

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«БРАТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра управления в технических системах



СВЕРЖДАЮ:

Профессор по учебной работе

Е.И. Луковникова

мая 2019 г.

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ДИСЦИПЛИНЫ

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЗАДАЧ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Б1.В.11

НАПРАВЛЕНИЕ ПОДГОТОВКИ

27.03.04 Управление в технических системах

ПРОФИЛЬ ПОДГОТОВКИ

Управление и информатика в технических системах

Программа академического бакалавриата

Квалификация (степень) выпускника: бакалавр

Программа составлена в соответствии с федеральным государственным образовательным стандартом высшего образования по направлению подготовки 27.03.04 Управление в технических системах от 20.10.2015 г № 1171 и учебным планом ФГБОУ ВО «БрГУ» от 01.04.2019 г № 196 для заочной формы обучения набора 2019 года

1. ПЕРЕЧЕНЬ ПЛАНИРУЕМЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБУЧЕНИЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ, СООТНЕСЕННЫХ С ПЛАНИРУЕМЫМИ РЕЗУЛЬТАТАМИ ОСВОЕНИЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ	3
2. МЕСТО ДИСЦИПЛИНЫ В СТРУКТУРЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ	4
3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА ДИСЦИПЛИНЫ	4
3.1 Распределение объёма дисциплины по формам обучения.....	4
3.2 Распределение объёма дисциплины по видам учебных занятий и трудоемкости	5
4. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ	5
4.1 Распределение разделов дисциплины по видам учебных занятий	5
4.2 Содержание дисциплины, структурированное по разделам и темам	11
4.3 Лабораторные работы.....	36
4.4 Практические занятия.....	37
4.5. Контрольные мероприятия: контрольная работа.....	37
5. МАТРИЦА СООТНЕСЕНИЯ РАЗДЕЛОВ УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ К ФОРМИРУЕМЫМ В НИХ КОМПЕТЕНЦИЯМ И ОЦЕНКЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ	39
6. ПЕРЕЧЕНЬ УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ	40
7. ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНОЙ И ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ.....	40
8. ПЕРЕЧЕНЬ РЕСУРСОВ ИНФОРМАЦИОННО – ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННОЙ СЕТИ «ИНТЕРНЕТ» НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ	41
9. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ОСВОЕНИЮ ДИСЦИПЛИНЫ.....	41
9.1. Методические указания для обучающихся по выполнению практических работ	41
9.2. Методические указания по выполнению контрольной работы....	50
10. ПЕРЕЧЕНЬ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА ПО ДИСЦИПЛИНЕ	51
11. ОПИСАНИЕ МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА ПО ДИСЦИПЛИНЕ	51
Приложение 1. Фонд оценочных средств для проведения промежуточной аттестации обучающихся по дисциплине.....	52
Приложение 2. Аннотация рабочей программы дисциплины	56
Приложение 3. Протокол о дополнениях и изменениях в рабочей программе	57

1. ПЕРЕЧЕНЬ ПЛАНИРУЕМЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБУЧЕНИЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ, СООТНЕСЕННЫХ С ПЛАНИРУЕМЫМИ РЕЗУЛЬТАТАМИ ОСВОЕНИЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ

Вид деятельности выпускника

Дисциплина охватывает круг вопросов, относящихся к проектно-конструкторскому виду профессиональной деятельности выпускника в соответствии с компетенциями и видами деятельности, указанными в учебном плане.

Цель дисциплины

Получение бакалаврами знаний по применению математических методов в планировании развития электроэнергетических систем, по использованию программного обеспечения для прогнозирования их развития.

Задачи дисциплины

- изучение методов построения моделей для прогнозирования и планирования развития и функционирования электроэнергетических систем;
- ознакомление с основами САПР электроэнергетических систем;
- изучение иерархической структуры электроэнергетических систем и системы управления ими.

Код компетенции	Содержание компетенций	Перечень планируемых результатов обучения по дисциплине
1	2	3
ОПК-7	Способность учитывать современные тенденции развития электроники, измерительной и вычислительной техники, информационных технологий в своей профессиональной деятельности	<p>Знать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Программное обеспечение задач электроэнергетики; <p>Уметь:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Рассчитывать режимы работы электрических сетей с помощью программных комплексов; <p>Владеть:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Достаточным уровнем знаний для сбора и анализа исходных данных для расчета и проектирования электроэнергетических систем.
ПК-6	Способность производить расчеты и проектирование отдельных блоков и устройств систем автоматизации и управления и выбирать стандартные средства автоматики, измерительной и вычислительной техники для проектирования систем автоматизации и управления в соответствии с техническим заданием	<p>Знать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Основные положения теории многомерных и многосвязных систем управления электроэнергетическими системами; <p>Уметь:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Производить расчёты и проектирование отдельных блоков и устройств систем автоматизации и управления; <p>Владеть:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Методами выбора стандартных средств вычислительной техники для проектирования электроэнергетических систем.

2. МЕСТО ДИСЦИПЛИНЫ В СТРУКТУРЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ

Дисциплина Б1.В.11 Программное обеспечение задач электроэнергетики относится к вариативной части.

Дисциплина Программное обеспечение задач электроэнергетики базируется на знаниях, полученных при изучении дисциплины Электроэнергетические системы и сети.

Основываясь на изучении перечисленной дисциплины, дисциплина Программное обеспечение задач электроэнергетики представляет основу для изучения дисциплины Многомерные и многосвязные системы управления.

Такое системное междисциплинарное изучение направлено на достижение требуемого ФГОС уровня подготовки по квалификации бакалавр.

3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА ДИСЦИПЛИНЫ

3.1. Распределение объема дисциплины по формам обучения

Форма обучения	Курс	Семестр	Трудоемкость дисциплины в часах						Контроль ная работа	Вид промежу точной аттеста ции
			Всего часов	Аудиторных часов	Лекции	Лабораторные работы	Практические занятия	Самостоятельная работа		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Очная	4	7	108	34	17	-	17	74	кр	Зачет
Заочная	4	-	108	14	6	-	8	94	кр	Зачет
Заочная (ускоренное обучение)	2	-	108	11	6	-	5	21	кр	Зачет
Очно-заочная	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

3.2. Распределение объема дисциплины по видам учебных занятий и трудоемкости

Вид учебных занятий	Трудо- емкость (час.)	в т.ч. в интерактив ной, актив- ной, иннова- ционной формах, (час.)	Распреде- ние по семестрам, час
			7
1	2	3	4
I. Контактная работа обучающихся с преподавателем (всего)	34	13	34
Лекции	17	8	17
Практические работы	17	5	17
Контрольная работа	+	-	+
Индивидуальные(групповые) консультации	+	-	+
II. Самостоятельная работа обучающихся (СР)	74	-	74
Подготовка к практическим работам	21	-	21
Подготовка к зачету	21	-	21
Выполнение контрольной работы	32	-	21
III. Промежуточная аттестация зачет	+	-	+
Общая трудоемкость дисциплины час.	108	-	108
зач. ед.	3	-	3

4. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

4.1. Распределение разделов дисциплины по видам учебных занятий

- для очной формы обучения:

№ раз- дела и темы	Наименование раздела и тема дисциплины	Трудо- ем- кость, (час.)	Виды учебных занятий, включая самостоятельную работу обучающихся и трудоёмкость; (час.)		
			учебные занятия		самостоя тельная работа обучаю- щихся
			лекции	практиче ские занятия	
1	2	3	4	5	6
1.	Оптимизационные задачи	16	2	-	14
1.1.	Виды оптимизационных задач и основные способы их решения	3,5	0,5	-	3
1.2.	Основные подходы при решении оптимизационных задач в электроэнергетике	3,5	0,5	-	3
1.3.	Математическая постановка оптимизационных задач в электроэнергетике	4,5	0,5	-	4
1.4.	Оптимизационные задачи как задачи математического программирования	4,5	0,5	-	4

2.	Особенности развития современных электроэнергетических систем	17	3	-	14
2.1.	Этапы развития электроэнергетики России с учетом рыночных отношений	4	1	-	3
2.2.	Принятие и обоснование решений по развитию ЭЭС	4	1	-	3
2.3.	Схема обоснования развития ЭЭС	4,5	0,5	-	4
2.4.	Основные составляющие обоснования развития ЭЭС	4,5	0,5	-	4
3.	Комплексные задачи обоснования развития электроэнергетических систем	14	4	-	10
3.1.	Стратегия развития Единой ЭЭС России	6	2	-	4
3.2.	Стратегический план развития энергокомпании, работающей в составе энергообъединения	4	1	-	3
3.3.	Инвестиционный план развития электроэнергетического объекта	4	1	-	3
4.	Математическое моделирование развития электроэнергетических систем в современных условиях	22	2	8	12
4.1.	Программно-вычислительный комплекс «СОЮЗ» для оптимизации структуры ЭЭС	3,5	0,5	-	3
4.2.	Математическая модель развития ЭЭС	5,5	0,5	2	3
4.3.	Принцип «позонной оптимизации» при моделировании суточного режима и часовых перетоков мощности	6,5	0,5	3	3
4.4.	Моделирование развития электростанций	6,5	0,5	3	3
5.	Математические модели и методы линейного программирования	25	2	9	14
5.1.	Постановка основной задачи линейного программирования	7,5	0,5	3	4
5.2.	Области допустимых	8,5	0,5	3	5

	решений				
5.3.	Поиск оптимального решения	9	1	3	5
6.	Оптимизационные модели для планирования развития электроэнергетических систем	14	4	-	10
6.1.	Классификация моделей планирования развития ЭЭС	6	1	-	5
6.2.	Оптимизационные модели для поиска структуры генерирующих мощностей	8	3	-	5
	ИТОГО	108	17	17	74

- для заочной формы обучения:

№ раздела и темы	Наименование раздела и тема дисциплины	Трудоемкость, (час.)	Виды учебных занятий, включая самостоятельную работу обучающихся и трудоемкость; (час.)		
			учебные занятия		самостоятельная работа обучающихся
			лекции	практические работы	
1	2	3	4	5	6
1.	Оптимизационные задачи	14	1	-	13
1.1.	Виды оптимизационных задач и основные способы их решения	4,5	0,5	-	4
1.2.	Основные подходы при решении оптимизационных задач в электроэнергетике	3,5	0,5	-	3
1.3.	Математическая постановка оптимизационных задач в электроэнергетике	3	-	-	3
1.4.	Оптимизационные задачи как задачи математического программирования	3	-	-	3
2.	Особенности развития современных электроэнергетических систем	16	1	-	15
2.1.	Этапы развития электроэнергетики России с учетом рыночных отношений	4	-	-	4
2.2.	Принятие и обоснование решений по развитию ЭЭС	4	-	-	4
2.3.	Схема обоснования развития ЭЭС	3,5	0,5	-	3
2.4.	Основные составляющие обоснования развития ЭЭС	4,5	0,5	-	4
3.	Комплексные задачи обоснования развития	16	1	-	15

	электроэнергетических систем				
3.1.	Стратегия развития Единой ЭЭС России	5,5	0,5	-	5
3.2.	Стратегический план развития энергокомпании, работающей в составе энергообъединения	5,5	0,5	-	5
3.3.	Инвестиционный план развития электроэнергетического объекта	5	-	-	5
4.	Математическое моделирование развития электроэнергетических систем в современных условиях	19	1	3	15
4.1.	Программно-вычислительный комплекс «СОЮЗ» для оптимизации структуры ЭЭС	2	-	-	2
4.2.	Математическая модель развития ЭЭС	5,5	0,5	-	5
4.3.	Принцип «позонной оптимизации» при моделировании суточного режима и часовых перетоков мощности	4	-	-	4
4.4.	Моделирование развития электростанций	7,5	0,5	3	4
5.	Математические модели и методы линейного программирования	22	1	5	16
5.1.	Постановка основной задачи линейного программирования	8,5	0,5	2	6
5.2.	Области допустимых решений	8	-	2	6
5.3.	Поиск оптимального решения	5,5	0,5	1	4
6.	Оптимизационные модели для планирования развития электроэнергетических систем	17	1	-	16
6.1.	Классификация моделей планирования развития ЭЭС	7,5	0,5	-	7
6.2.	Оптимизационные модели для поиска структуры генерирующих мощностей	9,5	0,5	-	9
	ИТОГО	104	6	8	90

- для заочной формы (ускоренное обучение) обучения:

№ раз- дела и темы	Наименование раздела и тема дисциплины	Трудоем- кость, (час.)	Виды учебных занятий, включая самостоятельную работу обучающихся и трудоёмкость; (час.)		
			учебные занятия		самосто- ятельная работа обучаю- щихся
			лекции	практиче- ские работы	
1	2	3	4	5	6
1.	Оптимизационные задачи	5	1	-	4
1.1.	Виды оптимизационных задач и основные способы их решения	1,5	0,5	-	1
1.2.	Основные подходы при решении оптимизационных задач в электроэнергетике	1,5	0,5	-	1
1.3.	Математическая постановка оптимизационных задач в электроэнергетике	1	-	-	1
1.4.	Оптимизационные задачи как задачи математического программирования	1	-	-	1
2.	Особенности развития современных электроэнергетических систем	5	1	-	4
2.1.	Этапы развития электроэнергетики России с учетом рыночных отношений	1	-	-	1
2.2.	Принятие и обоснование решений по развитию ЭЭС	1	-	-	1
2.3.	Схема обоснования развития ЭЭС	1,5	0,5	-	1
2.4.	Основные составляющие обоснования развития ЭЭС	1,5	0,5	-	1
3.	Комплексные задачи обоснования развития электроэнергетических систем	4	1	-	3
3.1.	Стратегия развития Единой ЭЭС России	1,5	0,5	-	1
3.2.	Стратегический план развития энергокомпании, работающей в составе энергообъединения	1,5	0,5	-	1
3.3.	Инвестиционный план развития электроэнергетического объекта	1	-	-	1

4.	Математическое моделирование развития электроэнергетических систем в современных условиях	7	1	2	4
4.1.	Программно-вычислительный комплекс «СОЮЗ» для оптимизации структуры ЭЭС	1	-	-	1
4.2.	Математическая модель развития ЭЭС	1,5	0,5	-	1
4.3.	Принцип «позонной оптимизации» при моделировании суточного режима и часовых перетоков мощности	1	-	-	1
4.4.	Моделирование развития электростанций	3,5	0,5	2	1
5.	Математические модели и методы линейного программирования	7	1	3	3
5.1.	Постановка основной задачи линейного программирования	2,5	0,5	1	1
5.2.	Области допустимых решений	2	-	1	1
5.3.	Поиск оптимального решения	2,5	0,5	1	1
6.	Оптимизационные модели для планирования развития электроэнергетических систем	4	1	-	3
6.1.	Классификация моделей планирования развития ЭЭС	1,5	0,5	-	1
6.2.	Оптимизационные модели для поиска структуры генерирующих мощностей	2,5	0,5	-	2
	ИТОГО	32	6	5	21

4.2. Содержание дисциплины, структурированное по разделам и темам

Вид занятий в интерактивной форме: лекции с текущим контролем, компьютерные презентации (8 часов).

Раздел 1. ОПТИМИЗАЦИОННЫЕ ЗАДАЧИ

Тема 1.1. Виды оптимизационных задач и основные способы их решения

Значительную часть исследований в электроэнергетике, как и в других отраслях техники, составляют так называемые оптимизационные задачи. **Задачей оптимизации** называется экстремальная задача, где при решении заданной системы уравнений и накладываемых ограничений необходимо определить экстремум целевой функции Z (ее минимум или максимум). При этом целевую функцию Z часто называют **критерием**. Другими словами, из всех возможных вариантов решения нужно найти оптимальный – наиболее предпочтительный по тем или иным заданным показателям – **критериям оптимальности**. В многоэкстремальных целевых функциях присутствует множество локальных критериев, *наибольший* из которых – *глобальный*.

Для ЭЭС характерными оптимизационными задачами являются:

- 1) управление нормальными установившимися режимами ЭЭС;
- 2) планирование развития ЭЭС на разную временную перспективу.

Первая задача, называемая **задачей оптимизации режима ЭЭС**, состоит в определении таких его параметров, которым соответствует *минимум* эксплуатационных издержек на производство электроэнергии в системе в целом. При этом должно обеспечиваться максимально надежное электроснабжение потребителей электроэнергией заданного качества без перегрузки основных элементов системы и при *минимальном* вредном воздействии энергетики на окружающую среду. Аналогично формулируется и **задача планирования развития ЭЭС**, только минимизируются суммарные затраты по системе, включая стоимость сооружения новых электростанций, ЛЭП и т.д.

Приведенные оптимизационные задачи чрезвычайно сложны, что существенно затрудняет не только их решение, но и составление исходного математического описания. Факторами, определяющими сложность этих задач, являются:

- 1) *многокритериальность* – наличие нескольких критериев оптимальности; в приведенной выше задаче оптимизации режима ЭЭС это экономичность, уровень надежности, влияние на окружающую среду;
- 2) *высокая размерность* – большое число переменных задачи и их сильная взаимосвязь;
- 3) наличие случайных факторов и *неопределенность* исходной информации;
- 4) *различный характер изменения переменных* – непрерывный и дискретный.

Тема 1.2. Основные подходы при решении оптимизационных задач в электроэнергетике

В практике решения оптимизационных задач широко используются упрощенные подходы, позволяющие обойти сложности и получать решения, близкие к действительно оптимальным.

Во-первых, многокритериальные задачи сводят, как правило, к однокритериальным: выбирают один из критериев в качестве основного, а остальные учитывают в виде ограничений. Например, задачу оптимизации режима ЭЭС формулируют как **задачу достижения минимума эксплуатационных издержек при заданном уровне надежности и заданном допустимом вредном воздействии на окружающую среду**.

Во-вторых, сложные оптимизационные задачи высокой размерности делят на ряд относительно самостоятельных подзадач меньшей размерности, которые решают отдельно и при необходимости полученные решения анализируют. Такое деление возможно по нескольким признакам: функциональному, временному и территориальному. В частности, по функциональному признаку задачу оптимизации режима ЭЭС делят на две: экономически целесообразное распределение активной мощности между электростанциями и оптимизация режима по напряжению и реактивной мощности. Аналогично единую задачу планирования развития ЭЭС делят на три:

- 1) оптимальное развитие структуры генерирующих мощностей;
- 2) оптимальное размещение и развитие электростанций;
- 3) оптимальное развитие электрических сетей.

В-третьих, учет случайных факторов и неопределенности исходной информации может быть выполнен с помощью метода статистического моделирования, сводящего решение исходной задачи к многократному решению задач с однозначно заданными – детерминированными – исходными параметрами. Кроме того, часто дискретно изменяющиеся переменные упрощенно заменяют непрерывными с последующей корректировкой полученного решения.

Необходимо отметить, что при решении оптимизационных задач электроэнергетики, как и любых других инженерных задач, выбор математического описания и его упрощение должны

базироваться на глубоких знаниях объекта исследования, позволяющих учитывать существенные взаимосвязи и важнейшие факторы, влияющие на решение. В то же время не следует загромождать это описание несущественными факторами, значительно повышающими его сложность, но практически не влияющими на решение.

Тема 1.3. Математическая постановка оптимизационных задач в электроэнергетике

С учетом рассмотренных упрощений общая формулировка оптимизационных задач в электроэнергетике может быть следующей:

Определить значения переменных $x_i, i=1, \dots, n$ (например, параметров режима ЭЭС), обеспечивающих минимум заданного критерия оптимальности, представленного в виде функции этих переменных $Z(x_1, \dots, x_n)$, т.е. целевой функции (например, приведенных затрат), при ограничениях на эти переменные и функции от этих переменных в виде равенств и неравенств.

Математически эта задача формулируется так:

$$\min_x Z(x_1, \dots, x_n) \quad (1.1)$$

при ограничениях

$$F_i(x_1, \dots, x_n) = 0, \quad i=1, \dots, I; \quad (1.2)$$

$$\Phi_j^{\max} \geq \Phi_j(x_1, \dots, x_n) \geq \Phi_j^{\min}, \quad j=1, \dots, J; \quad (1.3)$$

$$x_i^{\max} \geq x_i \geq x_i^{\min}, \quad i=1, \dots, I. \quad (1.4)$$

Как известно, задачи на поиск экстремума (минимума или максимума) функции по мере возрастания сложности классифицируются следующим образом:

1) задачи на безусловный экстремум - ограничения на переменные отсутствуют и формулировка задачи содержит только условие (1.1);

2) задачи на условный экстремум с ограничениями вида равенств; формулировка задачи включает (1.1) и (1.2);

3) задачи математического программирования - хотя бы одно ограничение имеет вид неравенства, общая формулировка задачи включает условия (1.1)-(1.4).

Тема 1.4. Оптимизационные задачи как задачи математического программирования

В электроэнергетике практически все оптимизационные задачи являются задачами математического программирования. Они делятся на два класса: задачи линейного и нелинейного математического программирования.

В конце 30-х годов прошлого столетия советский математик Л.В. Конторович впервые решил одну из задач линейного программирования – транспортную задачу. Однако его работы не получили широкой известности.

В конце 40-х годов американский математик Бернард Данциг разработал универсальный метод решения оптимизационных линейных задач и назвал его симплексным.

Методы линейного и нелинейного программирования позволяют исследовать свойства энергосистем при описании их некоторой моделью. Модели могут быть описательные, физические и математические. Модель является адекватной, если результаты моделирования подтверждаются поведением объекта и по ним можно прогнозировать процессы поведения объекта.

Отдельно следует выделить имитационное моделирование, которое представляет собой воспроизведение процессов поведения объектов во времени.

Линейными математическими моделями называются модели, в математическое описание которых входят переменные только в первом порядке. Их описывают в следующем виде:

$$Z_i = \sum_{j=1}^n c_{ij} x_j, \quad (1.5)$$

где Z – целевая функция; c – постоянный коэффициент; x – переменная; n – число уравнений.

Совокупность линейных уравнений называется системой линейных уравнений. Ее решением является последовательность или вектор значений. При этом система линейных уравнений может быть несовместна, если не имеет решения, либо не определена, если имеет бесконечное множество решений, или определена, если имеет единственное решение. Если же рассматривается

оптимизационная задача, т.е. условие снижения либо увеличения целевой функции в выражении (1.5), то на систему линейных уравнений накладываются дополнительные ограничения.

Общая формулировка задачи линейного программирования такова.

Найти минимум линейной целевой функции Z

$$\min Z = c_0 + c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n \quad (1.6)$$

при ограничениях

$$a_{i1}x_1 + a_{i2}x_2 + \dots + a_{in}x_n \begin{cases} \geq \\ = \\ \leq \end{cases} b_i, \quad (1.7)$$

где $i = 1, 2, \dots, m$.

Основным недостатком метода линейного программирования является невозможность учета дискретности искоемых параметров энергетических объектов. Для таких оптимизационных задач широко используются методы нелинейного программирования (рис. 1.1).



Рис. 1.1. Классификация методов нелинейного программирования

Задачи нелинейного программирования относят к классу задач динамического программирования. Их математическая формулировка практически не отличается от формулировки задач линейного программирования, однако приводится в более широкой постановке. При этом, если целевая функция или хотя бы одно из ограничений не удовлетворяют требованиям линейности, то задача относится к классу задач нелинейного программирования.

Для того чтобы задача была отнесена к классу задач нелинейного математического программирования, достаточно, чтобы хотя бы одно из ограничений (1.2), (1.3) или целевая функция (1.1) были нелинейны относительно переменных. К нелинейному программированию относят также задачи с линейными ограничениями и линейной целевой функцией, но при дискретности переменных.

Основные результаты нелинейного программирования получены для задач с линейными ограничениями и с квадратичной целевой функцией. В таких задачах решение также может быть найдено для узкого класса целевой функции. Наиболее распространенными методами являются метод Лагранжа, градиентные методы, а также обобщенный симплекс-метод, метод Билла, Баранкина-Дорфмана, Вольфа и поисковые (итерационные) либо приближенные методы.

Наряду с рассмотренными задачами линейного и нелинейного программирования существуют также и **взаимно-двойственные задачи**, которые могут быть отнесены к задачам линейного программирования. Первая часть этой задачи проверяется на минимум целевой функции, вторая – на ее максимум. При этом каждому ограничению одной задачи соответствует переменная другой, т.е. номер переменной совпадает с номером ограничений. Если в исходной задаче ограничения заданы в виде равенства, то имеется несимметричная пара взаимно-двойственной задачи, если в виде неравенства – то имеет место симметричная пара взаимно-двойственной задачи.

РАЗДЕЛ 2. ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ СОВРЕМЕННЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Тема 2.1. Этапы развития электроэнергетики России с учетом рыночных отношений

В настоящее время и в ближайшей перспективе главной задачей развития и функционирования электроэнергетики России является создание эффективной системы управления, соответствующей новым экономическим условиям, с целью обеспечения населения и экономики страны надежным электро- и теплоснабжением требуемого качества при наименьших затратах. Развитие электроэнергетики будет осуществляться в несколько этапов.

Первый этап характеризует современное состояние, когда в основу ведения режимов ЕЭС России и ОЭС закладываются балансы энергии и мощности, а в основу экономических отношений – потребности в затратах и прибыли производителей энергии и энергоснабжающих организаций, определяемые в процессе обоснования тарифов на очередной период регулирования. На этом этапе основное внимание уделяется вопросам улучшения системы ценообразования с целью уменьшения затрат на производство и транспорт электроэнергии, устранения перекрестного субсидирования одними потребителями других и введения дифференцированных тарифов для потребителей с учетом реальных затрат на производство, транспорт и распределение электроэнергии.

Второй этап предусматривает внедрение конкуренции между производителями электроэнергии. Возможной представляется схема, когда производители электроэнергии конкурируют между собой в продаже электроэнергии как товара одной конкурирующей энергокомпания, в качестве которой на ФОРЭМе может выступать РАО «ЕЭС России» в лице ЦДУ ЕЭС. В качестве конкурирующих производителей выступают электростанции, выведенные на ФОРЭМ, а также избыточные АО-энерго, а в качестве покупателей – дефицитные АО-энерго и энергоемкие потребители, выведенные на ФОРЭМ. Необходимо, чтобы законодательно были определены условия, при которых РАО «ЕЭС России» должно покупать электроэнергию у независимых производителей электроэнергии, выведенных на ФОРЭМ. На региональных уровнях также может быть реализована структура управления с единственным покупателем, в качестве которого выступают отдельные АО-энерго. Каждое АО-энерго должно нести ответственность за электроснабжение потребителей, находящихся на территории, обслуживаемой этими АО-энерго.

Важнейшие задачи на этом этапе – организация загрузки электростанций на основе обеспечения наименьших затрат в целом по ЕЭС операторами рынков РАО «ЕЭС России» и АО-энерго и установление соответствующих принципов ценообразования на покупку электроэнергии.

РАО «ЕЭС России» в лице ЦДУ ЕЭС должно обеспечивать баланс производства и потребления электроэнергии при минимальных затратах и требуемые уровни надежности и устойчивости ЕЭС России в целом. При этом обязательства по обеспечению надежности и устойчивости должны быть распределены между всеми производителями, в том числе в части регулирования частоты, напряжения, поддержания оперативного резерва мощности, и должна быть разработана соответствующая система оплаты этих услуг. Основными задачами второго этапа являются: создание нормативно-правовой базы и эффективной системы скоординированного управления развитием и функционированием более чем 100 собственников электроэнергетических объектов, работающих параллельно, и соответствующих правил их совместной работы, обеспечивающих оптимизацию режимов ЕЭС России; выполнение требуемых нормативов электроснабжения потребителей и справедливое распределение эффекта от оптимизации между всеми участниками, а также установление дифференцированных и изменяющихся в зависимости от стоимости производства и поставок электроэнергии в данный момент времени тарифов для конкретных потребителей.

Для новых условий функционирования электроэнергетики России требуется адаптация имеющихся нормативных документов по надежности, рассредоточенных в различных материалах, к новым условиям и создание взаимосогласованной системы нормативов, обеспечивающих рациональные уровни надежности электроснабжения потребителей.

В условиях образования многих собственников энергетических объектов, работающих в составе ЕЭС России, обязательства по обеспечению надежности должны быть распределены между различными собственниками. Прежде всего это относится к распределению обязательств в отношении регулирования частоты; обеспечения необходимого оперативного резерва мощности, резерва мощности для первичного и вторичного регулирования частоты; регулирования напряжения; координации систем РЗ и ПАА, в том числе устройств автоматической частотной разгрузки АЧР и специальной автоматики отключения нагрузки САОН.

Каждый субъект рынка должен обеспечить:

- наличие на своих агрегатах систем АРЧМ и необходимого для их эффективного действия резерва мощности, который должен составлять 2-3% общей мощности работающих агрегатов;
- наличие у работающих агрегатов резерва мощности, необходимого для вторичного регулирования частоты, который должен составлять 2-3% суммарной мощности агрегатов соответствующего субъекта рынка;
- наличие оперативного резерва мощности, необходимого для обеспечения покрытия нагрузки ЭЭС с учетом ошибки ее прогнозирования и возможного аварийного выхода оборудования.

При отсутствии собственного достаточного резерва мощности субъект оптового рынка должен купить этот резерв на оптовом рынке у других субъектов рынка через оператора рынка.

Поддержание установленных уровней напряжения в определенных точках основной сети является преимущественно локальной задачей и должно осуществляться средствами регулирования субъектов оптового рынка.

Вместе с тем в условиях дефицита или избытка реактивной мощности оператор рынка может привлекать к ее регулированию разных субъектов рынка (в том числе и потребителей); их услуги должны оплачиваться в соответствии с установленными договоренностями об оплате такого рода услуг.

Для предотвращения системных аварий, чреватых большим ущербом для всех (или для многих) субъектов оптового рынка, требуется выработка общей идеологии построения системы противоаварийного управления; строгое соблюдение каждым субъектом рынка заданий и команд оператора рынка по выполнению противоаварийных мероприятий; тщательный анализ аварийных нарушений и выработка обязательных для исполнения всеми субъектами рынка мероприятий по совершенствованию системы противоаварийного управления.

Противоаварийные мероприятия, которые обязаны проводить субъекты оптового рынка, должны быть определены соответствующим соглашением субъектов рынка, а дополнительные мероприятия, необходимые, но не предусмотренные предварительным соглашением, должны соответствующим образом оплачиваться за счет средств, формируемых для этих целей на рынке. Так, электростанции, участвующие в противоаварийном управлении, должны получать доплату за повышенный износ оборудования, а также за наличие средств, обеспечивающих готовность электростанции к подъему с «нуля» в случае полного погашения ЭЭС. Потребители, подключенные к ПАА (САОН и АЧР), а также включенные в списки потребителей, которые могут быть отключены или ограничены по мощности и энергии по команде оператора рынка в аварийных ситуациях, должны иметь скидку на покупаемую ими электроэнергию. В соответствующем контракте на поставку электроэнергии или специальном положении должны также оговариваться согласованное число и длительность аварийных отключений и ограничений.

Предстоит определить экономически целесообразное значение критерия статической надежности, характеризующего вероятность появления дефицита мощности в ОЭС и ЕЭС России на перспективу. Для этого необходимы исследования по определению средних значений ущербов от перерывов электроснабжения потребителей. Предварительно на основе проведенных исследований предлагается при расчетах надежности на перспективу ориентироваться на нормативы надежности в диапазоне 0,996-0,999 до 2005 года с последующим установлением норматива 0,9991.

В новых условиях становится актуальным проведение проектных и эксплуатационных расчетов по оценке надежности в соответствии с критерием надежности $n-1^*$. В первую очередь применение этого критерия необходимо при выборе системообразующих связей, систем выдачи мощности АЭС, крупных ТЭС и ГЭС, систем транспорта электроэнергии посредством ЛЭП сверхвысокого напряжения, схем питания крупных узлов нагрузки.

Необходима разработка системы оплаты потребителями электроэнергии заявленного ими уровня надежности электроснабжения и определение ответственности энергоснабжающих компаний за нарушение принятых ими обязательств.

Планирование долгосрочного развития электроэнергетики России должно осуществляться на основе координации предложений по развитию генерирующих источников и электрических сетей, разрабатываемых РАО «ЕЭС России», АО-энерго, а также предложений независимых производителей электроэнергии таким образом, чтобы осуществлялось наиболее рациональное

* Критерий надежности $n-1$ является частным случаем критерия $n-i$, где $i = 1, 2, 3, \dots$ - количество отключаемых элементов, и выполняется, если при имеющемся в рабочем состоянии составе оборудования система выдерживает отказ одного элемента без нарушения допустимых ограничений при функционировании системы.

развитие электроэнергетики с точки зрения минимума затрат общества в целом. Основой для принятия решения могли бы стать оптимальные планы развития электроэнергетики страны, полученные в результате оптимизационных расчетов развития электроэнергетики как единого целого при различных исходных условиях.

На этом этапе необходимо будет ввести конкретные торги при строительстве новых электростанций, а также при заключении контрактов на поставки наиболее дешевой продукции электростанциями на федеральный и региональный рынки электрической энергии и мощности.

Необходимо будет решить законодательные и экономические вопросы управления нагрузкой и развития собственного производства тепловой и электрической энергии промышленными предприятиями.

Рассмотренная структура управления на втором этапе позволит снизить рыночный риск для производителей электроэнергии, лучше сохранить имеющийся электроэнергетический потенциал страны, а также решить общественные задачи, в том числе возможность проведения долговременной политики рационального использования природных ресурсов.

В этот период в достаточно полной мере начнет проявляться конкуренция в производстве электроэнергии и будут созданы условия для развития новых независимых производителей электроэнергии. Роль Федеральной и региональных энергетических комиссий будет состоять в регулировании деятельности РАО «ЕЭС России» и АО-энерго как естественных монополий и в создании законодательной базы, обеспечивающей конкуренцию и развитие наиболее эффективных производителей электроэнергии. В то же время будет осуществляться развитие электрических сетей, необходимое для выполнения следующих этапов рыночных преобразований, а также подготовка всей необходимой нормативно-правовой базы для последующих этапов рыночных преобразований.

Третий и последующий этапы развития рыночных отношений в электроэнергетике должны базироваться на результатах реализации первых двух.

На третьем этапе необходимо будет принять законодательный акт об открытом доступе к передающей сети производителей электроэнергии, распределительных компаний и крупных потребителей; провести объединение федерального оптового и региональных рынков; структурно разделить генерацию и передачу электроэнергии; осуществить вывод на общий оптовый рынок и обеспечить свободный доступ к нему всех или большинства электростанций на конкурентной основе. Распределительные компании получают открытый доступ к передающей сети оптового рынка, но сохраняют монопольное право на электроснабжение конечных потребителей. При этом конкурентными частями рынка будет генерация электроэнергии и розничная торговля ею, в то время как система передачи и распределения останутся регулируемыми частями рынка. В этих условиях нейтральным администратором процессов управления, планирования и функционирования оптового рынка может выступать сетевая компания, которая сумеет обеспечить устойчивость и надежность работы всей системы, либо независимый оператор рынка.

Объединение федерального и регионального рынков электроэнергии станет итоговым фактором с точки зрения выравнивания тарифов на электроэнергию для потребителей России, находящихся на различных ее территориях, и это будет сопутствовать целям и тенденциям, которые имеют место в других странах мира.

Наконец, на **четвертом этапе** все потребители получают право выбора поставщика электроэнергии и для них появится открытый доступ как к передающей, так и к распределительной сети. При обслуживании большого количества сделок, которые должны производиться для каждого часа или получаса, потребуются создание мощной информационной инфраструктуры реального времени и современного программного обеспечения. Таким образом, четвертый этап будет характеризоваться полноценным рынком электрической энергии и мощности, при котором в организации конкуренции участвуют все субъекты рынка, включая потребителей, которые в этом непосредственно заинтересованы и могут реально оказывать влияние на производителей и поставщиков энергии.

Переход от современного состояния рыночных отношений в электроэнергетике (первый этап) к полноценному рынку (четвертый этап) растянется на десять и более лет. При этом переход ко второму этапу не затронет права собственности субъектов рынка и будет связан лишь с упорядочением отношений субъектов на федеральном оптовом и различных региональных рынках, а также отношений с Федеральной и региональными энергетическими комиссиями.

Процесс становления развитых конкурентных отношений между субъектами федерального и регионального рынков электрической энергии и мощности и в производстве электроэнергии будет зависеть от общей экономической обстановки в стране, складывающихся механизмов управления ее

экономикой, а также от того, насколько удачными окажутся решения по упорядочению отношений между субъектами рынка.

Необходимым условием эффективности реализации преобразований на третьем и четвертом этапах является упреждающая разработка всей требуемой нормативно-технической базы, а также регулирующих и рыночных правил работы субъектов хозяйствования в рамках ЕЭС России.

Тема 2.2. Принятие и обоснование решений по развитию ЭЭС

Интенсивное развитие электроэнергетики в 1950-1970-е гг. вызвало необходимость активной разработки методологии обоснования развития ЭЭС, которая формировалась на основе системного подхода, отражающего иерархию задач развития ЭЭС, взаимосвязи электроэнергетики с другими отраслями экономики (прежде всего, с топливными отраслями ТЭК), принципа учета неопределенности условий, использования математических моделей для обоснования решений по развитию ЭЭС и др. За рубежом аналогичное системное планирование развития ЭЭС сформировалось в виде технологии интегрированного планирования ресурсов.

Либерализация хозяйственных отношений в электроэнергетике существенно изменила условия обоснования ее развития. На принятие решений по развитию ЭЭС влияют многие субъекты отношений: производители электроэнергии, ее потребители, инвесторы, федеральные и региональные органы власти и т.д. Основные интересы (и соответственно критерии отслеживания этих интересов) энергетических компаний и инвесторов связаны с получением максимальной прибыли от их деятельности. Потребители заинтересованы в минимальных тарифах на электроэнергию, обеспечении надежности и качества электроснабжения. Органы власти стремятся к максимальным поступлениям в соответствующие бюджеты, минимуму экологического влияния энергетических объектов на окружающую среду, обеспечению энергетической безопасности страны и (или) региона и др.

Объективно имеет место несовпадение интересов (и соответственно критериев) субъектов отношений: между энергокомпаниями – производителями электроэнергии, между федеральными и региональными органами власти, между производителями электроэнергии и потребителями и т.д. Несовпадения интересов могут быть неантагонистическими или антагонистическими, при этом решения по развитию ЭЭС достигаются в результате многосторонних компромиссов.

В то же время существуют предпосылки для формирования общих интересов между различными субъектами отношений, например, между производителями электроэнергии, между федеральными и региональными органами власти и другими, что вносит существенные коррективы в обоснование решений по развитию ЭЭС. Кроме того, взаимоотношения между субъектами регулируются государством через ФЭК и РЭК, профильные министерства и использование экономических и правовых механизмов. Это, а также часто имеющий место неантагонистический характер противоречий между субъектами отношений и их группами придает взаимоотношениям субъектов в процессе обоснования решений по развитию ЭЭС корпоративный характер.

Тема 2.3. Схема обоснования развития ЭЭС

При разработке схемы обоснования развития ЭЭС необходимо рациональное сочетание рыночных механизмов развития и государственного регулирования, реализуемых через соответствующую нормативно-правовую базу. С учетом интересов различных субъектов отношений комплекс работ по обоснованию развития ЭЭС распадается на три крупных последовательных направления.

Взаимосогласованные стратегии и программы развития электроэнергетики и ЭЭС на федеральном и региональном уровнях. При этом разрабатываются государственная политика в развитии электроэнергетики и ЭЭС на принципах рационального сочетания конкуренции и координации, а также механизмы реализации этой политики.

Стратегические планы развития энергокомпаний. Здесь разрабатываются направления развития электроэнергетики и ЭЭС, входящих в сферу интересов энергокомпаний с учетом соседних энергокомпаний и других субъектов отношений, конкретизируются предложения стратегий и программ с позиций интересов субъектов

Инвестиционные проекты по развитию конкретных энергетических объектов, реализующие предложения стратегии, программ и стратегических планов развития энергокомпаний.

Во всех случаях принципиально важно рассмотрение ЭЭС как технически единой системы с учетом возникающих при этом системных эффектов. Тем самым в государственные стратегии и в программы развития ЭЭС закладываются положительные факторы координации развития отдельных энергокомпаний и энергообъектов.

В процессе обоснования стратегических планов и инвестиционных проектов анализ системных эффектов является необходимым специфическим для ЭЭС дополнением в общей методике их обоснования.

В либерализованных ЭЭС существенно возрастает неопределенность факторов влияния и условий в перспективе. Наибольшая степень неопределенности присуща параметрам рынков электроэнергии. Обосновываемые решения по развитию ЭЭС должны быть робастными* к неопределенности.

Тема 2.4. Основные составляющие обоснования развития ЭЭС

Методические основы планирования развития ЭЭС в условиях либерализации базируются на рассмотрении совокупности взаимосвязанных задач, шаг за шагом уточняющих решения по развитию системы. Обобщенная структура и основные составляющие обоснования развития ЭЭС представлены на рис. 2.1.

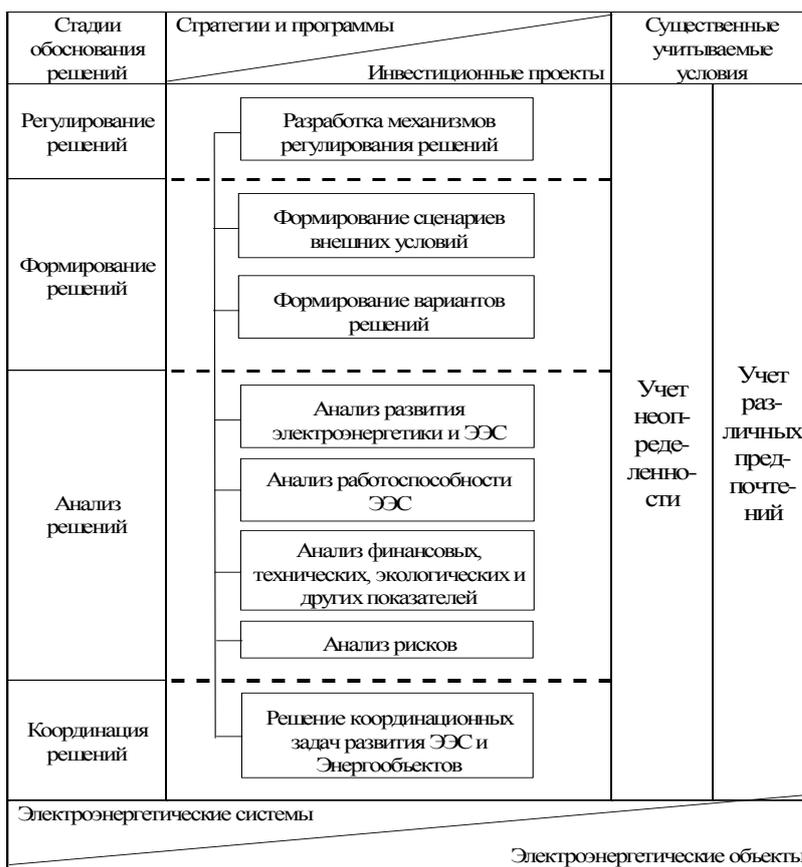


Рис. 2.1. Структура и основные составляющие методологии обоснования развития ЭЭС

В процессе обоснования развития ЭЭС можно выделить несколько взаимосвязанных стадий: регулирование, формирование, анализ и координация решений. На каждой стадии решаются соответствующие задачи, перечень которых показан в центре рис. 2.1. Содержание этих задач рассмотрено ниже. Для уточнения условий решения той или иной задачи возможен циклический возврат к предшествующим стадиям или задачам. Особенности постановки конкретных задач зависят от того, рассматривается ли стратегия развития ЭЭС, стратегический план развития энергокомпании или инвестиционный проект конкретного энергообъекта.

Рассмотрим более подробно отдельные стадии обоснования решений по развитию ЭЭС.

Регулирование решений. К задачам этой стадии относится комплекс проблем, связанных с государственным регулированием процесса развития ЭЭС. Это могут быть льготные налоговые условия для прогрессивных энергетических технологий; государственные дотации, например, независимым производителям электроэнергии; регулирование тарифов на электроэнергию, цен на некоторые виды топлива для электростанций; ставки дисконтирования для обоснования

* от английского «robust» – сильный, крепкий, устойчивый.

инвестиционных электроэнергетических проектов и др. Анализ методов решения соответствующих задач требует специального рассмотрения.

Рассмотрим в качестве примера лишь одну задачу, а именно плату за использование электроэнергетических ресурсов. Государство вправе взимать эту плату, поскольку электроэнергетика является одним из основных пользователей данными общенациональными природными ресурсами. Метод экономической оценки электроэнергетических ресурсов использует в качестве теоретической основы дифференциальную ренту. В данном случае она определяется как экономический эффект, получаемый энергокомпанией за счет использования гидроэнергоресурсов. Этот эффект определяется разницей между предельно допустимыми (закрывающими) затратами и затратами на вовлечение в оборот гидроэнергетических ресурсов (строительство и эксплуатация ГЭС). Эти затраты могут рассчитываться как суммарные дисконтированные, так и приведенные. В первом случае будет определен полный объем гидроэнергетической ренты, образующейся в течение всего срока службы ГЭС, а во втором – годовой объем ренты.

Формирование решений. Эта стадия, как видно из рис. 2.1, включает формирование сценариев внешних условий и вариантов решений, отражающих неопределенность будущих условий и наличие различных предпочтений субъектов отношений.

Формирование сценариев внешних условий и вариантов решений для задач развития ЭЭС осуществляется, как правило, экспертно с использованием некоторых формализованных подходов, а также моделей территориально-производственной структуры ТЭК или оптимизации развития ЭЭС. Для исследования работоспособности ЭЭС имеется эффективная технология выбора расчетных условий схем, режимов, возмущений, основанная на методах структурного анализа.

Исследование развития электроэнергетики на моделях территориально-производственной структуры ТЭК позволяет оценить основные пропорции ее развития во взаимосвязи с другими энергетическими отраслями и уточнить множество сценариев, возможных внешних условий и вариантов развития при обосновании энергетических объектов.

Кроме того, в качестве формального аппарата для рассматриваемых целей может быть применено сочетание методов нечетких множеств и теории вероятности.

Анализ решений. Разнообразные методические модели и методы анализа решений по развитию ЭЭС можно условно разделить на группы задач технико-экономического анализа решений, учета неопределенности и учета различных предпочтений субъектов отношений.

Технико-экономическое обоснование решений по развитию ЭЭС. Для решения этой проблемы в России были разработаны эффективные методики, математические модели и методы, рассматривающие электроэнергетику и ЭЭС на двух уровнях:

1) в пределах территориально-производственной модели ТЭК с учетом влияния других энергетических отраслей;

2) при более детальном представлении условий развития и функционирования ЭЭС в модели развития собственно электроэнергетики.

В качестве основного критерия используются приведенные затраты на развитие и функционирование систем.

Такая постановка задачи правомерна в условиях и плановой и рыночной экономики. В последние годы модели обоих уровней получили существенное развитие. Этот подход позволяет обосновать рациональную структуру генерирующих мощностей по типам оборудования, размещению электростанций по регионам, требованиям к пропускным способностям магистральных связей.

В рыночных условиях для многих задач обоснования решений по развитию ЭЭС более предпочтителен метод, основанный на принципах экономического равновесия. При этом предполагается, что спрос на электроэнергию фиксирован и уравнивается ее выработкой при определенной равновесной цене. Решение по развитию ЭЭС в точке равновесия удовлетворяет растущий спрос на электроэнергию с учетом изменения уровня цен на нее.

Проблема технико-экономического обоснования решений по развитию отдельных объектов электроэнергетики решается следующим образом. Сначала анализируются потенциальные рынки сбыта электроэнергии на основе перспективных энергобалансов ЭЭС, в рамках которых исследуется данный объект. Для этого могут быть использованы традиционные модели оптимизации структуры генерирующих мощностей и режимов их работы. Затем оценивается сравнительная энергоэкономическая эффективность объекта ΔB_i варианта i , для чего с использованием результатов первого этапа формируются конкурирующие варианты. Они сопоставляются на основе оценки чистого дисконтированного эффекта:

$$\Delta B_{it} = \sum_{t=1}^T (C_{it} - C_{it}^{ob}) \cdot (1 + d)^{-t}, \quad i = \overline{1, I}, \quad (2.1)$$

где C_{it} - капитальные и ежегодные издержки в конкурирующие объекты варианта i в году t ; C_{it}^{ob} - то же в обосновываемые объекты варианта i в году t ; d - ставка дисконтирования; T - расчетный период; I - количество рассматриваемых вариантов.

Если для обосновываемого объекта $\Delta B_{it} \geq 0$, то данный объект следует считать экономически эффективным.

Исследование работоспособности ЭЭС является важной составляющей обоснования решений по развитию систем и электроэнергетических объектов.

Проблема заключается в проверке допустимости различных режимов распределения потоков в электрической сети с учетом ограничений на обмены мощностями по связям и на загрузку генерирующего оборудования; в определении предельных возможностей передачи мощности по отдельным сечениям; в оценке устойчивости и надежности ЭЭС; в выборе средств регулирования и управления для обеспечения допустимости режимов, устойчивости и надежности ЭЭС.

Один из возможных методов решения перечисленных задач основан на выявлении и исследовании так называемых расчетных условий, представляющих подмножество сочетаний внешних условий развития и функционирования будущих ЭЭС, включающих их наиболее опасные сочетания с точки зрения работоспособности системы.

В рыночных условиях задача усложняется в связи с ростом неопределенности параметров рынков электроэнергии в перспективе, что затрудняет выбор расчетных условий. Общим при этом также может быть исследование таких сочетаний параметров рынков электроэнергии, которые могут быть наиболее опасными с точки зрения обеспечения работоспособности ЭЭС. Однако такой общий подход нуждается в детальном обсуждении.

Обоснование решений в условиях неопределенности. Первоначально желательно сократить число задаваемых сочетаний исходных данных и упростить их (уменьшить количество неопределенных показателей в каждом сочетании). Это может быть сделано корректно (без снижения числа учитываемых неопределенных факторов) в несколько этапов путем переноса части неопределенных показателей из сочетаний исходных данных в элементы платежной матрицы, когда последние представляются в виде нечетких множеств.

На первом этапе всё множество неопределенных технико-экономических данных разбивается на два подмножества:

- а) условия развития и функционирования объектов и ЭЭС (уровни и режимы электропотребления, ставки дисконтирования и т.д.);
- б) технико-экономические показатели вариантов решений (капиталовложения, ежегодные издержки и др.).

На втором этапе элементы первого подмножества задаются традиционно в виде представительных сочетаний исходных данных, формирующих столбцы платежной матрицы.

На третьем этапе элементы второго подмножества задаются экспертно в форме нечетких величин соответствующими функциями принадлежности.

На четвертом этапе выполняется анализ нечеткой платежной матрицы для обоснования эффективных вариантов решений с использованием критерия математического ожидания.

Для каждого варианта решения вычисляется нечеткое значение математического ожидания затрат (эффекта), которые затем сравниваются друг с другом посредством признаков сравнения нечетких величин. Большой из сравниваемых признаков соответствует лучшему варианту решения.

К группе анализа решения относятся также задачи оценки и анализа финансовых показателей ЭЭС и электроэнергетических объектов, индикаторов энергетической, экологической и других видов безопасности, а также оценка и анализ соответствующих рисков (финансового, экологического и т.п.).

Например, задача финансового анализа и задача оценки финансового риска сооружения электроэнергетического объекта включают: анализ условий и источников инвестирования; анализ финансовых возможностей реализации проекта; определение отпускной цены за электроэнергию; анализ динамики получения и возврата капитала; исследование финансового риска. При анализе используется формула чистой дисконтированной прибыли:

$$\Pi = \sum_{t=1}^T (Q_t - R_t) \cdot (1 + d)^{-t}, \quad (2.2)$$

где D_t - доход, приносимый объектом в год t ; \mathfrak{R}_t - расходы на сооружение и эксплуатацию объекта в год t .

Высокая эффективность обосновываемого объекта (высокая чистая прибыль при приемлемой отпускной цене на электроэнергию, малый срок возврата капитала и т.д.) дает основания при благоприятных значениях других показателей для принятия решения о его проектировании и последующем строительстве.

Многокритериальный анализ решений в условиях многих предпочтений. Задача рассматривается при задании J сценариев внешних условий, характеризующих неопределенность развития ЭЭС, и K критериев оценки каждого из I вариантов развития системы. Каждый сценарий может экспертно оцениваться вероятностью его реализации. По результатам исследований в заданных условиях формируются K матриц размером $I \times J$ вида $X^k = x_{ij}^k$, $i = \overline{1, I}$, $j = \overline{1, J}$, $k = \overline{1, K}$, где x_{ij}^k - численная оценка i -го варианта развития по критерию k при реализации j -го сценария внешних условий.

Численные оценки используются для решения задачи выбора с применением многокритериальных функций полезности. Сначала находятся составляющие ее функции полезности для каждого критерия, а затем оцениваются веса для сравнения относительной важности критериев. Для реализации этих двух этапов в свое время были разработаны эффективные алгоритмы.

При решении задачи выбора на основе многокритериальной функции полезности необходимо определить отношение предпочтения для лица, принимающего решения (эксперта). Вид отношения предпочтения зависит от относительной значимости для эксперта каждого из учитываемых сценариев внешних условий. В основе может быть вероятностная идеология, когда значимость каждого сценария для эксперта оценивается его вероятностью, или идеология риска, характерная для случаев, когда некоторые сценарии внешних условий имеют очень малую вероятность, но их влияние на выбор решения необходимо учесть.

Координация решений. Для обоснования варианта координации требуются: оценка ее эффектов и для каждого участника в отдельности, и для группы участников в целом; определение рационального состава участников и целесообразного распределения затрат между ними. Предусматривается обмен информацией между участниками объединения и заключение между ними взаимовыгодного соглашения.

РАЗДЕЛ 3. КОМПЛЕКСНЫЕ ЗАДАЧИ ОБОСНОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Тема 3.1. Стратегия развития Единой ЭЭС России

Стратегия развития Единой ЭЭС России разрабатывается как государственная стратегия на перспективу 15-25 лет вместе со смежными отраслями ТЭК, энергомашиностроением, электротехнической промышленностью, тепловым хозяйством, с учетом научно-технического прогресса. Приоритетами при ее разработке являются общегосударственные интересы (социально-экономического развития, национальной безопасности, качества окружающей среды и т.п.). Соответствующие приоритеты закладываются на стадии регулирования решений посредством государственной политики в налоговой, кредитной, экспортно-импортной, ценовой и других областях.

На стадии формирования решений анализируется зона неопределенности внешних условий: гипотез развития экономики и социальной сферы, уровней электропотребления, цен на топливо, технико-экономических характеристик энергетического оборудования. При выборе сценариев внешних условий и вариантов решений учитываются предпочтения, отражающие общенациональные интересы, например, государственная поддержка угольной промышленности или отечественного энергомашиностроения. Процесс формирования решений осуществляется как эвристически, так и с использованием моделей для исследования взаимодействия электроэнергетики с экономикой и социальной сферой, топливными отраслями ТЭК и др.

На стадии анализа решений определяются структура генерирующих мощностей по видам оборудования, размещение новых электростанций по регионам, требования к пропускным способностям межсистемных связей. При этом используются, главным образом, системные модели технико-экономического обоснования решений. Учет неопределенности внешних условий возможен на базе платежной матрицы. Весьма упрощен здесь и анализ работоспособности ЭЭС России, поскольку ее обеспечение может быть реализовано на более близких временных интервалах. Не

требуется на этой стадии и дополнительный учет различных предпочтений субъектов отношений. Анализ финансовых показателей в этой задаче ограничивается обычно оценкой отпускной цены на электроэнергию в различных зонах ЕЭС, а также возможных источников и условий инвестирования развития энергообъединения.

Стадия координации решений может быть реализована на уровне многокритериальных постановок задач, для чего необходимо использовать дополнительные модели для оценки вариантов развития ЕЭС по другим, неэкономическим критериям. К ним следует отнести модели оценки надежности электроснабжения потребителей, экологического влияния ЭЭС на окружающую среду и др. Стадии анализа и координации решений при этом фактически совмещаются.

Во многих случаях, особенно при рассмотрении перспективы на 20-25 лет, многокритериальная задача выбора не рассматривается. В качестве единственного показателя используется экономический критерий в том или ином виде, а остальные критерии переводятся в ранг ограничений.

Тема 3.2. Стратегический план развития энергокомпании, работающей в составе энергообъединения

Стратегия развития энергокомпании, работающей в составе энергообъединения, занимает промежуточное положение между государственными стратегиями и программами развития ЭЭС и инвестиционными проектами конкретных электроэнергетических объектов. Содержание решаемых задач зависит от вида энергокомпании (вертикального интегрирования, сетевая, генерирующая и снабженческая). Специфика проблемы заключается в наличии собственных интересов энергокомпаний, не совпадающих с интересами других взаимодействующих с нею энергокомпаний и иных субъектов отношений. Целью является получение представлений о целесообразных направлениях развития энергокомпании с учетом неопределенности внешних условий, различных предложений субъектов отношений, принципиальных положений стратегий и программ развития ЭЭС.

Задачи регулирования решений в рассматриваемом случае в значительной мере специфичны для каждой энергокомпании в зависимости от ее вида и структуры. Например, при наличии ГЭС в структуре генерирующих мощностей для генерирующей энергокомпании крайне важно, предусматривается ли плата за использование гидроэнергетических ресурсов. Энергокомпаниям сбыта (снабженческим), обеспечивающим непосредственное электроснабжение потребителей, необходимо иметь представление о политике региональных энергетических комиссий в части льготных тарифов или дотаций для отдельных категорий потребителей. Для сетевой компании важна политика регулирующих органов в отношении тарифов на услуги по передаче электроэнергии. Во всех случаях регулирование решений позволяет количественно оценить влияние политики регулирующих органов на рассматриваемые варианты развития энергокомпаний.

Основные принципы формирования решений остаются теми же, что и в предыдущем случае. Отличия состоят в том, что зона неопределенности может быть меньше, поскольку многие внешние условия и предпочтения субъектов отношений уже определены при разработке стратегий и программ. Здесь проявляются новые аспекты неопределенности внешних условий и различных предпочтений с позиций анализируемой энергокомпании, связанные с неопределенностью мотиваций и поведения других субъектов отношений: энергокомпаний, региональных и федеральных органов власти, потребителей электроэнергии, общественных движений и др. Некоторые аспекты формализуются на стадии формирования решений, другие анализируются на более поздних стадиях.

Главная специфическая проблема таких задач - моделирование и учет рыночных аспектов функционирования и развития ЭЭС, оценивание непосредственных параметров рынков электроэнергии, мотивация и поведение других энергокомпаний и т.п. Эти неопределенные рыночные вопросы обоснования решений для энергокомпании должны учитываться через формулирование соответствующих ограничений и критериев. Здесь важен анализ целесообразности финансовых и других показателей ЭЭС, рисков, позволяющих уточнить решения, принимаемые для дальнейшего рассмотрения.

В отличие от предыдущего случая, задачи координации решений для энергокомпании имеют существенно большее значение и должны решаться с использованием игровых или подобных им постановок и подходов, поскольку решения других энергокомпаний существенно влияют на решение анализируемой энергокомпании и наоборот.

Тема 3.3. Инвестиционный план развития электроэнергетического объекта

При обосновании инвестиционного плана развития электроэнергетического объекта в дополнение к общим положениям должны привлекаться специфические особенности электроэнергетики и условия развития и функционирования анализируемого объекта в составе ЭЭС. В качестве объекта могут рассматриваться электростанция, ЛЭП либо группа электростанций или ЛЭП.

Обоснование проекта требует решения комплекса задач, которые объективно связаны с необходимостью рассмотрения объекта в различных аспектах. Прежде всего должна быть исследована роль объекта на региональном и межрегиональном рынках электроэнергии, основанная на прогнозах электропотребления, вариантах его обеспечения конкурирующими источниками, возможностях получения электроэнергии из других зон (регионов) и др. Затем следует проанализировать источники инвестирования объекта и выбрать наиболее рациональную схему инвестирования, дающую самые приемлемые экономические показатели сооружения и эксплуатации электроэнергетического объекта по сравнению с иными решениями по обеспечению потребностей в электроэнергии; оценить экономическую эффективность проекта для потенциального инвестора. Такая оценка предусматривает учет, сопоставление и анализ различных показателей динамики вложения и возврата инвестиций.

Регулирование решений при обосновании инвестиционного проекта развития электроэнергетического объекта связано с уровнями отчислений в федеральный и региональный бюджеты, рентных платежей, тарифов на электроэнергию; с кредитной политикой и другими вопросами, определяющими приоритеты государства относительно рассматриваемого объекта. При формировании решений необходимо учесть все отмеченное выше разнообразие факторов и условий, которое определяет необходимый набор сценариев внешних условий и вариантов решений. В данном случае анализ решений включает как системные оценки роли и эффективности рассматриваемого объекта в ЭЭС с соответствующими технико-экономическими последствиями, анализ работоспособности системы и т.д., так и определение показателей (финансовых, экологических, социальных и других), характеризующих рассматриваемый электроэнергетический объект, а также уровни соответствующих рисков. Содержание стадии координации решений зависит от конкретного инвестора: если объект инвестирует энергокомпания, то координация осуществляется на ее уровне и связана с многокритериальной оценкой инвестиционного проекта, а если независимый инвестор, то необходимо учитывать мотивацию поведения других заинтересованных субъектов и может потребоваться игровая постановка задачи.

РАЗДЕЛ 4. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Тема 4.1. Программно-вычислительный комплекс «СОЮЗ» для оптимизации структуры ЭЭС

Ведущей тенденцией совершенствования математических моделей для решения основной задачи развития ЭЭС – выбора ее рациональной структуры – остается стремление к достаточно точному описанию режимов работы генерирующего оборудования с целью учета технических ограничений, а соответственно и приемлемой точности оценки затрат на функционирование и развитие ЭЭС. Одна из таких оптимизационных математических моделей, удовлетворяющая указанным выше требованиям, реализована в ПВК «СОЮЗ».

ПВК «СОЮЗ» предназначен для решения одной из основных задач проектирования ЭЭС – выбора рациональной структуры генерирующих мощностей Единой и объединенных ЭЭС России по типам оборудования и укрупненной схемы межсистемных электрических связей на перспективу 10-25 лет. Результаты решения этой задачи используются при проектировании региональных ЭЭС, прогнозировании развития электроэнергетики и смежных отраслей (в части требований к энергомашиностроению и др.). При этом учитываются внешние ограничения на масштабы развития тех или иных типов электростанций (по видам топлива) и объемы используемого топлива, формируемые в ТЭК страны или региона.

В основу комплекса «СОЮЗ» положена математическая модель ЭЭС (статический вариант), имеющая следующие основные характеристики.

1. Электроэнергетическая система в модели агрегирована многоузловой (до 20 узлов) схемой, где под узлом понимается региональная ЭЭС, представленная совокупностью различных «однотипных» агрегатов. При этом реальные межузловые линии электропередачи объединяются в

«эквивалентные межсистемные связи» с возможным подразделением их по типам в зависимости от принятых технико-экономических показателей.

2. Для достаточно точного учета специфики функционирования в ЭЭС разных типов оборудования предусмотрено описание нескольких (до четырех) суточных многоузловых режимов совместной работы генерирующего оборудования и ЛЭП с учетом единого календарного времени.

3. В модели описываются принципы формирования и размещения аварийного резерва с учетом возможных маловодных сезонов на реках; нелинейный характер потерь в ЛЭП и т.д.

4. Модель имеет большую размерность - до 3000 ограничений общего вида. В качестве метода оптимизации используется метод модифицированной функции Лагранжа.

ПВК построен по модульной схеме, что дает возможность варьирования постановок решаемых задач. Пользователь имеет возможность выбора точности учета следующих факторов в модели: режима работы оборудования, способов описания электростанций и межсистемных связей, территориальной дифференциации ЭЭС и др. - за счет включения в ПВК избыточного расширенного набора типовых блоков модели.

Пользователь вводит исходные данные в диалоговом режиме с применением системы меню и соответствующих экранных форм. Формы ввода данных и выдачи результатов расчета близки к применяемым в реальной практике и не связаны с внутренним представлением этой информации в модели.

Комплекс «СОЮЗ» включает в себя следующие программы:

1) МОДЕЛЬ - для ввода исходной информации и преобразования ее к виду, требуемому для ОПТИМИЗАТОРА; вводимые данные подвергаются логическому контролю;

2) ОПТИМИЗАТОР - для решения основной оптимизационной задачи (возможны различные режимы работы ОПТИМИЗАТОРА: первичный счет, продолжение счета ранее начатой задачи, ускоренный пересчет решения при изменении части исходной информации; кроме того, ОПТИМИЗАТОР используется для выдачи двойственного решения задачи);

3) ВЫВОД - расшифровывает полученное решение, формирует требуемые результирующие показатели и выдает их по заказанным пользователем табличным и графическим формам (результаты счета могут импортироваться в файл табличного процессора QUATTRO PRO для проведения анализа многовариантных расчетов);

4) ДИСПЕТЧЕР - координирует работу остальных программ ПВК.

ПВК «СОЮЗ» имеет средства связи с базами данных по развитию электростанций России и технико-экономических показателей генерирующего оборудования. Предусматривается организация такой связи с другими разрабатываемыми базами данных развития электроэнергетики. Комплекс может функционировать на персональной ЭВМ небольшой мощности, основные функциональные программы ПВК написаны на ФОРТРАНе, сервисные средства - на ТУРБО-ПАСКАЛЕ. Время счета средней задачи на ПЭВМ с 486 процессором не превышает минуты. ПВК «СОЮЗ» апробирован на многих реальных задачах.

Наиболее существенное отличие оптимизационной модели, применяемой в ПВК «СОЮЗ», от других известных моделей развития структуры ЭЭС заключается в более точном описании режимов работы генерирующего оборудования и межсистемных перетоков мощности и электроэнергии за счет моделирования покрытия множества представительных суточных графиков электрической нагрузки ЭЭС в едином календарном времени. Это позволило более обоснованно определять требования к пропускным способностям межсистемных электрических связей, учитывать основные составляющие системного эффекта от интеграции и совместного функционирования ЭЭС, в частности, известный эффект от совмещения максимумов нагрузки ЭЭС.

Тема 4.2. Математическая модель развития ЭЭС

Математическая модель развития ЭЭС представляет собой многоузловую сеть, узлами которой являются энергетические объекты (объединенные и региональные ЭЭС или их части – в зависимости от территориального уровня исследуемой ЭЭС и детальности ее представления), а междуузловые связи отображают совокупность конкретных ЛЭП. Электростанции энергоузлов описываются множеством групп однотипных агрегатов, имеющих близкие технико-экономические показатели. Модель «СОЮЗ» имеет блочную структуру и включает в себя блоки балансов мощности, балансов зон суточных графиков нагрузки, перетоков по междуузловым связям, а также блоки, описывающие функционирование и развитие разных типов генерирующего оборудования: пиковые КЭС, КЭС и АЭС с однозонной энергетической характеристикой, ТЭС, ГЭС, ГАЭС.

В общем случае в модель включено и описание потребителей электроэнергии. В зависимости от цели исследования используются следующие блоки:

- при решении традиционной задачи выбора рациональной структуры генерирующих мощностей ЭЭС потребность в электроэнергии предполагается заданной и фиксированной; при этом не требуется включения в модель блоков потребителей электроэнергии;

- для анализа вариантов развития ЭЭС в дефицитных и критических ситуациях, когда возможностей энергосистемы для покрытия электрической нагрузки недостаточно, в модели используется блок «дефицита потребителей электроэнергии», имитирующий недоотпуск электрической энергии и мощности.

Математическое описание последнего блока аналогично блоку КЭС модели с соответствующей интерпретацией коэффициентов функционала и матрицы ограничений модели. Для выявления дефицитной ситуации коэффициенты функционала берутся заведомо большими, чем затраты на генерирующее оборудование. Для решения задачи синтеза структуры системы с оптимальным уровнем надежности эти коэффициенты должны соответствовать реальным значениям удельных ущербов потребителей от недоотпуска электрической энергии и мощности.

Минимизируемый функционал в общем случае представляет суммарные приведенные затраты на развитие и функционирование ЭЭС и исследуемых потребителей-регуляторов и энергосберегающих технологий:

$$\begin{aligned} & \sum_{jis\tau} C_{jis\tau} X_{jis\tau} + \sum_{ji} C_{ji}^{\Sigma} X_{ji}^{\Sigma} + \sum_{ji} C_{ji}^n X_{ji}^n + \\ & + \sum_{ii'} C_{ii'}^{\Sigma} X_{ii'}^{\Sigma} + \sum_{ii'} C_{ii'}^n X_{ii'}^n \end{aligned} \quad (4.1)$$

где j - номер группы однотипного генерирующего оборудования или потребителя электроэнергии; i - номер энергоузла; s - номер характерного суточного графика нагрузки; τ - индекс (продолжительность) зоны нагрузки в суточном графике; $X_{jis\tau}$ - нагрузка j -го типа оборудования в узле i в суточном режиме s в зоне продолжительностью τ часов либо мощность (снижение нагрузки) потребителей-регуляторов или энергосберегающих технологий, либо доля мощности нагрузки, не обеспечиваемой электроэнергией в дефицитных режимах; $C_{jis\tau}$ - соответствующие удельные переменные затраты; X_{ji}^{Σ} , X_{ji}^n - выбираемые установленная мощность и новая (вводимая) мощность j -го оборудования (потребителя) в узле i ; C_{ji}^{Σ} , C_{ji}^n - удельные постоянные ежегодные издержки и приведенные капиталовложения в это оборудование; $X_{ii'}^{\Sigma}$ - пропускная способность межсистемной электрической связи между узлами i и i' ; $C_{ii'}^{\Sigma}$ - удельные постоянные ежегодные затраты на эту связь; $X_{ii'}^n$ - новая (вводимая) пропускная способность межсистемной связи i и i' ; $C_{ii'}^n$ - соответствующие удельные приведенные капиталовложения.

Здесь и ниже при описании модели оптимизируемые переменные обозначены буквой X с соответствующими индексами.

Первые две суммы в целевой функции определяют годовые переменные и постоянные издержки на электростанциях и моделируемых потребителях, третья соответствует приведенным капиталовложениям в их реализацию, последние две суммы определяют годовые постоянные издержки и приведенные капиталовложения в межсистемные электрические связи.

Основные ограничения модели имеют следующий вид:

А. Баланс мощности узла i в час t

$$\sum_j \beta_{ji} X_{ji}^{\Sigma} - \sum_{i'} X_{ii't}^{\delta} - \sum_{i'} X_{i'it}^{\delta} \geq P_{it} + R_i, \quad i=1, \dots, I, \quad (4.2)$$

где X_{ji}^{Σ} - установленная мощность электростанций (для ГЭС – располагаемая мощность по условиям маловодного года), или потребителей-регуляторов, или энергосберегающих технологий; β_{ji} - коэффициент готовности оборудования; $X_{ii't}^{\delta}$, $X_{i'it}^{\delta}$ - балансовые перетоки мощности в час t из узла i в i' и обратно; P_{it} - нерегулярная нагрузка узла i в час t ; R_i - потребность в аварийном резерве мощности узла i .

Балансы мощности узлов формируются для часа совмещенного максимума нагрузки ЭЭС в целом и отличных от него часов максимумов нагрузки энергоузлов.

Б. Необходимый аварийный резерв мощности

$$R_i = R_i^{uz} - \sum_{i'} k^{pez} X_{ii'}^{pez}, \quad (4.3)$$

где R_i^{uz} - требуемый аварийный резерв мощности узла i при его изолированной работе, а сумма

$$\sum_{i'} k^{pez} X_{ii'}^{pez} \leq R_i^{uz} - R_i^{конц} \quad (4.4)$$

описывает возможное снижение потребности в резерве узла i за счет развития $X_{ii'}^{pez}$ пропускных способностей связей этого узла со смежными узлами i' . Здесь k^{pez} - удельное снижение требуемого резерва узла на единицу прироста пропускной способности межсистемной связи; $R_i^{конц}$ - часть резерва ЭЭС, рассматриваемая как концентрированная, приходящаяся на долю электростанций узла i .

Как следует из описания балансов мощности в модели, имеется возможность необходимого суммарного аварийного резерва мощности за счет развития межсистемных связей и оптимального размещения этого резерва.

Тема 4.3. Принцип «позонной оптимизации» при моделировании суточного режима и часовых перетоков мощности

Годовой баланс энергии энергоузлов в модели описывается совокупностью балансов зон представительных суточных графиков электрической нагрузки с переходом к годовым показателям в функционале модели через коэффициенты «эквивалентного числа суток в году». При моделировании суточного режима используется принцип «позонной оптимизации» в соответствии с разбиением суточного графика нагрузки на горизонтальные зоны продолжительностью τ часов, соответствующие приростам нагрузки в разные часы суток (рис. 4.1).

Для учета календарного времени суток, когда это необходимо, используются соответствующие переменные с индексом t -календарным часом графика нагрузки. Ниже приведен фрагмент записи балансов зон суточных графиков нагрузки двух узлов i и i' с учетом перетоков $X_{ii'}^{t_1}$, $X_{ii'}^{t_2}$ из узла i в узел i' в часы t_1 и t_2 и обратных перетоков $X_{i'i}^{t_1}$, $X_{i'i}^{t_2}$:

$$\begin{aligned} \sum_j X_{ji\tau-2} + X_{ii'}^{t_1} - X_{i'i}^{t_1} &= P_{i\tau-2} \\ \sum_j X_{ji\tau-1} - X_{ii'}^{t_1} + X_{i'i}^{t_1} + X_{ii'}^{t_2} - X_{i'i}^{t_2} &= P_{i\tau-1} \\ \sum_j X_{ji\tau} - X_{ii'}^{t_2} + X_{i'i}^{t_2} &= P_{i\tau} \end{aligned} \quad (4.5)$$

$$\begin{aligned} \sum_j X_{ji'\tau-1} - X_{ii'}^{t_2} + X_{i'i}^{t_2} &= P_{i'\tau-1} \\ \sum_j X_{ji'\tau} - X_{ii'}^{t_1} + X_{i'i}^{t_1} + X_{ii'}^{t_2} - X_{i'i}^{t_2} &= P_{i'\tau} \end{aligned} \quad (4.6)$$

$$\sum_j X_{ji'\tau+1} + X_{ii'}^{t_1} - X_{i'i}^{t_1} = P_{i'\tau+1} \quad (4.7)$$

								Зоны
								(τ)
P_1							P_7	P_8
P_2						P_6	P_3	
P_3					P_5		P_6	
P_4				P_4			P_9	
P_1			P_1				P_{12}	
P_2							P_{15}	
		P_3					P_{18}	
							P_{21}	
							P_{24}	
0-3	3-6	6-9	9-12	12-15	15-18	18-21	21-24	Часы
1	2	3	4	5	6	7	8	(τ)

Рис. 4.1. Иллюстрация выделения зон суточного графика нагрузки

Здесь первая сумма в каждом уравнении – участие всех электростанций узла (и потребителей-регуляторов, и энергосберегающих мероприятий) в покрытии зоны отдельного суточного графика (индекс s суток и коэффициенты потерь в ЛЭП для упрощения опущены), а правые части – мощности зон суточного графика.

Как видно из этой записи, при описании часовых перетоков мощности используется «трансформация» зон графика нагрузки. Так, переток $X_{ii'}^{t_1}$ в час t_1 из узла i в узел i' (рис. 4.2) приводит к снижению потребностей в покрытии зоны длительностью $\tau-2$ часов, к снижению потребности мощности смежной зоны длительностью $\tau-1$ часов в узле i и соответственно к снижению потребности мощности зоны $\tau+1$ и увеличению этой величины в зоне τ принимающего узла i' .

Тема 4.4. Моделирование развития электростанций

Суммарная суточная нагрузка каждой группы однотипного генерирующего оборудования в простейшем случае ограничивается значением мощности, готовой к несению нагрузки:

$$\sum_{\tau} X_{jis\tau} \leq \beta_{jis} X_{ji}^{\Sigma}. \quad (4.8)$$

Для разных типов генерирующего оборудования учитываются специфические ограничения режимов их работы: возможность пусков-остановов, технический минимум нагрузки для КЭС, максимальная базисная нагрузка и возможность выработки электроэнергии по сезонам года для ГЭС, режимы загрузки ТЭЦ по теплофикационному циклу и др.

Для ГАЭС режим заряда описывается переменными почасовой загрузки. При этом для них, как и при описании перетоков по ЛЭП, применяется аналогичная «трансформация» зон в балансах зон графика нагрузки. При ограничениях на загрузку ГАЭС в турбинном режиме вида (4.8) мощность ГАЭС в насосном режиме в каждый час t ограничивается значением

$$X_{jst}^{nac} \leq \gamma_{ji}^{nac} \sum_{\tau} X_{jist\tau}, \quad (4.9)$$

при соотношении значений генерируемой и аккумулируемой электроэнергии -

$$\sum_{\tau} \tau X_{jist\tau} \leq \eta_{ji} \sum_{\tau} X_{jist}^{nac}, \quad (4.10)$$

при ограничении по объему верхнего водохранилища ГАЭС через среднесуточное число часов ее использования -

$$\sum_t X_{jist}^{nac} \leq h_{ji} \beta_{jis} X_{ji}^{\Sigma}. \quad (4.11)$$

Узлы	Перетоки мощности			Мощность зон
	...	Част ₁	Част ₂	
Узел <i>i</i>
		P_{ii1}		$P_{i\tau-2}$
		$P_{i'ii1}$		$P_{i\tau-1}$
			P_{ii2}	
			$P_{i'ii1}$	$P_{i\tau}$
			...	
Узел <i>i'</i>
			$P_{i'ii2}$	$P_{i\tau-2}$
			P_{ii2}	
		$P_{i'ii1}$		$P_{i\tau}$
		P_{ii1}		$P_{i\tau+1}$
			...	

Рис. 4.2. Иллюстрация описания межузловых перетоков

В соотношениях (4.9)-(4.11) γ_{ji}^{nac} - соотношение мощностей в насосном и турбинном режимах ГАЭС;

η_{ji} - КПД;

h_{ji} - предельное число часов использования установленной мощности ГАЭС.

Условия развития всех типов электростанций имеют вид

$$X_{ji}^{\Sigma} - X_{ji}^n \leq N_{ji}^{cyl} \text{ при } N_{ji}^{\min} \leq X_{ji}^{\Sigma} \leq N_{ji}^{\max}, \quad (4.12)$$

где N_{ji}^{cyl} - существующая (определенная с учетом демонтажа и технического перевооружения) установленная мощность; N_{ji}^{\min} , N_{ji}^{\max} - предельные значения установленной мощности данного типа оборудования.

Использование ЛЭП в балансах зон графиков нагрузки ограничивается

- их пропускной способностью:

$$X_{ii's}^t + X_{i'is}^t \leq X_{ii'}^{\Sigma}, \quad (4.13)$$

- их балансовыми перетоками в балансах мощности

$$X_{ii't}^{\delta} + X_{i'it}^{\delta} + X_{ii'}^{pez} \leq X_{ii'}^{\Sigma}, \quad (4.14)$$

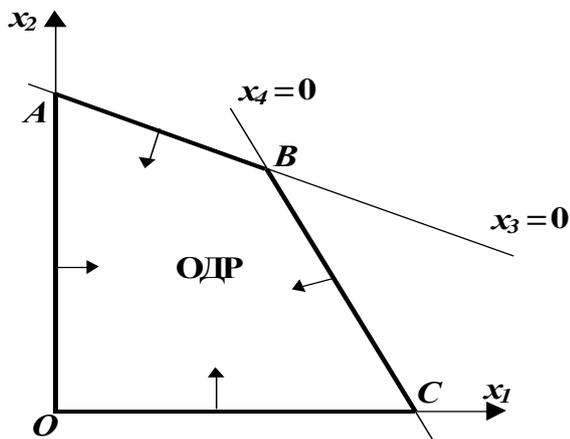


Рис. 5.1. Область допустимых решений (ОДР)

Неотрицательность остальных переменных x_3, \dots, x_n влечет за собой выполнение условий

$$\left. \begin{aligned} x_3 &= a_{31}x_1 + a_{32}x_2 + \beta_3 \geq 0, \\ x_4 &= a_{41}x_1 + a_{42}x_2 + \beta_4 \geq 0, \\ &\dots\dots\dots \\ x_n &= a_{n1}x_1 + a_{n2}x_2 + \beta_n \geq 0. \end{aligned} \right\}$$

Эти условия также могут быть показаны на плоскости $x_1 0x_2$. Возьмем первое условие

$$x_3 = a_{31}x_1 + a_{32}x_2 + \beta_3 \geq 0.$$

Это уравнение полуплоскости. При $x_3 = 0$ мы получим уравнение прямой на плоскости $x_1 0x_2$:

$$a_{31}x_1 + a_{32}x_2 + \beta_3 = 0.$$

По одну сторону от нее располагается полуплоскость, где $x_3 > 0$, по другую – полуплоскость, где $x_3 < 0$. Допустимые значения x_3 располагаются там, где $x_3 \geq 0$. Покажем это стрелкой (рис. 5.1). Таким же образом могут быть построены и все остальные прямые $x_4 = 0, \dots, x_n = 0$ и отмечены допустимые области. Выпуклый многоугольник $OABC$ удовлетворяет системе ограничений (5.1), причем внутри него и на границе все переменные x_1, \dots, x_n неотрицательны. Эта область получила название **области допустимых решений** (ОДР).

Среди всех допустимых решений нам необходимо найти оптимальное, т.е. такое, которое обращает в минимум линейную функцию Z и зависит только от двух свободных переменных x_1 и x_2 :

$$Z = \gamma_0 + \gamma_1 x_1 + \gamma_2 x_2. \quad (5.4)$$

Свободный член γ_0 появился при переходе от переменных x_1, \dots, x_n к свободным переменным x_1 и x_2 . Минимум линейной функции $Z' = Z - \gamma_0$ достигается при тех же значениях переменных x_1 и x_2 , что и минимум функции (5.4) и отличается от него на величину свободного члена γ_0 .

Найдем геометрическим путем эти значения x_1 и x_2 . Приравняем функцию Z' к некоторому постоянному значению L :

$$Z' = \gamma_1 x_1 + \gamma_2 x_2 = L. \quad (5.5)$$

Мы получили уравнение прямой на плоскости $x_1 0x_2$. Она отсекает на оси $0x_1$ отрезок, равный L/γ_1 , а на оси $0x_2$ - отрезок, равный L/γ_2 (рис. 5.2).

Если принять значение Z' равным некоторой новой постоянной L_1 , то прямая $\gamma_1 x_1 + \gamma_2 x_2 = L_1$ переместится параллельно первой прямой, причем на осях будут отсечены отрезки соответственно L_1/γ_1 и L_1/γ_2 .

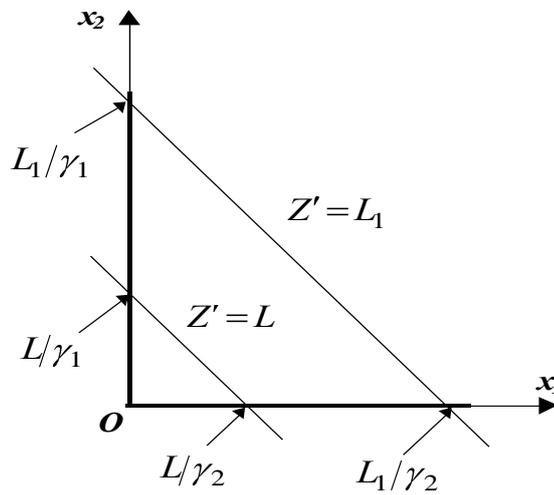


Рис. 5.2. Линии уровня целевой функции

Таким образом, различным значениям Z' соответствуют прямые, параллельные между собой. Они называются **линиями уровня целевой функции** (рис. 5.3).

Направление убывания Z' определяется знаками коэффициентов γ_1 и γ_2 . Взаимное расположение ОДР, соответствующей уравнениям (5.3), зависит от знаков коэффициентов прямых (5.3) и (5.5). Стрелками указано направление убывания целевой функции, пунктиром - ее линии уровня при различных значениях Z' . Значения x_1 и x_2 , удовлетворяющие одновременно системе ограничений и дающие минимум линейной функции Z' (а значит, и Z), соответствуют координатам точки $B - x_{1opt}$ и x_{2opt} . На рис. 5.3 показан случай, когда оптимальное решение является единственным. Однако так бывает не всегда.

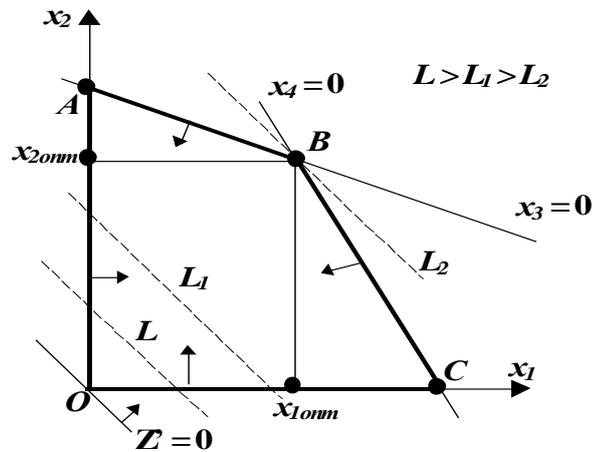


Рис. 5.3. Взаимное расположение области допустимых решений и линий уровня целевой функции

Если линии уровня целевой функции располагаются параллельно той стороне многоугольника допустимых решений, на которой достигается минимум, то оптимальное решение оказывается не единственным. На рис. 5.4 показан именно такой случай, когда минимум достигается не в точке, а на всей стороне AB .

Может оказаться, что задача не имеет решения даже при условии существования ОДР. Такое случается, когда в направлении убывания целевой функции область допустимых решений не ограничена (рис. 5.5).

Если же уравнения ограничений противоречивы, то ОДР может не существовать. Такой пример показан на рис. 5.6, где отсутствует область, одновременно удовлетворяющая всем ограничениям.

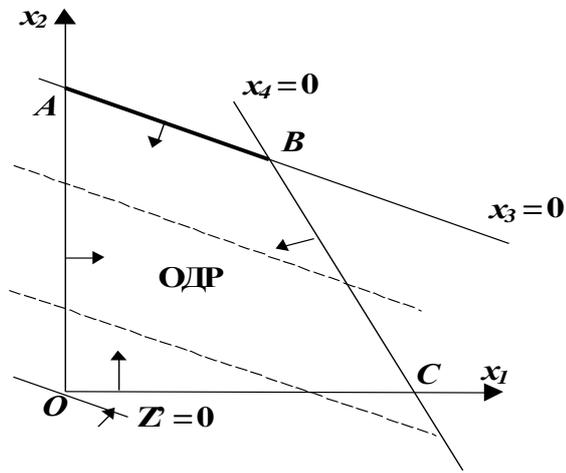


Рис. 5.4. Достижение минимума целевой функции на стороне АВ

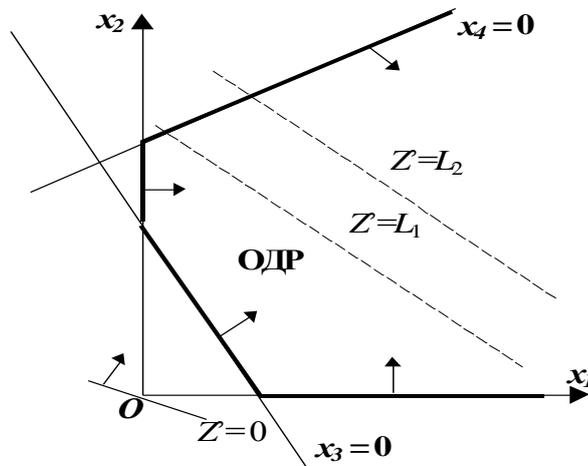


Рис. 5.5. Область допустимых решений не ограничена в направлении убывания целевой функции

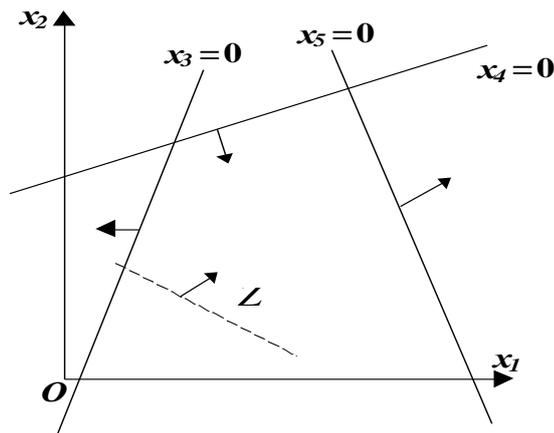


Рис. 5.6. Ограничения несовместны, область допустимых решений не существует

Тема 5.3. Поиск оптимального решения

Для нахождения оптимального решения достаточно перебрать все вершины ОДР и выбрать ту из них, где целевая функция имеет наименьшее значение. Такой перебор может быть сделан за конечное число шагов при ограниченной области допустимых решений, поскольку число ее вершин конечно.

Решение, лежащее в одной из вершин ОДР, называется *опорным решением*, а сама вершина – *опорной точкой*.

Если число свободных переменных $k = 2$, а число базисных переменных равно m и оптимальное решение существует, то оно всегда достигается в опорной точке. В каждой опорной точке, по крайней мере, две из переменных обращаются в нуль. В самом деле в любой опорной точке пересекаются не менее двух ограничивающих прямых (например, $x_3 = 0$ и $x_4 = 0$ в точке B на рис. 5.1). Случай, когда в опорном решении обращаются в нуль не две, а более переменных, называется *вырожденным* (рис. 5.7). Так, в опорной точке B пересекаются не две, а три прямых: $x_3 = 0$, $x_4 = 0$ и $x_5 = 0$. Все эти закономерности могут быть распространены и на более общий случай, когда $k = n - m$, $k > 2$.

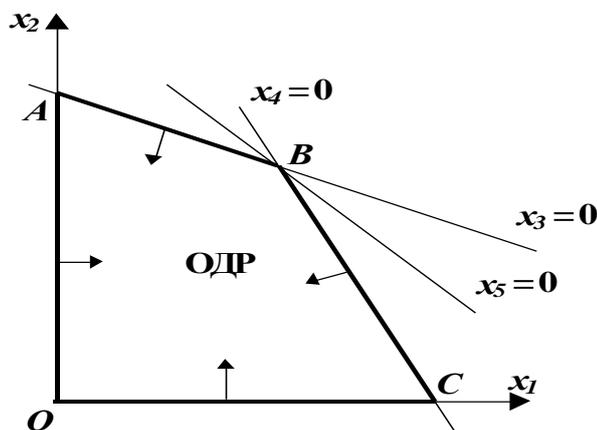


Рис. 5.7. Вырожденный случай

Отметим общие закономерности при поиске оптимального решения:

1. Оптимальное решение, если оно существует, не может лежать внутри ОДР, а располагается только на ее границе.

2. Оптимальное решение может быть не единственным. В этом случае линии уровня целевой функции располагаются параллельно той стороне многоугольника допустимых решений, на которой достигается минимум.

3. Если ОДР не ограничена в направлении убывания целевой функции, то задача не имеет решения, хотя область допустимых решений существует.

4. Оптимальное решение всегда достигается в одной из вершин многоугольника допустимых решений. Если же решение достигается на целой стороне, то оно достигается и в каждой из вершин, через которые проходит эта сторона.

РАЗДЕЛ 6. ОПТИМИЗАЦИОННЫЕ МОДЕЛИ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Тема 6.1. Классификация моделей планирования развития ЭЭС

Из-за большой сложности и высокой размерности задачи перспективного развития ЭЭС разделяют по технологическому признаку следующим образом:

- 1) развитие структуры генерирующих мощностей;
- 2) размещение и развитие электрических станций;
- 3) развитие электрической сети.

По способу задания допустимого множества переменных математические модели, созданные для облегчения труда проектировщика, делятся на оптимизационные, оценочно-оптимизационные и оценочные.

В *оптимизационных моделях* допустимое множество переменных задается в пределах некоторых диапазонов. В модели в пределах этих диапазонов синтезируются допустимые варианты, производится их экономическая оценка в соответствии с принятым критерием оптимальности и отбирается наилучший по данному критерию допустимый вариант.

В *оценочных (расчетных) моделях* допустимое множество переменных задается проектировщиком в виде одного или нескольких составленных вариантов. В модели эти варианты подвергаются техническому анализу и экономической оценке.

В *оценочно-оптимизационных моделях* значения основных исследуемых переменных задаются в виде вариантов, а остальные переменные могут быть выбраны в пределах некоторого диапазона их изменения, что позволяет оптимизировать их значения. Такие модели дают возможность сопоставлять заданные проектировщиком варианты с учетом оптимальных для каждого из них условий функционирования и развития.

Наиболее простыми являются математические модели при детерминированной информации о будущих условиях развития энергосистем. Они позволяют получить решение, оптимальное при заданных исходных условиях. Однако чаще всего сведения о будущих условиях развития энергосистем являются неопределенными. Поэтому желательно уметь получить область оптимальных решений, каждое из которых соответствует одному из возможных сочетаний исходных условий. Имея эффективный алгоритм, созданный на базе детерминированной исходной информации, можно путем многократного решения задачи при различающихся исходных условиях получить такую область.

Окончательное решение о развитии энергосистем принимает группа специалистов-экспертов, учитывающая как рекомендации, вытекающие из расчетов, так и дополнительные сведения, привлеченные из опыта эксплуатации.

Тема 6.2. Оптимизационные модели для поиска структуры генерирующих мощностей

Оптимизация структуры генерирующих мощностей производится дважды. Первый раз – при оптимизации топливно-энергетического комплекса страны, где электроэнергетика рассматривается как подсистема в общеэнергетической системе страны; второй раз – при оптимизации развития отрасли.

При оптимизации топливно-энергетического комплекса заданными величинами являются:

- а) искомая производительность топливopерерабатывающих предприятий или их групп;
- б) мощности разных типов электростанций;
- в) пропускная способность магистральных трубопроводов и ЛЭП;
- г) производительность различных типов энергоустановок потребителей с использованием разных видов топлива.

Критерием оптимальности служит минимум суммарных народнохозяйственных затрат на добычу, переработку, преобразование, распределение и использование топлива при условии удовлетворения рациональной потребности народного хозяйства в различных видах топлива и энергии. Учитываются также ограничения по капиталовложениям, трудовым ресурсам, лимитированной продукции других отраслей.

Для решения этой задачи чаще всего применяют линейную оптимизационную модель долгосрочного планирования, которая предполагает такую последовательность её формирования:

- 1) выполняются многовариантные оптимизационные расчеты, что позволяет исследовать зону неопределенности оптимальных решений, выявить состав устойчивых решений, определить факторы, влияющие на неустойчивые решения, найти наиболее предпочтительный вариант развития топливно-энергетического комплекса;
- 2) выполняется согласование планов развития топливно-энергетических отраслей между собой, а также с балансом всего народного хозяйства;
- 3) дается комплексная энергоэкономическая оценка долгосрочных мероприятий и объектов, рассматриваемых в промежутке между циклами долгосрочного плана.

В основе оптимизационной математической модели лежит симплекс-метод линейного программирования.

Исходная информация для решения данной задачи следующая:

- объемы используемых энергоресурсов для выработки электроэнергии по стране в целом и по отдельным районам;
- рост потребления электроэнергии и тепла в масштабе страны в целом и по каждому энергоузлу для каждого рассматриваемого периода времени;
- режимы электропотребления для различных уровней иерархии;
- структура действующих генерирующих мощностей и состав строящихся энергообъектов;
- технические и экономические характеристики вновь вводимого оборудования;
- объем ремонтируемого оборудования.

Задача ставится следующим образом:

Используя перечисленные выше исходные данные, найти для каждого территориального узла ЭЭС такие значения суммарных мощностей групп электростанций, которые отличаются видом энергоресурса, типом и маневренностью оборудования, и найти значения пропускных способностей линий, при которых достигается минимум суммарных приведенных затрат по энергосистеме.

Нелинейные зависимости между переменными отражаются с помощью кусочно-линейной аппроксимации. Для каждого энергоузла (рис. 6.1) записывается условие баланса мощности для момента максимальных нагрузок.

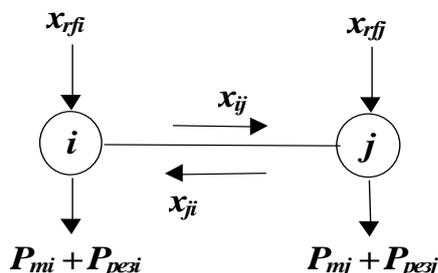


Рис. 6.1. Эквивалентное представление энергоузла

Условия **баланса мощности** имеют вид

$$\sum_{r,f} P_{rfi} - \sum_j P_{ij} + \sum_j \varphi_{ij}^p P_{ji} \geq P_{mi} + P_{pezi}, \quad (6.1)$$

где P_{rfi} - искомая мощность электростанции в узле типа r , работающей на топливе вида f , размещенной в узле i ; P_{ij} - мощность, передаваемая из узла i в узел j ; φ_{ij}^p - коэффициент, учитывающий потери активной мощности в воздушных линиях между узлами i и j ; P_{mi} - максимум нагрузки узла i ; P_{pezi} - потребность узла i в резервной мощности.

Второе балансовое условие для каждого узла – это **баланс энергии**:

$$\sum_{r,f} P_{rfi} T_{mrfi} - \sum_j \mathcal{E}_{ij} + \sum_j \varphi_{ij}^{\mathcal{E}} \mathcal{E}_{ji} \geq \mathcal{E}_i, \quad (6.2)$$

где T_{mrfi} - годовое число часов использования максимальной мощности электростанции в узле i ; \mathcal{E}_{ij} и \mathcal{E}_{ji} - межузловые потоки энергии; $\varphi_{ij}^{\mathcal{E}}$ - коэффициент, учитывающий потери энергии при передаче; \mathcal{E}_i - годовая потребность в электроэнергии в узле i .

Условие баланса энергии линейно только в том случае, когда режим работы электростанций известен. В противном случае величина T_{mrfi} является неизвестной переменной, а условие баланса энергии – нелинейно. Для перехода к линейной постановке искомая мощность электростанций задается в виде суммы нескольких составляющих:

$$P_{rfi} = P_{rfi}^{(1)} + P_{rfi}^{(2)} + \dots + P_{rfi}^{(n)},$$

каждая из которых характеризуется заданным числом часов использования годового максимума:

$$T_{mrfi} = T_{mrfi}^{(1)} + T_{mrfi}^{(2)} + \dots + T_{mrfi}^{(n)}.$$

В таком случае годовой баланс энергии узла i запишется в виде

$$\sum_{r,f} (P_{rfi}^{(1)} + P_{rfi}^{(2)} + \dots + P_{rfi}^{(n)}) - \sum_j \mathcal{E}_{ij} + \sum_j \varphi_{ij}^{\mathcal{E}} \mathcal{E}_{ji} \geq \mathcal{E}_i.$$

В результате решения задачи оптимальная мощность каждой электростанции определяется суммированием составляющих P_{rfi} :

$$(P_{rfi}^{(1)} + P_{rfi}^{(2)} + \dots + P_{rfi}^{(n)}) T_{mrfi} = P_{rfi}^{(1)} T_{mrfi}^{(1)} + P_{rfi}^{(2)} T_{mrfi}^{(2)} + \dots + P_{rfi}^{(n)} T_{mrfi}^{(n)},$$

откуда

$$T_{mrfi} = \frac{P_{rfi}^{(1)}T_{mrfi}^{(1)} + P_{rfi}^{(2)}T_{mrfi}^{(2)} + \dots + P_{rfi}^{(n)}T_{mrfi}^{(n)}}{P_{rfi}^{(1)} + P_{rfi}^{(2)} + \dots + P_{rfi}^{(n)}}.$$

При поиске решений учитываются также технические ограничения:

- 1) предельное число часов использования мощности электростанций разных типов;
- 2) предельная мощность и отпуск электроэнергии электростанций:

$$\begin{cases} P_{rfi} \leq P_{rfi}^{nped} \\ P_{rfi}T_{mrfi} \leq \mathcal{E}_{rfi}^{nped} \end{cases}$$

3) предельная пропускная способность существующих и вновь вводимых ЛЭП между узлами i и j по мощности и энергии:

$$\begin{cases} P_{ij} + P_{ji} - P_{ij}^{нов} \leq P_{ij}^{сущ} \\ \mathcal{E}_{ij} + \mathcal{E}_{ji} - P_{ij}^{нов}T_{mij} \leq P_{ij}^{сущ}T_{mij} \end{cases}$$

где $P_{ij}^{нов}$ - искомая величина пропускной способности вновь вводимой линии между узлами i и j ; $P_{ij}^{сущ}$ - пропускная способность существующих линий между этими узлами; T_{mij} - годовое число часов использования пропускной способности;

4) предельное значение энергоресурса

$$\sum_{r,f} P_{rfi}T_{mrfi}b_{rfi} \leq B_f,$$

где b_{rfi} - удельный расход топлива f электростанции типа r в узле i при числе часов использования ее мощности T_{mrfi} ; B_f - заданное значение ограниченного энергоресурса;

5) размер капиталовложений, выделенных на ввод новых энергообъектов в энергосистеме,

$$\sum_{i,r,f} k_{rfi}P_{rfi} \leq K_{nped},$$

где k_{rfi} - удельные капиталовложения по электростанции r на топливе f , расположенной в узле i .

В энергосистемах с существенной неравномерностью графиков нагрузки пользуются более сложными моделями, в которых учитываются условия включения источников с ограниченными запасами энергоресурсов в график нагрузки ЭЭС и технические ограничения на режимы работы электростанций.

4.3. Лабораторные работы

Учебным планом не предусмотрено

4.4. Практические занятия

<i>№ п/п</i>	<i>Номер раздела дисциплины</i>	<i>Наименование тем практических занятий</i>	<i>Объем (час.)</i>	<i>Вид занятия в интерактивной, активной, инновационной формах (час.)</i>
1	4.	Оптимальное распределение активной мощности между ТЭС градиентным методом	4	разбор конкретных ситуаций (2час.)
2	4.	Оптимальное распределение активной мощности между ТЭС методом Ньютона	4	разбор конкретных ситуаций (2час.)

		второго порядка		
3	5.	Линейное программирование	9	разбор конкретных ситуаций (1 час.)
ИТОГО			17	5

4.5. Контрольные мероприятия: контрольная работа

Тема: «Оптимизация развития электроэнергетических систем»

Цель контрольной работы – приобретение навыков использования методов математического программирования для решения задач выбора структуры генерирующих мощностей ЭЭС и выбора оптимальной конфигурации электрической сети.

При выполнении контрольной работы используется специальное программное обеспечение, позволяющее решать задачи управления развитием электроэнергетических систем.

Рекомендуемый объем: пояснительная записка объемом 10-15 страниц должна содержать титульный лист, задание, описание выполняемых действий по каждому разделу и полученные результаты.

Выдача задания, защита КР проводится в соответствии с календарным учебным графиком.

Оценка	Критерии оценки контрольной работы
зачтено	Во время защиты контрольной работы студент демонстрирует знание основных определений и продемонстрировал умение использовать методы расчета производственных программ, владение достаточным уровнем понимания материала, и способностью самостоятельно высказать мысль на научно-техническом языке.
не зачтено	Во время защиты контрольной работы студент показал слабое понимание теоретического материала и навыков владения практическими приемами расчета производственных программ.

5. МАТРИЦА СООТНЕСЕНИЯ РАЗДЕЛОВ УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ К ФОРМИРУЕМЫМ В НИХ КОМПЕТЕНЦИЯМ И ОЦЕНКЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

<i>Компетенции №, наименование разделов дисциплины</i>	<i>Кол-во часов</i>	<i>Компетенции</i>		<i>Σ ком п</i>	<i>t_{ср}, час</i>	<i>Вид учебных занятий</i>	<i>Оценка результатов</i>
		<i>ОПК</i>	<i>ПК</i>				
		7	6				
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Оптимизационные задачи	16	+	+	2	8	Лк, СРС	зачет, кр
2. Особенности развития современных электроэнергетических систем	17	+	+	2	8,5	Лк, СРС	зачет, кр
3. Комплексные задачи обоснования развития электроэнергетических систем	14	+	+	2	7	Лк, СРС	зачет, кр
4. Математическое моделирование развития электроэнергетических систем в современных условиях	22	+	+	2	11	Лк, ПЗ, СРС	зачет, кр
5. Математические модели и методы линейного программирования	25	+	+	2	12,5	Лк, ПЗ, СРС	зачет, кр
6. Оптимизационные модели для планирования развития электроэнергетических систем	14	+	+	2	7	Лк, СРС	зачет, кр
всего часов	108	54	54	2	54		

6. ПЕРЕЧЕНЬ УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ

1. Попов, В.Б. Основы компьютерных технологий: учебник / В. Б. Попов. - Москва: Финансы и статистика, 2002. - 704 с.
2. Справочник по проектированию электрических сетей: справочное издание / Под ред. Д. Л. Файбисовича. - Москва: НЦ ЭНАС, 2006. - 320 с.

7. ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНОЙ И ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

№	<i>Наименование издания</i>	<i>Вид занятия (Лк, ПЗ, КР)</i>	<i>Количество экземпляров в библиотеке, шт.</i>	<i>Обеспеченность, (экз./ чел.)</i>
1	2	3	4	5
Основная литература				
1.	Струмеляк, А.В. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие / А.В. Струмеляк. – Братск: БрГУ, 2014. – 186 с.	Лк, ПЗ	73	1
2.	Игнатьев, И.В. Многокритериальный анализ вариантов размещения энергетических объектов [Электронный ресурс]: монография / И. В. Игнатьев, В. А. Шакиров. - Братск: БрГУ, 2011. - 145 с.- http://ecat.brstu.ru/catalog/Монографии/Игнатьев%20И.В.Многокритериальный%20анализ%20вариантов%20размещения%20энергетических%20объектов.2011.pdf	Лк, КР	1(ЭР)	1
Дополнительная литература				
3.	Игнатьев, И.В. Электрические системы и сети: учебное пособие / И.В. Игнатьев. – Братск: ГОУ ВПО «БрГУ», 2008. – 210 с.	Лк	142	1
4.	Абрамова, Е. Курсовое проектирование по электроснабжению промышленных предприятий : учебное пособие / Е. Абрамова ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Оренбургский государственный университет». - Оренбург : ОГУ, 2012. - 106 с. ; То же [Электронный ресурс]. - URL: http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=259181 (02.03.2018).	КР	1(ЭУ)	1
5.	Курбацкий, В.Г. Методы и модели оптимизации развития электроэнергетических систем: учебное пособие / Курбацкий В.Г., Родина С.И. – Братск: БрГТУ, 2003 – 108 с.	КР, ПЗ	87	1
6.	Игнатьев, И.В. Проектирование районной электрической сети: методические указания к выполнению курсового проекта / И. В. Игнатьев, А. В. Струмеляк. - Братск: БрГУ, 2014. - 82 с.	КР	112	1
7.	Игнатьев, И.В. Модели и методы настройки систем регулирования возбуждения генераторов на основе экспериментальных данных [Текст] : научное издание / И. В. Игнатьев, Ю. Н. Булатов. - Братск : БрГУ, 2016. - 278 с.	Лк	11	0,5

8. ПЕРЕЧЕНЬ РЕСУРСОВ ИНФОРМАЦИОННО - ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННОЙ СЕТИ «ИНТЕРНЕТ» НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

1. Электронный каталог библиотеки БрГУ http://irbis.brstu.ru/CGI/irbis64r_15/cgiirbis_64.exe?LNG=&C21COM=F&I21DBN=BOOK&P21DBN=BOOK&S21CNR=&Z21ID=.
2. Электронная библиотека БрГУ <http://ecat.brstu.ru/catalog> .
3. Электронно-библиотечная система «Университетская библиотека online» <http://biblioclub.ru> .
4. Электронно-библиотечная система «Издательство «Лань» <http://e.lanbook.com> .
5. Информационная система "Единое окно доступа к образовательным ресурсам" <http://window.edu.ru> .
6. Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU <http://elibrary.ru> .
7. Университетская информационная система РОССИЯ (УИС РОССИЯ) <https://uisrussia.msu.ru/> .
8. Национальная электронная библиотека НЭБ <http://xn--90ax2c.xn--p1ai/how-to-search/>

9. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ОСВОЕНИЮ ДИСЦИПЛИНЫ

9.1. Методические указания для обучающихся по выполнению практических работ

Практическое занятие № 1

Оптимальное распределение активной мощности между ТЭС градиентным методом

1.1. Постановка задачи

Найти минимум функции издержек на топливо $I(\mathbf{Z})$ при учете ограничений баланса мощности в ЭЭС $\mathbf{W}(\mathbf{Z}) = 0$. Вектор \mathbf{Z} является вектором параметров режима ЭЭС, а \mathbf{W} – вектор-функция балансовых ограничений.

Градиентный метод оптимизации основан на вычислении градиента целевой функции и пошагового движения в направлении улучшения целевой функции. При нахождении минимума целевой функции движение ведется в направлении антиградиента.

Методом приведенного градиента называется метод оптимизации, в котором градиент определяется с помощью теории неявных функций, при разделении переменных на зависимые и независимые $\mathbf{Z} = (\mathbf{X}, \mathbf{Y})$.

Рассмотрим пример распределения активной мощности между станциями методом приведенного градиента, в котором уравнения ограничений учитываются в самом простом виде – уравнения баланса активной мощности по системе в целом без учета потерь мощности в сети.

1.2. Решение задачи распределения активной мощности без учета изменения потерь в сети

Пренебрегая потерями, найдем оптимальную загрузку по активной мощности станций для схемы на рис. 4 методом приведенного градиента. Схема содержит три станции (узлы 1, 2 и 3). Нагрузка сосредоточена в узле 2. $P_n = 200$ МВт. Характеристики относительных приростов для этих станций заданы, руб/кВт ч:

$$\varepsilon_1 = 3 + 0,2P_1 + 0,004P_1^2,$$

$$\varepsilon_2 = 2 + 0,4P_2 + 0,002P_2^2,$$

$$\varepsilon_3 = 4 + 0,15P_3 + 0,003P_3^2.$$

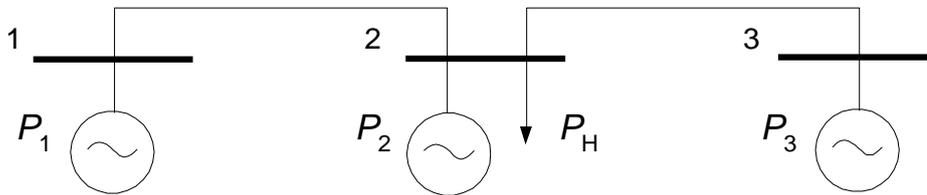


Рис. 1. Схема ЭЭС

Решение

Запишем уравнение баланса мощности в системе:

$$W = P_1 + P_2 + P_3 - P_H = 0.$$

Разделим все переменные данной задачи на вектор \mathbf{Y} независимых переменных и на вектор \mathbf{X} зависимых. Поскольку система уравнений установившегося режима состоит из одного уравнения, то в векторе \mathbf{X} будет всего одна компонента $\mathbf{X} = (P_2)$, а вектор $\mathbf{Y} = (P_1, P_3)$ (можно принять и любую другую комбинацию).

1) Задаем исходное приближение $\mathbf{Y} = (P_1, P_3)$:

$$P_1 = 50 \text{ МВт}; P_3 = 50 \text{ МВт}.$$

2) Вычисляем $P_2 = P_H - P_1 - P_3 = 200 - 50 - 50 = 100 \text{ МВт}$.

3) Вычисляем градиент в исходной точке:

$$\frac{\partial I}{\partial \mathbf{Y}} = \left. \frac{\partial I}{\partial \mathbf{Y}} \right|_0 + \frac{\partial I}{\partial \mathbf{X}} \frac{\partial \mathbf{X}}{\partial \mathbf{Y}},$$

где

$$\left. \frac{\partial I}{\partial \mathbf{Y}} \right|_0 = \left(\frac{\partial I}{\partial P_1}, \frac{\partial I}{\partial P_3} \right) = \langle \varepsilon_1, \varepsilon_3 \rangle, \quad \frac{\partial I}{\partial \mathbf{X}} = \varepsilon_2,$$

а из уравнения баланса мощности

$$\frac{\partial \mathbf{X}}{\partial \mathbf{Y}} = \left(\frac{\partial P_2}{\partial P_1}, \frac{\partial P_2}{\partial P_3} \right) = \langle -1, -1 \rangle$$

Таким образом,

$$\frac{\partial I}{\partial Y_1} = \frac{\partial I}{\partial P_1} = \varepsilon_1 - \varepsilon_2; \quad \frac{\partial I}{\partial Y_2} = \frac{\partial I}{\partial P_3} = \varepsilon_3 - \varepsilon_2.$$

Относительные приросты при текущих мощностях станций равны:

$$\varepsilon_1 = 23 \frac{\text{руб}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}; \quad \varepsilon_2 = 62 \frac{\text{руб}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}; \quad \varepsilon_3 = 19 \frac{\text{руб}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}.$$

Вектор-градиент $\text{grad}(I)$ равен

$$\text{grad}(I) = \begin{pmatrix} \frac{\partial I}{\partial Y_1} \\ \frac{\partial I}{\partial Y_2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial I}{\partial P_1} \\ \frac{\partial I}{\partial P_3} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \varepsilon_1 - \varepsilon_2 \\ \varepsilon_3 - \varepsilon_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -39 \\ -43 \end{pmatrix}.$$

Мерой сходимости процесса решения выберем величину квадрата нормы вектора-градиента (сумма квадратов элементов вектора-градиента) $\Delta^2 = 3370$.

4) Выбираем пробный шаг $t = 0,5$ (произвольно) и определяем новые значения переменных:

$$P_1 = P_1 - t \cdot \text{grad}(I)_1 = 50 - 0,5 \cdot (-39) = 69,5 \text{ МВт};$$

$$P_3 = P_3 - t \cdot \text{grad}(I)_2 = 50 - 0,5 \cdot (-43) = 71,5 \text{ МВт};$$

$$P_2 = P_H - P_1 - P_3 = 200 - 69,5 - 71,5 = 59 \text{ МВт}.$$

Им соответствуют относительные приросты:

$$\varepsilon_1 = 36,221 \frac{\text{руб}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}; \quad \varepsilon_2 = 32,652 \frac{\text{руб}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}; \quad \varepsilon_3 = 30,062 \frac{\text{руб}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}.$$

Вектор-градиент и его норма:

$$\text{grad}(H) = \begin{pmatrix} 3,659 \\ -2,5 \end{pmatrix}, \quad \Delta = 4,432, \quad \Delta^2 = 19,64.$$

Будем продолжать процесс вычислений, двигаясь в направлении текущего антиградиента до тех пор, пока квадрат нормы вектора-градиента не будет меньше 0,1. При этом относительные приросты должны быть равны между собой.

Будем повторять пункт 4, пока не выполнится заданное условие.

Шаг в направлении движения будем выбирать из условия минимума квадрата нормы вектора градиента, зависимость которого от t будем считать параболической. Для интерполяции такой зависимости требуется три точки. Одна из них всегда есть – это квадрат нормы, вычисленный в конце предыдущего шага ($t = 0$). Две другие можно взять для произвольных значений t . Для простоты выберем точки $t = 0,5$ и $t = 1$. Обозначим интерполирующую кривую $y = A_0 + A_1t + A_2t^2$. Минимум этой параболы соответствует точке:

$$t = -\frac{A_1}{2A_2}.$$

Коэффициенты A_1 и A_2 для выбранных узлов интерполяции находятся по формулам:

$$A_1 = -3y_1 + 4y_2 - y_3;$$

$$A_2 = 2y_1 - 2y_2 + y_3,$$

где y_1 соответствует $t = 0$, т.е. для данной итерации $y_1 = 19,64$; y_2 соответствует $t = 0,5$ $y_2 = 8,27$ и y_3 точке $t = 1$ $y_3 = 3,188$.

Для полученных значений имеем $A_1 = -29,025$; $A_2 = 12,116$ и $t = 1,154$.

Квадрат нормы вектора градиента уменьшается до 2,851.

Все результаты последующих итераций сведены в таблицу.

Итерация	t	P_1	P_2	P_3	ε_1	ε_2	ε_3	Δ^2
Начальное приближение	–	50	100	50	23	62	19	3370
Пробный шаг	0,5	69,5	59	71,5	36,22	32,56	30,06	19,64
Второй шаг	1,154	65,28	60,34	74,39	33,1	31,76	33,42	2,851
Третий шаг	0,577	65,46	59,2	75,34	33,23	32,33	32,69	0,423
Четвертый шаг	1,154	64,83	59,41	75,76	32,79	32,58	32,83	0,062

После четвертого шага итерационный процесс можно закончить, так как квадрат нормы практически сведен до нуля и значения относительных приростов стали равны друг другу.

Задание

Найти оптимальное распределение активных мощностей генерации между четырьмя ТЭС по методу приведенного градиента для примера на рис. 5 (без учета изменения потерь мощности в сети).

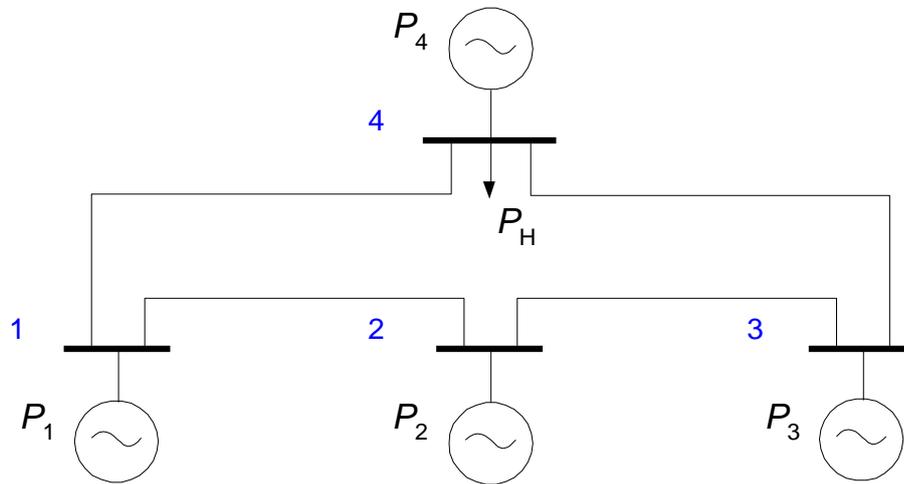


Рис. 2. Схема ЭЭС для задания

Нагрузка сосредоточена в узле 4. $P_n = 300$ МВт. Характеристики относительных приростов для этих станций заданы в виде функций в нотации Mathcad, руб/кВт ч:

$$\varepsilon_1 | P_1 | := 3 + .2 \cdot P_1 + 4 \cdot 10^{-3} \cdot P_1^2$$

$$\varepsilon_2 | P_2 | := 2 + 0.4 \cdot P_2 + 0.002 \cdot P_2^2$$

$$\varepsilon_3 | P_3 | := 4 + 0.3 \cdot P_3 + 3 \cdot 10^{-3} \cdot P_3^2$$

$$\varepsilon_4 | P_4 | := 5 + 0.3 \cdot P_4 + 2 \cdot 10^{-3} \cdot P_4^2$$

Для удобства проверки расчетов рекомендуется в качестве начальных приближений взять мощности:

$$P_1 := 80, \quad P_3 := 80, \quad P_4 := 80, \quad P_2 := 60.$$

Здесь зависимой переменной является P_2 .

Основная литература

1. Струмеляк, А.В. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие / А.В. Струмеляк. – Братск: БрГУ, 2014. – 186 с.

Дополнительная литература

1. Курбацкий, В.Г. методы и модели оптимизации развития электроэнергетических систем: учебное пособие / Курбацкий В.Г., Родина С.И. – Братск: БрГТУ, 2003 – 108 с.

Практическое занятие № 2

Оптимальное распределение активной мощности между ТЭС методом Ньютона второго порядка

2.1. Постановка задачи

Найти минимум функции издержек на топливо $I(\mathbf{Z})$ при учете ограничений баланса мощности в ЭЭС $\mathbf{W}(\mathbf{Z}) = 0$. Вектор \mathbf{Z} является вектором параметров режима ЭЭС, а \mathbf{W} – вектор-функция балансовых ограничений.

Метод Ньютона второго порядка основан на квадратичной аппроксимации целевой функции и вычислении экстремума параболоиды, которая в большей степени приближает процесс к точке решения. На каждой итерации вычислительного процесса выполняется

очередная аппроксимация и решение находится путем решения системы линейных уравнений, в которой правые части являются градиентом целевой функции, а матрицей коэффициентов – матрица Гессе.

Градиент и матриц Гессе могут быть получены с помощью теории неявных функций, при разделении переменных на зависимые и независимые $\mathbf{Z} = (\mathbf{X}, \mathbf{Y})$.

$$\mathbf{H}\Delta\mathbf{y} = -\text{grad}(I(\mathbf{X}, \mathbf{Y})),$$

где \mathbf{H} – матрица Гессе (матрица вторых производных целевой функции); \mathbf{X} – вектор зависимых переменных; \mathbf{Y} – вектор независимых переменных; $\Delta\mathbf{y}$ – невязки к независимым переменным.

2.2. Решение задачи распределения активной мощности без учета изменения потерь в сети

Пренебрегая потерями, найдем оптимальную загрузку по активной мощности станций для схемы на рис. 6 методом Ньютона второго порядка. Схема содержит три станции (узлы 1, 2 и 3). Нагрузка сосредоточена в узле 2. $P_H = 200$ МВт. Характеристики относительных приростов для этих станций заданы, руб/кВт ч:

$$\varepsilon_1 = 3 + 0,2P_1 + 0,004P_1^2,$$

$$\varepsilon_2 = 2 + 0,4P_2 + 0,002P_2^2,$$

$$\varepsilon_3 = 4 + 0,15P_3 + 0,003P_3^2.$$

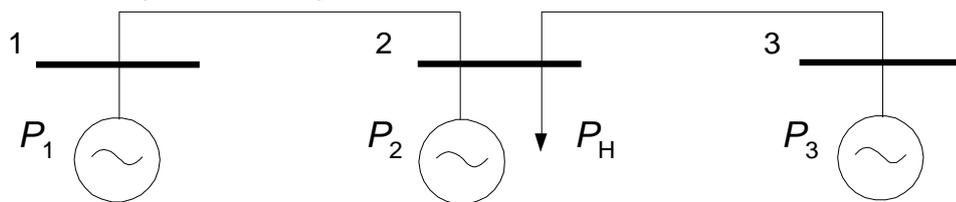


Рис. 1. Схема ЭЭС

Решение

Запишем уравнение баланса мощности в системе:

$$W = P_1 + P_2 + P_3 - P_H = 0.$$

Разделим все переменные данной задачи на вектор \mathbf{Y} независимых переменных и на вектор \mathbf{X} зависимых. Поскольку система уравнений установившегося режима состоит из одного уравнения, то в векторе \mathbf{X} будет всего одна компонента $\mathbf{X} = (P_2)$, а вектор $\mathbf{Y} = (P_1, P_3)$ (можно принять и любую другую комбинацию).

1) Задаем исходное приближение $\mathbf{Y} = (P_1, P_3)$:

$P_1 = 50$ МВт; $P_3 = 50$ МВт.

2) Вычисляем $P_2 = P_H - P_1 - P_3 = 200 - 50 - 50 = 100$ МВт.

3) Вычисляем вектор-градиент в заданной точке:

$$\frac{\partial I}{\partial \mathbf{Y}} = \frac{\partial I}{\partial \mathbf{Y}} \Big|_0 + \frac{\partial I}{\partial \mathbf{X}} \frac{\partial \mathbf{X}}{\partial \mathbf{Y}},$$

где

$$\frac{\partial I}{\partial \mathbf{Y}} \Big|_0 = \left(\frac{\partial I}{\partial P_1}, \frac{\partial I}{\partial P_3} \right) = \langle \varepsilon_1, \varepsilon_3 \rangle, \quad \frac{\partial I}{\partial \mathbf{X}} = \varepsilon_2,$$

а из уравнения баланса мощности

$$\frac{\partial \mathbf{X}}{\partial \mathbf{Y}} = \left(\frac{\partial P_2}{\partial P_1}, \frac{\partial P_2}{\partial P_3} \right) = \langle -1, -1 \rangle$$

Таким образом,

$$\frac{\partial I}{\partial Y_1} = \frac{\partial I}{\partial P_1} = \varepsilon_1 - \varepsilon_2; \quad \frac{\partial I}{\partial Y_2} = \frac{\partial I}{\partial P_3} = \varepsilon_3 - \varepsilon_2.$$

Вектор-градиент $\text{grad}(I)$ равен

$$\text{grad}(I) = \begin{pmatrix} \frac{\partial I}{\partial Y_1} \\ \frac{\partial I}{\partial Y_2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial I}{\partial P_1} \\ \frac{\partial I}{\partial P_3} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \varepsilon_1 - \varepsilon_2 \\ \varepsilon_3 - \varepsilon_2 \end{pmatrix}.$$

4) Вычисляем элементы матрицы Гессе **H**.

5) Решаем систему линейных уравнений относительно невязок по независимым переменным Δy .

6) Находим новые значения искомым переменных P_1, P_3

$$P_1 = P_1 + \Delta y_1;$$

$$P_3 = P_3 + \Delta y_2;$$

и затем $P_2 = P_n - P_1 - P_3$.

7) Если полученные значение удовлетворяют заданной точности расчета, то процесс заканчивается, в противном случае расчет повторяется, начиная с п.3. Мерой сходимости процесса решения можно также выбрать величину квадрата нормы вектора-градиента Δ^2 .

Задание

Найти оптимальное распределение активных мощностей генерации между тремя ТЭС по методу Ньютона второго порядка для примера на рис. 6 (без учета изменения потерь мощности в сети). Для этого:

- 1) Вывести формулы для получения элементов матрицы вторых производных, основываясь на способе получения производных от неявных функции (см п. 3 алгоритма расчета для градиента).
- 2) Так, если

$$\text{grad}(I(\mathbf{X}, \mathbf{Y})) = \begin{pmatrix} \frac{\partial I}{\partial P_1} \\ \frac{\partial I}{\partial P_3} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \varepsilon_1(P_1) - \varepsilon_2(P_2) \\ \varepsilon_3(P_3) - \varepsilon_2(P_2) \end{pmatrix}, \text{ то как вычислить}$$

$$H(I(\mathbf{X}, \mathbf{Y})) = \begin{pmatrix} \frac{\partial^2 I}{\partial P_1^2} & \frac{\partial^2 I}{\partial P_1 \partial P_3} \\ \frac{\partial^2 I}{\partial P_3 \partial P_1} & \frac{\partial^2 I}{\partial P_3^2} \end{pmatrix} ?$$

- 3) Решение системы уравнений (п. 5 алгоритма)

$$\mathbf{H}\Delta y = -\text{grad}(I(\mathbf{X}, \mathbf{Y})),$$

можно сделать по соотношению:

$$\begin{pmatrix} \Delta y_1 \\ \Delta y_2 \end{pmatrix} = -\frac{1}{\Delta} \begin{pmatrix} H_{22} & -H_{12} \\ -H_{21} & H_{11} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \text{grad}_1 \\ \text{grad}_2 \end{pmatrix}$$

- 4) Расчет выполнить с точностью по квадрату нормы градиента 0,001.

Основная литература

1. Струмеяк, А.В. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие / А.В. Струмеяк. – Братск: БрГУ, 2014. – 186 с.

Дополнительная литература

1. Курбацкий, В.Г. методы и модели оптимизации развития электроэнергетических систем: учебное пособие / Курбацкий В.Г., Родина С.И. – Братск: БрГТУ, 2003 – 108 с.

Практическое занятие № 3 Линейное программирование

3.1. Формы модели задачи линейного программирования

Модель задачи линейного программирования может быть заданы в одной из следующих форм:

Каноническая	Стандартная	Общая
1. Ограничения		
Уравнения	Неравенства	Уравнения и неравенства
$\sum_{k=1}^n a_{ik} x_k = b_i$	$\sum_{k=1}^n a_{ik} x_k \leq b_i$	$\sum_{k=1}^n a_{ik} x_k \begin{cases} \leq \\ = \\ \geq \end{cases} b_i$
$(i = 1, \dots, m)$	$(i = 1, \dots, m)$	$(i = 1, \dots, m)$
2. Условие неотрицательности		
Все переменные	Все переменные	Часть переменных
$x_k \geq 0 (k = 1, \dots, n)$	$x_k \geq 0 (k = 1, \dots, n)$	$x_k \geq 0 (k = 1, \dots, s, s \leq n)$
3. Цель задачи $L = \sum_{k=1}^n c_k x_k$		
$\max L$	$\max L$ или $\min L$	$\max L$ или $\min L$

3.2 Основные понятия

L – целевая функция (функция цели).

Матрицей системы линейных уравнений называется таблица, составленная из коэффициентов a_{ik} ($i = 1, \dots, m; k = 1, \dots, n$) при x_1, x_2, \dots, x_n .

Расширенной матрицей системы линейных уравнений называется та же матрица, дополненная столбцом свободных членов b_1, b_2, \dots, b_m .

r – ранг матрицы – наибольший порядок отличного от нуля определителя, который можно получить, вычеркивая из матрицы какие-то строки и какие-то столбцы.

Если система уравнений-ограничений задачи линейного программирования совместна, то матрица системы и ее расширенная матрица имеют один и тот же ранг.

Этот общий ранг r называется рангом системы; он представляет собой не что иное, как *число линейно независимых уравнений* среди наложенных ограничений.

Число *свободных* (независимых) переменных равно $n - r$; остальные r переменных называются *базисными*.

3.3 Графическое решение задачи линейного программирования

Графически могут решаться:

- задачи, заданные в канонической форме с числом свободных переменных $n - r \leq 2$;
- задачи, заданные в стандартной форме, содержащие не более двух переменных;
- задачи общего вида, которые после приведения к канонической форме будут содержать не более двух переменных.

Решение задачи выполняется в два этапа: построение области допустимых решений (ОДР) и нахождение в этой области оптимального решения.

При построении ОДР может встретиться один из следующих случаев:

- пустая область;

- выпуклый многоугольник;
- неограниченная выпуклая многоугольная область.

В первом случае задача не имеет решения из-за несовместности системы ограничений в ОДР; во втором случае задача всегда имеет оптимальное решение; в третьем случае, в зависимости от направления вектора C (от коэффициентов функции L), задача может иметь или не иметь решения. Последнее связано с неограниченным возрастанием ($L_{\max} \rightarrow \infty$) или убыванием ($L_{\min} \rightarrow -\infty$) функции L в ОДР.

Задача может иметь единственное оптимальное решение, совпадающее с одной из вершин области, и бесчисленное множество решений (альтернативный оптимум). В случае альтернативного оптимума и ограниченной области оптимальные решения соответствуют всем точкам отрезка, соединяющего две вершины области. В случае неограниченной области может оказаться, что среди множества оптимальных решений только одно совпадает с вершиной области.

3.4 Пример графического решения задачи линейного программирования

Рассмотрим задачу, записанную в канонической форме.

Найти минимум линейной функции семи переменных

$$L = x_1 - x_2 + 2x_3 - x_4 - 3x_5 + x_6 - 2x_7.$$

Уравнения ограничений:

$$x_1 - x_2 + x_3 = 4,$$

$$2x_1 - x_2 - x_3 - x_4 = -5,$$

$$x_1 + x_2 - x_5 = -4,$$

$$x_2 + x_6 = 5,$$

$$2x_1 - 2x_2 - x_6 + 2x_7 = 7.$$

$$x_k \geq 0 \quad (k = 1, \dots, 7)$$

Решение. Выберем в качестве свободных переменных, например, x_1 и x_2 и выразим через них остальные (базисные) переменные: x_3, x_4, x_5, x_6, x_7 . Из первого уравнения имеем:

$$x_3 = -x_1 + x_2 + 4.$$

Из третьего

$$x_5 = x_1 + x_2 + 4.$$

Из четвертого

$$x_6 = -x_2 + 5.$$

Подставляя x_3 во второе уравнение и x_6 – в последнее и разрешая относительно x_4, x_7 , имеем:

$$x_4 = 3x_1 - 2x_2 + 1,$$

$$x_7 = -x_1 + \frac{1}{2}x_2 + 6.$$

ОДР получается построением прямых, ограничивающих область, в которой $x_k \geq 0$ ($k = 1, \dots, 7$).

Подставляя полученные выражения для x_k ($k = 3, \dots, 7$) в целевую функцию, имеем:

$$L = -5x_1 - 2x_2 - 12.$$

Основная прямая L' отличается от L отсутствием свободного члена

$$L' = -5x_1 - 2x_2.$$

Прямая $L' = 0$ проходит через начало координат и для ее построения необходимо взять какую-либо еще точку, лежащую на этой прямой: пусть $x_1 = -2$, тогда $x_2 = 5$. При перемещении прямой целевой функции параллельно самой себе функция L будет увеличиваться или уменьшаться. В нашем случае требуется минимизировать целевую

функцию. Совершенно ясно, что для положительных x_1 и x_2 уменьшение функции L будет происходить при перемещении прямой в направлении вправо и вверх. Последняя точка ОДР, которая еще будет лежать на прямой целевой функции, находится на пересечении двух прямых $x_6 = 0$ и $x_7 = 0$. Координаты этой точки и дают оптимальное решение задачи линейного программирования.

Задание 1

Найдите минимум целевой функции $f(x,y) = ax + by$ при ограничениях.

№	$f(x,y)$	Ограничения				
		$x + y \leq 4$	$x + 2y \geq 5$	$2x + y \geq 6$	$x \geq 0$	$y \geq 0$
1	$3x + 2y$	$x + y \leq 4$	$x + 2y \geq 5$	$2x + y \geq 6$	$x \geq 0$	$y \geq 0$
2	$3x + 2y$	$x + y \leq 6$	$x + 2y \geq 7$	$2x + y \geq 8$	$x \geq 0$	$y \geq 0$
3	$3x + 2y$	$x + y \leq 8$	$x + 2y \geq 8$	$2x + y \geq 8$	$x \geq 0$	$y \geq 0$
4	$3x + 2y$	$x + y \leq 9$	$x + 2y \geq 7$	$2x + y \geq 6$	$x \geq 0$	$y \geq 0$
5	$3x + 2y$	$x + y \leq 6$	$x + 2y \geq 5$	$2x + y \geq 3$	$x \geq 0$	$y \geq 0$
6	$3x + 2y$	$x + y \leq 8$	$x + 2y \geq 9$	$2x + y \geq 7$	$x \geq 0$	$y \geq 0$
7	$3x + 2y$	$x + y \leq 7$	$x + 2y \geq 7$	$2x + y \geq 7$	$x \geq 0$	$y \geq 0$
8	$3x + 2y$	$x + y \leq 11$	$x + 2y \geq 11$	$2x + y \geq 11$	$x \geq 0$	$y \geq 0$
9	$3x + 2y$	$x + y \leq 9$	$x + 2y \geq 9$	$2x + y \geq 9$	$x \geq 0$	$y \geq 0$
10	$3x + 2y$	$x + y \leq 10$	$x + 2y \leq 10$	$2x + y \leq 10$	$x \geq 0$	$y \geq 0$
11	$2x + 5y$	$x + y \geq 1$	$x + 2y \leq 10$	$2x + y \leq 10$	$x \geq 0$	$y \geq 0$
12	$2x + 5y$	$x + y \geq 4$	$x + 2y \leq 12$	$2x + y \leq 12$	$x \geq 0$	$y \geq 0$
13	$2x + 5y$	$x + y \geq 4$	$x + 2y \leq 13$	$2x + y \leq 13$	$x \geq 0$	$y \geq 0$
14	$2x + 5y$	$x + y \geq 5$	$x + 2y \leq 14$	$2x + y \leq 14$	$x \geq 0$	$y \geq 0$
15	$2x + 5y$	$x + y \geq 6$	$x + 2y \leq 15$	$2x + y \leq 15$	$x \geq 0$	$y \geq 0$
16	$2x + 5y$	$x + y \geq 6$	$x + 2y \leq 11$	$2x + y \leq 8$	$x \geq 0$	$y \geq 0$
17	$2x + 5y$	$x + y \geq 7$	$x + 2y \leq 13$	$2x + y \leq 9$	$x \geq 0$	$y \geq 0$
18	$2x + 5y$	$2x + y \geq 8$	$x + 2y \leq 15$	$2x + y \leq 10$	$x \geq 0$	$y \geq 0$
19	$2x + 5y$	$2x + y \geq 9$	$x + 2y \leq 17$	$2x + y \leq 11$	$x \geq 0$	$y \geq 0$
20	$2x + 5y$	$2x + y \geq 3$	$x + 2y \leq 3$	$2x + y \leq 4$	$x \geq 0$	$y \geq 0$

Примечание. При построении ОДР из каждого неравенства выразить y через x , провести прямую $y = f(x)$ и считать допустимой ту область от прямой, где $y > 0$. Указать штриховкой сторону допустимых значений.

Вычислить оптимальные значения переменных и значение целевой функции в точке оптимума.

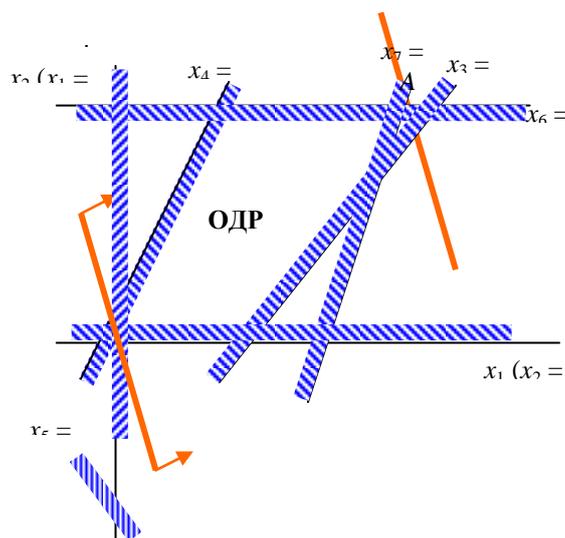


Рис.1. Графическое решение ЗЛП для примера

Задание 2

Для задачи линейного программирования, записанной в канонической форме, выбрать свободные переменные и выразить через них все остальные переменные. Построить ОДР или показать, что она не существует. В случае существования ОДР найти минимум целевой функции или показать, что задача не имеет решения.

Варианты задания 2 выдаются преподавателем.

Основная литература

1. Струмяляк, А.В. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие / А.В. Струмяляк. – Братск: БрГУ, 2014. – 186 с.

Дополнительная литература

1. Курбацкий, В.Г. методы и модели оптимизации развития электроэнергетических систем: учебное пособие / Курбацкий В.Г., Родина С.И. – Братск: БрГТУ, 2003 – 108 с.

9.2. Методические указания по выполнению контрольной работы

Контрольная работа «Оптимизация развития электроэнергетических систем» посвящена математическим моделям и методам выбора типа и очередности сооружения электрических станций и методам выбора оптимальной конфигурации электрической сети.

Задание включает в себя следующие разделы:

1. Формирование модели выбора структуры генерирующих мощностей.
2. Выбор оптимальной СГМ при помощи программы OSGM.
3. Анализ полученной структуры генерирующих мощностей.
4. Выбор оптимальной конфигурации сети при помощи программы OPTIMUM.
5. Выбор оптимальной конфигурации сети при помощи программы OptiLine.

Расчет производится каждым студентом индивидуально, по вариантам.

Список литературы:

1. Игнатъев, И.В. Многокритериальный анализ вариантов размещения энергетических объектов [Электронный ресурс]: монография / И. В. Игнатъев, В. А. Шакиров. - Братск: БрГУ, 2011. – 145с. <http://ecat.brstu.ru/catalog/Монографии/Игнатъев%20И.В.Многокритериальный%20анализ%20вариантов%20размещения%20энергетических%20объектов.2011.pdf>
2. Абрамова, Е. Курсовое проектирование по электроснабжению промышленных предприятий : учебное пособие / Е. Абрамова ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Оренбургский государственный университет». - Оренбург : ОГУ, 2012.-106с. То же [Электронный ресурс]. - URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=259181> (02.03.2018).
3. Курбацкий, В.Г. Методы и модели оптимизации развития электроэнергетических систем: учебное пособие / Курбацкий В.Г., Родина С.И. – Братск: БрГТУ, 2003 – 108 с.
4. Игнатъев, И.В. Проектирование районной электрической сети: методические указания к выполнению курсового проекта / И. В. Игнатъев, А. В. Струмяляк. - Братск: БрГУ, 2014. - 82 с.

10. ПЕРЕЧЕНЬ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА ПО ДИСЦИПЛИНЕ

1. Пакет прикладных программ Microsoft (Microsoft Word, Microsoft Excel, Microsoft PowerPoint, Microsoft Visio и др.)
2. ОС WINDOWS
3. Среда разработки и использования электронных обучающих ресурсов iLogos
4. Программные комплексы OPTIMUM , OptiLine , OSGM.

11. ОПИСАНИЕ МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА ПО ДИСЦИПЛИНЕ

<i>Вид занятия</i>	<i>Наименование аудитории</i>	<i>Перечень основного оборудования</i>	<i>№ ЛР или ПЗ</i>
1	2	3	4
Лк	Дисплейный класс	Учебная мебель. Интерактивная доска	
ПЗ	Дисплейный класс	Учебная мебель. Интерактивная доска	
СР	Читальный зал №3	Учебная мебель. Оборудование 15- CPU 5000/RAM 2Gb/HDD (Монитор TFT 19 LG 1953S-SF); принтер HP LaserJet P3005	-

Приложение 1

ФОНД ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОМЕЖУТОЧНОЙ АТТЕСТАЦИИ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ

1. Описание фонда оценочных средств (паспорт)

№ компетенции	Элемент компетенции	Раздел	Тема	ФОС
ОПК-7	Способность учитывать современные тенденции развития электроники, измерительной и вычислительной техники, информационных технологий в своей профессиональной	1. Оптимизационные задачи	1.1.Виды оптимизационных задач и основные способы их решения	Вопросы к зачету 1-4
			1.2.Основные подходы при решении оптимизационных задач в электроэнергетике	
			1.3.Математическая постановка оптимизационных задач в электроэнергетике	
			1.4.Оптимизационные задачи как задачи математического программирования	
		2. Особенности развития	2.1.Этапы развития электроэнергетики России с учетом рыночных отношений	Вопросы к зачету 5-8

ПК-6	деятельности Способность производить расчеты и проектирование отдельных блоков и устройств систем автоматизации и управления и выбирать стандартные средства автоматики, измерительной и вычислительной техники для проектирования систем автоматизации и управления в соответствии с техническим заданием	современных электроэнергетических систем	2.2.Принятие и обоснование решений по развитию ЭЭС	Вопросы к зачету 9-11	
			2.3.Схема обоснования развития ЭЭС		
			2.4.Основные составляющие обоснования развития ЭЭС		
		3. Комплексные задачи обоснования развития электроэнергетических систем	3.1.Стратегия развития Единой ЭЭС России		Вопросы к зачету 12-15
			3.2.Стратегический план развития энергокомпании, работающей в составе энергообъединения		
			3.3.Инвестиционный план развития электроэнергетического объекта		
		4. Математическое моделирование развития электроэнергетических систем в современных условиях	4.1.Программно-вычислительный комплекс «СОЮЗ» для оптимизации структуры ЭЭС		Вопросы к зачету 16-18
			4.2.Математическая модель развития ЭЭС		
			4.3.Принцип «позонной оптимизации» при моделировании суточного режима и часовых перетоков мощности		
			4.4.Моделирование развития электростанций		
		5. Математические модели и методы линейного программирования	5.1.Постановка основной задачи линейного программирования		Вопросы к зачету 19-20
			5.2.Области допустимых решений		
			5.3.Поиск оптимального решения		
		6. Оптимизационные модели для планирования развития электроэнергетических систем	6.1.Классификация моделей планирования развития ЭЭС		Вопросы к зачету 19-20
			6.2.Оптимизационные модели для поиска структуры генерирующих мощностей		

2. Вопросы к зачету

№ п/п	Компетенции		ВОПРОСЫ К ЗАЧЕТУ	№ и наименование раздела
	Код	Определение		
1	2	3	4	5

1	ОПК-7	Способность учитывать современные тенденции развития электроники, измерительной и вычислительной техники, информационных технологий в своей профессиональной деятельности	1. Виды оптимизационных задач и основные способы их решения	1. Оптимизационные задачи			
			2. Основные подходы при решении оптимизационных задач в электроэнергетике				
			3. Математическая постановка оптимизационных задач в электроэнергетике				
			4. Оптимизационные задачи как задачи математического программирования				
			5. Этапы развития электроэнергетики России с учетом рыночных отношений		2. Особенности развития современных электроэнергетических систем		
			6. Принятие и обоснование решений по развитию ЭЭС				
			7. Схема обоснования развития ЭЭС				
			ПК-6		Способность производить расчеты и проектирование отдельных блоков и устройств систем автоматизации и управления и выбирать стандартные средства автоматики, измерительной и вычислительной техники для проектирования систем автоматизации и управления в соответствии с техническим заданием	8. Основные составляющие обоснования развития ЭЭС	3. Комплексные задачи обоснования развития электроэнергетических систем
						9. Стратегия развития Единой ЭЭС России	
						10. Стратегический план развития энергокомпании, работающей в составе энергообъединения	4. Математическое моделирование развития электроэнергетических систем в современных условиях
	11. Инвестиционный план развития электроэнергетического объекта						
	12. Программно-вычислительный комплекс «СОЮЗ» для оптимизации структуры ЭЭС						
	13. Математическая модель развития ЭЭС						
	14. Принцип «позонной оптимизации» при моделировании суточного режима и часовых перетоков мощности	5. Математические модели и методы линейного программирования					
	15. Моделирование развития электростанций						
	16. Постановка основной задачи линейного программирования						
	17. Области допустимых решений	6. Оптимизационные модели для планирования электроэнергетических систем					
	18. Поиск оптимального решения						
	19. Классификация моделей планирования развития ЭЭС						
	20. Оптимизационные модели для поиска структуры генерирующих мощностей						

3. Описание показателей и критериев оценивания компетенций

Показатели	Оценка	Критерии
Знать	зачтено	Студент должен показать

(ОПК-7): - программное обеспечение задач электроэнергетики; (ПК-6): - основные положения теории многомерных и многосвязных систем управления электроэнергетическими системами.		знания программного обеспечения задачи управления развитием электроэнергетических систем.
Уметь (ОПК-7): - рассчитывать режимы работы электрических сетей с помощью программных комплексов; (ПК-6): - Производить расчёты и проектирование отдельных блоков и устройств систем автоматизации и управления.	не зачтено	На вопросы студент отвечает неубедительно. На дополнительные вопросы преподавателя также не может ответить.
Владеть (ОПК-7): – достаточным уровнем знаний для сбора и анализа исходных данных для расчета и проектирования электроэнергетических систем; (ПК-6): - методами выбора стандартных средств вычислительной техники для проектирования электроэнергетических систем.		

4. Методические материалы, определяющие процедуры оценивания знаний, умений, навыков и опыта деятельности

Дисциплина Программное обеспечение задач электроэнергетики направлена на формирование у студентов целостного представления о способах применения математических методов в планировании развития электроэнергетических систем, построения моделей для прогнозирования их развития.

Дисциплина должна обеспечивать формирование фундамента подготовки будущих специалистов в области управления техническими системами.

Изучение дисциплины Программное обеспечение задач электроэнергетики предусматривает:

- лекции,
- практические занятия,
- контрольную работу,
- самостоятельную работу студента,
- зачет.

В процессе проведения практических занятий происходит закрепление знаний, формирование умений и навыков расчета моделей развития электроэнергетических систем.

При подготовке к зачету рекомендуется особое внимание уделить формированию у студентов целостного представления о способах исследования моделей развития

электроэнергетических систем.

Работа с литературой является важнейшим элементом в получении знаний по дисциплине. Прежде всего, необходимо воспользоваться списком рекомендуемой по данной дисциплине литературой. Дополнительные сведения по изучаемым темам можно найти в периодической печати и Интернете.

АННОТАЦИЯ
рабочей программы дисциплины
Программное обеспечение задач электроэнергетики

1. Цель и задачи дисциплины

Цель дисциплины – получение бакалаврами знаний по применению математических методов в планировании развития электроэнергетических систем, по использованию программного обеспечения для прогнозирования их развития.

Задачей дисциплины является:

- изучение методов построения моделей для прогнозирования и планирования развития и функционирования электроэнергетических систем;
- ознакомление с основами САПР электроэнергетических систем;
- изучение иерархической структуры электроэнергетических систем и системы управления ими.

2. Структура дисциплины

2.1 Распределение трудоемкости по отдельным видам учебных занятий, включая самостоятельную работу: Лк – 17 часов, ПЗ – 17 часов, СРС – 74 часа.

Общая трудоемкость дисциплины составляет 108 часов, 3 зачетные единицы.

2.2 Основные разделы дисциплины:

1. Оптимизационные задачи
2. Особенности развития современных электроэнергетических систем
3. Комплексные задачи обоснования развития электроэнергетических систем
4. Математическое моделирование развития электроэнергетических систем в современных условиях
5. Математические модели и методы линейного программирования
6. Оптимизационные модели для планирования развития электроэнергетических систем

3. Планируемые результаты обучения (перечень компетенций)

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих компетенций:
ОПК-7 - Способность учитывать современные тенденции развития электроники, измерительной и вычислительной техники, информационных технологий в своей профессиональной деятельности;

ПК-6 - Способность производить расчеты и проектирование отдельных блоков и устройств систем автоматизации и управления и выбирать стандартные средства автоматики, измерительной и вычислительной техники для проектирования систем автоматизации и управления в соответствии с техническим заданием.

4. Вид промежуточной аттестации: зачет.

**Протокол о дополнениях и изменениях в рабочей программе
на 201__-201__ учебный год**

1. В рабочую программу по дисциплине вносятся следующие дополнения:

2. В рабочую программу по дисциплине вносятся следующие изменения:

Протокол заседания кафедры № _____ от « ____ » _____ 201__ г.,
(разработчик)

Заведующий кафедрой _____

(подпись)

(Ф.И.О.)