

Федеральное агентство по образованию
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ГОУВПО «АмГУ»

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

Автоматизированные системы диспетчерского управления

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ДИСЦИПЛИНЫ

для специальности 140205 – “Электроэнергетические системы и сети”
140203 – “Релейная защита и автоматизация
электроэнергетических систем”

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 «Автоматизированные системы диспетчерского управления» для студентов очной и заочной форм обучения специальностей 140205 – «Электроэнергетические системы и сети», 140203 – «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем» – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007.

Учебно-методический комплекс ориентирован на оказание помощи студентам очной и заочной форм обучения по специальностям 140205 – «Электроэнергетические системы и сети», 140203 – «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем» для формирования специальных знаний в области автоматизированного управления электроэнергетическими системами.

© Амурский государственный университет, 2007

© Л.А. Гурина

Аннотация

Настоящий УМКД предназначен в помощь студентам всех форм обучения на энергетическом факультете при изучении дисциплины «Автоматизированные системы диспетчерского управления».

При его написании учитывались рекомендации из положения «Об учебно-методическом комплексе дисциплины». УМКД разрабатывался на основе утвержденных в установленном порядке Государственного образовательного стандарта, типовых учебных планов. Исключением стали следующие пункты, которые не предусматриваются рабочей программой дисциплины «АСДУ»:

- методические рекомендации по проведению семинарских и практических занятий;
- методические рекомендации по проведению лабораторных занятий, деловых игр, разбору ситуаций и т.п.;
- методические указания по выполнению курсовых проектов (работ);
- методические указания по выполнению лабораторных работ (практикумов);
- методические указания к практическим занятиям;
- комплекты заданий для лабораторных работ, контрольных работ, домашних заданий.

Данная дисциплина введена в учебный план как факультативная дисциплина, поэтому типовая Федеральная программа отсутствует.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Рабочая программа дисциплины.....	5
2. График самостоятельной работы студентов по дисциплине на каждый семестр с указанием ее содержания, объема в часах, сроков и форм контроля.....	19
3. Краткий конспект лекций.....	20
4. Перечень программных продуктов, реально используемых в практике деятельности выпускников и соответствующее учебно-методическое пособие, раскрывающее особенности и перспективы использования данных программных продуктов.....	49
5. Методические указания по применению современных информационных технологий для преподавания учебной дисциплины	49
6. Методические указания профессорско-преподавательскому составу по организации межсессионного и экзаменационного контроля знаний студентов (материалы по контролю качества образования).....	50
7. Контрольные вопросы к зачету... ..	50
8. Карта обеспеченности дисциплины кадрами профессорско-преподавательского состава.....	51

1. Рабочая программа дисциплины.

Федеральное агентство по образованию РФ
Амурский государственный университет

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по УНР
_____ Е.С. Астапова

«__» _____ 200__ г.

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

по дисциплине *«Автоматизированные системы диспетчерского управления»*
специальностей: 140205 - "Электроэнергетические системы и сети"
140203 - "Релейная защита и автоматизация
электроэнергетических систем"

Очная форма обучения

Курс 5

Лекций 28 час.

Курсовая работа - нет

СРС – 16 час.

Зачет – 9 семестр

Всего часов – 44

Заочная форма обучения

Курс 5

Лекций 6 час.

Курсовая работа – нет

СРС – 36 час.

Зачет – 11 семестр

Всего часов – 42

Составитель: *Гурина Л.А., доцент, канд. техн. наук*

Факультет *Энергетический*
Кафедра *Энергетики*

2006

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: 140205, 140203.

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 подготовки дипломированного специалиста по направлению «Электроэнергетика» включает изучение дисциплины «Автоматизированные системы диспетчерского управления» в разделе ОПД.Ф.08 «Электроэнергетика».

1.1. Цель преподавания дисциплины

Предметом изучения дисциплины «Автоматизированные системы диспетчерского управления» является управление электроэнергетическими системами.

Целью дисциплины является изучение автоматизированных систем управления в электроэнергетике, функций и принципов построения АСДУ электроэнергетических объектов и оценивание состояния.

Основой для изучения дисциплины являются курсы «Высшая математика», «Физика», «ТОЭ», «Математические модели и методы в расчетах на ЭВМ», «Основы научных исследований», «Электроэнергетические системы и сети».

1.2. Задачи изучения дисциплины

Задачей изучения дисциплины является подготовка инженеров по направлению «Электроэнергетика» к оцениванию состояния электроэнергетических систем и управлению энергосистемами.

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

знать:

- задачи и структуру оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическими системами;
- информационные основы управления;

- виды и количественные характеристики оперативно-диспетчерской информации;
- достоверность передачи оперативно-диспетчерской информации;
- информационное и математическое моделирование режимных задач;
- методы расчета установившихся режимов в условиях неопределенности;
- коммерческое диспетчирование в электроэнергетических системах.

уметь:

- классифицировать задачи АСДУ на различных временных, ситуативных и территориальных уровнях управления;
- анализировать и обрабатывать информацию о параметрах режима при управлении ЭЭС в условиях различной степени полноты и достоверности информационных потоков;
- проводить оценку электрических нагрузок и электропотребления;
- формировать модель текущего режима;
- прогнозировать и планировать электрические режимы.

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.

2. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

2.1. Федеральный компонент

ФТД

СД 04

Средства сбора, передачи и отображения оперативно-диспетчерской информации; оценки качества передачи информации, автоматизированные системы управления в электроэнергетике, функции и принципы построения АСУ энергетических объектов, задачи диспетчерской службы.

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

Тема 1.

Введение. Общие сведения об АСДУ электроэнергетическими системами. (4 час.)

Классификация основных задач АСДУ ЭЭС при управлении режимами. Иерархические уровни диспетчерского управления. Примеры автоматизированных систем диспетчерского управления. Характеристика ЭЭС России и ее АСДУ. Новая структура диспетчерского управления.

Тема 2.

Обработка информации при решении задач АСДУ ЭЭС. (4 час.)

Схема обработки информации при управлении ЭЭС. Группы информационных потоков и определение их качества. Виды неопределенности информации о режимных параметрах.

Тема 3.

Оценивание состояния системы. (6 час.)

Обнаружение грубых ошибок в измерениях. Сглаживание ошибок измерений. Применение искусственных нейронных сетей в задаче обнаружения «плохих данных». Алгоритмы оценивания состояния при управлении ЭЭС. Идентификация моделей, используемых при оценивании состояния ЭЭС. Базис установившегося режима. Идеология контрольных уравнений.

Тема 4.

Методы расчета установившихся режимов в условиях неопределенности.

(4 час.)

Вероятностная постановка расчета режима. ЭЭС. Моделирование установившихся режимов в нечетко-определенных условиях.

Тема 5.

Описание параметров режима в задачах управления развитием и функционирование ЭЭС (4 час.)

Представление электрических нагрузок ЭЭС гармоническими составляющими ряда Фурье. Модели авторегрессии. Вейвлет-анализ параметров режима при достоверизации информации о функционировании электроэнергетических систем.

Тема 6.

Методы прогнозирования параметров режима при управлении ЭЭС.

(4 час.)

Назначение задачи прогнозирования при планировании электроэнергетические режимов. Требования к методам прогнозирования и их программной реализации. Метод экспоненциального сглаживания. Фильтр Калмана. Разложение Фурье.

Тема 7.

Коммерческое диспетчирование в ЭЭС (2 час.)

Коммерческое диспетчирование на ФОРЭМ. Аукционные торги. Алгоритмы коммерческого сопровождения решений диспетчера. Алгоритмы апостериорного анализа режима ЭЭС.

2.5. Самостоятельная работа студентов.

Содержание самостоятельной работы студентов очной формы обучения

1. Оперативные информационно-управляющие комплексы АСДУ.
2. Автоматизированные системы контроля за электропотреблением.
3. Автоматизированные системы управления технологическими процессами.
4. Эквивалентирование при расчетах установившегося режима.
5. Планирование нормальных электрических режимов.
6. Управление электропотреблением.
7. Автоматическое управление режимами.
8. Управление нагрузкой
9. Экспертные системы.

2.6. Перечень и темы промежуточных форм контроля знаний.

К промежуточной форме контроля знаний относится:

- блиц-опрос на лекциях по пройденному материалу;
- Выступление с докладом по темам, указанным в пункте 2.5.

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

1. Иерархические уровни диспетчерского управления.
2. Примеры автоматизированных систем диспетчерского управления.
3. Характеристика ЕЭС России и ее АСДУ.

4. Оперативные информационно-управляющие комплексы АСДУ.
5. Автоматизированные системы контроля за электропотреблением.
6. Автоматизированные системы управления технологическими процессами.
7. Виды неопределенности информации о режимных параметрах.
8. Сглаживание ошибок измерений.
9. Применение искусственных нейронных сетей в задаче обнаружения «плохих данных».
10. Алгоритмы оценивания состояния при управлении ЭЭС.
11. Идентификация моделей, используемых при оценивании состояния ЭЭС.
12. Эквивалентирование при расчетах установившегося режима.
13. Коммерческое диспетчирование на ФОРЭМ.
14. Аукционные торги. Алгоритмы коммерческого сопровождения решений диспетчера.
15. Алгоритмы апостериорного анализа режима ЭЭС.
16. Планирование нормальных электрических режимов.
17. Управление электропотреблением.
18. Автоматическое управление режимами.

2.7. Вопросы к зачету

1. Классификация основных задач АСДУ ЭЭС при управлении режимами.
2. Иерархические уровни диспетчерского управления
3. Характеристика ЕЭС России и ее АСДУ.
4. Новая структура диспетчерского управления.
5. Оперативные информационно-управляющие комплексы АСДУ.
6. Схема обработки информации при управлении ЭЭС.
7. Группы информационных потоков и определение их качества.
8. Виды неопределенности информации о режимных параметрах
9. Обнаружение грубых ошибок в измерениях.
10. Сглаживание ошибок измерений.

11. Применение искусственных нейронных сетей в задаче обнаружения «плохих данных».
12. Алгоритмы оценивания состояния при управлении ЭЭС.
13. Идентификация моделей, используемых при оценивании состояния ЭЭС.
14. Базис установившегося режима.
15. Идеология контрольных уравнений.
16. Вероятностная постановка расчета режима. ЭЭС.
17. Моделирование установившихся режимов в нечетко-определенных условиях.
18. Описание параметров режима в задачах управления развитием и функционирование ЭЭС. Представление электрических нагрузок ЭЭС гармоническими составляющими ряда Фурье.
19. Описание параметров режима в задачах управления развитием и функционирование ЭЭС. Модели авторегрессии.
20. Вейвлет-анализ параметров режима при достоверизации информации о функционировании электроэнергетических систем.
21. Назначение задачи прогнозирования при планировании электроэнергетические режимов.
22. Требования к методам прогнозирования и их программной реализации.
23. Метод экспоненциального сглаживания.
24. Фильтр Калмана.
25. Разложение Фурье.
26. Коммерческое диспетчирование на ФОРЭМ. Аукционные торги.
27. Алгоритмы коммерческого сопровождения решений диспетчера.
28. Алгоритмы апостериорного анализа режима ЭЭС.
29. Автоматизированные системы управления технологическими процессами.

3. УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ ПО ДИСЦИПЛИНЕ

3.1. Литература

Основная литература

1. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике/ Под общей ред. Ю.Н. Руденко и В.А. Семенова. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 648 с.
2. Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах. – Новосибирск: Наука: Сиб. отд-ние, 2000. – 152 с.
3. Орнов В.Г., Рабинович М.А. Задачи оперативного и автоматического управления энергосистемами. М.: Энергоатомиздат, 1988.

Дополнительная литература

4. Гамм А.З., Курбацкий В.Г. Вероятностные методы расчета режима электроэнергетических систем: Учеб. пособие. – БрИИ. Братск, 1990. – 91 с. (темы 2.2.4, 2.2.6);
5. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. М., «наука», 1976. – 220 с. (темы 2.2.2, 2.2.3, 2.2.5);
6. Гурина Л.А. Математические модели и методы представления информации для АСДУ электроэнергетическими системами в условиях неопределенности: Автореф. дис... канд. техн. наук. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2004. – 23 с. (темы 2.2.2, 2.2.5, 2.2.6);
7. Интеграция информационных технологий в системных исследованиях энергетики/ Л.В. Массель, А.Ю. Горнов и др. Под ред. Н.И. Воропая.- Новосибирск: Наука, 2003. – 320 с. (тема 2.5.9);
8. Манусов В.З., Моисеев С.М., Озерных И.Л. Моделирование режимов систем электроснабжения в условиях неполной информации: Учеб. пособие / Новосиб. электротехн. ин-т. – Новосибирск, 1985. – 75 с. (темы 2.2.4, 2.2.5);

9. Гамм А.З. Паламарчук С.И., Кучеров Ю.Н. Методы решения задач реального времени в электроэнергетике. М.: Наука, 1990. (темы 2.2.1, 2.2.3);
10. Гамм А.З., Голуб И.И. Наблюдаемость электроэнергетических систем. – М.: Наука. 1990. – 220 с. (темы 2.2.1, 2.2.3);
11. Богатырев Л.Л., Манусов В.З., Содномдорж Д. Математическое моделирование режимов ЭЭС в условиях неопределенности. – Улан-Батор: Изд-во типографии МГТУ, 1999. (темы 2.2.4, 2.2.5);
12. 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.

3.2. Наглядные пособия

1. Лазерные пленки к проектоскопу по темам «Общие сведения об АСДУ электроэнергетическими системами» - 1 шт., «Обработка информации при решении задач АСДУ ЭЭС» - 3 шт., «Коммерческое диспетчирование в ЭЭС» - 2 шт.

4. УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКАЯ КАРТА ДИСЦИПЛИНЫ

Таблица 1.

Учебно-методическая карта дисциплины

№ недели	№ темы	Наименование вопросов изучаемых на лекции	Занятия (номера)		Самостоятельная работа студентов		Формы контроля
			Практич. (семина.)	Используемые наглядные и методические пособия	Содержание	Час	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	Содержание вопросов изучаемых на лекции приведены в подразделе 2.2.		Лазерная пленка «Структура диспетчерского управления»	Оперативные информационно-управляющие комплексы АСДУ.	2	Блиц-опрос на лекции. Коллоквиум.
2	1			Лазерные пленки для проектоскопа: «Схема обработки информации при управлении ЭЭС», «Группы информационных потоков», «Виды неопределенности информации о режимных параметрах»	Автоматизированные системы контроля за электропотреблением.	2	Блиц-опрос на лекции

1	2	3	4	5	6	7	8
3	2				Автоматизированные системы управления технологическими процессами.	2	Блиц-опрос на лекции
4	2				Автоматическое управление режимами	2	Блиц-опрос на лекциях
5	3				Эквивалентирование при расчетах установившегося режима.	2	Блиц-опрос на лекции
6	3						
7	3			Лазерные пленки «Коммерческое диспетчирование в ЭЭС»	Планирование нормальных электрических режимов.	2	Блиц-опрос на лекциях
8	4				Управление электропотреблением. Управление нагрузкой	2	Блиц-опрос на лекциях

1	2	3	4	5	6	7	8
9	4						
10	5				Экспертные системы.	2	Блиц-опрос на лекциях
11	5						
12	6						
13	6						
14	7						

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 (понедельные)
1	Оперативные информационно-управляющие комплексы АСДУ.	2	Блиц-опрос на лекции	1
2	Автоматизированные системы контроля за электропотреблением.	2	Блиц-опрос на лекции	2
3	Автоматизированные системы управления технологическими процессами.	2	Блиц-опрос на лекции	3
4	Автоматическое управление режимами.	2	Блиц-опрос на лекции	4
5	Эквивалентирование при расчетах установившегося режима	2	Блиц-опрос на лекции	5
6	Планирование нормальных электрических режимов.	1	Блиц-опрос на лекции	7
7	Управление электропотреблением.	2	Блиц-опрос лекции	8
8	Управление нагрузкой	1	Блиц-опрос лекции	8
9	Экспертные системы.	2	Блиц-опрос лекции	10

Примечание. Список рекомендуемой литературы для изучения вопросов, вынесенных на самостоятельную работу, приведен в рабочей программы дисциплины (стр. 14,15).

3. Краткий конспект лекций

Тема 1.

Введение. Общие сведения об АСДУ электроэнергетическими системами. (4 час.)

План

1. Классификация основных задач АСДУ ЭЭС при управлении режимами.
2. Иерархические уровни диспетчерского управления.
3. Примеры автоматизированных систем диспетчерского управления.
4. Характеристика ЕЭС России и ее АСДУ.
5. Новая структура диспетчерского управления.

Современные электроэнергетические системы - сложные многосвязные, пространственно разнесенные иерархические объекты. Они функционируют в условиях переменности их структуры, параметров и режимов работы при многочисленных внутренних и внешних возмущающих воздействиях как систематического, так и случайного характера. Все это определяет сложность задач управления.

Автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ) ЭЭС также представляет собой иерархическую систему, обеспечивающую сбор, преобразование, передачу, обработку и отображение информации о состоянии и режиме системы, формирование на основе собранной схемной и режимной информации, передачу и реализацию управляющих команд с целью выполнения системой функций надежного снабжения электрической и тепловой энергией требуемого качества всех ее потребителей.

АСДУ включает в себя:

- управляющие вычислительные центры (УВЦ) в ЦДУ ЭЭС;
- объединенные диспетчерские управления (ОДУ) ОЭС;
- диспетчерские пункты (ДП) предприятий электрических сетей (ПЭС);

- АСУ технологическими процессами (АСУ ТП) электростанций, энергоблоков и подстанций;
- централизованные и локальные системы автоматического регулирования и управления.

На каждом уровне иерархии решаются следующие задачи:

1. Сбор телеизмерительной и статистической информации о текущем и прошлом состоянии ЭЭС.

2. Верификация исходной информации. Это – оценивание состояние ЭЭС. Решение этой задачи обеспечивает наблюдаемость ЭЭС.

3. Идентификация моделей ЭЭС, используемых в цикле оперативного управления. Данную функцию бывает достаточно трудно реализовать из-за избыточности информации в одних случаях (информация о параметрах ЛЭП, трансформаторах, генераторах и т.д.), а в других (состояние коммутационных аппаратов, места аварий в сети, прогнозируемость нагрузок, изменение спроса и предложения при изменении цен на электроэнергию и услуги) - по причине неопределенности информации.

4. Прогнозирование режима. Прогнозированию подлежат общесистемные параметры (суммарная нагрузка, располагаемая мощность), локальные переменные (нагрузка отдельных узлов и районов, перетоки мощности) и др. Проблема решения такой задачи заключена в использовании регрессионных моделей, которые вносят большую погрешность расчета при неполной, некорректной информации. Кроме того, при процедуре прогнозирования на разные периоды упреждения необходимо учитывать “старение” режимной информации, что в свою очередь повысит ее достоверность.

5. Контроль допустимости значений параметров режима. Проверяется, находятся ли текущие значения переменных режима в допустимых пределах. Для определения пределов переменных

используется система определения граничных значений, включающая расчеты статической и динамической устойчивости. Эти пределы определяются априори. Отсюда, в неопределенных условиях функционирования ЭЭС детерминированные методы определения пределов допустимой области дают недостоверный результат, а вероятностные – некорректный.

6. Оперативная проверка надежности. Состоит в моделировании возможных случайных возмущений.

7. Поиск решений. Состоит в использовании степеней свободы диспетчера для:

- 1) ввода режима в допустимую область;
- 2) обеспечения оперативной надежности;
- 3) контроль экономичности и коррекции режима.

8. Проверка решений диспетчера. Состоит в имитации поведения ЭЭС после реализации проверяемого решения.

9. Коммерческое сопровождение технологического диспетчерского управления.

Россия имеет большой собственный опыт развития и применения АСДУ, не уступающий АСДУ за рубежом. Наблюдается схожесть основных тенденций развития АСДУ для ЭЭС разных стран. Покажем это на примере АСДУ ЭЭС в США и Германии.

Одно из объединений ЭЭС (ОЭС) США, имеющее установленную мощность примерно 22000 тыс. МВт, из которых 90% - электростанции на угле, 8% - атомные, остальные – ГЭС. Разработана трехуровневая иерархическая структура для оперативного управления, включающая традиционные задачи:

- оптимизация режима по активной мощности;
- регулирование частоты;
- выбор состава работающего оборудования;

- обмен мощностями между объединенными ЭЭС;
- график ремонтов.

Территория Германии покрывается 8 объединенными ЭЭС, и хотя эти ЭЭС работают параллельно, объединенный центр отсутствует. ЭЭС Германии жестко связаны с ЭЭС других стран через Европейскую объединенную систему (UCTE). Каждая ЭЭС Германии управляется из собственного центра. Основные решаемые задачи АСДУ Германии следующие:

- распознавание топологии сети;
 - оценивание состояния;
 - эквивалентирование;
 - потокораспределение;
 - моделирование отказов;
- коррекция режима с упреждением 5 мин.;
- регулирование частоты и мощности.

В ЕЭС России входит 68 энергосистем, общей установленной мощностью 192.2 тыс. МВт (по данным 2004 г.). Всего на территории России работает 77 энергосистем.

Режимы ЕЭС характеризуются достаточно напряженными перетоками активной мощности в отдельных сечениях в период максимальных нагрузок и повышенными уровнями напряжений в период минимальных нагрузок.

Предполагаемое развитие межгосударственных связей ЕЭС России на переменном токе выдвигает к системам ее технологического управления дополнительные, более жесткие требования по регулированию частоты и поддержанию перетоков мощности в заданных пределах.

В настоящее время АСДУ ЕЭС России – многоуровневая система.

Всего в ЕЭС эксплуатируется 446 оперативно-информационных комплексов диспетчера (SCADA/EMS) разной степени сложности, в том числе:

- 1 в СО-ЦДУ ЕЭС;
- 7 в ОДУ;
- 72 в АО-энерго
- 366 на предприятиях и в районах электрических сетей.

Новая развивающаяся структура АСДУ связана с развитием рыночных отношений в энергетике. Она сформулирована в Законе об электроэнергетике и основана на том, что при диспетчерском управлении ЕЭС взаимодействуют подсистемы: независимый системный оператор (СО) и администратор торговой системы (АТС).

Цель СО – обеспечение технологического управления ЕЭС по критериям надежности, качества и экономичности. В его функции входит контроль и фиксация отклонений от диспетчерского графика с последующей их экономической оценкой с помощью АТС.

Администратор торговой системы имеет целью контролировать затраты на производство электроэнергии и покупку, оценивать вклад каждого участника рынка в этих затратах, разделять прибыль или ущерб между участниками рынка.

Тема 2.

Обработка информации при решении задач АСДУ ЕЭС. (4 час.)

План

1. Схема обработки информации при управлении ЕЭС.
2. Группы информационных потоков и определение их качества.
3. Виды неопределенности информации о режимных параметрах.

Для успешного решения перечисленных задач АСДУ используемая информация должна быть достаточно достоверной. Схема обработки

информации при управлении ЭЭС и места возникновения случайных помех, влияющих на достоверность информации, представлена на рис. 1.

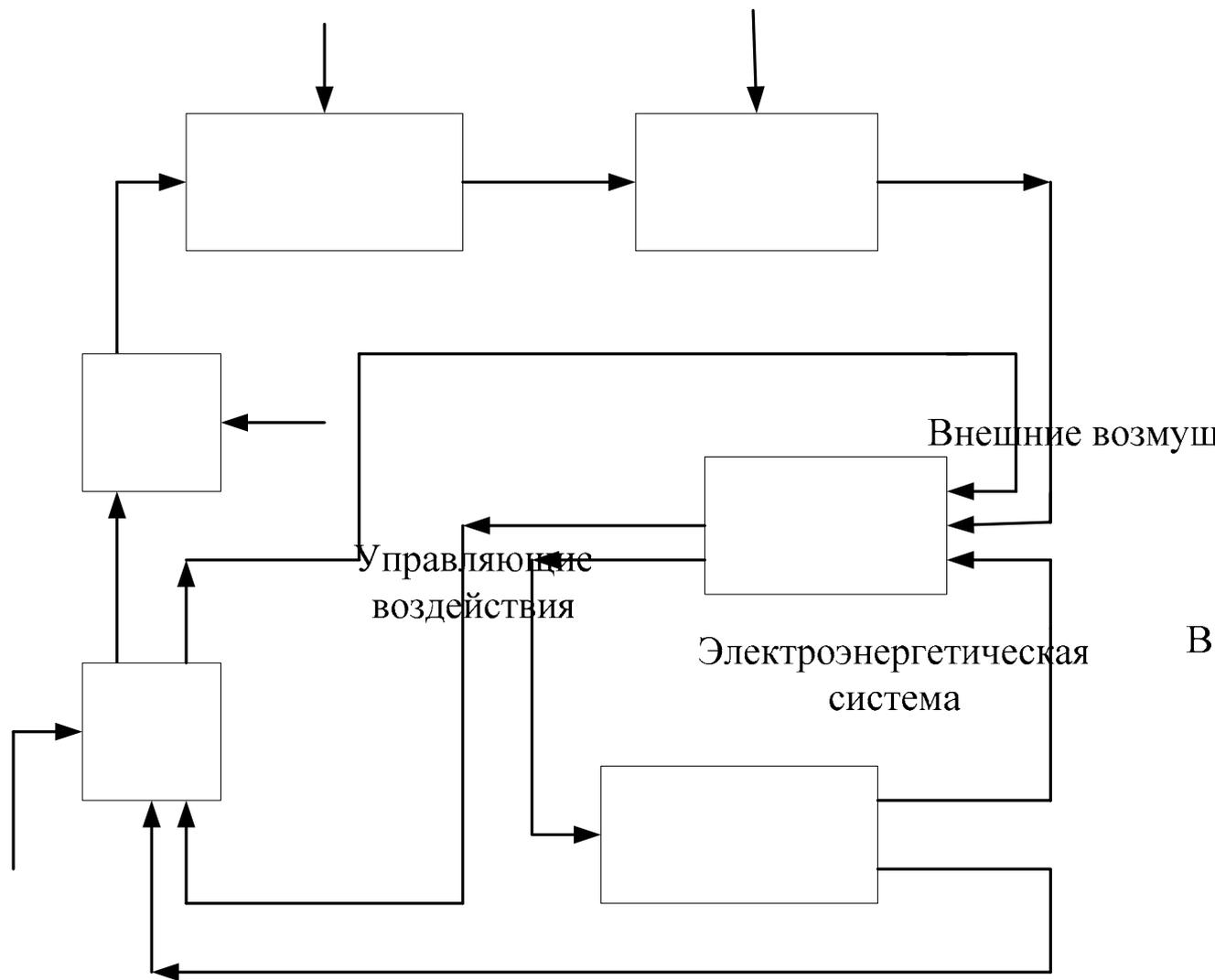


Рис. 1. Схема обработки информации при управлении ЭЭС.

Представленная схема обработки информации работает при полном объеме информационной базы, учитывает случайные возмущения на ЭЭС и позволяет применить вероятностные методы обработки информации. Но на практике возникают ситуации, которые не могут адекватно описаны только вероятностными моделями в связи с различной степенью неопределенности информационной базы. Неучет этого приводит к ошибкам при управлении электроэнергетическими системами.

В целях избежания ошибок, неопределенность информации должна разбиваться на составляющие, каждая из которых позволит применить свой математический аппарат обработки с учетом различной степени полноты и достоверности информационных потоков.

Современные электроэнергетические системы функционируют в условиях неопределенности. Это связано с ошибками наблюдения; недостатком информации, необходимой для оценки ситуации и принятием решений; неполнотой и некорректностью данных; случайностью событий.

При оперативном управлении, контроле за перегрузкой оборудования используемая информация является неоднородной и неполной. Кроме этого информация о нагрузках узлов является неопределенной при расчете потерь электроэнергии в распределительных сетях. Виды информации для определения потерь показаны на рис. 2.

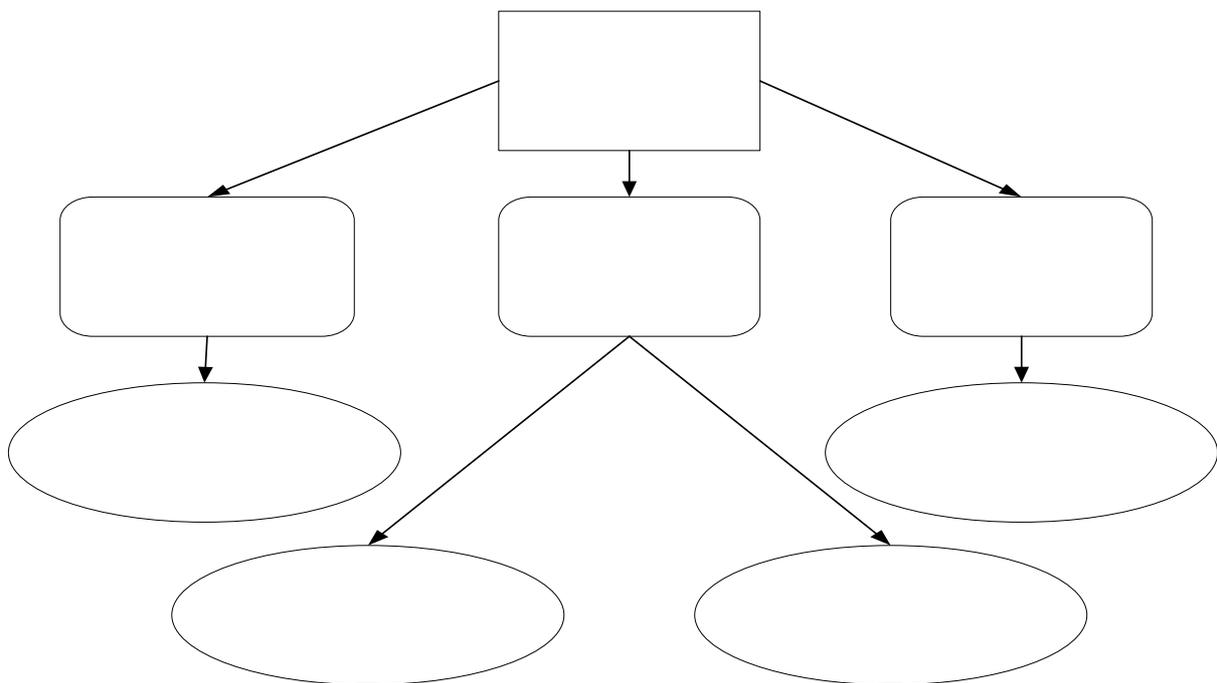


Рис. 2. Виды информации для определения потерь электроэнергии.

В решении проблемы неопределенности выделены два направления. К первому относятся работы, в которых решается задача сбора и обработки информации, уменьшающей неопределенность системы. Работы второго

направления посвящены созданию моделей и методов, обеспечивающих использование всех форм неполной информации с целью максимального ее использования для выбора рациональных решений при АСУ ЭЭС. Информация, используемая в АСУ ЭЭС, разделена на 4 группы: детерминированная, вероятностно-определенная, нечетко-определенная, неопределенная.

Детерминированная информация связана с тем, что численно однозначно задаются виды оборудования, его состав, номинальные параметры.

Вероятностно-определенная информация отражает случайный характер параметров и получается на основе обработки статистических выборок.

В тех случаях, когда достаточное количество выборок отсутствует по причине объективной неопределенности будущих условий развития или функционирования, информация носит нечетко определенный характер.

Неопределенная информация возникает при полной неопределенности или когда известен предполагаемый диапазон измерений.

Особенно при планировании и прогнозировании потерь ЭЭ в распределительных электрических сетях, режимные параметры в большей степени обладают свойствами неопределенности. Оперативный характер прогнозирования в условиях ограниченного времени, использование оценок, даваемых экспертом, выраженных на профессиональном языке в качественном виде, приводят к необходимости обобщения традиционных методов прогнозирования.

Для случая неопределенности не разработаны методы решения задач и они сводятся или к вероятностно-определенной, или к нечетко-определенной постановке.

В основе вероятностно-определенного подхода лежат стохастические и регрессионные модели ЭЭС. Это, по сути, отрицательно влияет на достоверность информации, поскольку регрессия приближенно есть не что иное, как зависимость от предшествующих результатов. Достоверность регрессионных моделей зависит от полноты и качества информации, планирования эксперимента. Применение регрессионных аналитических выражений в современных экономических условиях не позволяет учесть погрешность измерительных комплексов, низкое качество электроэнергии.

При нечетко-определенной информации положены два подхода. Первый использует явную форму выражения функции принадлежности зависимых переменных через функцию принадлежности независимых переменных. Второй – неявную, когда функция принадлежности зависимых переменных определяется в результате выполнения последовательности бинарных арифметических операций над нечеткими переменными.

Перечисленные подходы представления информационных подходов дают возможность моделировать строго вероятностную, строго нечетко определенную, строго детерминированную информацию, не учитывая следующие ее свойства – некорректность, неполнота, избыточность, старение в совокупности.

Кроме острого дефицита информации и жесткого ограничения по времени необходимо учитывать и тот факт, что исходная информация, на основе которой принимается решение по управлению, является неточной в результате погрешностей измерительной аппаратуры, неодновременности замеров и действий помех в каналах передачи информации. Виды неопределенности информации показаны на рис. 3.

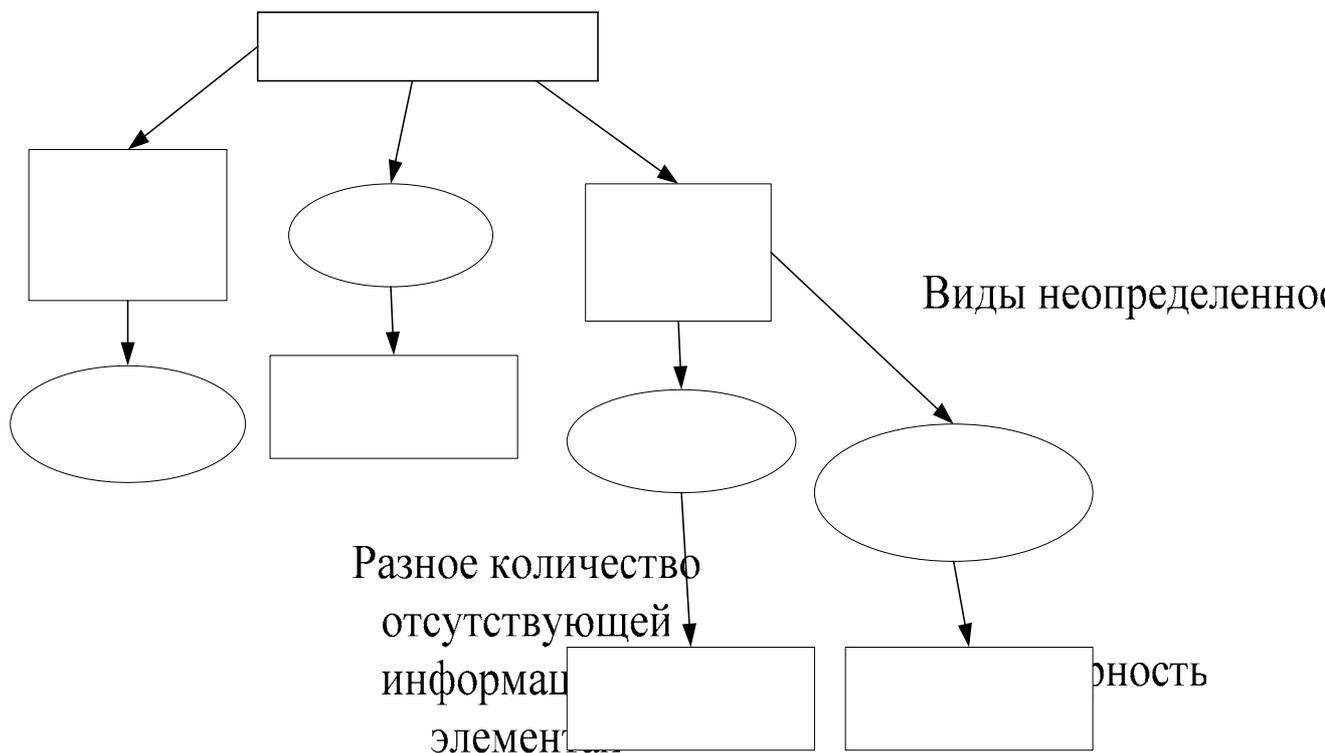


Рис. 3. Виды неопределенности информации.

Тема 3.

Оценивание состояния системы. (6 час.)

План

1. Обнаружение грубых ошибок и неизвестность.
2. Идеология контрольных уравнений.
3. Сглаживание ошибок измерений.
4. Применение искусственных нейронных сетей в задаче обнаружения «плохих данных».
5. Алгоритмы оценивания состояния при управлении ЭЭС.
6. Идентификация моделей, используемых при оценивании состояния ЭЭС.
7. Базис установившегося режима.

Неполнота,
недостаточность,
неадекватность

Грубые ошибки («плохие данные») в телеизмерениях и др. исходной информации – источник возможных серьезных ошибок в решениях, принимаемых при диспетчерском управлении ЭЭС. Грубые ошибки возникают при выходе из строя элементов ТИ-тракта, случайных помехах

в каналах передачи данных и т.д. Обнаружение плохих данных, подавление их влияния на оценки параметров режима ЭЭС – одна из наиболее актуальных проблем в АСДУ, решение которой существенно повышает надежность ДУ ЭЭС.

К решению проблемы «плохих данных» подходят на использовании идеологии так называемых контрольных уравнений.

Контрольные уравнения – такие уравнения режима ЭЭС, из которых исключены неизмеренные параметры и в которые входят только измеренные параметры. Подставляя в них полученные значения измерений, можно по величине невязок судить о наличии грубых ошибок.

Обнаружить или уменьшить ошибки в получаемой информации можно, используя следующие пути:

1. Увеличение точности и надежности элементов измерительной системы;
2. Дублирование измерений одной и той же переменной одновременно более чем одним прибором с передачей данных по дублированным каналам;
3. Учет того, что измеренные значения переменных режима в каждый момент времени должны удовлетворять законам электрических цепей.
4. Учет нахождения переменных режима и, следовательно, соответствующих измерений в пределах, определяемых технологическими условиями;
5. Учет информации о связи значений некоторых переменных режима в текущий момент времени со значениями этих же переменных в предшествующие моменты времени, обычно представляемые в виде прогнозов.

6. Накопление информации о статистических связях между переменными режима в один и тот же момент времени, например, между перетоками линий, нагрузками узлов;
7. Отличие распределения случайных ошибок при нормальном состоянии тракта получения данных от распределения грубых ошибок.

При недостаточно высокой избыточности измерений в процессе достоверизации телеизмерений по контрольным уравнениям возникают группы сомнительных данных, т.е. среди которых есть ошибочные, но определить, какое из них – невозможно. Вторая причина появления групп сомнительных данных – возникающая иногда противоречивость при проверке небалансов контрольных уравнений. Одни и те же измерения могут входить в контрольные уравнения с малой невязкой, т.е. являться достоверными, и в то же время в контрольное уравнение с большой невязкой, т.е. содержать грубые ошибки. Такие измерения также объединяются в группы сомнительных данных.

Для обнаружения ошибочных измерений успешно применяются искусственные нейронные сети (ИНС). При этом задача достоверизации телеизмерений рассматривается как задача классификации сомнительных измерений на два класса: достоверные и ошибочные.

Кроме того, качество решения задач оценивания во многом зависит от того, насколько полны и адекватно отражают реальные свойства ЭЭС те модели, которые используются при решении данной задачи, а именно, модели электрической сети, модели измерений, модели динамики и модели шумов. Если модели электрической сети обычно хорошо известны и полны, то этого нельзя сказать обо всех остальных моделях.

Модели измерений можно считать достаточно точными, поскольку они базируются на модели электрической сети, но полными их назвать нельзя, т.к. количество измеряемых величин, как правило, невелико. Если

использовать только эти измерения, то ЭЭС будет содержать много ненаблюдаемых районов, оценить параметры режима которых невозможно. Поэтому модели измерений должны быть дополнены моделями, базирующимися на анализе статистического материала, накопленного в диспетчерских ведомостях. Это дает возможность получить дополнительную информацию о текущем значении на основании прошлых данных и статистических взаимосвязей между измеряемыми и неизменяемыми параметрами режима.

Здесь возможна ситуация, когда незаданность параметров режима определяется отсутствием информации, например, нет измерений нагрузок или другого параметра режима. В этом случае часть параметров режима не может быть дорассчитана по известным данным, система становится ненаблюдаемой.

Минимальное количество данных о параметрах режима, необходимых для однозначного определения всех остальных параметров режима называется базисом.

Аппарат определения параметров модели, т.е. аппарат идентификации, аналогичен как для моделей измерения, так и для моделей динамики. В основе его лежат два основных момента – учет фактора старения информации, когда более поздняя информация считается и более важной для определения параметров модели; выделение в качестве аргументов модели статистически независимых факторов, что позволяет избежать ряда вычислительных трудностей, связанных с некорректностью задачи идентификации.

Идентификация шумов измерений сводится к тому, что параметры шумов вводятся как компоненты вектора оцениваемых параметров.

Тема 4.

Методы расчета установившихся режимов в условиях неопределенности. (4 час.)

План

1. Вероятностная постановка расчета режима. ЭЭС.
2. Моделирование установившихся режимов в нечетко-определенных условиях.

Главный источник неопределенности при расчете режима – неопределенность исходных данных. Будем считать, что эта неопределенность может быть представлена в вероятностном виде, т.е. для исходных данных будут известны:

- математическое ожидание $M(d) = \bar{d}$;
- матрица ковариаций $M((d - \bar{d})(d - \bar{d})^T) = R$.

Например, в моделях нагрузки случайными можно полагать мощности P_{ni} , Q_{ni} , а в моделях генерации случайными могут быть реализации запланированных мощностей P_{Gi} , Q_{Gi} . Случайными могут быть и параметры схем сети.

Пусть в системе уравнений установившегося режима (УУР)

$$YU = I$$

случайны матрица Y и ток инъекций, т.е.

$$(Y + \Delta Y)U = I + \Delta I.$$

Тогда

$$YU + \Delta YU = I + \Delta I$$

или

$$YU = I + \Delta I - \Delta YU = I + \Delta I_{\text{экв}},$$

где $\Delta I_{\text{экв}} = \Delta I - \Delta YU \approx \Delta I - \Delta Y Y^{-1} I$.

Задача расчета установившегося режима в вероятностной постановке будет заключаться в том, чтобы по заданному распределению исходных

данных $P(d)$ найти распределение вектора состояния $P(X)$, а по нему найти распределение всех остальных параметров режима.

В данном случае могут возникнуть три ситуации:

1. вектор исходных данных образует базис;
2. вектор исходных данных избыточен;
3. исходных данных не хватает.

Например, d - базис, однозначно определяющий режим. Задача сводится к последовательной линеаризации путем разложения в ряд Тейлора:

$$w(x_2) = w(x_2^{(0)}) + \frac{\partial w}{\partial x_2} \Delta x_2 = 0,$$

где Δx_2 - поправка к исходному приближению $x_2^{(0)}$:

$$x_2^{(1)} = x_2^{(0)} + \Delta x_2.$$

После вычисления вектора $x_2^{(0)}$ его принимают в качестве нового приближения и так до тех пор, пока не будет обеспечен минимум невязок УУР.

Для моделирования установившегося режима в нечетко определенных условиях необходимо с помощью законов электрических цепей установить связь между функциями принадлежности зависимых и независимых параметров режима. Рассмотрим решение этой задачи на основе распространенной записи УУН в форме баланса мощностей

$$S = -U_g Y U + U_g Y_\sigma U_\sigma,$$

где U_g - диагональная матрица напряжений, Y - матрица собственных и взаимных проводимостей, Y_σ - вектор связи с базисным узлом, U_σ - напряжение базисного узла.

В качестве независимых переменных принимается вектор мощностей нагрузок узлов. Нечеткий характер информации о нагрузках электрической сети обуславливает и нечеткость в напряжениях узлов. Поэтому, левая

часть УУН представляется вектором нечетких мощностей узлов, а в правую вводятся матрицы нечетких напряжений.

Уравнение, связывающее нечеткие параметры режима, называется нечетким уравнением установившегося режима (НУУР). В частности, НУУР, записанное в форме УУР, имеет вид

$$\underline{S} = -\underline{U}_g Y \underline{U} + \underline{U}_g Y_0 \underline{U}_0,$$

где \underline{S} - вектор нечетких мощностей узлов, \underline{U} - вектор нечетких напряжений узлов.

Существует два подхода к разработке методов решения НУУР. Первый использует явную форму выражения функций принадлежности зависимых переменных через функции принадлежности независимых переменных. Второй – неявную, когда функции принадлежности зависимых переменных определяются в результате выполнения бинарных арифметических операций над нечеткими переменными

Тема 5.

Описание параметров режима в задачах управления развитием и функционирование ЭЭС (4 час.)

План

1. Представление электрических нагрузок ЭЭС гармоническими составляющими ряда Фурье.
2. Модели авторегрессии.
3. Вейвлет-анализ параметров режима при достоверизации информации о функционировании электроэнергетических систем.

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:

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

Электрическая нагрузка ЭЭС может представляться моделью ряда Фурье:

$$P(t) = a_0 + \sum_{k=1}^{12} a_k \cos \omega_0 kt + \sum_{k=1}^{12} b_k \sin \omega_0 kt ,$$

где $\omega_0 = 2\pi/24$, $k = \overline{1,12}$.

Коэффициенты разложения находятся по прошлым реальным нагрузкам за q предшествующих часов.

Область применения модели ряда Фурье – внутрисуточное прогнозирование часовых значений нагрузок.

Класс динамических моделей с временной структурой представлен методами семейства ARMA и ARIMA, авторегрессия с движущимся средним и авторегрессия с интегрированным движущимся средним.

Авторегрессионный процесс порядка p (AR(p))

В авторегрессионном процессе текущее во времени значение случайной переменной $z(t)$ представляется в виде линейной комбинации p значений этой же переменной в предыдущие моменты времени и случайного шума $a(t)$

$$z(t) = w_1 z(t-1) + w_2 z(t-2) + \dots + w_p z(t-p) + a(t)$$

Процесс движущегося среднего порядка q (MA(q))

В процессе движущегося среднего случайная переменная $z(t)$ представляется как линейная комбинация случайных шумов в предыдущие моменты времени

$$z(t) = a(t) - r_1 a(t-1) - r_2 a(t-2) - \dots - r_q a(t-q),$$

здесь $\{a(t-1), a(t-2), \dots\}$ для случайного шума во все предыдущие моменты времени получается путем вычисления реальной ошибки предсказания, т.е. путем вычитания сделанного предсказания из реального измеренного значения в тот момент, когда такое измерение становится доступным.

Авторегрессия с движущимся средним порядков p и q (ARMA (p, q))

Процесс ARMA (p, q) получается как комбинация двух приведенных выше процессов

$$\begin{aligned} z(t) - w_1 z(t-1) - w_2 z(t-2) - \dots - w_p z(t-p) &= \\ = a(t) - r_1 a(t-1) - r_2 a(t-2) - \dots - r_q a(t-q) \end{aligned}$$

Временные ряды, описываемые моделями ARMA (p,q), MA(q), AR(p), называются стационарными процессами. Это означает, что среднее и ковариации этих процессов не зависят от момента наблюдения и постоянны во времени.

При оптимизации режимов, оценивании состояния, выявлении неоднородностей, сенсоров и слабых мест ЭЭС, прогнозировании и обеспечения контроля за текущей надежностью энергосистем в условиях неполноты и неточности информации для ее обработки также предлагается использовать метод вейвлетов.

Идея вейвлет-представления процессов изменения режимных параметров состоит в разбивке приближения к процессу на две составляющие – аппроксимирующую и детализирующую, с последующим их уточнением итерационным методом как во временной, так и в частотной областях.

В основе вейвлет-преобразования лежит использование двух непрерывных и интегрируемых функций

- вейвлет-функции $\psi(t)$, причем $\int_{-\infty}^{+\infty} \psi(e)dt = 0$;

- масштабирующей функции $\varphi(t)$ с единичным значением интеграла $\int_{-\infty}^{+\infty} \varphi(e)dt$.

Функция $\psi(t)$ определяет детали процесса и порождает детализирующие коэффициенты, а функция $\varphi(t)$ определяет аппроксимацию процесса и порождает ее коэффициенты. Первая функция создается на основе той или иной базисной функции $\psi_0(t)$, определяющей тип вейвлета и обеспечивающей выполнение двух основных операций:

- смещение по оси времени $t - \psi_0(t - b)$, $b \in R$;

- масштабирование - $a^{-1/2}\psi_0(\frac{t}{a}), a > 0$.

Параметр a задает ширину этого пакета, а b - его положение.

Отсюда функция $\psi(t)$ описывается как

$$\psi(t) = \psi(a, b, t) = a^{-1/2}\psi_0(\frac{t-b}{a})$$

Прямое непрерывное вейвлет-преобразование процесса изменения параметра $y(t)$ задается путем вычисления вейвлет-коэффициентов, определяемых интегральным значением произведения процесса на вейвлет-функцию заданного вида

$$C(a, b) = \int_R y(t)a^{-1/2}\psi(\frac{t-b}{a})dt.$$

Для восстановления полной формы процесса используют функцию $\varphi(t)$.

Следующим этапом анализа процессов изменения параметров режима, является обратное непрерывное вейвлет-преобразование, заключающееся в восстановлении функции $y(t)$ по коэффициентам разложения.

Таким образом, при вейвлет-анализе процесс раскладывается на аппроксимирующие коэффициенты, которые представляют сглаженный процесс, и детализирующие коэффициенты, описывающие колебания. В условиях различной степени неполноты информации, применение вейвлетов становится важным инструментом для удаления помех и грубых ошибок. Для этого можно применить пороговую обработку, при которой значения детализирующих коэффициентов, меньших некоторого заданного уровня, обращают в нуль. В данном случае оценивается спектральный состав случайного шума, выбирается тип пороговой обработки и критерий расчета самого порога, который при наименьшем смещении восстановленного процесса обеспечивает наибольшее значение отношения

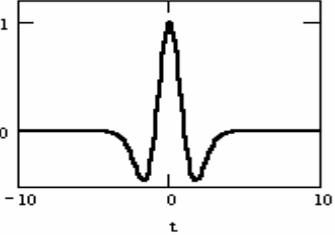
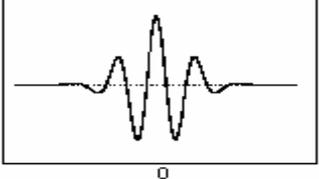
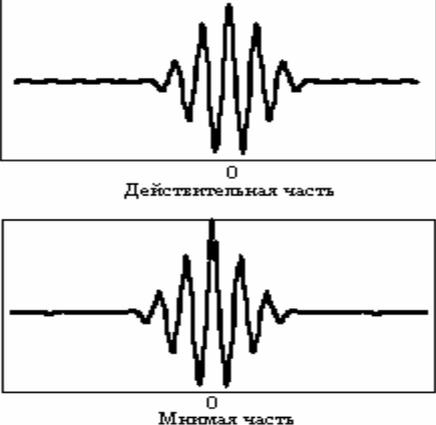
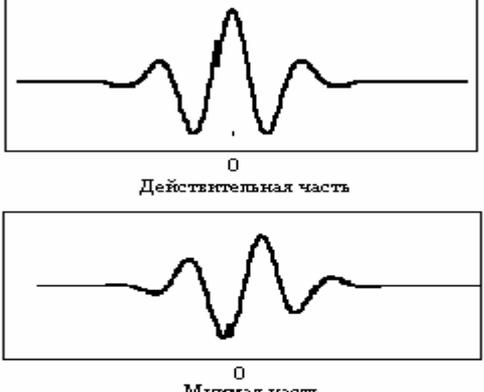
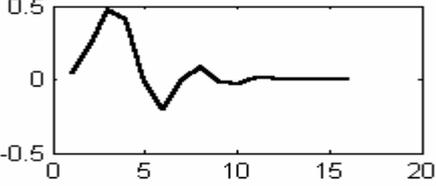
процесс/шум. Эта процедура легко реализуется в программном продукте MATLAB.

Следует отметить, что при обычном вейвлет-разложении детализирующие коэффициенты не анализируются. Поэтому при низком качестве исходных данных предлагается использовать пакетный вейвлет-анализ, при котором раскладываются детализирующие коэффициенты, что увеличивает информативность при обработке неполной информации и позволяет ее достоверизировать в условиях низкой точности с учетом большой доли случайной составляющей погрешности. Таким образом, использование вейвлетов может обеспечить достоверизацию информационного потока как по объему информации, так и по погрешности измерительных комплексов.

Другим достоинством применения вейвлетов при недостоверной информации является возможность нахождения интегральных характеристик параметров режима при представлении их нестационарными случайными процессами с требуемой точностью.

Проведенный анализ информационных потоков, характеризующих периодические и непериодические нелинейные стационарные случайный процессы, позволил выделить вейвлеты, обеспечивающие наибольшую точность при математическом моделировании параметров режима. Эти вейвлеты приведены в следующей таблице.

Виды вейвлетов

Вейвлет «Мексиканская шляпа»	
Гауссов Вейвлет	
В-сплайновый вейвлет	
Вейвлет Морле	
Вейвлет Добеши	

Из них для моделирования текущих значений параметров режима целесообразно использовать вейвлеты Морле и В-сплайновый, а для периодических процессов вейвлет «Мексиканская шляпа» и Гауссов вейвлет.

Следует отметить, что выбор вейвлета зависит не только от характера поведения режимных параметров, но и от поставленной задачи. Так, при прогнозе важно знать выбросы и провалы нагрузок. Анализ применения различных вейвлет-преобразований показал, что при использовании вейвлетов Добеши второго порядка лучше отслеживаются именно пики процессов. Поэтому не всегда закон распределения случайных процессов должен определять выбор вейвлета, поскольку более гладкие вейвлеты возвращают более гладкую аппроксимацию процесса, которая необходима, например, при выделении электромагнитных помех. Здесь могут быть применены вейвлеты Мейера и Морле.

Тема 6.

Методы прогнозирования параметров режима при управлении ЭЭС.

(4 час.)

План

1. Назначение задачи прогнозирования при планировании электроэнергетических режимов.
2. Требования к методам прогнозирования и их программной реализации.
3. Разложение Фурье.
4. Метод экспоненциального сглаживания.
5. Фильтр Калмана.

Задачи прогнозирования подразделяются на 3 группы:

1. Долгосрочный прогноз;
2. Краткосрочный;
3. Оперативный;

Результаты долгосрочного прогнозирования предназначены, в первую очередь, для оптимизации долгосрочных режимов. На этом уровне решаются стратегические задачи рационального использования топливных ресурсов и гидроресурсов, составляются балансы мощности и энергии.

На втором временном уровне осуществляется прогнозирование суточных ГЭН (потребляемой мощности), составляются балансы мощности на характерные часы суток (часы максимума, ночного провала нагрузки) и задаются оптимальные суточные планы-графики работы ЭЭС, энергосистем и электрических станций.

Для эффективного решения большинства задач оперативного и автоматического управления режимами ЭЭС необходима своевременная и достоверная текущая и прогнозируемая на различные интервалы времени информация о параметрах режима ЭЭС. При оперативном управлении главная цель – заблаговременно обнаружить возможное внеплановое изменение нагрузки, и, соответственно скорректировать режим, убрать запаздывание в реализации решений за счет выработки управляющих воздействий не по текущим значениям параметров, а по результатам оперативного прогнозирования.

Основные подходы к построению моделей прогноза нагрузки можно условно разделить на две группы:

1. Производится выделение регулярной составляющей в изменениях нагрузки. Такой типовой ГЭН, отражающий средний процесс изменения нагрузки за продолжительный период времени определяется для суточного диапазона. Затем вычисляются и адаптивно прогнозируются текущие отклонения фактических значений нагрузки от среднего графика;

2. Выбирается система базисных функций, наиболее адекватная данному случайному процессу изменения нагрузки. В дальнейшем, для прогнозирования выбирается та или иная стохастическая модель с адаптивным обновлением параметров модели.

Требования к методам прогнозирования и их программной реализации следующие:

1. Точность прогнозирования;
2. Интервальность;
3. Надежность;

4. Адаптивность;
5. Экономичность;
6. Интерактивная реализация.

Стандартная постановка задачи оперативного прогнозирования нагрузки ЭЭС заключается в следующем:

- имеется дискретный временной ряд $z(t_i), i = \overline{1, n}$, полученный с дискретностью Δt , характеризующий нагрузку ЭЭС в момент времени t_i ;
- требуется предсказать величину нагрузки в интервале $(N + R)$, при $R \ll N$.

Решение задачи прогнозирования состоит из двух этапов:

- I. Построение математической модели нагрузки ЭЭС, с помощью которой обрабатываются данные о нагрузке за прошедший период времени;
- II. Получение прогноза на базе построенной модели с применением методов минимизации того или иного критерия ошибки предсказания.

Решение задачи прогноза во многом зависит от качества математической модели, построенной на I этапе, ее адекватности реальному процессу.

Представление нагрузки гармоническими составляющими ряда Фурье

Рассмотрим изменение нагрузки как случайный процесс, описываемый гармоническим рядом:

$$P(t) = a_0 + \sum_{k=1}^s a_k \cos \omega_k t + \sum_{k=1}^s b_k \sin \omega_k t + \varphi_i,$$

где ω_k - частота k -ой гармоники; a_k, b_k - коэффициенты разложения, φ_i - белый шум.

Если значения $P(t)$ известны, то оценки коэффициентов разложения ряда определяются методом наименьших квадратов:

$$a_0 = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T P(t),$$

$$a_k = \frac{2}{T} \sum_{t=1}^T P(t) \cos \omega_k t,$$

$$b_k = \frac{2}{T} \sum_{t=1}^T P(t) \sin \omega_k t.$$

Поскольку электрическая нагрузка рассматривается как процесс, изменяющейся во времени, то с каждым шагом по времени необходимо пересчитывать коэффициенты разложения Фурье. Достаточно просто это сделать при фиксированной длине исходной выборки, когда при переходе к $(T + 1)$ - моменту времени рассматривается выборка исходной длины T . Тогда вычисление коэффициентов разложения Фурье представляются в виде:

$$a_{0(T+1)} = a_{0T} + \frac{P_{T+1} - P_T}{T},$$

$$a_{k(T+1)} = a_{kT} + \frac{P_{T+1} - P_T}{T} \cos \omega_k t,$$

$$b_{k(T+1)} = b_{kT} + \frac{P_{T+1} - P_T}{T} \sin \omega_k t.$$

Метод экспоненциального сглаживания

На небольших интервалах упреждения модель случайного процесса изменения нагрузки можно представить в виде линейного

$$P(T) = a_0(T) + a_1(T)\tau$$

или квадратичного полинома

$$P(T) = a_0(T) + a_1(T)\tau + a_2(T)\tau^2.$$

Для получения коэффициентов линейного полинома для заданного периода упреждения τ , используется метод наименьших квадратов

$$\min_{a_0(t), a_1(t)} \sum [P(t + \tau) - \sum a_i \tau^i]^2.$$

Метод Брауна предполагает, что более поздние реализации процесса лучше отражают те изменения, которые могли произойти в протекании процесса. С этой целью вводится весовой коэффициент учитывающий «старение» информации:

$$\min_{a_0(t), a_1(t)} \sum [P(t + 1) - \sum a_i \tau^i]^2 e^{-\alpha t}.$$

Фильтр Калмана

В этом методе прогнозирования используется модель

$$x(t) = A_{t_0, t-1} x(t-1) + \xi_x,$$

где в вектор x могут входить как нагрузка узла, так и ее первые, вторые и другие производные или первые, вторые и другие разности. Коэффициенты $A_{t_0, t-1}$ могут зависеть от времени. Если в текущий момент времени получены измерения $P(t)$ с ошибкой ξ_p , то они рассматриваются совместно с прогнозами по показанной модели в одном критерии взвешенного метода наименьших квадратов, где весами выступают величины, обратные ковариационным матрицам ошибок прогнозов и ошибок измерений. В результате оценки $x(t)$ в текущие момент времени получаются как

$$x(t) = Ax(t-1) + \frac{M_t H^T}{\sigma_{II}^2} [P(t-1) - HAx(t-1)],$$

где H - матрица модели измерений, имеющая вид $H = (1; 0; 0)$; σ_{II}^2 - дисперсия ошибки измерения ξ_p ; M_t - ковариационная матрица ошибок вектора $x(t)$, получаемая по рекуррентному соотношению

$$M_t = AQA^T + M_{t-1} - \frac{M_{t-1}H^T H M_{t-1}}{H M_{t-1} H^T + \sigma_{II}^2}$$

Эта матрица дает оценку точности прогноза.

Тема 7.

Коммерческое диспетчирование в ЭЭС (2 час.)

План

1. Коммерческое диспетчирование.
2. Аукционные торги.
3. Алгоритмы коммерческого сопровождения решений диспетчера.
4. Алгоритмы апостериорного анализа режима ЭЭС.

Диспетчерское управление распространяется на энергосистемы, находящиеся в одном объединении. Объединение может быть организовано на добровольной основе независимых в хозяйственном отношении субъектов или в виде энергетической компании, являющейся единым хозяйственным субъектом. Коммерческая диспетчеризация режимов зависит от особенностей рынка. На спотовом рынке каждая единица объединения заявляет свою цену на куплю-продажу товаров и услуг на интервале времени до одного часа. Цель диспетчера – обеспечивать энергетические балансы при заявленных объемах продаж и ценах. Задача оптимального управления заключается в непрерывном уточнении энергетических балансов, что возможно только в АСДУ. Достижимый общесистемный эффект распределяется в соответствии с вкладом отдельного субъекта в экономические результаты системы.

Примером такой задачи является коммерческое диспетчирование. Схема управления при коммерческом диспетчировании показан на рис. 4.

Кроме того, для новой структуры АСДУ требуется решение новых задач:

1. Аукционные торги.
2. Алгоритмы коммерческого сопровождения решений диспетчера.
3. Алгоритмы апостериорного анализа режима ЭЭС.

Аукционные торги определяют:

1. у каких электростанций будет куплена электроэнергия и по какой цене;
2. какие потребители купят эту электроэнергию и по какой цене.

Для этого электростанция, выходящая на рынок объявляет диапазон выработки электроэнергии $(\mathcal{E}_{\min i}, \mathcal{E}_{\max i})$ и продажную цену C_i . Каждый потребитель указывает диапазоны потребления электроэнергии $(\mathcal{E}_{\min j}, \mathcal{E}_{\max j})$, которые он готов купить за цену d_j . Продавцы упорядочиваются в порядке увеличения заявленных ими цен, а потребители – по убыванию этих цен. Пересечение графиков предложения и спроса дает объем и цену C_* сделки. Все продавцы, заявленная цена у которых оказалась выше C_* - маржинальной цены, не участвуют в покрытии графика потребления и объявляются

нерентабельными, все потребители, цена которых ниже C_* , уходят с рынка без покупок, так как оказываются неплатежеспособными. В этой схеме Системный оператор выступает в роли брокера, ведущего торги. Считается, что маржинальные цены способствуют поиску внутренних резервов, что, в свою очередь, снижает общий уровень тарифов.



Рис. 4. Схема управления при коммерческом диспетчировании.

Решения диспетчера, как правило, направлены на повышение надежности, качества и экономичности работы всей системы. При реализации этих указаний для одних электростанций и сетевых предприятий возникают дополнительные издержки, а у других – незаработанная прибыль. Сумма полученных прибылей отдельными участниками должна превышать сумму ущербов (иначе решение диспетчера неоптимальное). Поэтому появляется прибыль, которой достаточно, чтобы компенсировать возникшие ущербы.

Частный случай таких взаимоотношений отмечается при отклонениях от запланированного графика. Алгоритмы коммерческого сопровождения достаточно просты и запускаются при значимых отклонениях от оптимальных или допустимых значений переменных режима.

При реализации алгоритмов апостериорного анализа режимов ЭЭС производится дифференциация цен по отдельным узлам сети с учетом потерь, внутрисетевых ограничений по допустимости режима. При этом определяется доля участия каждого генератора в покрытии каждой нагрузки (адрес поставок), и наоборот – доля каждой нагрузки в вырабатываемой каждым генератором энергии (адрес покупки). Это позволяет обоснованно распределять ответственность и плату за потери в сети, возникновение ограничений по транзиту, ухудшение качества электроэнергии.

4. 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.

5. 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;

6. Методические указания профессорско-преподавательскому составу по организации межсессионного и экзаменационного контроля знаний студентов (материалы по контролю качества образования)

В процессе изучения дисциплины предусмотрены следующие виды промежуточного контроля знаний студентов:

- пятиминутный опрос студентов на каждой лекции;
- студенты, не посещающие лекционные и практические занятия, представляют рефераты по пропущенным темам.

К промежуточным формам контроля знаний относятся:

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

7. Контрольные вопросы к зачету.

1. Классификация основных задач АСДУ ЭЭС при управлении режимами.
2. Иерархические уровни диспетчерского управления
3. Характеристика ЕЭС России и ее АСДУ.
4. Новая структура диспетчерского управления.
5. Оперативные информационно-управляющие комплексы АСДУ.
6. Схема обработки информации при управлении ЭЭС.
7. Группы информационных потоков и определение их качества.
8. Виды неопределенности информации о режимных параметрах
9. Обнаружение грубых ошибок в измерениях.
10. Сглаживание ошибок измерений.
11. Применение искусственных нейронных сетей в задаче обнаружения «плохих данных».
12. Алгоритмы оценивания состояния при управлении ЭЭС.
13. Идентификация моделей, используемых при оценивании состояния ЭЭС.
14. Базис установившегося режима.

15. Идеология контрольных уравнений.
16. Вероятностная постановка расчета режима. ЭЭС.
17. Моделирование установившихся режимов в нечетко-определенных условиях.
18. Описание параметров режима в задачах управления развитием и функционирование ЭЭС. Представление электрических нагрузок ЭЭС гармоническими составляющими ряда Фурье.
19. Описание параметров режима в задачах управления развитием и функционирование ЭЭС. Модели авторегрессии.
20. Вейвлет-анализ параметров режима при достоверизации информации о функционировании электроэнергетических систем.
21. Назначение задачи прогнозирования при планировании электроэнергетические режимов.
22. Требования к методам прогнозирования и их программной реализации.
23. Метод экспоненциального сглаживания.
24. Фильтр Калмана.
25. Разложение Фурье.
26. Коммерческое диспетчирование на ФОРЭМ. Аукционные торги.
27. Алгоритмы коммерческого сопровождения решений диспетчера.
28. Алгоритмы апостериорного анализа режима ЭЭС.
29. Автоматизированные системы управления технологическими процессами.

8. Карта обеспеченности дисциплины кадрами профессорско-преподавательского состава.

Таблица

Карта обеспеченности дисциплины кадрами профессорско-преподавательского состава

Вид учебной нагрузки	ППС
Лекции	Гурина Л.А., доц., канд. техн. наук
Зачет	Гурина Л.А.