

Федеральное агентство по образованию
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ГОУВПО «АмГУ»

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой энергетики
_____ Н.В.Савина
« ____ » _____ 2007 г.

*«Автоматизированные системы управления и оптимизация систем
электроснабжения»*

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ДИСЦИПЛИН
для специальностей:

140204	«Электрические станции»;
140211	«Электроснабжение»;

Составитель: Л.А. Гурина

Благовещенск
2007 г.

Печатается по решению
редакционно-издательского совета
энергетического факультета
Амурского государственного университета

Л.А. Гурина

Учебно-методический комплекс по дисциплине «АСУ и оптимизация СЭС (ЭЭС)» для студентов очной и заочной форм обучения специальностей 140204 – «Электрические станции», 140211 – «Электроснабжение». – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007.

Учебно-методический комплекс ориентирован на оказание помощи студентам очной и заочной форм обучения по специальностям 140204 – «Электрические станции», 140211 – «Электроснабжение» для формирования специальных знаний в области автоматизированного управления и оптимизации систем электроснабжения, электроэнергетических систем.

Содержание

1. Рабочая программа дисциплины.....	4
2. График самостоятельной работы студентов по дисциплине на каждый семестр с указанием ее содержания, объема в часах, сроков и форм контроля.....	18
3. Методические указания и рекомендации по проведению семинарских и практических занятий, самостоятельной работы студентов.....	19
4. Краткий конспект лекций.....	29
5. Методические указания по выполнению домашних заданий и контрольных работ	67
6. Перечень программных продуктов, реально используемых в практике деятельности выпускников и соответствующее учебно-методическое пособие, раскрывающее особенности и перспективы использования данных программных продуктов.....	67
7. Методические указания по применению современных информационных технологий для преподавания учебной дисциплины	67
8. Методические указания профессорско-преподавательскому составу по организации межсессионного и экзаменационного контроля знаний студентов	67
9. Фонд тестовых и контрольных заданий для оценки качества знаний по дисциплине.....	68
10. Контрольные вопросы экзамену.....	71
11. Карта обеспеченности дисциплины кадрами профессорско-преподавательского состава.....	72

1. Рабочая программа дисциплины

Федеральное агентство по образованию РФ
Амурский государственный университет

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по УНР
Е.С. Астапова

личная подпись, И.О.Ф
«__» _____ 200__ г.

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

по дисциплине «АСУ и оптимизация СЭС»
для специальности 140211 – «Электроснабжение»
по дисциплине «АСУ и оптимизация ЭЭС»
для специальности 140204 – «Электрические станции»

Очная форма обучения

Курс 5

Лекций - 28 час.

Практические занятия – 14 час.

Курсовая работа – нет

СРС – 30 час.

Экзамен – 9 семестр

Всего часов - 72

Заочная форма обучения

Курс 6

Лекций – 10 часов

Практические занятия – 4 час.

Курсовая работа – нет

СРС – 56 час.

Экзамен – 8 семестр

Всего часов - 70

Составитель: *Гурина Л.А., ст. преподаватель, канд. техн. наук*

Факультет *Энергетический*
Кафедра *Энергетики*

Рабочая программа составлена на основании Государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования по направлению 650900 «Электроэнергетика». В рамках данного направления на кафедре Энергетики реализуется подготовка дипломированного специалиста по специальности: 140211, 140204.

Рабочая программа обсуждена на заседании кафедры энергетики

« _____ » _____ 200__ г., протокол № _____

Заведующий кафедрой _____ Н.В. Савина

Рабочая программа одобрена на заседании УМС специальностей 100200, 210400

« _____ » _____ 200__ г., протокол № _____

Председатель УМСС _____

СОГЛАСОВАНО

Начальник УМУ

_____ Г.Н.Торопчина

« _____ » _____ 200__ г.

СОГЛАСОВАНО

Председатель УМС факультета

_____ « _____ » _____ 200__ г.

СОГЛАСОВАНО

Заведующий выпускающей кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 200__ г.

1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ДИСЦИПЛИНЫ, ЕЕ МЕСТО В УЧЕБНОМ ПРОЦЕССЕ

Государственный образовательный стандарт предусматривает изучение курса «АСУ и оптимизация СЭС» для специальности 140211, курса «АСУ и оптимизация ЭЭС» для специальности 140204.

1.1. Цель преподавания дисциплины

Отличительной особенностью энергетического производства является совпадение во времени процессов производства, распределения и потребления электрической энергии. Отсюда вытекает сложность управления современным энергетическим производством, требования быстродействия и надежности работы всех систем. Перечисленные особенности и задачи успешно реализуются при применении средств автоматики, телемеханики и вычислительной техники, которые являются составной частью автоматизированных систем управления (АСУ). Изучение принципов организации и реализации АСУ – неотъемлемая часть подготовки современных инженеров – электриков.

Целью изучения дисциплины является овладение студентами методами управления технологическими процессами производства, методами проведения технических расчетов и определения экономической эффективности исследований и разработок, а также методами оптимизации режимов работы электроэнергетических устройств

Для успешного овладения курсом студент должен иметь хорошие знания в области информатики и вычислительной техники, математики, математического моделирования и специальных дисциплин.

1.2. Задачи изучения дисциплины

В результате изучения дисциплины в соответствии с квалификационной характеристикой выпускников, студенты должны

знать:

- принципы организации АСУ;

- иерархию АСУ;
 - состав задач, решаемых АСУ на каждом уровне;
 - структуру ОАСУ " Энергия";
 - виды обеспечения АСУ;
- уметь:
- уметь выбрать метод оптимизации к конкретной задаче;
 - уметь решить поставленную оптимизационную задачу и проанализировать полученный результат;
 - использовать методы решения задач на определение оптимальных соотношений структур параметров и режимов различных систем.

1.3. Перечень дисциплин, освоение которых необходимо при изучении данной дисциплины

Высшая математика: решение систем алгебраических уравнений, графы, функции комплексного переменного, теория вероятностей и математическая статистика.

Физика: электричество и магнетизм.

Теоретические основы электротехники: законы электрических цепей.

Математические модели и методы в расчетах на ЭВМ: моделирование и вейвлет-анализ случайных процессов, нечеткое моделирование и методы нечеткой логики, нейронные сети.

Основы научных исследований: постановка эксперимента и обработка его результатов, транспортная задача, методы оптимизации.

2. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

2.1. Федеральный компонент

ФТД

ОПД.06 Электроэнергетика: основные виды автоматических устройств и систем управления электроэнергетическими системами; автоматическое управление технологическими процессами на станциях...

СДБ.06 Исследования и эксперимент в системах электроснабжения:
блок включает дисциплины и вопросы оптимизации структур, схем, ...
параметров и режимов систем электроснабжения (по отраслям) ...

2.2. Наименование тем, их содержание и объем в часах.

Принцип построения курса

Курс состоит из лекционной части и практических работ. На практических работах закрепляются знания, полученные на лекциях, при самостоятельной работе с литературой и при прохождении производственной практики.

Лекционный курс (28 час.)

1. Введение. Предмет и задачи курса, связь курса с другими дисциплинами.
2. Особенности управления энергетическим производством. Принципы создания АСУ. Функциональные и интегрированные АСУ;
3. Обеспечение АСУ: математическое, информационное, техническое;
4. Иерархия АСУ. Структура и состав задач, решаемых в ОАСУ «Энергия»;
5. Интегрированные организационно- технологические АСУ ПО (состав задач, принцип построения);
6. АСУ ТП ТЭС, ГЭС: состав решаемых задач, принцип построения;
7. АСУ энергоснабжением завода: состав решаемых задач, принцип построения;
8. Понятие " оптимизация". Структура оптимизационных задач. Задачи оптимизации режимов в ЭЭС. Методы решения оптимизационных задач в энергетике.
9. Оптимизация суточного режима энергосистемы по активной мощности без учета потерь активной мощности в сети;
10. Оптимизация суточного режима энергосистемы по активной мощности с учетом потерь активной мощности в сети; Внутростанционная оптимизация режима;
11. Оптимизация распределения активной мощности между ТЭС и ГЭС;

12. Оптимальное распределение реактивных нагрузок в системе;
13. Комплексное распределение активной и реактивной мощности в системе;
14. Оптимизация надежности;
15. Применение оптимизации и системного подхода при КРМ;
16. Оптимизация качества электрической энергии;

2.3. Практические занятия (14 часов).

Практические занятия

№	Тема занятия	Пример по	Число часов
1	Критерий оптимальности режима ЭЭС, содержащей тепловые станции	1	2
2	Оптимизация распределения активной нагрузки между ТЭС в системе	2	2
3	Методы прямой оптимизации в задачах энергетики	3	2
4	Метод неопределенных множителей Лагранжа в задачах оптимизации	3	4
5	Градиентные методы в задачах оптимизации	4	4

Примеры задач для практических занятий

Пример 1. Получить и графически исследовать критерий наивыгоднейшего распределения нагрузки между тепловыми электростанциями, если известны: схема сети, характеристики относительного прироста топлива на каждой станции и график нагрузки по активной мощности в системе.

Пример 2. Произвести графическое распределение суточного графика активной нагрузки энергосистемы между ТЭС, если известны ХОП каждой станции и график нагрузки энергосистемы.

Пример 3. Рассчитать оптимальные мощности КУ распределительной сети 10 кВ и расставить их в схеме, если известна схема сети, мощности ТП 10/0,4 кВ, нагрузка каждой подстанции, марка и сечение питающей линии 10 кВ, стоимость потерь активной и реактивной мощности в каждом элементе схемы. Расчет произвести классическим методом и методом неопределенных

множителей Лагранжа. Во втором случае ввести ограничение на уровень напряжения на отдельных подстанциях в схеме.

Пример 4. Найти методом наискорейшего спуска минимум исследуемой функции двух переменных.

2.5. Самостоятельная работа студентов.

Содержание самостоятельной работы студентов
очной формы обучения

1. Средства и системы управления энергетическими объектами;
2. Оперативно-диспетчерское управление;
3. Электроприемники промышленных предприятий;
4. Графики нагрузки потребителей;
5. Нагрузки электросистемы;
6. Роль ГЭС в повышении экономичности и надежности энергосистемы;
7. Статистические характеристики станций;
8. Эквивалентные характеристики станций с учетом потерь мощности;
9. Математические модели управления режимами электрических станций и энергосистем;
10. Задачи оптимального распределения нагрузки;
11. Распределение реактивных нагрузок;
12. Комплексная оптимизация режимов электроэнергетической системы;
13. Оценивание состояния электрической сети;
14. Внутростанционная оптимизация режима ГЭС;
15. Долгосрочная оптимизация режимов.

Содержание самостоятельной работы студентов
заочной формы обучения
(2 часа на каждую тему)

1. Системы и управление;
2. Электроэнергетика как система управления;

- 3.АСУ как информационная система;
4. Общие сведения об информации в системе управления;
- 5.Система математического обеспечения;
6. Основы экономической оптимизации режимов работы ТЭС;
- 7.Автоматизация анализа и учета ТЭП электростанций;
- 8.АСУ ГЭС и эффективность их создания;
- 9.Постановка задачи оптимизации режима;
- 10.Учет ограничений в форме равенств;
- 11.Учет ограничений в форме неравенств;
- 12.Оптимальное распределение реактивных нагрузок в системе;
- 13.Оптимизация надежности;
- 14.Применение оптимизации и системного подхода при КРМ;
- 15.Оптимизация качества электрической энергии;
- 16.Средства и системы управления энергетическими объектами;
- 17.Оперативно-диспетчерское управление;
- 18.Электроприемники промышленных предприятий;
- 19.Графики нагрузки потребителей;
- 20.Нагрузки электросистемы;
- 21.Роль ГЭС в повышении экономичности и надежности энергосистемы;
- 22.Статистические характеристики станций;
- 23.Эквивалентные характеристики станций с учетом потерь мощности;
- 24.Математические модели управления режимами электрических станций и энергосистем;
25. Задачи оптимального распределения нагрузки;
26. Распределение реактивных нагрузок;
27. Комплексная оптимизация режимов электроэнергетической системы;
28. Оценивание состояния электрической сети;

2.6. Перечень и темы промежуточных форм контроля знаний

К промежуточным формам контроля знаний относятся:

- блиц-опрос на лекциях по пройденному материалу;
- контрольные работы;
- выполнение индивидуальных домашних заданий с последующей их защитой;
- тестирование.

2.7. Вопросы к экзамену

1. Предмет и задачи курса " АСУ и оптимизация СЭС (ЭЭС)". Понятие оптимизации, структура оптимизационной задачи. Привести пример оптимизационной задачи.
2. Задачи оптимизации режимов в ЭЭС.
3. Оптимизация суточного режима ЭС по активной мощности без учета влияния сети.
4. Наивыгоднейшее распределение нагрузки с учетом потерь активной мощности в сети.
5. Оптимизация распределения активной мощности между ТЭС и ГЭС
6. Метод неопределенных множителей Лагранжа в задачах оптимизации.
7. Сущность и область применения метода прямой оптимизации.
8. Градиентные методы в решении задач оптимизации.
9. Выбор оптимального режима для случая многих ТЭС без учета влияния сети.
- 10.Оптимальное распределение реактивных нагрузок в системе (методом неопределенных множителей Лагранжа)
- 11.Применение оптимизации и системного подхода при КРМ
- 12.Комплексное распределение активной и реактивной мощности.
- 13.Оптимизация качества электрической энергии.
- 14.Оптимизация надежности.
- 15.Особенности управления энергетическим производством.

16. АСУ в энергетике.
17. Структура ОАСУ "Энергия".
18. Информационное обеспечение АСУ.
19. Классификация средств математического обеспечения АСУ.
20. Иерархия АСУ.
21. Структура АСУ (функциональные и интегрированные АСУ).
22. Принципы создания АСУ.
23. Интегрированные организационно-технологические АСУ ПО.
24. Информационное обеспечение АСУ.
25. Иерархический принцип построения АСКУЭ.
26. Структура АСУ.
27. Структура и состав решаемых задач в АСУ энергоснабжением предприятия
28. Структура и состав решаемых задач в АСУ ТП.

3. УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ ПО ДИСЦИПЛИНЕ

3.1. Литература

Основная литература

1. Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем.- М.: Энергоиздат, 1990 г.
2. Самсонов В.С. Автоматизированные системы управления в энергетике.-М.: Высшая школа, 1990 г.-208 стр.
3. Арзамасцев Д.А., Бартоломей П.И., Холян А.М. АСУ и оптимизация режимов энергосистем.-М.: Высшая школа , 1983 г.- 208 стр.
4. Филиппова Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем: Учебник. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005. – 300 с.

Дополнительная литература

1. Д.А. Арзамасцев, П.И. Бартоломей, А.М. Холян. Введение в АСУ энергосистем. Учебное пособие. Свдловск, изд. УПИ им С.М. Кирова, 1978. – 72 с.

2. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике/ Под общей ред. Ю.Н. Руденко и В.А. Семенова. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 648 с.
3. Энергетика XXI века: системы энергетики и управление ими / С.В. Подковальников, С.М. Сендеров, В.А. Стенников и др.; Отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2004. – 364 с.
4. Жежеленко И.В., Савина Н.В., Саенко Ю.Л. Повышение эффективности и качества электроснабжения промышленных предприятий. Методические рекомендации. – Киев: Общество «Знание», 1990. – 24 с.

3.2. Наглядные пособия

1. Лазерные пленки к проектоскопу;
2. Слайды на медиапроектор.

4. УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКАЯ КАРТА ДИСЦИПЛИНЫ

Таблица 1.

Учебно-методическая карта дисциплины

№ недели	№ темы	Наименование вопросов изучаемых на лекции	Занятия (номера)		Используемые наглядные и методические пособия	Самостоятельная работа студентов		Формы контроля
			Практич. (семин.)			Содержание	Час	
1	2	3	4	5	6	7	8	
1	1,2	Содержание вопросов изучаемых на лекции приведены в подразделе 2.2.		Лазерная пленка «Структура диспетчерского управления»	Средства и системы управления энергетическими объектами; Оперативно-диспетчерское управление;	2	Блиц-опрос на лекции.	
2	3		Критерий оптимальности режима ЭЭС, содержащей тепловые станции	Лазерные пленки для проектоскопа: «Схема обработки информации при управлении ЭЭС», «Группы информационных потоков», «Виды неопределенности информации о режимных параметрах»	Электроприемники промышленных предприятий; Графики нагрузки потребителей; Нагрузки электросистемы;	6	Блиц-опрос на лекции	

1	2	3	4	5	6	7	8
3	4				Роль ГЭС в повышении экономичности и надежности энергосистемы;	2	Блиц-опрос на лекции
4	5		Оптимизация распределения активной нагрузки между ТЭС в системе	Слайд «Иерархия АСУ»	Статистические характеристики станций; Эквивалентные характеристики станций с учетом потерь мощности;	4	Блиц-опрос на лекциях.
5	6				Математические модели управления режимами электрических станций и энергосистем;	2	Блиц-опрос на лекции
6	7		Методы прямой оптимизации в задачах энергетики		Задачи оптимального распределения нагрузки;	2	Блиц-опрос на лекциях
7	8				Распределение реактивных нагрузок;	2	Блиц-опрос на лекциях
8	9		Метод неопределенных множителей Лагранжа в задачах оптимизации	Слайд «Структура оптимизационных задач»	Оценивание состояния электрической сети;	2	Блиц-опрос на лекциях

1	2	3	4	5	6	7	8
9	10				Комплексная оптимизация режимов электроэнергетической системы;	2	Блиц-опрос на лекциях
10	11		Метод неопределенных множителей Лагранжа в задачах оптимизации		Внутростанционная оптимизация режима ГЭС;	2	Блиц-опрос на лекциях
11	12				Долгосрочная оптимизация режимов.	2	Блиц-опрос на лекциях
12	13		Градиентные методы в задачах оптимизации				
13	14						
14	15,16		Градиентные методы в задачах оптимизации				

2. График самостоятельной работы студентов по дисциплине на каждый семестр с указанием ее содержания, объема в часах, сроков и форм контроля.

Таблица 2

№	Содержание	Объем в часах	Формы контроля	Сроки (понеделные)
1	Средства и системы управления энергетическими объектами;	2	Блиц-опрос на лекции	1
2	Оперативно-диспетчерское управление;	2	Блиц-опрос на лекции	2
3	Электроприемники промышленных предприятий;	2	Блиц-опрос на лекции	3
4	Графики нагрузки потребителей;	2	Блиц-опрос на лекции	4
5	Нагрузки электросистемы;	2	Блиц-опрос на лекции	5
6	Роль ГЭС в повышении экономичности и надежности энергосистемы;	2	Блиц-опрос на лекции	7
7	Статистические характеристики станций;	2	Блиц-опрос лекции	8
8	Эквивалентные характеристики станций с учетом потерь мощности;	2	Блиц-опрос лекции	8
9	Математические модели управления режимами электрических станций и энергосистем;	2	Блиц-опрос лекции	9
10	Задачи оптимального распределения нагрузки;	2	Блиц-опрос лекции	10
11	Распределение реактивных нагрузок;	2	Блиц-опрос лекции	10
12	Комплексная оптимизация режимов	2	Блиц-опрос лекции	11
13	Оценивание состояния электрической сети;	2	Блиц-опрос лекции	12
14	Внутристанционная оптимизация режима ГЭС;	2	Блиц-опрос лекции	13
15	Долгосрочная оптимизация режимов.	2	Блиц-опрос лекции	14

3. Методические указания и рекомендации по проведению семинарских и практических занятий, самостоятельной работы студентов

Практические занятия проводятся для того, чтобы студент получил навыки в инженерном применении методов оптимизации систем электроснабжения, электроэнергетических систем при автоматизированном управлении ими, а также для закрепления теоретического материала, изученного на лекциях.

Согласно учебному плану, предусмотрено семь практических занятий (табл. 3).

Таблица 3

Перечень практических занятий

Практические занятия

№	Тема занятия	Пример по	Число часов
1	Критерий оптимальности режима ЭЭС, содержащей тепловые станции	1	2
2	Оптимизация распределения активной нагрузки между ТЭС	2	2
3	Методы прямой оптимизации в задачах энергетики	3	2
4	Метод неопределенных множителей Лагранжа в задачах оптимизации	3	4
5	Градиентные методы в задачах оптимизации	4	4

Практические занятия рекомендуется проводить согласно следующему плану:

1. цель занятия;
2. краткие теоретические сведения;
3. блиц-опрос студентов;
4. решение задач;
5. анализ качества выполнения домашних задач и разбор типовых ошибок;
6. выводы и обобщение результатов.
7. домашнее задание.

Практическое занятие №1

«Критерий оптимальности режима ЭЭС, содержащей тепловые станции»

Расходная характеристика $B_1 = f(P_1)$ представляет собой зависимость часового расхода условного топлива B от генерируемой активной мощности P , изменяющейся в диапазоне $[P_{\min}, P_{\max}]$. Начальный расход B_0 используется на генерацию минимально возможной P_{\min} . По расходной характеристике методом численного дифференцирования можно приблизительно получить характеристику относительных приростов (ХОП) $b = \varphi(P_1)$, где

$$b = \frac{dB}{dP} = \frac{\Delta B}{\Delta P} = \frac{B^{(2)} - B^{(1)}}{P^{(2)} - P^{(1)}}.$$

Обратный переход осуществляется методом численного интегрирования.

Если две станции работают на общую нагрузку P_H (рис. 1), то в каждый момент времени должно выполняться условие баланса мощности:

$$P_H = P_1 + P_2.$$

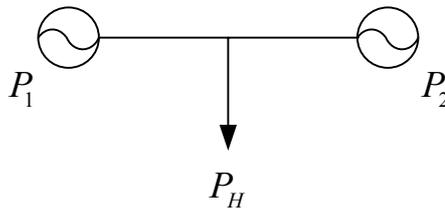


Рис.1. Работа станций на общую нагрузку

Суммарный расход топлива:

$$B_{\Sigma} = B_1 + B_2.$$

Если произвольным образом загрузить первую станцию до значения $P_1^{(0)}$, то мощность второй станции составит $P_2^{(0)} = P_H - P_1^{(0)}$.

Для оценки экономичности такого распределения разгрузим первую станцию до значения $P_1^{(1)}$ до $P_1^{(1)} = P_1^{(0)} - \Delta P$. Тогда вторую станцию нужно загрузить на величину $P_2^{(1)} = P_2^{(0)} + \Delta P$.

Такая операция приведет к уменьшению расхода первой станции на ΔB_1 и увеличению расхода второй станции ΔB_2 .

Пусть

$$\Delta\Delta B_1^{(1)} = B_2^{(1)} - B_1^{(1)} > 0.$$

При загрузке первой станции на ΔP и разгрузке второй на столько же, получим:

$$\Delta\Delta B_2^{(2)} = B_2^{(1)} - B_1^{(2)} < 0.$$

Наиболее экономичным режимом является случай, когда

$$\Delta B_2 = \Delta B_1.$$

Из условия баланса мощностей можно получить, что

$$\frac{\Delta B_1}{\Delta P_1} = \frac{\Delta B_2}{\Delta P_2},$$

или в пределе

$$b_1 = b_2.$$

Таким образом, критерием экономичности распределения активной нагрузки энергосистем является равенство относительных приростов станций.

Задание. По исходным характеристикам $b_1(P_1)$ и $b_2(P_2)$ (табл. 4) построить зависимость $B_1(P_1)$ и $B_2(P_2)$. Величину интервалов, на которые разбивается диапазон мощностей $[P_{\min}, P_{\max}]$, принять равной 10 МВт. Построить зависимость $B_{\Sigma}(P_1)$. Определить на графике минимальное значение B_{Σ} и соответствующую мощность P_1 . Вычислить P_2 и получить значение b_1 и b_2 на ХОП. Убедиться в их равенстве.

При расчете используется следующая информация:

1. количество точек на ХОП;
2. начальный расход B_0 ;
3. координаты точек на ХОП - (b_i, P_i) ;
4. нагрузка энергосистемы P_H .

Таблица 4

Исходные данные

P_H	ХОП №1				ХОП №2			
	K_T	B_0	b	P	K_T	B_0	b	P
200	5	25	0,3	80	5	22	0,31	90
			0,31	100			0,32	140
			0,33	110			0,34	170
			0,36	130			0,36	180
			0,38	150			0,32	200

Практическое занятие №2

«Оптимизация распределения активной нагрузки между ТЭС»

Для концентрированной энергосистемы, в которой содержатся только тепловые электростанции, баланс активных мощностей в сети

$$w = \sum_{i=1}^m P_i - P_H,$$

где P_i - активная мощность, генерируемой i -й станцией; P_H - нагрузка энергосистемы; m - количество станций в сети.

Суммарный расход топлива по всей энергосистеме составляет

$$B = \sum_{i=1}^m B_i(P_i),$$

где B_i = расход топлива на генерацию мощности P_i на i -й станции.

Для получения минимального расхода топлива B с учетом соблюдения баланса мощности использует метод неопределенных множителей Лагранжа с функцией

$$L = B + \lambda W.$$

Минимум L определяется из равенства

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = 0.$$

Тогда

$$-\mu = \frac{\partial B}{\partial P_1} = \frac{\partial B}{\partial P_2} = \dots = \frac{\partial B}{\partial P_m},$$

где $\frac{\partial B}{\partial P_i} = b_i$ - относительный прирост расхода топлива на i -й станции ТЭС.

Тогда критерием оптимальности является равенство приростов всех станций:

$$b_1 = b_2 = \dots = b_m.$$

Решение задачи получения минимального расхода топлива осуществляется по следующей схеме:

1. по заданным ХОП станций $b_i = f(P_i)$ произвести их суммирование и получить эквивалентную характеристику $b_c = f(P_c)$;
2. для рассматриваемой нагрузки энергосистемы на эквивалентной характеристике определить b_c по значению P_c ;
3. на ХОП каждой станции отыскиваются мощности P_1, P_2, \dots, P_m , соответствующие значению b_c .

Практическое занятие №3

«Методы прямой оптимизации в задачах энергетики»

Если задача решается без учета ограничений, а целевая функция дифференцируема, то можно применять метод прямого дифференцирования.

В точке экстремума целевой функции $F = F(x_1, x_2, \dots, x_n)$ первые производные равны нулю

$$\frac{\partial F(x)}{\partial x_1} = \frac{\partial F(x)}{\partial x_2} = \dots = \frac{\partial F(x)}{\partial x_n} = 0.$$

Решение системы n уравнений с n неизвестными и является решением задачи.

Метод не дает однозначного решения – при получении результата неизвестно, что определено – минимум или максимум. Необходимо проводить дополнительные исследования, заключающиеся в получении и анализе вторых производных

$$\frac{\partial^2 F(x)}{\partial x_1^2}, \frac{\partial^2 F(x)}{\partial x_2^2}, \dots, \frac{\partial^2 F(x)}{\partial x_n^2}.$$

Если значения вторых производных положительны, то в данной точке достигается минимум целевой функции, и наоборот.

В практике возможны случаи:

- оптимальное значение находится в области допустимых решений, причем существует только одно положение экстремума. Оптимум находится однозначно;
- экстремальное значение находится за пределами области допустимых решений. Оптимум следует искать на границах области допустимых решений;
- в области допустимых решений имеется локальный экстремум. Необходимо сопоставить значение целевой функции в точке экстремума и на границе области допустимых решений;
- имеется несколько экстремальных значений. Необходимо проводить анализ для каждой точки и на границе области допустимых решений.

Задача. Для схемы, приведенной на рис. 2, выбрать оптимальную мощность конденсаторных батарей (КБ), обеспечивающую минимум годовых приведенных затрат. Принять стоимость компенсации 1 кВАР на стороне НН ТП K_0 , равной 11 руб/кВАР, суммарные ежегодные отчисления для КБ $E = 0.22$, стоимость 1 кВт потерь принять $C_0 = 70$ руб/кВт·год.

Потери учитывать в линиях, трансформаторах и конденсаторах, удельные потери в конденсаторах $\Delta P_{y\partial} = 0.0045$ кВт/кВАР.

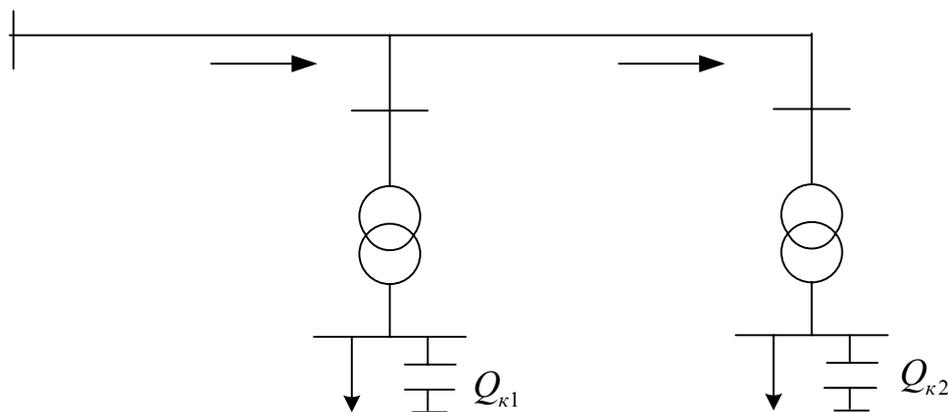


Рис. 2. Схема участка распределительной сети

Практическое занятие №4

«Метод неопределенных множителей Лагранжа в задачах оптимизации»

Задача состоит в отыскании вектора переменных управления X , обеспечивающего достижение экстремума целевой функции $F(x)$ и удовлетворяющего ограничениям:

$$q_1 = (x_1, x_2, \dots, x_n) = 0;$$

$$q_2 = (x_1, x_2, \dots, x_n) = 0;$$

.....

$$q_m = (x_1, x_2, \dots, x_n) = 0,$$

причем ограничения представляются в виде равенств.

Функция Лагранжа имеет вид

$$L = F(x) - \sum_{i=1}^m \lambda_i q_i(x),$$

где λ_i - неопределенные множители Лагранжа.

Для нахождения экстремума необходимо определить первые производные функции Лагранжа по x и λ , и приравнять их к нулю:

$$\frac{\partial F}{\partial x_i} = 0; \frac{\partial F}{\partial \lambda_i} = 0.$$

Получается $n + m$ уравнений с $n + m$ неизвестными. Решение системы позволяет найти интересующий нас вектор.

Задача 1. По условиям задачи из предыдущей темы выбрать оптимальную мощность КБ с учетом ограничений по режиму напряжений. В удаленной точке сети 0,4 кВ первой ТП отклонение напряжения до оптимизации равно 8,52%. Согласно требованиям ГОСТ необходимо довести его значения хотя бы до 5%.

Задача 2. Согласно схеме (рис. 3) найти оптимальное распределение нагрузки энергосистемы с учетом потерь в сети. Напряжение балансирующего узла $U_0 = 220$ кВ, количество узлов $K_{уз} = 2$, количество ветвей $K_g = 2$, количество станций $K_{ст} = 2$, $P_H = 230$. ХОП1 - $K_T = 2$, $b_1 = 0.1$, $b_2 = 0.2$, $B_0 = 0$, $P_1 = 100$, $P_2 = 200$. ХОП2 - $K_T = 2$, $b_1 = 0.11$, $b_2 = 0.22$, $B_0 = 0$, $P_1 = 100$, $P_2 = 200$.

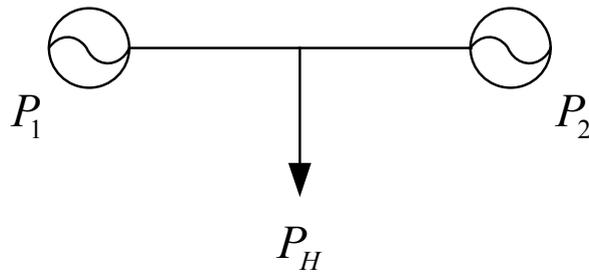


Рис. 3. Схема участка энергосистемы

Практическое занятие №5

«Градиентные методы в задачах оптимизации»

Простой спуск по антиградиенту

Градиентом целевой функции ψ в n -мерном пространстве переменных управления x_1, x_2, \dots, x_n называется вектор, координаты которого равны частным производным по каждой переменной:

$$\text{grad}\psi = \nabla \psi = \begin{pmatrix} \frac{\partial \psi}{\partial x_1} \\ \frac{\partial \psi}{\partial x_2} \\ \dots \\ \frac{\partial \psi}{\partial x_n} \end{pmatrix}.$$

Каждая координата градиента характеризует интенсивность изменения целевой функции по каждой из n переменных. Таким образом, градиент – вектор, по которому целевая функция возрастает наиболее интенсивно в сравнении с другими направлениями. Длина вектора-градиента выражает интенсивность возрастания целевой функции.

Антиградиент – вектор, равный по длине, но противоположный по направлению градиенту.

Алгоритм решения задачи

1. Выбирается в качестве начальной произвольная точка в пространстве состояний.

2. Каким-либо способом определяется градиент целевой функции в данной точке.
3. Выбирается шаг движения по антиградиенту длиной λ .
4. Выбирается шаг движения в направлении антиградиента по каждой координате $x_i - \lambda \frac{\partial \psi}{\partial x_i} = x_{i+1}$.
5. Повторяется выполнение алгоритма по пунктам 2-4 до тех пор, пока длина шага не станет равной нулю.

Спуск по антиградиенту с оптимизацией шага

В этом случае оптимизация шага λ может быть осуществлена путем решения системы уравнений вида

$$\left| \frac{\partial \psi}{\partial x_i} \right| = 0.$$

Для решения уравнений такого вида следует разложить исследуемую функцию в ряд Тейлора и решить систему уравнений относительно λ .

При решении с помощью ряда Тейлора можно ограничиться первыми членами ряда. Выражение для определения оптимального шага

$$\lambda = \frac{\left(\frac{\partial \psi}{\partial x_1} \right)^2 + \left(\frac{\partial \psi}{\partial x_2} \right)^2}{\frac{\partial^2 \psi}{\partial x_1^2} \left(\frac{\partial \psi}{\partial x_1} \right)^2 + 2 \frac{\partial^2 \psi}{\partial x_1 \partial x_2} \frac{\partial \psi}{\partial x_1} \frac{\partial \psi}{\partial x_2} + \frac{\partial^2 \psi}{\partial x_2^2} \left(\frac{\partial \psi}{\partial x_2} \right)^2}.$$

Задача. Для схемы, приведенной на рис. 4, определить мощность конденсаторных батарей Q_2 и Q_3 , минимизирующих потери мощности в сети.

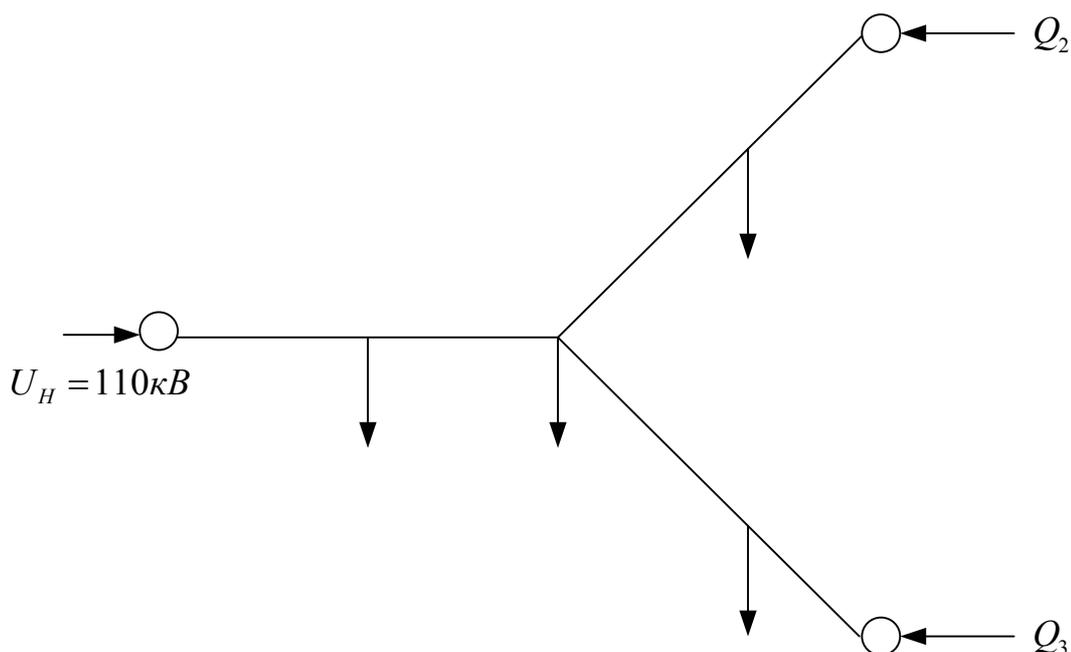


Рис. 4. Схема распределительной сети 110 кВ

Вопросы для самостоятельной работы студентов

1. Средства и системы управления энергетическими объектами;
2. Оперативно-диспетчерское управление;
3. Электроприемники промышленных предприятий;
4. Графики нагрузки потребителей;
5. Нагрузки электросистемы;
6. Роль ГЭС в повышении экономичности и надежности энергосистемы;
7. Статистические характеристики станций;
8. Эквивалентные характеристики станций с учетом потерь мощности;
9. Математические модели управления режимами электрических станций и энергосистем;
10. Задачи оптимального распределения нагрузки;
11. Распределение реактивных нагрузок;
12. Комплексная оптимизация режимов электроэнергетической системы;
13. Оценивание состояния электрической сети;
14. Внутростанционная оптимизация режима ГЭС;
15. Долгосрочная оптимизация режимов.

Учебно-методическая литература по проведению практических занятий

1. Мясоедов Ю.В. Основы САПР в электроэнергетике. Прикладное применение. Учебно-методическое пособие для выполнения практических и лабораторных работ, а также контрольных заданий по курсу «САПР в электроэнергетике». Амурский гос. ун-т.- Благовещенск, 1998.
2. Чемборисова Н.Ш. АСДУ и оптимизация режимов: Лабораторный практикум. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2002.

4. Краткий конспект лекций

Автоматизированные системы управления (АСУ)

АСУ – это компьютерная система управления. Управляющие машины, микропроцессоры, вычислительные системы широко применяются в энергетике. На объектах, на отдельных агрегатах, для выполнения отдельных функций стоят компьютерные системы управления.

Традиционно различают два вида АСУ, в которых решается различный комплекс задач:

1. АСУП (автоматизированная система управления производством) – задачи производственного содержания;
2. АСУ ТП (автоматизированные системы управления технологическим процессом) – задачи управления технологическим процессом станций, подстанций, блоков ТЭС, агрегатов, систем, машин, механизмов.

АСУ имеет составные части:

- Научное обеспечение;
- Информационное обеспечение;
- Математическое обеспечение;
- Техническое обеспечение;
- Кадровое обеспечение;

- Организационное обеспечение.

Научное обеспечение имеет два комплекса математических моделей – для управляемой системы и процессов управления. Комплекс моделей управляемой системы предназначен для описания технической и экономической деятельности системы, который включает математическое описание элементов управляемой системы и их связей.

Информационное обеспечение АСУ – это состав информации, которая необходима для управления, ее сбор и обработка.

Математическое обеспечение АСУ – комплекс алгоритмов решения задач управления и соответствующих программных расчетов на ЭВМ. Сама вычислительная система имеет внутреннее математическое обеспечение, которое осуществляет сбор и обработку информации, мультипрограммный режим работы системы, упорядоченное решение различных задач в соответствии с их приоритетом, параллельную обработку информации, формирование отчетных документов и прочее.

Внешнее математическое обеспечение включает программы расчета различных задач управления (режима сетей, оптимальных балансов мощности и т.д.).

Техническое обеспечение – информационно-вычислительный комплекс совместно с периферийным оборудованием телемеханики и связи.

Кадровое обеспечение – штат руководящего и обслуживающего персонала, а также постоянно действующая система мероприятий по повышению его квалификации.

Организационное обеспечение – правила формирования организационной структуры АСУ, положения о правах, обязанностей и задачах отдельных организационных подразделений АСУ, правила и нормы взаимодействия людей и ЭВМ.

Иерархия АСУ. Структура и состав задач.

Схема управления ЭЭС организована по иерархическим принципам – во времени, в пространстве и ситуативная.

Иерархия во времени позволяет отдельно рассматривать задачи планирования режимов для различных периодов времени. Цели планирования режимов, исходная информация, состав задач зависят от периода планирования, что позволяет декомпозировать задачу управления во времени на несколько частей. В условиях эксплуатации, иерархия во времени имеет три взаимосвязанных временных уровня решения задач управления режимами:

- Первый уровень. Составление долгосрочных планов режима системы с периодом упреждения до года или нескольких лет. Планируются режимы, необходимые для нужд всех видов деятельности при функционировании ЭЭС (технической, финансовой, хозяйственной), а также данный этап важен для взаимоотношений в современных рыночных условиях.

- Второй уровень. Составление краткосрочных планов с заблаговременностью до месяца. Режимы планируются на каждые сутки месяца и на этом этапе определяются и корректируются все детали, описывающие режим, в условиях случайного воздействия на систему.

- Третий уровень. Управление режимами происходит в реальном времени функционирования энергосистемы. На данном уровне используются средства и системы ОДУ и автоматического управления режимами, с помощью которых корректируется запланированный режим на основе реальной информации с учетом требований к энергоснабжению.

Иерархия в пространстве имеет четыре уровня управления. Это вид иерархии позволяет управлять территориально распределенными объектами энергетики как единым целым.

Первый уровень управления – наивысший уровень принятия решений по управлению режимами системы страны. Это органы управления единой энергосистемой России. На уровне ЭЭС создан оптовый рынок электроэнергии и решаются отношения купли-продажи при взаимодействии региональных энергосистем, отдельных энергетических предприятий и отдельных крупных потребителей. Определяется продажа и покупка мощности и энергии между всеми субъектами рынка.

Второй уровень управления – органы управления объединенными энергосистемами регионов страны (ОЭС России). На этом уровне решаются вопросы взаимодействия районных энергосистем соответствующего региона. Все решения по управлению режимами, принятые на уровне ЕЭС, обязательны для выполнения в ОЭС.

Третий уровень – управление режимами районной энергосистемы или отдельными предприятиями определенной административно-территориальной единицы. Здесь функционирует региональный рынок электроэнергии. На нем формируются отношения купли-продажи между энергоснабжающими организациями и потребителями. Определяются режимы станций системы, режим электрических сетей и все мероприятия по выполнению требований к энергоснабжению потребителей. Решения, принятые на уровне ОЭС, обязательны для районной энергосистемы АО Энерго и отдельных предприятий.

Четвертый уровень – электростанции, предприятия электрических и тепловых сетей, обеспечивающие энергоснабжение на уровне АО Энерго. На этом уровне определяется режим агрегатов с учетом тех заданий, которые установлены на уровне района энергоснабжения.

Для любого нижнего уровня нагрузка станций, перетоки по ЛЭП и другие параметры определяются с учетом условий, формируемых на более высоком уровне.

Ситуативная иерархия устанавливает приоритеты решения режимных задач в зависимости от состояния системы.

Наивысший приоритет имеют задачи, которые необходимо решать в аварийных ситуациях. За ними следуют задачи, возникающие в утяжеленных условиях и те, которые соответствуют нормальным условиям. Данная последовательность определяется требованиями надежности.

Иерархичность задач управления режимами позволяет иметь эффективную систему управления режимами.

Упрощенная модель энергетическим объектом показана на рис. 5. На входе имеются параметры X , на выходе - Y . Регулирование состояния объекта по принципу обратной связи обеспечивается воздействием на X в зависимости от Y . Это осуществляется функцией связи Z .

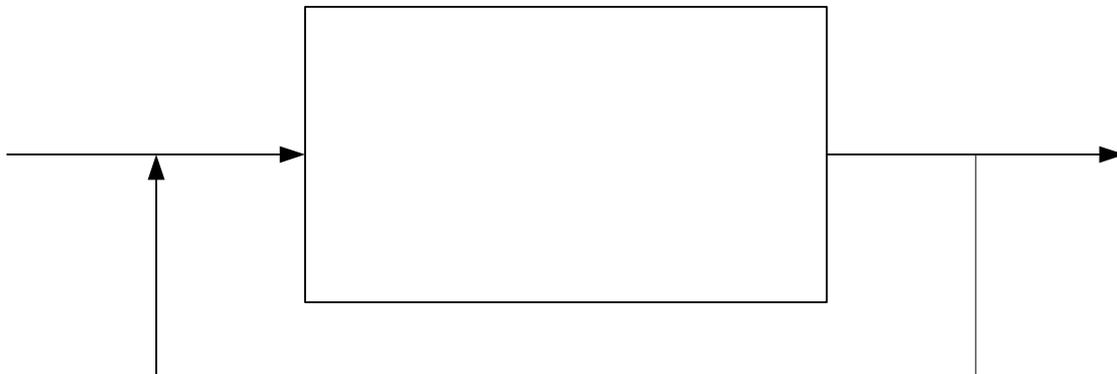


Рис. 5. Схема управления режимами

Средства и системы управления энергетическими объектам

Система управления энергетическим производством является совокупностью организационных систем управления, диспетчерского управления и средств автоматического управления.

Для повышения эффективности управления энергообъектами необходимо создание единой централизованной системы мониторинг энергетического хозяйства России на основе современных информационных технологий путем интеграции существующих, разрабатываемых и планируемых мониторинговых систем в энергетическом секторе экономики.

Энергетический мониторинг (ЭМ) – это систематическое наблюдение, диагностика, анализ, оценка и прогноз состояния и взаимосвязей энергетического хозяйства регионов России, происходящих в нем процессов на базе система сбора, систематизации, хранения, обработки и выдачи соответствующих данных и документов.

В систему ЭМ включены следующие специализированные подсистемы ЭМ:

- энергопотребление и энергоснабжение;
- природные энергоресурсы;
- экологическая безопасность энергетических объектов;
- производственные мощности в отраслях ТЭК;
- производство, поставки и баланс энергоресурсов;
- экономические характеристики и процессы в ТЭК;
- технический прогресс в отраслях ТЭК;
- состояние и режимы работы элементов систем энергетики;
- техническая безопасность энергетических объектов;
- хозяйственно-экономическое и технологическое управление в энергетике;
- энергетическая безопасность.

Критерии и задачи, решаемые в АСУ

Все задачи управления, обеспечивающие формирование управляющих решений, могут быть разделены на оптимизационные и оценочные. Решение первых достигается при удовлетворении какого-либо критерия оптимизации. При решении вторых удовлетворяются соответствующие уравнения состояния объекта.

Говоря о критерии управления, имеется в виду задачи оптимизации.

Основной задачей управления ЭЭС является надежное снабжение электрической и тепловой энергией требуемого качества при минимальных затратах на ее производство, преобразование, передачу и распределение. Отсюда, в качестве основного критерия при выработке управляющих решений на всех уровнях иерархии управления ЭЭС используется минимум затрат в течение рассматриваемого периода времени.

При решении различных оптимизационных задач управления могут быть использованы и другие частные критерии, например, минимум отдельных составляющих эксплуатационных затрат в течение рассматриваемого периода

времени – минимум расхода условного топлива при оптимизации стационарных режимов, минимум затрат на профилактическое обслуживание и т.д.

Таким образом, в различных задачах оптимизации используются разные критерии оптимизации.

Во внутростанционных задачах оптимизации режимов используются обычно технические критерии: минимум расхода энергоресурса (топлива или воды), максимум КПД, минимум потерь энергии, т.е.

$$B_{ст} \rightarrow \min,$$

$$\eta_{ст} \rightarrow \max.$$

При оптимизации режима электрической сети критерием могут быть потери электроэнергии

$$\Delta \mathcal{E}_{сети} \rightarrow \min$$

или их стоимость

$$I_{потерь} \rightarrow \min$$

При оптимизации режима ЭЭС необходимо учитывать полные издержки и оптимальным будет режим, при котором

$$I_{системы} \rightarrow \min ,$$

причем

$$I_{системы} = \sum I_{предприятий}$$

В условиях рыночных отношений режимные задачи имеют значение для коммерческих отношений и в таких случаях должен использоваться критерий оптимальной прибыли, причем оптимальным будет режим, при котором прибыль для предприятия

$$П = П_{\max} .$$

Выбор критерия имеет важное значение для разработки математической модели оптимизации.

Решение различных оптимизационных задач управления при использовании соответствующих критериев оптимизации осуществляется в

рамках ограничений. Большая часть этих ограничений формируется в процессе управления и обеспечивает возможность декомпозиции общей задачи управления на наиболее частные задачи, решаемые в АСУ. К таким ограничениям можно отнести ограничения пропускной способности ЛЭП, по величине резервов мощности в отдельных районах систем, по уровням напряжения в узлах генерации и нагрузки и т.д.

Часть ограничений представляют собой требования, определяемые, во-первых, основной задачей управления ЭЭС – обеспечить надежное снабжение потребителей электроэнергией и теплотой необходимого качества, во-вторых, связями ЭЭС с другими отраслями.

Ограничения, формируемые в процессе управления, рассматриваются при характеристике методов и алгоритмов решения различных задач управления. Вопросы о требованиях, которые должны удовлетворяться при управлении ЭЭС, являются концептуальными.

Отметим основные задачи управления ЭЭС, решаемые в рамках АСУ ТП:

- сбор и обработка информации;
- управление режимами;
- определение технических и экономических показателей работы станций, предприятий электрических сетей, межсистемных связей и системы в целом, включая контроль текущего режима и сигнализацию отклонений контролируемых параметров от установленных пределов;
- расчеты и анализ режимов систем (расчеты установившихся режимов, токов коротких замыканий, статической и динамической устойчивости и пр.), оценка ситуаций в возможных послеаварийных режимах;
- прогнозирование нагрузок отдельных узлов и системы в целом, а также межсистемных перетоков мощности;
- планирование оптимальных режимов систем, включая решение следующих задач:

- экономически оптимальное распределение активной нагрузки системы между станциями и на станции – между агрегатами при данном составе работающего оборудования;
- оптимальное распределение реактивных нагрузок, выбор нагрузок источников реактивной мощности с учетом допустимых напряжений;
- выбор оптимального состава работающего оборудования;
- выбор оптимальных сроков профилактических и текущих ремонтов и ревизий оборудования.

В АСУ ТП ТЭС имеются задачи оптимизации режима энергоблока, управления режимом напряжения и реактивной мощности, формирование теплового баланса станции, расчета КПД, расчета технико-экономических показателей, расчета движения топлива.

В АСУ ТП ГЭС ведется оптимизация режима использования водных ресурсов водохранилища, определение оптимального состава и режима агрегатов, регулирование напряжения, расчет технико-экономических показателей;

В АСУ ТП подстанций решаются задачи управления трансформаторами, коммутациями, учета отпуска электроэнергии.

Автоматизированные системы управления энергоснабжением промышленных предприятий

При рассмотрении любой энергетической системы как объекта управления рассматривается:

1. Состояние и масштабы развития данного производства;
2. Особенности производства, влияющие на его управляемость (выявляются управляющие параметры, средства и системы автоматического и диспетчерского управления)

Например, для системы электроснабжения необходимо иметь полные данные о схеме электроснабжения предприятия, цехов, схемы отдельных подстанций, распределительных пунктов, параметры электроприемников.

Оперативное управление осуществляется диспетчерской службой, которая является организационно-технической системой. Состав оперативных задач разнообразен: рациональное использование энергоресурсов и электроэнергии, включение в работу необходимого количества агрегатов и управление их режимами, производство необходимых переключений и пр.

Широко используются и средства автоматического управления: РПН (устройства регулирования силовых трансформаторов под нагрузкой), АВР (устройство автоматического включения резерва), АПВ (автоматического повторного включения), АЧР и АРТ (автоматической разгрузки по частоте и току) и пр.

Построение информационной модели объекта управления выполняется в пять этапов:

1. Определяются звенья системы и устанавливаются их входы и выходы;
2. Устанавливаются информационные потоки между элементами системы;
3. В каждом звене определяется перечень решаемых задач и выявляется информация, необходимая для их решения;
4. Задачи делятся на подсистемы и классифицируются по определенным признакам;
5. Классифицируется и кодируется вся информация для организации ее на ЭВМ.

Например, пусть звеном системы является заводская ТЭЦ. Ее звеньями являются цеха, оргструктура (1 этап). Между звеньями существует обмен информацией (2 этап), которая появляется вследствие решения определенных задач в каждом звене (3 этап). Задачи можно разбить на группы: информационные, оперативные, расчетные и т.д. (4 этап). Вся информация, которая требуется при решении этих задач, классифицируется по различным признакам – по периодичности, по виду (оперативная, плановая, нормативно-справочная, отчетная) и т.д. (5 этап).

Информационная модель строится по данным этих этапов и позволяет в целом увидеть объект и разработать информационное обеспечение АСУ.

Все этапы разработки АСУ, перечисленные выше, осуществляются на основе специального обследования конкретного производства. Разработаны методические и научные принципы как самого обследования, так и выполнения работы по созданию АСУ.

Научные основы автоматизированного решения задач в АСУ СЭС промпредприятий

Все задачи, решаемые в АСУ, их воздействие на объект управления должны быть представлены в виде математической модели (ММ), которые должны быть адекватны реальному объекту и удобны для выработки на них решений. На основе ММ разрабатывается алгоритм расчета задачи, и затем программа расчета.

ММ технологического процесса может быть представлена в виде уравнений пяти видов.

I. Целевая функция (уравнение цели). Она дает связь между критерием (показателем) Π , по которому оцениваются решения, и переменными величинами X , определяющими это решение. При оптимизации находится экстремум функции $\Pi(X)$

$$\Pi(X) = \min(\max).$$

II. Уравнения связи (функции связи), которые описывают технологический процесс и дают зависимости между регулируемыми параметрами X , критерием выбора решения Π и всеми другими параметрами данной задачи Y .

$$\Pi(X, Y)$$

III. Уравнения ограничений для всех параметров, которые задаются в виде неравенств или равенств:

$$X_{\min} \leq X \leq X_{\max},$$

$$Y_{\min} \leq Y \leq Y_{\max},$$

$$W(X, Y) = 0$$

IV. Уравнение оптимального управления (уравнение оптимизации).

Оно составляется на основе определенного математического аппарата и дает возможность определить такие значения параметров $X = X_0$, при которых цель C достигает минимума.

В АСУ решается множество задач построения статистических характеристик по тем данным, которые накапливаются в эксплуатации. Примером могут быть характеристики расходов электроэнергии \mathcal{E} или других видов ресурсов на выпуск продукции Π (рис. 6).

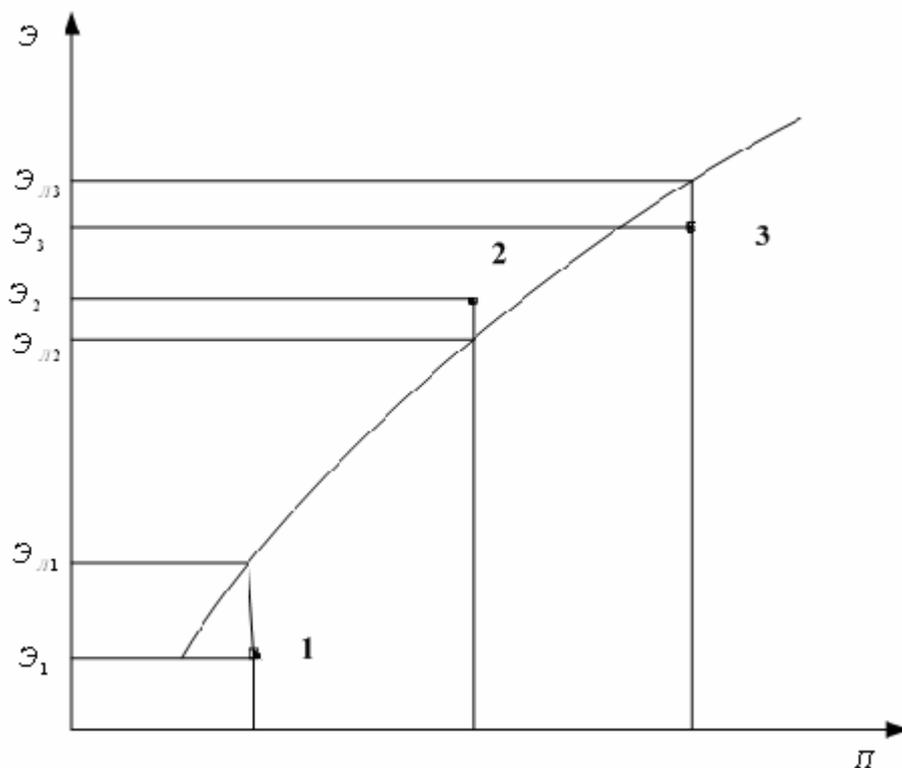


Рис. 6. Характеристика расхода электроэнергии \mathcal{E} на выпуск продукции Π

Пусть накоплены данные, которые образуют поле точек – требуется подобрать аппроксимирующую функцию (составить аналитическое выражение) для характеристики $\mathcal{E}(\Pi)$. Точки 1, 2, 3 (рис. 6) получены по данным наблюдений. От аппроксимирующей функции они отличаются на величины $\Delta\mathcal{E}_1$, $\Delta\mathcal{E}_2$, $\Delta\mathcal{E}_3$. Поскольку $\Delta\mathcal{E}_i$ могут быть и положительными и

отрицательными, то используется квадратичная форма, и задача заключается в том, чтобы найти такую функцию, при которой сумма квадратов величин $\Delta\mathcal{E}_i$ наименьшая, т.е.

$$\sum_i (\mathcal{E}_i - \mathcal{E}_{\text{ли}})^2 = \sum_i \Delta\mathcal{E}_i^2 = \min.$$

Форма функциональной зависимости

$$\Pi = \tilde{a} + \tilde{b}\mathcal{E}_i + \tilde{c}\mathcal{E}_i^2,$$

где \tilde{a} , \tilde{b} , \tilde{c} - неизвестные коэффициенты.

Тогда

$$\sum_i \Delta\mathcal{E}_i^2 = (\tilde{a} + \tilde{b}\mathcal{E}_i + \tilde{c}\mathcal{E}_i^2 - \mathcal{E}_i)^2 \rightarrow \min.$$

Решая систему таких уравнений для всех точек i с использованием метода наименьших квадратов, можно найти аппроксимирующую функцию, дающую минимальные отклонения от фактических ее точек. Функция будет иметь вид

$$\Pi = a + b\mathcal{E}_i + c\mathcal{E}_i^2,$$

где a , b , c - известные множители.

Большая необходимость имеется в решении различных задач прогнозирования. В их числе потребность энергоресурсов, графики нагрузок, надежность оборудования. Рассмотрим задачу прогнозирования потребления электроэнергии. Случайный характер электропотребления определяется геофизическими процессами (температурой воздуха, солнечной активностью и пр.), действиями трудовых коллективов (изменением производительности труда, нарушением ритмичности снабжения материалами и сырьем), состоянием оборудования и др.

Электропотребление меняется внутри недели, месяца, года. Допустим, рассматривается задача прогнозирования электропотребления в течение года при условии, что техническое состояние предприятия и вид отпускаемой продукции не меняется. Тогда на основе статистических данных процесс электропотребления может быть представлен в виде временного ряда $\mathcal{E}(t)$

$$\varepsilon(t) = T(t) + s(t) + \delta(t),$$

где $T(t)$ - тренд, т.е. устойчивое изменение электропотребления внутри года; $S(t)$ - сезонная составляющая, т.е. изменение электропотребления по отношению к тренду в зависимости от сезонов года; $\delta(t)$ - случайная составляющая.

Составляющие $T(t)$ и $S(t)$ в сумме характеризуют регулярные изменения электропотребления.

По статистическим данным можно математически описать все составляющие случайного процесса. Обычно $T(t)$ - это функция первого, второго порядка, $S(t)$ - набор гармонических функций. На рис. 7 приведен пример таких функций.

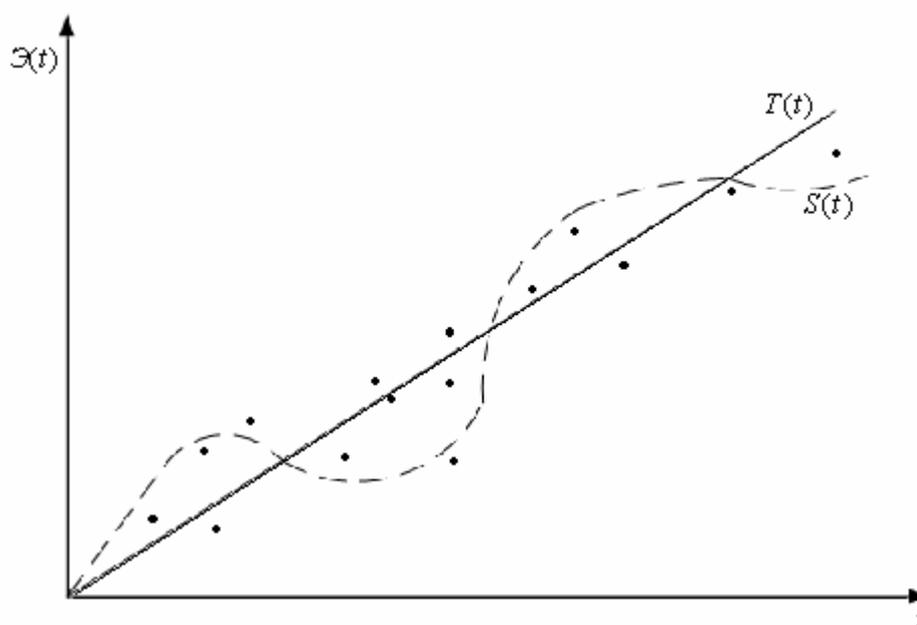


Рис. 7. Прогнозирование электропотребления

Достоверность модели зависит от правильного выбора периода ретроспекции. В эксплуатационных условиях настоящего времени период ретроспекции меняется от месяца до года. Модель проверяется по статистическим критериям и в их числе по среднеквадратичной погрешности. Точность модели зависит от количества точек исходного ряда данных, от вида функций для компонентов модели. 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

$$\hat{X}(t + \Delta t) = T(t + \Delta t) + s(t + \Delta t) + \delta(t + \Delta t).$$

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. Осреднение 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

$$\hat{X}(t) = s(t) + \delta(t).$$

Из остатков выделяется сезонная составляющая. Сезонность проявляется в виде циклического процесса, моделирование которого можно выполнить на использовании ряда Фурье, т.е. синусоидальными и косинусоидальными функциями, имеющими различные периоды. В общем виде сезонная составляющая

$$s(t) = \sum A_i \cos(\omega_i t) + \sum B_i \sin(\omega_i t),$$

где A_i , B_i - искомые коэффициенты, i - номер гармоники.

После выделения тренда и сезонной составляющей остаются случайные остатки $\delta(t)$, которые характеризуют стационарный случайный процесс и в общем случае складываются из колебаний, которые поддаются описанию I_t , и случайных $\varepsilon(t)$, которые не поддаются описанию. Компонента I_t может рассматриваться как авторегрессия

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

Модели случайных процессов применяются и для прогнозирования технико-экономических показателей предприятий.

Необходимость и эффективность использования математических методов в управлении обуславливается многими причинами. Составляющими эффективности являются следующие направления:

1. Неполнота и недостоверность информации;
2. Часто задачи столь сложны, что человек не может решить их оптимальным образом;
3. Недостаточная квалификация, отсутствие опыта часто приводят к принципиальной невозможности решения задачи наилучшим путем;
4. Избыточность информации часто приводит человека ее полного восприятия человеком.

Приведем примеры использования различных математических методов в практических задачах. Линейное программирование: транспорт топлива, энергии, ресурсов, выбор структуры мощностей станций системы, выбор схемы электроснабжения района; выбор схемы высоковольтных передач и т.д. Нелинейное программирование: распределение нагрузки между агрегатами, станциями, системами, расчета режима электрических сетей по минимуму потерь энергии, выбор параметров по проектированию системы. Динамическое программирование: выбор состава работающих агрегатов, трансформаторов, расстановка и выбор устройства компенсации реактивной мощности. Календарное планирование: графики ремонтов, выполнение мероприятий. Методы теории игр и теории вероятностей: моделирование аварий, расчет надежности, оценка вероятностей отклонения от планов, влияние погрешности информации на конечные результаты.

Прогнозирование графиков электрической нагрузки

1. Графики нагрузки.

Графики электрической нагрузки определяются режимом потребителей.

По конфигурации имеются четыре характерных графика нагрузки:

- с утренним максимум нагрузки;
- с вечерним максимум нагрузки;
- с одинаковым утренним и вечерним максимумами нагрузки;
- с равномерным режимом без явно выраженного максимума нагрузки.

Чаще всего графики нагрузки имеют два максимума – утренний и вечерний и два провала – дневной и ночной. Большое влияние на максимальные нагрузки системы имеют осветительная и бытовая нагрузки, поэтому в летнее время утренний максимум ниже вечернего, а в зимнее наоборот. В каждой энергосистеме особое внимание уделяется анализу и планированию графиков нагрузки. В различных задачах используются суточные, недельные и годовые графики нагрузки. Суточные нагрузки являются основными, и они используются для построения недельных и годовых графиков при соответствующем осреднении.

Суточные графики нагрузки ЭЭС. Суточный график дает значения мощности на определенных интервалах времени. Например, при организации управления спросом потребителю сообщают цены на энергию от 10 до 30 мин. При устойчивой нагрузке интервал может составлять 2...4 часа. Выбор интервала определяется при разработке правил управления системой.

Суточный график имеет три режимные зоны (рис. 8):

- базовую до P_{\min} ;
- полупиковую от P_{\min} до P_{cp} ;
- пиковую от P_{cp} до P_{\max} .

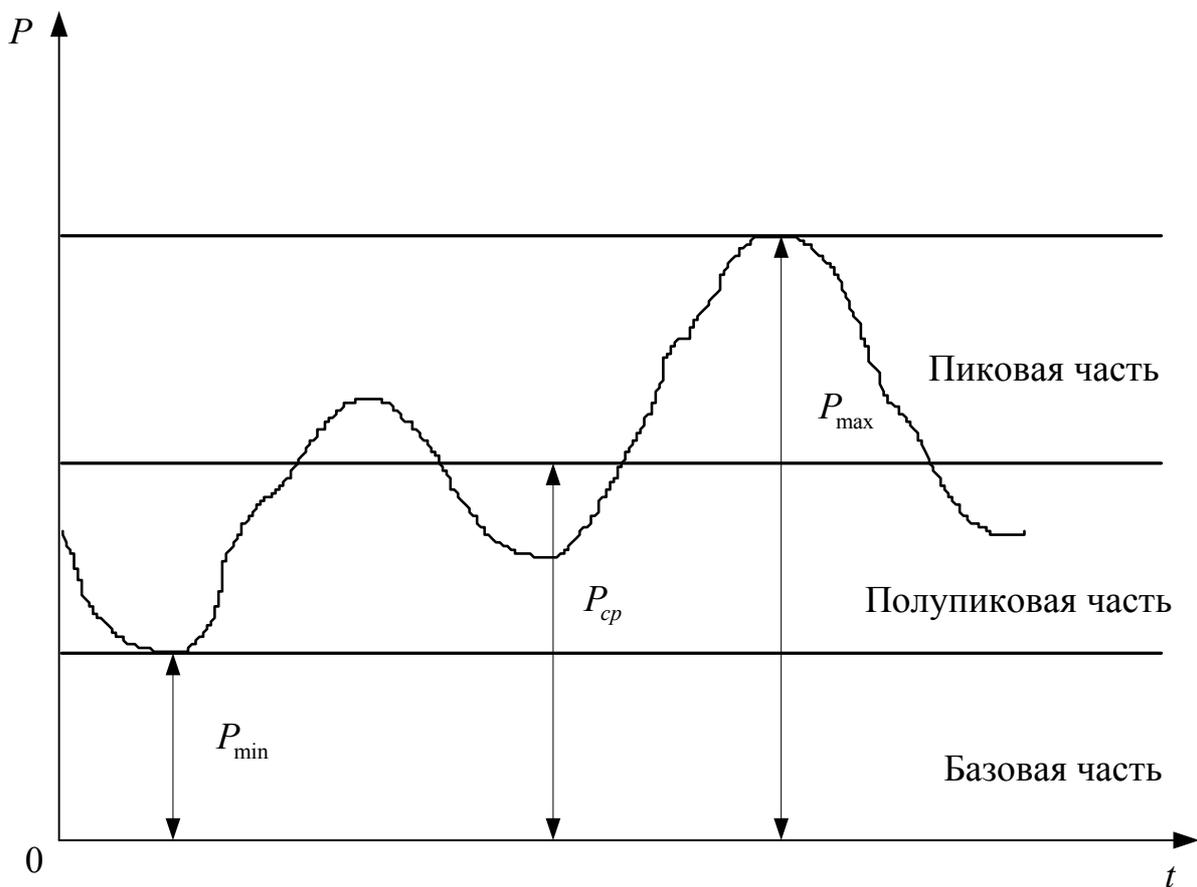


Рис. 8. Режимные зоны графика нагрузки

Электростанции с учетом их технической возможности несут основную нагрузку в определенной режимной зоне. Соответственно и их экономические показатели различны в различных зонах графика нагрузки. В базовой зоне выгодно размещать самые экономичные станции. Здесь нет расходов на пуск-остановку, регулирование. В полупиковой зоне станции участвуют в регулировании нагрузки, и у них должна быть такая техническая возможность. В пиковой зоне могут работать только те станции, которые приспособлены к регулированию и могут достаточно часто менять свой режим. Деление на режимные зоны позволяет планировать режим работы электростанций.

При планировании суточных режимов 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 прогнозирования.

Скорость изменения нагрузки в пиковой зоне. Большое значение для регулирования мощности имеет скорость увеличения или снижения нагрузки в период прохождения максимума. Скорость изменения нагрузки составляет 2...10 % в час. Чем крупнее энергосистема, тем скорость изменения меньше. Нарастание максимума происходит за 3...7 часов. Энергосистема средней мощности имеет максимум нагрузки 2...3 тыс. МВт., и при таких скоростях возникает необходимость в систематическом подключении-отключении агрегатов или в изменении их нагрузки. Появляются пусковые расходы, расходы на неустановившийся режим, растет загрузка оперативного персонала. Потребители по-разному влияют на регулирование нагрузки и должны оплачивать рост затрат системы в соответствии со своим влиянием.

Показатели суточных графиков нагрузки. Показатели графиков нагрузки применяются для их сравнения. Они отражают требования к режиму станций. Обычно применяются показатели в относительных единицах. Наиболее характерными являются три показателя:

- плотность графика нагрузки

$$\gamma = \frac{P_{cp}}{P_{max}};$$

- неравномерность графика нагрузки

$$\beta = \frac{P_{min}}{P_{max}};$$

- число часов использования максимальной нагрузки, которое обычно рассчитывается для годового периода

$$T_{max} = \frac{\mathcal{E}_{год}}{P_{max}},$$

где $\mathcal{E}_{год}$ - величина электропотребления за год.

Показатель плотности γ в различных энергосистемах меняется от 0,4 до 0,9. Чем больше доля тяжелой промышленности, тем больше показатель. В основном он показывает, как используются установленные мощности электростанций.

Показатель неравномерности β показывает, какова величина регулируемой мощности. Если минимум существенно отличается от максимума, то в системе обязательно должны быть ГЭС или другие станции, приспособленные к пиковым нагрузкам. Проблема пиковых нагрузок появляется при большой доле бытового потребителя и большой доле легкой промышленности с односменным производством.

Показатель T_{\max} играет большую роль при выборе структуры установленных мощностей. По значению T_{\max} системы подразделяются на три группы:

- с малой плотностью нагрузки $T_{\max} \leq 4000$ ч.;
- со средней плотностью нагрузки $4000 \leq T_{\max} \leq 6000$ ч.;
- с высокой плотностью нагрузки $T_{\max} \geq 6000$ ч.

Для групп потребителей по величине T_{\max} существуют типовые графики нагрузок, по которым можно анализировать режим системы, если отсутствуют достоверные данные.

Некоторые формы задания суточного графика нагрузки. При расчете режимов может задаваться график нагрузки, включающий в нагрузку потери мощности в электрических сетях. При таком задании неизвестно, в какой мере отдельные потребители влияют на потери. Такая форма применяется достаточно часто. Однако при справедливых отношениях купли-продажи потери должны иметь адресность. И конкретный потребитель должен оплачивать ту долю потерь, которая связана с его нагрузкой.

Другой является форма, когда график нагрузки построен как сумма нагрузок потребителей, а потери рассчитываются и распределяются между потребителями. В этом случае известна величина потерь в ЛЭП, по которой осуществляется транспорт энергии к потребителю и можно оценить эффективность транспорта энергии. Все оптимизационные алгоритмы используют этот подход.

Недельные графики нагрузки. Недельные периоды позволяют выявить процесс изменения электропотребления и нагрузки, а также разработать мероприятия по управлению энергосистемой, например по пуску – останову агрегатов, по проведению текущих ремонтов на станциях и ЛЭП, по проведению испытания оборудования. Недельные графики чаще всего представляются следующим образом:

- графики изменения электропотребления по дням недели - $\mathcal{E}(\tau)$, τ - день недели;
- графики изменения максимальных мощностей по дням недели $P_{\max}(\tau)$;
- графики изменения почасовых мощностей в течение недели $P(t)$, т.е. последовательность из суточных графиков нагрузки за все дни недели.

Графики электропотребления $\mathcal{E}(\tau)$ необходимы для составления баланса энергии, для составления баланса топлива и для рационального использования гидроресурсов. Оперативная деятельность системы включает как обязательный этап планирования режима от нескольких суток до недели.

Годовые графики нагрузки системы. Годовые графики нагрузки системы представляются в виде:

- изменения максимальных месячных мощностей за все месяцы года $P_{\max}(K)$, K - номер месяца;
- электропотребления по месяцам $\mathcal{E}(K)$.

Годовые графики характеризуются значительным летним провалом. 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 имеют сезонность и технология производства потребителей.

Графики годовых максимумов используются для планирования ремонтных работ. При снижении летних нагрузок ремонтируется оборудование ТЭС. Период проведения ремонтов на ГЭС определяется с учетом вводно-энергетических режимов и чаще всего ремонты проводятся в весенний или осенний периоды. Графики годового электропотребления необходимы для составления топливного баланса, для заключения договоров на поставку топлива, а также для разработки долгосрочных договоров на покупку (продажу) электроэнергии на оптовом и региональном рынках.

Область использования различных графиков нагрузки представлена табл.5

Таблица 5

Использование графиков нагрузки при решении задач управления системой

Суточный график нагрузки	Недельный график нагрузки	Годовой график нагрузки
Оперативное планирование и регулирование балансов электрической энергии и мощности с заблаговременностью от минут до нескольких суток Регулирование отношений купли-продажи на электроэнергетическом рынке	Определение готовности работы оборудования	Планирование хозяйственной деятельности
	Управление режимами с учетом недельной неравномерности нагрузки	Планирование капитальных ремонтов Планирование обеспечения топливом
	Проведение текущих ремонтов, осмотров ревизий Недельное регулирование вводно-энергетических режимов ГЭС	Водно-энергетическое регулирование ресурсов водохранилищ ГЭС Планирование товарно-ценовой деятельности

Прогнозирование графиков нагрузки

Прогнозирование суточного графика нагрузки.

При прогнозировании суточных ГЭН используется статистическая информация за сравнительно короткий период до месяца. По данным ретроспективы строятся регрессионные зависимости $P_{\max}(P_{cp})$ и $P_{\min}(P_{cp})$. Такие модели увязывают электропотребление (среднюю мощность P_{cp}) параметрами графика нагрузки (максимальной нагрузкой P_{\max} и минимальной нагрузкой P_{\min}). Это одно из требований к моделям прогнозирования нагрузки. При подборе регрессионных моделей используется целесообразность группировки информации по рабочим и нерабочим дням за период ретроспекции.

Например, модель прогноза максимальных и минимальных нагрузок в зимний месяц может иметь следующий вид:

$$P_{\max} = 541,856 + 0,856P_{cp}, \text{ коэффициент корреляции } r = 0,911;$$

$$P_{\min} = 274,38 + 0,692P_{cp} \text{ и } r = 0,671$$

Другим вариантом составления прогнозов является использование статистических коэффициентов по типовым суткам. Специальное исследование показало, что типовыми днями являются: понедельник, среднерабочий день (вторник, среда, четверг), пятница, выходной день (суббота, воскресенье). Для типовых суток ретроспективного периода определяются среднестатистические коэффициенты:

$$K_{\min} = \frac{1}{n} \sum \frac{P_{\min}}{P_{cp}}; K_{\max} = \frac{1}{n} \sum \frac{P_{\max}}{P_{cp}},$$

где n - число типовых суток.

Конфигурация графика нагрузки. Конфигурация графика нагрузки дается в относительных единицах от P_{\max} для типовых дней недели. Часто конфигурацию определяют по ближайшему типовому дню к прогнозу. Ординаты графика нагрузки P , отн. ед. пересчитываются в именованные единицы с использованием прогноза P_{\max} на предстоящий период. Затем в полученном графике простыми приемами минимальная нагрузка

приравнивается к прогнозу P_{\min} и электропотребление – к величине прогноза электропотребления.

Коррекция суточного графика нагрузки. Прогноз нагрузки всегда имеет погрешности, которые обусловлены факторами неопределенности. По мере поступления часовой фактической информации график нагрузки и план работы системы уточняется при использовании эвристических методов.

Общая схема прогнозирования показана на рис. 9.

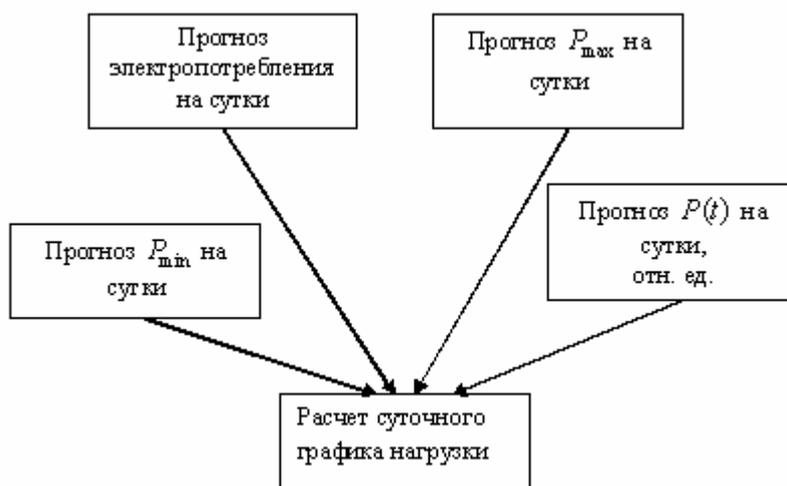


Рис. 9. Схема прогнозирования максимальной мощности и графика нагрузки

Структура оптимизационных задач. Задачи оптимизации режимов в ЭЭС. Методы решения оптимизационных задач в энергетик.

В развитие теории оптимизации режимов ЭЭС большой вклад внесли А.З. Гамм, Д.А. Арзамасцев, Л.А. Крумм, В.И. Идельчик и многие другие.

Одним из широко применяемых методов оптимизации является метод неопределенных множителей Лагранжа. Он дает возможность найти такую систему уравнений, которой должен удовлетворять экстремум функции $f(X_1, \dots, X_k)$ на множестве N , определяемом системой уравнений $g_i(X)$ для объектов $i = 1, 2, \dots, m$. Для того, чтобы найти точку экстремума, характеризующуюся на множестве N неким вектором X , необходимо найти m чисел $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_m$, которые вместе с вектором X удовлетворяли бы следующей системе $(m + n)$ уравнений с $(m + n)$ неизвестными:

$$\frac{\partial f(X)}{\partial X_j} + \sum_{i=1}^m \lambda_i \frac{\partial g_i}{\partial X_j} = 0;$$

$$j = 1, \dots, n; \quad g_i(X) = 0; \quad i = 1, \dots, m.$$

Эти уравнения получены как условия экстремума функции Лагранжа

$$L(X, \lambda) = f(X) + \sum_{i=1}^m \lambda_i g_i(X),$$

где λ_i - неопределенные множители Лагранжа.

На основе метода Лагранжа разработаны алгоритмы многих режимных задач.

Задачи оптимизации в энергетике стали все больше сводиться к операционным задачам – проведению некоторых операций, объединенных единым замыслом и направленных на достижение определенной цели. Степень достижения цели при этом описывается целевой функцией или критерием, принимающим действительные числовые значения. Если эта функция сформулирована математически, то цель заключается в получении экстремума этой функции. Для воздействия на эту функцию имеются определенные активные средства – управляемые параметры $x_{y,1}, \dots, x_{y,n}$, посредством которых можно влиять на выходные параметры y_1, \dots, y_m , являющиеся аргументами целевой функции. На результат операции влияют также неуправляемые параметры $x_{1,ny}, \dots, x_{k,ny}$, определяющие условия, в которых проводится операция.

При определенных значениях функции оперируют с математической моделью оптимизируемого процесса или группы процессов. Математической моделью может быть следующая функциональная зависимость

$$y_i = \varphi(x_{y,1}, \dots, x_{y,n}, x_{1,ny}, \dots, x_{k,ny}, y_1, \dots, y_m).$$

Должны быть также известны зависимости, выражающие ограничения в форме равенств или неравенств. Величины управляемых параметров, для которых выполняются указанные ограничения, называются допустимыми решениями. Оптимизация заключается в нахождении методики, позволяющей

из множества допустимых решений выбрать такие, при которых значения управляемых параметров удовлетворяют заданным ограничениям и обращают в максимум или в минимум целевую функцию.

Разработка и применение методов оптимизации в энергетике являются важнейшей научно-технической и народнохозяйственной проблемой. Большая капиталоемкость энергетического хозяйства делает особенно актуальным рациональное использование капитальных вложений в энергетику и повышения их эффективности.

Задачи краткосрочной и долгосрочной оптимизации режимов

Вид и содержание режимных задач, модели и методы их решения существенно зависят от времени управления. Обычно все задачи оптимизации режимов подразделяются на краткосрочную и долгосрочную оптимизацию.

Задачи краткосрочного управления режимами ЭЭС решаются на суточном и меньших периодах времени. В цикле краткосрочной оптимизации решается большое задач для нормального режима:

- выбор оптимального состава работающего оборудования;
- распределение активной и реактивной нагрузки между всеми генерирующими единицами;
- минимизация потерь в сетях при транспорте энергии;
- разработка оптимальных энергетических балансов;
- выбор и размещение оперативных резервов мощности;
- регулирование частоты;
- регулирование напряжения;
- обеспечение режимной надежности системы и ее отдельных объектов.

Основной режимной задачей долгосрочной оптимизации является оптимальный режим водно-энергетического регулирования водных ресурсов водохранилищ ГЭС. От использования водных ресурсов зависят возможности краткосрочной оптимизации. Это основная гидроэнергетическая задача. Ее

результаты существенно влияют на энергетические балансы и эффективность работы системы.

При решении задач длительного и краткосрочного управления режимами широко применяются различные математические методы. Общая характеристика возможностей применяемых методов приведена в табл. 6.

Таблица 6

Сравнительные оценки методов оптимизации

Наименование класса оптимизационных задач	Вид целевой функции	Максимальная размерность задачи
Линейное программирование	Линейный характер	5000 и больше
Нелинейное программирование	Нелинейный характер, дифференцируемая	Около 1000
Дискретное программирование	Любая, в том числе с разрывами	Около 500

Наивыгоднейшее распределение нагрузки потребителей в энергосистеме

Суть задачи оптимального распределения нагрузки заключается в том, чтобы нагрузку потребителей распределить между генераторными единицами по принятому критерию оптимизации. Имеется множество энергетического баланса, но надо найти из их числа оптимальный. Разновидностей этой задачи много, и они определяются видом и характеристиками объекта управления. Задача распределения нагрузки может решаться для единой системы ЕЭС, для объединенных систем ОЭС, для районных тепловых или гидротепловых систем, в масштабе краткосрочной или долгосрочной оптимизации, может рассматриваться только баланс активных мощностей или реактивных.

Оптимальное распределение нагрузки с учетом потерь активной мощности в сети

Пусть тепловая энергосистема представляется в виде концентрированной, в которой все станции работают на одну общую нагрузку, сеть радиальная, напряжения в узлах станции известны и постоянны, распределение активных нагрузок не влияет на распределение реактивных (рис. 10). Задача состоит в

том, чтобы найти условия наивыгоднейшего распределения нагрузки между ТЭС с учетом потерь активной мощности в сети.

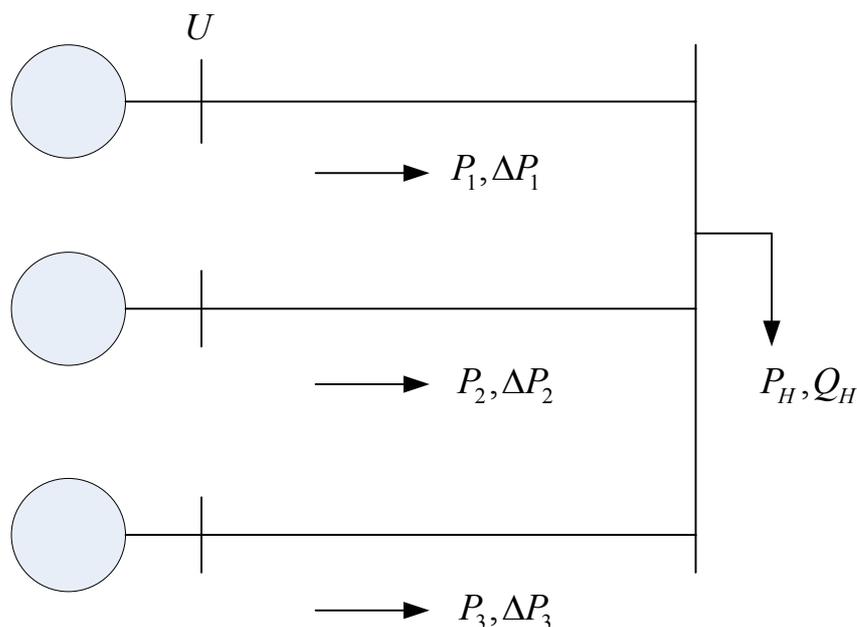


Рис. 10. Схема системы к выводу условия оптимального распределения нагрузки

Пусть система имеет $i = \overline{1, n}$ тепловых станций, для которых известны характеристики эксплуатационных издержек $I_i(P_{Ti})$ и суммарная нагрузка P_H . Для рассматриваемого случая:

1. Уравнение цели

$$I = I_1(P_{T1}) + I_2(P_{T2}) + \dots + I_n(P_{Tn}) \rightarrow \min \quad (1)$$

2. Уравнение связи $I_i(P_{Ti})$.

3. Ограничения – балансовые уравнения мощности

$$\sum_i P_{Ti} - P_H - \pi = 0, \quad (2)$$

где π - суммарные потери активной мощности.

4. Вывод уравнения оптимизации с использованием метода неопределенных множителей Лагранжа. Функция Лагранжа

$$L = (I_1 + I_2 + \dots + I_n) + \lambda(\sum_i P_{Ti} - P_H - \pi) = 0 \quad (3)$$

Дифференцируя функцию Лагранжа по каждой переменной и приравнявая производные нулю, получим систему уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial L}{\partial P_{T1}} = \frac{\partial I_1}{\partial P_{T1}} + \lambda \left(1 - \frac{\partial \pi}{\partial P_{T1}} \right) = 0; \\ \dots \\ \frac{\partial L}{\partial P_{Tn}} = \frac{\partial I_n}{\partial P_{Tn}} + \lambda \left(1 - \frac{\partial \pi}{\partial P_{Tn}} \right) = 0. \end{array} \right. \quad (4)$$

Получим, что

$$\frac{\frac{\partial I_1}{\partial P_{T1}}}{1 - \frac{\partial \pi}{\partial P_{T1}}} = \dots = \frac{\frac{\partial I_n}{\partial P_{Tn}}}{1 - \frac{\partial \pi}{\partial P_{Tn}}}; \quad (5)$$

Обозначим относительные прирост затрат электростанций $\frac{\partial I_i}{\partial P_{Ti}} = b_i$, который показывает как изменятся затраты i -й станции, если ее нагрузка изменится на величину ∂P_{Ti} ; $\sigma_i = \frac{\partial \pi}{\partial P_{Ti}}$ - относительный прирост потерь активной мощности в сетях, т.е. величина, показывающая насколько изменятся потери в сетях, если мощность i -й станции изменится на ∂P_{Ti} .

Получим условия оптимального распределения нагрузки:

$$\mu = \frac{b_i}{1 - \sigma_i} = idem, \quad (6)$$

или

$$\frac{\frac{\Delta I}{\Delta P_T} \Delta P_T}{\left(1 - \frac{\Delta \pi}{\Delta P_{T1}} \right) \Delta P_T} = \frac{\Delta I}{\Delta P_T - \Delta \pi} = \frac{\Delta I}{\Delta P_H} = idem \quad (7)$$

При выполнении (6) минимум функции (1) будет только в том случае, если $\frac{\partial^2 I_i}{\partial P_{Ti}^2} \geq 0$, т.е. $\frac{\partial b_i}{\partial P_{Ti}} \geq 0$. Это означает, что характеристика относительных приростов электростанций должна быть дифференцируемой и монотонно возрастающей.

Из (7) следует, что при наивыгоднейшем распределении нагрузки прирост затрат ΔI на прирост активной мощности у потребителя должен быть одинаковым для всех электростанций.

Энергетические характеристики электростанций и агрегатов часто не удовлетворяются указанным условиям. В этом случае они «исправляются» по специальной методике устранения разрывов непрерывности.

Условия распределения нагрузки для других критериев оптимизации

В качестве критерия оптимизации часто используется минимум расхода условного расхода топлива и относительные приросты расхода топлива d . Относительный прирост расхода условного топлива при изменении мощности на малую величину $d = \frac{\Delta B}{\Delta C}$. Тогда уравнение оптимизации примет вид

$$\mu = \frac{d_i}{1 - \sigma_i} = idem. \quad (8)$$

Переход к критерию минимума издержек на топливо осуществляется введением в условие оптимизации по (8) цен топлива u_i и тогда

$$\mu = \frac{u_i d_i}{1 - \sigma_i} = idem, \quad (9)$$

а при использовании в качестве критерия полных затрат станций необходимо вводить в условие оптимизации (8) себестоимость станций c_i и

$$\mu = \frac{c_i d_i}{1 - \sigma_i} = idem. \quad (10)$$

Распределение нагрузки будет разным для условий (8), (9) и (10), так как используются разные критерии оптимизации.

Для учета потерь мощности π необходимо рассчитать нормальный режим сети.

Наивыгоднейшее распределение нагрузки без учета потерь активной мощности

Такая задача наиболее характерна для распределения нагрузки между агрегатами электростанции, чем для энергосистемы.

Если потери активной мощности в сети не учитываются, т.е. $\Delta\pi = 0$, то условие оптимального распределения нагрузки имеет вид

$$b_i = idem, \quad (11)$$

и оптимальный режим соответствует равенству относительных приростов станций.

Полученный принцип равенства относительных приростов без учета потерь справедлив для распределения нагрузки между гидроагрегатами, турбинами и котлами ТЭС, для группы параллельно работающих агрегатов. Равенство их относительных приростов дает минимум целевой функции.

Распределение реактивных нагрузок

Задача распределения реактивных нагрузок может быть также решена методом множителей Лагранжа. Поскольку генерация реактивной мощности влияет главным образом на режим напряжений и потокораспределение мощностей системы, критерием оптимальности могут быть:

- затраты на реактивную мощность;
- потери активной мощности при передаче реактивной;
- затраты на потери активной мощности.

Достаточно просто с использованием названных критерием эта задача решается простой схемы электрических соединений, например, для случая, показанного на рис. 10.

Рассмотрим эту задачу для простого случая радиальной сети и будем оптимизировать режим распределения реактивных мощностей по критерию минимума потерь активной мощности. За счет снижения потерь можно снизить расход топлива станций системы.

1. Уравнение цели – минимум потерь активной мощности

$\pi \rightarrow \min$

2. Уравнение связи имеет вид $\pi_i(Q_i)$, где i - номер источника реактивной мощности.

3. Ограничения – балансовое уравнение реактивных нагрузок Q_n и мощностей источников реактивной мощности Q_i

$$W_Q = Q_n + \Delta Q - \sum_i Q_i = 0,$$

4. Уравнение оптимизации с использованием метода неопределенных множителей Лагранжа имеет вид

$$L = \pi + \lambda W_Q = \pi + \lambda(Q_n + \Delta Q - \sum_i Q_i) = 0$$

Дифференцируя функцию Лагранжа по каждой переменной и приравнявая производные нулю, получим уравнения:

$$\frac{\partial L}{\partial Q_i} = \frac{\partial \pi}{\partial Q_i} + \lambda \left(1 - \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_i} \right) = 0$$

Получим, что

$$\lambda = \frac{\frac{\partial \pi}{\partial Q_1}}{1 - \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_1}} = \frac{\frac{\partial \pi}{\partial Q_2}}{1 - \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_2}} = \dots = idem;$$

Это условие справедливо только тогда когда генерация реактивной мощности не связана непосредственно с затратами топлива или мало влияет на них. В противном случае задачи распределения активных и реактивных мощностей должны решаться совместно.

Если пренебречь потерями реактивной мощности, то условие оптимальности имеет вид

$$\lambda = \frac{\partial \pi}{\partial Q_i} = idem;$$

Комплексная оптимизация режимов системы

При комплексной оптимизации рассматривается полная задача определения режима активных и реактивных мощностей системы. Электрическая сеть представляется таким образом, чтобы получить активные и реактивные мощности по всем необходимым ветвям и узлам. Так как изменения потоков мощности в сети влияют на узловые напряжения, то изменение потоков активных мощностей повлияет на потоки реактивных и наоборот.

Задача является нелинейной, имеет высокую размерность и алгоритмически достаточно сложна. Для ее решения применяют методы нелинейного программирования.

Любая задача нелинейного программирования может быть записана в следующей форме. Имеется функция многих переменных

$$F(Z, D).$$

Компоненты Z являются искомыми параметрами режима, а D включает исходную информацию о состоянии системы. Тогда для нахождения оптимального решения необходимо получить

$$F(Z) \rightarrow \min ,$$

при ограничении в виде равенств и неравенств

$$W(Z) = 0 ,$$

$$Z_{\min} \leq Z \leq Z_{\max} .$$

Параметры режима системы Z разделяются на два подмножества: X и Y . Подмножество Y включает независимые переменные, т.е. те параметры, которые в системе могут регулироваться, на которые можно воздействовать. Подмножество X включает зависимые параметры режима, т.е. те, которые могут быть вычислены по параметру Y , тогда

$$Z(X, Y) = Z[X(Y), Y],$$

отсюда

$$\min F(Z) = \min F(X, Y) = \min F(Y) ,$$

а ограничения принимают вид

$$W(X, Y) = 0,$$

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

$$Y_{\min} \leq Y \leq Y_{\max}.$$

В качестве уравнения связи используются уравнения установившегося режима электрической системы. Чтобы найти зависимые переменные, нужно рассчитать установившийся режим.

Рассмотрим основные положения решения задачи комплексной оптимизации для энергосистемы, состоящей только из тепловых электростанций.

ОЭС состоит из $i = 1, 2, \dots, M$ обобщенных и отдельных узлов, и имеются только тепловые станции. Параметры режима P_{Gi}, Q_{Gi} - активные и реактивные мощности генераторных узлов; U_i, δ_i - модули напряжений и фазовые углы в узлах системы. Известны активные и реактивные нагрузки в узлах, причем они не зависят от напряжений и частоты системы. Требуется определить оптимальное распределение нагрузки по условию минимума затрат.

5. Уравнение цели при использовании в качестве критерия издержки станций

$$I(Z) \rightarrow \min.$$

Вектор переменных Z разделяется на вектор независимых переменных

$$Y(U_i, \delta_i)$$

и зависимых переменных

$$X(P_{Gi}, Q_{Gi})$$

Тогда (1) можно записать так

$$I[U_i, \delta_i, P_{Gi}(U_i, \delta_i), Q_{Gi}(U_i, \delta_i)] \rightarrow \min$$

6. Уравнения связи включают эквивалентные характеристики генераторных узлов вида

$$I_i(P_{Gi}).$$

7. Уравнения ограничений, которые задаются в виде неравенств:

$$P_{Gi\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi\max}$$

$$Q_{\Gamma i \min} \leq Q_{\Gamma i} \leq Q_{\Gamma i \max}$$

$$U_{i \min} \leq U_i \leq U_{i \max}$$

$$\delta_{i \min} \leq \delta_i \leq \delta_{i \max}.$$

Задаются также балансовые ограничения по активным и реактивным мощностям в виде системы уравнений установившегося режима.

Для каждого узла баланс мощности равен

$$W_{P_{in\bar{o}}} = P_{in\bar{o}} = P_{\Gamma i} - P_i - P_{ni},$$

$$W_{Q_{in\bar{o}}} = Q_{in\bar{o}} = Q_{\Gamma i} - Q_i - Q_{ni}.$$

В уравнениях $P_{in\bar{o}}$, $Q_{in\bar{o}}$ - функции небаланса по активной и реактивной мощностям.

4. Уравнения оптимального управления формируются с использованием определенного метода оптимизации. В процессе оптимизации осуществляется переход от допустимого режима системы к оптимальному.

Решение считается оптимальным, если модуль градиента-вектора ∇I функции $I(X, Y)$ будет меньше заданного малого значения ε .

Рассмотрим упрощенный алгоритм комплексной оптимизации режима энергосистемы. Пусть в энергосистеме на параллельную работу включено n активных и m реактивных источников мощности, связанных с узлами нагрузки сетью произвольной конфигурации. Целевая функция такой задачи имеет вид

$$I = \sum_{i=1}^n I_i \rightarrow \min.$$

Ограничения по балансу активной и реактивной мощности имеют вид

$$W_P = \sum_i P_i - P_H - \pi = 0,$$

$$W_Q = \sum_i Q_i - P_H - q = 0.$$

Здесь π и q - потери активной и реактивной мощностей в электрических сетях.

Функция Лагранжа включает эти два уравнения ограничений и имеет вид

$$L = \sum_{i=1}^n I_i + \lambda_1 W_P + \lambda_2 W_Q.$$

Решение находится из уравнений

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial I_i}{\partial P_i} + \lambda_1 \left(1 - \frac{\partial \pi}{\partial P_i} \right) + \lambda_2 \frac{\partial q}{\partial P_i} = 0;$$

$$\frac{\partial L}{\partial Q_i} = \lambda_1 \frac{\partial \pi}{\partial Q_i} + \lambda_2 \left(1 - \frac{\partial q}{\partial Q_i} \right) = 0.$$

Найдем из уравнений второй группы отношение λ_2 и λ_1

$$J_i = \frac{\lambda_2}{\lambda_1} = \frac{\frac{\partial \pi}{\partial Q_i}}{1 - \frac{\partial q}{\partial Q_i}} = \frac{\frac{\partial \pi}{\partial Q_i}}{1 - \sigma_{Q_i}},$$

где $\sigma_{Q_i} = \frac{\partial q}{\partial Q_i}$ - дифференциальный показатель (относительный прирост)

потерь реактивной мощности в сети. Он показывает, насколько возрастают потери реактивной мощности во всей электрической сети при изменении реактивной нагрузки i -го источника на ∂Q_i .

Записав это уравнение для каждого из m источников реактивной мощности и приравняв правые части, получим условие наивыгоднейшего распределения реактивных мощностей энергосистемы

$$\frac{\frac{\partial \pi}{\partial Q_i}}{1 - \sigma_{Q_i}} = idem.$$

С учетом этого, уравнения первой группы примут вид

$$b_i + \lambda_1 (1 - \sigma_1) - \lambda_1 J_i \frac{\partial q}{\partial P_i} = 0.$$

Выражая J_i из полученного уравнения, после ряда преобразований окончательно получим

$$\frac{b_{i1}(1 - \sigma_{Q_i})}{1 - \sigma_1 - \sigma_{Q_i} - \sigma_1 \sigma_{Q_i} - \frac{\partial q}{\partial P_i} \frac{\partial \pi}{\partial Q_i}} = idem.$$

Это и есть общее условие наивыгоднейшего распределения активной и реактивной нагрузок в сложной энергосистеме с учетом потерь мощности в электрической сети.

Оптимизация надежности

Надежность является комплексным, сложным свойством, состоящим в общем случае из безотказности, долговечности, ремонтпригодности и сохраняемости. Следовательно, методы оптимизации надежности должны рассматриваться с позиции повышения этих четырех составляющих надежность свойств.

Все методы повышения надежности оборудования могут быть сведены к следующим основным:

- резервированию;
- уменьшению интенсивности отказов;
- сокращению времени непрерывной работы;
- выбору рациональной периодичности и объема контроля систем;
- уменьшению времени восстановления.

Реализация указанных методов может осуществляться при проектировании, конструировании, изготовлении и процессе эксплуатации оборудования.

В процессе проектирования и конструирования используются схемные и конструктивные методы повышения надежности систем.

Схемные методы включают в себя:

- создание схем с минимально необходимым числом элементов;
- применение резервирования;
- разработку схем, не допускающих опасных последствий отказов их элементов;
- оптимизацию последовательности работы элементов схемы;
- предварительный расчет надежности проектируемой схемы.

Под оптимизацией последовательности работы элементов схемы понимается согласование тактов автоматической работы схем не только по времени, но и по достижении тем или иным параметром заданного значения.

В число конструктивных методов повышения надежности входит:

- использование элементов с малой величиной интенсивности отказов при заданных условиях эксплуатации;
- обеспечение благоприятного режима работы элементов;
- рациональный выбор совокупности контрольных параметров;
- рациональный выбор допусков на изменение основных параметров элементов и систем.

Среди способов повышения надежности при производстве основными являются следующие:

- совершенствование технологии и организации производства, его автоматизация;
- применение инструментальных методов контроля качества продукции при статистически обоснованных выборках;
- тренировка элементов и систем.

Перечисленные методы повышения надежности должны применяться в совокупности с учетом влияния каждого из них на работоспособность системы.

Методы повышения надежности систем, применяемые в условиях эксплуатации, могут быть разбиты на две группы. В первую группу входят все изложенные методы.

Вторая группа мероприятий, повышающих качество систем при эксплуатации, относится к воздействию обслуживающего персонала. К этим мероприятиям относятся:

- повышение квалификации обслуживающего персонала;
- применение инструментальных методов контроля технического состояния систем;
- обоснование объема и сроков проведения профилактических мероприятий, основанных на применении методов теории надежности;

- обоснование сроков службы элементов и состава ЗИПа;
- разработка и внедрение способов прогнозирования неисправностей.

5. Методические указания по выполнению домашних заданий и контрольных работ

Выполнение домашних заданий и контрольных работ предусматривает использование теоретического материала, изученного на лекции, применение знаний, умений и навыков, полученных на практических занятиях.

6. Перечень программных продуктов, реально используемых в практике деятельности выпускников и соответствующее учебно-методическое пособие, раскрывающее особенности и перспективы использования данных программных продуктов

При изучении данной дисциплины используются следующие программные продукты – MathCAD, MATLAB.

7. Методические указания по применению современных информационных технологий для преподавания учебной дисциплины.

1. Презентации, слайды;
2. Схемы, таблицы, рисунки под медиапроектор;
3. Лазерные пленки к проектоскопу;
4. Программные продукты – MathCAD, MATLAB.

8. Методические указания профессорско-преподавательскому составу по организации межсессионного и экзаменационного контроля знаний студентов.

При изучении дисциплины предусматриваются следующие виды промежуточного контроля знаний студентов:

- опрос студентов на каждой лекции;
- проведение коллоквиумов по лекционному материалу.

К промежуточным формам контроля знаний относятся:

- блиц-опрос на лекциях по пройденному материалу;
- контрольные работы;
- написание рефератов с последующей их защитой.

9. Фонд тестовых и контрольных заданий для оценки качества знаний по дисциплине.

Задание №1

Определить мощности компенсирующих устройств Q_{ki} , минимизирующих потери мощности в сети. Расчетные параметры указаны на схеме 1. Выбор условий варианта осуществляется по табл. 6, в которой указываются номер варианта; номера исключаемых ветвей.

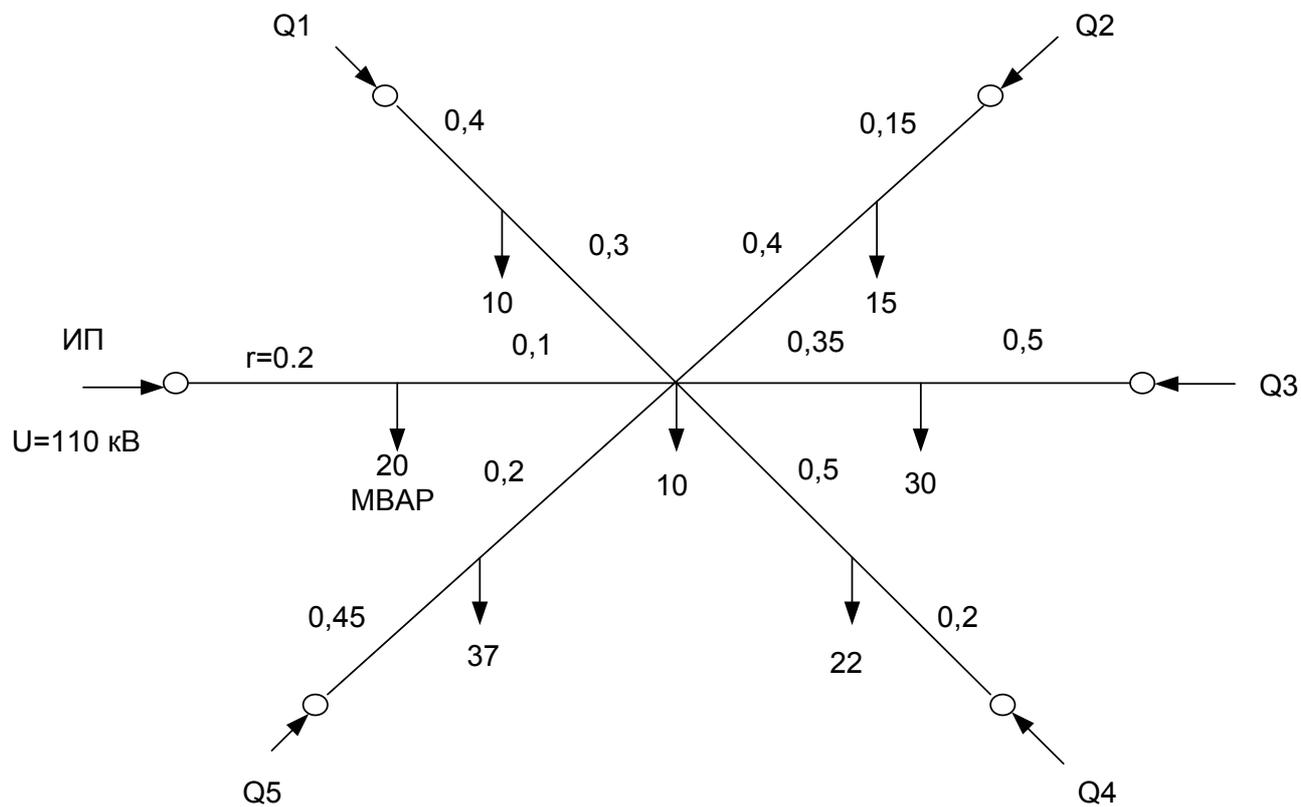


Схема 1

Выбор условий варианта

№ варианта	№ исключаемой ветви
1	1 и 2
2	3 и 4
3	1 и 3
4	2 и 5
5	4 и 5
6	2 и 4
7	1 и 4
8	1 и 5
9	2 и 3
10	3 и 5

Задание №2 В соответствии с номером варианта выбрать оптимальную мощность конденсаторных батарей в распределительной электрической сети, обеспечивающую минимум приведенных затрат. Принять стоимость компенсации 1 квар на стороне НН ТП K_0 равной 11 руб/квар, суммарные ежегодные отчисления для БК равным $E = 0.22$, стоимость 1 кВт потерь - $C_0 = 70$ руб/кВт·год. ЛЭП выполнены проводами АС-35; потери учитывать в линиях, трансформаторах и конденсаторах. Удельные потери в конденсаторах $\Delta P_{уд} = 0,0045$ кВт/квар. Задачу решить градиентным методом, прямым методом оптимизации.

Выбор варианта задания осуществляется с помощью схемы 2 и табл. 7

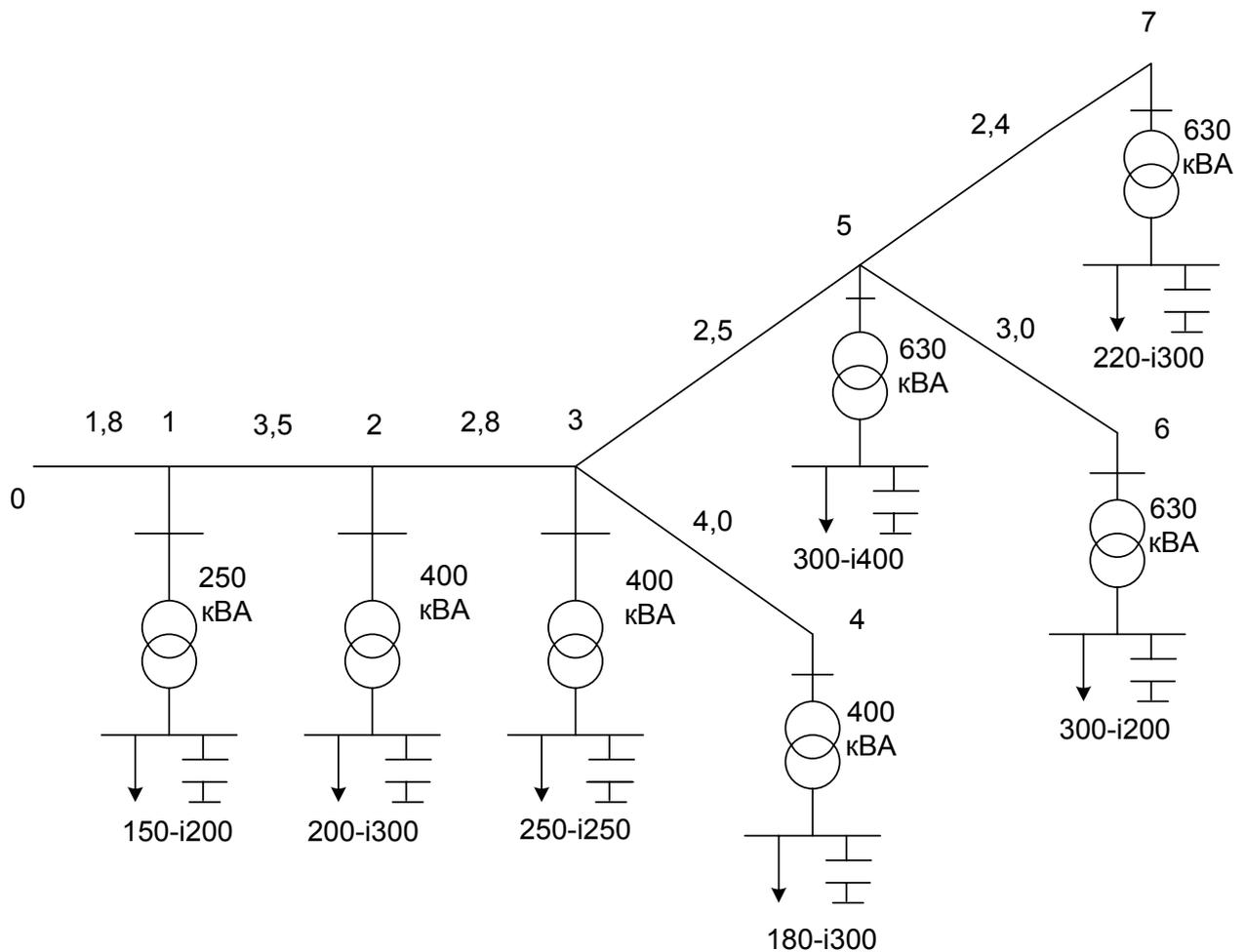


Схема 2

Таблица 7

Таблица вариантов задания

№ п/п	№ пунктов установки БК			Исключаемые пункты		Повысить напряжение	
	пункта	пункта	пункта	пункта	пункта	пункта	$\Delta U, \%$
1	1	4	7	2	5	6	1,5
2	2	4	6	3	7	4	1,8
3	3	6	7	1	5	7	2,0
4	2	3	6	1	5	3	1,7
5	2	5	6	1	4	7	1,5
6	4	6	7	2	3	4	1,4
7	1	5	7	3	6	5	1,5
8	2	4	7	3	5	2	1,2
9	3	4	5	2	7	6	2,1
10	4	5	1	3	2	4	1,4

10. Контрольные вопросы к экзамену

1. Предмет и задачи курса " АСУ и оптимизация СЭС (ЭЭС)". Понятие оптимизации, структура оптимизационной задачи. Привести пример оптимизационной задачи.
2. Задачи оптимизации режимов в ЭЭС.
3. Оптимизация суточного режима ЭС по активной мощности без учета влияния сети.
4. Наивыгоднейшее распределение нагрузки с учетом потерь активной мощности в сети.
5. Оптимизация распределения активной мощности между ТЭС и ГЭС
6. Метод неопределенных множителей Лагранжа в задачах оптимизации.
7. Сущность и область применения метода прямой оптимизации.
8. Градиентные методы в решении задач оптимизации.
9. Выбор оптимального режима для случая многих ТЭС без учета влияния сети.
- 10.Оптимальное распределение реактивных нагрузок в системе (методом неопределенных множителей Лагранжа)
- 11.Применение оптимизации и системного подхода при КРМ
- 12.Комплексное распределение активной и реактивной мощности.
- 13.Оптимизация качества электрической энергии.
- 14.Оптимизация надежности.
- 15.Особенности управления энергетическим производством.
- 16.АСУ в энергетике.
- 17.Структура ОАСУ "Энергия".
- 18.Информационное обеспечение АСУ.
- 19.Классификация средств математического обеспечения АСУ.
- 20.Иерархия АСУ.
- 21.Структура АСУ (функциональные и интегрированные АСУ).
- 22.Принципы создания АСУ.
- 23.Интегрированные организационно-технологические АСУ ПО.

- 24. Информационное обеспечение АСУ.
- 25. Иерархический принцип построения АСКУЭ.
- 26. Структура АСУ.
- 27. Структура и состав решаемых задач в АСУ энергоснабжением предприятия
- 28. Структура и состав решаемых задач в АСУ ТП.

11. Карта обеспеченности дисциплины кадрами профессорско-преподавательского состава.

Таблица 8

Карта обеспеченности дисциплины кадрами профессорско-преподавательского состава

Вид учебной нагрузки	ППС
Лекции	Гурина Л.А., доц., канд. техн. наук
Практические занятия	Гурина Л.А.
Экзамен	Гурина Л.А.