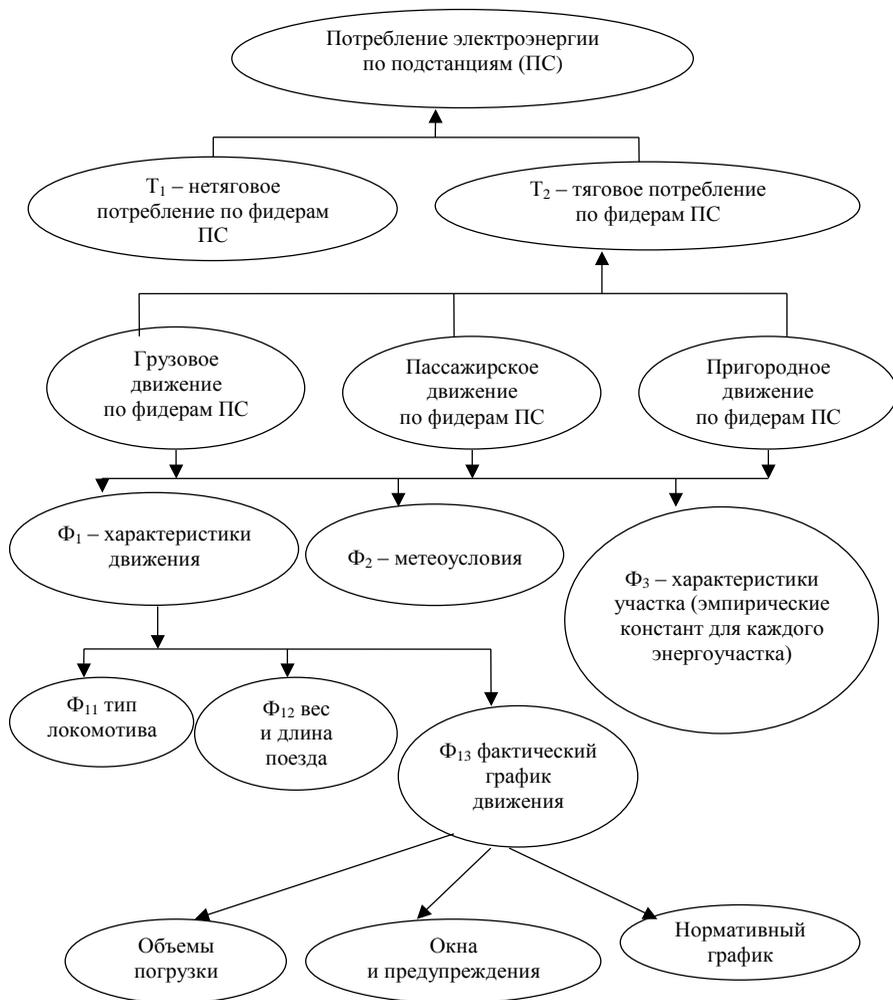


Рис. 9.2. Фрагмент состава факторов, формирующих потребление электроэнергии ЖД

Поскольку на электропотребление ЖД влияет большое число факторов, составить факторную модель $P \Phi_1, \dots, \Phi_n$ невозможно [2]. Единственным путем является интегральная оценка совокупного влияния факторов (рис. 9.3).

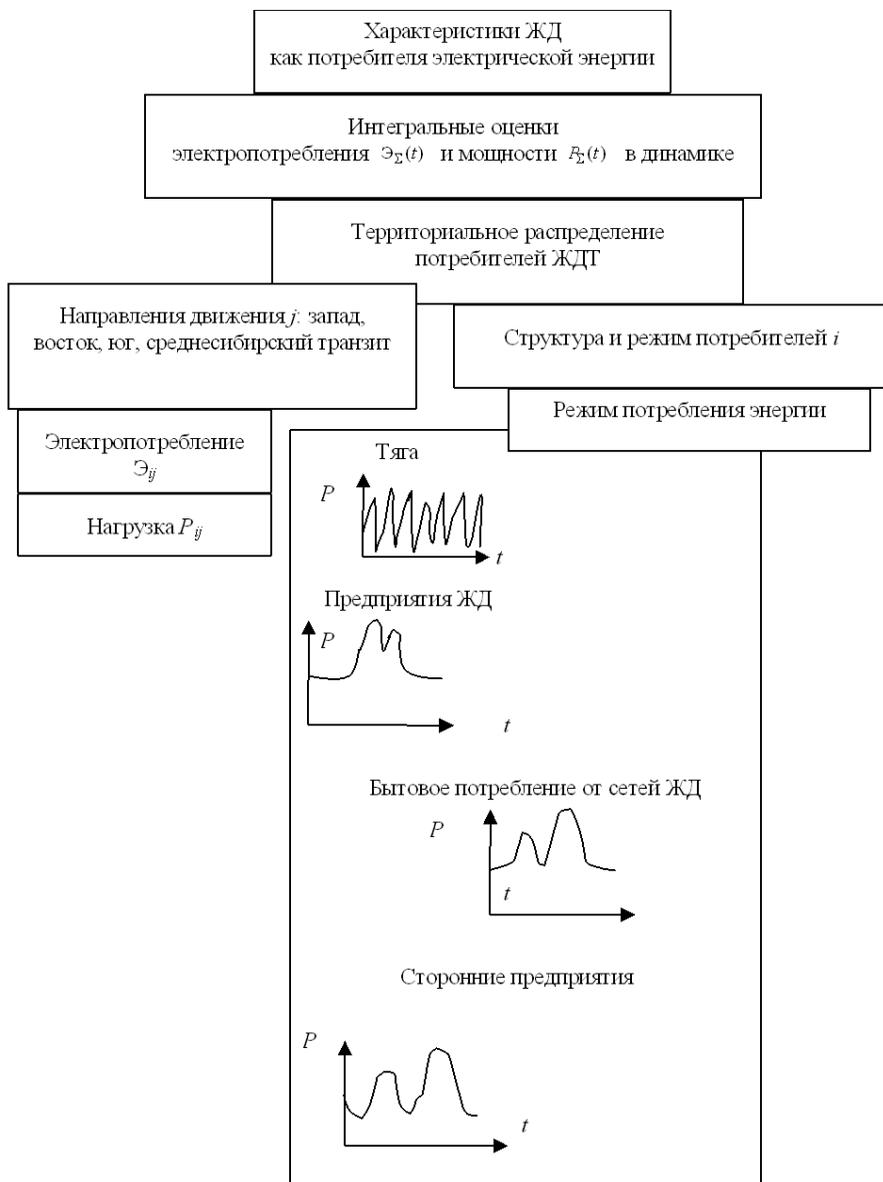


Рис. 9.3. Схематичная характеристика ЗСЖД как потребителя электроэнергии

9.3. Методические принципы применения положений теории вероятностей для анализа электропотребления и нагрузки

Вероятностный анализ позволяет оценить влияние неопределенности на электропотребление и нагрузку. Эти оценки можно учитывать при разработке моделей прогнозирования и использовать при планировании.

Пример вероятностного анализа часовых данных ЗСЖД за март 2005. Цель анализа – определить вероятностные оценки электропотребления, получить количественные оценки погрешностей прогнозов и оценить масштаб влияния случайных факторов.

Расчет выборочных характеристик электропотребления железной дороги приведен ниже и выполнен на основе положений, изложенных в гл. 4. Расчеты выборочных характеристик выполнены в пакетах EXCEL и STATISTICA. Из полученных данных видно, что суточные графики нагрузки имеют большую неравномерность. Размах мощностей более 50 %. Среднеквадратичные отклонения суточных мощностей также значительны – 17 МВт, т. е. примерно 10 %. Аналогичные данные получены для других месяцев года. Проявляется также сезонная неравномерность (табл. 9.2).

Т а б л и ц а 9.2

Выборочные характеристики распределения за март 2005 г.

Выборочная характеристика	Значение характеристики	Примечание
1. Число наблюдений в выборке	744	Исходные данные не корректировались
2. Среднее значение, МВт	175	
3. Минимальное значение, МВт	123	
4. Максимальное значение, МВт	241	
5. Размах, МВт	118	Изменчивость за март для часовых данных

О к о н ч а н и е т а б л . 9.2

Выборочная характеристика	Значение характеристики	Примечание
6. Среднеквадратическое отклонение, МВт	17	Для среднесуточных мощностей
7. Коэффициент асимметрии	0,192	
8. Коэффициент эксцесса	0,315	
9. Коэффициент вариации, %	10,3	

Кривая накопленных частот и гистограммы частот распределения. Гистограммы частот можно получить для всех характерных параметров мощности и выработки электроэнергии. При использовании вероятностных методов большое значение имеет вид закона распределения вероятностей. Теорема Ляпунова дает основания полагать, что изменения нагрузки предприятия (изменения электропотребления) должны подчиняться нормальному закону распределения. Многочисленные статистические проверки этой гипотезы показали ее правомерность.

Для построения кривой накопленных частот и гистограммы частот распределения необходимо исходные данные разделить на классы. Разбиение на классы можно выполнить, используя формулу Старджеса. Число классов определяется:

$$k = 1 + 3,32 \lg n , \quad (9.2)$$

$$k = 1 + 3,32 \lg 744 \approx 11 .$$

Ширина класса определяется следующим образом:

$$b = \frac{x_{\max} - x_{\min}}{k} , \quad (9.3)$$

где x_{\max} – максимальное значение выборки; x_{\min} – минимальное значение выборки.

$$\text{В рассматриваемом примере } b = \frac{241 - 123}{11} = 11 \text{ МВт.}$$

Распределение случайной величины имеет вид нормального распределения. Проверая эту гипотезу критерием Колмогорова–Смирнова, используем рекомендации:

- гипотеза H_0 – случайная величина имеет нормальное распределение;
- гипотеза H_1 – случайная величина имеет распределение, отличное от нормального.

Расчетное значение статистики Колмогорова–Смирнова $D=0,0186$ сравниваем с теоретическим значением $D_{\text{табл}} = 0,806/\sqrt{n}$, $D_{\text{табл}} = 0,806/\sqrt{744} = 0,0295$ и получаем $D < D_{\text{табл}}$, следовательно, гипотеза H_0 о нормальном распределении электропотребления не отвергается, т. е. эмпирическое распределение не расходится с теоретическим.

Относительное отклонение потребления электроэнергии

$$\delta_{P_i} = \frac{P_i - \bar{P}}{\bar{P}} 100 \% , \quad (9.4)$$

где P_i – значение мощности за 1 ч, МВт; \bar{P} – среднее значение мощности в марте 2005 г., МВт.

Группируя значения δ_{P_i} по восьми интервалам, определяем число наблюдений, попавших в каждый интервал (табл. 9.3 и рис. 9.4).

Т а б л и ц а 9.3

Группировка отклонений мощности ЗСЖД по интервалам

Интервал группирования от общего, %	Число отклонений	
	в интервале	относительное к общему, %
(-40; -30]	0	0
(-30; -20]	12	1,6
(-20; -10]	99	13,3
(-10; 0]	265	35,6
(0; 10]	256	34,4
(10; 20]	93	12,5
(20; 30]	16	2,2
(30; 40]	3	0,4
Итого	744	100,0

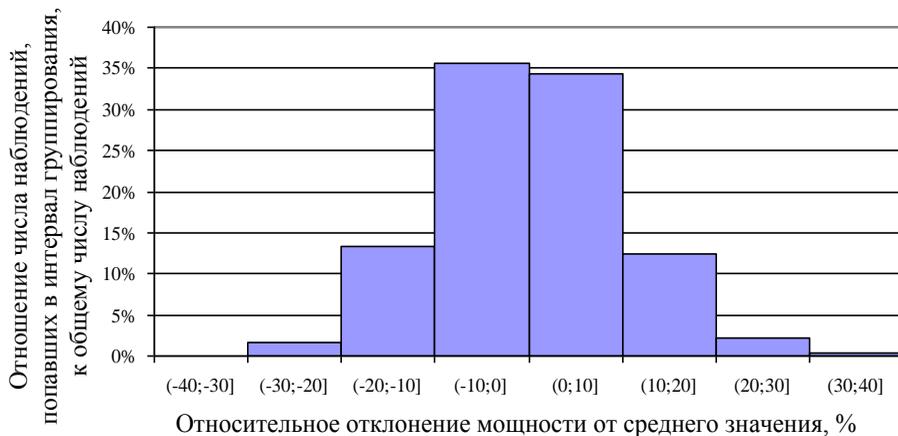


Рис. 9.4. Гистограмма отклонений

Из гистограммы видно, что 36 % отклонений мощности нагрузки от среднего значения принадлежит интервалу $-10 \text{ \%} \dots 0 \text{ \%}$, а 34 % погрешностей принадлежит интервалу $0 \text{ \%} \dots 10 \text{ \%}$, т. е. самым «популярным» является отклонение $\pm 10 \text{ \%}$. Частота отклонений показывает, что 70 % укладывается в интервал от $-10 \dots 10 \text{ \%}$. Эта величина может быть взята за некий порог при разработке модели прогнозирования мощности нагрузки железной дороги. Однако видно, что в отдельных случаях отклонения доходят до 30 %.

Вероятностный анализ изменений нагрузки Западно-Сибирской железной дороги выполнен за все месяцы 2005 г. (рис. 9.5). Наибольшее среднемесячное значение мощности ЖД было в декабре – 202 МВт, наименьшее – в июле 134 МВт. Самый большой разброс значений мощности (разница между максимальным и минимальным значениями) пришелся на март и октябрь – 118 МВт, а самый минимальный разброс – на июль, 82 МВт. При этом наибольшее среднее квадратическое отклонение было в апреле и сентябре – 19 МВт, а наименьшее – в июле, 13 МВт. Максимальное относительное отклонение мощности ЖД от среднемесячного значения было 12 % в сентябре, а минимальное – 7,4 % в ноябре.

Анализируя гистограммы частот распределения, можно увидеть, что распределение случайной величины (среднемесячной нагрузки) имеет вид нормального распределения для всех месяцев 2005 г. по критерию Колмогорова – Смирнова.

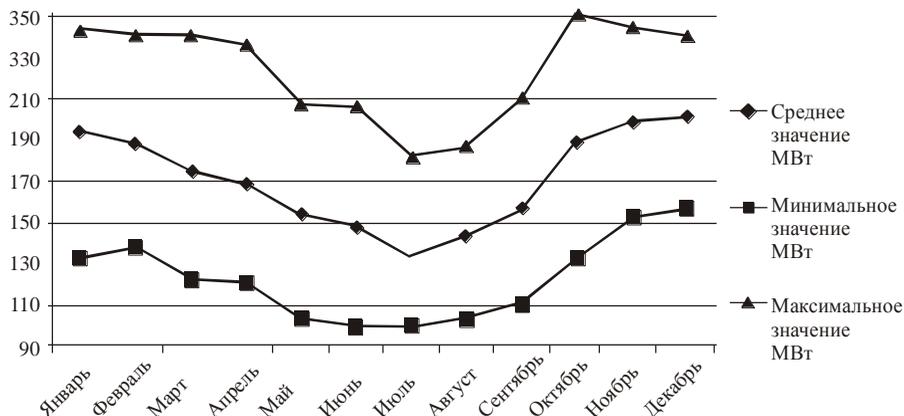


Рис. 9.5. Распределение параметров внутри года

Результаты вероятностного анализа дают картину случайных свойств нагрузки. Они показывают, что вероятностные оценки можно получить, используя нормальный закон распределения, и учесть влияние случайной составляющей на суточные, месячные и годовые прогнозы. Прогнозирование электропотребления на месяц или год содержит неизбежную погрешность, которая соответствует отклонениям.

Модель прогнозирования. Модели ГН можно разрабатывать по тем же принципам, которые даны для ГН ЭЭС и электропотребления. Но достоверность их будет определяться с использованием теории вероятности. Случайную составляющую в договоре с ЭСК можно учитывать как неизбежные отклонения. Платить штрафы за них неправомерно, и возникает новая проблема уточнения взаимоотношений между ЭСК и предприятием.



ГЛАВА 10

РАНГОВЫЕ МОДЕЛИ СТРУКТУРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ МОЩНОСТЕЙ СЕТЕВОЙ КОМПАНИИ

Основные положения рангового моделирования. ~ Методика разработки ранговых моделей для прогнозирования нагрузок в узлах электрической сети. ~ Методика разработки ранговых моделей на примере прогнозирования мощностей в узлах нагрузки электрической сети. ~ Ранговые модели мощностей электростанций, расположенных в генераторных узлах СК. ~ Использование ранговых моделей для задач прогнозирования

10.1. Основные положения рангового моделирования

Сложные объекты включают структурные элементы, и прогнозирование их процессов является частью общего прогноза. В электроэнергетике такая ситуация достаточно типична. Система включает станции, нагрузка системы включает нагрузки потребителей, потери в сетях включают потери в различных видах оборудова-

ния и т. д. В таких случаях может быть использован аппарат ранговых моделей моделирования.

Наиболее распространенные модели прогнозирования – это модели временных рядов. Известно, что чем больше масштабы объекта, тем более качественная временная модель. Применение временных моделей для структурных единиц часто ограничивается отсутствием для них представительной статистической выборки. В таких случаях прогноз можно получить, используя ранговые модели. Если имеется информация, позволяющая ранжировать структурные элементы, то отпадает необходимость частных прогнозов отдельных структурных единиц и прогноз осуществляется делением общей прогнозной величины.

Для ранжирования структурных частей объекта достаточно иметь небольшой объем информации, причем она может быть получена расчетным или статистическим путем. Ранговые модели не обладают убедительными преимуществами перед другими методами прогнозирования по точности прогноза, но они требуют меньшего объема информации. В совокупности с временными моделями они позволяют получить прогнозы процессов для структурных единиц.

Если в электроэнергетических системах сбор информации осуществляется в АСДУ, а для предприятий имеются АСУ ТП, то это обеспечивает представительность информации по системе и ее узлам. Даже если информация собирается эпизодически, часто и она достаточна для ранговых моделей.

Имеются положительные результаты применения ранговых моделей [38]. Область их использования в электроэнергетике относительно большая. Задачи, которые рассматриваются в настоящей главе, в основном относятся к прогнозам нагрузки и электропотребления при расчетах электрических сетей.

Схема прогнозирования при использовании ранговых методов (рис. 10.1). Схема включает:

- прогнозирование для целого, для всего объекта, например, суммарного электропотребления и мощностей по объекту в целом на основе моделей временных рядов или других моделей;
- определение приоритетов частей целого – весового уровня структурных единиц целого. На основе ранжированного ряда структурных единиц осуществляется подбор ранговой модели – ее математическое описание;

- получение прогноза для структурных единиц по ранговой модели;
- составление сбалансированного прогноза для целого и всех его структурных элементов;
- учет экспертных поправок в прогноз (лицом, принимающим решение ЛПР) в интерактивном режиме. При этом ЛПР учитывают те факторы, которые недостаточно полно отражены при разработке моделей прогнозирования.

Ранговые модели. Если представить систему в виде иерархической структуры, где имеются узлы, различающиеся по прогнозируемой величине, то можно применить ранговые модели. Ранг может устанавливаться для различных структурных единиц: электростанций (генераторных узлов, генераторных компаний), зон электроснабжения (узлов концентрированной нагрузки, сетевых компаний), крупных подстанций и других частей.

Ранг каждой группы:

$$R_i = \frac{P_i}{P} \quad \text{при} \quad P = \sum P_i, \quad (10.1)$$

где P_i – прогнозируемый параметр для i -й части, P – суммарная величина для целого (для объекта).

По величинам рангов составляется ранжированный ряд мощностей в порядке убывания рангов. Для полученных точек P_i, R_i подбирается аналитическая зависимость $P_i R_i$, которая и используется как ранговая модель. Ранговые модели строятся по объектам в динамике, если их использовать в совокупности с моделями прогнозирования процесса (рис. 10.1).

Обычно сумма рангов в относительных единицах (о.е.) целого не равна целому (единице) для всего объекта за счет погрешностей ранговых моделей, т. е.

$$\sum R_i \neq 1, \quad (10.2)$$

и возникает небаланс

$$\Delta P = P - \sum P_i, \quad (10.3)$$

который надо учесть в прогнозах в виде поправок, например, пропорционально величинам P_i . Поправки за счет неточностей ранговых моделей:

$$\nabla P = \frac{\Delta P}{P} P_i. \quad (10.4)$$

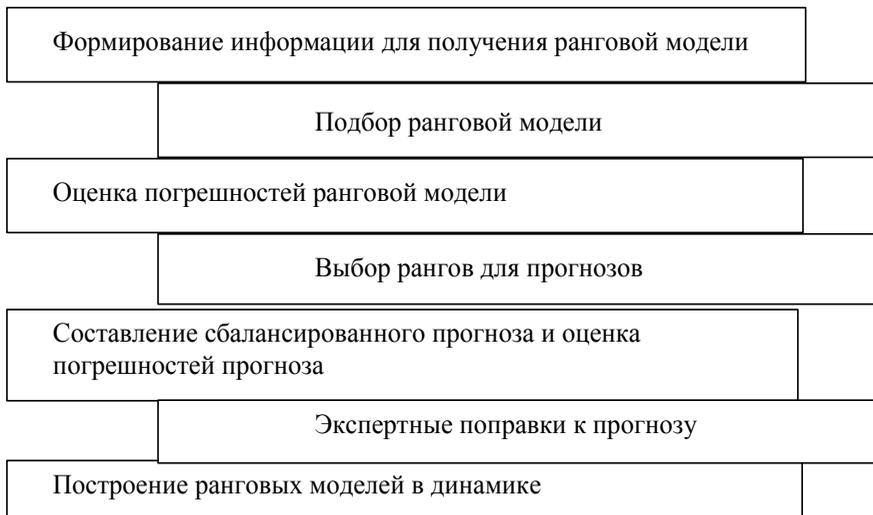


Рис. 10.1. Схема прогнозирования с использованием ранговых моделей

Информация для ранговых моделей. Информация может быть получена на основе обработки статистических данных. В этом случае применяется схема статистического анализа, приведенная в гл. 3. В ряде случаев для получения информации требуется выполнить вычислительный эксперимент с использованием соответствующих методов расчета и инструментариев. Например, определить потери электроэнергии по отдельным зонам электрической сети и для сети в целом для заданных интервалов времени t . При этом можно варьировать параметры режима сети и для каждого интервала t получать совокупность информации. Вся информация должна иметь единое время ее получения. Если время изменяется, то может изменяться и ранговая модель (табл. 10.1).

Т а б л и ц а 10.1

Информация для ранговых моделей в виде матрицы

Объект	Время, t		
	t_1	t_2	t_3
В целом	I_1	I_2	I_3
Часть 1	I_{11}	I_{21}	I_{31}
Часть 2	I_{21}	I_{22}	I_{32}
...
Информация для ранговых моделей	$I_1, I_{11}, I_{21} \dots$	$I_2, I_{21}, I_{22} \dots$	$I_3, I_{31}, I_{32} \dots$

Подбор ранговой модели. Дадим пояснения к подбору ранговой модели на примере подбора ранговой модели нагрузки для сети, имеющей несколько узлов. Зависимость нагрузки узлов от их рангов часто имеет вид гиперболических функций. Вид функции подбирается по правилам регрессионного анализа.

При подборе ранговой модели моделируется ряд P_i, R_i . При этом задается шаг дискретности нагрузок ΔP . Если узлы $P_j \in \Delta P$, то эти узлы имеют один ранг (вес). Тогда можно разбить общий ряд i на части $j \in i$. Это позволяет уменьшить число членов ряда i за счет усреднения мощностей группы узлов j , присвоив им среднеарифметическое значение и одинаковый ранг, т. е.

$$P_j = \frac{\sum_i P_i}{n}, \quad (10.5)$$

где $P_k - \Delta P \leq P_i \leq P_k + \Delta P$, а P_k – определенная величина мощности нагрузки.

Усреднение мощностей существенно для количества рассматриваемых узлов, а также сглаживает ранговую характеристику, позволяя подобрать для нее более точную математическую модель.

Информация меняется во времени, поэтому необходима проверка временной устойчивости рангов. Повысить временную устойчивость

можно усреднением рангов или моделей для различных периодов времени. По полученным ранговым моделям 1, 2, 3 (рис. 10.2) в ряде случаев подбираются усредненные модели, если это не вызывает большой потери точности. Усреднение упрощает практические расчеты прогнозирования. Если нельзя добиться стабильности модели, то необходимо определять их для различных периодов времени.

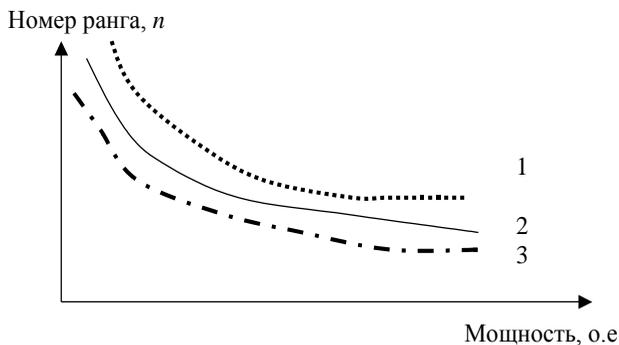


Рис. 10.2. Вид ранговых моделей для различных периодов времени 1, 2, 3.

10.2. Методика разработки ранговых моделей для прогнозирования нагрузок в узлах электрической сети

Процесс изменения нагрузки потребителей не имеет высокой интенсивности. До 1990 г. нагрузка и электропотребление в СССР увеличивались с интенсивностью 5...10 % за год. В период 1990...2000 гг. нагрузка снижалась ежегодно на 7...10 %. В настоящее время в большинстве регионов России и по стране нагрузка стабилизировалась и меняется примерно на 1...2 %. Интенсивность зависит от масштабов объекта — страна, регион, зона, город. Это позволяет предполагать, что ранговые модели имеют стабильность и могут использоваться в процессе прогнозирования.

При расчетах электрических сетей необходимо знать мощности генераторных и нагрузочных узлов. Расчеты режимов электрической сети многообразны, и для каждой задачи требуется прогноз нагрузок в узлах. Могут прогнозироваться максимальные нагрузки, минимальные, средние, графики нагрузок, особые случаи для выбора автоматики.

Сетевые расчеты существенно влияют на результаты многих режимных задач, так как они определяют потокораспределение. При расчете оптимальных режимов системы от режима сети зависит мощность электростанций [1], причем сетевые расчеты являются основными в алгоритмах. При расчете энергетических балансов при заданной мощности генерирующих компаний (ГК) от сетевых расчетов зависят затраты на транспорт энергии сетевыми компаниями (СК) и их сетевые тарифы. Эта задача является одной из основных для электроэнергетического рынка. На результаты решения этих и многих других задач влияют нагрузки в узлах электрических сетей.

Электрическая сеть формируется на основе энергетических балансов мощности и энергии и отражает причинно-следственные связи поведения потребителей. При прогнозировании мощностей в узлах, кроме трудоемкости получения самих прогнозов, зачастую встречается ряд принципиальных трудностей из-за незнания процессов изменения мощностей в узлах, различных способов эквивалентирования сети и ее параметров, влияния на прогноз случайных и неопределенных факторов. В настоящей работе рассматривается возможность использования ранговых моделей для прогнозирования мощностей в узлах сети.

Электрические сети как объект имеют различные свойства: по назначению – распределительные, транспортные, системообразующие; по параметрам – класс напряжения, пропускная способность ВЛ; по хозяйственной принадлежности – сетевые компании СК, отдельные зоны. Все свойства объекта влияют на модели и методы их расчета. Это относится и к ранговым моделям. Поэтому общие выводы о пригодности и качестве ранговых моделей для любых видов электрической сети получить нельзя. Для каждого случая имеются определенный процесс режима передачи электроэнергии по сетям и определенный вид нагрузки, и от этого зависит возможность использования ранговых моделей.

В ряде работ [32, 38, 48] показано, что ранговые модели могут использоваться для определения нагрузок в узлах транспортных сетей региональных ЭЭС.

В настоящей работе приведен пример для реального объекта – ФСК МЭС Центра [37]. Это достаточно масштабный сетевой объект. Его электрические сети – это сети межсистемных энергетических компаний, и режим передачи электроэнергии зависит от обменных мощностей между региональными системами. Технологические и информационные свойства таких сетей имеют закономерности более высокого иерархического уровня, чем региональные.

Эти сети в основном имеют сверхвысокое напряжение 330...500 кВ; концентрированные узлы нагрузки (крупные подстанции); зоны электро-снабжения – сетевые компании; генераторные узлы (крупные АЭС, ГЭС и КЭС). Ранговые модели должны соответствовать этим свойствам объекта.

По типу и свойствам информации в сети имеются узлы двух видов. Первый вид – это крупные подстанции (ПС), которые имеют электрические связи с районными энергетическими системами и их нагрузка зависит от требований районных энергетических систем, а не отдельных потребителей. Второй вид – генераторные узлы – крупные электростанции, мощность которых частично используется в районных энергетических системах и передается по сетям рассматриваемого предприятия. Это специфические условия, и они отражаются на ранговых моделях.

В расчетах использовалась эквивалентная структурная схема сети, для которой рассматривались три задачи построения ранговых моделей прогнозирования.

- для мощностей нагрузки структурных единиц объекта: зон электро-снабжения, системных подстанций (ПС), электрических станций;
- для календарных дат и периодов (по отдельным часам, суткам, месяцам и годам) для каждой структурной единицы;
- для различных параметров: мощности, выработки электроэнергии, потерям мощности в сетях.

Все расчеты выполнялись по информации 2001, 2002, 2003 гг., полученной при замерах параметров режима сети в режимные дни (зимний и летний день) для часовых интервалов времени. Для рассматриваемого примера в этот период наблюдалось снижение нагрузки и электропотребления по сезонам и по годам (рис. 10.3). Это неблагоприятный режим для оценки применимости ранговых моделей.

Режимные дни соответствуют максимальным нагрузкам этих периодов. Достоинством такой информации является то, что замеры параметров режима сети производятся по всем подстанциям одновре-

менно в единое установленные время. Измерения позволяют получить информацию об активных и реактивных мощностях, графиках нагрузки, напряжениях. Достоверность информации проверяется балансовыми расчетами для каждой подстанции. Информация имеет определенные погрешности, но для задачи построения ранговых моделей они решающей роли не играют.

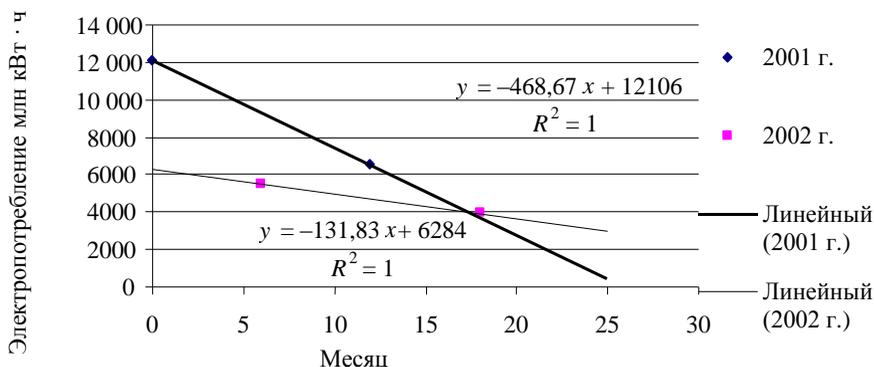


Рис. 10.3. Фактический процесс изменения электропотребления

Исходная информация включала следующие данные.

- Максимальные величины определялись на основе предварительного анализа данных часовых замеров. Можно предполагать, что оценки ранговых моделей для других месяцев года будут находиться в пределах результатов максимального летнего и зимнего дней.
- Ранги средних нагрузок определялись как среднеарифметическое значение зимних и летних величин максимальных мощностей.

Приведем полученные результаты, имеющие общий характер:

- показана возможность построения ранговых моделей для названных структурных единиц рассматриваемого объекта;
- получены количественные оценки, показывающие, что достоверность ранговых моделей достаточно хорошая для расчета сетевых задач;
- разработана методика построения ранговых моделей на основе информации, которая имеется в сетевых компаниях.

Ранговые модели нагрузок для зон электроснабжения. Рассматривались следующие вопросы:

- можно ли дать ранговую модель для крупных подстанций и сетевых компаний;

- как меняются ранговые модели от времени года;
- какова погрешность моделей;
- какова методика расчетов по разработке ранговых моделей.

Приведем результаты расчетов для 23 ПС. В схеме предприятия для этой задачи учитывается только состав ПС, а не электрическая сеть (рис. 10.4). Задача имеет большую размерность для ранговой модели. Подбор ранговой модели осуществлялся по определенной методике (рис. 10.5).

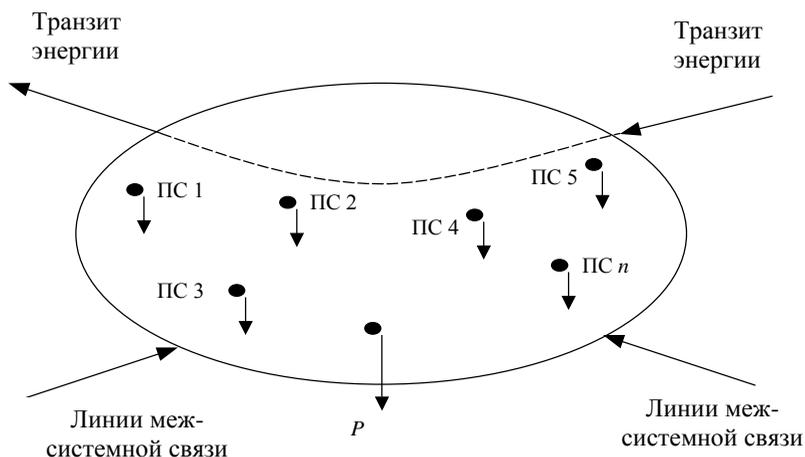


Рис. 10.4. Упрощенная структурная схема предприятия и состава подстанций

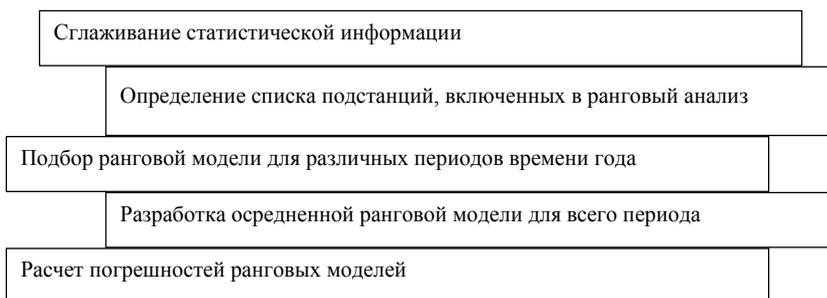


Рис. 10.5. Схема расчетов при ранговом моделировании мощностей подстанций

Сглаживание информации и получение рангового ряда. В соответствии с (10.5) первоначальный список из 26 подстанций был сокращен до 11 ПС для летнего периода и до 22 ПС – для зимнего. Интервал дискретности принимался 1 % нагрузки всей сети. Эта процедура сглаживает информацию и снижает погрешность ранговой модели. Подстанции, имеющие равные величины нагрузки в относительных единицах (о.е.) общей нагрузки, имеют одинаковый ранг и один узел модели, например, по среднеарифметической величине нагрузки.

Форма и качество ранговых моделей. Для всех ПС получены достаточно хорошие ранговые модели. Пример приведен на рис. 10.6. Ранговые модели различаются для зимнего и летнего дней.

Наибольшие погрешности ранговых моделей для ПС приведены в табл. 10.2. Для остальных ПС погрешности моделей не превышают 2 %. Все ранговые модели имеют высокие статистические оценки точности. Это позволяет усреднить полученные модели ПС.

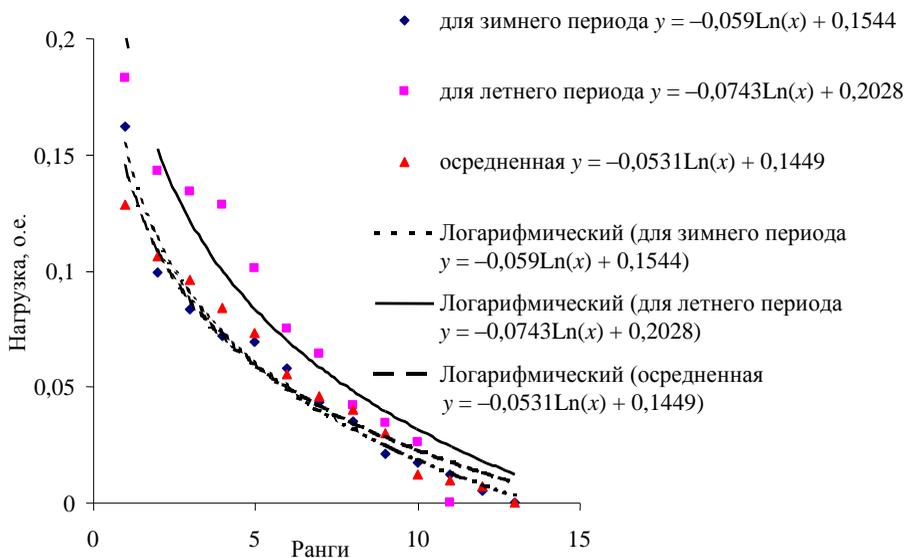


Рис. 10.6. Ранговые модели нагрузок для ПС, 2002 г.

Изменение рангов по сезонам года. На рис. 10.7 и 10.8 показано, что ранги некоторых узлов существенно меняются по сезонам года, до 10 единиц. Изменение рангов по сезонам года является естественным результатом изменения нагрузки системы и подстанций. Чувствительность изменения рангов к нагрузке различна по сезонам и составляет примерно $0,01...0,02$ о.е./один ранг. Если это не может существенно повлиять на режим сети, то можно использовать усредненную ранговую модель для года. При усреднении ранговых моделей летнего и зимнего периодов погрешности увеличиваются и составляют $2...15$ %. Это достаточно приемлемые результаты по точности нагрузок ПС.

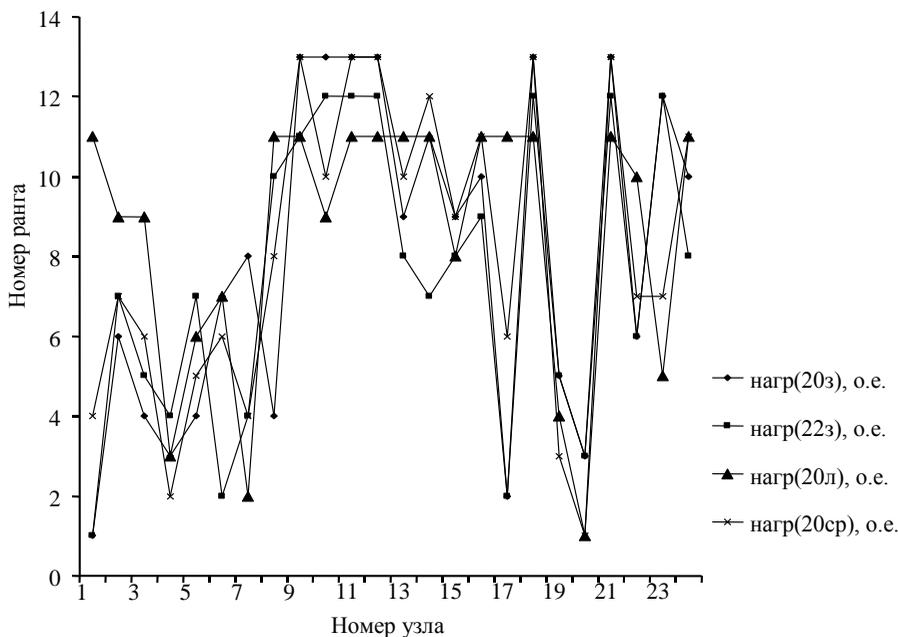


Рис. 10.7. Ранги нагрузки по узлам ПС

На рис. 10.7 приняты обозначения: время замеров 20 ч, 22 ч, что соответствует суточному максимуму нагрузки, л — лето, з — зима.

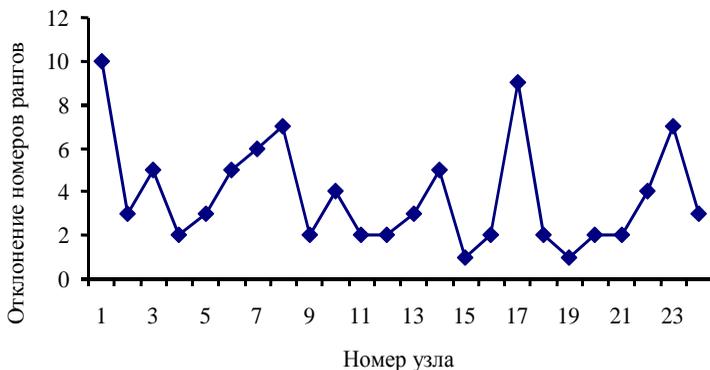


Рис. 10.8. Отклонения рангов по узлам нагрузки ПС для летних и зимних суток

Т а б л и ц а 10.2

Предельные погрешности нагрузок ПС по осредненной ранговой модели, %

Номер узла по схеме	Зима	Лето	Средняя	Отклонение «зима–среднее»	Отклонение «лето–среднее»
1	15,4	2	7,1	8,3	–5,1
7	3,2	15,1	7,1	–3,9	8
8	7,3	2	3,4	3,9	–1,4
17	11,4	2	4,9	6,5	–2,9
23	0,8	8,3	4,2	–3,4	4,1

Таким образом, для подстанций можно получить достаточно качественные ранговые модели нагрузок.

Ранговые модели для концентрированных нагрузок по зонам электроснабжения. Концентрация нагрузок сглаживает ранговую модель и уменьшает погрешности. В зонах электроснабжения имеется 1–3 системных ПС. Не приводя здесь расчеты, отметим, что погрешности ранговых моделей нагрузок не превышают 5 %, и это говорит о качественных ранговых моделях для зон электроснабжения. Следовательно, ранговые модели нагрузок могут применяться в системообразующих сетях.

10.3. Ранговые модели мощностей электростанций, расположенных в генераторных узлах сетевой компании

Генераторные узлы отражают свойства и режимы использования электростанций. Для мощностей АЭС сезонность изменения нагрузки проявляется мало, для ГЭС сезонность имеет значительное влияние (водный режим реки и режим использования водных ресурсов) водохранилища. Для КЭС важное значение имеют ремонтные работы. Уже это говорит об изменчивости ранговых моделей по сезонам года. На мощности станций влияет баланс мощностей региональных систем, и, следовательно, для суточных периодов ранговые модели также будут меняться.

Рассматривались следующие задачи.

- Определение аналитического выражения ранговой модели для различных сезонов года.
- Оценка изменчивости рангов по годам, сезонам и отдельным суткам.
- Получение рекомендаций по виду и характеристикам ранговых моделей для практических расчетов.

Для данного объекта имеется 11 генераторных узлов (электрических станций). Мощности электростанций могут не совпадать с нагрузкой зоны электроснабжения, так как имеются обменные потоки. Они зависят от энергетического баланса предприятия. Вместе с тем для расчета нормальных режимов сети необходимо их знать в узлах генерации, поэтому было проведено исследование о возможности статистического предсказания участия станций в энергетических балансах.

Принимался тот же порядок построения ранговых моделей, о котором говорилось выше. Мощности станций переводились в относительные единицы (о.е.) от суммарной мощности всех станций. Мощности станций ранжировались и располагались в убывающем порядке от максимальной величины. Для тех узлов, где мощности равны, принимался одинаковый ранг. Принималась логарифмическая функция ранговой модели.

Достоверность всех моделей для трех лет высокая, и критерий R^2 меняется от 0,92 до 0,99. Погрешности моделей мощностей для различных станций составляют 0,5...10 %, за исключением одного узла

ГЭС с самой маленькой мощностью, для которого погрешность доходит до 40 %.

Ранговые модели меняются внутри суток, по сезонам года и между годами. Для части станций мощности меняются более чем на 5 %. Это говорит о том, что ранговые модели нецелесообразно усреднять во времени, так как при этом относительные величины мощностей меняются до 15 %. Наибольшие изменения имеют место для узлов с малыми значениями их мощности (рис. 10.8 и табл. 10.7). Здесь изменения достигают 20 % и более.

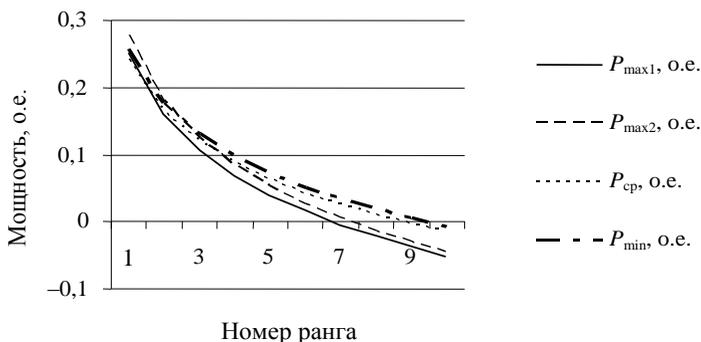


Рис. 10.8. Ранговые модели для мощностей электростанций

Т а б л и ц а 10.7

Погрешности зимних и летних ранговых моделей, %

Сезон года	2001		2002	
	Предельная	Средняя	Предельная	Средняя
Зима	1,25	0	16,5	1,4
Лето	5,2	1	3,5	1

10.4. Использование ранговых моделей для задач прогнозирования

Ранговые модели можно использовать только при известной суммарной нагрузке сети, которая затем распределяется по величинам относительных нагрузок между узлами. Получение модели прогнозирования суммарной нагрузки – это самостоятельная задача.

Для прогнозирования электроэнергии и нагрузки СК необходимо знать задачу и все особенности ее решения. Могут быть задачи оперативного или текущего прогнозирования, для различных структурных единиц, для различных параметров. При этом изменяется состав моделей и схема прогнозирования. Для оперативного прогнозирования ГН или отдельных параметров мощности и электропотребления необходимо иметь информацию из АСДУ или АСУ ТП и обрабатывать ее по схеме статистического анализа (см. гл. 6). Для текущего прогнозирования электропотребления повсеместно используются временные ряды (гл. 5). Основной вопрос – это прогнозирование ранговых моделей. От его решения зависит возможность использования ранговых моделей при прогнозных расчетах.

Прогнозные ранговые модели определяются так же, как прогнозные модели ГН и электропотребления. При оперативном планировании режимов на сутки необходимо анализировать часовые данные для суток за ретроспективный период от нескольких суток до месяца. Для прогнозирования нагрузки обрабатывается статистика по ГН примерно за месячный период, и на этой основе подбирается прогнозная ранговая модель (рис. 10.9). Ранговая модель для целей прогнозирования усредняется за период ретроспекции. При этом необходимо сохранять ее элементы – состав структурных единиц объекта. Если меняется состав узлов нагрузки, следует применять приведение его к постоянному составу – исключать часть объектов.

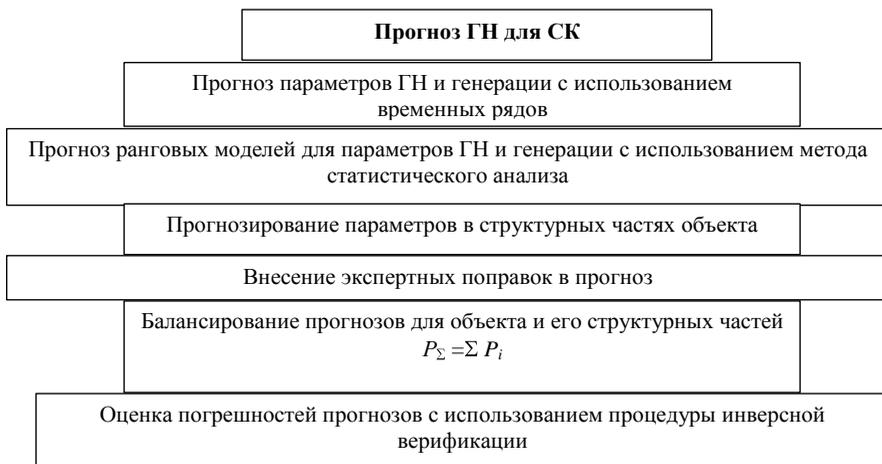


Рис. 10.9. Схема расчетов прогнозов нагрузки с использованием ранговых моделей

При прогнозировании генерации в узлах сети также используется соответствующая оперативная информация, и по ней строятся усредненные ранговые модели мощностей в узлах генерации.

Модели процессов и их усреднение приводят к погрешностям, поэтому в прогнозы могут вводиться экспертные поправки.

При текущем прогнозировании электропотребления и нагрузки за месяц–год основное значение имеет сам процесс. При устойчивых процессах изменения мощностей и нагрузок во времени используются модели временных рядов. Они позволяли прогнозировать суммарную нагрузку. В этом случае можно использовать ранговые модели нагрузок предыдущего года. В рассмотренном примере погрешности их применения составляют в основном 5...10 %. Если процессы не устойчивые, то нагрузка структурных единиц либо задается экспертно – человеком, либо с внесением экспертных поправок в соответствующие расчеты предыдущего периода.

Погрешности прогнозирования мощностей станций на 2002 г. при использовании ранговых моделей 2001 г. Погрешности мощности определяются разницей фактических данных и данных, полученных по ранговым моделям.

При прогнозировании ряд данных 2001 и 2002 гг. приводился к сопоставимому виду. Список станций должен быть одинаковый по составу. В выполненных расчетах это условие не выполнялось. В 2001 г. список станций включал 15 объектов, а в 2002 – 10. Это требует построения другой ранговой модели для 2001 г., когда в список попадут 10 станций по списку 2002 г. (рис. 10.10).

Расчеты показали, что ранговая модель 2001 г. не может использоваться для прогнозирования мощностей станций на 2002 г. Полученные погрешности мощностей более 20 %, и это недопустимо. Этот вывод вполне закономерен и только подтверждает тот факт, что процессы изменения балансов мощностей нестабильны.

В целом можно сделать вывод о целесообразности использования ранговых моделей при прогнозировании нагрузки и генерации в сетевых компаниях. Однако следует отметить, что всякий прогноз должен анализироваться и уточняться при составлении планов. Использование ранговых моделей для прогноза нагрузок в узлах с упреждением от суток до года дает высокую точность, если рассматривать период до одного года. Для повышения точности прогнозов целесообразно автоматизированно уточнять ранговые модели. В этой задаче модель корректируется по мере появления новой информации. Следует корректировку проводить один раз в месяц.

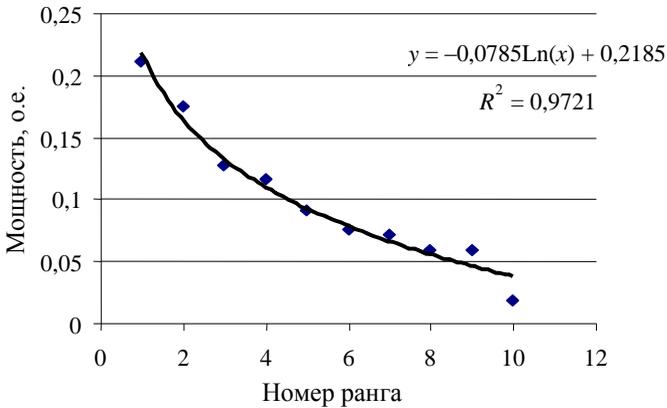


Рис. 10.10. Ранговая модель по измененному списку станций (зима 2001 г.)

Использование ранговых моделей для прогноза генерации в узлах с упреждением на сезон – год дает большие погрешности. Модели предыдущего года существенно отличаются от условий предстоящего прогнозного периода, что объясняется плохой устойчивостью балансов мощностей и электропотребления. При увеличении периода ретроспекции до двух лет возрастает погрешность прогноза. Наилучшим является период ретроспекции, равный одному году, предшествующему рассматриваемому.



ГЛАВА 11

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Особенности прогнозирования потерь электроэнергии мощности в электрических сетях. ~ Имитационные модели прогнозирования потерь электроэнергии и мощности в электрических сетях. ~ Имитационная модель прогнозирования потерь мощности для сетевой компании

11.1. Особенности прогнозирования потерь электроэнергии мощности в электрических сетях

Потери электроэнергии учитываются при решении многих задач. Они определяются при расчете цен и тарифов на передачу мощности и электроэнергии. Сетевые компании планируют мероприятия по снижению потерь, выявляют очаги потерь. Создается нормативная база контроля за потерями. Намечаются мероприятия по борьбе с коммерческими потерями и с хищениями электроэнергии. Потери являются составляющей энергетических балансов мощности и электроэнергии. Все эти и многие другие задачи решаются с учетом прогнозов потерь электроэнергии и мощности в электрических сетях.

Имеются три основные разновидности потерь.

- Технические потери электроэнергии и мощности для известной электрической схемы сети. Эти потери характеризуют эффективность технологического процесса и влияют на эксплуатационные издержки; для них задаются нормативы.

- Коммерческие потери. Эти потери достаточно велики и являются характеристикой организационно-экономических взаимоотношений. Коммерческие потери – это хищения и неплатежи.

- Нормативные потери для создания контрольного и ограничительных механизмов учета потерь в тарифах на электроэнергетическом рынке. Нормирование требует определения расчетных условий.

Применение методов прогнозирования потерь электроэнергии и мощности зависит от информационных возможностей.

Потери мощности определяются на интервале t как разность мощностей, отпущенных с шин станций, и нагрузки потребителей

$$\Delta P_t = \sum_j P_{гjt} - \sum P_{нит}. \quad (11.1)$$

Потери электроэнергии за период T соответственно, как интегральная сумма:

$$\Delta \mathcal{E}_T = \sum_{jt} P_{гjt} \Delta \tau_t - \sum_{it} P_{нит} \Delta \tau_t. \quad (11.2)$$

где $\Delta \tau_t$ – интервал дискретности.

Мощность и выработка электростанций определяется с использованием компьютерных систем учета АСДУ или АСУ ТП, и эта информация – полная и достоверная. Но данные о потреблении в узлах сети или по отдельным ее структурным частям могут отсутствовать.

Особенно много трудностей связано с потреблением мощности, так как это мгновенный показатель. Она во многих случаях даже не измеряется. Только для крупных потребителей имеются компьютерные системы, в которых измеряется и учитывается мощность нагрузки с большой степенью надежности. Потребители не всегда связаны с компьютерной системой энергоснабжающей организации, и поэтому своевременное получение даже этих данных затруднительно. Следовательно, данных о мощности нагрузки потребителей в большинстве случаев нет, а только о генерации по ряду сетевых компаний (СК), ее крупным подстанциям, по некоторым ВЛ.

Данные по потреблению электроэнергии для большей части потребителей определяются по показаниям индукционных счетчиков, причем показания снимаются в различное время, т. е. $T = \text{var}$, что делает их непригодными для статистического моделирования процесса. Более сложным является то, что потери электроэнергии определяются с использованием принципов и методики коммерческих расчетов, а не технического учета. При коммерческих расчетах энергоснабжающая организация учитывает реализацию электроэнергии, а не ее потребление, т. е.

$$\mathcal{E}_p = \mathcal{E}_{\text{опл}T} + \mathcal{E}_{\text{опл}(T-1)} - \mathcal{E}_{\text{хищ}}, \quad (11.3)$$

где $\mathcal{E}_{\text{опл}T}$ – оплаченная часть электроэнергии, которую потребители использовали за период T ; $\mathcal{E}_{\text{опл}(T-1)}$ – оплаченная часть электроэнергии, которую потребители использовали за предыдущие периоды $T-1$; $\mathcal{E}_{\text{хищ}}$ – электроэнергия, которая не оплачивается, так как она не зафиксирована в системе учета (хищения).

Эта схема отражает особенности энергетического производства – сначала потребитель использует электроэнергию, а затем ее оплачивает. Таким образом, статистические данные и по потреблению, и по электроэнергии, пригодные для статистических моделей прогнозирования, имеются не всегда. Только для некоторых задач прогнозирования могут использоваться методы статистического моделирования. Там, где нет достоверных статистических данных, единственный путь – это получение расчетных данных, отвечающих требованиям статистического анализа. Поэтому в настоящей главе основное внимание уделяется расчетным методам прогнозирования и особенностям их применения для задач прогнозирования потерь электроэнергии и мощности.

В задачах текущего управления на интервалах от суток и больших используются данные ежесуточного учета различных технико-экономических показателей, но потери в них учитываются с большими упрощениями.

Цели прогнозирования потерь электроэнергии и мощности в электрических сетях. В основном имеется четыре целевых вида задач, в которых требуется прогноз и план потерь электроэнергии и мощности:

- 1) определение потерь электроэнергии в себестоимости передачи по сетям;
- 2) уменьшение потерь электроэнергии при модернизации и реконструкции электрических сетей;

- 3) расчет потерь электроэнергии при развитии электрических сетей;
- 4) определение потерь на передачу электроэнергии при решении балансовых задач для электроэнергетических систем.

Для группы задач первого вида используется и статистические, и расчетные данные, а для задач второго и третьего видов – преимущественно расчетные.

При планировании себестоимости передачи электроэнергии анализируются данные о потерях электроэнергии за прошедший период на месячных и годовых интервалах времени. В практике сложились определенные упрощенные методики выделения из них технических и коммерческих потерь электроэнергии. На их основе можно разрабатывать модели прогнозирования.

Оценка потерь электроэнергии при реконструкции и развитии сетей производится прямым расчетом, но в связи с неопределенностью режимных параметров сети эти расчеты также имеют характер прогноза.

Основные задачи расчета потерь электроэнергии и мощности.

1. Определение технических потерь:

- расчет потерь при управлении режимами ЭЭС (в энергетических балансах, при выводе оборудования в ремонт и др.);
- разработка и оценка мероприятий по снижению потерь в электрических сетях с целью разработки программы по их снижению;
- определение плановых заданий по потерям;
- оценка потерь при разработке мероприятий по развитию и реконструкции сетей;
- определение структуры потерь по группам элементов электрической сети;
- учет потерь в технико-экономических показателях предприятия;
- нормирование потерь для включения в тарифы;
- распределение потерь между поставщиками электроэнергии и мощности;
- распределение потерь между потребителями электроэнергии и мощности;
- определение потерь при оказании услуг на рынке электроэнергии и мощности (транзит, подключение новых потребителей и др.).

2. Определение коммерческих потерь, связанных с неплатежами:

- определение величины коммерческих потерь;
- анализ причин, вызывающих коммерческие потери;
- отсрочка платежей по сравнению с отпуском по продукции и потерям;
- неплатежи за предельный период по продукции и потерям.

3. Выявление хищения электроэнергии и мощности: установление очагов и размеров хищения.

Цикл управления потерями электроэнергии и мощности. Любая задача по потерям имеет определенный цикл управления.

- Прогнозирование.
- Планирование.
- Текущее управление.
- Учет.
- Контроль.
- Анализ.
- Нормирование – нормативная модель.

Прогнозирование – это первоначальный этап управления, и для него требуются модели и методы. От достоверности прогнозов зависит достоверность планов. При текущем управлении модели прогнозирования адаптивно уточняются. Учет, контроль и анализ базируются на сопоставлении прогноза плана и факта. От погрешностей прогнозирования зависят конечные результаты.

Объекты управления. Содержание прикладных разработок и моделей прогнозирования зависят от объекта исследования. Объектом могут быть отдельные аппараты, механизмы, схемы, сетевые компании и предприятия (рис. 11.1).

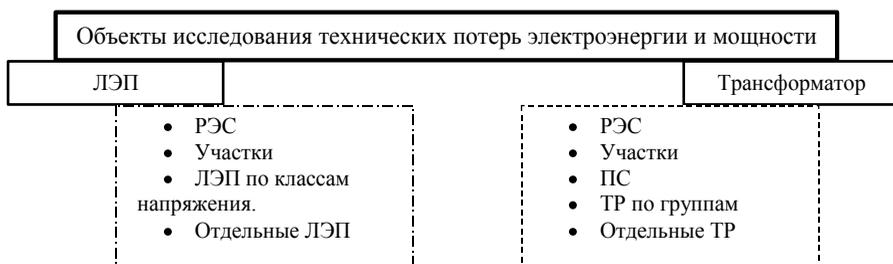


Рис. 11.1. Виды объектов исследования технических потерь электроэнергии

Для моделирования всех перечисленных объектов необходимо использовать методы эквивалентирования объекта. Электрическое эквивалентирование схем замещения детально разработано. Имеются разработки по статистическому эквивалентированию с использованием регрессионно-дисперсионного анализа [30, 35, 53, 58 и др.]. При этом отдельные процессы рассматриваются на уровне информационной, а не физической модели. Объединение этих двух способов позволяет получить технические и экономические характеристики зон электроснабжения.

Структура потерь электроэнергии в электрических сетях. Как известно, потери электроэнергии подразделяются на потери, не зависящие от нагрузки (так называемые «условно-постоянные»), и на «нагрузочные» потери, которые зависят от величины передаваемой по сетям мощности (табл. 11.1). От режимов зависят главным образом потери в ЛЭП.

Статистическая информация по потерям. Потери фиксируются в отчетных документах. Чаще всего учитываются четыре составляющие потерь: потери на передачу электроэнергии ΔW_T , потери на расход электроэнергии на собственные нужды подстанций $\Delta W_{n/ст}$, потери от недоучета ΔW_y , коммерческие потери ΔW_k :

$$\Delta W_0 = \Delta W_T + \Delta W_y + \Delta W_{n/ст} + \Delta W_k. \quad (11.4)$$

На рис. 11.2 представлен баланс потерь.

Т а б л и ц а 11.1

Структура потерь, % общих

Структура потерь	Величина
Условно-постоянные потери	24
В том числе:	
потери холостого хода трансформаторов	67
потери на корону	12,7
собственные нужды подстанций	11
прочие	9,3
Нагрузочные потери	76
В том числе:	
потери в ЛЭП	85
потери в трансформаторах	15

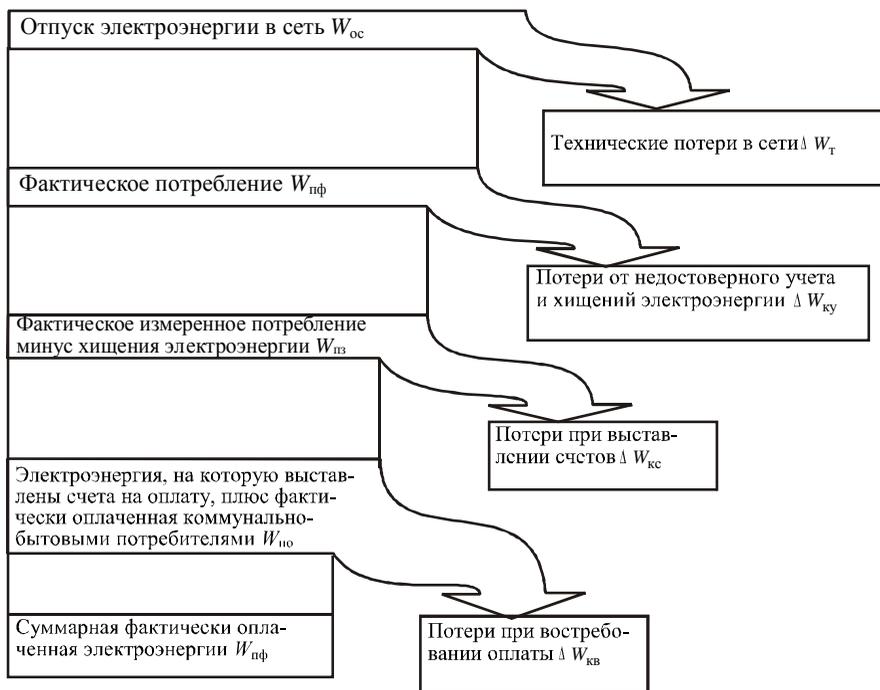


Рис. 11.2. Энергетический баланс электроэнергии

Технические потери учитываются достаточно точно на тех объектах, где нет коммерческих потерь. В противном случае возникает проблема с разделением технических и коммерческих потерь. Достоверной является только та статистическая информация по потерям, на которую не влияют коммерческие потери.

Технические потери могут быть также рассчитаны на основании известных законов электротехники, поскольку все их составляющие имеют математические описания и алгоритмы расчета. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций регистрируется счетчиками собственных нужд. Потери, обусловленные погрешностями учета, также могут быть рассчитаны.

У каждой из четырех составляющих в выражении (11.4) есть свое оптимальное значение, соответствующее минимуму целевой функции, включающей стоимость потерь и затраты на их снижение. Даже для коммерческих потерь такой минимум существует: например, в США

и Франции считается экономически нецелесообразным искать конкретные места хищений, если их объем не превышает 1–1,5 % от потребления энергии физическими лицами, так как затраты на поиск хищений в этом случае оказываются больше стоимости найденной электроэнергии. Тариф будет ниже, если включить в него разумную часть коммерческих потерь, чем затраты на их искоренение. В странах с низким уровнем жизни населения в тариф необходимо включать более высокую величину коммерческих потерь, так как в процесс хищений вовлечен гораздо больший круг лиц.

11.2. Имитационные модели прогнозирования потерь электроэнергии и мощности в электрических сетях

Имитационные модели – это расчетные модели. Для рассматриваемых задач прогнозирования потерь электроэнергии и мощности в электрических сетях – это основной принцип прогнозирования, поскольку реальные статистические данные имеются только в отдельных случаях. Основными вопросами имитационных моделей являются:

- задание данных для расчетов;
- вариации данных;
- алгоритм расчетов;
- обобщение результатов расчетов.

При решении этих вопросов разрабатывается схема вычислительного эксперимента. Вычислительный эксперимент базируется на серии расчетов нормальных режимов сети (рис. 11.3 и 11.4).

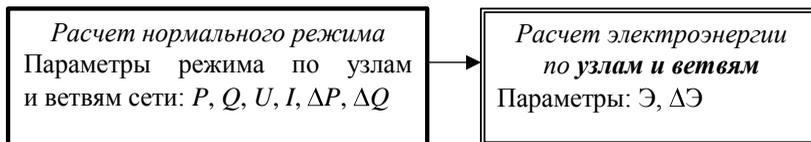


Рис. 11.3. Блоки расчетной схемы определения параметров режима сети

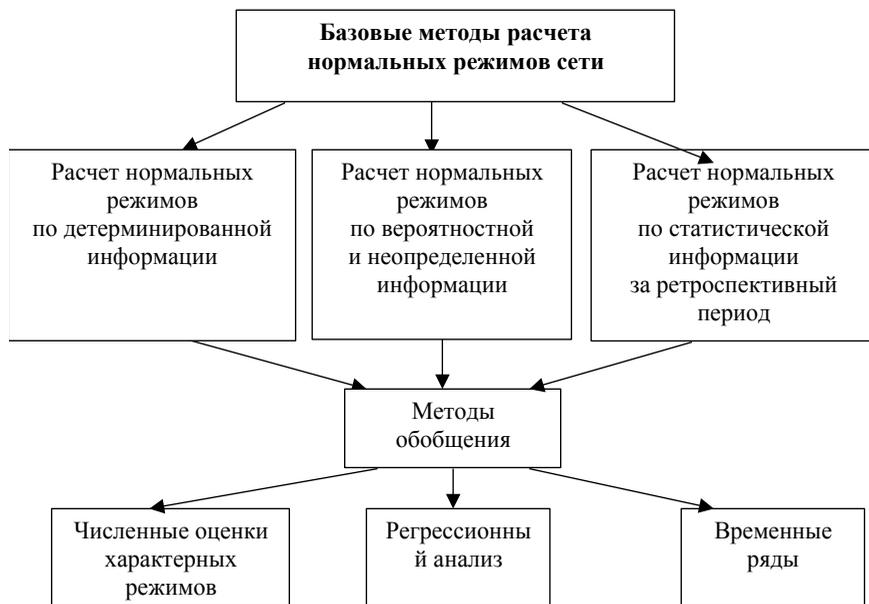


Рис. 11.4. Схема расчета потерь мощности

Поскольку получить достаточно полную информацию о потоках электроэнергии по всем элементам сети в течение всего расчетного периода (месяц, год) невозможно, в условиях эксплуатации часто используют оценочные методы расчета, позволяющие определить потери с некоторой погрешностью. В их основе лежит совокупность математических и алгоритмических приемов, с помощью которых можно упростить расчет или заменить реальный процесс «характерным». Понятие «характерный режим» связано с нормированием, с определением потерь электроэнергии, с ценами. Вид характерного режима зависит от целей расчета. Для предельных возможностей техники это один вид, для средней оценки потерь – другой.

Внешние условия имитационных расчетов определяются способом задания исходной информации. Параметры режима электрической сети зависят от многих факторов, имеющих случайный характер (температура окружающего воздуха, количество подключенных электроприемников). Вследствие этого процесс изменения нагрузки является совокупностью реализаций случайного процесса и не обладает свойствами стационарности и эргодичности, т. е. это сложный стохастический процесс.

Вероятностные методы применяются при исследовании задачи. В эксплуатационной практике они в полном виде пока не нашли применения, что объясняется отсутствием достоверных законов распределения вероятностей случайных величин. Вместе с тем нельзя создавать модель расчета потерь электроэнергии и мощности без учета вероятностных свойств информации. Обычно это связано с вариантными расчетами.

На основе активного эксперимента в объеме, необходимом для обобщенных выводов, определяются потери активной мощности и электроэнергии. Поскольку система – это единое электрическое целое, каждый узел влияет на балансы активных и реактивных мощностей системы и потери. Основная трудность связана с генерацией исходных параметров режима. От их величин и комбинации зависят потери мощности. Чаще всего используются имитационные принципы расчета с генерацией исходных параметров экспертным путем.

Можно использовать метод Монте-Карло, если сеть имеет небольшое количество узлов. Если сеть многоузловая, то расчеты методом Монте-Карло трудоемки и генерация исходных состояний является неопределенной задачей. Во многих работах показано, что изменение нагрузки подчиняется нормальному закону распределения. Напряжение и соответствующую реактивную мощность можно задавать вариантно в пределах допустимых изменений.

Остается актуальным вопрос обобщения полученных результатов имитационных расчетов. При обобщении надо четко определить объект: предприятие, зоны электроснабжения, подстанции, ЛЭП. Большое значение имеет период обобщения результатов (час, сутки, месяц, год).

Регрессионный анализ давно применяется в практике для прогнозирования потерь. Имеются уравнения регрессии, связывающие затраты с техническими параметрами ЛЭП, или потери – с классом напряжения сети. Известны зависимости потерь от потоков мощностей через СП. Этот подход особенно продуктивен, когда имеется физическая связь между рассматриваемыми параметрами, например, связи «потери мощности – активная мощность сети», «потери мощности – активная и реактивная мощность», «потери от транзита мощности – величина транзита».

Например, можно попытаться установить регрессионную зависимость между потерями энергии в распределительной сети и числом подключенных трансформаторных пунктов. Первоначально нужно определить, какие распределительные сети будут использоваться для по-

лучения статистических данных (скажем, сети, имеющие 100, 200 и 300 трансформаторных пунктов). Очевидно, что потери в сети могут иметь разное значение при одном и том же числе трансформаторов. Поэтому сетей с одинаковым числом трансформаторных пунктов должно быть несколько, и они по возможности должны представлять все различные типы потребления энергии. Пусть y_i – потери энергии в сети с номером i , n_i – число трансформаторов в сети с номером i , тогда пары точек (n_i, y_i) будут служить исходными данными для определения регрессионной связи:

$$y := b_0 + b_1 n + b_2 n^2 + \dots + b_m n^m. \quad (11.5)$$

Чем более высокий показатель степени будет использован в уравнении регрессии, тем, как правило, более точное решение можно получить. Рассмотренный пример касается простейшего случая – регрессионной зависимости от одного фактора. Аналогичный подход может быть применен для исследования регрессионной зависимости от двух и более факторов (рис. 11.5).

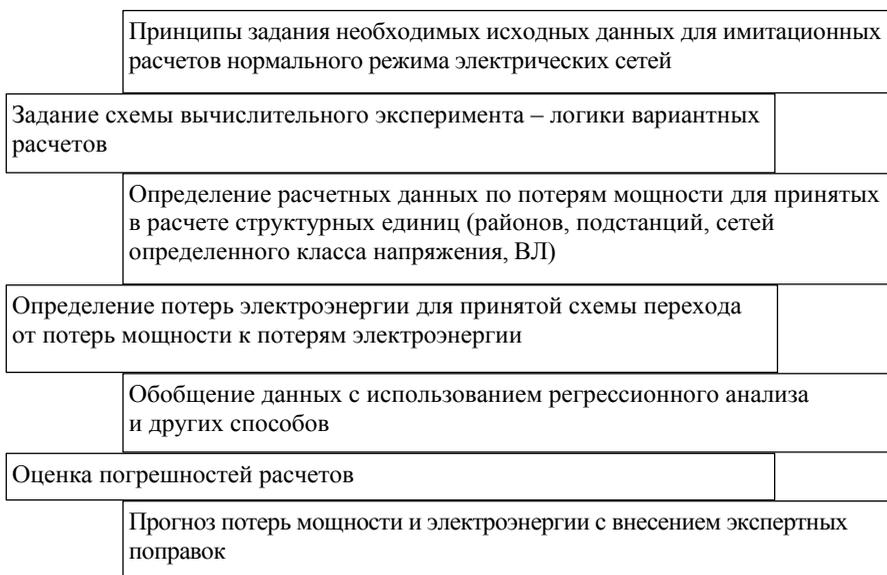


Рис. 11.5. Схема расчетов потерь электроэнергии и мощности при проведении имитационного вычислительного эксперимента

Для определения потерь электроэнергии требуется принять гипотезу о переходе от потерь мощности к потерям электроэнергии. Основой прогнозных расчетов потерь электроэнергии являются экспертные решения.

При вычислительном эксперименте можно получить такое количество данных, которое позволяет использовать статистические модели прогнозирования. Кроме того, можно провести анализ связи потерь с варьируемыми факторами. Такие расчеты известны и дают возможность выявить причины, влияющие на величину потерь, и мероприятия по их уменьшению. В этом смысле вычислительный эксперимент более продуктивен, чем данные учета.

Оценка потерь энергии. Возможны различные способы перехода от потерь мощности к потерям электроэнергии:

1. Часто потери рассчитывают по τ_{\max} . Этот способ повсеместно используется в проектных задачах. Основная погрешность этих расчетов связана с тем, что величина τ_{\max} – время максимальных потерь, не известна и может быть задана приближенно. Если известна характеристика продолжительности нагрузок в течение рассматриваемого периода (месяца, квартала, года) $P(t)$, где t – интервал дискретности представления нагрузок, то по ней можно рассчитать характеристику потерь и определить величину τ_{\max} . Это требует качественной исходной информации по нагрузкам для рассматриваемых периодов. В ряде работ показано, что погрешности расчетов доходят до 25 % [3, 16]. Следовательно, метод τ_{\max} может применяться при специальном обосновании.

2. Потери нередко рассчитываются по средней нагрузке за определенный период:

$$\Delta \mathcal{E} = P_{\text{ср}} t, \quad (11.6)$$

где $P_{\text{ср}}$ – средняя мощность; t – время периода расчетов.

Поскольку потери нелинейно зависят от нагрузки, и этот метод дает погрешность тем большую, чем больше отклонения нагрузок от средней. Применять его можно, проведя соответствующее обоснование.

3. Используется также расчет по типовым суткам:

$$\Delta \mathcal{E} = \Sigma \Delta \mathcal{E}_n, \quad (11.7)$$

где $\Delta \mathcal{E}_n$ – потери энергии в типовые сутки; n – число суток за рассматриваемый период. Понятие «типовые сутки» уже говорит о том, что метод приближенный.

Совершенно очевидно, что результаты расчетов зависят от метода. Но в технических задачах, особенно при проектировании, эти методы могут давать приемлемые результаты. В литературе имеются данные о том, что расчеты с погрешностями 5...10 % для технических задач допустимы. Они также допустимы в других случаях. Особым случаем являются коммерческие задачи, для которых необходимо обосновывать правомерность модели расчетов и оценивать погрешности расчетов.

Комбинируя различные подходы, можно создать модель расчета потерь электроэнергии, вариант которой приведен на рис. 11.6. Эта схема возможна, если число узлов невелико и имеется возможность определить графики нагрузок в узлах.

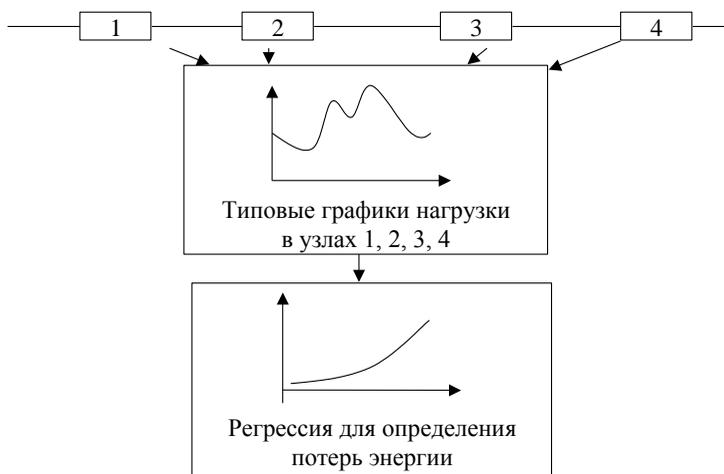


Рис. 11.6. Возможная схема расчета потерь энергии по потерям мощности

Содержание различных методов определения потерь энергии.

Метод максимальных потерь. Это метод, называемый также методом времени потерь, при котором реальный режим моделируется режимом с максимальными потерями в сети длительностью τ . Чаще всего рассматривается годовой период. Потери электроэнергии согласно этому методу рассчитывается по формуле

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \tau \quad (11.8)$$

Максимальные потери мощности ΔP_{\max} определяются по максимальной нагрузке, которая, в свою очередь, определяется по ожидаемому потоку энергии и числу часов использования максимума нагрузки T_{\max} .

$$P_{\max} := \frac{W}{T_{\max}}. \quad (11.9)$$

Основополагающими моментами этого метода являются предположения о том, что максимальные потери энергии в рассчитываемом элементе сети наблюдаются в максимум нагрузки системы. Принимаются допущения:

- конфигурация графиков активных и реактивных мощностей однородна для всего периода, т. е. $\cos\varphi = \text{const}$, что соблюдается крайне редко;
- максимальная нагрузка в течение периода T_{\max} не изменяется;
- сеть имеет постоянные параметры в течение всего периода анализа.

Погрешность этого метода оценивается величиной $\pm(10\dots25)\%$ для распределительных разомкнутых сетей.

В замкнутых сетях графики нагрузок узлов не совпадают с суммарным графиком нагрузки энергосистемы. Следовательно, определение потерь энергии по значениям τ , общим для всех ветвей, приведет к ошибке, количественное значение которой в общем случае неизвестно. Наибольшие погрешности, получаемые при расчетах замкнутых схем и при использовании различных способов определения τ , оценены величиной от -25 до $+42\%$. Для эксплуатационной практики эта погрешность недопустима, особенно для коммерческих задач.

Расчет по типовым суткам. Другим является метод оценки потерь мощности в сложноразомкнутой сети по потерям энергии в сети за характерные сутки. Можно использовать один типовой день или несколько.

В основу метода положено допущение, что графики нагрузки узла в различные периоды года подобны. Имея суммарный график нагрузки системы за различные периоды года, можно определить эквивалентное число дней, потери электроэнергии в которых рассчитаны точно.

Для задач, в которых изменяются графики активной и реактивной мощности, необходимо определять эквивалентные числа дней отдель-

но для графика активной D_P и реактивной D_Q мощности. Тогда потери электроэнергии за год определяются как

$$\Delta W = \Delta W_P^c D_P + \Delta W_Q^c D_Q, \quad (11.10)$$

где ΔW_P^c – потери электроэнергии за расчетные сутки от потоков активной мощности; ΔW_Q^c – потери электроэнергии за расчетные сутки от потоков реактивной мощности.

Погрешность этого метода полностью определяется внутривнутрипериодным изменением графиков. Имеется неоднородность графиков внутри недели, месяца, сезонов. Метод использования типовых графиков широко применяется при прогнозировании нагрузки системы [1], на стадии оперативного управления режимами, причем показано, что погрешности в этом случае не превышают 3...5 %.

Во многих задачах нельзя ограничиваться графиком нагрузки системы, а нужны графики по узлам сети. Такое требование усложняет этот метод и делает его пригодным для эксплуатационной практики только при специальном обосновании. Применять его можно только в том случае, если имеются прогнозы графиков нагрузки по узлам сети.

Другие методы. Имеются и другие методы, например, метод среднеквадратичного тока. Он тоже основан на том, что среднеквадратичный ток определяется для типовых суток и потери электроэнергии за время T :

$$\Delta W = 3R \int I^2(t) dt = 3RI_{\text{СК}}^2 T, \quad (11.11)$$

где $I_{\text{СК}}$ – среднеквадратичный ток за время T .

Расчет среднеквадратичного тока по суточному графику представляет собой грубое моделирование режима сети. Ошибка определения среднеквадратичного тока в зависимости от выбора характерных суток может достигать 30 %.

Все методы расчета потерь энергии являются приближенными. В [27] приведены данные специального эксперимента по оценке потерь энергии при использовании различных методов. При изменении графиков нагрузок в узлах электрической сети погрешности доходят до 15 %. Рассчитывались 300 вариантов различных схем. Погрешности зависят от метода расчетов. При сравнении расчетов прямым ме-

тодом с методом τ_{\max} различие в потерях составляет 3...5 %. Погрешности зависят от класса напряжения сети. В сетях 6–110 кВ они достигают до 25 %.

11.3. Имитационная модель прогнозирования потерь мощности для сетевой компании

Рассмотрим пример решения задачи адресного распределения потерь электроэнергии и мощности для федеральной сетевой компании ФСК с проведением специального активного эксперимента имитационного типа. Задача заключается в адресном определении доли потерь, от мощности каждой станции и нагрузок потребителей каждой подстанции.

Компания большая – более 10 генераторных узлов, несколько десятков крупных подстанций, территориально она распространена на всю европейскую часть страны. Все это вызывает большие трудности в организации вариантных расчетов. Без специальной методики применить имитационное моделирование чрезвычайно трудно. Используемая методика включает несколько этапов.

- Разделение системы на локальные зоны электроснабжения каждой из станций, что уменьшает размерность задачи.
- Выполнение независимых вариационных расчетов по локальным зонам.
- Определение принципов изменения исходных данных и их сочетаний для расчета потерь мощности на основе экспертного анализа.
- Выполнение серии расчетов на основе программы расчета нормальных режимов сетей по специальной схеме вычислительного эксперимента.
- Обобщение результатов расчетов с использованием аппарата регрессионного анализа.
- Оценка погрешностей имитационных моделей прогнозирования потерь мощности при их адресном распределении.

Остановимся на этих положениях. Поскольку система – это единое электрическое целое, каждый генераторный узел влияет на балансы

активных и реактивных мощностей системы, и корректно разделить потери между генераторными узлами сложно. При этом рис. 11.3 может быть расширен дополнительным блоком (рис. 11.7).

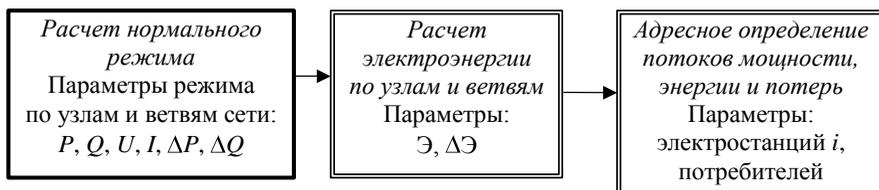


Рис. 11.7. Блоки расчетной модели адресного определения параметров режима

Зоны электроснабжения отдельных электростанций. В расчетной модели разделения потерь мощности и энергии между электростанциями схему электрической системы можно представить в виде зон электроснабжения. Для территориально распределенных сетей с крупными генераторными узлами наличие локальных зон является типичной структурой. Каждая станция передает мощность не более чем на определенное расстояние. Границы зон находятся по данным замеров максимального и минимального режимных дней и результатам специальных расчетов. Граничные точки зоны определяются данными потокораспределения. Тогда вся система представляется в виде совокупности локальных зон (рис. 11.8).

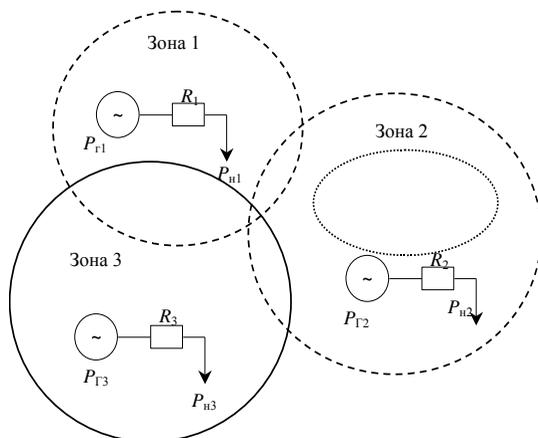


Рис. 11.8. Система, представленная в виде зон влияния электростанций

Границы зон нечеткие, но меняются мало и позволяют выполнять необходимые вариантные расчеты. Для активных мощностей границы зон достаточно стабильные. Для реактивных – неустойчивые, и выделить зоны нельзя. Если составляющая потерь, определяемая активными мощностями, может рассчитываться по локальным зонам, то составляющая потеря, определяемая потоками реактивных мощностей и напряжений, может быть определена только при расчетах всей системы. Следовательно, должно быть два расчетных блока – по балансу активных мощностей и по напряжениям в узлах сети.

Методика имитационных расчетов. Вариационные расчеты выполнялись для каждой зоны электроснабжения при условии, что ее границы меняются в соответствии с общей нагрузкой ФСК. Для зон первого типа они всегда постоянны, второго типа – меняются при изменении общей мощности станций ФСК, для зон третьего типа границы зон определялись экспертно. Такой принцип позволил выделять отдельные локальные зоны влияния каждой станции на режим всей сети ФСК. Принцип вариационных расчетов принимался с одинаковым для каждой зоны шагом дискретности ΔP .

Определение адресных потерь мощности для узлов генерации. Изменения активных мощностей станций для зон с устойчивыми границами производилось во всем диапазоне:

$$\begin{aligned} P_{j \min} \leq P_j \leq P_{j \max}, \\ P_j = P_{j \min} + \Delta P. \end{aligned} \quad (11.15)$$

Зоны, в которых границы меняются для минимальных и максимальных режимов активных мощностей, границы изменялись на заданную величину δP_j :

$$\begin{aligned} P_{j \min} \pm \delta P_{j \min} \leq P_j \leq P \pm \delta P_{j \max}, \\ P_j = P_{j \min} + m \Delta P. \end{aligned} \quad (11.16)$$

С учетом высказанных соображений схема эквивалентуруется и представляется в виде концентрированных узлов с эквивалентными значениями нагрузки подстанций ($P_{н1}, P_{н2}, P_{н3}, Q_{н1}, Q_{н2}, Q_{н3}$), генерации ($P_{г1}, P_{г2}, P_{г3}, Q_{г1}, Q_{г2}, Q_{г3}$) напряжения (U_1, U_2, U_3) и эквивалентного сопротивления (R_1, R_2, R_3). Расчетные условия определяются индивидуально по каждой зоне. При таком подходе потери для генераторных

узлов рассчитываются без учета их изменения от потокораспределения внутри зоны.

Определение адресных потерь мощности для подстанций. Можно адресные расчеты выполнять по программе расчета нормальных режимов, в которой предусматриваются такие процедуры. Однако при этом требуются нагрузки в узлах. Их можно задавать различными способами: использовать ранговые модели распределения суммарной нагрузки зоны, применить полный перебор, использовать метод Монте–Карло, использовать экспертные задания и др. В расчетном примере использовались экспертные задания нагрузок в узлах. Следовательно, нагрузка в каждом узле:

$$\begin{aligned} P_{i\min} &\leq P_i \leq P_{i\max}, \\ P_i &= P_{i\min} + n\Delta P_i, \\ \sum_i P_i &= P_j. \end{aligned} \quad (11.17)$$

Расчетные условия по реактивным мощностям. Поскольку границы балансов реактивных мощностей неустойчивые и меняются существенно, исходные режимы определялись случайными реализациями реактивных мощностей в узлах нагрузки и генерации зоны электроснабжения. Реактивная мощность задавалась случайно в границах:

$$Q_{\min} \leq Q \leq Q_{\max}, \quad (11.18)$$

где Q_{\min} , Q_{\max} – величины, определенные при замерах максимального и минимального режима сетей МЭС Центра. Это вносит погрешность, которая должна учитываться в окончательных результатах.

Выполнение активного эксперимента. Активный эксперимент заключается в расчетах потерь активной мощности при вариациях активных и реактивных мощностей в узлах нагрузки и генерации и напряжений в узлах генерации.

Баланс активных мощностей: $P_{\Gamma} = P_{\text{н}} + \Delta P_{\text{потерь}}$.

Принимался следующий порядок расчетов:

- с заданным шагом δP_j варьировалась активная мощность станции при условии соблюдения баланса (11.17);

- реактивная мощность и напряжение задавались без проверки балансов реактивных мощностей при вариациях значений в заданных границах;
- нагрузки в узлах генерировались случайно в заданных пределах;
- расчеты выполнялись по программе расчетов нормальных режимов всей схемы сети, но все величины за пределами расчетной зоны сохранялись неизменными. Это соответствует принципу построения эквивалентных характеристик электростанций в задачах распределения нагрузки [1].

Одним из возможных вариантов решения задачи адресного распределения потерь мощности является регрессионный анализ данных, полученных при соответствующих расчетах нормальных режимов. Уравнения регрессии позволяют решать ряд задач коммерческих взаимоотношений:

- планировать потери для различных балансов активных мощностей;
- проводить анализ потерь по зонам электроснабжения;
- получать необходимую информацию для расчета сетевых тарифов на покупку и продажу электроэнергии и мощности;
- выполнять имитационные расчеты при различных вариантах отношений купли продажи.

Решать перечисленные задачи на основе прямых расчетов нормальных режимов практически невозможно. Регрессионный анализ является инструментом предварительного обобщения необходимых расчетных данных для конкретных задач.

Расчетные характеристики для прогнозирования потерь мощности для различных задач. Результаты расчетов позволяют получить различные прогностические характеристики в виде уравнений регрессии и оценки погрешностей этих моделей.

- Для сетевого предприятия СП характеристики суммарных потерь $\Delta P(P_{СП})$, удельных потерь $\frac{\Delta P}{P_T}(P_{СП})$ (рис. 11.9), относительных при-

ростов потерь $\frac{\Delta P}{P_T}(P_{СП})$ (рис. 11.10), которые могут использоваться

для прогнозирования потерь по всей сети предприятия при решении различных задач. Погрешности регрессионных моделей доходят до 20 %. Средняя погрешность составляет 10 %. Средние потери мощности составляют 1,4 % от пропуска мощности по сети.

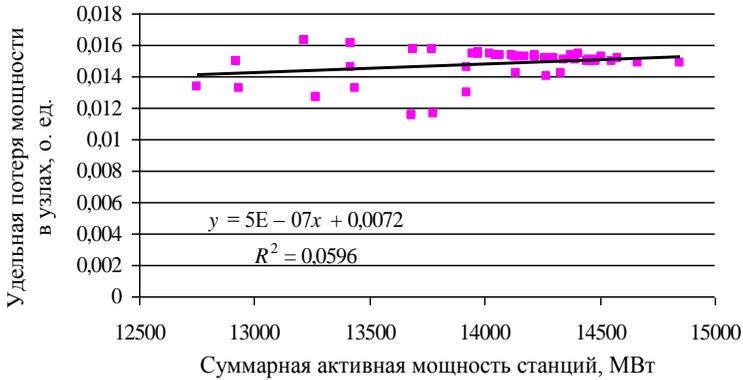


Рис. 11.9. Характеристика удельных потерь мощности в сети

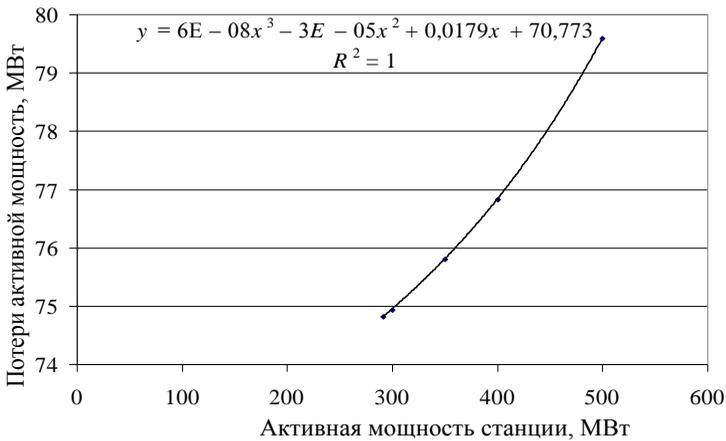


Рис. 11.10. Характеристика потерь активной мощности

- Для электростанций (генераторных узлов) характеристики потерь $\Delta P_i(P_{Gi})$ (пример дан на рис. 11.11), удельных потерь, относительных приростов потерь от генерации отдельных электростанций. Всего рассматривалось 15 генераторных узлов. Все полученные уравнения регрессии имеют достаточно хорошие статистические оценки ($0,6418 \leq R^2 \leq 1$). Изменение мощности станций может привести к изменению потерь в диапазоне от 0 до 50 МВт (табл. 11.2).

Получены характеристики относительного изменения потерь мощности при изменении общей нагрузки СП.

Т а б л и ц а 11.2

Влияние режима станций на потери мощности в сетях МЭС Центра

Диапазон изменения потерь мощности в зоне	Номера станций
До 1 МВт	52,128,291,314, 318, 373
От 1 до 5 МВт	13,23,94,212,444
От 5 до 30 МВт	7,231
Выше 50 МВт	124,171



Рис. 11.12. Характеристика потерь активной мощности для узла

Расчетные потери мощности в целом по сети можно получить по данным расчета нормального режима. Они не будут совпадать с данными, полученными при планировании по регрессионным зависимостям.

Расчеты по балансировке можно выполнять пропорционально доле потерь от общих потерь:

$$\delta = \frac{\Delta P_{\text{сп. мод}}}{\Delta P_{\text{сп. расч}}}, \quad \delta_i = \delta \Delta P_{i \text{ мод}}. \quad (11.19)$$

Балансировку можно проводить также по величинам R^2 . Более простой и достаточно распространенной является балансировка первым способом (рис. 11.12).

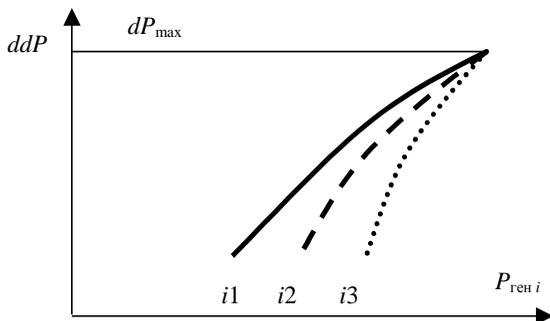


Рис. 11.12. Сбалансированное распределение потерь мощности между узлами сети СП

Прогнозирование эквивалентных активных сопротивлений зоны электроснабжения. Для прогностических расчетов часто используются обобщенные характеристики активных сопротивлений сети, полученные из данных прогнозных регрессионных характеристик потерь.

$$\text{Потери активной мощности: } \Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R.$$

Имея все данные $P, Q, U, \Delta P$, можно рассчитать сопротивления. В рассматриваемом примере получены характеристики активных сопротивлений и их средние величины (табл. 11.3).

Т а б л и ц а 11.3

Эквивалентные активные сопротивления зон электроснабжения

Номер узла генерации	Среднее активное сопротивление, Ом
314	5,7
212	2,5
13	19,9
318	5,09
231	3,1
444	12,7
52	11,1
373	3,2

О к о н ч а н и е т а б л. 11.3

Номер узла генерации	Среднее активное сопротивление, Ом
291	3,7
23	6,6
128	9,2
124	3,1
171	4,5
7	7,9
94	10,2

Предельная погрешность характеристик активных сопротивлений по модулю

$$\Delta R = \frac{R_{\text{наиб}}}{R_{\text{расч}}} \quad (11.20)$$

не превышает 10 % (за исключением узла 13). Соответственно такие же погрешности будут при расчете потерь. Эти величины не превышают погрешности других методов расчетов потерь мощности. По активным сопротивлениям можно вести расчеты потерь, относящиеся на конкретную электростанцию.

Коммерческие потери. Коммерческие потери имеют место в распределительных сетях СП. Прогнозировать их очень трудно, так как они зависят от многих неопределенных факторов. Выявление и учет коммерческих потерь является важнейшей проблемой настоящего времени.

Если есть данные учета, то коммерческие потери можно моделировать специальным эквивалентным активным сопротивлением. Этот подход позволяет рассчитывать потери по всем объектам. Для определения эквивалентного сопротивления используются данные учета и анализа. В оперативных задачах используются данные оперативного учета, например в АСДУ. В задачах текущего управления на интервалах от суток и больших используются данные ежесуточного учета технико-экономических показателей. Упрощенная схема учета показана на рис. 11.13. По разности мощностей S_1 и S_2 можно определить потери.



Рис. 11.13. Схема расчета потерь мощности по эквивалентным и активным сопротивлениям

Такие же схемы можно применять для отдельных составляющих структуры потерь мощности по техническим элементам, напряжениям, реактивной мощности.



ГЛАВА 12

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

Принципы прогнозирования мощности и выработка электроэнергии гидроэлектростанций при неопределенной информации о гидроресурсах. ~ Вероятностная природа стока. ~ Прогноз и адаптивное уточнение планов использования водных ресурсов ГЭС. ~ Схема прогнозных расчетов по рациональному использованию гидроэнергетических ресурсов

12.1. Принципы прогнозирования при неопределенной информации о гидроресурсах

В предыдущих главах рассматривались модели прогнозирования для искусственных технических систем, процессы в которых зависят от выбора человека. Эти модели также содержат факторы неопределенности, но они поддаются изучению и моделированию.

Задача, рассматриваемая в этой главе, относится к естественной системе и геофизическим процессам. Такая система многократно сложнее искусственных. В полной мере это относится к стоку рек.

Выработка электроэнергии и мощность ГЭС зависят от речного стока. Сток реки регулируется водохранилищем. Чем больше объем водохранилища, тем значительно снижается неопределенность. Для водохранилища степень регулирования стока

$$\beta = \frac{V_{\text{вод}}}{W_{\text{ср.м}}} = 0,1 \dots 0,9, \quad (12.1)$$

где $W_{\text{ср.м}}$ – среднемноголетний сток.

Но и для ГЭС с многолетним регулированием стока при $\beta = 0,9$ неопределенность имеется, и в большей степени она проявляется для ГЭС с водохранилищами суточного и годового регулирования стока. В аналитической работе, выполненной в ОДУ Сибири, показано, что водность рек на 20..30 % непредсказуема и задача учета выработки электроэнергии сибирских ГЭС, имеющих большие водохранилища, относится к классу неопределенных. Неопределенность стока вызывает не только значительные изменения энергетических показателей, но она влияет на судоходство, борьбу с паводками и другие водохозяйственные условия работы ГЭС.

Применение моделей прогнозирования для таких задач всегда вызывает трудности. Главным образом они связаны с тем, что необходимо получить детерминированные решения. При этом могут быть промежуточные этапы с применением различных моделей прогнозирования. В основном методика перехода от неопределенных решений к детерминированным прогнозам имеет много общего для различных задач. При прогнозировании мощности и выработки электроэнергии электростанций главную роль играют:

- технические возможности электростанции,
- обеспеченность энергоресурсами,
- функции станций в балансах электроэнергетических систем;
- требования потребителей к электроснабжению.

Все эти позиции содержат неопределенность. Для ГЭС главное – это энергоресурсы. Гидроэлектростанции вырабатывают самую дешевую электроэнергию, они универсальны по своим режимным свойствам, они самые надежные, и поэтому их всегда выгодно использовать.

Но все их преимущества базируются на водных ресурсах, и работа ГЭС определяется прогнозами стока реки.

Неопределенность работы ГЭС влияет на работу всех систем, в которых они используются. Водоохранилища гидроэлектростанций обычно имеют комплексное назначение, и регулирование стока подчинено удовлетворению требований всех участников ВХК (водохозяйственного комплекса). Гидроэлектростанции, работающие в энергетической системе, связаны между собой режимом электроснабжения потребителей и ЛЭП. Каскады ГЭС связаны по воде используемым водотоком.

Прогнозирование – это базовый способ подавления неопределенности. Прогнозирование исходной информации на сравнительно короткие промежутки времени (до месяца) в настоящее время методически проработано и является в основе детерминированным, т. е. позволяет получать однозначные решения. При расчете длительных режимов регулирования стока на год, на несколько лет главной является гидрологическая информация, которая в принципе вероятностная, и никакое другое предсказание стока на сезон и год (тем более на многолетний период), кроме вероятностного, не может быть правомерным. Краткосрочные и длительные режимы связаны между собой, поскольку долгосрочные решения дают информацию для краткосрочных, и расчеты долгосрочных режимов также должны иметь детерминированные результаты.

Принципы моделирования прогноза стока ГЭС. Переход от полной неопределенности к детерминированному решению осуществляется в пять этапов, на которых разрабатываются частные модели прогнозирования.

1 этап – количественная оценка полной неопределенности стока на основе изучения информации геофизических процессов. Зависит она от фактических данных или теоретических моделей максимального и минимального значений стока в многолетнем процессе (рис. 12.1).

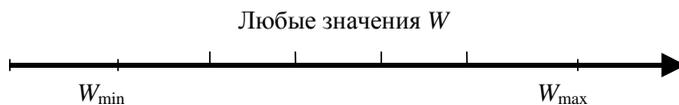


Рис. 12.1. Данные изменения стока ГЭС

2 этап – теоретическая модель перехода от полной неопределенности к частичной на основе моделирования многолетних процессов изменения вероятностей стока. Использование статистических данных и теоретических законов позволяет получить распределение вероятностей $W(p)$ для прогнозирования вероятностных значений стока (рис. 12.2).

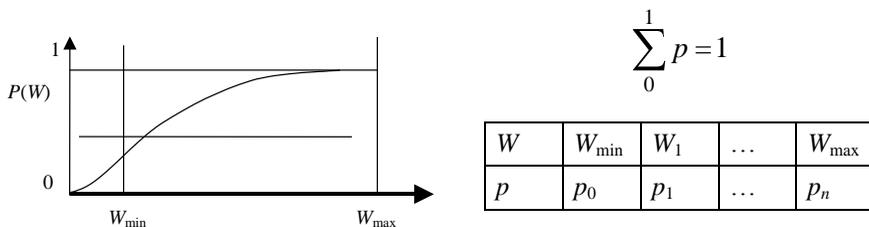


Рис. 12.2. Вероятностная модель прогноза стока реки за многолетний период

3 этап – моделирование гидрографов реки $Q(t)$ для различных величин стока. Известно, что гидрографы реки никогда не повторяются. По ряду рек имеются наблюдения около 100 лет, и в них нет одинаковых гидрографов. На этом этапе расчетов для различных значений стока выбираются из статистики или специально моделируются варианты гидрографов. При этом осуществляется переход к вероятностным моделям стока и гидрографов в совокупности (рис. 12.3).

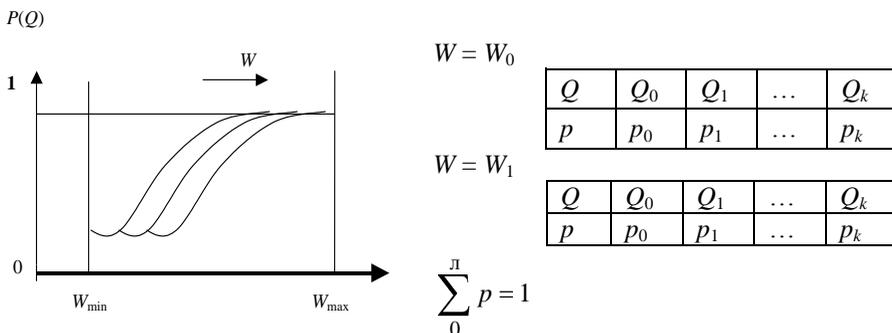


Рис. 12.3. Вероятностные гидрографы при различных величинах стока

4 этап – моделирование детерминированной модели расчетных гидрографов. Для расчета выработки электроэнергии ГЭС может выбираться не один, а несколько вариантов расчетных гидрографов – это модель прогноза гидрографа. Например, средний гидрограф из тех, которые получены на третьем этапе расчетов, или максимальный, или по верхней огибающей ординат $Q(t)$ и др. Если расчеты проводятся по вариантам, то экспертным путем выбирается решение.

5 этап – для детерминированных расчетов выработки электроэнергии разрабатываются адаптивные правила корректировки решения.

12.2. Вероятностная природа стока

Приведем краткие сведения по вероятностным характеристикам стока рек. Гидрологический опыт позволяет утверждать, что сток имеет вероятностную природу, поэтому его описание производится с использованием методов теории вероятностей [13, 17].

Кривая обеспеченности стока и расхода. Одним из главных вопросов вероятностного описания стока является выбор закона распределения вероятностей. В гидрологии чаще всего для описания стока используется кривая Пирсона III рода или распределение С.Н. Крицкого и М.Ф. Менкеля [10]. С использованием этих законов можно построить теоретическую вероятностную характеристику стока или расхода реки при сравнительно коротких рядах статистических наблюдений. Если ряд наблюдений имеет продолжительность 50 лет, то нельзя с большой достоверностью сказать, что он отражает случайные события и случайные процессы, которые характерны для данной реки. Требуется 1000 лет и больше, чтобы можно было использовать статистику и теоретические законы теории вероятностей.

Используя методы статистического моделирования, можно создать искусственный гидрологический ряд сколь угодно большой продолжительности (1000...2000 лет). Большие реализации обеспечивают достоверность полученных рядов. Наблюдений такого объема в жизни нет. Наибольшее распространение получили модели Монте–Карло. При известном законе распределения вероятностей на ЭВМ можно генериро-

ровать псевдослучайные числа по этому закону и получать последовательность искусственных чисел. Метод Монте–Карло строится так, что последовательность чисел принадлежит отрезку $\{0,1\}$, но с помощью специальных преобразований их можно перевести в числа с заданным законом распределения.

Для определения параметров теоретического закона распределения вероятностей расхода для конкретного объекта необходимо определить ряд величин.

Средний расход реки

$$\bar{Q} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_i, \quad (12.2)$$

где n – объем выборки.

Коэффициент вариации или изменчивости расхода

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (Q_i - \bar{Q})^2}{Q^2 n - 1}}. \quad (12.3)$$

Коэффициент асимметрии

$$C_s = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_i - \bar{Q})^3}{\sigma^3 \frac{n-1}{n-2}}. \quad (12.4)$$

Этот коэффициент характеризует размах положительных или отрицательных отклонений от среднего.

Построение теоретической кривой обеспеченности производится по таблицам, имеющимся в книгах по гидрологии [10]. На теоретическую кривую обеспеченности наносятся эмпирические точки, для которых рассчитываются вероятности по приближенным формулам, например по формуле вероятностей:

$$p = \frac{m}{n+1} 100, \%. \quad (12.5)$$

Экстраполяция кривой обеспеченности за пределы эмпирических точек позволяет получить обеспеченность (вероятность) как очень больших, так и очень малых значений исследуемого параметра, например, годового стока, максимального расхода весеннего половодья и др.

Интегральные характеристики стока. Это характеристики, по которым откладываются нарастающие значения стока к определенному моменту времени. Если, например, период времени T имеет годы $t = 1, 2 \dots n$ и для каждого интервала времени сток $W = W_1, W_2, \dots, W_n$, то интегральный сток на конец периода T будет $W_T = \sum W_t$. Интегральные характеристики широко применяются для оценки гидроэнергетических ресурсов. С их использованием получают вероятностные характеристики стока.

Кривые обеспеченности и кривые продолжительности (рис. 12.4 и 12.5). Изменчивость годового стока может быть выражена в виде кривой обеспеченности (рис. 13.4). Величины стока располагаются в убывающем порядке и откладываются по оси ординат. По оси абсцисс откладывается обеспеченность p этой величины в процентах или в долях от суммарного времени. Эта характеристика показывает вероятность того, что определенная величина стока обеспечена. Обеспеченность стока является важнейшим показателем для определения многих энергетических параметров ГЭС.

Кривая продолжительности модульных коэффициентов стока $K = \frac{W_i}{W_{\text{ср}}}$ (номер величины из общего ряда данных, ср – средняя) показана на рис. 12.4, а кривая продолжительности среднесуточных расходов – на рис. 12.5.

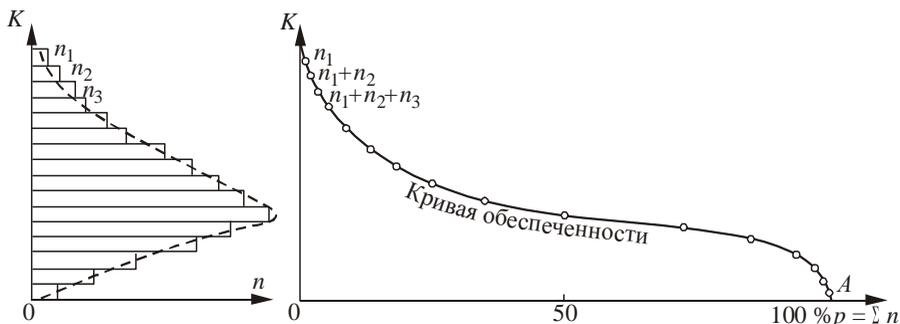


Рис. 12.4. Кривая обеспеченности модульных коэффициентов стока

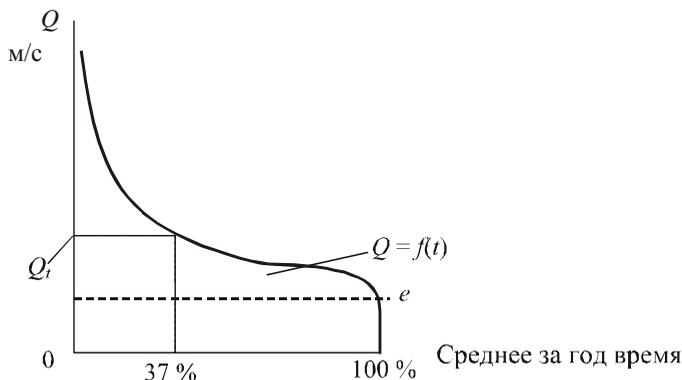


Рис. 12.5. Кривая продолжительности среднесуточных расходов

Вероятностный анализ при прогнозировании стока реки

1. Первым этапом прогнозирования является вероятностный анализ многолетних данных стока реки. Это типовые гидрологические расчеты [10]. По полученной практической кривой обеспеченности выбирается ряд прогнозных данных по величине стока и его вероятности $\{W_i, p_i\}$.

2. Для заданных величин стока W из многолетних данных выбираются гидрографы реки $Q(t)$, обычно t – месячный интервал дискретности данных. Это прогноз гидрографов.

3. Для всех выбранных гидрографов проводятся гидроэнергетические расчеты по рациональному использованию стока реки и получают серию результатов, которые подлежат обобщениям. Для обобщений можно использовать различные методы: игровые критерии (минимаксные) и экспертные.

4. При обобщении получают зону неопределенности решения об управлении выработкой электроэнергии и мощности гидростанции.

5. Прогноз может быть для всех вариантов исходных условий, поэтому необходимо иметь связи между прогнозом и вариантами расчетов.

6. Определяются адаптивные «Правила управления», учитывающие прогнозные и фактические условия.

7. Принимается детерминированный вариант плана ГЭС по выработке электроэнергии и мощности.

Перечисленные этапы прогнозирования являются достаточно типичными для вероятностно-неопределенной исходной информации. Следовательно, прогноз, рассчитанный в вероятностной форме, переводится в детерминированные решения.

Гидрологические прогнозы. При управлении гидростанциями громадное значение имеют гидрологические прогнозы. Прогнозы расходов, стока паводка, весеннего вскрытия реки, ледостава, скорости и направления ветра и многие другие являются неотъемлемой частью эксплуатации гидроэлектростанций. Вместе с тем во многих случаях достоверность и заблаговременность прогнозов недостаточна для эффективного управления станцией. Реальные возможности прогнозирования стока характеризуются следующими величинами:

- заблаговременностью прогнозов стока (не превышает 2-3 месяцев, их погрешности доходит до 20 % и больше);
- краткосрочные прогнозы стока от суток до месяца (имеют большую достоверность, и погрешности снижаются до 5...10 %).

В эксплуатации разработаны специальные методы использования прогнозов для решения конкретных гидроэнергетических задач.

Модель прогнозирования режимов ГЭС представлена на рис. 12.6.

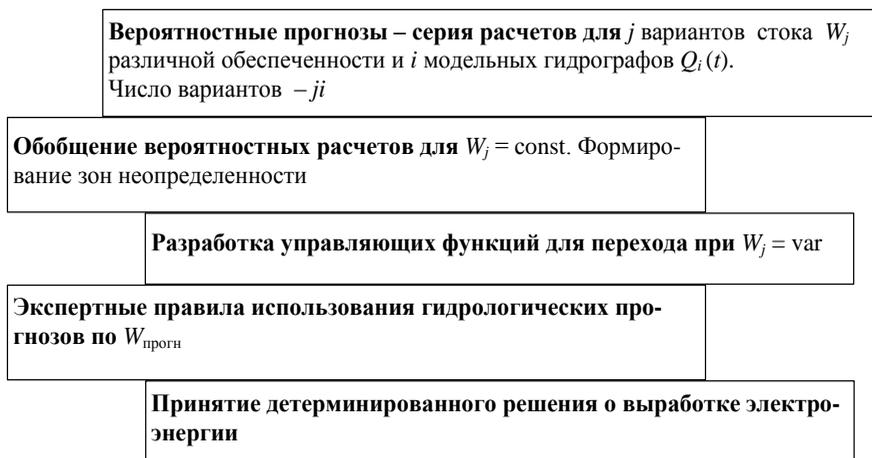


Рис. 12.6. Схема расчетов выработки электроэнергии ГЭС на основе вероятностной модели

12.3. Прогноз и адаптивное уточнение планов использования водных ресурсов ГЭС

План выработки электроэнергии ГЭС составляется для всего цикла водно-энергетического регулирования, обычно для года. Неопределенность стока для такого периода превращает план в предположение, которое в большей степени зависит от мнения экспертов, чем от геофизических процессов, определяющих сток. Эксперт (человек) интуитивно прогнозирует величину и вероятность стока, гидрограф реки, схему адаптации плана. Такой план никогда не может быть выполнен. Только адаптация позволяет управлять режимом ГЭС с учетом первоначального предположения. Адаптация представляет собой процесс изменения режимов, параметров и управляющих воздействий на основе текущей информации с целью достижения оптимального состояния системы при наличии неопределенности и изменяющихся условий работы.

Большой практический опыт и результаты научных разработок предлагают две основные схемы адаптации. Первая – систематические расчеты по уточнению моделей процесса (последовательные корректировки плана). Вторая – разработка и использование специальных правил действий (диспетчерских графиков). Ни одна из этих схем не устраняет полностью неопределенность процесса изменения стока, и возникает несколько принципиальных трудностей.

- Первая – какую величину и вероятность стока брать на первоначальном этапе расчетов? Из опыта известно, что использовались вероятности $p = 0,5$ и $0,75$. Но это не влияет на достоверность первоначального плана выработки электроэнергии ГЭС.

- Вторая – какой гидрограф брать за расчетный? Никогда не удастся «угадать» гидрограф, что делает недостоверным план на внутри-годовых интервалах времени.

Тем не менее эти пути определения выработки электроэнергии ГЭС существуют и других пока нет.

Последовательная корректировка. Последовательная корректировка состоит в периодическом уточнении режимов ГЭС. Для расчетного периода $T = t_1, t_2, \dots, t_n$ по первоначальной исходной информации находится оптимальный режим с параметрами x_1, x_2, \dots, x_n . Режим по-

следовательно пересчитывается после каждого прошедшего интервала времени t по прогнозам информации и новому гидрографу. Таким образом, стратегия управления наибольшим образом приспособляется к реальным условиям. Описанная схема управления связана с непрерывными расчетами и требует регулярного использования ЭВМ.

Более или менее достоверные прогнозы могут быть получены с декадным либо месячным упреждением, поэтому необходимо пересчитывать режимы с этой периодичностью. Расчетный период оптимизации представляется в виде последовательных интервалов, причем их длительность зависит от заблаговременности прогнозов.

При последовательных корректировках используется модель расчетов длительного режима водохранилища по заданному критерию. Расчеты выполняются в следующем порядке. Вначале определяется режим для всего периода оптимизации и для всех его интервалов. Получаются решения по выработке электроэнергии, уровням водохранилища и другим величинам. Решение имеет вид совокупности параметров $X(X_{11} X_{12} X_{1n})$ для первоначальной модели гидрографа $Q(t)$, $t = t_1, t_2, \dots t_n$. При поступлении прогноза на интервале t_1 моделируется новый гидрограф, и расчеты повторяются. В результате получается матрица вида

$$\begin{vmatrix} X_{11}, & X_{12}, \dots, & X_{1n} \\ & X_{22}, \dots, & X_{2n} \\ X_{32}, & X_{33}, \dots, & X_{3n} \\ & & X_{3n} \end{vmatrix}$$

Последовательная корректировка режимов является сейчас единственным действенным способом повышения достоверности планов выработки электроэнергии. Режим, отвечающий прогнозной информации, будет давать диагональ матрицы. Расчеты по схеме последовательной корректировки постоянно ведутся в условиях эксплуатации. Подчеркнем, что при этих расчетах информация должна уточняться для всего периода расчетов T , а не только для периода прогноза. Если уточнять решение, только меняя информацию одного ближайшего к началу периода T интервала, то решение не будет наилучшим. Хотя и в этом случае оно лучше первоначального расчета по модельному гидрографу с определенной обеспеченностью. При первоначальных расчетах берется гидрограф обеспеченности 50...75 %.

Использование диспетчерских графиков. Другой вид управления и корректировки первоначального плана может быть организован с использованием диспетчерских графиков, по которым определяются управляющие функции на основе предварительных расчетов. Диспетчерский график показывает упрощенные управляющие функции с ограниченным числом параметров корректировки и является средством реализации наиболее близких к оптимальным режимов работы ГЭС при отсутствии достоверной информации.

В простейшем случае диспетчерский график отражает зависимость между отдачей водохранилища в t -м интервале времени, выраженной в некоторых энергетических или водохозяйственных показателях, и отметкой уровня воды в водохранилище, имеющейся на начало этого интервала:

$$X_t = X_t(Z_t), \quad (12.6)$$

где X – отдача водохранилища (по расходу или мощности ГЭС); Z – отметка уровня; t – номер интервала времени.

При построении диспетчерских графиков используются модели гидрографов, которые имеют различные внутригодовые расходы реки при постоянном стоке W (рис. 12.7). Поле между верхней огибающей (a) и нижней (b) – это зона неопределенности. Верхняя огибающая дает самое осторожное решение. Нижняя – самое рискованное. Выбор диспетчерской линии зависит от эксперта.

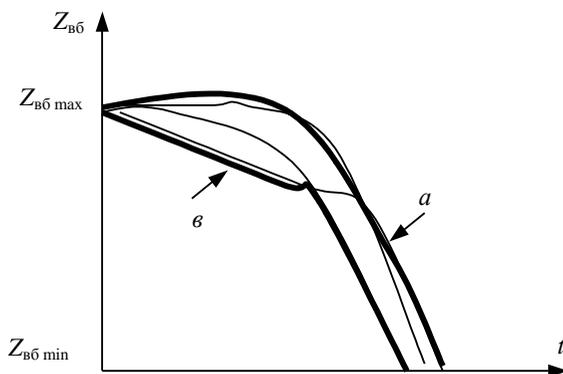


Рис. 12.7. Диспетчерские графики для различных гидрографов расхода реки, имеющих одинаковый сток

Управляющие функции этого вида позволяют однозначно определять в t -м интервале отдачу водохранилища в зависимости от его уровня в начале интервала при отсутствии прогноза стока. Но они отражают зависимость отдачи только от одного параметра управления, что является достаточно большим упрощением. Более эффективными будут, очевидно, такие функции, которые определяют зависимость отдачи от более широкого круга параметров управления к началу рассматриваемого интервала времени. Одним из таких параметров может служить, например, расход реки в предыдущих интервалах времени. В этом случае управляющая функция будет иметь вид

$$X_{jt} = X_{jt}(Z_t, Q_{t-1}, Q_{t-2}, \dots, Q_{t-n}), \quad (12.7)$$

где Q – расходы на соответствующих интервалах времени.

Учет связей между интервалами существенно усложняет управляющую функцию.

Наиболее сложный вид управляющая функция приобретет тогда, когда будет отражать управление сложной водохозяйственной системой. В этом случае управляющую функцию можно записать следующим образом:

$$X_{it} = X_{it} z_{jt} ; Q_{j(t-1)} ; Q_{j(t-2)} ; \dots ; A_{j(t-1)} , \quad (12.8)$$

где j — номер гидроузлов (водохранилищ) системы; t – номер интервала времени; z_{jt} – совокупность показателей, характеризующих запасы воды в водохранилищах системы на начало интервала времени t ; $Q_{j(t-1)}$ – совокупность показателей, интервала времени $t - 1$; $A_{j(t-1)}$ совокупность показателей, характеризующих потребление воды (электроэнергии) в различных узлах системы.

Зависимости (12.7) и (12.8) представить в графической форме практически невозможно. Встречает серьезные трудности и аналитическое решение функций. Это объясняется необходимостью учитывать большое число влияющих факторов, природа которых в большинстве случаев недостаточно ясна. Связь между факторами и связь каждого из них с зависимой переменной существенно нелинейные, что при большой размерности задачи еще более затрудняет ее решение. Наконец, использование методов стохастического программирования, которое в этом случае необходимо, встречает дополнительные трудности из-за недостаточной разработки их в приложении к рассматриваемым задачам.

Диспетчерское регулирование водных ресурсов водохранилища ГЭС осуществляется на основе специальных правил и рекомендаций. Рекомендации вырабатываются посредством обобщения прогнозных результатов специальных водно-энергетических расчетов, в которых задаются вариации исходных данных. Варьироваться может приточность воды в водохранилище, требования энергетических и водохозяйственных компонентов гидроузла. Главное внимание при построении диспетчерских графиков ГЭС уделяется приточности воды в водохранилище и характеристикам обеспеченности стока и его внутригодовому распределению. На диспетчерском графике выделяются зоны работы станции с различными мощностями, причем они зависят от приточности.

Основным видом диспетчерских графиков являются функции (рис. 12.8) $Z_{в.б}(N_{ГЭС}, Q_{вод}, t)$, которые задаются в границах $Z_{УМО} \leq Z_{в.б} \leq Z_{НПУ}$ при изменении приточности в водохранилище $Q_{в.мин} \leq Q_{в} \leq Q_{в.макс}$. Функции управления водными ресурсами водохранилища определяются при использовании: максимума выработки электроэнергии, минимума затрат системы, максимума получения прибыли ГЭС или системы. Это позволяет оптимизировать режим водохранилища без учета балансов электроэнергии системы. Здесь НПУ – нормально подпертый уровень – это z_{max} ; УМО – уровень мертвого объема – это z_{min}

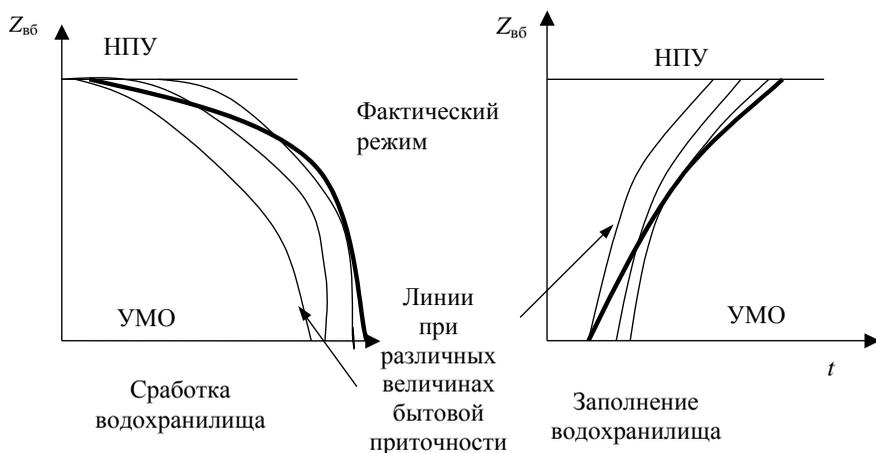


Рис. 12.8. Пример диспетчерского графика сработки и заполнения водохранилища и его использования

Диспетчерский график разрабатывается для гидростанций, имеющих длительный цикл регулирования: сезонный, годовой, многолетний. По мере поступления прогнозов осуществляется переход с одной диспетчерской линии на другую – это адаптивное уточнение прогноза.

12.4. Схема прогнозных расчетов по рациональному использованию гидроэнергетических ресурсов

Схема прогнозирования электроэнергии ГЭС приведена ниже.

- Выбор критерия оптимизации. При различных критериях выработка электроэнергии ГЭС меняется примерно на 5 %. Критерий влияет на вид модели прогнозирования исходной информации. Меняются и прогнозы.
 - Выбор расчетной величины водных ресурсов. Ресурсы водохранилища определены. Следовательно, вопрос в том, какую использовать приточность (сток) при определении выработки электроэнергии?
 - Ограничения по использованию ГЭС. Ограничения водохозяйственного назначения для ГЭС регламентированы «Правилами». Ограничения технического содержания установлены заранее для системы и ГЭС. Ограничения по полноте использования энергии ГЭС на рынке определяются с условием того, что энергия ГЭС – это самая дешевая энергия и поэтому вся возможная энергия ГЭС используется. Это отвечает интересам потребителей, энергосистемы и общества. Однако энергия ГЭС – вероятностная величина.
 - Оценка рисков принимаемых решений.
 - Наиболее реальным является использование в качестве критерия выработки электроэнергии ГЭС $\Delta_{ГЭС}$ за весь цикл вводно-энергетического регулирования. Тогда оптимальным будет такой режим, при котором $\Delta_{ГЭС} = \max$. Выработка электроэнергии ГЭС уточняется по мере уточнения исходной информации.

Важнейшим вопросом является выбор расчетного гидрографа. С годовой заблаговременностью можно использовать только модель

гидрографа, имеющего годовую обеспеченность стока реки и внутригодовые расходы. В любом случае нельзя получить достоверный план.

В ОЭС Сибири накоплены богатейшие данные об использовании сибирских ГЭС. Они получены при непрерывной корректировке первоначальных планов. Прогнозный план от факта может отличаться на 20 %, и это при использовании оптимизационных программ расчета и непрерывной корректировке. Анализ этих данных позволяет сделать следующие выводы:

- реальная выработка электроэнергии при непрерывной корректировке может отличаться от прогнозной плановой на 20 ... 50 %;
- предугадать обеспеченность расчетного стока и гидрограф невозможно. Отличие в обеспеченности составляет 5 ... 20 %;
- погрешности планирования выработки электроэнергии зависят от степени зарегулированности стока. Наименьшие величины – для станций с многолетним регулированием стока, наибольшие – для станций с сезонным регулированием.

Эти данные говорят о том, что при первоначальных расчетах может быть принята модель с любой обеспеченностью и любым внутригодовым распределением стока, полученная на основе обработки данных по режиму стока рек. По нашему мнению, целесообразно брать модель с обеспеченностью стока 50 %. Тогда поле корректировки распространяется и на положительную, и на отрицательную зону.

Схема расчетов. Большое значение имеет схема расчетов. Она включает стартовый прогнозный расчет и его коррекцию при поступлении прогнозов информации, от которой зависит выработка электроэнергии ГЭС.

Стартовый расчет осуществляется по одной или нескольким моделям гидрографа с принятой обеспеченностью речного стока (допустим, с обеспеченностью 50 %) и с различным внутригодовым распределением стока. Это позволяет получить первоначальный план выработки электроэнергии. Первоначальный план непрерывно корректируется.

На рис. 12.9 показан график расчетных периодов. При наличии прогноза производится расчет нового режима от фактически достигнутой отметки водохранилища. На остальной период берется диспетчерская кривая по предварительно рассчитанному графику сработки и заполнения водохранилища.

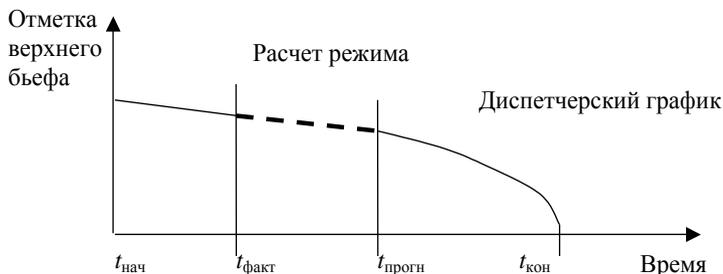


Рис. 12.9. Иллюстрация к непрерывной корректировке выработки ГЭС

Режим водохранилища, рассчитанный для сезона или года, является прогнозом, причем его погрешности могут быть достаточно большими и составлять 5...25 %. Поэтому все результаты расчетов необходимо уточнять при поступлении прогнозной информации (рис. 12.10).

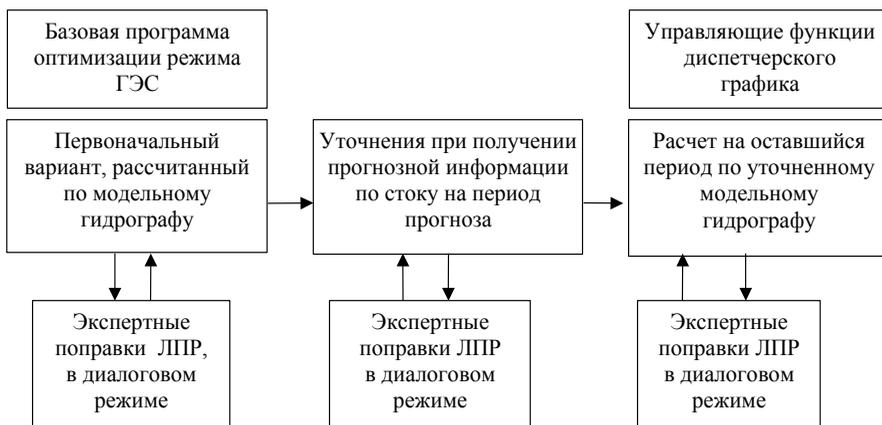


Рис. 12.10. Схема расчетов по оптимизации использования ГЭС

Особое значение приобретают вопросы прогнозов режима ГЭС в условиях рыночных отношений в энергетике. К техническим задачам прогнозов сработки и наполнения водохранилищ добавляются экономические и правовые аспекты. Например, изменение водности по отношению к прогнозируемой в июне способно привести к увеличению для Саяно-Шушенской ЭС суточной выработки более чем на 50 млн кВт · ч, что приведет к существенному изменению цен и потребует снижения мощности на тепловых станциях.



ГЛАВА 13

УЧЕТ РИСКА ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ

Неопределенность и риск ~ Факторы риска прогноза электропотребления ~ Основные виды рисков ~ Оценка рисков ~ Основные положения теории принятия решений ~ Риск-менеджмент

13.1. Неопределенность и риск

Категория неопределенности неразрывно связана с одной из важнейших функций управления – планированием и прогнозированием. Неопределенность является объективной реальностью существующего мира, поэтому без ее учета невозможно ни одно управленческое решение. Некоторое время считалось, что сложные системы в процессе своей деятельности должны стремиться к максимальной контролируемости и предсказуемости, но практика показывает, что в действительности этого не наблюдается. Во многих случаях прослеживается даже обратная зависимость: чем более сложная система, тем более неопределенным является будущее как самой системы, так и ее элементов; как следствие более сложным будет процесс принятия управленческих решений. Желание устранить неопределенность и риски очень велико, но в действительности

неопределенность никуда не исчезает и никто не даст гарантий, что хотя бы один из намеченных планов будущего будет реализован. Следовательно, тот, кто имеет дело с прогнозами будущего, должен приспособливаться к заведомой его непредсказуемости и неизбежности любого из возможных исходов.

Неопределенность существует при любых видах деятельности, при этом в одних процессах ее влияние имеет большее значение, а в других – меньшее. Например, в энергетике неопределенность будущего значительно влияет на всю систему управления отраслью. В первую очередь, это планирование развития системы и ее производственной деятельности, которое начинается с построения прогнозов электропотребления. Процесс электропотребления, как уже было отмечено в предыдущих главах, всегда содержит случайную составляющую, подавление которой невозможно. Связано это со многими факторами: режимом работы промышленного оборудования, изменением потребления, обусловленным различным состоянием среды (например, использование дополнительной нагрузки на обогрев в холодное время или дополнительной осветительной нагрузки в темное время) и т. д. Наиболее сильное влияние оказывает случайный характер потребления энергии в жилищно-коммунальном секторе, поэтому ни сверхмощные вычислительные машины, ни человеческий опыт в сочетании с различными методами прогнозирования не смогут подавить некоторую долю неопределенности, которая всегда будет присутствовать. Это приводит к тому, что, прогнозируя энергетические параметры (электропотребление, мощность, график нагрузки), мы заранее знаем о невозможности точного исполнения данного прогноза, но с помощью различных инструментов можно уменьшить случайную составляющую, т. е. снизить долю неопределенности будущего.

Эти простые суждения приводят к безусловному выводу о необходимости разработки научных методов изучения неопределенности и создания принципов и методик учета факторов неопределенности и риска при прогнозировании. Важнейшим итогом этой работы является разработка теоретических положений и методических подходов к принятию управленческих решений, где критерием выбора решения служат риск и неопределенность будущего.

Субъективная и объективная природа неопределенности. Неопределенность – это многогранное понятие. Структура неопределенности имеет две составляющие, одна связана с объективной природой неопределенности, другая – с субъективной.

Под объективной неопределенностью подразумевают часть информации, отражающую состояние природы, т. е. ту, которая существует вне зависимости от нашего знания об этом состоянии. Такую неопределенность называют еще «физической». На практике она чаще всего не может быть описана функцией распределения вероятностей даже при наличии большого количества статистической информации; обычно используют экспертные суждения о степени предрасположенности того или иного события к реализации. В качестве примера объективной неопределенности можно рассмотреть непредсказуемый обильный снегопад, который способен привести к обрыву ЛЭП. Другим примером является температура воздуха через несколько месяцев, вероятность такого прогноза не более 20 %, а это приводит к неопределенности обеспеченности водными ресурсами ГЭС, электропотребления, мощности, даже надежности.

Субъективная природа неопределенности связана с тем, что информация о процессе или об объекте изучается с позиции целевой деятельности субъекта, обычно лица, принимающего решение. Отправной точкой здесь является возникновение ситуации принятия решения, а именно появление условий, которые требуют изменений, для того чтобы цель была достигнута. Субъективная неопределенность может быть представлена в различном информационном виде, от детерминированного до частично неопределенного (в виде теоретических законов распределения или условных вероятностей отдельных событий). Если вернуться к примеру с температурой, то субъективная неопределенность появляется тогда, когда есть цель – спрогнозировать обеспеченность ресурсами ГЭС или величину электропотребления. В этом случае на основе накопленной статистики о стоке или электропотреблении мы можем сказать, что с некоторой вероятностью сток будет не менее какой-то величины, а электропотребление будет находиться в некотором диапазоне.

Граница между объективной и субъективной природой неопределенности размыта. Понимание природы неопределенности необходимо для создания методов принятия решений и управления риском, так как, рассматривая субъективную природу неопределенности, мы говорим именно о риске.

Риск и неопределенность – это различные категории. Они связаны с количественными вероятностными условиями наступления будущих событий. Это наиболее часто используемый подход к разграничению этих понятий [6]. Ситуация риска – это разновидность неопределенности, когда наступление событий вероятно и может быть определено, т. е. объективно существует возможность оценить вероятность событий, предположительно возникающих в результате деятельности [6]. Мы предлагаем использовать несколько другое разграничение: неопределенность – это категория «неизвестности» будущего, а риск – отражает наши информационные знания об объекте, которые требуют целевого управления деятельностью.

Риск – это общая категория, характеризующая наши действия по отношению к какому-либо объекту или процессу. Как только у ЛПП появляется цель, из общей категории риск переходит в некоторую другую, зависящую только от того, какие задачи стоят перед ЛПП и какими путями (этапами) эти задачи будут решаться. Целенаправленность всегда предполагает специальные действия (рис. 13.1):

- сбор и контроль (оценку качества) информации об объекте;
- анализ и оценку всех этапов деятельности;
- адаптацию действий при возникновении отклонений.

При разработке прогноза электропотребления в первую очередь определяют цель этого прогноза – режимные задачи, развитие энергетики, определение величины прибыли и т. д. В зависимости от целенаправленности имеются разные пути ее достижения и, как следствие, разные риски. Если речь идет о развитии энергетики, то одним из этапов может быть строительство новых энергообъектов и соответственно риски реализации проектов. Если прогнозирование ведется с целью определения прибыли, то неопределенность связана с уровнем платежей, ценой топлива, что приводит к появлению экономических и финансовых рисков.

Цель определяет элементы решения (сроки прогноза, набор прогнозируемых факторов и др.) и методы исполнения прогноза. Неопределенность будущего приводит к необходимости создавать альтернативные варианты прогноза в зависимости от того, какие модели прогнозирования использовались и какие условия будущего в эти модели были заложены. Поэтому риск приобретает критериальное значение: какой вариант прогноза выбрать, принимать или не принимать план?

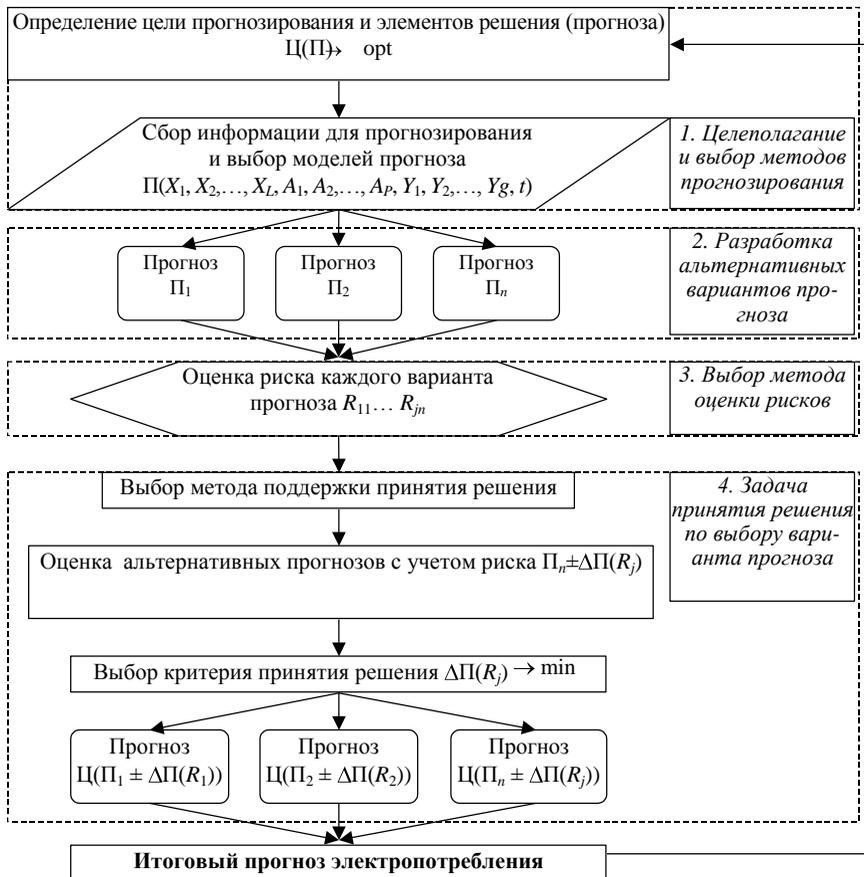


Рис. 13.1. Схема целевого управления при прогнозировании с учетом рисков

Это зависит от риска, а именно от того, к каким отклонениям приведет ситуация риска для определенного прогноза. Риск является важнейшей оценкой плана. План чаще всего оценивают по фактическим результатам. В практической деятельности все делается, чтобы уменьшить неопределенность проигрыша, здесь есть ряд возможностей: прогноз, собственная интуиция, характер ЛПП плюс защита от риска. Однако чаще риски не учитывают вообще. Причина этого заключается в том, что факторы неопределенности неизвестны, а выявленные факторы всегда вероятностные, механизм их учета не всегда понятен руководителям.

13.2. Факторы риска прогноза электропотребления

Связь факторов неопределенности с факторами риска. Выявление факторов неопределенности (идентификация) имеет ключевое значение для их дальнейшего анализа и реализации эффективных защитных мероприятий. Этот этап наиболее сложный, так как является определяющим для всех остальных этапов управления с учетом рисков. Упущение какого-либо фактора может привести к искажению значимости рисков и, как следствие, принятию несоответствующих мероприятий по управлению рисками. Результатом идентификации является формирование максимально полного перечня факторов риска и причинно-следственных связей.

Факторы неопределенности и факторы риска, так же как и категории «риск и неопределенность», имеют некоторое различие, заключающееся в том, что под факторами риска подразумеваются только те факторы неопределенности, которые оказывают влияние на достижение поставленной цели. Например, при прогнозировании электропотребления на 1 год в качестве факторов неопределенности может рассматриваться инфляция. Однако спрос на электроэнергию обладает очень низкой эластичностью, поэтому в разрезе 1 года инфляция не будет фактором риска. Если же прогноз определяется на 5, 10 лет, инфляция уже становится более значимой и может быть отнесена к важнейшим факторам риска.

Задача учета неопределенности. Учет неопределенности при прогнозировании электропотребления может быть представлен в виде схемы (рис. 13.2).

В соответствии с такой схемой задача учета неопределенности сводится к решению трех подзадач.

- 1) Как выявить причины (факторы) неопределенности самого процесса электропотребления?
- 2) Как оценить влияние выделенных факторов на процесс электропотребления?
- 3) Как выбрать факторы, которые могут оказать влияние на реализацию прогноза в будущем?

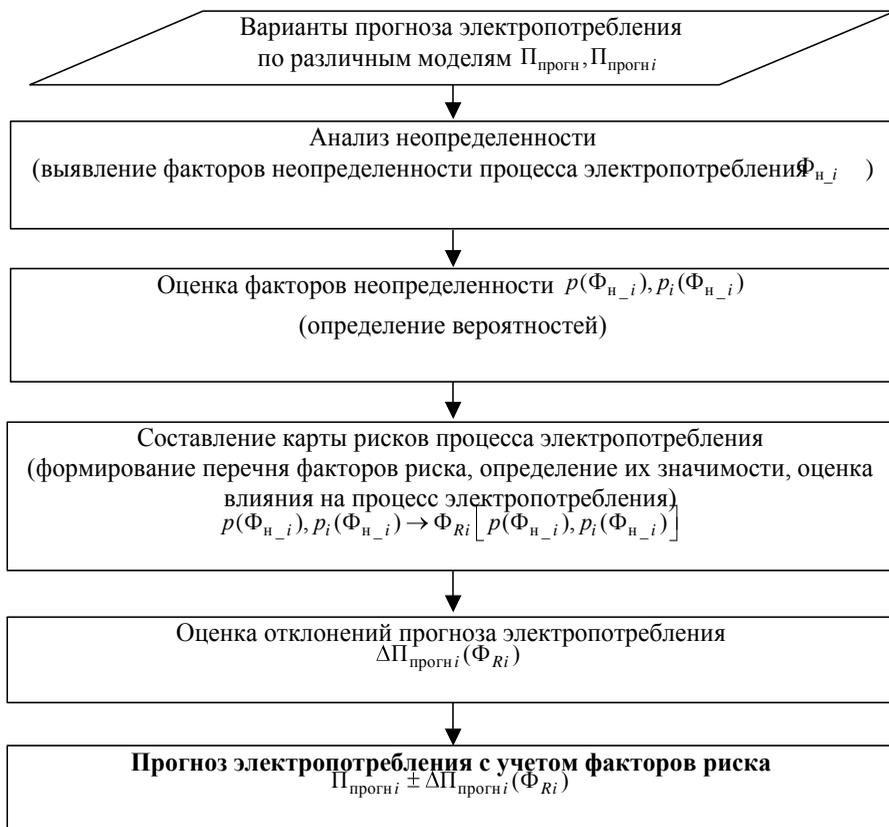


Рис. 13.2. Схема учета неопределенности при прогнозировании электропотребления

При исследовании факторов риска прогноза электропотребления можно отметить некоторые особенности. Одна из них связана с тем, что существуют как факторы риска самого процесса электропотребления, так и факторы, связанные непосредственно с выполнением прогнозов. Неопределенность, связанная с исполнением прогнозов, может быть заложена в вероятность ошибки модели прогноза. При качественно выполненном прогнозе ее величина незначительна и в дальнейшем анализе не нуждается. Поэтому задачей идентификации риска прогноза электропотребления является выявление факторов самого процесса электропотребления.

Другая особенность связана с тем, что долгосрочным прогнозам присуща значительная отдаленность результатов реализации запланированных показателей от момента их выявления до момента исполнения. Это означает, что факторам будет также свойственна значительная отдаленность по времени, следовательно, необходимо говорить не просто о факторах, а о их прогнозах, что обуславливает необходимость оценки достоверности этих прогнозов. Это, в свою очередь, влечет за собой появление дополнительной неопределенности.

Идентификация риска. Для идентификации факторов неопределенности необходим методологический подход, чтобы выявить максимальное число рисков, которым подвержен план. Этот процесс целесообразно проводить в два этапа:

- подготовительный (на этом этапе проводится сбор данных обо всех возможных факторах неопределенности);
- аналитический (выбираются только те факторы, которые имеют значение для данного анализа, т. е. формируется информация о риске).

На подготовительном этапе необходимо выбрать метод или несколько методов в качестве отправной точки исследования. Количество известных факторов достаточно велико. Так, разработчики системы управления рисками «Mark To Future» компании Algorithmics приводят таблицу, демонстрирующую соотношение отдельных групп рисков и воздействующих на них факторов. Согласно этой таблице рыночные риски являются производными от 50 до 1000 факторов риска [11]. Некоторые авторы предлагают разделять все рискообразующие факторы на две группы соответственно используемому инструментарию:

- внутренние факторы;
- внешние факторы, существующие вне компании.

Прикладной анализ внешних факторов риска целесообразно проводить в контексте общего описания функционирования объекта или действия процесса. Выявление внешних факторов риска может строиться на анализе различных моделей связей объекта с институтами внешней среды, например на основе ПЭСТ-анализа, метода КФУ, конкурентных сил по модели Портера, ЖЦ отраслевого рынка и др. [40, 45]. Например, при разработке долгосрочного прогноза электропотребления могут быть использованы методы стратегического менеджмента, так как уровень электропотребления зависит от развития региона, страны и необходимо проводить анализ среды будущего для объекта, а не для процесса. Для краткосрочного прогноза могут быть

использованы маркетинговые методы (конкурентных сил Портера), которые отражают сегодняшнюю среду, а ближайшее будущее будем считать таким же, как сегодня. В этом случае нас больше интересует влияние среды на элементы процесса и прогноз ведется для процесса с коррекцией на среду.

Внутренние факторы риска более удобно рассматривать на основе анализа внутренней документации, например, с помощью анкетирования, составления структурных и потоковых карт и диаграмм, анализа первичной документации и управленческой отчетности, статистики об авариях и нарушениях и др. Это связано с тем, что внутренние факторы базируются только на специфике объекта или процесса и выявить какие-либо общие факторы сложно (рис. 13.3).

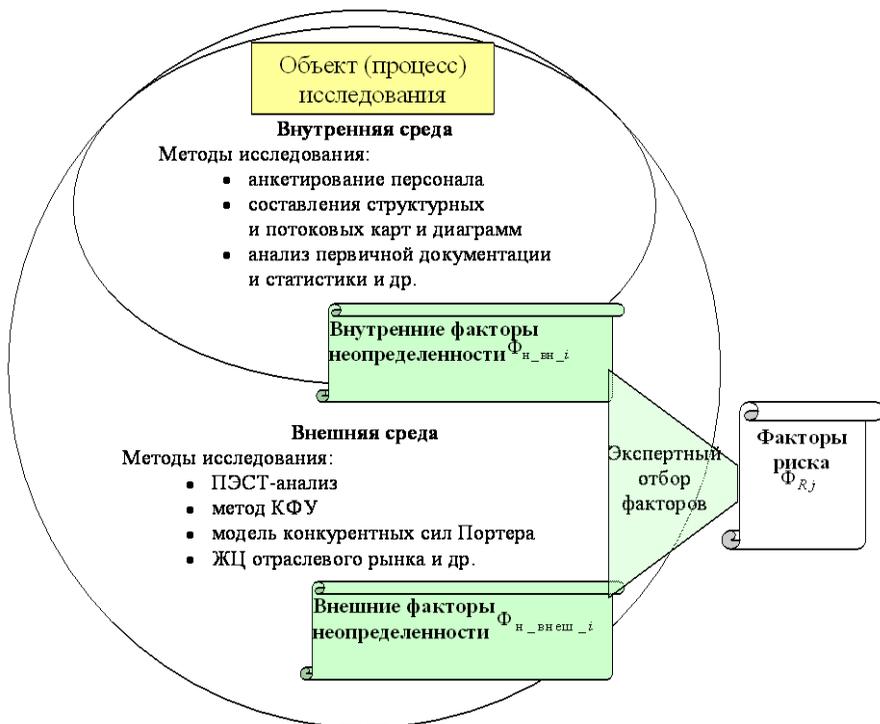


Рис. 13.3. Схема выделения факторов риска

После того как перечень факторов неопределенности был сформирован, переходят к их экспертному анализу:

- метод «спонтанного» определения/выявления возможных рисков;
- интервьюирование, анкетирование;
- обсуждение в экспертных группах;
- мнение руководителя и другие.

Во всех этих методах предполагается, что при идентификации риска экспертами определяются, группируются и оцениваются все факторы неопределенности, которые могут вызвать отклонение плана, и определяются основные типы риска.

• **Правила выделения рисков.** При выделении групп риска необходимо следовать нескольким правилам.

• За основу выбирается один или несколько видов анализа, с помощью которого проводится сбор информации об объекте или процессе.

• Факторы неопределенности исследуются любым способом, чтобы описать наибольшее количество зависимостей «Объект – фактор неопределенности».

• На этапе идентификации формируется только перечень факторов неопределенности, влияние их на деятельность еще не определяется.

• Одни и те же факторы могут приводить к появлению различных рисков и наоборот.

13.3. Основные виды рисков

Учет рисков должен быть регулярной процедурой, поэтому описание рисков, хранение информации о рисках, идентификация новых рисков должны стать частью управленческой деятельности. Эффективное управление рисками возможно только при наличии структурированной информации, поэтому на практике всегда используют классификацию рисков.

Классификация риска. Классификация рисков означает систематизацию множества рисков на основании каких-то признаков, позволяющих объединить подмножества рисков в общие понятия. Под классификацией рисков следует понимать распределение риска на конкретные группы по определенным признакам, направленным на

достижение поставленных целей. Научно обоснованная классификация риска позволяет установить место каждого риска в их общей системе. Главная цель классификации – выявить все виды рисков, которые могут препятствовать достижению поставленной цели.

Классификация является важнейшим этапом построения методики управления рисками. В настоящий момент практически в каждой книге, посвященной вопросам риска, приводится один из вариантов их классификации, но они не дают четкого представления о положении того или иного риска в структуре предприятия, следовательно, становится проблематичным выявить причинно-следственную связь появления этого риска. Определить признаки, по которым должна составляться классификация рисков, можно на основе существующих практических и теоретических разработок. В табл. 13.1 приведен обзор признаков, наиболее часто используемых для построения классификации рисков.

Т а б л и ц а 13.1

Перечень наиболее распространенных классификационных признаков риска

№ п/п	Классификационный признак	Тип риска
1	Результат события (ситуации)	Чистые риски Спекулятивные риски
2	Причина возникновения	Экономические риски Политические риски и др.
3	Сфера возникновения	Производственная деятельность Коммерческая деятельность Финансовая деятельность Посредническая деятельность Страхование и др.
4	Уровень принятия решения	Глобальные (макроэкономические) Локальные (микроэкономические)
5	Периодичность риска	Кратковременные Постоянные
6	Уровень (степень) риска	Допустимые риски Критические риски Катастрофические риски

О к о н ч а н и е т а б л. 13.1

№ п/п	Классификационный признак	Тип риска
7	Степень правомерности	Оправданные (правомерные) Неоправданные (неправомерные)
8	Возможность страхования	Страховые Нестраховые
9	Причина потерь	Статистические Динамические
10	Характер учета	Внешние Внутренние

Построение классификации рисков. Оно выполняется в несколько этапов. На первом этапе рассматриваются факторы риска, связанные с объектом или процессом исследования, и первично определяются типы риска. Например, если при определении факторов риска использовался ПЭСТ-анализ, то в качестве типов риска могут быть выделены составляющие этого анализа – политические, экономические, социальные и технические риски. На втором этапе построения предлагается рассматривать риски, связанные с различными процессами в деятельности предприятия. Могут также быть введены другие классификационные признаки, что позволит дополнить уже выделенные типы рисков. Непременным условием получения полной картины рисков является использование системного подхода, который позволяет определить причины возникновения рисков и их уровень, т. е. установить связи между факторами и типами рисков.

Требования к классификации рисков (рис. 13.4):

- классификация должна достаточно полно отражать риски с учетом специфики деятельности предприятия;
- показывать связи рисков с причинами их возникновения;
- количество рисков не должно быть велико в отличие от факторов риска, число которых может быть значительным;
- показывать возможность управления риском со стороны предприятия, т. е. отражать место риска на определенном этапе деятельности предприятия (принадлежность какому-то процессу).

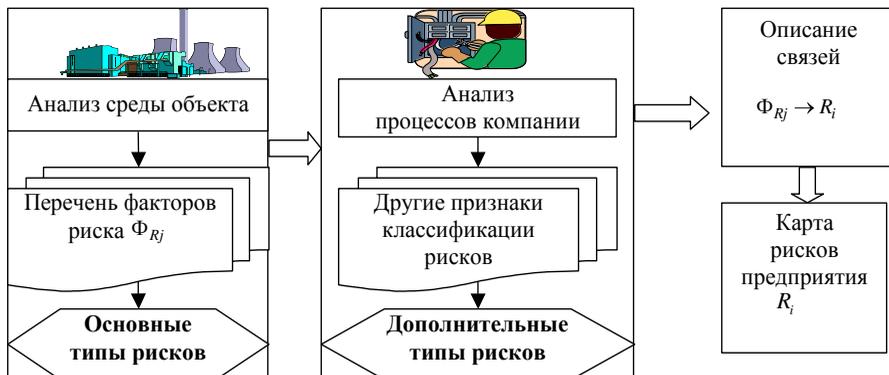


Рис. 13.4. Схема построения классификации рисков

Карта рисков. Карта риска представляет собой подробное описание выявленных рисков в определенном формате, что позволит провести дальнейший, качественный анализ риска. Каждый риск в карте может быть описан по следующим параметрам.

1. Наименование риска.
2. Сфера риска (описание событий, размер, тип, количество и сферы воздействия).
3. Тип риска.
4. Заинтересованные лица (заинтересованные лица и их ожидания).
5. Количественное выражение риска (важность, вероятность, последствия).
6. Приемлемость риска (возможные убытки и их финансовое значение).
7. Цена риска (вероятность и размер вероятных убытков/прибыли).
8. Цели контроля над риском и желаемый уровень исполнения поставленных задач.

Преимущество использования карт рисков заключается в том, что выявленные факторы риска определяют область вопросов планирования, которые нуждаются в уточнении. Необходимость составления классификации рисков связана с тем, что классификация «отсекает» незначительные при решении определенной задачи или на данном этапе деятельности риски, следовательно, сужает перечень факторов риска, которые могут привести к отклонениям прогноза.

13.4. Оценка рисков

В практической деятельности оценка рисков связана с необходимостью решения вопросов:

- что является мерой риска;
- как определить границы риска;
- как управлять (как принимать решение) на основе полученных оценок риска.

На сегодняшний день нет однозначного понимания в оценивании риска. Зарождение риск-менеджмента для финансового рынка привело к тому, что расчет риска сводится к оцениванию финансовых операций или ущерба при наступлении рискового события. Эти методы достаточно хорошо проработаны и показали свою значимость на практике. Однако риски нуждаются в оценке во всех сферах деятельности.

Существенным аспектом оценки рисков является вопрос, насколько прошлое определяет будущее. Мы не можем вычислить будущее, потому что оно неизвестно, но мы можем создать математические модели для понимания того, что произошло в прошлом. Возникает вопрос, какова вероятность, что ход событий в будущем будет соответствовать прошлому? Что важнее в ситуациях риска – факты прошлого, как мы их видим, или наше субъективное представление о том, что будет в будущем? Задача оценки рисков не может быть формализована до математической модели, в ней всегда останется место для экспертных оценок, насколько будущее соответствует прошлому. Пример схемы оценки рисков приведен на рис. 13.5.

Методы оценки рисков. Наибольшее распространение получил подход разделения методов оценки на качественные и количественные [6, 11]. При этом качественный анализ зачастую является основой для проведения количественного анализа. Приверженность большинства исследователей к таким принципам оценки риска связана с тем, что риск связывается исключительно с «вероятностью». Информация, представленная вероятностно как математическая категория, подразумевает использование количественных методов, а поиск зависимостей между факторами риска и риском – качественных.

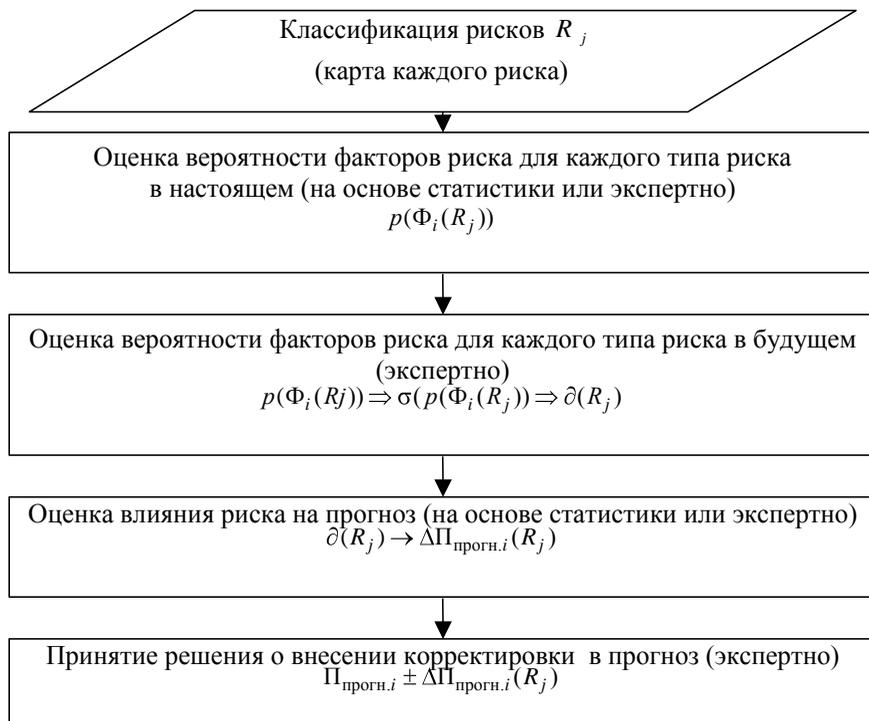


Рис. 13.5. Схема оценки рисков при прогнозировании

Качественная оценка рисков. Качественный анализ предполагает оценку условий возникновения рисков и определение их воздействия стандартными или нестандартными методами и средствами. Задачей качественной оценки является определение степени важности каждого риска для последующего выбора на этой основе способа реагирования. Таким образом, качественный анализ сводится к выявлению наиболее важных рисков. Ошибки и неточности в результатах значительно снижают эффективность управляющих воздействий и негативно влияют на результаты [6].

Количественная оценка рисков. В литературе под количественной оценкой рисков понимается определение вероятности возникновения рисков и влияния последствий рисков на достижение цели [11]. Количественный анализ, хотя он в ряде случаев и является самостоятельным этапом процесса управления рисками, должен использоваться

в тесной взаимосвязи с качественным анализом. Применение количественной оценки рисков предполагает расчет количественных значений уровня риска. Так как для разных целей могут требоваться разные измерители, то на практике величину риска оценивают с помощью различных математических функций:

- дисперсия (например, дисперсия доходности, NPV и т. д.);
 - среднеквадратическое отклонение;
 - коэффициент вариации;
 - полудисперсия (полувариация, полустандартное отклонение и др.);
- или специальных финансовых показателей:
- средний ожидаемый убыток (NPV) и нормированный ожидаемый убыток (НОУ);
 - коэффициент β – показатель уровня систематического риска;
 - показатели предельного уровня (точка безубыточности ВЕР, финансовый рычаг и др.);
 - коэффициенты риска – количественные меры риска, связанного со структурой капитала, доходов и др.

Методы получения количественных оценок риска. Вопрос о методах проведения оценки риска проработан более полно, чем вопрос о показателях, поскольку количество проработанных достоверных математических методов ограничено. Основные методы, которые могут быть использованы для оценки различных «измерителей риска»:

- методы, основанные на экспертных оценках (метод имитационного моделирования, метод аналогий, метод сценариев, построение «деревьев» решений и др.);
- статистические методы (построение детерминированных и стохастических аналитических моделей риска (зависимостей уровня риска от параметров внешней среды).

Выбор конкретных методов оценки риска должен решаться в рамках прикладной задачи и зависит от множества факторов:

- информационная база о рисках;
- требование к виду конечных результатов (количественные или качественные оценки);
- требования к схеме принятия решения;
- наличие материальных ресурсов, высококвалифицированных специалистов, программных продуктов.

Качество оценки риска зависит от объема информации. Можно собрать много или мало информации, но мы никогда не сможем собрать всю информацию. Более того, мы никогда не можем быть уверены в ее качестве. Эта неопределенность делает сомнительными суждения и рискованными основанные на них действия, что приводит к необходимости создания некоторых правил, по которым принимаются решения.

13.5. Основные положения теории принятия решений

Схема процесса принятия решения не зависит от той области, в которой принимается решение. Законы принятия решений едины для всех предметных областей. Принятие решений – это **выбор**. Часто используют слово *поддержка* принятия решения. Это означает, что зачастую важнее заниматься не собственно принятием решений, а подготовкой рекомендаций для того лица, которому нужно решение принимать.

Процесс принятия решения включает в себя аспекты науки, искусства и интуиции. Область решений в пространстве независимых количественных характеристик называют *областью допустимых решений*. Каждый вариант решения можно считать геометрической точкой в пространстве решений. Задача поиска и генерации вариантов, удовлетворяющих требованиям к решению, соответствует поиску точки (точек), попадающей в область допустимых решений.

Сколько же надо иметь вариантов на начальном этапе выработки решения? Формальный ответ такой: *максимально большое число вариантов* в рамках *располагаемого времени и ресурсов* для принятия решения. Время и ресурсы существенно влияют на поиск вариантов решения. Очевидно, что если ожидаемый эффект от выбранного решения небольшой, то тратить ресурсы на поиск большого числа вариантов неразумно. Например, при проектировании сложной техники минимальное число вариантов на начальных стадиях выбора решения должно быть не менее 3.

Постановка самой задачи принятия решений может быть описана следующим образом. Имеется некоторое множество решений (дейст-

вий) D и множество результатов R , достижимых посредством действий из D . Если принято решение $d \in D$, то это приводит к результату:

$$r = f(d) \in R.$$

На практике выбор фиксированного решения $d \in D$, как правило, не гарантирует достижения вполне определенного результата, что можно представить в математической модели в виде влияния на результат неопределенного состояния среды (природы). Всевозможные состояния среды описываются множеством S . В момент принятия решения состояние среды неизвестно. Предполагается, что неопределенность состояний среды носит вероятностный характер. Каждое решение $d \in D$ приводит к некоторому распределению P_S . Выбор наилучшего решения означает выбор наилучшего распределения из множества распределений:

$$F = (P, d \in D).$$

Каждое решение d приводит не к определенному результату, а к некоторому распределению на R (рис. 13.6). Тогда для решения задачи принятия решений в условиях вероятностной неопределенности необходимо научиться сравнивать распределение решений. Для этого используются предпочтения. Одним из способов задания предпочтений является введение меры риска.

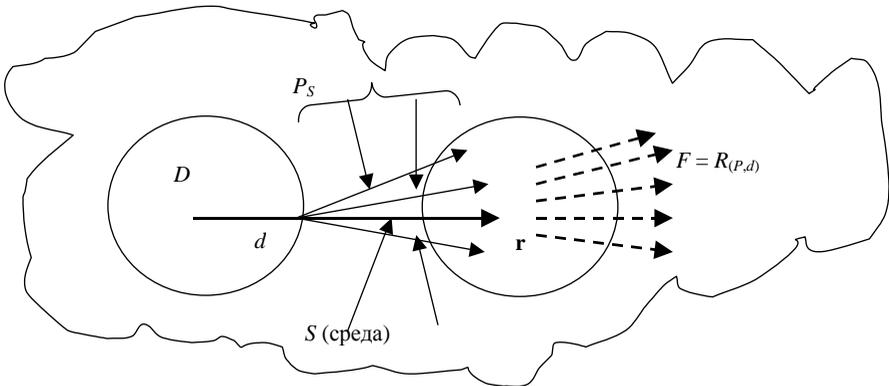


Рис. 13.6. Модель принятия решений в условиях вероятностной неопределенности

Принятие решения с учетом неопределенности. На практике схема детерминированных расчетов в условиях неопределенности включает три этапа.

1. Задают возможные сочетания внешних условий (природы).
2. Составляют набор возможных действий (альтернативы).
3. Оценивают выигрыш или проигрыш при выборе каждой стратегии при реализации различных состояний природы (платежная матрица).

При этом используется аппарат экспертного анализа для определения условий расчета, сценарии поведения системы, аппарат выбора решений из полученных вариантов.

Для энергетики, имеющей сложную техническую и экономическую структуру, применение такой схемы затруднено или даже невозможно. Чаще всего существует множество оптимальных вариантов и зона оптимума – пологая. При расчетах необходимо применять специальные схемы и положения. В [25] предлагается метод оптимизации энергетических систем в условиях неопределенности на перспективу 10...15 лет, который основан на сочетании математических и экспертных методов. Эти положения применимы и для более коротких сроков прогнозирования. Имеется множество общих предположений, причем общих рекомендаций о том, какие из них надо использовать, а какие нет. Без серьезного анализа, включающего математические методы, нельзя найти оптимальный путь решения. Все пути достаточно сложные. Схема включает четыре этапа исследования системы.

1. По возможности оценивается вероятностный характер исходных данных (по статистике и экспертно). По ним методом, например, Монте-Карло, и формируется достаточно представительный набор характерных условий для развития системы.

2. Для каждого сочетания исходных данных определяется оптимальное решение. Применяется линейное программирование. Варьируются коэффициенты линейного функционала и ограничения. Множество решений, близких по результатам, распределяются в обобщенные группы.

3. Сравниваются варианты по выделенным группам, и формируется матрица рисков различных решений. Риски задаются экспертами.

4. Принимается вариант с минимальным риском с использованием математических критериев. Это позволяет существенно уменьшить число равнозначных вариантов.

Кроме рассмотренных выше методов, прежде всего экспертных, при принятии решений широко используют арсенал методов совре-

менной прикладной математики для оценки ситуации и прогнозирования при выборе целей, для генерирования множества возможных вариантов решений и выбора из них наилучшего.

Для многокритериальных задач применяют различные методы свертки критериев, а также интерактивные компьютерные технологии: имитационное моделирование, базирующееся на компьютерных системах, метод статистических испытаний, модели надежности и массового обслуживания. Часто необходимы статистические (эконометрические) методы, например, методы выборочных обследований. При принятии решений применяют как вероятностно-статистические модели, так и методы анализа данных.

Особого внимания заслуживают проблемы неопределенности и риска, связанные как с природой, так и с поведением людей. Разработаны различные способы описания неопределенностей: вероятностные модели, теория нечеткости, интервальная математика. Для структуризации рисков используют деревья причин и последствий (диаграммы типа «рыбий скелет»).

Моделирование процесса принятия решений (дерево решений).

Для моделирования процесса принятия решений может быть использован метод деревьев решений. Дерево решений – это способ представления в иерархической и последовательной структуре процесса решения, где каждому объекту соответствует единственный узел, дающий решение. Методология построения деревьев решений широко описана в литературе и благодаря простоте использования получила широкое применение в задачах принятия решений [19, 30, 40, 45].

Дерево решений имеет следующие основные стандартные обозначения (рис. 13.7):

1) квадрат – точку принятия решения, где ЛПР должно сделать выбор из нескольких альтернатив;

2) круг – случайные события, где находится реализацию состояние природы. Это события, которые не контролируются ЛПР. Ответвления от этих случайных событий показывают все возможные исходы события.

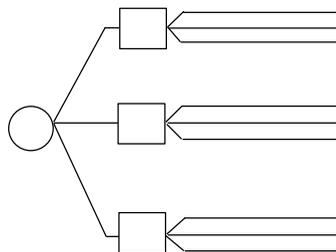


Рис. 13.7. Представление элементов дерева решений

В соответствии со схематическим изображением поиск пути дерева решения идет слева направо по дереву. Поэтому очень важно правиль-

ное соответствие и расположение узлов относительно друг друга. Метод дерева решений включает несколько этапов (рис. 13.8).

1. Определение узлов дерева. Определяются факторы, события, оказывающие влияние на величину конечного результата (узлы, численность которых n).

2. Моделирование процесса решения. Строится дерево решения, иллюстрирующее все альтернативы, связанные с рассматриваемой ситуацией. Этот шаг структурирует проблему, позволяет полностью схематично представить процесс решения шаг за шагом. ЛПР выбирает число периодов, на которые должно быть разделено будущее (количество ветвей из каждого узла может быть различным i, j, \dots, k).

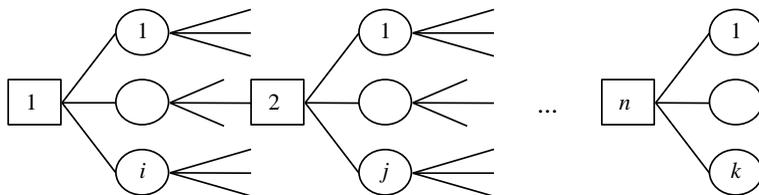
3. Задание количественных значений узлов. Задание безусловной вероятности каждого случайного события (p_i, q_j, \dots, v_k). Каждый узел является полной группой событий для отходящих от него ветвей $\sum p_i = 1$. Задание соответствующей информации об альтернативах каждого узла a, b, \dots, k (информацию рекомендуется задавать в едином измерителе, например в деньгах). Эти данные подставляются к каждой ветке, а также ко всем ответвлениям от нее. Оцениваются ожидаемые оценки по каждой ветви и в каждом узле, начиная с конечных ветвей (листьев дерева): $b_{n-1} = c_1 v_1 + \dots + c_k v_k$, $a_i = b_1 q_1 + \dots + b_j b_j$.

4. «Решить» дерево решения – это выбрать ветви. Определяем то направление движения по ветвям дерева, которое имеет наибольшее ожидаемое значение $i = \max(a_i)$.

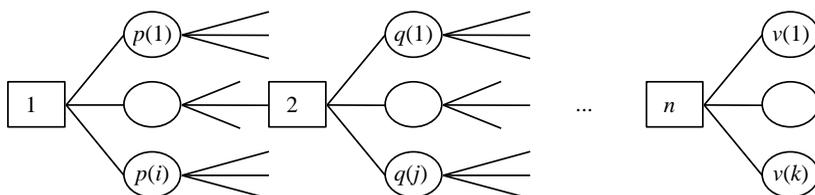
Метод дерева решений часто используется потому, что он:

- структурирует процесс принятия решений, дает логическую схему поиска;
- показывает возможные результаты, желательные и нежелательные по разным трассам движения;
- делает открытым принятие решения для других, иллюстрируя каждое предположение о будущих событиях;
- позволяет обсуждать альтернативы в группе, фокусируя внимание на каждом результате, значении вероятности, лежащих в основе того или иного предположения; таким образом, группа может организованно двигаться в направлении к общему решению, вместо дебатов по проблеме в целом;
- может использоваться в компьютерном моделировании, которое дает возможность тестировать различные предположения [30].

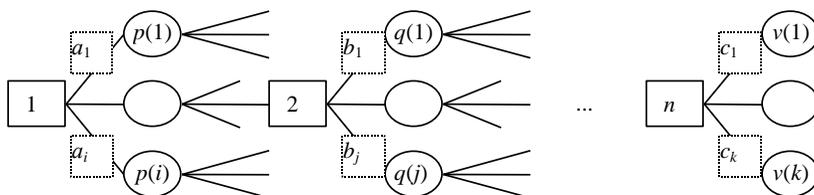
1) определение узлов и ветвей дерева:



2) задание безусловных вероятностей каждого события (начиная с вершины):



3) задание информации по каждому событию (начиная с вершины):



4) оценка ожидаемых значений каждого узла (начиная с листьев дерева):

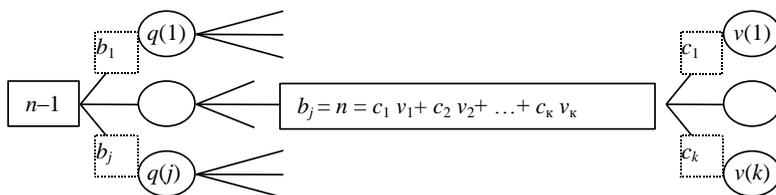


Рис. 13.8. Схема построения и расчета дерева решений

Правила принятия решений. После подготовки информации о событии и возможных реализациях сопутствующих факторов в будущем ЛПР должно сделать выбор. Для этого существуют некоторые рекомендации, которые можно назвать «правилами».

Правило 1. Если можно установить соотношение между вероятностями вариантов обстановки, то нужно принимать решение по самой вероятной ситуации.

Правило 2. Предположим теперь, что имеется информация о вероятностях и дополнительных факторах их появления. Тогда решение выбирается по величине наибольшего ожидаемого выигрыша.

Правило 3. Если нет достоверной информации о вероятностях обстановки, то оценивается средний ожидаемый выигрыш в предположении равной вероятности каждого варианта обстановки. Это правило называется правилом недостаточного основания, и его можно сформулировать так: если нет достаточных оснований для предпочтения одного варианта обстановки другому, то целесообразно положить их вероятности равными и рассчитать средний ожидаемый выигрыш как среднеарифметическое из выигрышей для варианта решения в различных вариантах обстановки.

Правило 4. Данное правило называется «правилом осторожного пессимиста». Оно состоит в том, чтобы выделить наихудшие варианты решения во всех вариантах обстановки. Иначе говоря, это означает выбор максимума из минимальных выигрышей. В теории решений это правило кратко называется принципом максимина.

Правило 5. Это правило связано уже не с выигрышами, а с потерями, т. е. с риском. Для оценки возможных потерь в той или иной ситуации внешней обстановки составляется таблица потерь. Данное правило связано с минимизацией риска и состоит в нахождении сначала для каждого варианта решения максимальных потерь, т. е. вариантов, связанных с наибольшим риском, и затем в выборе среди них того варианта, который соответствует наименьшему риску. Правило гласит: выбирай наименьшую из наибольших потерь. В теории решений оно называется правилом минимакса.

Правило 6. Это правило называется «критерием пессимизма–оптимизма». Чтобы воспользоваться этим правилом, нужно ввести число, отражающее соотношение пессимизма и оптимизма в выборе решений. Если ввести k – коэффициент пессимизма, который изменяется от 0 до 1, то величина $(1 - k)$ будет соответствовать коэффициенту

оптимизма. Если вы стопроцентный оптимист, то ваш коэффициент пессимизма k равен 0, а если вы почему-то полный пессимист, то k равен 1. Это означает, что 0 соответствует отсутствию пессимизма, а 1 соответствует полному отсутствию оптимизма. Таким образом, правило формулируется так: выбери для каждого решения наименьшие и наибольшие выигрыши в рассматриваемых вариантах обстановки и с помощью коэффициентов пессимизма – оптимизма рассчитай ожидаемый в среднем выигрыш.

Правило 7. Любой бизнесмен, инженер и политик желают добиться «непотопляемости» своего предприятия, организации и хотят, чтобы возможные решения не приводили к убыткам, проигрышам или очень низкой прибыли и незначительному успеху. В этом случае в оценки выигрышей рекомендуется вводить так называемые «страхующие элементы». Это может быть повышение гибкости производства посредством перехода на другой вид продукции, передача части риска финансовым партнерам, т. е. перестраховка финансов или создание резервов для разумной ликвидации предприятия, организации. К сожалению, страхующие элементы приводят к дополнительным затратам и снижению прибылей в ближайшей перспективе. Заметим, что разумное введение страхующих элементов в достаточно длительной перспективе, как правило, приводит к успешной деятельности предприятия, организации. Известно, что те банки, страховые компании, которые перестраховывают свои капиталы в других компаниях, переживают многие серьезные кризисы, войны, стихийные бедствия и существуют, избегая банкротства, десятки и даже сотни лет.

13.6. Риск-менеджмент

В России риск-менеджмент как научное направление в теории управления не существовал, имелись только отдельные разработки. Связано это с тем, что плановая экономика отрицала необходимость управления рисками, однако риск неустраним ни при каком виде государственного строя. При плановой экономике гарантом реализации любой программы развития или прогноза будущего является государство. В капиталистической экономике понятие гаранта вообще отсутствует, любые риски ложатся на ЛПП и его задачей является не только выявление этих рисков, но и выбор мероприятий по управлению ими.

Становление риск-менеджмента как самостоятельной науки приходится на 1973 г. В 1981 г. было основано Международное общество анализа риска – International Society of Risk Analysis (ISRA) – неправительственная организация в сфере применения методологии анализа риска для целей оптимизации решений в различных областях научной и практической деятельности [11].

Управление риском. Множество публикаций, связанных с риском, не позволяют точно определить время появления теории рисков из-за того, что до момента ее выделения в самостоятельную науку она была частью других теорий. К настоящему времени в теории и практике хозяйственной деятельности сложилось несколько подходов к тому, что является предметом риск-менеджмента. Во-первых, наиболее обширное и достаточно детально разработанное направление связано с риск-менеджментом финансовых институтов, банков, инвестиционных компаний и прочих финансовых посредников. Во-вторых, развивается изучение финансовых рисков организаций нефинансовой сферы. В зарубежной научной литературе риск сводят к чисто финансовому риску, не уделяя внимания другим направлениям управления, но говорить о риск-менеджменте можно во всех сферах управления организацией: производстве, финансах, маркетинге и т. п.

Эффективность управления финансовыми рисками привела к развитию направления рисков нефинансовой сферы. В первую очередь, появились разработки для крупных корпораций, которые могли производить исследования в области управления рисками за счет собственных средств. Первый положительный опыт управления нефинансовым риском позволил говорить о риск-менеджменте как об особом виде управления предприятием. Сегодня управление рисками становится неотъемлемой частью деятельности любой эффективной организации. В зависимости от размера и возможностей организации управлением риском может заниматься целое подразделение или риск-менеджер [11].

Существуют стандарты управления рисками (Risk Management Standard) – это результат совместной работы нескольких ведущих организаций, занимающихся вопросами риск менеджмента в Великобритании: Института риск-менеджмента (IRM), Ассоциации риск-менеджмента и страхования (AIRMIC), а также Национального форума риск-менеджмента в общественном секторе.

Риск-менеджмент – это не просто инструмент для коммерческих и общественных организаций. В первую очередь это руководство для

любых действий как в краткосрочном, так и в долгосрочном разрезе жизнедеятельности организации. Понятие риск-менеджмента включает в себя анализ и оценку сильных и слабых сторон организации в самом широком смысле, с точки зрения взаимодействия со всевозможными контрагентами. Существует множество путей достижения целей риск-менеджмента, и поэтому практически невозможно объединить все направления в единый документ.

Риск-менеджмент является центральной частью стратегического управления компанией. Это процесс, следуя которому компания системно анализирует риски каждого вида деятельности с целью максимальной ее эффективности в будущем и соответственно увеличения своей стоимости.



ГЛАВА 14

ПРИМЕРЫ УЧЕТА РИСКОВ ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

Практические примеры реализации моделей и методов учета риска при решении различных энергетических задач, разработанные авторами для реальных объектов.

14.1. Пример идентификации факторов риска

*Р*ассмотрим пример идентификации факторов риска прогноза за электропотребления в соответствии с подходом, описанным в разд. 13.2.

Идентификация факторов риска долгосрочного прогноза

Условие задачи. Идентификация рисков долгосрочного прогноза электропотребления региональной системы на 5, 10, 15 лет. Цель прогноза – развитие региональной энергосистемы, поэтому в качестве методов анализа неопределенности используем методы стратегического менеджмента.

Решение

На предварительном этапе формирования списка факторов использовался ПЭСТ-анализ, на его основе было выбрано более 50 факторов неопределенности и 4 типа рисков (политический, экономический, соци-

альный и технический). Факторы неопределенности были рассмотрены экспертами (в качестве экспертов выступали разработчики прогноза электропотребления), и часть факторов была отсеяна. Результатом аналитического этапа стал перечень факторов риска и виды рисков, которым подвержен долгосрочный прогноз электропотребления региональной энергосистемы (табл. 14.1).

Т а б л и ц а 14.1

Пример рисков и факторов неопределенности долгосрочного прогноза электропотребления региональной энергосистемы

Тип риска	Факторы, приводящие к появлению риска
Политический	<p>Внутри- и внешнеполитическая ситуация в стране</p> <p>Стабильность правительства</p> <p>Возможность возникновения локальных этнополитических конфликтов и гражданских беспорядков (оценка социальной стабильности региона)</p> <p>Нарушение контрактов со стороны правительства</p>
Социально-экономический	<p>Изменение внешнеэкономической политики страны</p> <p>Введение официальных ограничений на движение капитала</p> <p>Колебания курса рубля</p> <p>Изменение спроса в сфере сбыта традиционной продукции (промышленного производства)</p> <p>Изменение демографической ситуации</p> <p>Изменение эк. показателей региона (ПСД, ВРП)</p> <p>Изменение экономической стабильности региона</p> <p>Изменение инвестиционной политики</p> <p>Изменение структуры потребителей</p>
Экологический	<p>Изменение региональной экологической обстановки</p> <p>Ужесточение в регионе экологических требований</p> <p>Введение ограничений на использование природных ресурсов</p>
Научно-технический	<p>Изменение состояния производства в регионе</p> <p>Возможности энергетики</p> <p>Развитие нетрадиционной энергетики</p> <p>Энергосбережение</p> <p>Ввод новых потребителей</p>

Идентификация факторов риска при текущем планировании в генерирующей компании

Условие задачи. Региональная энергосистема планирует хозяйственную деятельность на 1 год. Цель – получение максимальной прибыли.

Решение

В данном примере использовался другой подход к выделению рисков. На предварительном этапе все факторы неопределенности были разделены на внешние и внутренние. Внутренние факторы неопределенности выявлялись с помощью структурных и потоковых диаграмм (рис. 14.1).



Рис. 14.12. Фрагмент карты рисков региональной энергокомпании

Были выделены следующие факторы риска **снабжения**:

- Φ_1 – надежность поставок МТР (исполнение договоров);
- Φ_2 – стоимость МТР;
- Φ_3 – качество МТР;
- Φ_4 – соответствие количества МТР потребностям;
- Φ_5 – стоимость складирования МТР;
- Φ_6 – количество топливных ресурсов (достаточность запасов топлива для ТЭС на предстоящий отопительный сезон);
- Φ_7 – цена топлива;
- Φ_8 – качество топлива;

На этапе **производства** можно выделить такие факторы:

- Φ_9 – современность технологии производства;
- Φ_{10} – уровень техники (основной и вспомогательной);

- Φ_{11} – техническое состояние оборудования;
- Φ_{12} – ввод нового оборудования;
- Φ_{13} – точность и достоверность системы планирования;
- Φ_{14} – квалификационный уровень персонала;
- Φ_{15} – производительность труда на предприятии;
- Φ_{16} – эффективность системы управления (административно-хозяйственное управление);
- Φ_{17} – показатели использования оборудования;
- Φ_{18} – развитие энергопредприятий;
- Φ_{19} – уровень экологического загрязнения окружающей среды.

На аналитическом этапе экспертными методами были определены основные факторы риска и сами риски. Экспертиза может проводиться в несколько этапов, и по ее результатам количество рисков может быть увеличено или уменьшено по сравнению с начальным набором факторов. После выявления всех факторов неопределенности был описан характер информации о каждом факторе (табл. 14.2).

Т а б л и ц а 14.2

Фрагмент карты рисков региональной энергосистемы после экспертизы

Характер получения информации	Категория риска	Количество рисков в группе	Количество факторов риска
Экспертные методы оценки (условные и безусловные вероятности)	Риски снабжения	3	>20 факторов
	Риски производства	6	>100 факторов
	Риски сбыта	2	>25 факторов
	Финансовые риски	4	>80 факторов
	Коммерческие риски	15	>225 факторов
Статистические методы оценки (возможно построение теоретических законов распределения информации)	Риски снабжения	7	>40 факторов
	Риски производства	7	>90 факторов
	Риски сбыта	5	>20 факторов
	Финансовые риски	6	>20 факторов
	Коммерческие риски	25	170 факторов
	Финансовые риски	4	>30 факторов

14.2. Пример оценки рисков

Условие задачи. Оценка рисков долгосрочного прогноза электропотребления на 5, 10, 20 лет для региональной энергосистемы.

Методика оценки рисков. Для оценки рисков долгосрочного прогноза электропотребления использовалась методика, получившая широкое распространение при оценке рисков инвестиционных проектов американского Института управления проектами (Project Management Institute). В качестве измерителя риска используется профиль риска. Профиль риска является динамической характеристикой уровня качества прогноза, своеобразным динамическим представлением рискогенного облика прогноза в виде ранжированного перечня факторов риска, взятых в совокупности с оценками возможности их проявления и размеров возможного ущерба. При регулярном анализе факторов риска можно, сравнивая профили, построенные в последовательные моменты времени, судить о характере и тенденциях изменения ситуации риска для исследуемого процесса и планировать на этой основе адекватные антирисковые мероприятия.

Профиль риска определяется как произведение ожидаемого ущерба на вероятность того, что этот ущерб произойдет: $R=Y \cdot P(Y)$, где R – степень риска, $P(Y)$ – вероятность ущерба, Y – ожидаемый ущерб.

Смысл построения профиля риска состоит в том, чтобы выявить все факторы риска, способные привести к неисполнению прогноза, и распределить их по степени влияния на прогноз процесса электропотребления. Оценка проводится по шкале, состоящей из пяти интервалов (табл. 14.3 и 14.4). Для этого используется метод экспертной оценки.

Т а б л и ц а 14.3

Шкала факторов рисков по категории «Величина изменения электропотребления при наступлении риска»

Виды рисков	Величина изменения электропотребления	
	I (баллы)	I (в %)
Минимальные	1	0 % < I ≤ 20 %
Низкие	2	20 % < I ≤ 37 %
Средние	3	37 % < I ≤ 63 %
Высокие	4	63 % < I ≤ 80 %
Максимальные	5	80 % < I ≤ 100 %

Т а б л и ц а 14.4

Шкала факторов риска по категории «Вероятность наступления риска»

Виды рисков	Вероятность наступления фактора риска		
	P (баллы)	P (в долях)	Примечание
Слабовероятные	1	$0,0 < P \leq 0,2$	Событие может произойти в исключительных случаях
Маловероятные	2	$0,2 < P \leq 0,37$	Редкое событие, но, как известно, уже имело место
Вероятные	3	$0,37 < P \leq 0,6$	Наличие свидетельств, достаточных для предположения возможности события
Весьма вероятные	4	$0,63 < P \leq 0,8$	Событие может произойти
Почти возможные	5	$0,8 < P < 1,0$	Событие, как ожидается, произойдет

Вероятность наступления фактора риска	5	5	10	15	20	25
	4	4	8	12	16	20
	3	3	6	9	12	15
	2	2	4	6	8	10
	1	1	2	3	4	5
		1	2	3	4	5

Изменение электропотребления

Рис. 14.2. Матрица оценки уровня риска

Уровень риска (рис. 14.2): приемлемый – $1 < R \leq 4$, оправданный – $5 < R \leq 10$, недопустимый – $12 < R \leq 25$ (определяет необходимость учитывать тот или иной вид риска при составлении прогноза).

Решение. В соответствии с описанной методикой были получены экспертные оценки выявленных факторов риска – профиля риска (табл. 14.5).

Т а б л и ц а 14.5

**Оценки профиля риска для долгосрочного прогноза электропотребления
региональной энергосистемы**

Наименование фактора риска		R (профиль риска)		
		5 лет	10 лет	20 лет
1	Политические факторы	4	7	12
1.1	Внутри- и внешнеполитическая ситуация в стране	4	7	13
1.2	Стабильность правительства	4	9	12
1.3	Возможность возникновения локальных этнополитических конфликтов и гражданских беспорядков (оценка социальной стабильности региона)	3	7	11
1.4	Нарушение контрактов со стороны правительства	4	7	11
2	Социально-экономические факторы	5	9	12
2.1	Изменение внешнеэкономической политики страны	5	6	13
2.2	Введение официальных ограничений на движение капитала	3	5	11
2.3	Колебания курса рубля	6	8	11
2.4	Изменение спроса в сфере сбыта традиционной продукции (промышленные производства)	7	10	13
2.5	Изменение демографической ситуации	5	10	11
2.6	Изменение экономических показателей региона (ПСД, ВРП)	6	12	13
2.7	Изменение экономической стабильности региона	4	11	10
2.8	Изменение инвестиционной политики	7	11	15
2.9	Изменение структуры потребителей	5	12	15
3	Экологические факторы	5	8	8
3.1	Изменение региональной экологической обстановки	4	6	7
3.2	Ужесточение в регионе экологических требований	5	8	7
3.3	Введение ограничений на использование природных ресурсов	5	11	10
4	Научно-технические факторы	7	14	17
4.1	Изменение состояния производства в регионе	7	17	20
4.2	Возможности энергетики	8	15	16
4.3	Развитие нетрадиционной энергетики	3	5	10
4.4	Энергосбережение	8	14	19
4.5	Ввод новых потребителей	11	17	19

Профиль риска определяет степень воздействия факторов риска (табл. 14.6), и групп рисков (табл. 14.7) на прогноз электропотребления.

Т а б л и ц а 14.6

Категории рисков по степени воздействия (для каждого фактора)

Категории риска	Наименование риска (R)			Степень воздействия
	Прогноз на 5 лет	Прогноз на 10 лет	Прогноз на 20 лет	
Критические $20 \leq R \leq 25$	–	–	4.1	Сильная зависимость электропотребления от наступления фактора. Необходима коррекция прогноза
Существенные $12 \leq R \leq 16$	–	4.1, 4.2, 4.4, 4.5	1.1, 1.2, 2.1, 2.5, 2.6, 2.8, 2.9, 4.3, 4.4, 4.5	Необходим механизм анализа фактора риска и учет рисков при составлении прогноза
Умеренные $9 \leq R \leq 11$	–	1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 2.4–2.9, 3.3	1.3, 1.4, 2.2, 2.3, 2.5, 2.7, 3.3, 4.3	Прогноз находится в области погрешности
Незначительные $5 \leq R \leq 8$	2.1–2.9, 3.2, 3.3, 4.1, 4.2, 4.4, 4.5	2.1, 2.2, 2.3, 3.1, 3.2, 4.3	3.1, 3.2	Прогноз точен, значение факторов практически не окажет влияния на его точность
Игнорируемые $1 \leq R \leq 4$	1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 3.1, 4.3	–	–	Не влияют на точность прогноза

Из таблицы видно, что значимость риска зависит от периода прогнозирования.

Для прогноза на 20 лет из 21 базового фактора риска 1 находится в области «критических», 10 – в области «существенных» (большая часть из которых смещена к области «критических»), 8 – в области «умеренных», а остальные – в области незначительных и игнорируемых.

При прогнозе на 5 лет часть рисков (рискообразующих факторов) попадает в группу игнорируемых, однако исключить эти факторы нельзя, так как они могут оказывать существенное влияние на другие факторы этой группы, а исключение устранил эту взаимосвязь. Эта проблема связана с качеством проводимой экспертизы (количество и уровень знаний экспертов). Как уже было сказано ранее, лучше определить значимость группы факторов (табл. 14.7). Значения в скобках – это профиль риска каждой группы.

Т а б л и ц а 14.7

Классификация рисков по уровню риска (для групп рисков)

Вид риска	Профиль риска (R)	Уровень риска	Группа риска (R)		
			Прогноз на 5 лет	Прогноз на 10 лет	Прогноз на 20 лет
Недопустимые	$13 \leq R \leq 25$	Наличие риска этой категории говорит о неопределенности будущего развития процесса электропотребления	–	4 (14)	4 (17)
Оправданные	$5 \leq R \leq 12$	Риски этой категории могут возникать из-за недостатка информации. Основным способом устранения является дополнительный анализ факторов	2 (5) 3 (5) 4 (7)	1 (7) 2 (9) 3 (8)	1 (12) 2 (12) 3 (8)
Приемлемые	$1 \leq R \leq 4$	Необходимо произвести коррекцию прогноза, информации для этого достаточно	1	–	–

По результатам группировки можно сделать вывод о том, что на период прогноза 5 лет первую группу рисков (политические риски) можно не учитывать, так как ее влияние на процесс электропотребления весьма незначительно. Группа рисков под номером 2, 3, 4 оказывает влияние, но для проведения количественной оценки степени этого влияния необходимо провести экспертизу второго уровня. Следует на основании полученных профилей риска выполнить ранжирование групп факторов. Ранг группы факторов характеризует его влияние на процесс и является определяющим для количества факторов в этой группе. Чем выше ранг, тем больше влияние группы факторов, тем больше должно быть количество рискообразующих факторов в группе, тем более качественный будет анализ. В табл. 14.8 приведены ранги групп факторов для анализа второго уровня.

Т а б л и ц а 14.8

Ранг групп факторов риска

№ п/п	Группа факторов риска	Ранг группы рисов		
		Прогноз на 5 лет	Прогноз на 10 лет	Прогноз на 20 лет
1	Политические факторы	–	0,78	1
2	Социально-экономические факторы	0,71	1	1
3	Экологические факторы	0,71	0,89	0,67
4	Научно-технические факторы	1	–	–

Анализ факторов риска показал, что влияние некоторых групп рисков растет с увеличением временного интервала прогноза. Для других групп может прослеживаться обратная зависимость. Динамика зависит от сущности риска.

14.3. Пример выбора решения с учетом величины риска

Условие задачи. Необходимо спланировать выработку ГЭС, позволяющую получить максимальный экономический эффект при работе в рыночных условиях. Примем условие, что величина выработки ГЭС зависит от обеспеченности ресурсами (стока рек), т. е. наличествует только риск объема производства.

Ситуация риска. Сток ГЭС связан с множеством факторов. В его составе учитывают неопределенность влияния климата на водность (ветровой режим, солнечная активность, количество осадков, влажность, ледовые ограничения).

Неопределенность выработки ГЭС вносит неопределенность в планирование выработки всех участников рынка и приводит к неопределенности планирования топливных запасов. В себестоимости ТЭС около 50 % отводится на топливо, при этом неправильная система планирования выработки ТЭС может привести как к недостатку топлива, так и большим запасам – обе эти ситуации негативны.

Для защиты объемного риска применяются следующие инструменты риск-менеджмента:

- 1) страхование и самострахование;
- 2) заключения долгосрочных контрактов только на величину гарантированной выработки;
- 3) хеджирование всех контрактов, заключенных сверх гарантированной выработки.

Для выработки стратегии управления в условиях неопределенности стока, как правило, анализируются варианты различных режимов сработки-наполнения водохранилища. Предъявление дополнительной выработки разной обеспеченности на рынок продукции позволяет менять все показатели рынка – спрос, цены, условия контрактов, таким образом, обеспеченность стока становится рыночным показателем. В коммерческой практике нет четких положений по выбору обеспеченности стока (табл. 14.9):

- 95 % – слишком осторожный подход;
- 50 % – средневероятный;
- 5 % – слишком рискованный.

Мы можем получить три взаимосвязанные характеристики: обеспеченность стока → обеспеченность выработки → обеспеченность дохода.

Т а б л и ц а 14.9

Нормативы плановой выработки ГЭС

Норматив плановой выработки	Принцип выбора норматива	Примечание
95 %	Гарантированная выработка по проекту	В плановый баланс вносится минимальная гарантированная выработка ГЭС, при этом остальную часть баланса покрывают остальные станции
Средне-многолетняя	Наиболее характерное значение на коротком интервале наблюдения для данной реки	Обоснована статистической информацией как среднее значение выработки за рассматриваемый период времени, для каждой ГЭС рассчитывается индивидуально
75 %		Математического обоснования выбора этой нормы обеспеченности нет. Норма выбрана как наиболее близкая к среднемноголетней
50 %	Наиболее вероятная	Обоснована математическими законами распределения вероятности
5 %	Многоводный год	В плановый баланс вносится максимальная выработка ГЭС

Решение. Для выбора норматива плановой выработки построим модель будущего с помощью дерева решений.

Определение узлов дерева. На этом этапе необходимо выбрать факторы, которые могут повлиять на достижение цели (максимального экономического эффекта). В качестве точек принятия решений выбираем следующие элементы:

- a : заключение долгосрочного контракта (портфеля контрактов) на величину плановой выработки;

- b : хеджирование риска объема.

Альтернативные варианты, обусловленные состоянием среды:

- p : обеспеченность гидроресурсами;

- q : наличие покупателей/продавцов на дополнительную/необеспеченную выработку.

Моделирование дерева решения. Первым элементом в построении дерева решений является величина плановой выработки, а в качестве ветвей будут использованы вероятности водности года (рис. 14.3).

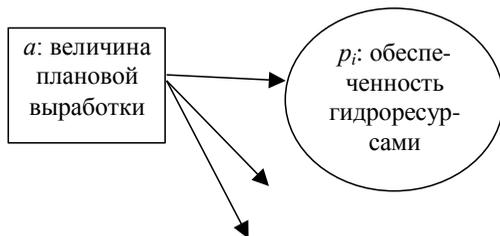


Рис. 14.3 Определение первого узла и ветвей дерева

Величина плановой выработки является определяющим фактором для заключения долгосрочного контракта. Если ввести допущение, что в течение срока выполнения контракта не будет технологических сбоев, то вероятность водности года является вероятностью выполнения контракта по поставке выработанной энергии. Однако вероятностное распределение водности года может привести к возникновению нарушения контракта, т. е. возникновению отклонения. Может возникнуть положительное, отрицательное и нулевое отклонение (рис. 14.4). При наличии соответствующей финансовой информации о функционировании ГЭС на рынке, а именно стоимости электроэнергии на рынке, мы получим условный денежный результат каждого исхода. Эти данные подставляются к каждой ветке, а также ко всем ответвлениям от нее.

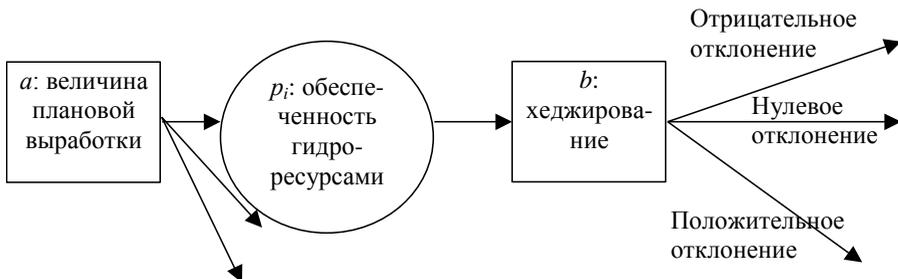


Рис. 14.4. Определение второго узла и ветвей дерева

Ветви, имеющие нулевое отклонение, закрываются для дальнейшего ветвления. Ветви, имеющие положительное и отрицательное отклонение, нуждаются в последующем ветвлении. При положительном отклонении предприятие находится в ситуации, когда имеются возможности дополнительной выработки энергии, которые можно реализовать на рынке (оптовом или региональном), при условии ее востребованности, либо выполнить холостые сбросы.

При отрицательном отклонении возникает ситуация с недопоставкой электроэнергии, при этом предприятие вынуждено в соответствии с условиями контракта выплатить неустойку или приобрести краткосрочный контракт.

Однако решение такой ситуации неоднозначное, так как необходимо найти дополнительный рынок сбыта энергии. Предприятие может заключить фьючерсный контракт на продажу или стать участником срочного (спотового) рынка. На ветви спотового рынка вводится вероятность сбыта энергии в зависимости от объема дополнительной выработки. Вероятности определяются экспертным путем на основании возможностей регионального рынка и существующих перетоков в соседние энергосистемы. При подстановке в дерево соответствующей финансовой информации, а именно тарифов на продажу дополнительной энергии и стоимость перетоков, можно получить решение по каждой незакрытой ветви дерева.

Решение. Построенное дерево решений для оценки рисков имеет следующие параметры (рис. 14.5):

- 1) от корня дерева отходит 5 ветвей (в соответствии с нормативами выработки);
- 2) число последующих вершин $n = 3$;
- 3) число ветвей от каждой вершины $m = 3 \dots 5$;
- 4) число листьев дерева – $95 \dots 102$.

Для «решения» дерева необходимо определить ту ветвь дерева, которая имеет наибольшее ожидаемое значение, это максимизирует критерий решения. На заключительном этапе проводится анализ дерева решений.

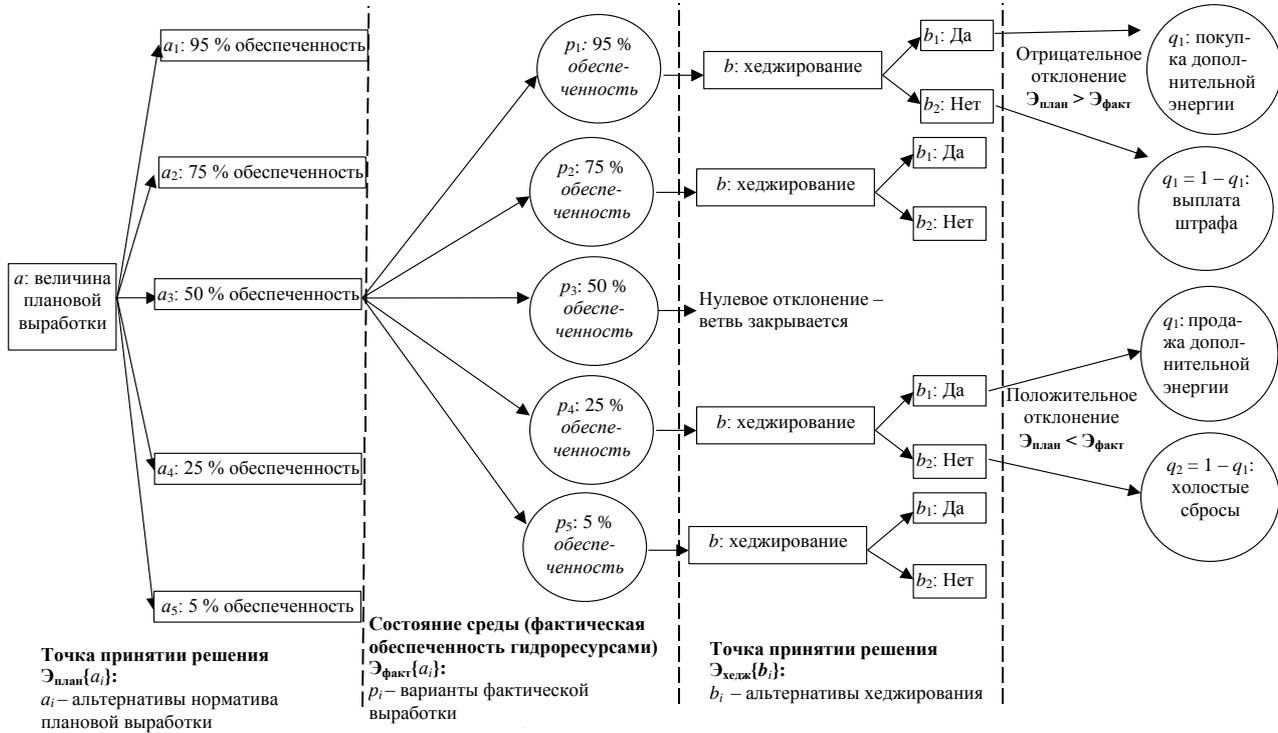


Рис. 14.5. Фрагмент структуры дерева решений

С учетом сделанных допущений для некоторой ГЭС были выполнены расчеты ожидаемых денежных оценок (табл. 14.10).

Т а б л и ц а 14.10

Результаты дерева решений для выбора расчетной обеспеченности по ГЭС

Обеспеченность	5 %	50 %	Средне- много- летняя	75 %	95 %
Стоимость долгосрочного контракта, млн руб.	1245,5	1098,96	1134,3	990,09	894,9
ОДО от реализации избытка/ приобретения недостатка, млн руб.	-256,3	-30,5	-118,4	126	136,9
максимальный доход, млн руб.	-149,4	206,4	154,2	342,1	214
минимальный доход, млн руб.	-604,1	-280,9	-487,2	-154,2	0
Суммарный доход по ОДО	989,5	1068,46	1015,9	1116,09	1031,8
максимальный доход, млн руб.	1096,1	1305,36	1288,5	1332,19	1108,9
минимальный доход, млн руб.	641,4	818,9	647,1	835,89	894,9

Наилучший результат – прогноз выработки по 75 % обеспеченности. Решение данной задачи индивидуально для каждой ГЭС и зависит только от статистических показателей стока реки.

14.4. Пример оценки риска для разработки методов защиты

Условие задачи. Оценка уровня технического риска ГЭС (риска гидротехнического оборудования) для определения величины страхового тарифа.

Ситуация риска. Технические риски объектов гидроэнергетики принято разделять:

1) риски, связанные с надежностью работы оборудования. Для этого типа рисков характерны как невысокие показатели отказов, так и незначительные величины ущербов.

2) риски гидротехнических сооружений, имеют очень низкую вероятность событий, но характеризуются очень значительными ущербами. По классификации возможных ущербов от нарушений состояний гидротехнических сооружений этот тип риска относится к национальным бедствиям. Необходимость учета этого вида риска при планировании обусловлена Федеральным законом «О безопасности гидротехнических сооружений», который налагает наиболее серьезные ограничения на хозяйственную деятельность ГЭС, определяя обязанности собственников гидротехнических сооружений и эксплуатирующих организаций по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений.

В результате наступления рискованного случая ГЭС несет следующие экономические потери:

- недополучение доходов, в результате недоотпуска энергии;
- расходы на ремонт и замену оборудования;
- расходы на ликвидацию последствий аварий;
- расходы на компенсационные выплаты.

Инструментом защиты от технического риска в мировой практике признано страхование. Страхование – это защита имущественных интересов хозяйствующих субъектов и граждан при наступлении определенных событий (страховых случаев) за счет денежных фондов, формируемых из уплачиваемых ими страховых взносов.

Страхование представляет систему экономических отношений, включающую совокупность форм и методов формирования целевых

фондов денежных средств и их использование на возмещение ущерба при различных рисках, а также на оказание помощи гражданам при наступлении определенных событий в их жизни.

Страховой тариф складывается:

- из Нетто-ставки (основа тарифа). Выражает цену страхового риска;
- нагрузки. Покрывает расходы страховщика по организации и ведению страхового дела, включает отчисления в запасные фонды, содержит элементы прибыли.

Принципиально возможны два метода определения нетто-ставок.

1. Аналитический – через определение математического ожидания выплаты страхового возмещения на 100 руб. страховой суммы:

$$T_n = (1+R) P(A) M[Y] / 100,$$

где T_n – тарифная нетто-ставка; $M[Y]$ – выраженное в рублях математическое ожидание страхового возмещения при условии наступления страхового случая (может быть оценено как среднее страховое возмещение по фактически имевшим место страховым случаям по конкретному виду объектов страхования, т. е. среднее возмещение при условии наступления страхового случая); $R (R > 0)$ – рисковая надбавка, формализующая учет временной раскладки ущерба (колебаний величин $P(A)$, $M[Y]$ или убыточности страховой суммы Y от года к году).

2. Статистический – на основании начислений средней убыточности страховой суммы с учетом рискованной надбавки

$$T_n = (1+R) Y,$$

где Y – показатель средней убыточности страховой суммы, определяемый по формуле

$$Y = B / C,$$

где B – общая сумма выплат страхового возмещения за период; C – число сотен рублей соответствующей страховой суммы всех застрахованных объектов за определенный период.

Решение. Произведем расчет тарифной ставки для Новосибирской ГЭС на страхование технического риска аналитическим методом:

$$T_n = (1+R) P(A) M[Y] / 100,$$

$P(A)=0,01$ % (определяется как вероятность обеспеченности ресурсами 1 %, с частотой 1 раз в 1000 лет).

Факторы для расчета страхового возмещения (все расчеты проводились в ценах 2005 г.):

1. Затраты на восстановительные работы

В результате техногенной катастрофы происходит полное разрушение гидротехнических объектов ГЭС. Затраты на восстановительные работы ГЭС рассчитываются с помощью следующих показателей: установленной мощности станции – N_y и укрупненного показателя капитальных вложений – $K_{уд}$, как при строительстве таких же видов ГЭС (табл. 14.11).

Т а б л и ц а 14.11

Расчет затрат на восстановительные работы ГЭС

ГЭС	N_y , МВт	$K_{уд}$, млн руб/МВт	$M[Y]_{тех.} = N_y K_{уд}$, млн руб.
Новосибирская ГЭС	455	7,5	3412,5

2. Производственный фактор

В результате техногенной катастрофы ГЭС не в состоянии обеспечить потребителей энергией, вследствие чего возникает ущерб от недоотпуска энергии, который рассчитывается с помощью следующих показателей: средняя выработка за год – $\mathcal{E}_{ср}$ (сколько энергии не получит потребитель от ГЭС), средний срок строительства ГЭС – $T_{ср}$ (в течение какого времени ГЭС не будет отпускать энергию, а следовательно, будет нести потери) и средняя стоимость 1 кВт · ч – $P_{ср}$ (табл. 14.12).

Т а б л и ц а 14.12

Расчет затрат, возникших в результате недоотпуска энергии ГЭС

ГЭС	$\mathcal{E}_{ср}$, млрд кВт · ч/год	$T_{ср}$, год	Средняя стоимость 1кВт · ч $P_{ср}$, руб/кВт · ч	$M[Y]_{произ.} =$ $= \mathcal{E}_{ср} \cdot T_{ср} \cdot P_{ср}$, млрд руб.
Новосибирская ГЭС	2	20	1	40

3. Социальный фактор

При расчете социального ущерба использовался средний годовой ВРП Новосибирской области за последние годы (табл. 14.13, 14.14, 14.15).

Т а б л и ц а 14.13

Расчет социального ущерба

ГЭС	Социальный ущерб, $M[Y]_{\text{соц.}}$, млрд руб.
Новосибирская ГЭС	180

Т а б л и ц а 14.14

Расчет страхового возмещения

ГЭС	$M[Y]_{\text{тех}} = M[Y]_{\text{тех}} + M[Y]_{\text{произ}} + M[Y]_{\text{соц.}}$, млрд руб.
Новосибирская ГЭС	223,41

Т а б л и ц а 14.15

Расчет тарифной ставки для Новосибирской ГЭС

ГЭС	$T_n = P(A) * M[Y] / 100$, млн руб/год
Новосибирская ГЭС	22,341

Рассчитанные значения тарифной ставки страхования позволяют спланировать величину дополнительных затрат, связанных с техническими рисками ГТС. Вероятность наступления рискового события очень низка, однако не учитывать это событие невозможно. Способ учета выбирает собственник ГТС (самострахование или страхование в специализированных компаниях), практика показывает, что страховые фонды для таких объектов должны создаваться с участием государственного капитала.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проблему прогнозирования нельзя недооценивать

Еще в древности человечество постоянно искало решения на основе прогнозов. На заре развития цивилизации и впоследствии уже прогнозировали силы природы, судьбы государств и людей, развитие общественных институтов. Но и сегодня в этой проблеме тайн значительно больше, чем ясности. Управлять производством невозможно без прогнозирования. В работе рассматривается узкая область – электроэнергетика и управление ее режимами, но и при этом широко рассматривать вопросы прогнозирования, по существу, невозможно.

Современный взгляд на методологию прогнозирования

Современные возможности позволяют решать многие вопросы прогнозирования на достаточно высоком интеллектуальном уровне. Это основано на сочетании математики и громадного практического опыта, полученного в управлении режимами.

Методы прогнозирования – это не прошлый аппарат «гадания на кофейной гуще», а математика вероятностного и статистического содержания, теория игр, нейронные методы и пр.

Такой путь привел к формализации задач прогнозирования, повышения достоверности прогнозов, расширения состава задач прогнозирования и, главное, – к преодолению многих трудностей неопределенности. Для энергетики неопределенность является объективностью, она была и всегда останется. Полностью подавить действие неопределенности никогда не удастся, но, применяя методы прогнозирования, можно частично неопределенность снизить.

Революционным фактом развития методов прогнозирования явились информационные технологии на базе современных компьютерных систем. Сегодня решены многие проблемы «информационного голода», когда из-за отсутствия информационного обеспечения нельзя было использовать корректные математические методы, приходилось декомпозировать задачи, мириться с недостоверностью информации и пр.

Материал монографии

Авторы понимают, что их научный вклад в решение проблемы прогнозирования в области управления режимами электроэнергетических режимов очень скромный. В монографии дается авторский материал по отдельным задачам. Однако мы полагаем, что решение проблемы в целом должно идти от «частного к общему». Задачи управления режимами очень разнообразны, и их достаточно много. Представляется, что дать их обобщенное решение по вопросам прогнозирования невозможно.

В целом авторы считают, что представленная монография будет полезна для дальнейшего развития моделей и методов прогнозирования и будет использована научными и практическими коллективами, которые занимаются прогнозированием в энергетике.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Ермилов А. А.* Основы электроснабжения промышленных предприятий / А. А. Ермилов. – М. : Энергия, 1976 – 368 с.
2. *Bacha Hamid.* Automated load forecasting using neural networks / Bacha Hamid, Mayer Walter // Proc. Amer. Power Conf. 54th Annu. Meet. Amer. Power Conf., Chicago III., Apr. 1992. – Chicago, 1992. – P. 1149. – Vol. 54., Pt 2. – [Автоматизация прогнозирования потребления энергии с помощью нейронных сетей].
3. *Автоматизация* управления энергообъединениями / под ред. С. А. Соколова. – М. : Энергия, 1979. – 422 с.
4. *Арзамасцев Д. А.* Модели оптимизации развития энергосистем / Д. А. Арзамасцев, А. В. Липес, А. Л. Мызин. – М. : Высш. шк., 1987.
5. *Прогнозирование* развития сложных систем / Ю. Н. Астахов [и др.]. – М. : Изд-во МЭИ, 1985 – 228 с.
6. *Балабанов И. Т.* Риск-менеджмент / И. Т. Балабанов. – М. : Финансы и статистика, 1996.
7. *Бокс Дж.* Анализ временных рядов / Дж. Бокс, Г. Дженкинс. – М. : Мир, 1974. – Вып 1. – 406 с.
8. *Вентцель Е. С.* Теория вероятностей / Е. С. Вентцель. – 4-е изд., стереотип. – М. : Наука, 1969 – 576 с.
9. *Воротницкий В. Э.* Оценка технико-экономической эффективности мероприятий по снижению потерь энергии в электрических сетях энергосистем / В. Э. Воротницкий. – М. : Высш. шк., 1980. – 45 с.
10. *Гидроэнергетика* / под ред В. И. Обрезкова. – М. : Энергоиздат, 1981. – 605 с.
11. *Гранатуров В. М.* Экономический риск: сущность, методы измерения, пути снижения / В. М. Гранатуров. – М. : Дело и Сервис, 1999. – 112 с.
12. *Девид А.* Марка. Методология структурного анализа и проектирования : пер. с англ. / Девид А. Марка, Клемент Мак Гоуэн. – М., 1993. – 240 с.
13. *Демиденко Е. З.* Линейная и нелинейная регрессии / Е. З. Демиденко. – М. : Финансы и статистика, 1981. – 302 с.
14. *Дойль П.* Менеджмент: стратегия и тактика / П. Дойль. – М. : Питер, 1999.

15. *Драйпер Н.* Прикладной регрессионный анализ / Н. Драйпер, Г. Смит. – М. : Статистика, 1973. – 179 с.
16. *Дьяков А. Ф.* Основы вероятностной теории, статистического анализа и интервального прогнозирования режимов потребления электроэнергии в электрических системах / А. Ф. Дьяков, Б. Д. Сюткин, В. Ф. Тимченко // Изв. АН. Энергетика. – 1992. – № 5. – С. 45–73.
17. *Идельчик В. И.* Электрические системы и сети : учеб. для вузов / В. И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
18. *Картвелишвили Н. А.* Регулирование речного стока / Н. А. Картвелишвили. – Л. : Гидрометеоролог. изд-во, 1970. – 218 с.
19. *Кендалл М.* Многомерный статистический анализ и временные ряды / М. Кендалл, Л. Стюарт. – М. : Наука, 1976. – 736 с.
20. *Кильдишев Г. С.* Анализ временных рядов и прогнозирование / Г. С. Кильдишев, А. А. Френкель. – М. : Статистика, 1973. – 10 с.
21. *Кинг У.* Стратегическое планирование и хозяйственная политика / У. Кинг, Д. Клиланд. – М. : Прогресс, 1982.
22. *Китушин В. Г.* Надежность энергетических систем / В. Г. Китушин. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2003. – 256 с.
23. *Котлер Ф.* Маркетинг–менеджмент / Ф. Котлер. – СПб. : Питер, 2000. – 888 с.
24. *Кунц Г.* Системный и ситуационный анализ управленческих функций / Г. Кунц, С. Одоннел. – М. : Прогресс, 1981.
25. *Леви И. И.* Инженерная гидрология / И. И. Леви. – М. : Высш. шк., 1968. – 206 с.
26. *Литвак Б. Г.* Управленческие решения / Б. Г. Литвак. – М. : Тандем, 1998.
27. *Макаклюев Б. И.* Статистический анализ и планирование технико-экономических показателей энергообъединения на основе программного комплекса «Энергостат» / Б. И. Макаклюев, Б. И. Салманов, А. В. Антонов // Энергетик. – 2002. – № 3. – С. 27–35.
28. *Макаров А. А.* Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства / А. А. Макаров, Л. А. Мелентьев. – Новосибирск : Наука, 1973 – 274 с.
29. *Методика* прогнозирования графика нагрузки энергосистемы Новосибирской области : отчет о НИР / Новосиб. гос. техн. ун-т ; науч. рук. Т. А. Филиппова. – Новосибирск, 2007. – 181 с. – №01.2007 07839.

30. *Нейман Д.* Теория игр и экономическое поведение / Д. Нейман, О. Моргенштерн. – М. : Наука, 1970.
31. *Оссовский С.* Нейронные сети для обработки информации / С. Оссовский ; пер. с пол. И. Д. Рудинского. – М. : Финансы и статистика, 2004. – 344 с.
32. *Исследование проблем управления энергетикой и разработка подходов и методов для их решения : отчёт о НИР /* Новосиб. гос. техн. ун-т ; науч. рук. Н. О. Русина. – Новосибирск, 1996. – №02.9.70 000872 .
33. *Потери* электроэнергии в электрических сетях энергосистем / под ред. В. Н. Казанцева. – М. : Энергоатомиздат , 1983. – 362 с.
34. *Рабочая книга по прогнозированию.* – М. : Мысль, 1982. – 430 с.
35. *Редкозубов С. А.* Статистические методы прогнозирования в АСУ / С. А. Редкозубов. – М. : Энергоиздат, 1981. – 162 с.
36. *Использование* статистических моделей при краткосрочном прогнозировании электропотребления и графиков нагрузки ЭЭС / Т. А. Филиппова [и др.] // *Электр. станции.* – 2008. – № 5. – С. 32–36.
37. *Русина А. Г.* Регрессионный анализ влияния электрических станций на потери мощности и энергии сетевого предприятия / А. Г. Русина // *Сб. науч. тр. НГТУ.* – 2003. – № 4(34). – С. 147–152.
38. *Русина А. Г.* Разработка модели электрического эквивалента и принципов адресного распределения потоков и потерь мощности электроэнергетической системы : дис. ... канд. техн. наук / А. Г. Русина. – Новосибирск, 2006. – 157 с.
39. *Справочник по проектированию электроэнергетических систем.* – М. : Минтопэнерго, 1985. – 349 с.
40. *Томпсон А. А.* Стратегический менеджмент: искусство разработки и реализации стратегии / А. А. Томпсон, А. Дж. Стрикленд. – М. : Банки и биржи Юнити, 1998. – 370 с.
41. *Филиппова Т. А.* Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем : учебник / Т. А. Филиппова. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2005. – 300 с.
42. *Filippova T. A.* Forecasting Models of Power Consumption and Loading of Power Systems with Features of Their Functioning in the Power Market / Т. А. Filippova, А. G. Rusina, J.V. Dronova // *Proceedings of IFOST 2007. The Second International Forum on Strategic Technology: Ulanbaatar, Mongolia, 2007.* – Mongolia, 2007. – P. 381–285. – [Модели прогнозирования электропо-

требления и мощности нагрузки электроэнергетических систем с учетом их функционирования на электроэнергетическом рынке].

43. *Филиппова Т. А.* Статистические модели графиков нагрузки потребителей электрической энергии энергосистемы / Т. А. Филиппова, А. Г. Русина // Докл. АН ВШ РФ. – 2008.

44. *Филиппова Т. А.* Оптимизация режимов энергосистем : учебник / Т. А. Филиппова, Ю. М. Сидоркин, А. Г. Русина. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2008. – 412 с.

45. *Филиппова Т. А.* Стратегический менеджмент в энергетике: принципы, цели, методы управления : монография / Т. А. Филиппова, С. С. Чернов, Ю. В. Дронова, А. А. Матыцин. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2005. – 422 с.

46. *Филиппова Т. А.* Потери электроэнергии от транзитных потоков в электрических сетях / Т. А. Филиппова, В. С. Азаров // Электричество. – 1990. – № 4.

47. *Форрестер Дж.* Мировая динамика / Дж. Форрестер. – М. : Наука, 1978. – 167 с.

48. *Францев А. Л.* Разработка имитационной системы краткосрочного планирования режимов электрической сети : дис. ... канд. техн. наук / А. Л. Францев. – Новосибирск, 1990.

49. *Четыркин Е. М.* Статистические методы прогнозирования / Е. М. Четыркин. – М. : Энергия, 1971 – 247 с.

50. *Энергетические ресурсы СССР.* Гидроэнергетические ресурсы. – М. : Наука, 1967. – 599 с.

51. *Эрлихман Б. Л.* Энергоэкономические расчеты гидроэлектростанций / Б. Л. Эрлихман. – М. : Энергия, 1969. – 288 с.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

Адаптация 197

Баланс энергетический 117, 123

Бизнес-процесс 25

Вероятностный анализ 296

График нагрузки 165

- влияющие факторы 237
- годовой график 174
- изменение характерных показателей 189
- модели 181, 185
- моделирование временных границ 196
- недельный график 173
- потребителей 178
- поправки 136, 200
 - влияние межсистемных перетоков 221
 - на облачность 212
 - на температуру 203, 206
 - на частоту 220
- структурные свойства 172, 175
- суточный график 173
- характерные параметры 169

Дерево решений 325

Зона электроснабжения 280, 286

Имитационные модели прогнозирования 271, 279

Информация 58, 100, 123

- виды 59, 60

Кривая обеспеченности стока и расхода ГЭС 293

Методы расчета электроэнергии 144, 276

Модели прогнозирования электроэнергии 147, 149

- влияющие факторы 237
- для годового периода 150, 163
- для месячного периода 156, 164
- для сезонного периода 154, 164

Неопределенность 59, 306

- факторы 62, 311, 314
- природа 308

- Период ретроспекции 101
- План 14
- Планирование 16, 34, 105
 - виды 17, 22, 34, 36
 - показатели 106, 115, 116
 - процесс 18
 - цели 16, 18
- Потери 265, 267, 287
 - адресные потери мощности 281
 - прогнозирование 266
 - мощности 265, 283
 - структура 269
 - энергии 275
- Принятие решений 20, 34, 47, 322
 - правила 328
- Прогноз 14, 37
 - виды 44
 - 112, 117
 - ✓ на 10 лет 129
 - ✓ на 20 лет 137
 - ✓ на 5 лет 123
 - краткосрочные 150
 - ✓ на 1 год 152
 - ✓ на сезон 156
 - ✓ на 1 месяц 158
 - выработки электроэнергии 126
 - графиков нагрузки 128
 - максимальных нагрузок 128
 - электропотребления 127, 132
 - энергетического баланса 167
- Прогнозирование 12, 20, 37, 310
 - методы 67, 38
 - вероятностный 68
 - временных рядов 88, 130
 - нейронных сетей 94
 - ранговых моделей 91
 - регрессионный 84

- статистический 100, 125
- технологический 93
- экспертный 77
- модели 121
 - информационная 45, 48, 59, 123
 - математические 45, 54, 59, 116
 - структурные 45, 47, 51
- погрешности 64, 90, 136, 187, 227
- Ранговые модели прогнозирования 247, 253
 - погрешности 258, 260, 262
 - сглаживание информации 256
- Регрессия 273
- Ретроспективный период 162
- Риск 306, 319
 - оценка 319
 - классификация 315, 318
 - управление 330
 - факторы 311, 313
- Система 40, 53
 - моделирование 53, 115
 - энергетическая 43, 62, 104, 110, 113
- Системный подход 40
- Среда деятельности 28, 38
 - виды 29, 314
- Стратегический менеджмент 39
- Стратегия 23
 - энергетическая 118
- Эвристический принцип прогнозирования 166
- Электропотребление 106, 114, 133, 139

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	7
Раздел 1. МЕТОДОЛОГИЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ	9
Глава 1. Прогнозирование в управлении производством	11
1.1. Прогнозирование в управлении	11
1.2. План и прогноз	13
1.3. Процесс планирования	18
1.4. Стратегическое планирование	22
1.5. Особенности бизнес-процесса предприятия	24
1.6. Деловая среда	28
1.7. Комплекс планирования	34
1.8. Роль прогнозирования в управлении предприятием	36
Глава 2. Научные основы прогнозирования	39
2.1. Методологические принципы	39
2.2. Основы моделирования задач	45
2.3. Структурные модели ЭЭС при решении режимных задач прогнозирования	47
2.4. Математическая модель задачи	54
2.5. Информация и ее свойства	58
2.6. Исследование систем в условиях неопределенности	62
Глава 3. Методы прогнозирования	67
3.1. Общая характеристика методов прогнозирования	67
3.2. Краткие положения теории вероятностей	68
3.3. Экспертные методы	77
3.4. Регрессионный анализ	84
3.5. Модель временного ряда	88
3.6. Ранговые модели	91
3.7. Технологический метод прогнозирования	92
3.8. Применение искусственных нейронных сетей при прогнозировании в электроэнергетике	93
3.9. Статистический анализ	99
Глава 4. Прогнозирование электропотребления и мощности при перспективном планировании развития энергетики	103
4.1. Энергетика в общей хозяйственной структуре государства	103
4.2. Общие положения по прогнозированию развития энергетики	110
4.3. Математическая модель прогнозирования и оптимизации энергетических систем	116
4.4. Методика долгосрочного прогнозирования электропотребления	120
4.5. Методика прогнозирования электропотребления по региону на перспективу 5 лет	122

4.6. Методика прогнозирования электропотребления по региону на перспективу 10 лет	129
4.7. Методика прогнозирования электропотребления по региону на перспективу 20 лет	137
Раздел 2. МОДЕЛИ И МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПРИ УПРАВЛЕНИИ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ	141
Глава 5. Прогнозирование электропотребления при текущем планировании производственной деятельности электроэнергетической системы	143
5.1. Производственная деятельность энергосистемы	143
5.2. Модели и методы прогнозирования электропотребления при текущем планировании	147
5.3. Моделей прогнозирования электропотребления системы для годового периода	150
5.4. Модель прогноза электропотребления для сезонного периода	154
5.5. Моделирование электропотребления для месячного периода	156
5.6. Информационные технологии прогнозирования сальдо-перетока электроэнергии	158
5.7. Ожидаемое месячное электропотребление при расчетах по типовым суткам	162
Глава 6. Принципы статистического моделирования и прогнозирования графиков нагрузки ЭЭС, их структуры и параметров	165
6.1. Особенности использования статистических моделей графиков нагрузки в энергосистемах	165
6.2. Параметрические свойства графиков нагрузки энергосистемы	168
6.3. Структурная модель ГН ЭЭС по составляющим нагрузки	175
6.4. Прогнозирование графиков нагрузки ЭЭС с учетом их свойств	180
Глава 7. Методика прогнозирования графиков нагрузки	183
7.1. Прогнозирование графика нагрузки ЭЭС при решении оперативных задач	183
7.2. Многолетний и годовой прогнозы характерных показателей графика нагрузки	189
7.3. Моделирование графиков нагрузки для годовых и месячных периодов	193
Глава 8. Адаптивность статистических моделей прогноза графиков нагрузки	197
8.1. Процесс адаптации	197
8.2. Общие положения расчета и порядок внесения поправок в статистические прогнозы ГН	200
8.3. Влияние температуры наружного воздуха на нагрузку	203
8.4. Методика внесения поправок на температуру наружного воздуха в статистический график нагрузки	206
8.5. Модель поправок на состояние облачности и методика ее использования при прогнозах нагрузки	212
8.6. Поправки в прогноз нагрузки на изменение частоты системы	220

8.7. Влияния электрических режимов работы межсистемных электрических сетей на потери мощности при прогнозах графиков нагрузки	221
8.8. Тестирование статистических моделей прогнозирования графиков нагрузки	225
Глава 9. Вероятностный анализ случайной составляющей при прогнозировании графиков нагрузки и электропотребления предприятий	232
9.1. Особенности прогнозирования ГН и электропотребления на предприятиях	232
9.2. Применение вероятностного анализа для процесса электропотребления и мощности нагрузки потребителей	235
9.3. Методические принципы применения положений теории вероятностей для анализа электропотребления и нагрузки	241
Глава 10. Ранговые модели структурного моделирования и прогнозирования мощностей сетевой компании	246
10.1. Основные положения рангового моделирования	246
10.2. Методика разработки ранговых моделей для прогнозирования нагрузок в узлах электрической сети	251
10.3. Ранговые модели мощностей электростанций, расположенных в генераторных узлах сетевой компании	259
10.4. Использование ранговых моделей для задач прогнозирования	260
Глава 11. Прогнозирование потерь электроэнергии в электрических сетях	264
11.1. Особенности прогнозирования потерь электроэнергии мощности в электрических сетях	264
11.2. Имитационные модели прогнозирования потерь электроэнергии и мощности в электрических сетях	271
11.3. Имитационная модель прогнозирования потерь мощности для сетевой компании	279
Глава 12. Прогнозирование выработки электроэнергии гидроэлектростанций в условиях неопределенности	289
12.1. Принципы прогнозирования при неопределенной информации о гидроресурсах	289
12.2. Вероятностная природа стока	293
12.3. Прогноз и адаптивное уточнение планов использования водных ресурсов ГЭС	298
12.4. Схема прогнозных расчетов по рациональному использованию гидроэнергетических ресурсов	303
Глава 13. Учет риска при прогнозировании	306
13.1. Неопределенность и риск	306
13.2. Факторы риска прогноза электропотребления	311
13.3. Основные виды рисков	315
13.4. Оценка рисков	319
13.5. Основные положения теории принятия решений	322
13.6. Риск-менеджмент	329

Глава 14. Примеры учета рисков при прогнозировании энергетических параметров	332
14.1. Пример идентификации факторов риска	332
14.2. Пример оценки рисков	336
14.3. Пример выбора решения с учетом величины риска.....	342
14.4. Пример оценки риска для разработки методов защиты	348
Заключение	352
Библиографический список.....	354
Предметный указатель.....	358

CONTENTS

Introduction	7
Section 1. METHODOLOGY OF ELECTRIC ENERGY AND POWER FORECASTING IN POWER SYSTEMS.....	9
Chapter 1. Forecasting in Production Management	11
1. Forecasting in management	13
Plans and forecasts 18	
The process of planning 22	
Strategic planning 24	
Peculiarities of an enterprise business process.....	28
Business environment 34	
The planning complex 36	
General notions of the role of forecasting in enterprise management	39
Chapter 2. Scientific Grounds of Forecasting	39
2.1. Methodological principles.....	39
2.2. Fundamentals of problem modeling.....	45
2.3. Structural models of a power system in solving problems of operation forecasting	47
2.4. A mathematical model of a problem	54
2.5. Information and its properties	58
2.6. Study of systems under uncertainty conditions	62
Chapter 3. Methods of Forecasting	67
3.1. General characteristics of forecasting methods	67
3.2. Brief statements of the probability theory	68
3.3. Expert techniques 77	
3.4. Regression analysis	84
3.5. A time series model	88
3.6. Rank models 91	
3.7. A technological method of forecasting	92
3.8. Application of artificial neural networks in power engineering	93
3.9. Statistical analysis 99	
Chapter 4. Forecasting of Power Consumption and Capacity in Long-Term Planning of Power Engineering Development	103
4.1. The role of power engineering in the country's economy	103
4.2. General notions of forecasting power engineering development	110
4.3. A mathematical model of forecasting and optimization of power systems	116
4.4. Methods of long-term forecasting of power consumption	120
4.5. Methods of forecasting power consumption in the region for the period of 5 years	122

4.6. Methods of forecasting power consumption in the region for the period of 10 years	129
4.7. Methods of forecasting power consumption in the region for the period of 20 years	137
Section 2. METHODS AND MODELS OF FORECASTING IN POWER SYSTEM OPERATION MANAGEMENT	141
Chapter 5. Forecasting Power Consumption in Current Planning of Power System Production Activity	143
5.1. Power system production activity	143
5.2. Models and methods of power consumption forecasting in current planning	147
5.3. Models of power consumption for the period of 1 year	150
5.4. A model of power consumption forecasting in a power system for a seasonal period.....	154
5.5. Modeling of power consumption for a 1 month period.....	156
5.6. Information technologies for forecasting net power flow	158
5.7. Expected monthly power consumption calculated based on a standard day	162
Chapter 6. Principles of Statistical Modeling and Forecasting of Power System Load Demands, Their Structure and Parameters	165
6.1. Peculiarities of using statistical models of load demands in power systems	165
6.2. Parametric properties of power system load demands	168
6.3. Methods of modeling of load demands and power consumption	175
6.4. A structural model of power system load demands based on load components	180
Chapter 7. Methods of Load Demand Forecasting	183
7.1. Power system load demand forecasting in solving operation problems	183
7.2. Annual and long-term forecasting of characteristic load demand parameters	189
7.3. Modeling of load demands for annual and monthly periods	193
Chapter 8. The Adaptability of Statistical Models of Load Demand Forecasting	197
8.1. The process of adaptation	197
8.2. General notions of load demand calculation and making corrections in statistical forecasts	200
8.3. Influence of the outer air temperature on the load.....	203
8.4. Methods of applying corrections for the outer air temperature to statistical load demands.....	206
8.5. A model of corrections for cloudiness and methods of its application to load forecasting	212
8.6. Corrections for power system frequency variations in load forecasts	220
8.7. Influence of electric operation conditions of intersystem electric networks on power losses in forecasting load demands	221
8.8. Testing statistical models of load demand forecasting	225
Chapter 9. The Probabilistic Analysis of a Random Component in Enterprise Load Demand and Power Consumption Forecasting	232
9.1. Peculiarities of forecasting enterprise load demand and power consumption	232
9.2. The application of a probabilistic analysis for the process of power consumption and load power of consumers	235

9.3. Methodological principles of using the probability theory in power consumption and load analysis	241
Chapter 10. Rank Models of Structural Modeling and Forecasting of a Network Company Capacity	246
10.1. Basic concepts of rank modeling	246
10.2. Methods of developing rank models to forecast loads in power network nodes	251
10.3. Methods of developing rank models based on the example of forecasting power in load nodes in a power network	259
10.4. Rank models of capacities of power plants located in generator sets of network companies	260
Chapter 11. Forecasting Electric Losses in Electric Networks	264
11.1. Peculiarities of forecasting electric and power losses in electric networks	264
11.2. Simulation models of forecasting electric and power losses in electric networks	271
11.3. Simulation models of forecasting power losses for network companies	279
Chapter 12. Forecasting Power Generation at Hydropower Plants under Uncertainty Conditions	289
12.1. Principles of forecasting capacities based on uncertain information about water resources	289
12.2. A stochastic nature of a power flow	293
12.3. Forecasting and adaptive updating of plans of using hydropower plant water resources	298
12.4. A predictive calculation pattern of hydropower resource rational use	303
Chapter 13. Risk Analysis in Forecasting	306
13.1. Assessment of uncertainty in management	306
13.2. Risk factors in forecasting power consumption	311
13.3. Major risk types	315
13.4. Risk assessment	319
13.5. Basic concepts of the decision making theory	322
13.6. Risk management	329
Chapter 14. Practical Examples of Risk Analysis in Forecasting Power Parameters	332
14.1. An examples of risk factor identification	332
14.2. An example of risk assessment	336
14.3. An example of decision making with an allowance for a risk level	342
14.4. An example of risk assessment for protection method development	348
References	354
Subject Index	358