

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК  
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ  
ИНСТИТУТ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ им. Л.А. МЕЛЕНТЬЕВА

---

RUSSIAN ACADEMY OF SCIENCES  
SIBERIAN BRANCH  
L.A. MELENTIEV ENERGY SYSTEMS INSTITUTE

# OPTIMIZATION STUDIES OF POWER PLANTS AND ENERGY COMPLEXES

Edited by  
*A.M. Kler (D. Eng.), E.A. Tyurina (D. Eng.)*



NOVOSIBIRSK  
ACADEMIC PUBLISHING HOUSE "GEO"  
2016

# ОПТИМИЗАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК И КОМПЛЕКСОВ

Под редакцией  
д-ра техн. наук А.М. Клера, д-ра техн. наук Э.А. Тюриной



НОВОСИБИРСК  
АКАДЕМИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО "ГЕО"  
2016

УДК 621.311  
ББК 31.2  
О-627

**Оптимизационные исследования энергетических установок и комплексов /**  
Под ред. А.М. Клера, Э.А. Тюриной ; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева. – Новосибирск : Академическое изд-во “Гео”, 2016. – 298 с. – ISBN 978-5-9909583-0-2 (в пер.).

Излагаются методические основы и приводятся практические примеры математического моделирования и оптимизации энергетических установок и комплексов применительно к этапам их разработки и эксплуатации. Даются постановки и методы решения задач оптимизации параметров газотурбинных, парогазовых и паротурбинных установок различных типов на органическом топливе. Большое внимание уделяется исследованиям установок производства синтетического жидкого топлива и электроэнергии из угля. Предлагается новый подход к решению задачи оптимизации режимов работы ТЭЦ в современных условиях рынка электроэнергии и мощности. Рассматриваются методические подходы к выбору оптимальных схем и параметров энергокомплексов нефтегазодобывающих предприятий и локальных систем энергоснабжения.

Для специалистов научных, проектных и эксплуатационных организаций, занимающихся вопросами развития и функционирования энергетических систем, а также студентов и аспирантов энергетических факультетов.

The book describes methodological framework and offers practical examples of mathematical modeling of power plants and energy complexes optimization relevant to the stages of their development and operation. The problem formulations are interspersed with methods for solving parameters optimization tasks for gas turbine (GT), combined cycle gas-turbine (CCGT) and combined heat (CHP) power plants of different types using fossil fuels. A detailed consideration is given to technologies for co-production of synthetic liquid fuels and electricity from coal. The authors propose a new approach to solving the CHP-plants operation modes optimization problem in the context of current energy market policies and outputs. This study provides methodology for selecting optimal schemes and parameters of energy complexes for oil and gas companies and local energy supply systems.

The intended readers of the book are specialists from research and R&D institutions and production companies involved in the development and operation of energy systems, as well as undergraduate and graduate students majoring in Energy Engineering.

**Рецензенты:**

канд. техн. наук *А.Н. Кудряшов*,  
д-р техн. наук, профессор *В.А. Стенников*,  
д-р техн. наук, профессор *Э.А. Таиров*

ISBN 978-5-9909583-0-2

© Коллектив авторов, 2016  
© Институт систем энергетики  
им. Л.А. Мелентьева, 2016  
© Оформление. Академическое  
изд-во “Гео”, 2016

---

## ПРЕДИСЛОВИЕ

---

Энергетические установки различных типов и в первую очередь теплоэнергетические установки составляют основу электроэнергетики Российской Федерации и многих других стран. Они потребляют значительную часть добываемого органического топлива, материальных и финансовых ресурсов. Поэтому задачи повышения энергетической, экологической и экономической эффективности энергетических установок имеют первостепенное значение.

Обычно энергетические установки объединяются в энергетические комплексы, примером которых могут служить тепловые электрические станции, электростанции собственных нужд нефтегазодобывающих предприятий и некоторые локальные системы энергоснабжения. Поскольку энергетические установки и комплексы имеют сложные технологические схемы, разнотипный состав элементов и различные режимы работы, основным инструментом их исследования являются методы математического моделирования и схемно-параметрической оптимизации.

Эти методы в течение длительного времени разрабатывались в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН. Результаты исследований по указанной тематике опубликованы в ряде монографий [53, 79, 108, 150], последняя из указанного списка вышла в свет в 2005 г. За это время в институте был получен значительный объем оригинальных научных результатов, не нашедших отражения в публикациях. Поэтому цель настоящей работы — объединить полученные данные в одном издании.

Книга состоит из четырех разделов. В первом из них рассмотрены оптимизационные исследования перспективных энергетических установок на органическом топливе. Представлены оригинальные методы оптимизации параметров теплофикационных энергетических установок с учетом переменных условий функционирования. Изложен новый подход к согласованной оптимизации параметров проточной части газовой турбины, параметров цикла и конструктивных параметров элементов газотурбинных (ГТУ) и парогазовых (ПГУ) установок. Приведены результаты оптимизации угольных энергоблоков на суперсверхкритические параметры пара с учетом российских условий, а также оптимизационных исследований двух типов угольных парогазовых установок: ПГУ малой мощности с газификацией угля при атмосферном давлении и ПГУ с прямым сжиганием угля и нагревом рабочего тела газотурбинной части цикла в керамических теплообменниках периодического действия.

Во втором разделе приведены результаты оптимизационных исследований энерготехнологических установок, предназначенных для производства сжиженного природного газа и электроэнергии (из природного газа) и синтетического жидкого топлива и электроэнергии из угля. В первом случае рассмотрены методы извлечения гелия из природного газа, а во втором — диоксида углерода из продуктов газификации. Кроме того, предложен оригинальный подход к оптимизации технологических цепочек и на его основе выполнено сопоставление экономической эффективности технологических цепочек переработки и дальнего транспорта энергоносителей.

В третьем разделе рассмотрено функционирование энергетических установок и тепловых электрических станций. Представлен подход к математическому моделированию и оптимизации динамических процессов в паротурбинном энергоблоке, основанный на сведении задач оптимального управления в задаче нелинейного математического программирования. Значительное внимание уделено моделированию и оптимизации режимов работы теплоэнергосистем (ТЭС). Рассмотрены задачи, решаемые при проектировании, нормальной эксплуатации и работе в послеаварийных условиях. Предложен подход к оценке состояния энергетического оборудования и показателей его эффективности в режиме реального времени. Приведены методы оптимизации состава работающего оборудования и режимных параметров в условиях оптового рынка электроэнергии. Разработана методика оценки затрат при использовании на тепловой электростанции разных видов твердого топлива и проведены исследования способов снижения низкотемпературной коррозии элементов котельных агрегатов.

В четвертом разделе рассмотрены вопросы оптимизации энергетических комплексов и систем. Представлена оригинальная методика оптимизации энергосистем, включающих ТЭС и ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования. Изложен подход к оптимизации состава электрогенерирующего оборудования энергетического комплекса нефтегазодобывающего предприятия, позволяющий оценить надежность энергоснабжения потребителей. Приведена методика оптимизации параметров локальных систем электроснабжения с учетом нормальных и послеаварийных режимов.

Целесообразность рассмотрения в настоящей книге указанных задач оптимизации энергетических систем обусловлена значительной ролью в этих системах энергетических установок и комплексов. Кроме того, при их исследовании использовались те же методы моделирования и оптимизации, что и для других установок и комплексов.

Поскольку энергетические установки и комплексы характеризуются сложностью технологических схем, разнотипностью элементного состава и нелинейностью описаний технологических процессов, то для их математического моделирования нужны специальные методы и программные средства.

В ИСЭМ СО РАН на протяжении длительного времени разрабатываются методы автоматизации математического моделирования энергетических установок и эксплуатируется реализующий эти методы программно-вычислительный комплекс “Система машинного построения программ” (ПВК СМПП) [53, 108]. Этот комплекс позволяет по графическому представлению технологической схемы и описанию ее элементного состава автоматически сформировать программу расчета схемы на языке высокого уровня (Fortran или С). Кроме того, он имеет подсистему решения задач нелинейного программирования, основанную на разработанных в ИСЭМ СО РАН градиентных методах “с памятью”, позволяющих сократить, по сравнению со стандартными методами, число расчетов энергоустановок, необходимое для решения оптимизационных задач. Практически все задачи моделирования и оптимизации, рассмотренные здесь, решались с использованием ПВК СМПП.

В настоящей монографии обобщены результаты исследований, опубликованные ранее, которые и легли в основу книги. Такими “базовыми” работами стали: для первого раздела – [36, 56, 57, 67, 71, 72, 83], второго – [85, 86, 159–161, 219], третьего – [32, 39, 61–65, 77, 78, 157, 158] и четвертого – [58, 84, 115].

В написании книги приняли участие следующие авторы (даны в алфавитном порядке): М.В. Гриценко (гл. 17), И.Г. Донской (гл. 6), П.Ю. Елсуков (гл. 19), Н.О. Епишкин (гл. 7), П.В. Жарков (гл. 14, 15, 21), Ю.Б. Захаров (гл. 3, 4), М.И. Ижганайтис (гл. 18), А.М. Клер (предисловие, гл. 1–17, 19–21, заключение), С.П. Константинов (гл. 20), З.Р. Корнеева (гл. 15, 19), А.С. Максимов (гл. 1, 15, 16), А.Ю. Маринченко (гл. 2, 6, 20), А.С. Медников (гл. 5, 10), Ю.М. Потанина (гл. 1, 2, 4, 7, 20), А.Ф. Рыжков (гл. 6), О.В. Скрипченко (гл. 11–13), Э.В. Стахеева (гл. 5), В.В. Степанов (гл. 8, 9, 12), Е.Л. Степанова (гл. 15–17), Э.А. Тюрина (предисловие, гл. 5, 8–13, 18, 20, заключение), А.В. Чалбышев (гл. 16).

Авторы выражают глубокую благодарность рецензентам А.Н. Кудряшову, В.А. Стенникову и Э.А. Таирову за ценные замечания.

---

## ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

---

БР	– балансирующий рынок
ВЗП	– воздухоподогреватель
ВЭК	– водяной экономайзер
ГТУ	– газотурбинная установка
ГТЭС	– газотурбинная электростанция
ДМЭ	– диметиловый эфир
ИБР	– индикатор балансирующего рынка
КА	– котлоагрегат
ЛСЭС	– локальные системы энергоснабжения
НГДП	– нефтегазодобывающие предприятия
НЛП	– нелинейное математическое программирование
ОРЭМ	– оптовый рынок электроэнергии мощности
ОУ	– углеобогащение
ОЦПЗ	– оперативная ценопринимающая заявка
ПВК СМПП	– программно-вычислительный комплекс “Система машинного построения программ”
ПГУ	– парогазовая установка
ПНГ	– попутный нефтяной газ
ПТУ	– паротурбинная установка
РСВ	– рынок “на сутки вперед”
РОУ	– редуционно-охлаждающая установка
СЖТ	– синтетическое жидкое топливо
СПГ	– сжиженный природный газ
СТ	– синтетическое топливо
ТЭС	– тепловая электрическая станция
ТЭУ	– теплоэнергетическая установка
ТЭЦ	– теплоэнергоцентр
ЭТУ	– энерготехнологическая установка
ЭЭС	– электроэнергетическая система
IRR	– Internal Rate of Return (внутренняя норма возврата капитальных вложений)
STIG	– Steam Injected Gas Turbine



## Раздел I

---

# ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЭНЕРГОУСТАНОВКИ НА ОРГАНИЧЕСКОМ ТОПЛИВЕ

- Глава 1** Оптимизация теплофикационных энергетических установок с учетом переменного характера тепловых нагрузок
- Глава 2** Оптимизация теплофикационных теплоэнергетических установок, их сопоставление и оценка условий экономической эффективности
- Глава 3** Совместная оптимизация параметров цикла газотурбинной установки и конструктивных параметров проточной части газовой турбины с охлаждаемыми сопловыми и рабочими лопатками
- Глава 4** Согласованная оптимизация параметров охлаждаемой проточной части газовой турбины и параметров цикла газотурбинных и парогазовых установок оптимальной мощности
- Глава 5** Угольная парогазовая установка с нагревом рабочего тела в регенеративных теплообменниках периодического действия
- Глава 6** Оптимизация режимов работы парогазовой мини-ТЭС с атмосферным газогенератором
- Глава 7** Влияние материалов, используемых для изготовления поверхностей нагрева котла, на показатели угольного энергоблока



---

## Глава 1    **ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК С УЧЕТОМ ПЕРЕМЕННОГО ХАРАКТЕРА ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК**

---

Теплоэнергетические установки (ТЭУ), осуществляющие комбинированное производство электрической и тепловой энергии, характеризуются переменной тепловой нагрузкой в течение года (с изменением температуры наружного воздуха). Это обстоятельство должно учитываться при выборе их рациональных схем и параметров.

В последние 20 лет проблемы математического моделирования и оптимизации параметров теплофикационных ТЭУ с учетом переменных условий функционирования рассмотрены в ряде работ ИСЭМ СО РАН [52, 59, 66–68, 108]. Анализ этих проблем показал следующее. Для таких ТЭУ необходимо выполнение двух видов расчетов: конструкторского в расчетном режиме (с максимальными нагрузками) и поверочного в нескольких характерных режимах с различными тепловыми нагрузками потребителей, температурами наружного воздуха и продолжительностью работы. При этом можно выделить независимые оптимизируемые параметры двух видов. Параметры первого вида (конструктивные оптимизируемые) определяют конструктивные характеристики установки (давление острого пара, пара промежуточного перегрева в расчетном режиме и др.), а параметры второго вида (режимные оптимизируемые) – работу установки в характерных режимах (например, давление пара в регулируемом отборе паровой турбины). Причем изменение параметров первого вида через конструктивные характеристики элементов установки влияет на работу во всех режимах, а изменение параметров второго вида – только на тот режим, к которому эти параметры относятся. На значение целевой функции, в качестве которой выступает один из возможных критериев экономической или энергетической эффективности, влияют результаты как конструкторского расчета, на основе которого устанавливаются конструктивные характеристики и капиталовложения, так и поверочных расчетов, на основе которых определяются расход топлива, производство электроэнергии и отпуск тепла за расчетный период.

В работе [108] используемая при оптимизации математическая модель сводилась к выполнению одного подробного конструкторского расчета при максимальных нагрузках и ряда подробных поверочных расчетов при частичных нагрузках. Такой подход для вычислительной техники начала 90-х годов прошлого века потребовал чрезмерных затрат машинного времени и памяти. Кроме того, выявилась плохая сходимости процесса нелинейной оптимизации, обусловленная наложением погрешностей, возникающих при решении систем нелинейных алгебраических и трансцендентных уравнений конструкторского и поверочного расчетов итерационными методами. В связи с этим потребовалась разработка упрощенных методов оптимизации и математических моделей.

Первый подход к такому упрощению [59] состоял в разделении задач оптимизации конструктивных и режимных параметров. На первом этапе решалась задача оптимизации ТЭУ при максимальных нагрузках. При этом годовые расход топлива, отпуск электроэнергии и отпуск тепла определялись на основе

заданного числа часов использования мощности. Такая задача решалась при различных соотношениях цен на топливо и оборудование, отличающихся от реального соотношения как в большую, так и в меньшую сторону. На втором этапе для найденных на первом этапе вариантов технических решений (наборов конструктивных характеристик) выполняются оптимизационные поверочные расчеты по критерию минимума топливных издержек и определяются расходы топлива в характерных режимах. На третьем этапе для каждого технического решения, найденного на первом этапе, рассчитывается “правильное” значение критерия экономической эффективности, определенное при реальных ценах на топливо и оборудование, и проводится выбор оптимального варианта конструктивных параметров.

Данный подход сводится к раздельному решению более простых оптимизационных задач, чем исходная. Пример использования такого подхода для теплофикационных установок различных типов представлен в гл. 2. При этом главный недостаток указанного подхода состоит в том, что при достаточно большом числе конструктивных оптимизируемых параметров трудно приблизиться к истинному оптимуму исходной задачи, изменяя лишь соотношение между ценами на топливо и оборудование.

Следующий шаг в приближении к точному решению исходной задачи оптимизации — использование адаптивных математических моделей поверочных расчетов [66, 68]. При этом конструкторский расчет проводится с помощью точной модели, а поверочные расчеты при оптимизации выполняются с использованием упрощенных линеаризованных моделей. В основе их формирования лежит идея линеаризации зависимостей расхода топлива установкой и ее ограничений-неравенств от режимных оптимизируемых параметров и конструктивных характеристик элементов установки в нескольких “базовых” точках. С учетом этого подхода были решены задачи оптимизации параметров теплофикационных ГТУ и ПГУ со смешением рабочих тел (STIG — Steam Injected Gas Turbine) [67].

В то же время использование адаптируемых моделей значительно усложняет процесс математического моделирования и оптимизации, а также затрудняет анализ результатов оптимизации. Поэтому этот метод нецелесообразен для проведения оптимизации ТЭУ с достаточно сложными технологическими схемами.

Резкий рост возможностей вычислительной техники за последние годы в сочетании с разработкой специальных методов “подавления” влияния погрешностей, возникающих при итерационном решении нелинейных систем алгебраических и трансцендентных уравнений на процесс оптимизации [52], позволил вернуться к первоначальному подходу, основанному на использовании единой модели установки, в которой осуществляется один подробный конструкторский расчет в номинальном режиме и несколько таких же подробных поверочных расчетов в отдельных характерных режимах. Именно этот подход и рассмотрен в настоящей главе.

### 1.1. Постановка задачи оптимизации параметров

В качестве критерия эффективности, как и в работе [67], при оптимизации теплофикационной ПГУ целесообразно принять минимум цены отпускаемого тепла при заданных цене электроэнергии и внутренней норме возврата капиталовложений (IRR — Internal Rate of Return), определяющей уровень экономической эффективности инвестиционного проекта. Задача оптимизации состоит в

определении таких значений конструктивных и режимных оптимизируемых параметров, при которых соблюдаются все ограничения на параметры установки в характерных режимах, а критерий эффективности (цена тепла) достигает минимального значения. Математическая формулировка задачи имеет вид

$$\min_{\mathbf{x}_k, B_k^{KC}, B_k^{BK}, \mathbf{x}_i, B_i^{KC}, B_i^{BK}} C_{\text{теп}} \quad (1.1)$$

при следующих условиях:

$$\mathbf{S}_k = \varphi(\mathbf{x}_k, B_k^{KC}, B_k^{BK}, \boldsymbol{\gamma}_k), \quad (1.2)$$

$$\mathbf{G}_k(\mathbf{x}_k, B_k^{KC}, B_k^{BK}, \boldsymbol{\gamma}_k) \geq 0, \quad (1.3)$$

$$\underline{\mathbf{x}}_k \leq \mathbf{x}_k \leq \overline{\mathbf{x}}_k, \quad (1.4)$$

$$\mathbf{G}_i(\mathbf{x}_i, B_i^{KC}, B_i^{BK}, \boldsymbol{\gamma}_i) \geq 0, \quad (1.5)$$

$$\underline{\mathbf{x}}_i \leq \mathbf{x}_i \leq \overline{\mathbf{x}}_i, \quad i = 1, \dots, N, \quad (1.6)$$

$$K_{\text{ПГУ}} = \theta(\mathbf{S}_k, \mathbf{d}_{\text{уд}}), \quad (1.7)$$

$$B_{\text{год}} = (B_k^{KC} + B_k^{BK})T_k + \sum_{i=1}^N (B_i^{KC} + B_i^{BK})T_i, \quad (1.8)$$

$$Q_{\text{год}} = Q_k T_k + \sum_{i=1}^N Q_i T_i, \quad (1.9)$$

$$\Theta_{\text{год}} = \Theta_k T_k + \sum_{i=1}^N \Theta_i T_i, \quad (1.10)$$

$$\text{IRR}(B_{\text{год}}, Q_{\text{год}}, \Theta_{\text{год}}, C_{\text{теп}}, C_{\text{эл}}, K_{\text{ПГУ}}, \varphi) = \text{IRR}_z, \quad (1.11)$$

где  $C_{\text{теп}}$  – цена тепловой энергии;  $\mathbf{x}_k$  – вектор независимых оптимизируемых параметров, определяющих конструктивные характеристики установки (исходные данные в расчетном режиме);  $\mathbf{x}_i$  – вектор оптимизируемых параметров в  $i$ -м режиме (индексом  $i$  обозначаются параметры, относящиеся к режимам, в которых проводятся поверочные расчеты);  $N$  – число режимов, в которых проводятся поверочные расчеты (общее число характерных режимов  $(N + 1)$ );  $\boldsymbol{\gamma}_k$  – вектор исходных данных, определяющих внешние условия работы установки в расчетном режиме;  $B_k^{KC}$  – часовой расход топлива в камеру сгорания ГТУ в расчетном режиме;  $B_k^{BK}$  – часовой расход топлива водогрейным котлом в расчетном режиме;  $\mathbf{S}_k$  – вектор конструктивных характеристик установки;  $\mathbf{G}_k$  –  $l_k$ -мерная векторная функция ограничений-неравенств в расчетном режиме;  $C_{\text{эл}}$  – цена электроэнергии;  $B_i^{KC}$ ,  $B_i^{BK}$  – расход топлива в камеру сгорания газовой турбины (ГТ) и на водогрейный котел в  $i$ -м режиме;  $\mathbf{G}_i$  –  $l_p$ -мерная векторная функция ограничений-неравенств в  $i$ -м режиме;  $K_{\text{ПГУ}}$  – капиталовложения в установку;  $\mathbf{d}_{\text{уд}}$  – вектор удельных стоимостей элементов оборудования;  $B_{\text{год}}$  – годовой расход топлива;  $Q_{\text{год}}$  – годовая теплопроизводительность установки;

$\mathcal{E}_{\text{год}}$  – годовой отпуск электроэнергии;  $T_k$  – продолжительность расчетного режима;  $T_i$  – продолжительность  $i$ -го режима;  $\mathcal{E}_k$  – отпуск электроэнергии в расчетном режиме;  $Q_k$  – отпуск тепла в расчетном режиме;  $IRR$  – внутренняя норма возврата капиталовложений;  $IRR_z$  – заданное значение внутренней нормы возврата капиталовложений;  $\varphi$  – вектор параметров, определяющих условия кредитования и налогообложения.

Следует отметить, что в состав вектора оптимизируемых параметров  $x_k$  целесообразно включить расчетную тепловую нагрузку потребителей тепла, подключенных к рассматриваемым теплофикационной установке и водогрейным котлам. Это позволяет найти оптимальную долю расчетной тепловой нагрузки, покрываемой за счет комбинированного производства тепла и электроэнергии, т. е. оптимальный коэффициент теплофикации.

## 1.2. Пример оптимизации параметров ПГУ

В качестве примера предлагаемого подхода рассматривается оптимизация параметров ПГУ, включающей газотурбинную установку, котел-утилизатор и теплофикационную паровую турбину (рис. 1.1).

Для проведения оптимизационных расчетов была принята следующая исходная информация: цена топлива (природного газа) – 145 долл./т у.т; цена отпускаемой электроэнергии – 6,3 цент/(кВт·ч); удельная стоимость труб теплообменников, сделанных из перлитной стали, – 10 тыс. долл./т, теплообменников из углеродистой стали – 7 тыс. долл./т. Удельная стоимость газовой турбины принята 70 долл./кВт (на единицу полной мощности газовой турбины),

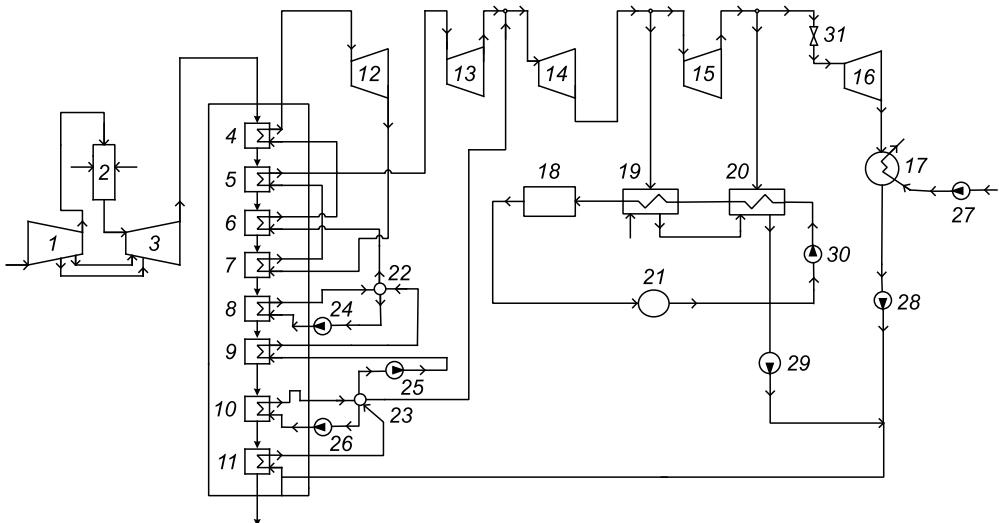


Рис. 1.1. Расчетная схема теплофикационной ПГУ:

1 – воздушный компрессор; 2 – камера сгорания; 3 – газовая турбина; 4 – конвективный пароперегреватель (КПП) 2-й ступени; 5 – промежуточный пароперегреватель (ПП) 2-й ступени; 6 – КПП 1-й ступени; 7 – ПП 1-й ступени; 8 – испаритель высокого давления; 9 – экономайзер 2-й ступени; 10 – испаритель низкого давления; 11 – экономайзер 1-й ступени; 12–16 – отсеки паровой турбины; 17 – конденсатор; 18 – пиковые водогрейные котлы; 19, 20 – сетевые подогреватели; 21 – потребитель тепла; 22, 23 – барабаны-сепараторы; 24–30 – насосы; 31 – регулирующая диафрагма.

воздушных компрессоров – 50 долл./кВт, паровой турбины – 100 долл./кВт (без стоимости конденсатора, регенеративных и сетевых подогревателей), насосов – 70 долл./кВт. Доля затрат на строительные-монтажные работы составляет 30 % от стоимости изготовления оборудования, доля стоимости неучтенного оборудования – 40 % от стоимости основного оборудования, внутренняя норма возврата капиталовложений – 15 %. Удельная стоимость (изготовление и строймонтаж) водогрейного котельного агрегата (со всем вспомогательным оборудованием и техническими системами котельной) – 28,6 тыс. долл./ГДж/ч. Расчетная температура для системы отопления – 28 °С, температурный график тепловой сети – 130/70 °С, системы горячего водоснабжения – закрытая.

С помощью разработанного в ИСЭМ СО РАН программно-вычислительного комплекса “Система машинного построения программ” [108] была сформирована единая расчетная программа, в которой с использованием подробных математических моделей установки последовательно проводился один конструкторский расчет в максимальном режиме и шесть поверочных в других характерных режимах. Затем на основе этих расчетов определялись капиталовложения в установку, годовые расход топлива, отпуск электроэнергии и тепла, а также цена тепла, которая при заданной цене электроэнергии обеспечивает заданный уровень внутренней нормы возврата капиталовложений.

В математических моделях элементов установки, используемых в настоящей работе, реализуются следующие расчетные методики. Определение площадей поверхностей нагрева конвективных теплообменников, их гидравлического и аэродинамического сопротивления производится на основе действующих в России нормативных методов. Расчет паровой турбины осуществляется по отсекам, с учетом зависимости внутреннего относительного КПД отсека от влажности пара. Расчет воздушного компрессора и газовой турбины выполняется при заданном внутреннем относительном КПД с учетом использования части воздуха, поступающего из компрессора для охлаждения сопловых и рабочих лопаток двух ступеней газовой турбины.

С помощью разработанной модели решались задачи нелинейной оптимизации с основным критерием эффективности – минимум цены тепла (при заданных внутренней норме возврата капиталовложений, ценах на топливо и электроэнергию), а также с дополнительными критериями, позволяющими оценить границы области оптимальных решений, – максимумом среднегодового эксергетического КПД (по отпуску тепла и электроэнергии) и минимумом удельных капиталовложений на единицу годового отпуска эксергии. Использование при определении дополнительных критериев – суммарного годового отпуска эксергии (в электроэнергии и тепле) – позволяет, по мнению авторов, учесть относительную ценность обоих видов продукции теплофикационной энергоустановки и вклад всех характерных режимов.

При решении этих оптимизационных задач учитывались ограничения на мощность ГТУ (не более 250 МВт), температуру газа после камеры сгорания (не более 1300 °С), механические напряжения металла труб теплообменников, отрицательность температурных напоров и расходов рабочих тел в элементах технологической схемы и др. В качестве конструктивных оптимизируемых параметров, определяющих конструкцию установки, были приняты: энтальпия воды (пара) на выходе из теплообменников котла-утилизатора, массовые скорости в них, полезная электрическая мощность ПГУ, температура и давление продуктов сгорания перед газовой турбиной, давление и энтальпия острого

Таблица 1.1

**Итоговые технико-экономические показатели ПГУ  
при различных критериях оптимизации (расчетный режим)**

Показатель	Вариант		
	1	2	3
1	2	3	4
Удельный среднегодовой расход топлива на единицу отпущенной эксергии, г у.т./(кВт·ч)	211,5	230,9	242,2
Расчетная тепловая нагрузка, ГДж/ч	680,7	1465,8	1452,0
Годовой отпуск тепла, тыс. ГДж	2232,4	4811,4	4765,0
Годовое потребление топлива, тыс. т у.т.	486,0	587,2	606,6
В том числе: на водогрейные котлы	5,8	62,4	82,3
Годовой отпуск, млн кВт·ч:			
электроэнергии	2180,1	2290,1	2249,3
эксергии	2223,0	2534,4	2501,8
Капиталовложения в установку, млн долл.	326,1	308,2	299,4
Удельные капиталовложения в установку на единицу годового отпуска эксергии, долл./(МВт·ч)	114,9	98,0	96,8
Цена тепловой энергии, долл./ГДж	8,0	4,44	4,87
Температура острого пара, °С	433,0	434,0	408,0
Давление острого пара, МПа	8,3	7,3	7,5
Расход острого пара, кг/с	65,5	64,8	55,0
Температура пара промперегрева, °С	446,0	370,0	414,0
Давление пара промперегрева, МПа	2,1	1,1	1,14
Расход пара из испарительного контура низкого давления, кг/с	15,4	27,8	35,3
Давление пара испарительного контура низкого давления, МПа	1,16	0,8	0,8
Температура продуктов сгорания перед газовой турбиной, °С	1300	1300	1300
Расход топлива, кг у.т./с:			
в камеру сгорания	19,1	20,7	20,8
на водогрейные котлы	3,8	8,4	8,3
Давление продуктов сгорания перед газовой турбиной, МПа	1,9	1,9	1,9
Температура продуктов сгорания после газовой турбины, °С	548,0	552,0	552,0
Температура уходящих газов котла-утилизатора, °С	122,0	142,0	157,0
Давление пара, МПа:			
в верхнем сетевом подогревателе	0,11	0,11	0,11
в конденсаторе	0,0032	0,0041	0,0042
Площадь поверхности нагрева пароперегревателя, м <sup>2</sup> :			
конвективного 1-й ступени	508,0	637,0	412,0
промежуточного 2-й ступени	1525,0	251,0	416,0
конвективного 2-й ступени	2653,0	2053,0	1306,0
промежуточного 1-й ступени	910,0	807,0	955,0
испарителя высокого давления	16 504	5358,0	3661,0
экономайзера 2-й ступени	14 092	8151,0	4987,0



Окончание табл. 1.1

1	2	3	4
испарителя низкого давления	9860,0	10 977	11 797
экономайзера 1-й ступени	22 233	10 588	5743,0
Полезная мощность установки, МВт	311,8	331,0	325,5
Мощность ГТУ, МВт	232,3	250,0	250,0
Мощность ПТУ, МВт	70,6	59,8	54,5
Тепловая нагрузка водогрейных котлов, ГДж/ч	368,4	814,7	805,5
Коэффициент теплофикации	0,456	0,441	0,443
Доля тепла, отпускаемого от водогрейных котлов	0,07	0,35	0,46

пара и пара промперегрева, давление пара в испарительном контуре низкого давления, давление пара в регулируемых отборах и конденсаторе паровой турбины, расчетная тепловая нагрузка потребителей тепла и др. Все указанные параметры относятся к расчетному режиму. В качестве режимных оптимизируемых параметров принимались: полезная электрическая мощность ПГУ, давление пара перед регулирующей диафрагмой теплофикационного отбора паровой турбины, степень открытия входного направляющего аппарата воздушного компрессора. Всего оптимизировалось 78 параметров и учитывалось 454 ограничения-неравенства.

В табл. 1.1 приведены оптимальные технико-экономические показатели ПГУ и ее параметры в расчетном режиме при указанных критериях оптимизации: вариант 1 – максимум среднегодового эксергетического КПД, вариант 2 – минимум цены тепловой энергии, вариант 3 – минимум удельных капиталовложений в установку (на единицу годового отпуска эксергии). В качестве примера в табл. 1.2 приведены оптимальные параметры ПГУ в характерных режимах для варианта 2.

Из табл. 1.1 видно, что вариант 1 имеет меньший среднегодовой расход топлива на единицу отпущенной эксергии, чем вариант 3, который, в свою очередь, выигрывает у варианта 1 по удельным капиталовложениям на единицу годового эксергетического отпуска. Следует отметить, что указанные параметры варианта 2 занимают промежуточное положение между параметрами вариантов 1 и 3. Температура уходящих газов котла-утилизатора в расчетном режиме для трех вариантов составляет 122, 142 и 157 °С соответственно.

По экономическому критерию – цена тепла при заданных IRR и цене электроэнергии – вариант 2 является наилучшим. Оптимальные значения коэффициентов теплофикации вариантов 1, 2, 3 составляют 0,456; 0,441; 0,443. Температура острого пара по шести режимам находится в диапазоне 484–492 °С, а пара промежуточного перегрева – 372–380 °С.

Следует отметить, что в варианте 2 (минимизация цены тепла) в пятом характерном режиме, который среди режимов отопительного периода имеет наибольшую температуру наружного воздуха, сохраняется небольшая (около 120 ГДж/ч) нагрузка водогрейных котлов. Это обусловлено тем, что оптимальная расчетная нагрузка ПГУ и водогрейной котельной больше нагрузки, при которой весь нагрев сетевой воды в пятом характерном режиме осуществляется в сетевых подогревателях отборным паром. Таким образом, выбор повышенной расчетной нагрузки при оптимизации связан со снижением при этой нагрузке во всех режимах температуры воды после сетевых подогревателей и давления

Таблица 1.2

**Оптимальные показатели ПГУ, полученные в результате решения задачи  
на минимум цены тепловой энергии (вариант 2)**

Показатель	Номер режима					
	1	2	3	4	5	6
Температура наружного воздуха, °С	-17,5	-12,5	-7,5	-2,5	4,0	15,0
Продолжительность, ч	462	593	943	1591	1440	3671
Давление газа на входе в газовую турбину, МПа	1,88	1,87	1,87	1,86	1,85	1,83
Температура газа, °С:						
на входе в газовую турбину	1291	1273	1299	1299	1298	1299
на выходе из газовой турбины	547	539	554	550	555	553
Расход воздуха на входе в камеру сгорания, кг/с	569,8	569,4	564,0	562,0	559,0	554,1
Степень открытия входного направляющего аппарата компрессора	0,95	0,86	0,87	0,94	0,87	0,88
Расход острого пара, кг/с	56,4	54,7	57,4	57,6	59,4	58,4
Давление острого пара, МПа	—	—	—	7,3	—	—
Давление пара промперегрева, МПа	—	—	—	1,1	—	—
Температура, °С:						
острого пара	488	484	492	488	489	488
пара промперегрева	379	378	380	374	373	372
Расход топлива, кг у.т./с:						
в камеру сгорания	11,77	11,36	11,5	11,3	11,0	10,7
на водогрейные котлы	6,5	5,7	4,1	2,3	1,3	0
Давление пара в нижнем сетевом подогревателе, МПа	0,059	0,043	0,035	0,027	0,026	0,03
Давление пара в конденсаторе, МПа	0,0033	0,0039	0,0035	0,0033	0,0034	0,011
Расход пара, кг/с:						
в верхний сетевой подогреватель	3,9	4,4	5,4	6,6	5,6	2,4
в нижний сетевой подогреватель	67,4	61,2	63,8	63,0	63,4	27,8
в конденсатор	14,1	17,8	15,9	14,0	14,9	52,4
Расход сетевой воды, кг/с	1711	1775	1862	1988	1352	409
Температура воды, °С:						
прямой сетевой	105,9	94,4	83,0	71,6	70,0	70,0
обратной сетевой	59,0	53,8	48,6	43,4	36,5	32,0
перед водогрейными котлами	81,4	73,7	68,6	62,2	63,8	70,0
Температура уходящих газов, °С	145	142	140	137	135	134
Суммарная тепловая нагрузка, ГДж/ч	1209,1	1086,9	965,0	842,8	681,6	234,4
Тепловая нагрузка водогрейных котлов, ГДж/ч	630,9	556,0	404,4	279,2	124,7	0
Мощность ГТУ, МВт	236,8	225,9	228,6	226,8	216,4	209,2
Мощность ПТУ, МВт	67,5	68,1	74,1	75,8	77,7	74,9
Полезная мощность установки, МВт	300,6	290,2	298,7	299,1	292,0	282,1

отборного пара в них. Это приводит к увеличению выработки электроэнергии на тепловом потреблении, которая компенсирует меньшую эффективность производства дополнительного тепла на водогрейной котельной.

\* \* \*

1. Представлен подход к согласованной оптимизации параметров теплофикационных энергетических установок, основанный на использовании единой математической модели установки с проведением подробных конструкторского и поверочных расчетов.

2. С помощью данного подхода проведены оптимизационные исследования теплофикационной ПГУ. Были решены три задачи: на определение максимального эксергетического КПД установки, минимальных капиталовложений на единицу отпущенной эксергии и минимума цены тепловой энергии.

---

## Глава 2 ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК, ИХ СОПОСТАВЛЕНИЕ И ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

---

Теплофикационные теплоэнергетические установки (ТЭУ) предназначены для комбинированного производства электрической и тепловой энергии. Наиболее типична ситуация, когда ТЭЦ, на которой располагаются эти установки, имеет электрическую связь с теплоэнергетической системой и в то же время снабжает теплом потребителей, которые не могут получать энергию от “глобальной” системы теплоснабжения. Альтернативой получению тепла от ТЭЦ для таких потребителей является получение энергии от котельной.

В этих условиях энергоснабжение от ТЭЦ будет экономически более эффективным (по сравнению с производством электроэнергии в теплоэнергетической системе, а тепла в котельной), если при приемлемом уровне экономической эффективности ТЭЦ может поставлять электрическую энергию по цене не выше цены, установленной в теплоэнергетической системе, а тепло – потребителям по цене более низкой, чем цена тепла от котельной, имеющей тот же уровень экономической эффективности, что и ТЭЦ.

Следует отметить, что большинство перспективных теплофикационных установок основано на газотурбинных технологиях. Это газотурбинные установки (ГТУ) с газовыми экономайзерами, предназначенными для нагрева горячей воды для систем отопления и горячего водоснабжения, а также теплофикационные паргазовые установки (ПГУ) различных типов (со смешением рабочих тел (STIG – Steam Injected Gas Turbine), с котлом-утилизатором и отпуском тепла из отборов паровой турбины и др.) Причем есть несколько типоразмеров газовых турбин, которые могут использоваться в составе этих установок. Поскольку теплофикационные ТЭУ имеют, как правило, существенно переменный характер тепловой нагрузки, обусловленный изменением нагрузки отопления с изменением температуры наружного воздуха, то в их состав включаются пиковые источники тепла, предназначенные для покрытия пиковой части тепловой нагрузки. В качестве таких источников наиболее часто используются пиковые водогрейные котлы.

В связи с переменным графиком тепловых нагрузок теплофикационных ТЭУ при их оптимизационных исследованиях необходимо, помимо номинального режима (с расчетной для систем отопления температурой наружного воздуха и расчетной тепловой нагрузкой), рассматривать и другие представительные режимы с более высокой температурой наружного воздуха и меньшей тепловой нагрузкой. Для каждого представительного режима должна быть задана его продолжительность в году.

Задача схемно-параметрической оптимизации указанных теплофикационных ТЭУ состоит в том, чтобы построить наиболее эффективную комбинированную энергоустановку на основе принятой ГТУ. Для этого нужно определить:

- оптимальную расчетную нагрузку теплового потребителя, “подключенного” к данной установке;
- оптимальную долю тепла, отпускаемого в расчетном (при номинальной тепловой нагрузке) режиме на основе комбинированного производства тепла и

электроэнергии, т. е. коэффициент теплофикации, и долю тепла, отпускаемого от пикового источника;

- оптимальные доли тепла, отпускаемого в режимах с частичными тепловыми нагрузками на основе комбинированного производства тепла и электроэнергии;
- оптимальные электрические мощности установки в номинальном режиме и режимах с частичными нагрузками;
- оптимальные конструктивные характеристики, термодинамические параметры и расходы рабочих тел в элементах установки (газовых экономайзерах, теплообменниках котла-утилизатора, теплофикационной паротурбинной установке и др.).

Отметим, что в качестве критерия экономической эффективности ТЭУ целесообразно принять цену отпускаемой тепловой энергии при заданной цене электрической энергии и заданном значении внутренней нормы возврата капиталовложений (IRR). Приемлемое значение IRR задавать гораздо проще, чем приемлемое значение другого, часто используемого критерия – чистой дисконтированной прибыли. Это связано с тем, что приемлемый уровень внутренней нормы возврата капиталовложений, в отличие от приемлемого уровня чистой дисконтированной прибыли, практически не зависит от масштабов производства тепла и электроэнергии.

На основании приведенных выше соображений задача оптимизации теплофикационной ТЭУ может быть сформулирована следующим образом.

Требуется минимизировать цену тепла ( $C_{\text{теп}}$ ), отпускаемого от ТЭУ при заданных значениях внутренней нормы возврата капиталовложений ( $IRR_z$ ), заданной цене электроэнергии в электроэнергетической системе ( $C_{\text{эл}}$ ) и заданной цене топлива ( $C_{\text{топ}}$ ).

При решении этой задачи независимыми оптимизируемыми параметрами являются: расчетная тепловая нагрузка подключенных к ТЭУ потребителей ( $Q_{\text{расч}}$ ), электрические мощности ТЭУ в представительных режимах ( $N_i$ ), конструктивные параметры установки, ее термодинамические параметры и расходы рабочих тел в номинальном режиме ( $X_{\text{ном}}$ ) и в режимах с частичными нагрузками ( $X_r^i$ ).

При этом для расчета элементов установки в номинальном режиме должна использоваться математическая модель, ориентированная на конструкторский расчет, а в остальных режимах (при частичных тепловых нагрузках) – модель, ориентированная на поверочный расчет элементов. Во всех режимах должны учитываться ограничения сверху на мощность принятой газовой турбины, температуру газа после ее камеры сгорания, температуру металла труб теплообменников котла-утилизатора и др.

Подробная математическая формулировка указанной оптимизационной задачи и метод ее решения представлены в работах [59, 68].

Решая такую задачу при различных значениях цены электроэнергии, можно построить зависимость (при заданных значениях внутренней нормы возврата капиталовложений –  $IRR_z$  и цены топлива –  $C_{\text{топ}}$ ) минимальной цены тепла ТЭУ от цены электроэнергии вида  $C_{\text{топ}}^{\text{ТЭУ}} = F(C_{\text{эл}})$ .

Кроме того, при тех же значениях внутренней нормы возврата капиталовложений и цены топлива можно определить цену тепла котельной ( $C_{\text{теп}}^{\text{кот}}$ ).

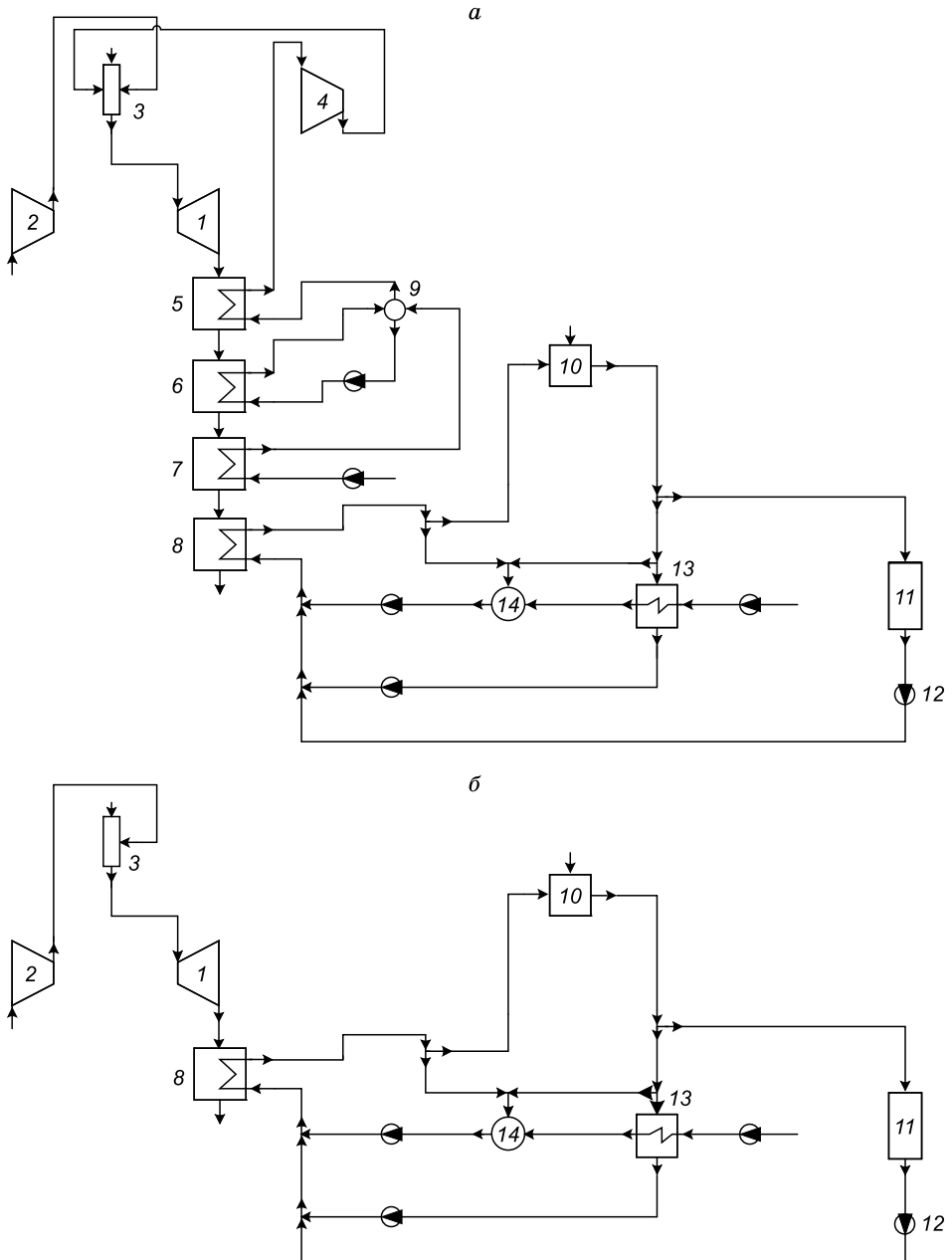


Рис. 2.1. Технологические схемы ПГУ-STIG (а), ГТУ с газовым экономайзером (б): 1 – газовая турбина; 2 – воздушный компрессор, 3 – камера сгорания; 4 – отсек паровой турбины; 5 – пароперегреватель; 6 – испаритель; 7 – экономайзер; 8 – газовый подогреватель сетевой воды; 9 – барабан-сепаратор; 10 – пиковый водогрейный котел; 11 – потребитель тепла; 12 – сетевой насос; 13 – подогреватель подпиточной воды; 14 – вакуумный деаэрактор.

Очевидно, что для всех значений цены электроэнергии, отвечающих условию  $C_{\text{теп}}^{\text{кот}} > C_{\text{теп}}^{\text{ТЭЦ}} = F(C_{\text{эл}})$ , комбинированное производство является более эффективным, чем производство тепла в котельной и производство электроэнергии в энергосистеме. Назовем цену электроэнергии, удовлетворяющую равенству  $C_{\text{теп}}^{\text{кот}} = C_{\text{теп}}^{\text{ТЭЦ}} = F(C_{\text{эл}})$ , граничной ценой. Если цена электроэнергии в системе больше граничной, то комбинированное производство электроэнергии и тепла оправдано.

Если сравнивать эффективность различных теплофикационных ТЭУ, то наиболее эффективной будет та установка, которая обеспечит более низкую цену тепла при заданной цене электроэнергии.

Следует отметить, что решение указанной задачи оптимизации параметров представляет значительные вычислительные трудности, связанные с необходимостью согласованного использования двух видов математических моделей, ориентированных на конструкторский и поверочные расчеты установок, и с большой размерностью решаемых задач нелинейного математического программирования. В ИСЭМ СО РАН в течение достаточно длительного времени проводились исследования по созданию методов решения таких задач [59, 66, 68, 108] и на сегодня созданы достаточно эффективный метод, алгоритм и программные средства для решения задач оптимизации ТЭУ с учетом переменного графика их работы.

Рассматриваются теплофикационная ПГУ, работающая по схеме STIG (рис. 2.1, *а*), и ГТУ с пиковым водогрейным котлом (рис. 2.1, *б*). Для обеих ТЭУ нагрев сетевой воды осуществляется последовательно уходящими газами ГТУ в газодляном теплообменнике и водогрейном котле, сжигающем то же топливо, что и ГТУ. Также рассмотрены теплофикационная паротурбинные установки (ПТУ) с паровым котлом, работающим на природном газе, и с противодавленческой паровой турбиной (рис. 2.2).

Для технико-экономических оптимизационных расчетов была принята следующая исходная информация. Температура газа перед газовой турбиной – 1100 °С; внутренний относительный КПД газовой турбины – 90 %; внутренний относительный КПД воздушного компрессора – 85 %; низшая теплота сгорания газа – 11 953 ккал/кг. Удельная стоимость труб теплообменников, сделанных из перлитной стали, – 10 тыс. долл./т, теплообменников, сделанных из углеродистой стали, – 7 тыс. долл./т. Удельная стоимость газовой турбины – 70 долл./кВт, воздушных компрессоров – 50 долл./кВт, паровой турбины – 60 долл./кВт, насосов – 70 долл./кВт. Доля затрат на монтаж оборудования равна 30 % от стоимости его изготовления. Доля стоимости неучтенного оборудования принята 40 % от стоимости основного оборудования. Цена топлива – 100 долл./т у.т. Удельная стоимость (изготовление и строймонтаж) парового котельного агрегата (со всем вспомогательным оборудованием и техническими системами котельной) принята равной 120 тыс. долл./Гкал. Удельная стоимость паровой турбины с противодавлением (со всем вспомогательным и электро-техническим оборудованием, а также строительно-монтажными работами) – 400 долл./кВт.

С помощью разработанного в ИСЭМ СО РАН программно-вычислительного комплекса “Система машинного построения программ” [108] были созданы единые расчетные программы, позволяющие провести согласованный опти-

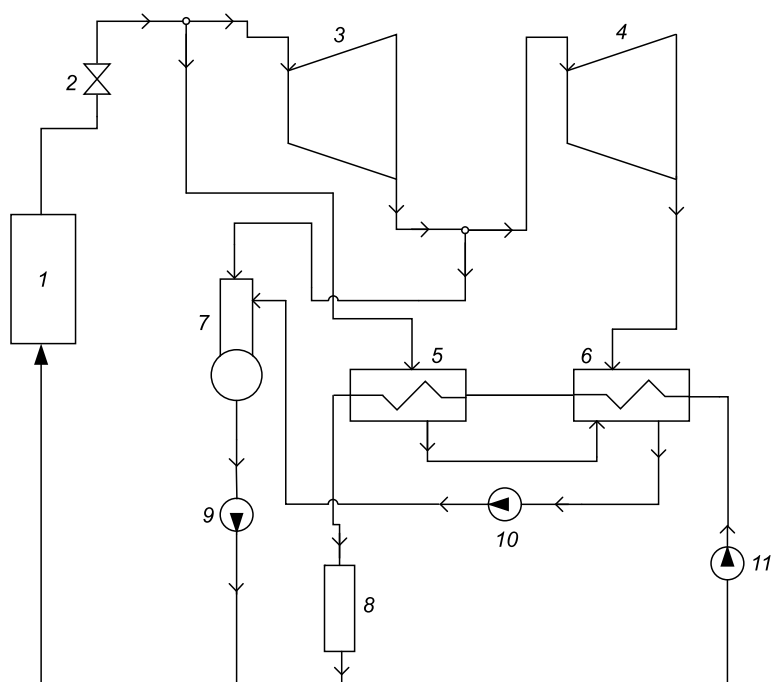


Рис. 2.2. Технологическая схема ПТУ с противодавлением:

1 – паровой котел; 2 – регулирующий клапан; 3, 4 – отсеки паровой турбины; 5, 6 – сетевые подогреватели; 7 – деаэрактор; 8 – потребитель тепла; 9–11 – насосы.

мизационный расчет конструктивных и режимных параметров рассмотренных установок. В каждой программе сначала выполняется конструкторский расчет в режиме с максимальными нагрузками. На основании этих расчетов формируется массив конструктивных характеристик установки, который передается в поверочные расчеты. Далее осуществляются поверочные расчеты для остальных характерных режимов.

Таким образом, в расчетной программе последовательно проводятся один конструкторский и шесть поверочных расчетов. На основании данных, полученных в результате этих расчетов, определяются технико-экономические характеристики установки (капиталовложения, годовой расход топлива, годовое производство тепла и электроэнергии) и целевая функция оптимизационной задачи.

Например, для ПГУ-STIG в качестве оптимизируемых параметров приняты: расход топлива в основную и дополнительную камеры сгорания во всех характерных режимах, энтальпии воды (пара) на выходе из теплообменников, давление газа на выходе из газовой турбины и др. Всего оптимизировалось 47 параметров. В качестве физико-технических ограничений-неравенств установлены условия на полезную электрическую мощность ПГУ, температуру сетевой воды на выходе пикового водогрейного котла, неотрицательность тепловосприятия всех поверхностей нагрева котла-утилизатора, механические напряжения металла труб газодянных и газопаровых теплообменников и др. В общей сложности учитывается 259 ограничений в виде неравенств.



Таблица 2.1

**Оптимальные параметры теплофикационных ПГУ-STIG и ГТУ с газовым экономайзером при цене электроэнергии 4,8 цент/(кВт·ч)**

Параметр	ПГУ-STIG	ГТУ
Температура газа на входе в газовую турбину, °С	1100	1100
Давление газа, МПа:		
перед газовой турбиной	1,7	1,7
на выходе газовой турбины	0,109	0,109
Расход газа в камеру сгорания газовой турбины, кг/с	1,5	1,5
Расход впрыскиваемого пара, кг/с	6,2	—
Температура уходящих газов, °С	120	117
Площадь поверхности теплообменников, м <sup>2</sup> :		
пароперегревателя	263	—
испарителя	881	—
экономайзера	239	—
газового подогревателя сетевой воды	1365	2233
Температура сетевой воды на выходе газового подогревателя, °С	105	130
Мощность газовой турбины, кВт	31 780	28 470
Мощность отсека паровой турбины, кВт	1320	—

На основе разработанных расчетных программ, по методике, приведенной выше, выполнены технико-экономические исследования рассмотренных установок. В табл. 2.1 приведены оптимальные параметры теплофикационных ПГУ-STIG и ГТУ с газовым экономайзером при цене электроэнергии 4,8 цент/(кВт·ч), а в табл. 2.2 – оптимальные параметры ПТУ при той же цене электроэнергии.

Технико-экономические показатели исследуемых установок при стоимости электроэнергии 4,0; 4,2; 4,4; 4,6; 4,8 и 5,0 цент/(кВт·ч) представлены в табл. 2.3.

Таблица 2.2

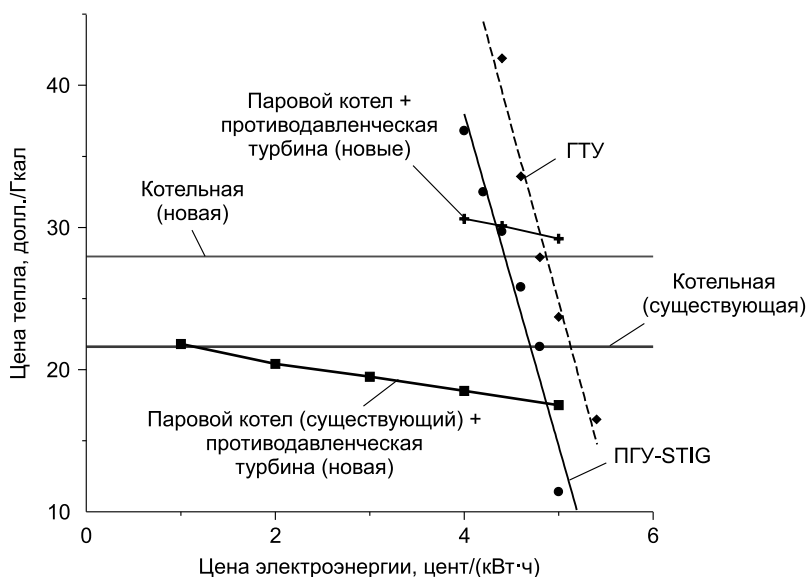
**Оптимальные параметры паротурбинной установки с противодавленческой турбиной**

Параметр	Значение
Давление острого пара, МПа	2,45
Энтальпия острого пара, ккал/кг	688
Давление пара на входе в отсек 2, МПа	1,3
Энтальпия пара на входе в отсек 2, ккал/кг	594
Расход пара на входе, кг/с:	
в подогреватель 1	13,6
в подогреватель 2	10,2
Расход воды на входе в котел, кг/с	24,0
Площадь поверхности, м <sup>2</sup> :	
подогревателя 1	318
подогревателя 2	234
Расчетная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	45,9
Теплопроизводительность парового котла, Гкал/ч	50
Полезная мощность установки, кВт	3975

Таблица 2.3

**Итоговые технико-экономические показатели теплофикационных ПГУ-STIG,  
ГТУ с газовым экономайзером и ПТУ с противодавлением**

Цена электроэнергии, цент/(кВт·ч)	ТЭУ	Капиталовложения в установку, тыс. долл.	Годовой отпуск электроэнергии, млн кВт·ч	Годовая теплопроизводительность, тыс. Гкал	Годовое потребление топлива, тыс. т у.т.	Цена тепла, долл./Гкал	Расчетная оптимальная тепловая нагрузка, Гкал/ч
4,0	ПГУ-STIG	24 533	202,6	216	89	36,8	80
	ГТУ	24 030	198,7	216	94,7	52,8	80
	ПТУ газ	7575,4	26,4	193,8	36,2	30,6	45,9
4,2	ПГУ-STIG	24 752	219,6	216	87,3	32,5	80
	ГТУ	23 065	200,1	216	93,8	47,8	80
4,4	ПГУ-STIG	21 911	225,4	167,4	82,4	29,7	62,1
	ГТУ	22 965	201,3	216	91,5	41,9	80
	ПТУ газ	7575	26,4	193,8	36,2	30,2	45,9
4,6	ПГУ-STIG	19 984	233,1	115,3	77,8	25,8	42,7
	ГТУ	18 936	212,6	184,7	84	33,6	68,4
4,8	ПГУ-STIG	19 336	245,1	77,9	72,4	21,6	28,8
	ГТУ	17 581	220,1	141,5	78,6	27,9	52,4
5,0	ПГУ-STIG	17 565	247,7	19,9	72	11,4	7,4
	ГТУ	16 653	222,8	128,5	77,6	23,7	47,6
	ПТУ газ	7575	26,4	193,8	36,2	29,6	45,9



**Рис. 2.3.** Зависимость цены тепла от цены электроэнергии для теплофикационных ПГУ-STIG, ГТУ с газовым экономайзером и парового котла с противодавленческой турбиной.

На графиках, приведенных на рис. 2.3, показана цена тепла ТЭУ в зависимости от цены электроэнергии для теплофикационных ПГУ и ГТУ, а также для двух вариантов теплофикационной паротурбинной установки при новом строительстве и при установке на существующей котельной.

\* \* \*

Итак, комбинированная выработка для ПГУ-STIG экономически оправдана, начиная с цены электроэнергии 4,5 цент/(кВт·ч), а для ГТУ – с цены 5 цент/(кВт·ч). Во всем диапазоне рассмотренных цен на электроэнергию (при цене топлива 100 долл./т у.т.) теплофикационная ПГУ-STIG экономически более эффективна, чем ГТУ с газовым экономайзером сетевой воды. Вновь сооружаемый паровой котел с противоаварийной турбиной в рассмотренном диапазоне цен на электроэнергию не конкурентоспособен с теплофикационными ПГУ и ГТУ. Однако установка противоаварийных турбин (при цене 400 долл./кВт) на существующей паровой котельной экономически целесообразна при цене на электроэнергию ниже 4,8 цент/(кВт·ч).

---

## Глава 3    **СОВМЕСТНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ЦИКЛА ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ И КОНСТРУКТИВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ГАЗОВОЙ ТУРБИНЫ С ОХЛАЖДАЕМЫМИ СОПЛОВЫМИ И РАБОЧИМИ ЛОПАТКАМИ**

---

### **3.1. Постановка задачи**

Высокая энергетическая и экономическая эффективность современных газотурбинных и парогазовых установок (ГТУ и ПГУ) определяется в первую очередь высокими температурами продуктов сгорания перед газовыми турбинами. Эти температуры достигаются за счет интенсивного охлаждения сопловых и рабочих лопаток турбин. В качестве охлаждающего агента в системах охлаждения используется цикловой воздух, поступающий от компрессора газотурбинной установки; но возможно использование и других теплоносителей, в первую очередь водяного пара, поступающего от паровой части ПГУ.

При оптимизационных исследованиях ГТУ и ПГУ одной из важнейших является задача выбора параметров продуктов сгорания (температуры, давления) и их расхода на входе в газовую турбину. Эта задача не может быть качественно решена без расчета процессов охлаждения сопловых и рабочих лопаток турбины. В свою очередь данный расчет возможен лишь в рамках комплексного расчета ступеней газовой турбины, включающего выбор профилей и шагов сопловых и рабочих лопаток, их газодинамического расчета, расчета теплообменных процессов и прочностного расчета.

В связи со сложностью указанных расчетов их включение в математические модели ГТУ или ПГУ, предназначенные для оптимизации их параметров, до последнего времени было невозможно. Поэтому оптимизация параметров этих ТЭУ проводилась при фиксированных параметрах продуктов сгорания перед газовой турбиной, а зачастую и при заданных типоразмерах этих турбин. При этом оптимизация сводилась лишь к оптимизации параметров и схемы паровой части ПГУ, т. е. котлов-утилизаторов, паротурбинных установок и систем регенерации ГТУ [121, 150].

Очевидно, что такое “сужение” оптимизационной задачи не позволяет выполнить согласованную оптимизацию параметров газовой турбины и остальной части ГТУ или ПГУ и найти наиболее эффективные технические решения как по параметрам ПГУ, так и по ее технологической схеме.

Отметим, что прогресс вычислительной техники в последние годы резко расширил возможность решения крупных задач, связанных со значительным объемом вычислений и требующих больших объемов машинной памяти. Это сделало актуальной проблему разработки методов и алгоритмов расчета охлаждаемой проточной части газовых турбин, пригодных для включения в состав оптимизационных математических моделей ГТУ и ПГУ. Создание такого метода и алгоритма и является целью настоящей работы.

Анализ методов, используемых при профилировании и расчетах охлаждаемой проточной части газовых турбин [43, 93, 100, 126], показал, что они “на-

прямую” не могут применяться в математических моделях ГТУ и ПГУ, предназначенных для оптимизации их непрерывных параметров (температур, расходов, давлений и др.) в различных точках технологической схемы. Это связано с тем, что для расчетов процессов теплообмена в проточной части газовой турбины (ГТ), а также для прочностных расчетов сопловых и рабочих лопаток нужно знать их профили, которые при изменении оптимизируемых параметров должны меняться. В работах [17, 95, 99] оптимизация проточной части турбины сводится к последовательной оптимизации их ступеней. Причем для решения последней задачи используются сеточные методы направленного перебора оптимизируемых параметров (коэффициентов, зависимостей, описывающих профиль лопатки), лежащих в узлах многомерной сетки. Такой подход не позволяет проводить совместную оптимизацию проточной части и параметров цикла ГТУ или ПГУ, это связано с необходимостью иметь сетку большой размерности, включающую значительное количество узлов, что увеличивает размерность задачи и делает эти методы непригодными.

В задачах оптимизации проточной части и параметров цикла оптимизируемые параметры должны быть непрерывно изменяющимися, что позволяет использовать эффективные градиентные методы [108]. При этом в процессе оптимизации при непрерывном (плавном) изменении параметров требуется непрерывное (плавное) изменение профилей, т. е. их характерных углов, коэффициентов конфузурности, периметра и других характеристик.

Такое плавное изменение профилей обеспечивается их описанием с помощью алгебраических кривых высокого порядка, в частности лемнискат четвертого порядка (плоских алгебраических кривых, произведение расстояний каждой точки которых до четырех заданных точек-фокусов равно заданному числу – радиусу лемнискаты) [91]. Изменяя параметры лемнискат, формирующих профиль лопатки, можно добиться требуемых характеристик профиля.

Сведение задачи формирования профиля лопатки с заданными характеристиками к задаче нелинейного математического программирования, где в качестве оптимизируемых выступают параметры лемнискат, показало, что эти задачи являются невыпуклыми, плохо сходятся и требуют “ручной” подгонки начальных приближений. Многократное решение их “внутри” задачи оптимизации параметров ПГУ и ГТУ практически невозможно. В связи с этим для профилирования сопловых и рабочих лопаток ГТ в рамках оптимизационного расчета ПГУ был предложен специальный подход, суть которого в следующем.

На первом этапе решаются отдельные задачи нелинейного математического программирования по формированию базовых профилей за счет подбора соответствующих параметров лемнискат. Причем условия этих задач и число базовых профилей подбираются так, чтобы параметры различных базовых профилей (характерные углы, коэффициенты конфузурности и др.) охватывали весь возможный диапазон их изменения.

На втором этапе при подборе, в процессе оптимизации ГТУ или ПГУ, текущего профиля лопатки координаты точек образующих его кривых (спинки и корыта) определяются как выпуклые линейные комбинации координат точек соответствующих кривых базовых профилей. Допустимость такой операции обусловлена тем, что кривые, образующие спинку и корыто лопаток, являются строго выпуклыми.

Коэффициенты разложения координат точек кривых текущего профиля по соответствующим точкам кривых базовых профилей и есть оптимизируемые

параметры, определяющие профили лопаток ГТ при оптимизации ГТУ или ПГУ. При построении достаточно большого количества базовых профилей такой подход обеспечивает получение практически любого необходимого текущего профиля без больших вычислительных проблем.

Задача оптимизации ГТУ или ПГУ в общем виде может быть сформулирована следующим образом. Требуется найти такой набор оптимизируемых параметров установки, определяющих конструктивные решения, при которых обеспечивается соблюдение всех технологических ограничений на параметры установки и достигается экстремального (минимального или максимального) значения принятый критерий оптимальности ( $K$ ).

Задача на максимум  $K$  имеет вид: требуется найти

$$\max_x K \quad (3.1)$$

при условиях

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0, \quad (3.2)$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \geq 0, \quad (3.3)$$

$$\underline{\mathbf{x}} \leq \mathbf{x} \leq \bar{\mathbf{x}}, \quad (3.4)$$

где  $\mathbf{H}$  – векторная  $m$ -мерная функция ограничений-равенств (уравнения, определяющие вид профилей проточной части ГТ, уравнения газовой динамики, теплообмена в проточной части, уравнения прочностного расчета, уравнения, описывающие другие элементы ГТУ (камера сгорания, компрессор) и технологические связи между ними);  $\mathbf{x}$  –  $n$ -мерный вектор независимых оптимизируемых параметров, определяющих конструктивные характеристики установки (в состав этого вектора входят температура и давление продуктов сгорания перед ГТ, параметры, определяющие диаметр и высоту лопаток, их профили и др.);  $\mathbf{y}$  –  $m$ -мерный вектор вычисляемых параметров при конструкторском расчете (включает термодинамические параметры и расходы рабочих тел в различных элементах технологической схемы установки);  $\mathbf{G}$  –  $l$ -мерная векторная функция ограничений-неравенств (ограничения на предельно допустимые температуры металла лопаток турбины, на их механические напряжения, на предельно допустимые высоты лопаток и характерные диаметры ступеней (в первую очередь корневой диаметра), а также изменения этих характеристик вдоль проточной части турбины (выходная высота лопатки должна быть не меньше ее входной высоты и не больше некоторого предельного значения, определяемого предельным углом раскрытия проточной части) и др.);  $\underline{\mathbf{x}}$  и  $\bar{\mathbf{x}}$  – векторы, задающие интервалы изменения оптимизируемых параметров установки.

### 3.2. Построение базовых профилей

Согласно [91], профиль лопаток (как сопловой, так и рабочей) представляется в виде отрезков шести кривых – двух окружностей и четырех лемнискат (рис. 3.1): одна лемниската (№ 1) описывает кривую корыта между точками 5 и 6, три лемнискаты – кривую спинки, между точками 1–2 (№ 2), 2–3 (№ 3), 3–4 (№ 4).

Отрезки окружностей описывают входную кромку (4–5) и выходную кромку (1–6). Система ограничений-равенств задачи оптимизации профиля включает условия равенства координат смежных кривых в точках 1–6 вида

$$y_i = \psi_{i1}(x_i, a_{i1}) = \psi_{i2}(x_i, a_{i2}) \quad (3.5)$$

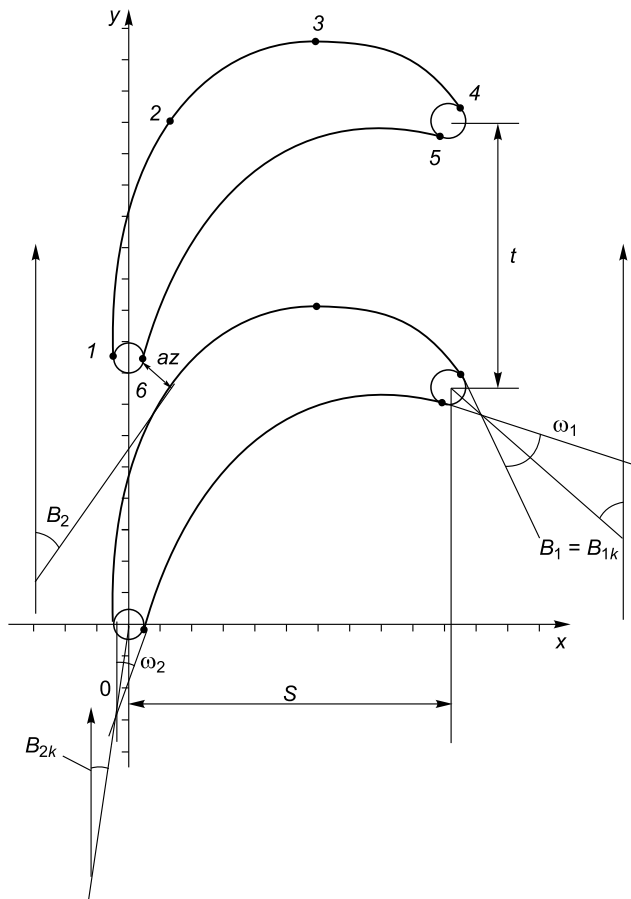


Рис. 3.1. Построение базового профиля.

Пояснения см. в тексте.

и условия равенства производных смежных кривых в этих же точках:

$$\frac{\partial y_i}{\partial x_i} = \psi'_{i1}(x_i, a_{i1}) = \psi'_{i2}(x_i, a_{i2}). \quad (3.6)$$

В выражениях (3.5), (3.6):  $i_1$  – номер первой смежной в точке  $i$ -й кривой;  $i_2$  – номер второй смежной в точке  $i$ -й кривой, номера смежных кривых в точке определяются принятым направлением обхода профиля;  $a_{i1}$ ,  $a_{i2}$  – параметры кривых (координаты центров лемнискат и окружностей и их радиусы) определяются из условий (3.5), (3.6);  $\psi$  – уравнение кривой;  $\psi'$  – производная по  $x_i$ . В качестве исходных данных задают: диапазон изменения входного угла заострения  $\omega_1$  (угол между касательными к лемнискатам в точках 4 и 5) и конструктивный угол входа потока  $B_{1k}$  (угол между биссектрисой угла заострения и осью  $y$ , задающей направление вращения рабочих лопаток). Кроме того, задается диапазон изменения выходного угла заострения  $\omega_2$  между касательными к лемнискатам в точках 1 и 6 и диапазон изменения конструктивного выходного угла лопатки  $B_{2k}$  (угол между биссектрисой выходного угла заострения и осью  $y$ ).

По заданным координатам точек  $I-6$  и параметрам кривых, шагу профиля, согласно методике [91], вычисляются ширина выходного сечения профиля  $az$  и угол выхода потока  $B_2$ . По этим величинам определяется коэффициент конфузурности

$$\text{konf} = \frac{t \cdot \sin(B_1)}{az}, \quad (3.7)$$

где  $t$  – шаг решетки;  $az$  – ширина выходного сечения.

При оптимизации базового профиля накладываются ограничения на коэффициент конфузурности, углы заострения  $\omega_1, \omega_2$ , углы входа и выхода потока  $B_1$  и  $B_2$ .

В качестве оптимизируемых параметров при оптимизации принимались координаты точек  $I-6$  по оси  $x$ , конструктивные углы входа и выхода  $B_{1k}$  и  $B_{2k}$ , углы заострения  $\omega_1, \omega_2$ , а также шаг профиля.

В качестве целевой функции при решении оптимизационных задач исходными были: коэффициент конфузурности ( $\text{konf}$ ), чтобы наработать базу профилей с различной степенью расширения рабочего тела, угол входа или выхода потока ( $B_1$  или  $B_2$ ). Причем решались задачи как на максимум, так и на минимум указанных величин, что обеспечивало охват области возможных параметров профиля. При решении этих оптимизационных задач газодинамические расчеты не проводятся, а лишь осуществляется формирование профилей с предельными характеристиками, отвечающих заданным ограничениям. Следует отметить, что в качестве базовых могут быть взяты не только профили, полученные указанным способом, но и профили с сильно различающимися характеристиками из некоторого каталога.

### 3.3. Определение координат текущего профиля

После построения базовых профилей их приводят к одинаковым расстояниям между центрами окружностей входной и выходной кромок. Затем на образующих их кривых назначается достаточно большое количество равномерно расположенных по оси  $x$  (с малым шагом) точек.

Координата по оси  $y$  соответствующей точки текущего профиля определяется из выражения

$$y_i^{\text{тек}} = \sum_{j=1}^M y_{ji}^{\text{баз}} r_j, \quad (3.8)$$

где  $i$  – номер точки;  $j$  – номер базового профиля;  $y_{ji}^{\text{баз}}$  – координаты по оси  $y$   $i$ -й точки  $j$ -го базового профиля;  $r_j$  – коэффициент разложения текущего профиля по  $j$ -му базовому профилю;  $M$  – число базовых профилей.

Коэффициенты разложения отвечают условиям

$$\sum_{j=1}^M r_j = 1, \quad r_j \geq 0, \quad j = 1, \dots, M. \quad (3.9)$$

С помощью выражения (3.8) отдельно формируются координаты спинки и корыта текущего профиля. Пример построения “текущих” профилей на основе базовых представлен на рис. 3.2.

С использованием определенных таким образом профилей сопловых и рабочих лопаток проводится газодинамический расчет ступеней турбины, расчет



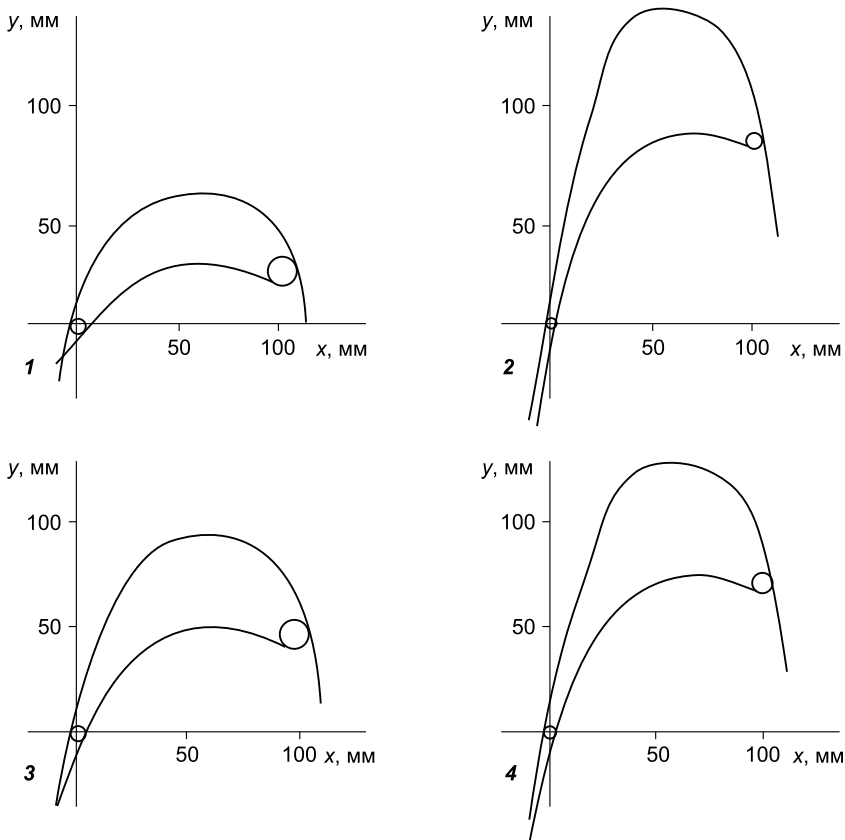


Рис. 3.2. Линейная комбинация базовых профилей.

Профили: 1, 2 – базовые профили; 3, 4 – “текущие”. Коэффициенты разложения: третьего профиля –  $r_1 = 0,7$  и  $r_2 = 0,3$ ; четвертого профиля –  $r_1 = 0,3$  и  $r_2 = 0,7$

теплообмена в лопатках и прочностной расчет лопаток. Для этого, помимо профилей лопаток, задаются средние диаметры ступеней, материал лопаток, расходы охлаждающего теплоносителя и другие параметры.

### 3.4. Газодинамический и прочностной расчеты, учет потерь в решетках

Расчет как охлаждаемых, так и неохлаждаемых турбинных ступеней включает в себя последовательные расчеты сопловой и рабочей решеток. Каждый расчет состоит из двух основных этапов. На первом из них при заданных параметрах профиля решетки, входных давлении и температуре и расходе газа через решетку строится форма профиля на среднем диаметре решетки, затем определяются давление за решеткой, отвечающее условию  $\frac{dw}{w} = \frac{dv}{v}$ , при котором сечение потока достигает минимального значения, и соответствующая ему минимальная высота решетки ( $l_{\min}$ ), где  $w$  – скорость газа на выходе из решетки;  $v$  – удельный объем газа на выходе из решетки.

Для неизоэнтропного одномерного потока газа это условие означает записание потока в канале, в его минимальном сечении [162], когда снижение давления на выходе из решетки не приводит к росту расхода через решетку. Максимальная выходная высота лопатки при данном сечении ограничивается высотой, при которой расчетная конфузурность решетки будет равна единице. При максимальной выходной высоте лопатки ( $l_{\max}$ ) расширения газа не происходит, т. е. решетка является направляющей:

$$\text{konf} = \frac{F_1 \cdot \sin(\beta_{1p})}{F_2 \cdot \sin(\beta_{2p})} = 1, \quad (3.10)$$

где  $F_1$  и  $F_2$  – площади решетки на входе и выходе;  $\beta_{1p}$ ,  $\beta_{2p}$  – расчетные углы входа и выхода потока из решетки.

На втором этапе при заданном коэффициенте высоты лопатки ( $k_l$ ) определяется выходная высота лопаток решетки:

$$l = l_{\max} k_l + (1 - k_l) l_{\min}. \quad (3.11)$$

При выбранной выходной высоте лопатки  $l$ , через газодинамические функции рабочего тела газовой турбины, с учетом потерь энергии и охлаждения, решается система алгебраических и трансцендентных уравнений, включающих уравнение неразрывности

$$\frac{w}{v} = \frac{G}{ld \sin(\beta_{2p})}, \quad (3.12)$$

(где  $d$  – средний диаметр на выходе;  $G$  – расход газа), уравнения сохранения энергии

$$h_1 - h_2 + dq_{12} = \frac{w_2^2}{2} - \frac{w_1^2}{2} \quad (3.13)$$

(где  $h_1$  и  $h_2$  – энтальпии потока на входе и выходе из решетки;  $dq_{12}$  – теплота, отводимая от общего потока газа при теплообмене в решетке;  $w_1$  и  $w_2$  – относительные скорости потока на входе и выходе из решетки), а также уравнение состояния газа

$$h = f(P, V, G), \quad (3.14)$$

где  $h$ ,  $P$ ,  $V$  – энтальпия, давление и удельный объем потока газа в данном сечении. Кроме того, система уравнений включает уравнения, определяющие геометрию профиля (3.8) и др.

Для корректного выполнения представленных расчетов решетки требуется определить ее потери скорости. Для этого используется методика [1], являющаяся обобщением большого объема экспериментальных данных, позволяющая определить основные виды потерь скорости в решетке по ее конструкционным параметрам. Расчеты могут проводиться в широком диапазоне углов входа и выхода потока из решетки. В соответствии с этой методикой потери в решетках определяются из выражения

$$\zeta_{\text{сум}} = \sum \zeta_i, \quad (3.15)$$

где  $\zeta_{\text{сум}}$  – суммарные потери в решетке;  $\zeta_i$  –  $i$ -я составляющая суммарных потерь.

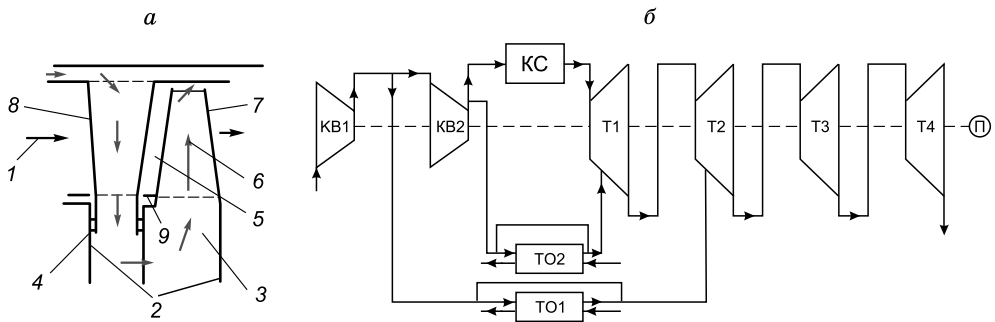


Рис. 3.3. Схема охлаждения первых двух ступеней (а) и установки (б):

а – схема охлаждения двух первых ступеней модели ГТ: 1 – основной поток газа; 2 – элементы ротора; 3 – полость ротора; 4 – сотовые уплотнения; 5 – осевой зазор; 6 – охлаждающий агент; 7 – рабочая лопатка; 8 – сопловая лопатка; 9 – удлинения рабочих лопаток.

б – схема установки: KB1, KB2 – первый и второй отсеки воздушного компрессора; T1, T2 – первая и вторая охлаждаемые ступени газовой турбины; T3, T4 – неохлаждаемые ступени турбины; TO1, TO2 – теплообменники охлаждения циклового воздуха; КС – камера сгорания; П – потребитель.

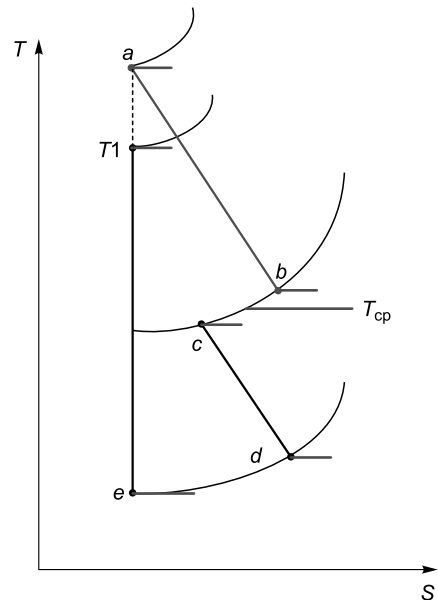
В ходе каждого этапа рассчитывается теплообмен и определяется температура в характерных точках профиля, в различных по высоте сечениях лопатки. Принятая в дальнейших расчетах схема охлаждения ступеней газовой турбины представлена на рис. 3.3, а. Похожая схема охлаждения обеспечивает достаточно высокую эффективность [44] и используется, например, в первой ступени турбины General Electric CF6-80C2.

Следует отметить, что разработанный подход к совместной оптимизации параметров цикла и параметров проточной части ГТ применим и при других схемах охлаждения сопловых и рабочих лопаток.

Для учета охлаждения газа в решетке, за счет его теплообмена с лопатками, процесс изменения параметров газа в решетке разбивается на три части (рис. 3.4). На линиях  $a-b$  и  $c-d$  рассматриваются процессы расширения без учета теплообмена, а на линии  $b-c$  – процесс теплообмена при постоянном среднем давлении расширения.

Рис. 3.4. Процесс расширения рабочего тела в решетке:

а – температура адиабатного торможения потока перед ступенью;  $T_1$  – температура газового потока перед ступенью;  $b$  – температура начала процесса охлаждения газового потока;  $c$  – температура окончания охлаждения газового потока;  $d$  – температура на выходе из решетки;  $e$  – температура в конце процесса изэнтропного расширения в решетке.



В результате газодинамического расчета ступени определяются абсолютные и относительные скорости газа, его давления и температуры в различных точках процесса, а также механическая мощность ступени, сила действия газа на лопатки и обусловленные этой силой изгибающие моменты. Это позволяет найти действующие в металле лопаток механические напряжения.

Сравнение этих напряжений с предельно допустимыми напряжениями при рассчитанной температуре металла лопаток позволяет оценить допустимость условий работы лопаток или продолжительность срока их службы.

Для определения средних и локальных коэффициентов теплоотдачи со стороны газа и охлаждающего воздуха использовались эмпирические зависимости [15, 97] вида

$$\alpha = A \cdot \frac{\lambda}{B} \text{Re}, \quad (3.16)$$

где  $\text{Re}$  – число Рейнольдса соответствующего потока;  $A$  – экспериментальный коэффициент;  $B$  – характерный размер;  $\lambda$  – теплопроводность теплоносителя.

Расчет температурного состояния лопаток с продольным течением охлаждающего воздуха базируется на закономерностях одномерной теории теплопроводности при стационарных условиях, учитывающей уравнения теплоотдачи от продуктов сгорания к лопатке, от лопатки к воздуху, и уравнения сохранения энергии [97]. Расчет теплообмена в лопатке проводится параллельно с гидравлическим расчетом, целью которого является определение давления воздуха в охлаждающих каналах и проверка возможности обеспечения его требуемого расхода.

Суммарное напряжение в любой точке сечения лопатки определяется из [26]:

$$\sigma_{\Sigma i} = \rho \cdot \omega^2 \cdot (z) \cdot \left( \frac{z}{2} + d_k \right) + \frac{M_{\xi}}{j_{\xi}} \eta_i - \frac{M_{\eta}}{j_{\eta}} \xi_i + \sigma_T (E, \alpha, \Delta t_c, \Delta s, \eta_i, \xi_i), \quad (3.17)$$

где  $\rho$  – плотность металла;  $\omega$  – угловая скорость вращения (для рабочей лопатки);  $z$  – расстояние от вершины лопатки до центра сечения;  $d_k$  – корневой диаметр;  $M_{\xi}$  – изгибающий момент относительно оси  $\xi$ ;  $M_{\eta}$  – изгибающий момент относительно оси  $\eta$ ;  $j_{\eta}, j_{\xi}$  – моменты инерции в сечении относительно оси  $\eta$  и  $\xi$ ;  $\eta_i$  и  $\xi_i$  – координаты точки расчета напряжения;  $\sigma_T$  – максимальное термическое напряжение в металле лопатки;  $\Delta t_c$  – разность температур на стенке лопатки со стороны газа и охлаждающего воздуха;  $E$  – модуль упругости материала лопатки;  $\alpha$  – коэффициент температурного расширения;  $\Delta s$  – толщина стенки лопатки.

После того как данная задача оптимизации параметров цикла и проточной части газовой турбины будет выполнена, при найденных параметрах цикла может решаться задача последовательной ступенчатой оптимизации ГТ на основе более точных моделей ступеней.

### 3.5. Пример решения задачи оптимизации

В качестве примера рассматривается оптимизация ГТУ, схема которой представлена на рис. 3.3, б. Первые две ступени ГТ охлаждаются воздухом. Следует отметить, что цель примера в первую очередь – проиллюстрировать возможности предлагаемого подхода, а не получить решение, отвечающее последним достижениям турбостроения.

Таблица 3.1

## Оптимальные параметры ГТУ

Параметр	Вариант 1	Вариант 2
1	2	3
Температура газов на входе в турбину, К	1532	1447
Температура воздуха на охлаждение, К:		
1-й ступени	450	741
2-й ступени	450	595
Температура газов, К:		
за 1-й ступенью	1268	1231
за 2-й ступенью	1075	1071
за 3-й ступенью	935	950
Температура газов на выходе, К	753	768
Давление газов, МПа:		
на входе в турбину	2,33	1,84
за 1-й ступенью	1,25	1,03
за 2-й ступенью	0,6	0,54
за 3-й ступенью	0,308	0,305
Давление газов на выхлопе, МПа	0,105	0,105
Расход топлива (природный газ), кг/с	3,004	3,058
Расход продуктов сгорания, кг/с	140	175,6
Расход охлаждающего воздуха, кг/с:		
на 1-ю ступень	20,5	24,1
на 2-ю ступень	5,8	5,6
Выходная высота сопловой лопатки, м:		
1-й ступени	0,075	0,122
2-й ступени	0,135	0,219
3-й ступени	0,278	0,419
4-й ступени	0,567	0,644
Выходная высота рабочей лопатки, м:		
1-й ступени	0,086	0,127
2-й ступени	0,171	0,246
3-й ступени	0,425	0,526
4-й ступени	0,572	0,649
Максимальная температура сопловой лопатки 1-й ступени, К	1098,4	1099,01
Предельно допустимое напряжение в сопловой лопатке 1-й ступени, МПа	230	229
Действующее напряжение в сопловой лопатке 1-й ступени, МПа	158,4	139,1
Максимальная температура рабочей лопатки 1-й ступени, К	1099,68	1099,4
Предельно допустимое напряжение в рабочей лопатке 1-й ступени, МПа	226	227
Действующее напряжение в рабочей лопатке 1-й ступени, МПа	137,54	135,6
Максимальная температура сопловой лопатки 2-й ступени, К	1097,89	1099,96
Предельно допустимое напряжение в сопловой лопатке 2-й ступени, МПа	231	225
Действующее напряжение в сопловой лопатке 2-й ступени, МПа	180,5	169,1
Максимальная температура рабочей лопатки 2-й ступени, К	1070	1089,5

Окончание табл. 3.1

1	2	3
Предельно допустимое напряжение в рабочей лопатке 2-й ступени, МПа	297	253
Действующее напряжение в рабочей лопатке 2-й ступени, МПа	161,7	204,4
Число оборотов ротора, об./мин	5398	4596
Мощность установки, МВт	50,47	49,66
КПД нетто ГТУ	34,49	33,33

Представлены два варианта оптимизационной задачи (табл. 3.1). В первом из них решается оптимизационная задача для случая, когда теплообменники ТО1 и ТО2 включены и в них происходит промежуточное охлаждение охлаждающего воздуха, отобранного из отсеков компрессоров КВ1 и КВ2 соответственно и направляемого на охлаждение ступеней газовой турбины – Т1 и Т2.

Во втором варианте решается оптимизационная задача для случая, когда теплообменники ТО1 и ТО2 отключены, воздух проходит через байпас и не охлаждается.

Оптимизационная задача включала 69 оптимизируемых параметров, среди которых давление и температура газа на входе в турбину, расход топлива в камеру сгорания, расходы воздуха на охлаждение первой и второй ступеней турбины, средние диаметры решеток, шаги решеток, толщины стенок лопаток, коэффициенты высот лопаток и коэффициенты разложения профилей рабочих и сопловых лопаток по базовым профилям, число оборотов вала турбины. В качестве базовых профилей рассматривались 4 профиля для сопловых и 4 профиля для рабочих лопаток. Всего при оптимизации учитывалось 70 ограничений-неравенств: разность между выходной и входной высотой лопатки, ограничения на непревышение величины входного угла в решетку (90 °С), ограничение на суммарную мощность ГТУ сверху и снизу, ограничения на механические напряжения, действующие в лопатках, ограничения на минимальное значение корневого диаметра, а также ограничения на меридиональное раскрытие проточной части для ступеней:

$$\left( \frac{(D_2 + l_{\text{вых}})}{2} - \frac{(D_1 + l_{\text{вх}})}{2} \right) / S < \text{tg}(\gamma), \quad (3.18)$$

где  $D_2$ ,  $D_1$  – средние диаметры на выходе и входе в решетку;  $l_{\text{вых}}$  и  $l_{\text{вх}}$  – высоты лопаток на выходе и входе;  $S$  – ширина решетки;  $\gamma$  – для 1-й и 2-й ступеней принят равным 15°, для 3-й и 4-й – равным 25°.

В расчетах принято, что охлаждаемые ступени газовой турбины выполнены из жаропрочного сплава ЖС6-К. Минимальная мощность ГТУ принималась 49,5 МВт, а максимальная – 51 МВт. В расчетах использовалась зависимость (для материала лопаток газовой турбины), связывающая температуру металла лопаток и их действующие механические напряжения со сроком службы лопаток. Вводилось ограничение, чтобы этот срок службы был не менее 36 тыс. ч.

Кроме того, учитывалось ограничение на максимально допустимую для используемого материала температуру наружной стенки лопатки. В качестве предельно допустимой для сплава ЖС6-К была принята температура 1100 К.

В качестве целевой функции при решении в данной задаче принимался максимум КПД ГТУ. Для построения математической модели ГТУ и оптимиза-

ции ее параметров, являющейся задачей нелинейного математического программирования, был использован созданный в ИСЭМ СО РАН программно-вычислительный комплекс “Система машинного построения программ” [108]. Основные параметры ГТУ в оптимальных точках двух вариантов представлены в табл. 3.1.

\* \* \*

Из результатов расчетов видно, что снижение температуры охлаждающего воздуха на  $291^{\circ}$  перед первой ступенью в первом варианте обеспечивает повышение КПД ГТУ на 1,17 %, а также сокращает общий расход воздуха на 20 % по сравнению со вторым вариантом. Сокращение общего расхода воздуха, включая расход воздуха на охлаждение, уменьшает габариты проточной части (высоты лопаток), при этом увеличивается оптимальная частота вращения вала. Почти все охлаждаемые решетки в первом варианте имеют большие предельно допустимые значения напряжений в лопатках и меньшие значения действующих напряжений, что обеспечивает увеличение срока службы лопаток.

---

## **Глава 4 СОГЛАСОВАННАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ОХЛАЖДАЕМОЙ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ГАЗОВОЙ ТУРБИНЫ И ПАРАМЕТРОВ ЦИКЛА ГАЗОТУРБИННЫХ И ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК ОПТИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ**

---

Современные мощные газотурбинные установки (ГТУ) создаются в первую очередь для работы в составе парогазовых установок (ПГУ), поэтому выбор параметров их термодинамического цикла должен производиться совместно с параметрами паротурбинной (ПТУ) части ПГУ. Кроме того, они должны быть согласованы с параметрами охлаждаемой проточной части газовой турбины (ГТ).

Предлагаемые до последнего времени подходы к выбору указанных параметров предусматривали отдельную оптимизацию охлаждаемой проточной части ГТ [16, 17, 95, 185] и параметров цикла ГТУ и ПГУ [110, 175, 183, 187–189, 192, 208, 212, 216]. В предыдущей главе рассмотрен подход к совместной оптимизации проточной части газовой турбины, параметров цикла ГТУ и ПГУ и конструктивных параметров элементов технологической схемы. Следует отметить, что этот подход не предполагает отказ от использования существующих детальных комплексов моделирования и оптимизации проточных частей газовых турбин [108, 186]. Используемые в ней описания процессов являются менее подробными, чем в указанных комплексах, но они гораздо более детальные, чем представления проточных частей ГТ в моделях оптимизации параметров цикла. Это позволяет получать более обоснованные решения по параметрам циклов, а затем уточнить параметры проточной части ГТ с использованием специализированных комплексов.

Настоящая глава посвящена рассмотрению методики совместной оптимизации параметров охлаждаемой проточной части ГТ, параметров цикла и некоторых конструктивных характеристик ГТУ и ПГУ по критериям энергетической и экономической эффективности установки. Причем при оптимизации электрическая мощность ГТУ и ПГУ непосредственно не ограничивается. Оптимизация проводится с учетом ряда технологических ограничений, косвенно ограничивающих мощность. При таком подходе в процессе оптимизации определяются мощности ГТУ и ПГУ, при которых принятые критерии эффективности достигают наилучших значений. Поэтому можно сказать, что в процессе такой оптимизации можно найти параметры ГТУ и ПГУ оптимальной мощности.

### **4.1. Методика определения стоимости ГТУ**

Чтобы найти критерии экономической эффективности ПГУ, кроме ее КПД и расхода топлива, требуется определить капиталовложения в установку. В ранее выполненных работах авторов [72, 150] капиталовложения в отдельные элементы ПГУ рассчитывались через их удельные стоимости. Сюда относились удельные стоимости газовых турбин, воздушных компрессоров, паровых турбин, электрических генераторов, насосов (на единицу мощности) или различных поверхностей теплообменников (на единицу массы или единицу площади). Таким образом, получались суммарные капиталовложения в установку. Указан-



ный подход оправдан для элементов, удельная стоимость которых слабо меняется при оптимизации. К таким элементам относятся теплообменники котла-утилизатора, а также (с определенной степенью допущения) паротурбинная установка. Удельная стоимость элементов ГТУ простого цикла, как показал анализ, меняется при оптимизации весьма существенно. Вместе с тем в литературе не удалось найти зависимостей капиталовложения в ГТУ от ее основных параметров (степени сжатия воздуха в компрессоре, температуры газов перед турбиной и расхода воздуха через компрессор). Поэтому на основе анализа известных стоимостей и параметров ГТУ различной мощности авторы построили такую зависимость вида

$$K_{\text{тек}} = K_{\text{баз}} \left( \frac{\pi_{\text{тек}}}{\pi_{\text{баз}}} \right)^{\eta_{\pi}} \left( \frac{T_{\text{тек}}}{T_{\text{баз}}} \right)^{\eta_T} \left( \frac{G_{\text{тек}}}{G_{\text{баз}}} \right)^{\eta_G}, \quad (4.1)$$

где  $K_{\text{баз}}$ ,  $\pi_{\text{баз}}$ ,  $T_{\text{баз}}$ ,  $G_{\text{баз}}$  – капиталовложения (с учетом инфляции), степень сжатия, температура продуктов сгорания на входе в ГТ, расход воздуха на входе в компрессор для ГТ, принятой за базовую;  $K_{\text{тек}}$ ,  $\pi_{\text{тек}}$ ,  $T_{\text{тек}}$ ,  $G_{\text{тек}}$  – те же величины для ГТУ, капиталовложения в которую требуется определить;  $\eta_{\pi}$ ,  $\eta_T$ ,  $\eta_G$  – соответствующие показатели степени. Эти показатели находили по критерию минимума максимального относительного отклонения капиталовложений для 15 ГТУ. Их значения определены как  $\eta_{\pi} = 0,3098$ ,  $\eta_T = 0,425$ ,  $\eta_G = 0,7712$ . В качестве базовой принималась ГТУ Siemens V84.2 с параметрами  $\pi_{\text{баз}} = 11$ ,  $T_{\text{баз}} = 1060$  К,  $G_{\text{баз}} = 360$  кг/с. Стоимость базовой ГТУ в ценах 2011 г. составляла 80,743 млн долл. Электрическая мощность рассмотренных 15 ГТУ изменялась в диапазоне 50–270 МВт, расходы воздуха через компрессор – в пределах 200–670 кг/с, степени сжатия – в диапазоне 10–25, температуры газа перед газовой турбиной – 1000–1700 К. Следует отметить, что максимальное относительное отклонение рассчитанной стоимости ГТУ от их известной стоимости составило 11 %.

Необходимо указать, что добиться того, чтобы зависимость (4.1) определяла абсолютно точно капиталовложения во все 15 ГТУ практически невозможно из-за различия в комплектации оборудования, поставляемого разными фирмами, и различных значений закладываемой ими нормы прибыли. Главное, что при расчетах капиталовложений вариантов ГТУ использовалась одна и та же зависимость.

#### **4.2. Постановка задачи оптимизации ГТУ и ПГУ по критерию экономической и энергетической эффективности**

В работе [72] при исследованиях энергетических установок предлагается решать три вида оптимизационных задач, которые применительно к рассматриваемым одноцелевым установкам могут быть сформулированы следующим образом.

1. Задача на минимизацию цены электроэнергии при заданном значении внутренней нормы возврата капиталовложений.
2. Задача на максимизацию КПД нетто энергоустановки (или минимизации расхода топлива на единицу отпущенной электроэнергии).
3. Задача на минимизацию удельных капиталовложений на единицу полезной электрической мощности.

Математические постановки указанных задач имеют следующий вид.

**Задача 1.** Требуется найти минимум цены электроэнергии

$$\min C^э (B_\Sigma, K, \Theta_\Sigma, C^т, \varepsilon, IRR_z) \quad (4.2)$$

при условиях

$$\mathbf{H}(\mathbf{y}, \mathbf{x}) = 0, \quad (4.3)$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{y}, \mathbf{x}) \geq 0, \quad (4.4)$$

$$B_\Sigma = x_\alpha \cdot T_{\text{исп}}, \quad (4.5)$$

$$\Theta_\Sigma = y_l \cdot T_{\text{исп}}, \quad (4.6)$$

$$K = \psi(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{S}), \quad (4.7)$$

$$x' \leq x \leq x'', \quad (4.8)$$

где  $C^э$  – цена электроэнергии, обеспечивающая заданный уровень внутренней нормы возврата капиталовложений  $IRR_z$ ;  $B_\Sigma$  – годовой расход топлива установкой;  $K$  – капиталовложения в установку;  $\Theta_\Sigma$  – годовой отпуск электроэнергии;  $C^т$  – цена топлива;  $\varepsilon$  – вектор экономических условий (ставка налога на прибыль, ставка амортизационных отчислений и др.);  $\mathbf{H}$  –  $n$ -мерная векторная функция ограничений-равенств (уравнения материального и энергетического балансов, теплопередачи, свойств рабочих тел и др.);  $\mathbf{y}$  –  $n$ -мерный вектор вычисляемых переменных (параметры рабочих тел и теплоносителей в различных точках технологической схемы и др.);  $\mathbf{x}$  – вектор независимых оптимизируемых параметров (включает величины, определяющие конструктивные характеристики установки);  $\mathbf{G}$  – векторная функция ограничений-неравенств (ограничения на максимальную высоту лопаток ГТ, на углы расширения проточной части ГТ, предельную температуру металла лопаток ступеней турбины, неотрицательность коэффициентов  $r_j$ , на предельно допустимые температуры и механические напряжения металла труб теплообменников котла-утилизатора и др.);  $x_\alpha$  –  $\alpha$ -й компонент вектора  $\mathbf{x}$ , соответствующий расходу топлива в камеру сгорания;  $T_{\text{исп}}$  – число часов использования установленной мощности;  $y_l$  –  $l$ -й компонент вектора  $\mathbf{y}$ , равный полезной электрической мощности установки;  $\mathbf{S}$  – вектор удельных стоимостей элементов установки.

**Задача 2.** Требуется найти минимум удельного расхода топлива (на единицу отпущенной электроэнергии)

$$\min \frac{x_\alpha}{y_l} \quad (4.9)$$

при условиях (4.3), (4.4), (4.8).

В качестве критерия эффективности в задаче 2 также может использоваться максимум КПД нетто.

**Задача 3.** Требуется найти минимум удельных капиталовложений

$$\min \left( K_{\text{уд}} = \frac{K}{y_l} \right) \quad (4.10)$$

при условиях (4.3), (4.4), (4.7), (4.8).

Среди трех рассмотренных оптимизационных задач основной является задача 1. Задачи 2 и 3 имеют вспомогательное значение и позволяют оценить диапазоны изменения оптимизируемых параметров и критериев эффективности.

#### 4.3. Подход к учету логических условий в математических моделях теплоэнергетических установок при оптимизационных расчетах

В рассмотренных выше оптимизационных задачах используются системы уравнений (ограничений-равенств), представленные в общем виде в форме неявной векторной функции (4.3). Решение этих систем позволяет определить вектор вычисляемых переменных  $y$ .

Следует отметить, что отдельные уравнения в системе (4.3) могут быть представлены как в неявной форме

$$h_i(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0, \quad (4.11)$$

так и в явной форме

$$y_i = f_i(\mathbf{x}, \mathbf{y}), \quad (4.12)$$

когда уравнение разрешено относительно одного из компонентов вектора  $y$ .

Переход от явной формы уравнения к неявной осуществляется вычитанием из левой и правой частей (4.12) переменной  $y_i$ , а переход от неявной формы к явной прибавлением к левой и правой частям (4.11) переменной  $y_i$ .

В системы уравнений, описывающие элементы энергетических установок, наряду с непрерывными гладкими (с непрерывными производными) функциями, входят логические условия вида

$$y_i = \varphi_i(y_k) = \begin{cases} f_{i1}(y_k), & \text{если } y_k \leq y_k^1, \\ f_{i2}(y_k), & \text{если } y_k^1 \leq y_k \leq y_k^2, \\ \dots & \dots \dots, \\ \dots & \dots \dots, \\ f_{im_i}(y_k), & \text{если } y_k^{m_i-1} \leq y_k, \end{cases} \quad (4.13)$$

где  $y_k = f_k(x, y)$  –  $k$ -й компонент вектора  $y$ ;  $m_i$  – число “элементарных” зависимостей, образующих  $y_i = \varphi_i(x_k)$ ;  $y_k^1, y_k^2, \dots, y_k^{m_i-1}$  – точки, в которых осуществляется переход с одной элементарной зависимости на другую. Две “элементарные” зависимости, номера которых отличаются на единицу, называются смежными.

Логические условия вида (4.13) используются во многих расчетах турбомашин и теплообменников. В частности, в методике определения потерь энергии в сопловых и рабочих лопатках применяется несколько зависимостей, представленных в виде логических условий. Включение таких зависимостей в систему уравнений (4.3) делает задачи оптимизации невыпуклыми и существенно осложняет процесс их решения.

Анализ зависимостей, используемых в логических условиях указанной методики определения потерь энергии, показал следующее:

- зависимости  $y_i = \varphi_i(y_k)$  непрерывны, т. е. в точках  $y_k^1, \dots, y_k^{m_i-1}$  значения  $y_i$ , определяемые по смежным “элементарным” зависимостям, одинаковы;
- “элементарные” зависимости  $f_{i1}, \dots, f_{im_i}$  являются выпуклыми функциями;
- если оптимизационная задача решается на минимум критериев эффективности, используемых в задачах 1–3, то частные производных, вычисляемых

из логических условий потерь энергии различного вида (трения, кромочных, концевых, ламинарных, волновых, потери от угла атаки потока), отвечают условию  $\frac{\partial K}{\partial y_i} > 0$ , т. е. при увеличении потерь критерий эффективности увеличивается, а при уменьшении потерь — уменьшается.

С учетом указанных особенностей логических условий был разработан подход к преобразованию оптимизационной задачи, при котором в оптимальной точке все логические условия выполняются, а задача оптимизации остается выпуклой задачей нелинейного программирования.

Суть этого подхода состоит в следующем.

1. Все логические условия вида (4.13) исключаются из системы уравнений (4.3).

2. В систему ограничений-неравенств (4.4) вводятся дополнительные неравенства.

При этом  $i$ -му логическому условию в соответствии ставится  $m_i$  дополнительных неравенств вида

$$\begin{aligned} y_i &\geq f_{i1}(y_k), \\ y_i &\geq f_{i2}(y_k), \\ &\dots \\ &\dots \\ y_i &\geq f_{im_i}(y_k). \end{aligned} \tag{4.14}$$

3. Все переменные, вычисляемые из логических условий, выводятся из состава вектора вычисляемых переменных и вводятся дополнительно в вектор независимых оптимизируемых параметров.

Если в исходную систему уравнений входит  $Q$  логических условий, то в результате описанных преобразований размерность системы уравнений, а соответственно размерность вектора вычисляемых переменных уменьшается на  $Q$ . На столько же увеличится число оптимизируемых параметров. Число ограничений-неравенств увеличивается на величину  $J$ , определяемую выражением

$$J = \sum_{i=1}^Q m_i, \tag{4.15}$$

где  $m_i$  — число “элементарных” зависимостей в  $i$ -м логическом условии.

Опыт использования рассмотренного подхода показал, что в точке оптимума преобразованной задачи не менее чем одно ограничение-неравенство, соответствующее каждому логическому условию, обращается в строгое равенство. Это связано с тем, что оптимизация идет таким образом, чтобы максимально сократить потери энергии, а границу такого сокращения задают приведенные выше дополнительные ограничения.

При решении непреобразованных задач, из-за их невыпуклости, порожденной использованием логических условий, поиск глобального оптимума требует многократного запуска задач из различных начальных точек и при этом зачастую заканчивается неудачно. Преобразованная задача решается, как правило, за один запуск. Это обуславливает высокую эффективность рассмотренных преобразований, несмотря на некоторое увеличение размерности оптимизационных задач.

#### 4.4. Пример оптимизации ГТУ и ПГУ по критерию экономической и энергетической эффективности

С использованием изложенного подхода проведены оптимизационные исследования ГТУ и ПГУ оптимальной мощности. Технологическая схема рассматриваемой ПГУ представлена на рис. 4.1.

Технологическая схема ГТУ соответствует технологической схеме газотурбинной части ПГУ. В качестве материала сопловых и рабочих лопаток охлаждаемых ступеней ГТ в расчетах принят перспективный сплав ВЖМ 6 [45]. Его прочностные свойства приведены в табл. 4.1. На основании указанных данных можно определить зависимость предельного напряжения от температуры и времени. В расчетах принималось, что время работы сопловых и рабочих лопаток должно быть не менее 50 тыс. ч. При расчете теплопередачи в лопатках охлаждаемых ступеней учитывался термобарьерный керамический слой толщиной 0,3 мм. Теплопроводность керамического слоя – 1,3 Вт/м. При решении опти-

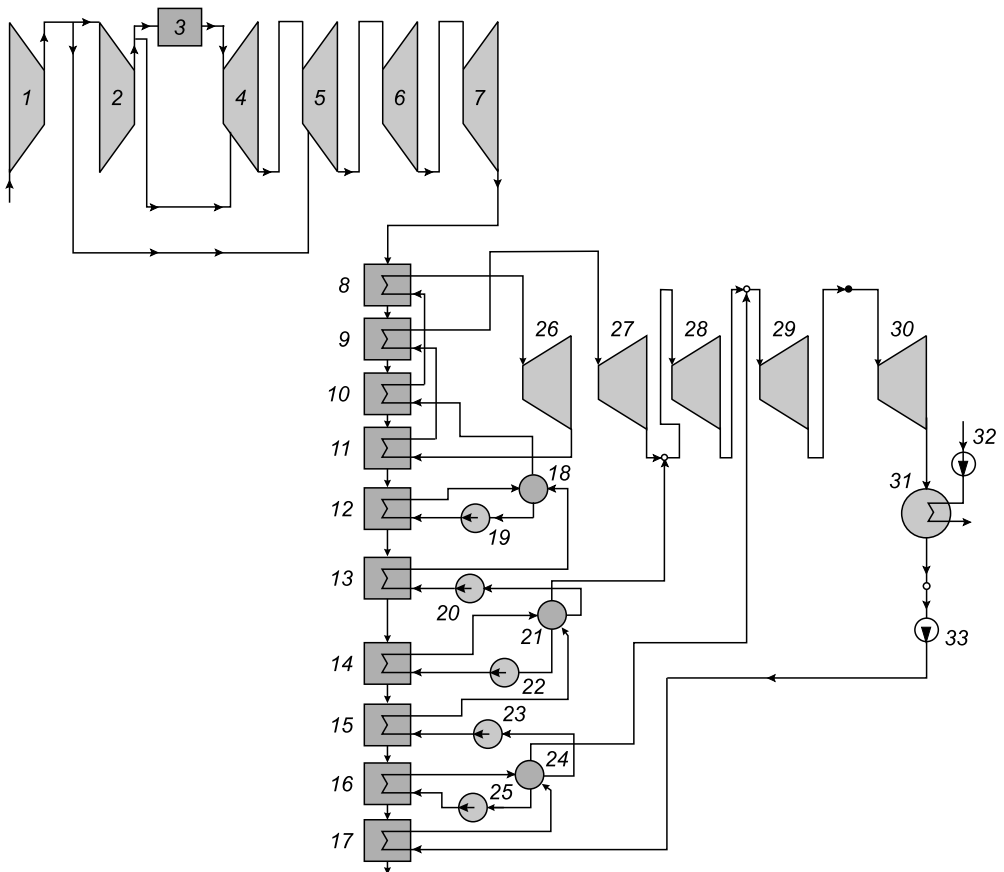


Рис. 4.1. Технологическая схема парогазовой установки:

1, 2 – отсеки компрессора газовой турбины (ГТ); 3 – камера сгорания ГТ; 4, 5 – охлаждаемые ступени ГТ; 6, 7 – неохлаждаемые ступени ГТ; 8–17 – котел-утилизатор; 26–30 – отсеки паровой турбины; 18, 21, 24 – барабаны-сепараторы; 19, 20, 22, 23, 25, 32, 33 – насосы; 31 – конденсатор.

Таблица 4.1

**Предельная прочность сплава ВЖМ 6 при различных температурах и времени нагрузки**

Параметр	Значение					
	900	900	1000	1000	1100	1100
Температура материала, °С	900	900	1000	1000	1100	1100
Время работы, ч	100	1000	100	1000	100	100
Предельное напряжение при заданных температуре и времени работы, МПа	595	435	315	220	180	130

мизационной задачи учитывались следующие ограничения: высоты рабочих лопаток ГТ не более 0,9 м, шаг рабочих и сопловых лопаток не менее 0,05 м, угол раскрытия проточной части для охлаждаемых ступеней ГТ не более 25°, угол раскрытия для неохлаждаемых ступеней не более 35°, скорость газа на выходе из сопловых лопаток ГТ не более скорости звука, давление продуктов сгорания на выходе из котла-утилизатора ПГУ не менее 0,104 МПа, влажность пара на выходе из последней ступени паровой турбины не более 14 % и др. Всего при оптимизации ГТУ учитывалось 156 ограничений-неравенств, а при оптимизации ПГУ – 229 ограничений-неравенств. Для каждой сопловой и рабочей решетки ГТ принималось по 4 базовых профиля. Всего при оптимизации учитывалось 130 оптимизируемых параметров для ГТУ и 166 параметров для ПГУ. Оптимизация проводилась по указанным выше критериям. Для проведения оптимизационных расчетов была принята следующая исходная информация. Цена топлива (природного газа) равнялась 100, 200 и 300 долл./т у.т. Удельная стоимость труб теплообменников, сделанных из перлитной стали, – 10 тыс. долл./т, теплообменников, сделанных из углеродистой стали, – 7 тыс. долл./т. Удельная стоимость паровой турбины – 100 долл./кВт (без стоимости конденсатора), насосов – 70 долл./кВт.

Доля затрат на строительные-монтажные работы принята равной 30 % от стоимости изготовления оборудования. Доля стоимости неучтенного оборудования – 40 % от стоимости основного оборудования. Внутренняя норма возврата капиталовложений – 15 %.

В соответствии с изложенным подходом выполнены три серии оптимизационных расчетов, результаты которых приведены в табл. 4.2. Каждая серия состоит из пяти расчетов: три расчета по критерию минимума цены электроэнергии при цене топлива 100 долл./т у.т., 200 долл./т у.т и 300 долл./т у.т.; один расчет по критерию максимума КПД и один расчет по критерию минимума удельных капиталовложений. Для каждого варианта были определены значения не только того критерия, по которому он оптимизировался, но и четырех остальных критериев. Первая серия оптимизационных расчетов проводилась для ГТУ, вторая – для ПГУ, причем давление воздуха за компрессором, температура газа перед газовой турбиной, расход топлива в камеру сгорания газовой турбины в этой серии не оптимизировались, а принимались равными оптимальным значениям этим параметров в соответствующих оптимизационных расчетах первой серии.

Третья серия расчетов осуществлялась для ПГУ и отличалась от второй тем, что в состав оптимизируемых были включены и три указанных выше параметра. Сопоставление результатов второй и третьей серий расчетов позволяет оценить эффективность согласованной оптимизации всех параметров цикла ПГУ и параметров проточной части ГТ (третья серия расчетов) по сравнению с

Таблица 4.2

Показатель	Критерий эффективности, по которому проводилась оптимизация																
	Максимальный КПД			Минимум цены электроэнергии при различных ценах топлива ( $C_t$ )												Минимум удельных капиталовложений	
				$C_t = 300$ долл./т у.т.			$C_t = 200$ долл./т у.т.			$C_t = 100$ долл./т у.т.							
	Номера серий расчетов																
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
КПД, %	42,18	61,01	63,02	40,08	59,17	57,36	39,75	57,34	54,69	38,32	54,74	53,3	31,3	47,15	46,57		
Цена электроэнергии при различных ценах топлива, цент/(кВт·ч)	15,33	13,84	13,84	14,03	11,05	10,93	14,05	11,29	11,03	14,27	11,42	11,13	16,05	11,87	11,95		
300 долл./т у.т.	12,42	13,19	11,89	10,97	8,97	8,79	10,96	9,16	8,78	11,07	9,17	8,83	12,13	9,27	9,32		
200 долл./т у.т.	9,51	11,1	9,94	7,91	6,9	6,65	7,88	7,02	6,55	7,87	6,93	6,53	8,21	6,67	6,68		
100 долл./т у.т.	182,8	177,1	234,8	322,0	316,3	321,7	330,3	310,5	322,2	333,8	313,4	309,2	322,0	320,2	311,4		
Оптимальная полезная мощность ПГУ, МВт	–	264,5	362,5	–	475,3	527,9	–	476,3	523,6	–	476,6	510,7	–	485,0	480,6		
Оптимальная полезная мощность ПГУ, МВт	1264	1737	1531,5	929,4	924,1	863,8	917,3	933,9	822,7	894,3	898,2	809,4	822	779	774,7		
Удельные капиталовложения, долл./кВт	3,27	3,27	2,84	2,4	2,4	1,62	2,33	2,33	1,41	2,08	2,08	1,23	1,11	1,11	1,01		
Давление газа на входе в ГТ, МПа	1829	1829	2041,1	1950	1950	1963	1950	1950	1924	1947	1947	1892	1841	1841	1842		
Температура газа на входе ГТ, К	8,65	8,65	11,48	16,03	16,03	18,37	16,58	16,58	19,11	17,38	17,38	19,12	20,53	20,53	20,73		
Расход топлива в камеру сгорания ГТ, кг/с	–	15,9	19,7	–	16,93	17,4	–	16,94	15,7	–	14,9	15,4	–	12,27	11,48		
Давление острого пара, МПа	–	836	808,2	–	789,3	805,6	–	785,3	786,1	–	778,8	739	–	767	780		
Температура острого пара, К	–	54,28	79,1	–	96,69	128,8	–	102,5	130,2	–	102	129,9	–	106,7	108,5		
Расход пара на паровую турбину, кг/с	43,86	42,6	63,79	61,4	60,3	70,69	62,7	63,18	63,2	64,1	64,8	57,,2	51,9	51	50,89		
Расход охлаждающего воздуха на 1-ю ступень ГТ, кг/с	10,34	9,55	21,05	20,1	19,28	24,79	21,1	19,25	21,01	20,6	19,59	19,11	18,7	17,38	17,34		
Расход охлаждающего воздуха на 2-ю ступень ГТ, кг/с	–	87,37	127,7	–	158,9	206,2	–	165,8	201,4	–	163,2	201,5	–	164,8	169,3		
Полезная мощность ПГУ, МВт																	

эффективностью двухэтапной оптимизации, когда на первом этапе проводится согласованная оптимизация параметров цикла ГТУ и проточной части турбины (первая серия), а затем выполняется отдельная оптимизация паровой части ПГУ (вторая серия). Следует отметить, что на практике, как правило, используется второй вариант оптимизации ПГУ, когда на первом этапе разрабатывается ГТУ, а на втором для нее разрабатывается паротурбинная часть, при этом зачастую в качестве критерия эффективности принимается максимум КПД.

\* \* \*

Анализ полученных результатов показывает.

1. При оптимизации ГТУ по критерию максимума КПД степень сжатия в компрессоре ГТУ существенно выше, чем при согласованной оптимизации ПГУ по тому же критерию. При этом температура газа перед ГТ в первом случае заметно ниже, чем во втором. Это объясняется влиянием ограничений на механические напряжения сопловых и рабочих лопаток первой ступени ГТ. Для максимизации КПД отдельно рассматриваемой ГТУ оптимальным оказывается повышение степени сжатия за счет снижения температуры газа. Для ПГУ же, наоборот, оптимальным является повышение температуры за счет снижения степени сжатия.

2. Параметры газотурбинного цикла (в первую очередь степень сжатия воздуха в компрессоре), полученные в результате оптимизации ГТУ для всех критериев эффективности, существенно отличаются от параметров, полученных в результате согласованной оптимизации ПГУ.

3. Цена электроэнергии в оптимизационных расчетах третьей серии на 0,1–0,2 цент/(кВт·ч) ниже, чем в соответствующих расчетах второй серии. Из этого следует, что абсолютный эффект от согласованной оптимизации параметров газотурбинной и паротурбинной частей ПГУ с учетом объема годового отпуска электроэнергии находится в диапазоне от 3,0 до 6,0 млн долл. в год. Гораздо больший экономический эффект (1,3–3,4 цент/(кВт·ч)) дает переход от оптимизации по КПД к оптимизации по экономическим критериям.



---

## Глава 5 УГОЛЬНАЯ ПАРОГАЗОВАЯ УСТАНОВКА С НАГРЕВОМ РАБОЧЕГО ТЕЛА В РЕГЕНЕРАТИВНЫХ ТЕПЛООБМЕННИКАХ ПЕРИОДИЧЕСКОГО ДЕЙСТВИЯ

---

Повышение эффективности энергетических установок, использующих твердое топливо, является одной из важнейших проблем развития энергетических технологий. Поиск ее решения ведется по трем основным направлениям [2, 128, 135]: 1) паротурбинные установки (ПТУ) на суперсверхкритических параметрах пара (ССКП); 2) парогазовые установки (ПГУ) с внутрицикловой газификацией угля (ВЦГУ); 3) ПГУ с прямым сжиганием угля в кипящем слое под давлением и очисткой высокотемпературных продуктов сгорания от золы в керамических фильтрах. Рост энергетической эффективности ПТУ с ССКП ограничен наличием в энергомашиностроении жаропрочных металлов, способных работать при высоких температурах, и несовершенством термодинамического цикла Ренкина. Максимально возможный КПД этих блоков оценивается в 50 %. КПД ПГУ с ВЦГУ может достигать 52–54 %. Основным препятствием к широкому использованию таких ПГУ является низкая надежность и неустойчивость работы газификаторов на паровоздушном дутье, дороговизна процессов газификации угля, основанных на парокислородном дутье, и большой расход энергии на собственные нужды. Энергетическая эффективность прямого сжигания угля под давлением ограничена рабочими температурами кипящего слоя и керамических фильтров, которые лежат в диапазоне 800–950 °С. КПД ПГУ с прямым сжиганием угля в кипящем слое составляет 40–42 %. Анализ технологий производства электроэнергии, базирующийся на использовании твердого топлива, показывает, что оптимальное сочетание энергетической, экономической эффективности и надежности может быть достигнуто при использовании газопарового бинарного цикла в сочетании со сжиганием угля.

Перспективной и заслуживающей исследования является технология, основанная на использовании в качестве рабочего тела газотурбинного цикла воздуха, нагреваемого в регенеративных керамических теплообменниках периодического действия продуктами сгорания угольной пыли. При этом рабочее тело может быть нагрето до существенно более высоких температур, чем при сжигании угля в кипящем слое под давлением. Причем лишь малая часть золы, содержащейся в продуктах сгорания угля, оседает в керамическом теплообменнике и попадает затем в нагреваемый воздух. Это позволяет обеспечить высокую температуру воздуха перед турбиной (1200–1300 °С) при приемлемом уровне концентрации золы на входе в газовую турбину. Указанные керамические теплообменники циклического действия достаточно хорошо отработаны на опытных моделях МГД-генераторов замкнутого цикла, где показаны их работоспособность и надежность [103, 191, 224].

Теплообменник циклического действия представлен на рис. 5.1. Цикл состоит из периода нагрева керамической насадки и периода ее охлаждения, равных по времени. Нагрев насадки осуществляется продуктами сгорания угля, а охлаждение – воздухом.

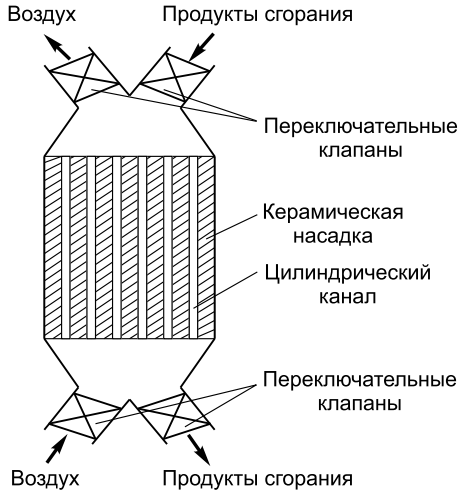


Рис. 5.1. Теплообменник циклического действия.

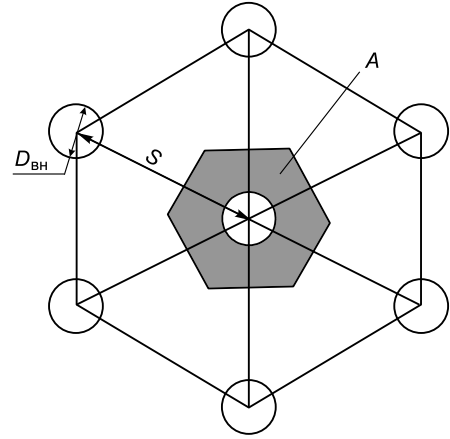


Рис. 5.2. Компоновка каналов.

Движение продуктов сгорания и воздуха происходит по противоточной схеме. Предполагается, что используется треугольная компоновка каналов, когда их центры находятся в вершинах равностороннего треугольника с длиной сторон, равной  $S$ .

Поперечная площадь насадки, приходящаяся на каждый канал, равна площади шестиугольника  $A$ , изображенного на рис. 5.2. Легко показать, что эта площадь

$$S_A = \pi/4 \left[ (0,525S)^2 - D_{вн}^2 \right]. \quad (5.1)$$

Исходя из этого, при расчете теплообмена рассматривается керамическое кольцо с внутренним диаметром, равным диаметру канала ( $D_{вн}$ ), и внешним диаметром —  $0,525S$  (рис. 5.3). Это кольцо делится на  $n$  вложенных друг в друга малых колец. Кроме того, по высоте канала выделяется  $m$  слоев. Принято, что внешнее кольцо не имеет теплообмена с окружающей средой.

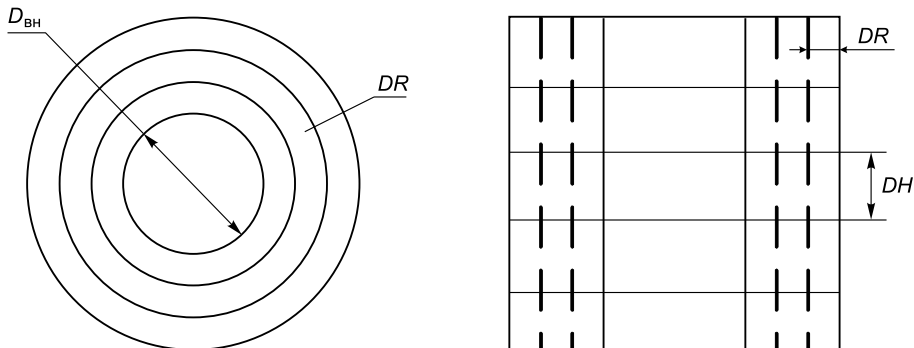


Рис. 5.3. Элементы канала при расчете теплообмена:

$D_{вн}$  — диаметр канала;  $DR$ ,  $DH$  — толщина и высота малого кольца соответственно.

Общее число малых колец при расчете теплообмена составляет  $n \cdot m$ . Учитывается тепло, получаемое внутренним кольцом от газа, или тепло, передаваемое воздуху, и теплообмен между соседними керамическими кольцами через их боковые поверхности и торцы.

Производная температуры керамики  $i$ -го малого кольца в момент  $t$  определяется как

$$\frac{dT_{it}}{dt} = \frac{\sum_{j \in J_i} Q_{jt} + \bar{Q}_{it}}{c_{(T_{it})} \cdot V_i \cdot \rho}, \quad i=1, \dots, n \cdot m, \quad (5.2)$$

где  $Q_{jt}$  – тепловой поток от  $j$ -го смежного кольца к  $i$ -му кольцу;  $J_i$  – множество номеров колец, смежных с  $i$ -м кольцом;  $\bar{Q}_{it}$  – поток тепла для  $i$ -го кольца в момент времени  $t$  от охлаждаемых продуктов сгорания или к нагреваемому воздуху (если  $i$ -е кольцо не внутреннее, то  $\bar{Q}_{it} = 0$ );  $c$  – удельная теплоемкость керамики;  $V_i$  – объем  $i$ -го кольца;  $\rho$  – плотность керамики.

В результате решения численным методом Эйлера системы дифференциальных уравнений (5.2) для периода нагрева, а затем для периода охлаждения определяется температура керамики для всех колец в конце цикла в зависимости от этой температуры в начале цикла. Условие стационарности состоит в равенстве этих температур. Расчет условия осуществляется методом Ньютона. При этом в качестве невязок выступают разности температур колец в начале и конце цикла, а в качестве вычисляемых параметров – температуры керамики в начале цикла.

Для сокращения неравномерности подогрева воздуха целесообразно использовать не один керамический теплообменник, а группу теплообменников, циклические процессы в которых происходят со сдвигом по времени. Расчет группы керамических теплообменников состоит в определении температуры уходящих газов и воздуха этой группы, получающихся в результате смешения этих теплоносителей, поступающих от теплообменников, находящихся в различных фазах циклического процесса. Целесообразно принять, что теплообменники разбиваются на пары, причем сдвиг в работе теплообменников одной пары составляет  $\tau^{\text{cycle}}/2$ , где  $\tau^{\text{cycle}}$  – продолжительность цикла. Тогда сдвиг в работе  $i$ -й пары теплообменников (по сравнению с работой 1-й пары) составит

$$\Delta\tau_i = \frac{\tau^{\text{cycle}}}{2} \frac{i-1}{n_{\text{пар}}}, \quad (5.3)$$

где  $n_{\text{пар}}$  – число пар теплообменников.

Зная зависимость изменения температуры продуктов сгорания и воздуха от времени для одного теплообменника, легко определить температуры на выходе группы регенеративных теплообменников в каждый момент времени, а также среднюю, максимальную и минимальную температуры за весь цикл.

С использованием математических моделей групп регенеративных теплообменников, воздушного компрессора, газовой турбины, камеры сгорания, воздушного котла, паровой турбины и др. разработана математическая модель угольной ПГУ (рис. 5.4). Модель ПГУ включает 555 входных, 418 выходных и 5 итерационно-уточняемых параметров. Расчет схемы производится итерационным методом Зейделя.

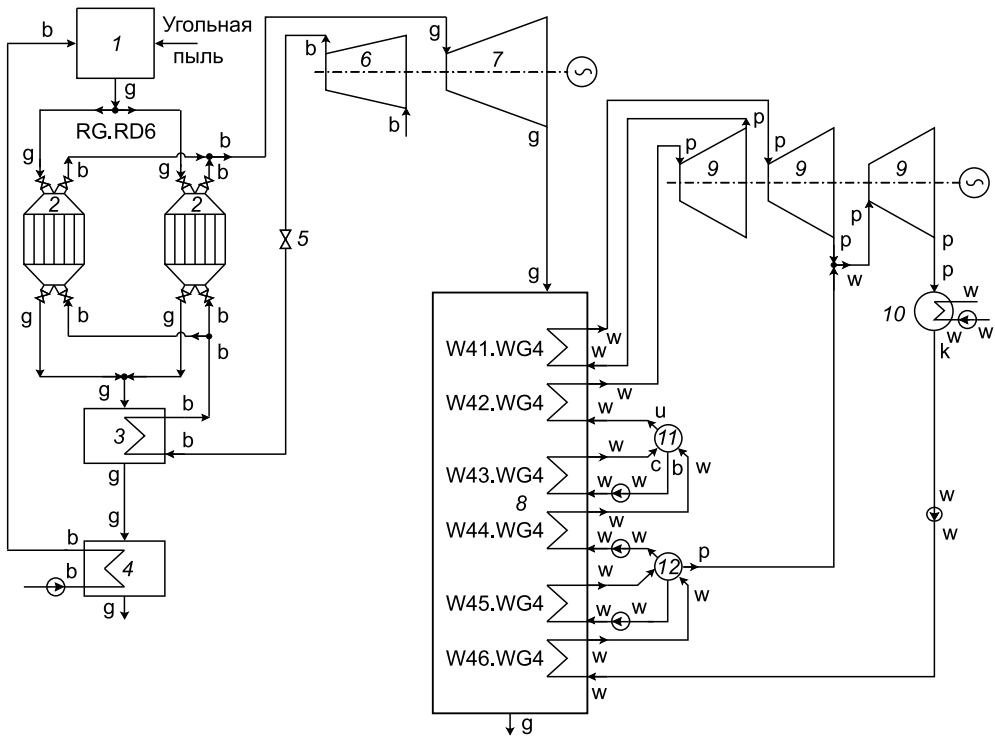


Рис. 5.4. Угольная ПГУ с регенеративными воздухоподогревателями циклического действия:

1 – камера сгорания; 2 – группа регенеративных керамических теплообменников; 3 – трубчатый воздухоподогреватель циклового воздуха; 4 – трубчатый воздухоподогреватель; 5 – регулирующий клапан; 6 – компрессор; 7 – газовая турбина; 8 – воздушный котел-утилизатор; 9 – паровая турбина; 10 – конденсатор; 11, 12 – барабан-сепаратор высокого и низкого давления соответственно; g – газ, p, c – пар, w – пар, вода, k, u – конденсат, b – воздух; W41.WG4–W46.WG4 – теплообменные поверхности котла-утилизатора; RG.RD6 – разделитель потоков.

*Математическая модель камеры сгорания* твердого топлива предназначена для определения состава продуктов сгорания и требуемого расхода воздуха. При этом исходными данными являются: расход, давление и температура топлива, температура продуктов сгорания на выходе из камеры сгорания, температура и коэффициент избытка воздуха, доля потерь тепла от химического недожога.

*Модели газовой турбины и компрессора* служат для определения их мощности и выходной температуры рабочего тела. Исходные данные – расход рабочего тела, компонентный состав, входные давление и температура, выходное давление, адиабатный КПД, скорость рабочего тела на выходе из турбомшины. В моделях проводится упрощенный расчет процесса расширения (без учета числа ступеней и их конструктивных характеристик). В модели основной газовой турбины учитывается снижение тепловой эффективности в связи с охлаждением проточной части воздухом, в математической – ограничение на входную температуру газа, а в модели компрессора – на предельно допустимую степень сжатия.

В моделях отсеков паровой турбины определяется изменение параметров рабочего тела в процессе расширения, а также вырабатываемая при этом механическая мощность. В них учитывается снижение тепловой эффективности при работе в области влажного пара.

*Математическая модель конденсатора паровой турбины*, представляющего собой пароводяной теплообменник поверхностного типа, ориентирована на определение величины тепловоспринимающей поверхности и расхода охлаждающей воды. При этом задаются термодинамические параметры пара и охлаждающей воды, расход пара, скорость охлаждающей воды и конструктивные характеристики. Модель конденсатора основана на методике теплового расчета [2].

*Математические модели теплообменников* воздушного котла-утилизатора включают уравнения теплопередачи и теплового баланса. Для решения системы уравнений используется итерационный метод Зейделя. После решения этой системы определяются средняя и наружная расчетные температуры металла труб, а также предельно допустимые и действующие напряжения. Проверяется выполнение технических ограничений на такие параметры теплообменника, как скорость нагреваемого теплоносителя на выходе из труб тепловоспринимающей поверхности, температуру металла труб и т. д.

Для определения термодинамических и транспортных параметров (энтальпии, энтропии, удельного объема, сухости, температуры, давления, динамической вязкости и теплопроводности) воды и пара используются разработанные в ИСЭМ СО РАН подпрограммы, реализующие метод узловых точек, построенные на основе зависимостей и таблиц теплофизических свойств воды и водяного пара [127]. Термодинамические свойства газовых смесей (энтальпии, теплоемкости и удельного объема) определяются на основе выражений, применимых для смесей идеальных газов [132, 197].

Математическая модель ПГУ ориентирована на конструкторский расчет элементов установки: поверхностей нагрева теплообменников, массы керамики, мощностей насосов, компрессоров, газовой и паровой турбин и др.

С использованием математической модели ПГУ проведены оптимизационные исследования, целью которых было определение оптимальных термодинамических и расходных параметров установки по критерию максимума электрического КПД с учетом физико-технических ограничений на параметры установки

$$\max \dot{\eta}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \quad (5.4)$$

при ограничениях

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0, \quad (5.5)$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \geq 0, \quad (5.6)$$

$$\mathbf{x}_{\min} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_{\max}, \quad (5.7)$$

где  $\mathbf{x}$  – вектор независимых оптимизируемых параметров;  $\mathbf{y}$  – вектор зависимых вычисляемых параметров;  $\mathbf{H}$  – вектор ограничений-равенств (уравнения материального, энергетического балансов, теплопередачи и др.);  $\mathbf{G}$  – вектор ограничений-неравенств;  $\mathbf{x}_{\min}$ ,  $\mathbf{x}_{\max}$  – векторы граничных значений оптимизируемых параметров.

В качестве оптимизируемых параметров назначались давления, температуры, расходы воздуха, расход топлива, энтальпии, давления и расходы острого

Таблица 5.1

**Оптимальные значения  
оптимизируемых параметров угольной ПГУ  
с регенеративными воздухоподогревателями  
периодического действия**

Параметр	Ми- нимум	Опти- мум	Мак- симум
Давление воздуха на входе керамических теплообменников, МПа	0,75	0,9	2,5
Температура воздуха на входе керамических теплообменников, К	300	983,2	1100
Расход воздуха на входе керамических теплообменников, кг/с	200	880,1	1000
Температура воздуха на выходе трубчатого воздухоподогревателя, К	300	616,3	700
Энтальпия пара высокого давления, кДж/кг	2900	3392,7	3600
Давление пара промпрегрева, МПа	1	5,6	6
Энтальпия пара промпрегрева, кДж/кг	2900	3545,8	3600
Давление пара низкого давления, МПа	1	1,9	3
Давление пара высокого давления, МПа	12	20	26
Давление газа на выходе газовой турбины, МПа	0,1	0,108	0,12
Энтальпия воды на выходе экономайзера высокого давления, кДж/кг	1200	2081,5	3000
Расход питательной воды, кг/с	100	222,5	300
Доля расхода питательной воды на контур низкого давления	0,1	0,85	0,99
Коэффициент избытка воздуха в камере сгорания	1	1,11	2
Расход угольной пыли, кг/с	50	74,2	150

Таблица 5.2

**Оптимальные показатели  
угольной ПГУ с регенеративными  
воздухоподогревателями периодического  
действия**

Показатель	Значе- ние
Расход топлива, тыс. т/год	1736
Площадь теплообмена каналов в группе керамических теплообменников, м <sup>2</sup>	17 800
Площадь теплообменных поверхностей трубчатого воздухоподогревателя, м <sup>2</sup> :	
циклового воздуха	81 800
воздуха, поступающего на сжигание угольной пыли	60 170
Число каналов в одном керамическом теплообменнике, шт.	180
Масса керамики в одном керамическом теплообменнике, кг	13 250
Высота корпуса керамического теплообменника, м	6
Площадь теплообменных поверхностей, м <sup>2</sup> :	
W41.WG4	6930
W42.WG4	19 140
W43.WG4	5610
W44.WG4	55 300
W45.WG4	50 000
W46.WG4	128 600
Температура на входе в газовую турбину, К	1730
Давление на входе в газовую турбину, МПа	0,9
Мощность турбин, МВт:	
паровой	316
газовой	312
воздушного компрессора	286
Полезная мощность, МВт	600
Электрический КПД, %	47,8

пара, пара высокого и низкого давления и др. Всего в задаче оптимизировалось 15 параметров технологической схемы (табл. 5.1). Система ограничений содержит условия на неотрицательность конечных температурных напоров теплообменников, перепадов давлений вдоль проточной части паровой и газовой турбин, ограничения на расчетные температуры и механические напряжения труб теплообменников и т. д. Всего — 50 ограничений.

В качестве топлива в ПГУ использовался бурый уголь Мугунского месторождения Иркутской области стоимостью 25 долл./т с низшей теплотой сгорания 4130 ккал/кг следующего состава, %: углерод – 0,464, водород – 0,036, сера – 0,01, кислород – 0,1, азот – 0,01, влажность – 0,19, зольность – 0,19.

Оптимальные параметры угольной ПГУ, полученные в результате исследований, приведены в табл. 5.2.

\* \* \*

Выполненные расчеты показывают высокую энергетическую эффективность рассматриваемой схемы угольной ПГУ с регенеративными керамическими воздухоподогревателями периодического действия и перспективность этого типа установок, поскольку полученный в ходе этих расчетов оптимизированный КПД нетто по производству электроэнергии составил 47,8 %. Кроме того, использование воздуха в качестве рабочего тела газотурбинного цикла дает возможность увеличить сроки службы газовой турбины и поверхностей нагрева котла-утилизатора, что ведет к снижению эксплуатационных затрат.

---

## Глава 6    ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ПАРОГАЗОВОЙ МИНИ-ТЭС С АТМОСФЕРНЫМ ГАЗОГЕНЕРАТОРОМ

---

Одной из острых проблем отечественной энергетики (особенно для районов Сибири и Дальнего Востока) является надежное энергообеспечение потребителей, удаленных от централизованных электросетей. Эта задача обычно решается путем создания местных электрогенерирующих станций, работающих на привозном или местном органическом топливе. Выбор установок и их параметров для работы на таких станциях представляет важную задачу, имеющую большое практическое значение. Он определяется в первую очередь доступностью разных видов топлива и технико-экономическими показателями соответствующих установок.

Наиболее распространенными местными топливами являются уголь, торф, биомасса и др. Близость их расположения к потребителю дает возможность не использовать дальний транспорт и снижает топливную составляющую в конечной стоимости энергии. Вместе с тем технологии сжигания топлива в генерирующих установках малой мощности, как правило, уступают в надежности и простоте технологиям, где применяется качественное привозное топливо, в первую очередь, дизельное, что существенно сказывается на капитальных и эксплуатационных затратах. К важному вопросу можно отнести также загрязнение атмосферы продуктами неполного сгорания (СО, сажа) и кислотными оксидами.

В связи с этим целесообразно рассматривать другие твердотопливные технологии, альтернативные сжиганию. Среди них наиболее перспективной считается газификация [27]. Основным ее преимуществом является то, что продуктом переработки твердого топлива служит горючий газ, который может быть использован эффективнее, например, в газовых и парогазовых циклах, чем исходное топливо. Главный ограничивающий фактор в этом случае – эффективность процесса газификации, которая наилучшим образом характеризуется величиной химического КПД. Химический КПД газификации ( $\text{КПД}_{\text{хим}}$ ) – это доля теплотворной способности твердого топлива, которая превращается в теплотворную способность горючих газов. На ряде крупных установок для проведения газификации твердых топлив получены высокие значения  $\text{КПД}_{\text{хим}}$  (порядка 0,8–0,9), но для установок малой мощности этот параметр остается довольно низким (около 0,6–0,7) [48].

В настоящей работе исследуется парогазовая установка (ПГУ), в которой горючий газ получается в слоевом обращенном газогенераторе атмосферного давления и используется в парогазовом цикле с применением технологий STIG (Steam Injected Gas Turbine). Такая установка может, по мнению авторов, реально конкурировать с другими технологиями получения электроэнергии из органических топлив в установках малой мощности за счет использования простого варианта осуществления процесса переработки топлива и эффективного термодинамического цикла. Расчеты проводились для установок мощностью около 5 МВт(э).





бы влияние важных факторов. Обычно в подобных исследованиях используется традиционная термодинамическая модель конечного равновесия [177]. Такой подход, однако, имеет ограниченную применимость. Если для мощных газогенераторов, в которых реализуются высокие значения температур и давлений, достижение равновесного состава можно предполагать с достаточно высокой точностью, то в слоевых аппаратах малой мощности конечное равновесие практически не реализуется из-за низких температур и скоростей тепломассообмена. Поэтому, для того чтобы найти состав и температуру генераторного газа на выходе из слоя, необходимо учесть конечную скорость процессов переноса и химических превращений. Одной из множества разработанных математических моделей для описания физико-химических превращений в слое твердых топлив является модель, представленная в статье [35]. Это одномерная модель, которая позволяет рассчитать изменение температуры и состава газовой и твердой фаз по высоте слоя при стационарном протекании процесса. Основным отличием этой модели от остальных является комбинация термодинамического и кинетического методов расчета процесса газификации в каждой расчетной точке: для расчета количества топлива, которое срабатывается при пиролизе и газификации, используются уравнения кинетики гетерогенных реакций, а состав газовой фазы считается равновесным. Расчеты состава системы (к “химической” задаче) и распределения температур (относятся к “тепловой” задаче) проводятся последовательно на каждой итерации, благодаря чему вычислительный алгоритм упрощается. Подобный подход при вычислении газификации углерода был применен В.И. Ковенским [89].

Для создания упрощенной модели была проведена серия вариантных расчетов в целях получения массива данных, соответствующих диапазону возможных условий протекания процесса газификации (границы диапазона заданы экспертно). Варьируемыми переменными являются удельный расход дутья (кг воздуха на кг угля) и его температура. Массив данных используется в модели установки следующим образом. При расчете узла газификации вызывается подпрограмма, которая, используя значения входящих параметров (расхода и температуры дутьевого воздуха), производит интерполяцию по рассчитанным точкам и выдает информацию о выходящих потоках химических компонентов газа, степени использования топлива и температуре продуктов газификации.

### 6.3. Характеристики топлива и химический КПД газификации угля

Топливом выбран подсушенный азейский уголь, имеющий следующие характеристики:  $W^p = 10$  – влажность на рабочую массу, мас.%;  $A^d = 17$  – зольность на сухую массу, мас.%;  $C^{daf} = 77,4$ ,  $H^{daf} = 4,6$ ,  $O^{daf} = 18$  – массовые доли углерода, водорода, кислорода в органической массе топлива, мас.%;  $V^{daf} = 44$  – выход летучих на горючую массу, мас.%;  $Q_{высш} = 21,7$  МДж/кг – высшая теплотворная способность органической массы топлива; средний размер частиц – 30 мм. Геометрические размеры реакционной зоны газогенератора заданы постоянными для всех расчетов: высота слоя – 2 м, площадь сечения аппарата – 3,14 м<sup>2</sup>. Для обеспечения заданной мощности в схему включены два газогенератора.

Из рис. 6.2 видно, что при постоянной начальной температуре и изменении удельного расхода дутья КПД<sub>хим</sub> газификации имеет экстремум. Такая экстремальность является следствием того, что после срабатывания органической

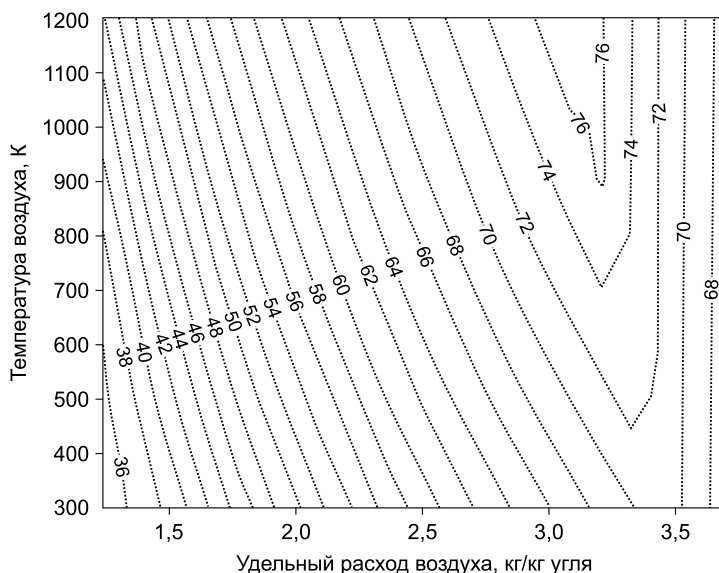


Рис. 6.2. Зависимость химического КПД (%) от удельного расхода и температуры дутья.

массы топлива оставшийся окислитель расходуется на окисление горючего газа [204]. Интересен тот факт, что при приближении к изолинии 100%-й конверсии топлива наклон изолиний КПД<sub>хим</sub> увеличивается, т. е. по мере приближения к оптимальным условиям проведения газификации процесс становится чувствительнее к начальной температуре воздуха.

Режимы, в которых степень конверсии топлива на выходе не достигает 80–90 %, заведомо не эффективны в предлагаемой схеме, поскольку отсутствует дополнительная топка, в которой мог бы сгорать коксозольный остаток. Поэтому из всего массива данных для расчета схемы были выбраны только режимы с высокой степенью конверсии.

#### 6.4. Результаты оптимизации параметров установки

В настоящей работе решаются следующие задачи оптимизации.

**Задача 1.** Минимизация удельного расхода топлива на единицу произведенной электроэнергии

$$\min \frac{B_{\text{ч}}}{N_{\text{пол}}} \tag{6.1}$$

при следующих условиях:

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{s}_0, B_{\text{ч}}) = 0, \tag{6.2}$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{s}_0, B_{\text{ч}}) \geq 0, \tag{6.3}$$

$$N_{\text{пол}} = \mathbf{y}_l, \tag{6.4}$$

$$\underline{\mathbf{x}} \leq \mathbf{x} \leq \bar{\mathbf{x}}, \tag{6.5}$$

где  $B_{\text{ч}}$  – расход топлива;  $N_{\text{пол}}$  – полезная электрическая мощность установки;  $\mathbf{x}$  – вектор оптимизируемых параметров;  $\mathbf{y}$  – вектор вычисляемых параметров;

$s_0$  – вектор исходных данных;  $\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, s_0)$  – векторная функция ограничений-неравенств;  $\mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, s_0)$  – векторная функция ограничений-равенств;  $\underline{\mathbf{x}}, \bar{\mathbf{x}}$  – минимальная и максимальная границы вектора  $\mathbf{x}$ .

**Задача 2.** Минимизация цены электроэнергии при заданном значении внутренней нормы возврата капиталовложений

$$\min C_{\text{эл}}(B_{\text{год}}, \Theta_{\text{год}}, K, C_{\text{T}}, \varepsilon, \text{IRR}_z) \quad (6.6)$$

при условиях

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, s_0, B_{\text{ч}}) = 0, \quad (6.7)$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, s_0, B_{\text{ч}}) \geq 0, \quad (6.8)$$

$$B_{\text{год}} = B_{\text{ч}} \tau_{\text{исп}}, \quad (6.9)$$

$$\Theta_{\text{год}} = N_{\text{пол}} \tau_{\text{исп}}, \quad (6.10)$$

$$N_{\text{пол}} = \mathbf{y}_I, \quad (6.11)$$

$$K = \psi(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{F}), \quad (6.12)$$

$$\underline{\mathbf{x}} \leq \mathbf{x} \leq \bar{\mathbf{x}}, \quad (6.13)$$

где  $C_{\text{эл}}$  – цена электроэнергии, обеспечивающая заданный уровень внутренней нормы возврата капиталовложений  $\text{IRR}_z$ ;  $B_{\text{год}}$  – годовой расход топлива;  $\Theta_{\text{год}}$  – годовой отпуск электроэнергии;  $K$  – капиталовложения в установку;  $C_{\text{T}}$  – цена топлива;  $\varepsilon$  – вектор экономических условий (ставка налога на прибыль, ставка амортизационных отчислений и др.);  $\tau_{\text{исп}}$  – число часов использования установленной мощности;  $\mathbf{F}$  – вектор удельных стоимостей элементов установки. Задача решалась при двух значениях цены топлива: 100 и 200 долл./т у.т. (т у.т. – тонна условного топлива,  $29,308 \cdot 10^9$  Дж) и заданной величине внутренней нормы возврата капиталовложений, равной 15 %. В качестве оптимизируемых параметров были приняты: удельный расход воздуха на входе в газогенератор и его температура, температура и давление газа на выходе из камеры сгорания, энтальпия воды или пара на выходе из поверхностей нагрева, расход воды и пара в экономайзерные поверхности нагрева. При оптимизации учитывались следующие ограничения: на конечные температурные напоры всех теплообменников (не менее 10 К), на температуры и механические напряжения металла труб теплообменников, на температуру процесса газификации (сверху и снизу), на давление и температуру газов перед турбиной сверху и др. Капиталовложения в установку определены из выражения

$$K = \left[ K_0 + C_{\text{ГТ}} b_{\text{у.т}} + (1 + \alpha_{\text{п}}) \sum_{i=1}^{N_{\text{п}}} F_i \Pi_i^M + N_{\text{ГТ}} C_{\text{ГТ}} + C_{\text{к}} (N_{\text{КВ}} + N_{\text{СГ}}) + N_{\text{пол}} C_{\text{эл}} \right] \times \\ \times (1 + \alpha_{\text{СТ}}). \quad (6.14)$$

Здесь  $K$  – суммарные капиталовложения, тыс. долл.;  $K_0$  – постоянная составляющая капиталовложений (1500 тыс. долл.);  $C_{\text{ГТ}}$  – удельная стоимость блока газификации без стоимости теплообменников (4000 тыс. долл./кг у.т./с);  $b_{\text{у.т}}$  – расход условного топлива в газогенераторе, кг у.т./с;  $N_{\text{п}}$  – число поверхностей нагрева в газогенераторе и котле-утилизаторе;  $\alpha_{\text{п}}$  – доля неучтенных затрат на теплообменные поверхности;  $F_i$  – площадь  $i$ -й поверхности теплообмена, м<sup>2</sup>;

$\Pi_i^M$  – цена металла  $i$ -й поверхности (120 долл./м<sup>2</sup>);  $N_{ГТ}$  – мощность газовой турбины, кВт;  $C_{ГТ}$  – удельная стоимость турбины (300 долл./кВт);  $C_K$  – удельная стоимость компрессоров (200 долл./кВт);  $N_{KB}$  – мощность компрессоров воздушных;  $N_{CG}$  – мощность компрессора генераторного газа;  $N_{пол}$  – полезная мощность установки;  $C_{эл}$  – удельная стоимость электрооборудования (100 долл./кВт);  $\alpha_{ст}$  – доля капиталовложений в общестанционное оборудование, проектирование и т. д. Число часов использования установленной мощности ПГУ принимали равным 7000. Методика расчета экономических характеристик энергетических проектов приведена в статье [79]. На основе этой методики и выполнены расчеты. Оптимизация установки проводилась с помощью ПК СМПП, разработанных в ИСЭМ СО РАН [150].

Результаты оптимизационных расчетов представлены в табл. 6.1. В расчете использовались две модели газогенератора – модель из работы [35] (модель 1) и модель конечного термодинамического равновесия (модель 2). Использование двух моделей дает возможность оценить, насколько предлагаемая методика расчета газогенератора позволяет уточнить оптимальное решение по установке по сравнению с традиционной моделью. Результаты оптимизационных расчетов получены для установки, перерабатывающей 2 т угля в час.

Данные, полученные при использовании разных моделей газогенератора, значительно различаются. Во всех случаях удельный расход топлива выше на 20–25 % для расчетов, выполненных с использованием модели 1 [35]. Это связано с тем, что данная модель более точно описывает потери теплоты исходного топлива с недожогом и потери от сгорания части газа, необходимого для

Таблица 6.1

**Результаты оптимизационных расчетов**  
(1 – модель из [35], 2 – модель конечного термодинамического равновесия)

Параметр	max КПД		min $\Pi_{ЭЭ}$			
			100 долл./т у.т.		200 долл./т у.т.	
	1	2	1	2	1	2
Удельный расход воздуха на газификацию угля, кг/кг	3,61	2,70	3,53	2,70	3,52	2,70
Температура воздуха на входе в реакционную камеру, К	305	326	403	416	400	410
Температура газа на выходе из газогенератора, К	1004	1065	1002	1108	1001	1106
Расход химически очищенной воды на входе в установку, кг/с	2,13	2,51	1,84	2,18	1,81	2,20
Температура газа на входе в турбину, К	1560	1560	1560	1560	1560	1560
Давление газа на входе в турбину, кг/см <sup>2</sup>	19,20	19,20	18,65	19,10	18,74	19,02
Температура газа на выходе из турбины, К	964	952	960	945	956	947
Температура выхлопных газов, К	327	344	405	421	407	414
Полезная мощность установки, мВт	4,03	5,02	3,81	4,73	3,84	4,74
Годовой отпуск электроэнергии, мВт·ч	28 188	35 113	26 636	33 143	26 881	33 187
Удельные капиталовложения, тыс. долл./мВт	2156	1960	2115	2008	2122	2008
Цена электроэнергии, цент/(кВт·ч)	13,32	11,83	11,91	10,78	15,58	13,75
Удельный расход топлива, т у.т./ (мВт·ч)	0,351	0,282	0,371	0,298	0,368	0,298

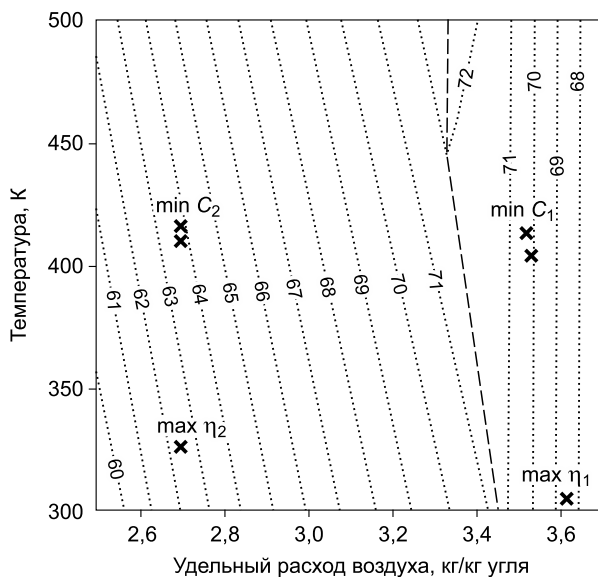
поддержания автотермичности процесса. Этим объясняются и высокие значения удельного расхода воздуха, которые выходят на 25–30 % выше, чем при использовании модели полного равновесия. Сравнение по составу газа показывает частичное окисление горючих компонентов: расход по  $\text{CO}_2$  при расчете на модели 1 в три раза превышает величины, полученные при расчете на модели 2.

Интересным результатом оптимизационных расчетов ПГУ является то, что при оптимальных режимах работы установки в целом режимы работы газогенератора не совпадают с его оптимальными режимами по критерию максимума химического КПД. Расчетные режимы работы газогенератора отмечены крестиками на рис. 6.3.

Оптимальные режимы, полученные при использовании модели 2, располагаются левее линии максимума  $\text{КПД}_{\text{хим}}$  (при меньших расходах воздуха). Это связано с тем, что при достижении полного равновесия в системе топливо–газ положение изолиний  $\text{КПД}_{\text{хим}}$  в используемых координатах меняется. Результаты расчетов на модели 1 показывают, что в этой области возможны большие потери с недожогом.

Для расчетов на модели 1 во всех случаях наблюдаются отклонения от условий достижения максимального химического КПД при заданной температуре дутья в сторону увеличения расхода воздуха. Это связано с большим приростом эффективности использования топлива от получения пара в теплообменниках при охлаждении генераторного газа, чем от увеличения химического КПД. Это объясняется пологой зависимостью химического КПД от температуры и расхода: отличие максимального и оптимизированного химического КПД составляет 1–2 %. Вообще, подогрев дутья оказывается малоэффективным способом оптимизации работы ПГУ.

Переход от максимизации КПД ПГУ к минимизации цены электроэнергии приводит к существенному уменьшению поверхностей нагрева и повышению температуры дутья примерно на 100 К. Из рис. 6.3 видно, что режимы с минимумом цены энергии достаточно близки друг к другу. Режимы с максимумом



КПД ПГУ находятся в области меньших температур, поскольку теплота уходящих газов полностью снимается до воздухоподогревателя.

*Рис. 6.3.* Положение оптимизированных режимов газификации относительно линии максимума  $\text{КПД}_{\text{хим}}$ , % (штриховая линия):

min C — расчеты на минимум стоимости энергии; max  $\eta$  — расчеты на максимум общего КПД установки. Цифры соответствуют разным моделям процесса газификации: 1 — модель из [35]; 2 — модель конечного равновесия.

Увеличение стоимости топлива приводит к оптимальному решению с незначительным увеличением поверхностей нагрева и снижению удельного расхода топлива. Стоимость электроэнергии возрастает при этом на 30 %.

Получаемая полезная мощность при расчете с помощью модели 1 падает по сравнению с оценкой, полученной на модели 2, на 20 %. В связи с этим уменьшаются и капиталовложения в установку. Стоимость электроэнергии при этом возрастает на 10–13 %. Таким образом, с помощью более подробной модели удастся уточнить технико-экономические показатели установок со слоевой газификацией.

### 6.5. Сравнение установки с газификацией угля с традиционными установками

Для обоснования строительства малых ПГУ с газификацией угля необходимо проанализировать конкурентоспособность таких установок с установками, использующими традиционные технологии получения электроэнергии. Для сравнения были выбраны паротурбинная установка со сжиганием угля и дизельная электростанция (ЭС) как наиболее распространенные. Для этих установок был проведен экономический расчет с заданными техническими параметрами, были получены значения цены электроэнергии при использовании установленной мощности 7000 ч в год и  $IRR = 15\%$ . Результаты расчета приведены в табл. 6.2. Производство тепловой энергии для упрощения сопоставления экономической эффективности установок в этом случае не рассматривается. Результаты расчета показывают, что цена электроэнергии для дизельной электростанции является наибольшей среди выбранных вариантов. Даже при том, что КПД преобразования энергии у дизель-генераторов выше, а удельные капиталовложения ниже, чем для других рассмотренных вариантов, затраты на топливо нивелируют технические преимущества таких установок и заставляют задуматься о других технологиях.

Сжигание и газификация угля позволяют получать электроэнергию по сопоставимым ценам, однако при одинаковой цене топлива производство электроэнергии на ПГУ оказывается выгоднее. Это связано с большей эффективностью парогазового цикла по сравнению с паровым (при расчете принимались параметры пара на входе в турбину 35 атм и 435 °С). Поскольку для малых ПГУ переход на высокие параметры пара встречает ряд трудностей, применение парогазового цикла становится перспективным направлением для установок малых мощностей.

Таким образом, полученные характеристики мини-ТЭС позволяют сделать вывод о конкурентоспособности парогазовых установок среди теплоэнергетических установок малых мощностей.

Таблица 6.2

**Принятые технико-экономические показатели и стоимость электроэнергии для электростанций дизельной и со сжиганием угля**

Показатель	Электростанция	
	дизельная	паротурбинная угольная
Удельные капиталовложения, тыс. долл./МВт	700	2000
Цена топлива, долл./т у.т.	600	100   200
Коэффициент полезного действия, %	40	25   25
Цена электроэнергии, цент/(кВт·ч)	21,06	12,4   17,39

\* \* \*

1. Предложена новая технологическая схема ПГУ-STIG малой мощности с внутрицикловой газификацией угля.

2. С помощью ПВК СМПП проведены оптимизационные исследования рассматриваемой установки, определены оптимальные значения ее параметров.

3. В расчетах использованы два подхода к вычислению процесса газификации: традиционный (модель конечного равновесия) и с помощью разработанной ранее физико-химической модели процесса. Показано, что использование последней модели позволяет существенно уточнить оптимальное решение. При этом применение модели конечного равновесия приводит к заметному завышению показателей энергетической и экономической эффективности установок.

4. Проведено сравнение цен электроэнергии, полученной с использованием разных технологий (дизель-генератор, паротурбинная установка со сжиганием угля, парогазовая установка с газификацией угля). Показано, что технологии газификации могут составить конкуренцию традиционным технологиям за счет возможности применения более эффективного парогазового цикла на продуктах газификации дешевого топлива.



---

## Глава 7 ВЛИЯНИЕ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА КОТЛА, НА ПОКАЗАТЕЛИ УГОЛЬНОГО ЭНЕРГОБЛОКА

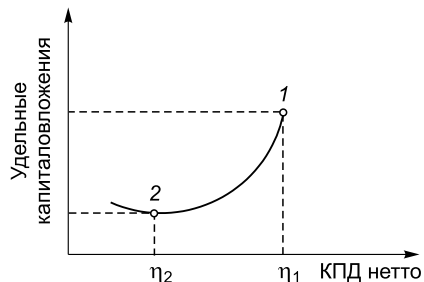
---

Паротурбинные энергоблоки на твердом топливе, использующие отработанные технологии сжигания угля, позволяют получить высокий КПД на суперсверхкритических параметрах пара. Вопросы исследований, функционирования и эксплуатации таких установок рассматриваются в нашей стране и за рубежом в течение ряда лет [14, 23, 37, 87, 92, 111, 112, 123, 125, 129, 133, 136, 137, 154, 155, 225 и др.]. Следует подчеркнуть, что в указанных публикациях для определения рациональных параметров используются различные варианты методов направленного перебора параметров, которые эффективны лишь при выборе их небольшого числа (не более 10–15). В то же время для оптимизации такой сложной технической системы, как угольный энергоблок большой мощности, требуется провести согласованный выбор нескольких десятков параметров технологических связей между элементами схемы и внутренними параметрами отдельных элементов.

Практически единственным эффективным инструментом решения таких оптимизационных задач являются градиентные методы нелинейной оптимизации. В ИСЭМ СО РАН в течение длительного периода проводилась разработка таких методов с их применением для задач оптимизации параметров различных энергетических установок [108, 150, 221].

Отметим, что для энергетических установок, сжигающих твердое топливо, характерно следующее. Часть составляющих капиталовложений с ростом КПД установки, т. е. с ростом ее энергетической эффективности, увеличивается, а часть – падает. К первой группе относятся стоимости поверхностей нагрева парового котла, цилиндров высокого и среднего давления паровой турбины, регенеративных подогревателей, конденсаторов. Состав второй группы – капиталовложения в системы топливоподачи, пылеприготовления, золоудаления, очистки и удаления дымовых газов, систем отвода тепла в окружающую среду. В работе ИСЭМ СО РАН [70] показано, что зависимость минимальных удельных капиталовложений угольных энергоблоков как функции от КПД нетто имеет минимум при определенном КПД. Значение КПД, при котором достигается этот минимум, зависит от соотношения стоимостей различных элементов оборудования энергоблока. В общем случае данная зависимость имеет вид, представленный на рис. 7.1.

Очевидно, что оптимальные по критерию экономической эффективности КПД энергоблока должны находиться в диапазо-



---

Рис. 7.1. Зависимость удельных капиталовложений в энергоблок от КПД нетто:

1 – точка максимума КПД нетто; 2 – точка минимума удельных капиталовложений.



не, лежащем между КПД, при котором достигаются минимальные удельные капиталовложения (точка 1, КПД –  $\eta_1$ ), и максимальными КПД (точка 2, КПД –  $\eta_2$ ). В настоящей работе рассматривается оптимизация угольного энергоблока, технологическая схема которого представлена на рис. 7.2.

Математическая формулировка задач оптимизации параметров энергоблока как задачи нелинейного математического программирования имеет следующий вид.

Максимизация КПД нетто (задача 1):

$$\max \frac{(N_{\text{бл}} - N_{\text{сн}}) \cdot \alpha_{\text{м}}}{B_{\text{бл}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{п}}} \quad (7.1)$$

при условиях

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}) = 0, \quad (7.2)$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}) \geq 0, \quad (7.3)$$

$$B_{\text{бл}} = f_B(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}), \quad (7.4)$$

$$N_{\text{бл}} = f_N(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}), \quad (7.5)$$

$$N_{\text{сн}} = f_{\text{сн}}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}), \quad (7.6)$$

$$K_{\text{бл}} = f_K(x, y, z, N_{\text{бл}}, B_{\text{бл}}), \quad (7.7)$$

$$N_{\text{бл}}^{\min} \leq N_{\text{бл}} \leq N_{\text{бл}}^{\max}, \quad (7.8)$$

$$\underline{\mathbf{x}} \leq \mathbf{x} \leq \bar{\mathbf{x}}, \quad (7.9)$$

где  $K_{\text{бл}}$  – капиталовложения в блок;  $N_{\text{бл}}$  – полная мощность блока;  $N_{\text{сн}}$  – мощность собственных нужд;  $\mathbf{H}$  –  $l$ -мерная векторная функция ограничений-равенств;  $\mathbf{x}$  –  $n$ -мерный вектор независимых оптимизируемых параметров;  $\mathbf{y}$  –  $l$ -мерный вектор вычисляемых (зависимых) параметров;  $\mathbf{z}$  – вектор, задающий внешние условия работы энергоблока и некоторые неоптимизируемые конструктивные параметры;  $\mathbf{G}$  –  $m$ -мерная векторная функция ограничений-неравенств;  $B_{\text{бл}}$  – расход топлива энергоблоком (в единицах натурального топлива);  $N_{\text{бл}}^{\min}$ ,  $N_{\text{бл}}^{\max}$  – величины, задающие нижнюю и верхнюю границы диапазона изменения полной мощности блока;  $\underline{\mathbf{x}}$ ,  $\bar{\mathbf{x}}$  – векторы, компоненты которых задают нижнюю и верхнюю границы диапазона изменения соответствующих компонент вектора  $\mathbf{x}$ ;  $Q_{\text{н}}^{\text{п}}$  – низшая теплота сгорания топлива;  $\alpha_{\text{м}}$  – множитель, зависящий от используемых единиц измерения мощности, расхода топлива и низшей теплоты сгорания (например, если мощность измеряется в кВт, расход в кг/с, а  $Q_{\text{н}}^{\text{п}}$  – в кДж/кг, то коэффициент  $\alpha_{\text{м}}$  будет равен единице).

Минимизация удельных капиталовложений (задача 2):

$$\min \frac{K_{\text{бл}}}{N_{\text{бл}} - N_{\text{сн}}}, \quad (7.10)$$

при условиях (7.2)–(7.9).

Минимизация удельных капиталовложений при фиксированном КПД нетто (задача 3). Для решения этой задачи в задачу 2 вводится дополнительное ограничение вида

$$\frac{(N_{\text{бл}} - N_{\text{сн}}) \alpha_{\text{м}}}{B_{\text{бл}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = \eta^z, \quad (7.11)$$

где  $\eta^z$  – заданное значение КПД нетто.

С целью решения задач оптимизации параметров угольного энергоблока была построена математическая модель, включающая 997 задаваемых и 895 вычисляемых параметров. Построение модели энергоблока проводилось с помощью разработанного в ИСЭМ СО РАН ПВК СМПП [150], который на основе графически заданной технологической схемы установки и математических моделей ее элементов строит программу расчета установки и позволяет формировать задачи оптимизации ее параметров.

Для энергоблока решались две оптимизационные задачи: максимизация КПД нетто (задача 1) и минимизация удельных капиталовложений (задача 2). При этом в качестве независимых оптимизируемых было принято 90 параметров, включающих давление и температуру острого пара и пара промперегрева, расход острого пара, давление пара в отборах на регенерацию и в конденсаторе турбины, энтальпию теплоносителя на входе в тепловоспринимающие поверхности нагрева, толщину и шаги труб этих поверхностей и др. При оптимизации учитывалось 171 ограничение-неравенство, включающее ограничения на температуру и механические напряжения металла труб теплообменников, температуру продуктов сгорания на выходе из топки котла, температуру росы для первой ступени воздухоподогревателя, концевые температурные напоры теплообменников, ограничение на влажность на выходе из последнего отсека турбины и др. При этом в качестве предельного напряжения для труб поверхностей нагрева котла принимались напряжения, обеспечивающие при соответствующей температуре металла стенок труб  $2 \cdot 10^5$  ч работы.

При расчете капиталовложений в установку учитывалась стоимость основных элементов котла и турбины. При этом стоимость теплообменного оборудования принималась прямо пропорциональной массе теплообменных труб с учетом цены металла, из которого изготавливались эти трубы. Пропорционально массе металла определялись капиталовложения в трубопроводы острого пара, пара промперегрева и питательной воды. Затраты в элементы паровой турбины, насосы и дутьевые вентиляторы рассчитывались пропорционально их мощностям с учетом параметров рабочего тела. Затраты в системы топливоподачи, пылеприготовления, золоудаления, очистки и удаления продуктов сгорания определялись пропорционально расходу топлива. Затраты на проектирование, монтаж и строительство принимались пропорциональными стоимости основного оборудования.

В общем виде капиталовложения определяются из следующего выражения:

$$K = (C_{\text{гк}} + C_{\text{п.з}} + B_{\text{топ}} k_{\text{топ}} + k_{\text{у}} P_{\text{у}} + C_{\text{кан}} + C_{\text{охл}}) k_{\text{н.з}}, \quad (7.12)$$

где  $C_{\text{гк}}$  – стоимость главного корпуса, тыс. долл.;  $C_{\text{п.з}} = 290\,000$  тыс. долл. – постоянные затраты, не зависящие от стоимости оборудования;  $B_{\text{топ}}$  – расход натурального топлива, т/ч;  $k_{\text{топ}} = 240$  тыс. долл./(т/ч) – удельная стоимость систем, зависящих от расхода топлива;  $k_{\text{у}} = 0,192$  тыс. долл./кВт – удельная стои-

мость электротехнического оборудования;  $P_y$  – полезная электрическая мощность установки, кВт;  $C_{\text{кан}}$  – стоимость каналов и трубопроводов систем технического водоснабжения, тыс. долл.;  $C_{\text{охл}}$  – стоимость охладителей систем технического водоснабжения, тыс. долл.;  $k_{\text{н.з}} = 1,03$  – коэффициент, учитывающий непредвиденные затраты.

Стоимость оборудования ( $C_{\text{об}}$ ) определяется как

$$C_{\text{об}} = (C_{\text{пов.н}} + C_{\text{турб}} + C_{\text{ген}} + C_{\text{нас}} + C_{\text{соб.н}} + C_{\text{труб}})k_{\text{н.о}}, \quad (7.13)$$

где  $C_{\text{пов.н}}$  – стоимость теплообменных поверхностей парового котла, регенеративных подогревателей и конденсатора, тыс. долл.;  $C_{\text{турб}}$  – стоимость турбомашин, тыс. долл.;  $C_{\text{ген}}$  – стоимость генераторов, тыс. долл.;  $C_{\text{нас}}$  – стоимость насосов, тыс. долл.;  $C_{\text{соб.н}}$  – стоимость собственных нужд, тыс. долл.;  $k_{\text{н.о}} = 1,1$  – коэффициент, учитывающий стоимость неучтенного оборудования;  $C_{\text{труб}}$  – стоимость трубопроводов острого пара, пара промперегрева и питательной воды.

Стоимость главного корпуса ( $C_{\text{ГК}}$ ) находим

$$C_{\text{ГК}} = C_{\text{об}}^{\text{осн}} \cdot \alpha_{\text{проч}} \cdot \alpha_{\text{см}} \cdot \alpha_{\text{прив}}, \quad (7.14)$$

где  $\alpha_{\text{проч}} = 1,3$  – коэффициент, учитывающий прочие затраты;  $\alpha_{\text{см}} = 1,6$  – коэффициент учета затрат на строймонтаж;  $\alpha_{\text{прив}} = 1,51$  – коэффициент приведения цен на оборудование (приняты цены 2007 г.) к ценам 2014 г.

Оптимизация проводилась для двух вариантов, отличающихся материалами, используемыми для изготовления поверхностей нагрева котла. В первом варианте в конвективном пароперегревателе первой, второй, третьей ступеней и промежуточном пароперегревателе второй ступени была использована высоколегированная сталь аустенитного класса марки 10X16H16B2MБP (ЭП-184) с предельной рабочей температурой 700 °С. Во втором варианте для этих же поверхностей рассматривалось применение никелевого сплава Haynes 282 с предельной рабочей температурой 800 °С. В качестве материалов для изготовления других поверхностей нагрева котельного агрегата предлагались: сталь марки 15X1MФ, предельная температура 575 °С; сталь 20, предельная температура 450 °С.

Для расчета капиталовложений в энергоблок использовалась следующая исходная технико-экономическая информация. Удельная стоимость труб теплообменников, изготовленных из стали 20, принята равной 21 тыс. долл./т, из стали 15X1MФ – 30,6 тыс. долл./т, стали 10X16H16B2MБP – 53,5 тыс. долл./т, сплава Haynes 282 – 120 тыс. долл./т.

Результаты оптимизационных расчетов исследуемого угольного энергоблока приведены в табл. 7.1. Для каждого варианта были построены зависимости минимальных удельных капиталовложений от КПД нетто. В связи с этим решалась сформулированная ранее задача 3 при различных значениях КПД нетто, лежащих в диапазоне от точки 1 до точки 2. Кроме того, в целях подтверждения наличия точки минимума удельных капиталовложений расчеты проводились и при КПД несколько меньшем, чем КПД в точке 1.

При сопоставлении вариантов параметров угольного энергоблока, сжигающего топливо с известной ценой, важно определить экономически обоснованный рост капиталовложений для повышения энергетической эффективности (КПД нетто) на заданную величину (сравнение проводится с точкой минималь-

Таблица 7.1

## Результаты оптимизации энергоблока

Параметр	Максимум КПД		Минимум удельных капиталовложений	
	Вариант			
	1	2	1	2
КПД нетто, %	47,8	49,6	44,3	47,3
Капиталовложения в установку, тыс. долл.	1 443 660	1 886 010	1 177 420	1 338 860
Удельные капиталовложения на установленную мощность, долл./кВт	2331,5	3046,9	1817,9	2085,0
Расход острого пара, кг/с	463,1	398,9	477,6	439,4
Давление острого пара, МПа	31,9	40,2	15,9	24,6
Температура острого пара, °С	641	674	626	656
Температура питательной воды, °С	320	312	279	293
Удельный расход топлива, г у.т./(кВт·ч)	257	248	278	260
Давление пара промежуточного перегрева, МПа	7,7	7,1	3,9	4,8
Температура пара промежуточного перегрева, °С	674	770	649	697
Давление пара, МПа:	—	—	—	—
на ПВД8	12,0	10,9	6,8	8,3
на ПВД7	8,5	7,8	4,7	5,8
на ПВД6	3,3	3,0	2,2	2,6
на деаэратор	1,4	1,4	1,4	1,4
на ПНД4	0,6	0,5	0,5	0,6
на ПНД3	0,2	0,2	0,2	0,2
на ПНД2	0,04	0,05	0,05	0,05
на ПНД1	0,014	0,013	0,014	0,015
в конденсаторе	0,0035	0,0035	0,0039	0,0035
Температура газов, °С				
на выходе из топки	926	927	927	927
уходящих	110	108	145	115
Мощность паровой турбины, МВт	660,4	660,2	678,2	676,7
Полезная электрическая мощность установки, МВт	619,2	619,0	647,7	642,1

ных удельных капиталовложений). Для такого анализа целесообразно построить (в координатах КПД нетто – удельные капиталовложения) линии равной экономической эффективности вариантов. Для этого в качестве критерия использовалась цена электроэнергии, при которой обеспечивается заданное значение нормы возврата капиталовложений (IRR). Для построения указанных линий при заданной цене топлива требуется (при заданной цене топлива) определить цену электроэнергии в точке  $I$  при заданной IRR. Затем при значениях КПД в диапазоне от  $\eta_1$  до  $\eta_2$  рассчитываются удельные капиталовложения, при которых обеспечивается та же цена электроэнергии, что и в точке минимума удельных капиталовложений. Линия, соединяющая эти точки, и будет линией, равной экономичности вариантов. Все варианты, расположенные нижеуказанной линии, являются экономически более эффективными, а выше – менее эффективными. При расчете линий равной экономичности IRR принималась в

15 %, а число часов использования установленной мощности энергоблока равным 7000. Из представленных на рис. 7.3 зависимостей видно, что минимальные удельные капиталовложения для варианта 2 составляют 2085 долл./кВт и достигаются при КПД нетто 47,3 %, а для варианта 1 – 1817,9 долл./кВт и достигаются при КПД 44,3 %. При КПД, меньших 47,4 %, более низкие удельные капиталовложения имеет вариант 1, а при более высоких – вариант 2. Из этого можно сделать вывод, что сплав Наупес 282 целесообразно использовать лишь с целью достижения КПД нетто более высокого, чем 47,4 %.

В точке минимума удельных капиталовложений для варианта 2 были определены цены на электроэнергию, обеспечивающие получение одного и того же уровня нормы возврата капиталовложений при различных ценах топлива (30, 100, 200, 300 долл./т у.т.). Для этих значений цен топлива на рис. 7.3 построены линии равной экономичности с постоянными ценами электроэнергии, выходящие из точки минимума удельных капиталовложений для варианта 1. Поскольку зависимости 1 и 2 лежат выше линий для цен топлива от 30 до 200 долл./т у.т., то для всех цен на топливо указанного диапазона параметры установки, опре-

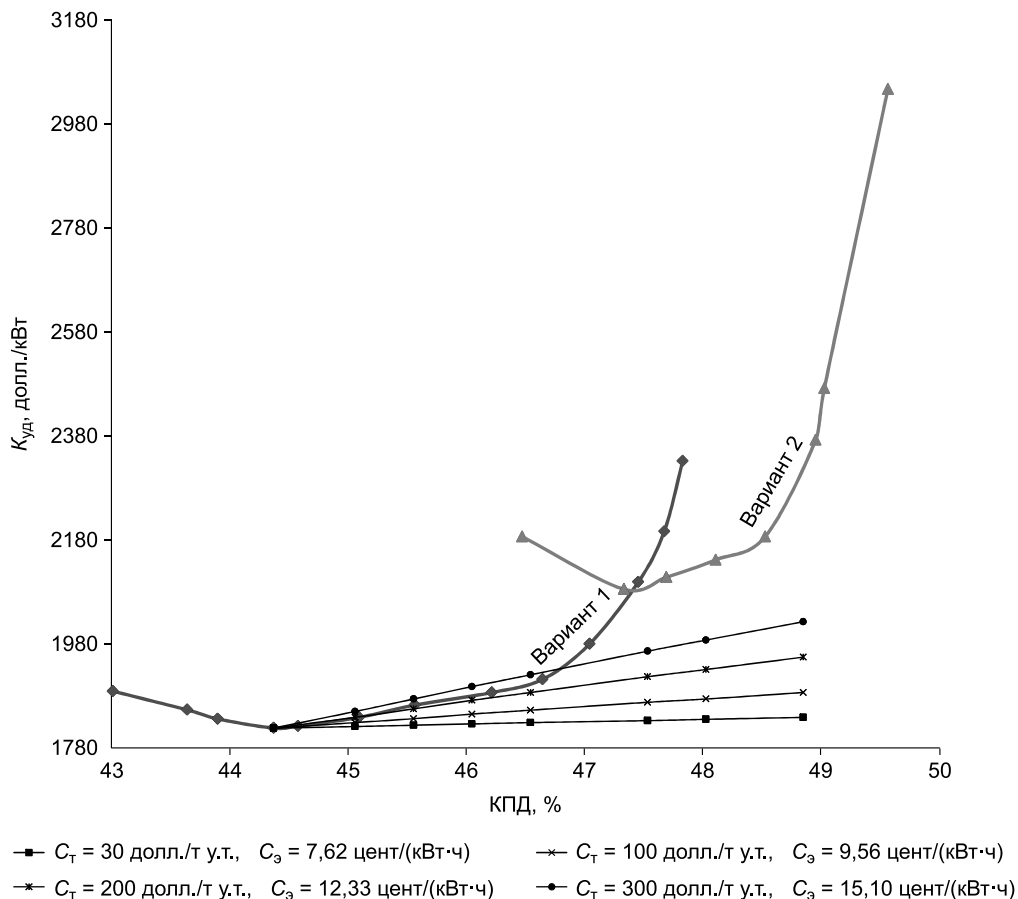


Рис. 7.3. Линии равной экономической эффективности показателей угольного энергоблока и графики зависимости капиталовложений от КПД в установку.

деленные в точке минимума удельных капиталовложений варианта 1, обеспечивают максимальную эффективность. При ценах на топливо выше 200 долл./т у.т. КПД энергоблока должны принимать более высокие значения, чем в точке минимума удельных капиталовложений.

\* \* \*

1. Разработана математическая модель угольного энергоблока мощностью 660 МВт.

2. Сформулированы задачи оптимизации энергоблока по критериям энергетической и экономической эффективности.

3. Представлены результаты оптимизационных расчетов для двух вариантов изготовления высоконагруженных поверхностей нагрева пароперегревателей котла – из стали 10X16H16B2MБP и никелевого сплава Haynes 282 по критериям максимума КПД нетто и минимума удельных капиталовложений. При этом оптимальное давление острого пара по первому из критериев находится в диапазоне 31,9–40,2 МПа, а по второму – 15,9–24,6 МПа.

4. Для рассматриваемых вариантов построены зависимости минимальных удельных капиталовложений от КПД нетто.

5. Построены линии равной экономической эффективности энергоблока при различных ценах топлива, проходящие через точку минимума удельных капиталовложений (вариант 1). Выполненный с использованием этих линий анализ показывает, что при ценах на топливо до 200 долл./т у.т. оптимальные решения близки к точке минимума удельных капиталовложений для варианта изготовления высоконагруженных поверхностей нагрева пароперегревателей котла из стали 10X16H16B2MБP.



## Раздел II

---

# ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ И СИСТЕМЫ ДАЛЬНЕГО ТРАНСПОРТА ЭНЕРГИИ

- Глава 8** Оптимизационные исследования энерготехнологических установок комбинированного производства сжиженного природного газа и электроэнергии
- Глава 9** Энерготехнологические установки комбинированного получения сжиженного природного газа и электроэнергии с извлечением гелия
- Глава 10** Исследования энерготехнологических установок производства синтетического топлива и электроэнергии с извлечением диоксида углерода
- Глава 11** Комбинированное производство синтетических жидких топлив и электроэнергии из угля с системами очистки продуктов газификации от  $H_2S$  и  $CO_2$
- Глава 12** Оценка эффективности производства и морского транспорта синтетических жидких топлив и сжиженного природного газа
- Глава 13** Оценка эффективности технологических цепочек переработки и дальнего транспорта энергоносителей



---

## Глава 8    **ОПТИМИЗАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК КОМБИНИРОВАННОГО ПРОИЗВОДСТВА СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

---

### **8.1. Технологическая схема энерготехнологических установок получения сжиженного природного газа и производства электроэнергии**

Одной из альтернатив капиталоемкому трубопроводному транспорту природного газа (ПГ) может служить получение сжиженного природного газа (СПГ) на месте добычи и его доставка потребителям специально оборудованным водным, железнодорожным или автомобильным транспортом.

В настоящее время в России практически отсутствует промышленное производство СПГ на основе отечественного оборудования, однако проводятся исследования по созданию установок различных типов для получения СПГ: с использованием дроссельно-вихревого эффекта, работающих на перепадах давления магистральных газопроводов и сети потребления газа; детандерного типа; с внешним контуром охлаждения, где в качестве хладагента используется жидкий азот или углеводороды и др. [30]. По имеющимся оценкам, мировое производство СПГ составляет около 250 млн т в год, и на сегодня индустрия производства и использования СПГ является достаточно рентабельной и перспективной отраслью [194].

Установки получения СПГ характеризуются значительным потреблением механической и электрической энергии на собственные нужды. Поэтому представляется эффективным комбинирование в одной энерготехнологической установке (ЭТУ) процессов получения СПГ и электроэнергии. Такое комбинирование дает возможность покрытия собственных нужд, при необходимости – производства дополнительной электроэнергии, а также утилизации для производства электроэнергии несконденсировавшихся газов с последней ступени сепарации, так называемой продувки, которая необходима для удаления из холодильного цикла балластных газов (азота, гелия). Поскольку объем продувки незначителен и может в пределе сводиться к объему, необходимому для производства электроэнергии на собственные нужды, то это повышает перспективы эффективного извлечения гелия из газов продувки.

С учетом указанных обстоятельств технико-экономические исследования ЭТУ сжижения природного газа являются актуальной задачей. Технологическая схема ЭТУ получения СПГ и производства электроэнергии представлена на рис. 8.1. В схеме применяется цикл с комбинированным хладагентом и двумя ступенями сепарации. На первой ступени сепарации из установки отбираются легкосжижаемые компоненты (пропан, бутан), которые могут применяться как целевые компоненты или для выработки механической (электрической) энер-

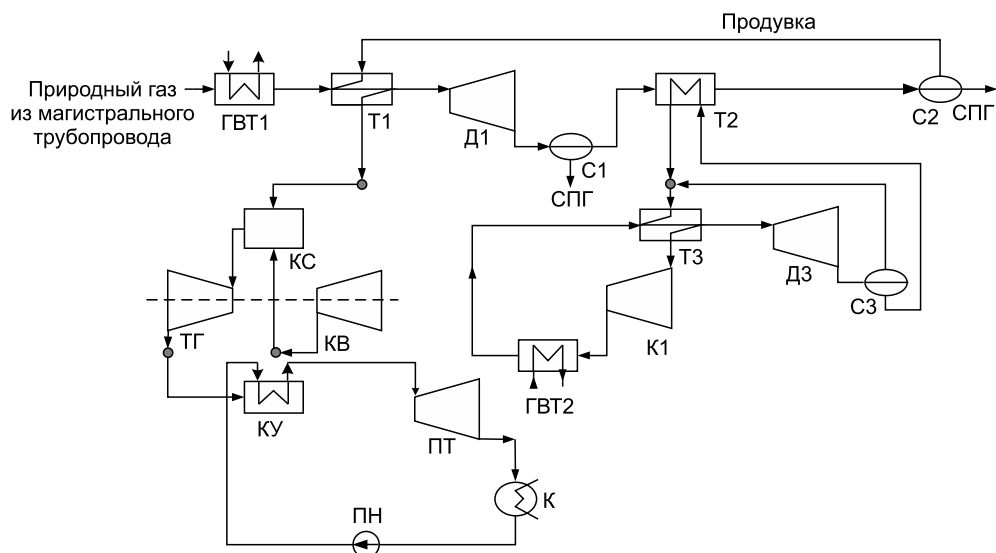


Рис. 8.1. Упрощенная технологическая схема установки сжижения природного газа (СПГ):

Т1 – группа регенеративных охладителей ПГ (предварительное охлаждение); Т2 – группа охладителей на внешнем хладагенте; Т3 – группа охладителей азотного холодильного цикла; Д1, Д3 – турбодетандеры; К1 – компрессор азотного холодильного цикла; С1–С3 – сепараторы-отделители жидкой фазы; ТГ – турбина газовая на продуктах сгорания; КС – камера сгорания продувочных газов; КВ – компрессор воздушный для нагнетания воздуха в КС; ПТ – паровая турбина; ГВТ1 – газовойодяной теплообменник для предварительного охлаждения природного газа; ГВТ2 – газовойодяной теплообменник азотного холодильного цикла; КУ – котел-утилизатор на продуктах сгорания для получения пара для паровой турбины; К – конденсатор паровой турбины, ПН – питательный насос.

гии. В этой схеме продукты первой ступени сепарации используются как целевые. Со второй ступени сепарации отбирается сжиженный метан (с примесью не сконденсировавшегося на предыдущих ступенях этана).

Во избежание накопления в регенеративном цикле балластных компонентов в схеме предусмотрена продувка природного газа. Часть несконденсировавшегося ПГ со второй ступени сепарации возвращается в цикл на первую ступень охлаждения природного газа, а затем поступает в камеру сгорания газовой турбины на выработку электроэнергии. Для сжижения ПГ используется азотный холодильный цикл с детандерами.

Видно, что ЭТУ сжижения природного газа и производства электроэнергии являются многоцелевыми комплексными техническими системами. Описание процессов, происходящих в их элементах, характеризуется высокой сложностью, что обусловлено в первую очередь необходимостью расчета термодинамических и транспортных свойств природного газа с учетом фазового состояния входящих в него компонентов. Как показал опыт исследований, определение равновесного состава многокомпонентных парожидкостных смесей – достаточно трудная задача, и требуется специальный подход к ее решению. Поэтому возникла необходимость разработки эффективного (быстродействующего и устой-

чиво работающего) метода определения термодинамически равновесного состава многокомпонентных парожидкостных систем, описание которого приведено ниже.

### 8.2. Разработка эффективного метода определения термодинамически равновесного состава многокомпонентных парожидкостных смесей

При расчетах элементов технологических схем ЭТУ сжижения природного газа, а также других установок (выделения гелия из ПГ, производства синтетического жидкого топлива и т. д.) возникает необходимость в определении термодинамически равновесного состава многокомпонентных парожидкостных смесей. Точность и скорость нахождения такого состава в значительной мере определяют точность и скорость расчетов указанных систем в целом.

Нахождение равновесного состава многокомпонентных парожидкостных систем осложняется тем, что отдельные вещества, входящие в эти системы, могут находиться в существенно различающихся состояниях: близком к состоянию идеального газа; близком к критическому состоянию; закритическом состоянии; с совместным существованием как паровой, так и жидкой фазы и только паровой фазы.

С математической точки зрения расчет равновесного фазового состояния многокомпонентных парожидкостных систем сводится к минимизации функции Гиббса с учетом ограничений-равенств по материальному, энергетическому балансам, ограничений-неравенств, требующих неотрицательности масс отдельных фаз, логических условий, определяющих область, в которой ищется решение (докритическая, закритическая, с возможностью совместного существования жидкой и паровой фаз, только паровой фазы):

$$\min_{\mathbf{x}^{\Gamma} \in X^{\text{кп}} \cup X^{\text{нас}}} G(\mathbf{x}^{\Gamma}, T, P), \quad (8.1)$$

$$x_i^{\text{с}} = x_i^{\Gamma} + x_i^{\text{ж}}, \quad (8.2)$$

$$x_i^{\Gamma} \geq 0, \quad x_i^{\text{ж}} \geq 0, \quad (8.3)$$

$$i = 1, \dots, N. \quad (8.4)$$

Здесь  $\mathbf{x}^{\Gamma}$  – вектор расходов компонентов смеси в газовой фазе;  $x_i^{\text{с}}$  – суммарный расход  $i$ -го компонента смеси;  $x_i^{\Gamma}$  – расход  $i$ -го компонента в газовой фазе;  $x_i^{\text{ж}}$  – расход  $i$ -го компонента в жидкой фазе;  $T, P$  – температура и давление парожидкостной смеси;  $N$  – число компонентов парожидкостной смеси. Множества  $X^{\text{кп}}$  и  $X^{\text{нас}}$  отвечают условиям:

а)  $\mathbf{x}^{\Gamma} \in X^{\text{кп}}$ , если для всех  $i$ , для которых выполняется условие  $T > T_i^{\text{кп}}$ , имеет место равенство  $x_i^{\Gamma} = x_i^{\text{с}}$ ,  $x_i^{\text{ж}} = 0$ ;

б)  $\mathbf{x}^{\Gamma} \in X^{\text{нас}}$ , если для всех  $i$ , для которых выполняется условие  $T > T_i^{\text{нас}}$ , имеет место равенство  $x_i^{\Gamma} = x_i^{\text{с}}$ ,  $x_i^{\text{ж}} = 0$ . Здесь  $T_i^{\text{нас}}$  – температура насыщения  $i$ -го компонента при заданном давлении смеси;  $T_i^{\text{кп}}$  – критическая температура  $i$ -го компонента.

Функция Гиббса системы может быть представлена в виде суммы функций Гиббса для отдельных компонентов смеси

$$G = \sum_{i=1, N} G_i, \quad (8.5)$$

$$G_i = H_i^{\Gamma}(T, P_i) \cdot x_i^{\Gamma} + H_i^{\text{ж}}(T, P) \cdot x_i^{\text{ж}} - T \left( S_i^{\Gamma}(T, P_i) \cdot x_i^{\Gamma} + S_i^{\text{ж}}(T, P) \cdot x_i^{\text{ж}} \right), \quad (8.6)$$

где  $P_i$  – парциальное давление  $i$ -го компонента;  $H_i^{\Gamma}$ ,  $H_i^{\text{ж}}$  – энтальпии  $i$ -го компонента смеси в газовой и жидкой фазах;  $S_i^{\Gamma}$ ,  $S_i^{\text{ж}}$  – энтропии  $i$ -го компонента смеси в газовой и жидкой фазах.

Парциальное давление газа находим как

$$P_i = P \frac{x_i^{\Gamma} / \mu_i}{\sum_{j=1}^N x_j^{\Gamma} / \mu_j}, \quad (8.7)$$

где  $\mu_i$  – молекулярная масса  $i$ -го компонента.

С учетом (8.6) и (8.2)  $G_i$  определяется как

$$G_i = H_i^{\Gamma}(T, P_i) \cdot x_i^{\Gamma} + (x_i^{\text{ж}} - x_i^{\Gamma}) \cdot H_i^{\text{ж}}(T, P) - T \left( S_i^{\Gamma}(T, P_i) \cdot x_i^{\Gamma} + S_i^{\text{ж}}(T, P) \cdot (x_i^{\text{ж}} - x_i^{\Gamma}) \right). \quad (8.8)$$

Отметим, что

$$\sum_{j=1}^N x_j^{\Gamma} / \mu_j = Q_{\Sigma}^{\Gamma}, \quad (8.9)$$

где  $Q_{\Sigma}^{\Gamma}$  – суммарное количество молей в системе, находящихся в газовой фазе. Если бы  $Q_{\Sigma}^{\Gamma}$  в точке решения задачи (8.1)–(8.8) было заранее известно, то решение этой экстремальной  $N$ -мерной задачи распалось бы на решение  $N$  независимых одномерных экстремальных задач вида

$$\min_{x_i^{\Gamma} \in X^{\text{кр}} \cup X^{\text{нас}}} \bar{G}_i \quad (8.10)$$

при условиях

$$P_i = \frac{x_i^{\Gamma} / \mu_i}{Q_{\Sigma}^{\Gamma}} P, \quad (8.11)$$

$$x_i^{\text{ж}} \geq x_i^{\Gamma} \geq 0. \quad (8.12)$$

Пусть при решении  $N$  задач (8.10)–(8.12) с  $Q_{\Sigma}^{\Gamma}$ , равном  $\tilde{Q}_{\Sigma}^{\Gamma}$ , выполняется условие

$$\tilde{Q}_{\Sigma}^{\Gamma} = \sum_{j=1}^N \tilde{x}_j^{\Gamma} / \mu_j, \quad (8.13)$$

где  $\tilde{x}_j^{\Gamma}$  – решение  $j$ -й задачи (8.10)–(8.12). Очевидно, что  $\tilde{x}_j^{\Gamma}$  является решением исходной задачи (8.1)–(8.8).

Указанные особенности позволяют организовать двухуровневый (двухэтапный) алгоритм решения задачи (8.1)–(8.8). На верхнем уровне ищется  $Q_{\Sigma}^{\Gamma}$ , отвечающее условию (8.9), а на нижнем уровне решаются задачи (8.10)–(8.12). При этом они решаются для каждого рассматриваемого значения  $Q_{\Sigma}^{\Gamma}$ .

Обозначим  $x_j^r$ , являющееся результатом решения  $j$ -й одномерной задачи (8.10)–(8.12) при заданном  $Q_\Sigma^r$ , через  $x_j^r(Q_\Sigma^r)$ . На каждом шаге верхнего уровня решения задачи (8.1)–(8.8) определяется невязка

$$\delta(Q_\Sigma^r) = \sum_{j=1}^N x_j^r(Q_\Sigma^r) / \mu_j - \tilde{Q}_\Sigma^r. \quad (8.14)$$

Анализ знака  $\delta$  позволяет с учетом вида зависимости (8.14) определить больше или меньше заданное значение  $Q_\Sigma^r$ , чем искомое решение  $\tilde{Q}_\Sigma^r$ . Если  $\delta > 0$ , то  $Q_\Sigma^r < \tilde{Q}_\Sigma^r$ , а если  $\delta < 0$ , то  $Q_\Sigma^r > \tilde{Q}_\Sigma^r$ .

Учет указанных условий позволяет на верхнем уровне (для поиска точки, в которой  $\delta = 0$ ) использовать сочетание метода половинного деления и метода хорд, что обеспечивает как устойчивость процесса поиска  $\tilde{Q}_\Sigma^r$ , так и его хорошую сходимость.

На нижнем уровне для поиска решения задачи (8.10)–(8.12) используется производная функции  $\bar{G}_i$  по  $x_i^r$ :

$$\begin{aligned} \frac{d\bar{G}_i}{dx_i^r} = & H_i^r(T, P_i) - H_i^{*r}(T, P) - \frac{\partial H_i^r(T, P_i)}{\partial P_i} \frac{\partial P_i}{\partial x_i^r} x_i^r - \\ & - TS_i^r(T, P_i) + TS_i^{*r}(T, P) + T \frac{\partial S_i^r(T, P_i)}{\partial P_i} \frac{\partial P_i}{\partial x_i^r} x_i^r. \end{aligned} \quad (8.15)$$

Частные производные  $\frac{\partial H_i^r}{\partial P_i}$  и  $\frac{\partial S_i^r}{\partial P_i}$  определяются конечно-разностным способом, а частная производная  $\frac{\partial P_i}{\partial x_i^r}$  – на основе уравнения (8.11).

Для поиска минимума функции Гиббса  $\bar{G}_i$  используется сочетание методов половинного деления и хорд, так же как и на верхнем уровне. При этом учитывается, что в силу выпуклости функций  $\bar{G}_i(x_i^r)$ , если  $\frac{d\bar{G}_i(x_i^r)}{dx_i^r} < 0$ , то  $x_i^r < \tilde{x}_i^r$ , и, если  $\frac{d\bar{G}_i(x_i^r)}{dx_i^r} > 0$ , то  $x_i^r > \tilde{x}_i^r$ .

Помимо задачи поиска равновесия при  $T$  и  $P$  в практических расчетах часто возникают задачи поиска равновесия при заданных давлении и суммарных энтальпии или энтропии. Этот поиск осуществляется с использованием (в итерационном процессе) алгоритма расчета равновесия при заданных  $T$  и  $P$ . Обозначим через  $T_{\text{тек}}$  – текущее (на очередной итерации поиска) значение температуры газовой смеси, через  $H_{\text{тек}}$  и  $S_{\text{тек}}$  – текущие значения энтальпии и энтропии. Через  $\tilde{H}$  и  $\tilde{S}$  обозначим заданные значения энтальпии и энтропии, а через  $\tilde{T}$  – искомую температуру, при которой достигаются эти значения. Поиск  $\tilde{T}$  основывается на условиях:

- а) если  $H_{\text{тек}} > \tilde{H}$ , то  $T_{\text{тек}} > \tilde{T}$ ;
- б) если  $H_{\text{тек}} < \tilde{H}$ , то  $T_{\text{тек}} < \tilde{T}$ ;
- в) если  $S_{\text{тек}} > \tilde{S}$ , то  $T_{\text{тек}} > \tilde{T}$ ;
- г) если  $S_{\text{тек}} < \tilde{S}$ , то  $T_{\text{тек}} < \tilde{T}$ .

Если в результате поиска (основанного на сочетании методов половинного деления и метода хорд) найдется такое  $T_{\text{тек}}$ , что

$$\left| H_{\text{тек}} - \tilde{H} \right| \leq \varepsilon_H, \quad (8.16)$$

то принимается, что  $\tilde{T} = T_{\text{тек}}$ , а  $\tilde{x}^r = x_{\text{тек}}^r$ , где  $\tilde{x}^r$  – искомый равновесный состав компонентов смеси в газовой фазе;  $x_{\text{тек}}^r$  – равновесный газовый состав при температуре  $T_{\text{тек}}$ .

Следует отметить, что температура  $T_{\text{тек}}$ , для которой выполняется условие (8.16), не всегда может быть найдена. Например, если для чистого вещества его  $\tilde{H}$  соответствует энтальпии пара с влажностью 50 %, то при любой более высокой температуре  $H_{\text{тек}}$  будет выше на конечную величину заданной энтальпии, а при любой более низкой температуре – ниже на конечную величину. Однако, если найти две температуры, отвечающие условиям  $|T_2 - T_1| \leq \varepsilon_H$ ,  $H_2 > \tilde{H}$ ,  $H_1 < \tilde{H}$ , где  $H_1$  и  $H_2$  – суммарные энтальпии, соответствующие температурам  $T_1$  и  $T_2$ , то  $\tilde{x}^r$  и  $\tilde{S}$  могут быть определены из соотношений

$$\tilde{x}^r = x_1^r \left( 1 - \frac{\tilde{H} - H_1}{H_2 - H_1} \right) + x_2^r \frac{\tilde{H} - H_1}{H_2 - H_1}, \quad (8.17)$$

$$S = S_1 \left( 1 - \frac{\tilde{H} - H_1}{H_2 - H_1} \right) + S_2 \frac{\tilde{H} - H_1}{H_2 - H_1}. \quad (8.18)$$

Аналогичным образом определяется  $\tilde{H}$  при заданном  $\tilde{S}$ .

Таким образом, математические модели всех входящих в ЭТУ элементов, в расчетах которых требуется нахождение термодинамического равновесия парожидкостных многокомпонентных смесей, построены с использованием вышеописанного подхода.

### 8.3. Математическое моделирование и оптимизационные исследования ЭТУ получения сжиженного природного газа и производства электроэнергии

Целью расчета технологических схем ЭТУ сжижения природного газа и производства электроэнергии является определение термодинамических параметров и расходов рабочих тел и теплоносителей в различных элементах (аппаратах) схемы, состава всех компонентов рабочих тел и теплоносителей в жидкости и паре, мощностей детандеров, компрессоров, площадей теплообменников, других конструктивных характеристик элементов и их стоимостей, энергозатрат, суммарных капиталовложений и критериев экономической эффективности такого производства. Проведение указанных расчетов в объеме, необходимом для принятия рациональных предпроектных решений по параметрам и структуре схем, становится возможным с использованием их математических моделей. Построение математических моделей отдельных элементов ЭТУ получения СПГ и производства электроэнергии и установки в целом, проведение оптимизационных технико-экономических исследований на математических моделях ЭТУ являются основными задачами работы.

При построении математической модели ЭТУ сжижения ПГ были разработаны модели входящих в нее элементов: регенеративных теплообменников, конденсаторов (испарителей), компрессоров, сепараторов, дросселей, турбодетандеров.



тандеров, газодводяных теплообменников, газовой турбины и др. Математические модели элементов настроены на расчет свойств природного газа любого покомпонентного состава, т. е. позволяют вести расчет схем для ПГ различных газоконденсатных месторождений.

В математических моделях теплообменников-охладителей ПГ (см. рис. 8.1, Т1–Т3) охлаждающей средой является жидкий азот или компоненты природного газа с последующих ступеней охлаждения. Охлаждаемый поток – природный газ (азот в охладителе азотного цикла). В моделях обеспечивается расчет энтальпии и температуры нагреваемой среды на выходе из теплообменника, выходных давлений нагреваемой и охлаждаемой сред, количества в паре и жидкости для всех компонентов потоков, конструктивных характеристик (массы металла, площади поверхности теплообменника) и др. Расчет теплообменника основан на методиках, изложенных в работах [18, 31]. Исходными данными для моделей охладителей служат расход и состав охлаждаемого газа, его входное давление, входная и выходная энтальпии, состав, расход и энтальпия нагреваемого теплоносителя и его входное давление. Кроме того, задаются массовые скорости охлаждающей и охлаждаемой сред, конструктивные характеристики (диаметры труб, продольный и поперечный шаги труб, коэффициент, учитывающий потери тепла, коэффициент неравномерности восприятия тепла по стенке и т. д.).

Для увеличения точности расчетов диапазон между входной и выходной энтальпиями охлаждаемого потока разбивается на значительное число участков (до 10 и более). Чтобы определить теплофизические и термодинамические свойства парожидкостной смеси на участке, в качестве расчетной принимается средняя между входной и выходной энтальпиями, за расчетное давление – среднее между входным и выходным. Итерационно уточняемыми переменными являются перепады давлений по тракту нагреваемого и охлаждаемого потоков.

В моделях детандеров (компрессоров) рассчитывается процесс расширения или сжатия рабочего тела, определяются полезная или потребляемая мощность, выходные энтальпия и температура рабочего тела, покомпонентный расход в жидкости и паре на каждой ступени расширения или сжатия. При этом задаются адиабатный и механический КПД, выходное давление рабочего тела.

Модель смесителя предназначается для определения выходной температуры после смешения двух потоков газов, жидкостей или двухфазной смеси, суммарного покомпонентного расхода и фазового состава выходящего потока.

Модель сепаратора служит для определения количества жидкой фазы, отводимой из парожидкостной смеси, энтальпий разделяемых потоков.

В моделях газовых турбин и воздушных компрессоров газотурбинной установки находятся их мощности и выходная температура рабочего тела. В модели основной газовой турбины учитывается снижение тепловой эффективности в связи с охлаждением проточной части воздухом, а также ограничение на входную температуру газа.

Модель камеры сгорания газовой турбины предназначена для определения состава продуктов сгорания и требуемого расхода воздуха при заданных: расходе, составе, давлении и температуре продувочного газа, температуре продуктов сгорания на выходе из камеры сгорания, температуре и коэффициенте избытка воздуха, доле потерь тепла от химического недожога. Она включает уравнения теплового и материального (по отдельным химическим элементам) балансов.

В моделях отсеков паровой турбины определяется изменение параметров рабочего тела в процессе расширения, а также вырабатываемая при этом механическая мощность. В них учитывается снижение тепловой эффективности при работе в области влажного пара.

Необходимо отметить, что для определения термодинамических и теплофизических свойств всех компонентов природного газа в паровой и жидкой фазах (энтальпии, энтропии, удельного объема, вязкости, теплопроводности и др.) использованы расчетные методы [128]. В случаях, когда эти методы не дают удовлетворительных результатов, проводится интерполяция табличных значений [19].

На базе математических моделей отдельных элементов ЭТУ разработана математическая модель установки в целом, ориентированная на конструкторский расчет элементов (включает 370 входных, 403 выходных и 6 итерационно уточняемых параметров).

Цель оптимизационных исследований на математических моделях ЭТУ сжижения ПГ – получить оптимальные технико-экономические решения по энерготехнологическим установкам комбинированного производства электроэнергии и СПГ в принятом допустимом диапазоне изменения их параметров с учетом неопределенности исходной экономической информации, в частности стоимости электроэнергии. При этом одной из основных задач было определение оптимальной степени продувки природного газа, поступающей на выработку электроэнергии. Соотношение между производством СПГ и выработкой электроэнергии является основным фактором, определяющим стоимость установки, ее энергетическую эффективность и технико-экономические показатели.

Оптимизация проводилась по критерию минимума цены СПГ при заданной внутренней норме возврата капиталовложений и различных ценах на производимую электроэнергию. Всего в задаче оптимизировалось 12 параметров технологической схемы (давление газа на выходе компрессора азота, изменение энтальпий холодных потоков в теплообменниках-охладителях, расход внешнего азота, перепады давлений в детандерах и компрессорах и др.). Система ограничений включает условия на неотрицательность конечных температурных напоров теплообменников, неотрицательность перепадов давлений вдоль проточной части детандеров, компрессоров, паровых и газовых турбин, ограничения на расчетные температуры и механические напряжения металла труб теплообменников, на минимальную и максимальную продувку природного газа, на предельно допустимую степень сжатия в отсеках детандеров, компрессоров и т. д. Всего – 30 ограничений.

Основная исходная информация для исследований выбрана в результате анализа существующих стоимостных характеристик материалов и оборудования, смет энергетических и технологических объектов с распределением затрат по различным статьям [22, 42, 79, 96, 116]. Все варианты рассчитывались при одинаковом расходе природного газа, равном 2,2 млрд м<sup>3</sup> в год (2,5 млн т у.т./год). Цена газа принята 50 долл./тыс. м<sup>3</sup>. При минимизации цены на получаемый СПГ внутренняя норма возврата капиталовложений составляет 15 %. Рассматривались варианты ЭТУ при цене на отпускаемую электроэнергию 3, 4, 5 цент/(кВт·ч). Состав природного газа, который использовался в расчетах (%): CH<sub>4</sub> – 91,53; C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> – 3,51; C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> – 2,51; N<sub>2</sub> – 2,13; He – 0,31. Температура газа перед основной газовой турбиной – 1373 К.

Таблица 8.1

**Основные показатели оптимальных вариантов ЭТУ получения СПГ в зависимости от цены на производимую электроэнергию**

Элемент*	Показатель		Цена электроэнергии, цент/(кВт·ч)		
			3**	4	5
1	2		3	4	5
Т1	Температура охлаждаемого потока, К	Вход	298,2		
		Выход	289,9	281,2	272,9
	Температура охлаждающего потока, К	Вход	165,4	163,1	166,1
		Выход	263,3	254,4	274,5
	Давление охлаждающего потока, МПа		1,9	1,7	1,8
	Давление охлаждаемого потока, МПа			7,5	
	Площадь теплообменника, м <sup>2</sup>		10,0	20,0	22,6
Масса труб, т		0,08	0,2	0,21	
Т2	Температура охлаждаемого потока, К	Вход	208,0	198,2	192,8
		Выход	164,7	160,2	163,7
	Температура внешнего азота, К	Вход	89,6	94,9	94,2
		Выход	151,0	179,5	178,8
	Давление внешнего азота, МПа		0,4	0,8	0,7
	Давление охлаждаемого потока, МПа		1,9	1,7	1,8
	Расход внешнего азота, кг/с		96,3	83,8	69,6
	Суммарная площадь теплообменников, м <sup>2</sup>		4187,6	820,0	683,4
	Масса труб, т		33,8	6,6	5,5
Т3	Температура охлаждаемого потока, К	Вход	298,2		
		Выход	193,8	201,6	188,2
	Температура охлаждающего потока, К	Вход	117,8	132,8	130,0
		Выход	261,4	261,2	278,6
	Давление охлаждающего потока, МПа		0,4	0,8	0,7
	Давление охлаждаемого потока, МПа		15,3	15,7	13,5
	Суммарная площадь теплообменников, м <sup>2</sup>		983,5	510,8	480,0
Масса труб, т		8,1	4,2	4,0	
ГВТ2	Температура охлаждаемого потока, К	Вход	494,2	484,5	457,5
		Выход		298,2	
	Температура охлаждающей воды, К	Вход		293,2	
		Выход		303,2	
	Давление охлаждающей воды, МПа			0,5	
	Давление охлаждаемого потока, МПа		15,3	15,7	13,5
	Расход охлаждающей воды, кг/с		1136,0	980,0	742,1
Суммарная площадь теплообменников, м <sup>2</sup>		22 715,0	20 396,0	17 415,0	
Масса труб, т		168,0	151,1	129,0	
КУ	Температура продуктов сгорания, К	Вход	792,9	811,8	810,7
		Выход	502,2	499,8	490,7
	Давление продуктов сгорания, МПа			0,112	
	Энтальпия питательной воды, ккал/кг			100,0	
	Расход питательной воды, кг/с		33,8	79,0	85,7
	Суммарная площадь поверхностей нагрева, м <sup>2</sup>		12 000,0	15 370,0	16 706,0
	Масса труб, т		412,4	528,1	574,0

Окончание табл. 8.1

1	2	3	4	5	
Д1	Давление потока, МПа	Вход	7,5		
		Выход	1,9	1,7	1,8
	Температура потока, К	Вход	289,4	281,1	272,7
		Выход	208,1	196,8	192,3
Вырабатываемая мощность, кВт		6270,0	6338,0	6470,0	
Д3	Давление азота, МПа	Вход	15,3	15,7	13,5
		Выход	0,4	0,8	0,7
	Температура азота, К	Вход	193,8	201,7	188,2
		Выход	91,3	100,0	98,7
Вырабатываемая мощность, кВт		29 926,0	27073,0	20 867,0	
К1	Давление азота, МПа	Вход	0,4	0,8	0,7
		Выход	15,3	15,7	13,5
	Температура азота, К	Вход	261,7	261,2	278,7
		Выход	494,2	484,5	457,5
Потребляемая мощность, кВт		85 441,0	73704,0	55 755,0	
ТГ	Давление продуктов сгорания, МПа	Вход	1,8	1,6	1,8
		Выход	0,112		
	Температура продуктов сгорания, К	Вход	1373,2		
		Выход	792,9	811,8	810,7
Вырабатываемая мощность, кВт		217 240,0	459 240,0	493 120,0	
ПГ	Давление пара, МПа	Вход	11,3	12,6	11,7
		Выход	0,005		
	Энтальпия пара, ккал/кг	Вход	805,1	808,6	812,3
		Выход	528,4	530,3	532,7
Вырабатываемая мощность, кВт		38 259,0	90 762,0	98 647,0	
КВ	Давление воздуха, МПа	Вход	0,1023		
		Выход	1,8	1,6	1,8
	Температура воздуха, К	Вход	287,2		
		Выход	700,7	677,5	697,8
Расход воздуха, кг/с		302,5	660,4	598,5	
Потребляемая мощность, кВт		133 197,0	273 767,0	261 413,0	

\* Обозначения элементов соответствуют рис. 8.1.

\*\* 3–5 – варианты электроэнергии с разной ценой.

Оптимальные параметры основных элементов ЭТУ для вариантов с разной ценой электроэнергии и, соответственно, долей продувки ПГ представлены в табл. 8.1, расходы компонентов ПГ в паровой и жидкой фазах по сепараторам – в табл. 8.2. Из этих таблиц видно распределение параметров процесса сжижения ПГ (температур, давлений, расходов рабочих тел и теплоносителей в паре и жидкости) по основным элементам. С ростом объема продувочных газов, поступающих в камеру сгорания газовой турбины и, соответственно, с понижением степени СПГ, сокращается расход внешнего азота, требующегося для охлаждения ПГ в системе теплообменников Т2, и потребление электрической мощности в азотном холодильном цикле. В системе теплообменников первой ступени (Т1) снижение температуры охлаждаемого потока в вариантах со-

Таблица 8.2

**Расходы компонентов природного газа в паровой и жидкой фазах по сепараторам, кг/с**

Элемент*	Параметр	Фазовое состояние	Компоненты парогазовой смеси, %				
			C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	He
<i>Цена электроэнергии 3 цент/(кВт·ч), продувка – 8 %</i>							
С1	Расход – 55,36 кг/с Давление – 1,9 МПа Температура – 208,1 К	Пар	4·10 <sup>-5</sup>	4,06	1,39	45,92	0,05
		Жидкость	3,94	3·10 <sup>-5</sup>	–	–	–
С2	Расход – 51,4 кг/с Давление – 1,9 МПа Температура – 164,7 К	Пар	–	0,0004	1,39	4,47	0,05
		Жидкость	4·10 <sup>-5</sup>	4,06	–	41,42	–
С3	Расход – 210,7 кг/с Давление – 0,4 МПа Температура – 91,3 К	Пар	–	–	114,4	–	–
		Жидкость	–	–	96,3	–	–
<i>Цена электроэнергии 4 цент/(кВт·ч), продувка – 18 %</i>							
С1	Расход – 55,36 кг/с Давление – 1,7 МПа Температура – 197,7 К	Пар	4·10 <sup>-5</sup>	4,03	1,39	45,92	0,05
		Жидкость	3,94	0,3	–	–	–
С2	Расход – 50,6 кг/с Давление – 1,72 МПа Температура – 161,8 К	Пар	–	0,0009	1,39	10,05	0,05
		Жидкость	4·10 <sup>-5</sup>	4,03	–	35,5	–
С3	Расход – 190,5 кг/с Давление – 0,8 МПа Температура – 100,0 К	Пар	–	–	106,7	–	–
		Жидкость	–	–	83,8	–	–
<i>Цена электроэнергии 5 цент/(кВт·ч), продувка – 24 %</i>							
С1	Расход – 55,36 кг/с Давление – 1,9 МПа Температура – 192,0 К	Пар	4·10 <sup>-5</sup>	2,6	1,39	45,92	0,05
		Жидкость	3,94	1,46	–	–	–
С2	Расход – 49,8 кг/с Давление – 1,8 МПа Температура – 163,9 К	Пар	–	0,001	1,39	13,1	0,05
		Жидкость	4·10 <sup>-5</sup>	2,6	–	32,78	–
С3	Расход – 165,6 кг/с Давление – 0,7 МПа Температура – 98,8 К	Пар	–	–	98,0	–	–
		Жидкость	–	–	69,6	–	–

\* Обозначения элементов соответствуют рис. 8.1.

ставляет 8–25 К, второй ступени (Т2) – 30–45 К в зависимости от варианта ЭТУ. Охлаждающий эффект турбодетандера (Д1) – 80–85 К. Таким образом, наибольший эффект охлаждения ПГ достигается на турбодетандере Т1 и системе теплообменников второй ступени Т2 на внешнем азоте. Результаты оптимизационных исследований показали, что для вариантов ЭТУ, различающихся ценой отпускаемой от ЭТУ электроэнергии, существуют оптимальная доля продувки природного газа и соответствующая ей выработка электроэнергии. Оптимальная продувка природного газа по вариантам составляет 8, 18, 24 % при соответствующей цене электроэнергии равной 3, 4, 5 цент/(кВт·ч).

Таблица 8.3

**Показатели оптимальных вариантов ЭТУ получения СПГ и производства электроэнергии при разной цене электроэнергии**

Показатель	Цена электроэнергии, цент/(кВт·ч)		
	3	4	5
Производство СПГ, кг/с	50,9	45,4	42,3
Мощность, МВт:			
паровой турбины	38	91	98
газовой турбины	217	459	493
детандеров	36	33	27
компрессора азота	85	74	56
воздушного компрессора	133	274	261
полезная	73	236	302
Годовой расход топлива:			
условного, тыс. т у.т.		2500	
натурального, млн м <sup>3</sup>		2200	
Годовое производство СПГ:			
условного, тыс. т у.т.	1920	1680	1550
натурального, тыс. т	1150	1000	930
Годовой отпуск электроэнергии, млн кВт·ч	510	1650	2110
Капиталовложения в установку, млн долл.	360	420	440
КПД установки эксергетический, %	77,2	74,4	71,9
Цена СПГ, долл./т у.т.	115	109	95

Основные технико-экономические показатели оптимальных вариантов ЭТУ приведены в табл. 8.3. Видно, что при принятых условиях функционирования (ценах на топливо, электроэнергию, оборудование, внутренней норме возврата капиталовложений) цены на СПГ лежат в диапазоне 95–115 долл./т у.т.

\* \* \*

1. Предложен эффективный метод определения термодинамически равновесного состава многокомпонентных парожидкостных смесей.

2. Разработаны модели элементов (аппаратов) ЭТУ получения СПГ и производства электроэнергии и установок в целом, которые достаточно точно описывают реальные процессы тепло- и массообмена и позволяют осуществлять расчет при любом составе и параметрах природного газа.

3. Проведены оптимизационные технико-экономические исследования ЭТУ получения СПГ и производства электроэнергии, которые показали, что в зависимости от принятых условий функционирования ЭТУ диапазон цен на СПГ составляет 95–115 долл./т у.т.

---

## **Глава 9 ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ КОМБИНИРОВАННОГО ПОЛУЧЕНИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С ИЗВЛЕЧЕНИЕМ ГЕЛИЯ**

---

Гелий является важной основой для многих направлений высокотехнологичных производств. Растущую потребность в этом сырье испытывают наиболее высокоразвитые страны мира. Природный газ (ПГ) богатых гелием месторождений (в первую очередь месторождений Восточной Сибири и Якутии) стратегически необоснованно поставлять на внутренний рынок и на экспорт до извлечения гелия.

В настоящее время более 95 % мирового потребления гелия обеспечивают США, однако за пределами 2020 г. экспортные возможности этой страны значительно сократятся. По оценкам специалистов, к 2020 г. возможно наращивание добычи гелия в Восточной Сибири и Якутии до 140 млн м<sup>3</sup> [90]. Поэтому Россия на базе месторождений Восточной Сибири и Якутии может стать крупнейшим производителем и экспортером гелия.

Рассматривается криогенный метод выделения гелия из природного газа, в связи с тем, что на сегодня он считается самым надежным и проверенным методом и это особенно актуально для установок большой мощности (перерабатывающих 2,0–2,5 млрд м<sup>3</sup> и более природного газа в год). Процессы получения сжиженного природного газа (СПГ) и выделения гелия указанным способом характеризуются значительным потреблением электроэнергии на собственные нужды, а также большими капитальными затратами в криогенное оборудование. Поэтому одной из основных задач при исследовании технологий извлечения гелия из природного газа является разработка энергетически и экономически эффективных технологических схем при условии минимизации цены производимого СПГ и затрат на получение гелиевого концентрата.

### **9.1. Технологическая схема ЭТУ получения сжиженного природного газа и электроэнергии с извлечением гелия**

На основе прежнего опыта моделирования и расчета технологических схем получения СПГ, а также анализа последних исследований криогенных технологий была разработана перспективная технологическая схема ЭТУ комбинированного производства СПГ и электроэнергии с извлечением гелия с четырьмя ступенями охлаждения в цикле ожигения ПГ и с тремя ступенями – для извлечения гелиевого концентрата из продуктов сгорания [50, 86]. Упрощенная технологическая схема такой установки представлена на рис. 9.1. В схеме для выработки электроэнергии из продувочного газа применяется установка комбинированного цикла ПГУ-STIG с впрыском пара, получаемого в котле-утилизаторе, в камеру сгорания и с использованием кислородного дутья.

Эти обстоятельства позволяют сократить объем продуктов сгорания и избежать поступления в них азота из воздуха, что существенно снижает затраты на извлечение гелия. Продукты сгорания, образующиеся после камеры сгорания, состоят из диоксида углерода, следов кислорода, азота, содержащегося в

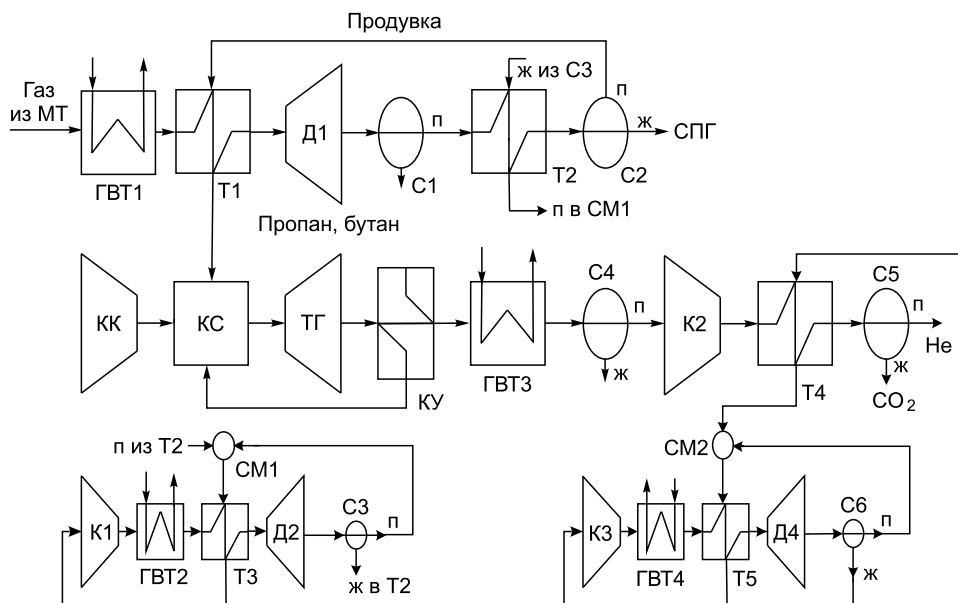


Рис. 9.1. Упрощенная технологическая схема установки сжижения ПГ и получения гелия:

МТ – магистральный трубопровод; Т1 (параллельно подключенные теплообменники первой группы) – группа регенеративных охладителей для предварительного охлаждения ПГ; Т2 (параллельно подключенные теплообменники второй группы) – группа охладителей на внешнем хладагенте; Т3, Т5 – группа охладителей № 3 и 5 азотного холодильного цикла; Т4 – группа охладителей на внешнем хладагенте; Д1, Д2, Д4 (детандеры) – турбодетандеры для сжижения ПГ и азота в холодильных циклах; С1–С6 (сепараторы №1–6) – сепараторы-отделители жидкой фазы; ТГ – турбина газовая на продуктах сгорания ПГ; КС – камера сгорания; КК – кислородный компрессор для нагнетания кислорода в КС; ГВТ1 – группа параллельно подключенных теплообменников для предварительного охлаждения ПГ; ГВТ2, ГВТ4 – газодлянные теплообменники азотного холодильного цикла; ГВТ3 – газодлянный теплообменник на продуктах сгорания; КУ – котел-утилизатор на продуктах сгорания для получения пара требуемых параметров; К1, К3 (компрессоры № 1 и 3) – компрессоры азотных холодильных циклов; К2 (компрессор № 2) – компрессор на продуктах сгорания; СМ1, СМ2 – смесители потоков пара из теплообменников Т3, Т4 соответственно с потоком пара из сепараторов (отделителей жидкой фазы) С3, С6; п – пар, ж – жидкость.

исходном природном газе, и гелия. Для получения гелиевого концентрата из продуктов сгорания в приведенной схеме (см. рис. 9.1) необходимо удалить  $\text{CO}_2$ . Для ожигения  $\text{CO}_2$  используется азот внешнего холодильного цикла. Диксид углерода в сжиженном виде отводится из сепаратора С5, гелиевый концентрат в паре поступает на выход установки. На первой ступени охлаждения природного газа (сепаратор С1) из установки отбираются легкосжижаемые компоненты (бутан и пропан). В расчетной схеме они являются целевыми продуктами. Продуквка в паре из С2 поступает на первую ступень для регенерации холода в системе теплообменников Т1, где испаряется, и идет далее в КС газовой турбины, СПГ идет на реализацию. Для сжижения ПГ применяется азотный холодильный цикл с детандерами и регенерацией холода.



## 9.2. Оптимизационные исследования ЭТУ получения сжиженного природного газа с извлечением гелия

В исследованиях, приведенных в гл. 8, рассматривалась технологическая схема комбинированного получения СПГ и электроэнергии без извлечения гелиевого концентрата с ПГУ бинарного цикла. Было показано, что при принятых условиях функционирования (ценах на ПГ, электроэнергию, оборудование, заданную рентабельность) цены на СПГ на выходе из ЭТУ лежат в диапазоне 95–115 долл./т у.т. (см. табл. 8.3). Эти цены на СПГ являются базовыми при проведении оптимизационных исследований ЭТУ с извлечением гелия, так как они получены с использованием согласованных математических моделей и уровней цен на оборудование, топливо и продукцию ЭТУ.

Для проведения оптимизационных исследований ЭТУ производства СПГ и электроэнергии с извлечением гелия разработана математическая модель установки на основе математических моделей элементов технологической схемы. Краткое описание моделей представлено в гл. 8. Математическая модель установки ориентирована на конструкторский расчет элементов (включает 375 входных, 478 выходных и 8 итерационно уточняемых параметров).

Поскольку при оптимизации параметров ЭТУ возникли вычислительные трудности, связанные с большим временем и точностью расчета систем уравнений, описывающих математические модели отдельных элементов криогенных установок, применяется новый подход к решению задачи оптимизации параметров схем ЭТУ на основе адаптированных математических моделей элементов (к примеру, теплообменников). В первом оптимизационном расчете в этой математической модели используются зависимости, полученные в результате линеаризации зависимостей выходных параметров от входных в исходной точке. На втором шаге в модель добавляется аналогичная линейная зависимость, полученная в оптимальной точке второго оптимизационного расчета и т. д. Зависимость между входными и выходными параметрами модели в текущей точке определяется как линейная комбинация линеаризаций в базовых точках с коэффициентами, определяемыми функцией “расстояния” между базовыми точками и текущей точкой. За несколько шагов такого расчета получается достаточно хорошая зависимость выходных параметров модели теплообменников от входных. Эта математическая модель не создает погрешностей, обусловленных итерационными методами решения больших систем нелинейных алгебраических и трансцендентных уравнений, и хорошо совпадает с точной математической моделью вблизи решения точной задачи оптимизации.

Целью оптимизационных исследований на математических моделях ЭТУ получения гелиевого концентрата является определение оптимальных технико-экономических параметров ЭТУ комбинированного производства СПГ, электроэнергии с выделением гелия в принятом допустимом диапазоне изменения их параметров при минимальных затратах в получении гелиевого концентрата.

К важнейшим особенностям, которые необходимо учитывать при исследовании установок получения СПГ и извлечения гелия, следует отнести взаимовлияние между производством СПГ (гелия) и выработкой электроэнергии, что сильно сказывается на стоимости всех блоков установки и ее тепловой эффективности. Основным параметром, определяющим соотношение между производством СПГ и выработкой электроэнергии, является расход продувки природного газа на производство электроэнергии.

В качестве основного экономического критерия рассматриваемых вариантов установок получения СПГ и извлечения гелия используется внутренняя норма возврата – интегральный показатель эффективности инвестиций. Оптимальным считается вариант, для которого внутренняя норма возврата достигает максимального значения. Сопоставление вариантов производится при фиксированных ценах на конечную продукцию. Ввиду того что существует значительная неопределенность в ценах, решается обратная задача – поиск варианта, для которого при фиксированной внутренней норме возврата (т. е. при некотором приемлемом уровне коммерческой эффективности) цена на продукцию будет минимальной. Очевидно, что такой вариант обладает наибольшей конкурентоспособностью.

Итак, оптимизация проводилась по критерию минимума цены гелия при заданных значениях внутренней нормы возврата капиталовложений, цены СПГ и цены на производимую электроэнергию. В формализованном виде задача оптимизации параметров ЭТУ имеет вид

$$\min C_{\text{He}} \left( K_{\text{ЭТУ}}, \Pi_{\text{ПГ}}^{\text{год}}, \Pi_{\text{N}_2}^{\text{год}}, \Theta^{\text{год}}, \Pi_{\text{СПГ}}^{\text{год}}, \mathbf{x}, \mathbf{y} \right) \quad (9.1)$$

при условиях

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0, \quad (9.2)$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \geq 0, \quad (9.3)$$

$$\underline{\mathbf{x}} \leq \mathbf{x} \leq \bar{\mathbf{x}}, \quad (9.4)$$

$$\text{IRR} \left( K_{\text{ЭТУ}}, \Pi_{\text{ПГ}}^{\text{год}}, U_{\text{N}_2}^{\text{год}}, \Theta^{\text{год}}, \Pi_{\text{СПГ}}^{\text{год}}, \mathbf{x}, \mathbf{y} \right) = \text{IRR}_z, \quad (9.5)$$

$$C_{\text{СПГ}} = C_z. \quad (9.6)$$

Здесь  $K_{\text{ЭТУ}}$  – капиталовложения в энерготехнологическую установку;  $\Pi_{\text{ПГ}}^{\text{год}}$  – цена ПГ на входе в установку;  $\Pi_{\text{N}_2}^{\text{год}}$  – цена азота внешнего холодильного цикла;  $\Theta^{\text{год}}$  – выручка от продажи электроэнергии;  $\Pi_{\text{СПГ}}^{\text{год}}$  – прибыль от продажи СПГ;  $\mathbf{H}$  –  $m$ -мерная векторная функция ограничений-равенств конструкторского расчета;  $\mathbf{x}$  – вектор независимых оптимизируемых параметров, определяющих конструктивные характеристики установки;  $\mathbf{y}$  –  $m$ -мерный вектор вычисляемых параметров при конструкторском расчете (включает термодинамические параметры и расходы рабочих тел в различных элементах технологической схемы ЭТУ, а также конструктивные характеристики);  $\mathbf{G}$  –  $l$ -мерная векторная функция ограничений-неравенств при конструкторском расчете;  $\underline{\mathbf{x}}$  и  $\bar{\mathbf{x}}$  – векторы, задающие интервалы определения оптимизируемых параметров;  $\text{IRR}_z$  – заданная внутренняя норма возврата капиталовложений;  $C_{\text{He}}$  – стоимость производства гелия;  $C_z$  – определенная в результате оптимизационных исследований ЭТУ производства СПГ без извлечения гелия стоимость СПГ в равных условиях функционирования рассматриваемых установок.

Всего в задаче оптимизировалось 23 параметра технологической схемы. Система ограничений включает условия на неотрицательность конечных температурных напоров теплообменников и перепадов давлений вдоль проточной части детандеров, компрессоров, газовых турбин, ограничения на расчетные температуры и механические напряжения металла труб теплообменников, на минимальную и максимальную доли природного газа, поступающего на выра-

ботку электроэнергии, а также на предельно допустимую степень расширения или сжатия в отсеках детандеров (компрессоров) и др. (120 ограничений).

Основная исходная экономическая информация выбрана в результате анализа существующих стоимостных характеристик материалов и оборудования, смет энергетических и технологических объектов с распределением затрат по различным статьям [22, 42, 79, 86, 116, 194]. Все варианты рассчитывались при одинаковом расходе ПГ, равном 2,2 млрд м<sup>3</sup> в год. Цена природного газа принята равной 50 долл./тыс. м<sup>3</sup>, внутренняя норма возврата капиталовложений – 15 %, эксплуатационные издержки в установку – 4,5 % от капиталовложений. Удельные энергозатраты на получение кислорода из воздуха криогенным способом составляют 0,41 кВт·ч/нм<sup>3</sup> O<sub>2</sub> и внесены в себестоимость отпускаемого от ЭТУ гелиевого концентрата. Необходимо отметить, что вся исходная экономи-

Таблица 9.1

**Оптимальные значения оптимизируемых параметров энерготехнологической установки**

Параметр	Значение
Давление газа на выходе компрессора, МПа:	
К1	14,2
К2	0,52
К3	9,1
Изменение энтальпии холодного потока в регенеративном теплообменнике Т1, кДж/кг	206,0
Массовая скорость холодного потока в регенеративном теплообменнике, кг/(м <sup>2</sup> ·с):	
Т1	187,1
Т2	148,7
Расход азота на входе регенеративного теплообменника Т3, кг/с	214,9
Изменение энтальпии холодного потока в регенеративном теплообменнике Т3, кДж/кг	167,0
Массовая скорость холодного потока в регенеративном теплообменнике Т3, кг/(м <sup>2</sup> ·с)	38,9
Изменение энтальпии холодного потока в регенеративном теплообменнике Т4, кДж/кг	158,6
Массовая скорость холодного потока в регенеративном теплообменнике Т4, кг/(м <sup>2</sup> ·с)	51,2
Расход азота на входе регенеративного теплообменника Т5, кг/с	154,9
Изменение энтальпии холодного потока в регенеративном теплообменнике Т5, кДж/кг	197,2
Массовая скорость холодного потока в регенеративном теплообменнике Т5, кг/(м <sup>2</sup> ·с)	42,2
Перепад давления в турбодетандере, МПа:	
Д1	4,82
Д3	0,42
Температура продуктов сгорания, К:	
на входе в газовую турбину	1482,2
на выходе котла-утилизатора	412,0
Расход воды в котле-утилизаторе, кг/с	174,6
Энтальпия впрыскиваемой воды в камеру сгорания, кДж/кг	1426,2
Массовая скорость пара в теплообменных поверхностях котла-утилизатора, кг/(м <sup>2</sup> ·с)	513,0

ческая информация и итоговые экономические показатели представлены в долларах 2005 г.

Состав ПГ, который использовался в расчетах (%):  $\text{CH}_4$  – 91,53;  $\text{C}_2\text{H}_6$  – 3,51;  $\text{C}_3\text{H}_8 + \text{C}_4\text{H}_{10}$  – 2,51;  $\text{N}_2$  – 2,13;  $\text{He}$  – 0,31.

Ниже приведены оптимальные значения оптимизируемых параметров, полученных в результате решения задач нелинейной оптимизации (табл. 9.1).

Видно, что для ожижения  $\text{CO}_2$ , содержащегося в продуктах сгорания, требуются значительно меньшие энергетические затраты, т. е. меньший расход азота в контуре, предназначенном для охлаждения продуктов сгорания в Т4, и меньшее давление на выходе компрессора К3 по сравнению со ступенями ожижения ПГ. Кроме того, в цикле ожижения  $\text{CO}_2$  необходимо незначительно повысить давление в компрессоре К2, в основном для преодоления гидравлического сопротивления потока продуктов сгорания по трактам системы теплообменников Т4.

Процесс сгорания продувки ПГ организован на кислородном дутье, чтобы не допустить попадания в камеру сгорания газовой турбины больших объемов трудноотделимого от гелия азота из воздуха. Для поддержания приемлемого температурного уровня в камере сгорания необходимо подавать значительное количество пара. Поскольку этот пар образуется в котле-утилизаторе за счет тепла уходящих газов, его энтальпия имеет низкие значения.

Расходы компонентов природного газа и продуктов сгорания в паровой и жидкой фазах по сепараторам представлены в табл. 9.2.

Итоговые технико-экономические показатели ЭТУ получения СПГ и производства электроэнергии с извлечением гелия (при цене на отпускаемую ЭТУ электроэнергию 5 цент/(кВт·ч)) приведены в табл. 9.3.

Таблица 9.2

**Расходы компонентов ПГ и продуктов сгорания в паровой и жидкой фазах по сепараторам, кг/с**

Элемент*	Параметр	Фазовое состояние	Компоненты парогазовой смеси, %					
			$\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_3\text{H}_8$	$\text{N}_2$	$\text{CO}_2$	$\text{He}$
С1	Расход – 55,36 кг/с	Пар	45,92	4,06	$4 \cdot 10^{-5}$	1,39	–	0,05
	Давление – 2,7 МПа Температура – 214,2 К	Жидкость	$1 \cdot 10^{-6}$	$3 \cdot 10^{-5}$	3,94	–	–	–
С2	Расход – 51,4 кг/с	Пар	13,99	0,005	–	1,39	–	0,05
	Давление – 2,7 МПа Температура – 173,7 К	Жидкость	31,93	4,06	$4 \cdot 10^{-5}$	–	–	–
С3	Расход – 214,9 кг/с	Пар	–	–	–	120,7	–	–
	Давление – 0,2 МПа Температура – 83,9 К	Жидкость	–	–	–	94,2	–	–
С5	Расход – 39,83 кг/с	Пар	–	–	–	1,39	$6 \cdot 10^{-4}$	0,05
	Давление – 0,1 МПа Температура – 178,2 К	Жидкость	–	–	–	–	38,39	–
С6	Расход – 154,0 кг/с	Пар	–	–	–	118,6	–	–
	Давление – 0,2 МПа Температура – 83,9 К	Жидкость	–	–	–	35,4	–	–

\* Обозначения элементов соответствуют рис. 9.1.

Таблица 9.3

**Оптимальные технико-экономические показатели ЭТУ получения СПГ и производства электроэнергии с извлечением гелия**

Показатель	Значение
Мощность, МВт:	
газовой турбины	305
детандеров	56
компрессоров азота	164
кислородного компрессора	25
полезная	172
Годовой расход ПГ:	2500
условного, тыс. т у.т.	
натурального, млн м <sup>3</sup>	2200
Годовое производство СПГ:	1360
условного, тыс. т у.т.	
натурального, тыс. т	820
Годовой отпуск электроэнергии, млн кВт·ч	1200
Годовой выход гелия, тыс. м <sup>3</sup>	6308
Годовой выход, тыс. т:	
жидкого СО <sub>2</sub>	886
пропан-бутановой смеси	63
Капиталовложения в установку, млн долл.	560
КПД установки эксергетический, %	65
Цена СПГ, долл./т у.т.	95
Цена гелиевого концентрата, долл./м <sup>3</sup>	2,7

\* \* \*

Таким образом, если гелий не удастся реализовать (из-за ограниченности его рынка) и он будет закачиваться в хранилища, то цена СПГ, компенсирующая затраты на извлечение гелия, будет 110–130 долл./т у.т. В связи с этим затраты на производство СПГ, связанные с извлечением гелия, составляют порядка 15 долл./т у.т. СПГ, что в пересчете на гелий соответствует 2,7 долл./м<sup>3</sup>.

---

## Глава 10 ИССЛЕДОВАНИЯ ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ПРОИЗВОДСТВА СИНТЕТИЧЕСКОГО ТОПЛИВА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С ИЗВЛЕЧЕНИЕМ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА

---

Интерес к проблеме переработки угля в синтетическое жидкое и газообразное топливо обусловлен необходимостью крупномасштабного вовлечения в топливно-энергетический баланс России дешевых энергоресурсов Сибири, а также повышения экономической эффективности их экспортных поставок. Такая переработка позволяет существенно расширить рынок сбыта продукции угледобывающей промышленности восточных регионов, улучшить экологическую обстановку, повысить доход от экспорта.

Наиболее перспективными видами синтетических жидких топлив (СЖТ) специалистами признаются метанол и диметиловый эфир (ДМЭ), а наиболее перспективным синтетическим газообразным топливом – водород. Это обусловлено рядом обстоятельств. Метанол – один из основных продуктов много-тоннажной химии, широко используется для получения множества ценных химических веществ: формальдегида, простых и сложных эфиров, аминов, растворителей, уксусной кислоты и др. Мировое производство метанола достигло 35 млн т в год, и спрос на него постоянно растет, что связано с использованием метанола в новых областях. Например, для получения высокооктановых добавок к моторному топливу, в качестве топлива на электростанциях, оборудованных высокоэффективными парогазовыми установками (ПГУ) и т. д. [99]. Еще один перспективный энергоноситель – диметиловый эфир, который может радикально решить проблему использования экономичных дизельных двигателей в городских условиях [142]. Он характеризуется полнотой сгорания, высоким цетановым числом, продукты сгорания практически не содержат вредных выбросов. Водород, несомненно, является одним из самых перспективных экологически чистых энергоносителей. Его химическая энергия с высокой эффективностью может преобразовываться в электрическую и механическую. При этом не происходит образования парниковых газов.

В связи с этим актуальной задачей является разработка энергоэффективных технологий получения синтетических топлив (СТ) из угля, характеризующихся в то же время наименьшими капитальными затратами. В выполненных ранее в ИСЭМ СО РАН работах по исследованию технологий получения СТ показано, что их крупномасштабное производство из угля целесообразно комбинировать с производством электроэнергии. Это позволяет утилизировать значительное количество тепловой энергии и горючих отходов, выделяющихся при производстве СТ. При этом энергетическая и экономическая эффективность комбинированного производства оказывается значительно выше, чем отдельных производств. Созданы математические модели ЭТУ комбинированного производства электроэнергии и синтеза метанола или ДМЭ и ЭТУ производства электроэнергии и мембранного получения водорода из угля. С использованием этих моделей проведены оптимизационные исследования установок, в результате которых определены конструктивные характеристики элементов обо-

рудования установок, соотношения производства СТ и электроэнергии и др. На основе этих данных при различных значениях цен на топливо, электроэнергию, оборудование и рентабельности производства установлены диапазоны цен на СТ [73, 75, 79, 82, 156].

Один из важнейших вопросов, возникающих при исследовании технологий получения СТ в свете Киотских соглашений по сокращению выбросов парниковых газов, связан с определением стоимости продукции установок с учетом затрат на удаление  $\text{CO}_2$ . Несмотря на то что в мире уделяется значительное внимание проектам удаления и захоронения  $\text{CO}_2$  (Норвегия, Канада, Алжир), до настоящего времени этот вопрос остается открытым [120].

Поэтому особое внимание уделено моделированию систем удаления  $\text{CO}_2$  в составе ЭТУ и оптимизационным исследованиям ЭТУ с учетом дополнительных капитальных и энергетических затрат в данные системы.

### 10.1. Моделирование установок получения синтетического топлива

В исследованиях использованы математические модели ЭТУ, при их разработке установка представлена тремя укрупненными блоками (рис. 10.1): блок производства синтез-газа (I), блок получения СТ (II), энергетический блок (III).

В блоке I осуществляется газификация твердого топлива с получением смеси водорода и диоксида углерода (синтез-газа), в нем охлаждается синтез-газ в системе теплообменников газогенератора и выполняется его очистка от соединений серы, золы и излишнего  $\text{CO}_2$ . За счет выделившегося при охлаждении газа тепла генерируется пар, поступающий на паровую турбину энергетического блока для выработки электроэнергии. В блоке II происходит каталитический синтез метилового спирта или диметилового эфира, при этом выраба-

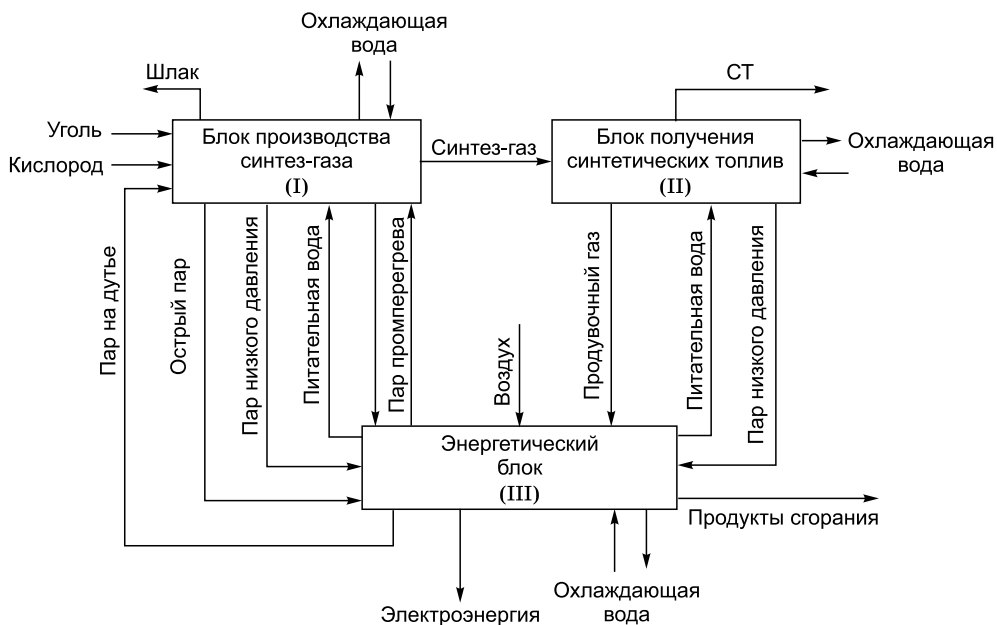


Рис. 10.1. Упрощенная схема материальных потоков ЭТУ производства СТ и электроэнергии.

тывается пар низкого давления в промежуточных теплообменниках реакторов синтеза, предназначенных для отвода тепла реакций (или производство водорода с использованием палладиевых мембран с получением пара низкого давления в конверторах CO). Этот пар поступает в часть низкого давления паровой турбины. Продувочный газ из блока получения СТ поступает в камеру сгорания блока III, продукты сгорания из которой идут на выработку электроэнергии в газовых турбинах. В котле-утилизаторе блока генерируется пар высокого и низкого давлений, поступающий в паровую турбину.

На рис. 10.2 представлена упрощенная технологическая схема ЭТУ синтеза ДМЭ на основе угля. Следует отметить, что технологические схемы ЭТУ синтеза ДМЭ и метанола отличаются наличием в ЭТУ синтеза ДМЭ блока разделения ДМЭ, метанола и воды и рециркуляцией образующегося при синтезе ДМЭ метанола в реактор.

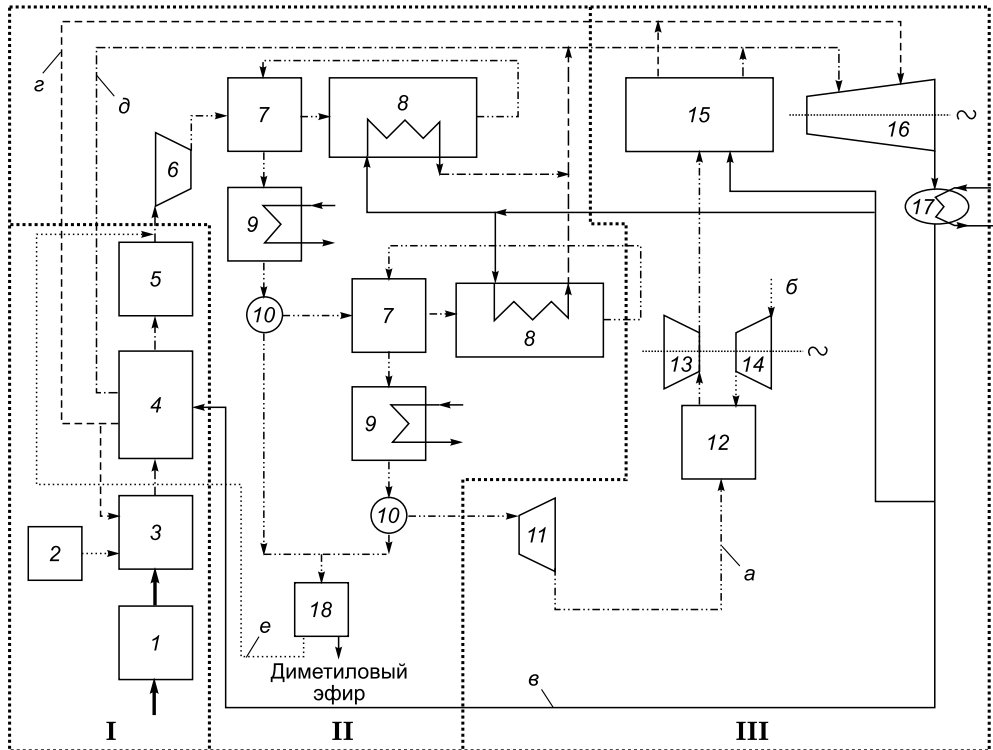


Рис. 10.2. Технологическая схема ЭТУ синтеза ДМЭ из угля:

1 – система топливоподготовки; 2 – система разделения воздуха; 3 – газогенератор; 4 – система охлаждения синтез-газа; 5 – система очистки синтез-газа; 6 – компрессор синтез-газа; 7 – регенеративный газо-газовый теплообменник; 8 – каталитические реакторы синтеза ДМЭ; 9 – холодильник-конденсатор; 10 – сепаратор ДМЭ; 11 – расширительная турбина; 12 – камера сгорания продувочных газов; 13 – основная газовая турбина; 14 – воздушный компрессор; 15 – котел-утилизатор; 16 – паровая турбина; 17 – конденсатор паровой турбины; 18 – блок разделения воды, метанола и ДМЭ.

Потоки: а – газа, б – воздуха, в – питательной воды, г – пара низкого давления, д – пара высокого давления; е – рециркуляция метанола.

I – блок получения синтез-газа, II – блок синтеза ДМЭ, III – энергетический блок.



В качестве примера на рис. 10.3 представлена более подробная технологическая схема ЭТУ получения водорода и производства электроэнергии из угля. При разработке технологической схемы ЭТУ комбинированного производства электроэнергии и водорода предусматривались перспективные на настоящий момент решения по технологическому оформлению используемых в ней процессов. Газификация топлива происходит в газогенераторах с кипящим слоем и сухим шлакоудалением на парокислородном дутье под давлением 2 МПа. Такой газогенератор является аналогом достаточно исследованного и реализованного в промышленных масштабах газогенератора Winkler. Получение водорода основано на принципах мембранного разделения газовых смесей, в качестве мембранных модулей приняты модули на основе палладиевых мембран, позволяющие работать при высоких давлениях и температурах. Высокая селективность

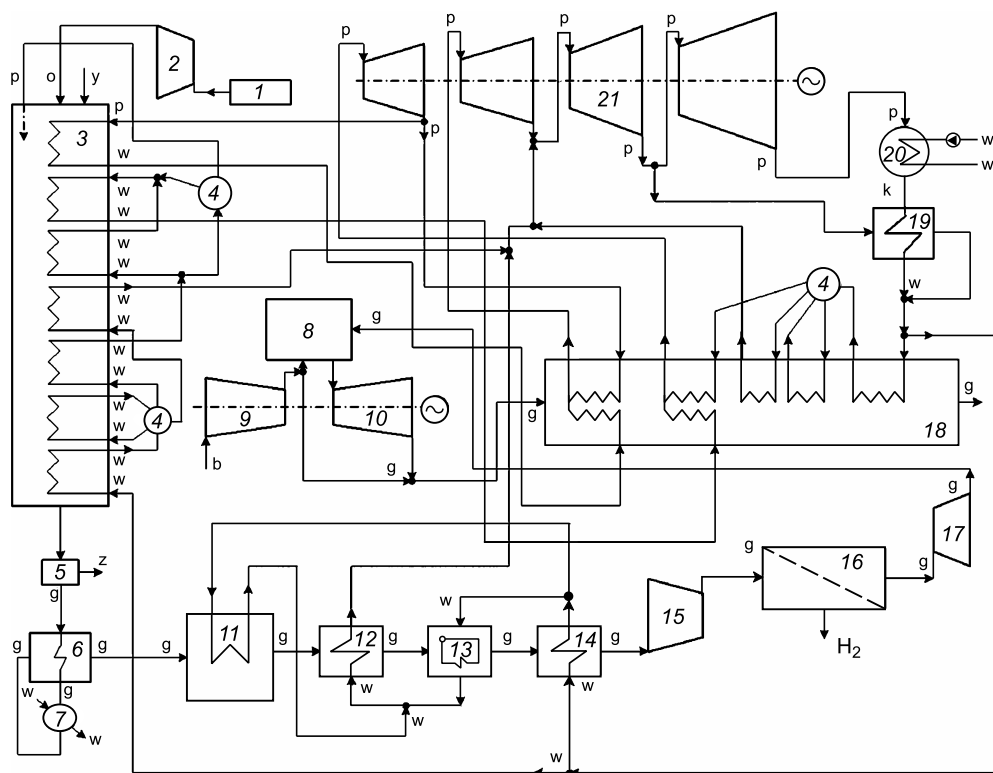


Рис. 10.3. Расчетная схема ЭТУ производства водорода и электроэнергии:

1 – блок получения кислорода; 2 – кислородный компрессор; 3 – газогенератор; 4 – баббан-сепаратор; 5 – сухой уловитель золы; 6 – регенеративный газо-газовый теплообменник; 7 – система глубокой очистки продуктов газификации; 8 – камера сгорания газовой турбины; 9 – компрессор воздушный; 10 – основная газовая турбина; 11 – реактор конверсии CO; 12–14 – конвективные теплообменники на продуктах газификации; 15 – компрессор продуктов конверсии; 16 – установка мембранного разделения продуктов конверсии; 17 – газовая турбина; 18 – котел-утилизатор; 19 – регенеративный подогреватель низкого давления; 20 – конденсатор паровой турбины; 21 – паровая турбина. б – воздух, w – вода, p – пар, k – конденсат, g – газ, z – зола, y – уголь, o – кислород.

таких мембран дает возможность получать водород высокой чистоты [38]. В схеме предусмотрен учет основного требования со стороны палладиевых мембран – отсутствия в разделяемом газе значительных количеств диоксида углерода и соединений серы, которые способны образовывать с палладием устойчивые химические соединения, снижающие скорость диффузии. Снижение концентрации CO в продуктах газификации осуществляется в реакторах конверсии CO, от соединений серы – в системе глубокой очистки продуктов газификации. В энергетическом блоке предусмотрен наиболее перспективный для энергетических установок комбинированный парогазовый цикл.

Технологическая схема блока получения водорода представлена на рис. 10.4. Газ, поступающий из блока газификации угля, идет на очистку от CO<sub>2</sub> и соединений серы в системе тонкой очистки (2). В реакторе конверсии CO (3) происходит конверсия продуктов газификации при температуре 600–700 °С. При этом концентрация CO в продуктах конверсии может достигать достаточно малых значений. Предусмотрен отвод тепла реакций во встроенных теплообменниках. Продукты конверсии CO охлаждаются в системе конвективных газодляных и газопаровых теплообменников (4–6), при этом получается пар низкого давления, поступающий в отсеки паровой турбины на выработку электроэнергии. Газ после охлаждения поступает в компрессор (7), где дожимается до давления, применяемого в установке мембранного разделения газовой смеси (8). После установки мембранного разделения оставшиеся после отделения водорода продукты конверсии CO идут на сжигание в камеру сгорания энергоблока. Установка мембранного разделения газовой смеси представляет собой одноступенчатую газоразделительную установку с параллельно-последовательным расположением мембранных модулей (9).

Модели ЭТУ ориентированы на конструкторский расчет элементов установки: определение поверхностей нагрева теплообменников, объема катализатора в реакторах синтеза метанола или ДМЭ, необходимой площади мембранных поверхностей, мощностей привода насосов и компрессоров, мощностей

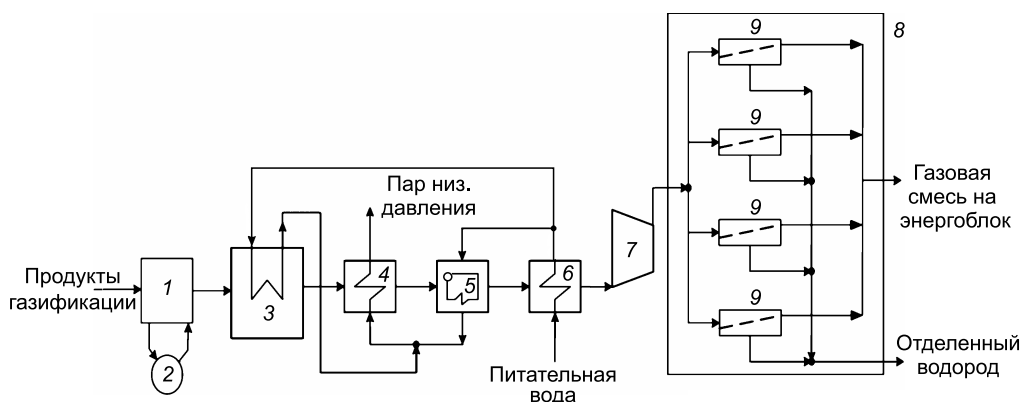


Рис. 10.4. Технологическая схема блока получения водорода:

1 – регенеративный газо-газовый теплообменник; 2 – тонкая очистка продуктов конверсии; 3 – реактор конверсии CO; 4 – перегреватель пара низкого давления; 5 – испаритель пара низкого давления; 6 – экономайзер пара низкого давления; 7 – компрессор; 8 – установка мембранного разделения продуктов конверсии CO; 9 – мембранный модуль.

газовых и паровой турбины, термодинамических параметров, расходов продуктов газификации, продуктов конверсии СО, продуктов сгорания, воды и пара в различных точках схемы и др. Более подробно вопросы моделирования и исследований ЭТУ производства водорода из угля освещены А.М. Клером с соавторами [82].

В табл. 10.1 приведены основные технико-экономические показатели оптимальных вариантов ЭТУ синтеза метанола и ДМЭ и ЭТУ производства водорода на основе угля, полученные в результате оптимизационных исследований на математических моделях установок без учета затрат в системы удаления СО<sub>2</sub>. Видно, что варианты производства метанола и ДМЭ существенно различаются по соотношению производимой продукции (СЖТ и электроэнергии). Так, установки синтеза ДМЭ характеризуются более высоким уровнем производства СЖТ (в энергетическом эквиваленте) по сравнению с установками синтеза метанола. В свою очередь на ЭТУ синтеза метанола электроэнергии вырабатывается значительно больше (в 1,5–2 раза в зависимости от вида потребляемого топлива). Это обусловлено тем, что практически весь СО расходуется в реакторах синтеза на производство ДМЭ. В ЭТУ синтеза метанола диоксида углерода в значительных объемах поступает после синтеза в камеру сгорания газовой турбины.

Производство газообразного водорода характеризуется меньшими капитальными вложениями, соответственно, меньшей ценой. Здесь следует отметить, что дальнейшее использование газообразного водорода в качестве энергоносителя вызывает необходимость разработки эффективных методов хранения и транспортировки, что будет существенно увеличивать его конечную стоимость у потребителя по сравнению с СЖТ, поскольку транспортировка и хранение жидких топлив значительно дешевле, чем газообразных.

Таблица 10.1

**Основные технико-экономические показатели оптимальных вариантов ЭТУ производства синтетического топлива и электроэнергии на основе угля**

Показатель	Вариант ЭТУ		
	получения водорода	синтеза ДМЭ	синтеза метанола
Годовой расход натурального топлива, тыс. т		4500	
Годовой расход условного топлива, тыс. т у.т.		2500	
Годовое производство СТ:			
условного топлива, тыс. т у.т.	655	1600	1350
натурального топлива, тыс. т	165	1625	1880
Мощность, МВт:			
паровой турбины	351	240	270
газовой турбины	349	110	145
собственных нужд	68	200	190
полезная	642	150	225
Годовой отпуск электроэнергии, млн кВт·ч	4500	1060	1560
Капиталовложения, суммарные в установку, млн долл.	890	1350	1150
Эксергетический КПД производства СТ, %.	45,3	59,2	61,7
Цена отпускаемой электроэнергии, цент/(кВт·ч)		5	
Цена производства СТ, долл./т у.т.	198	288	270
Суммарная стоимость продукции ЭТУ, млн долл. в год	354,7	513,8	442,5

### 10.2. Моделирование систем удаления $\text{CO}_2$ в составе ЭТУ

В свете Киотских соглашений по выбросам парниковых газов в окружающую среду актуальным представляется определение стоимости продукции ЭТУ получения СТ и электроэнергии с учетом затрат на удаление  $\text{CO}_2$  — одного из основных парниковых газов.

В основе удаления  $\text{CO}_2$  в данной системе лежит криогенный метод. Он представляется более эффективным для удаления диоксида углерода в значительных масштабах, так как по предварительным оценкам он требует меньших затрат по отношению к другим методам очистки (абсорбционным, адсорбционным, мембранным и др.). Применяется система детандерного типа с внешним контуром охлаждения, где в качестве хладагента используется жидкий азот, и регенерацией холода с последних ступеней охлаждения. Упрощенная технологическая схема системы удаления  $\text{CO}_2$  из продуктов сгорания представлена на рис. 10.5.

При построении математической модели системы удаления  $\text{CO}_2$  в целом использовались модели входящих в нее элементов: охладителей, регенеративных теплообменников, турбодетандеров, компрессоров, сепараторов, газовойдычных теплообменников и т. д. [86].

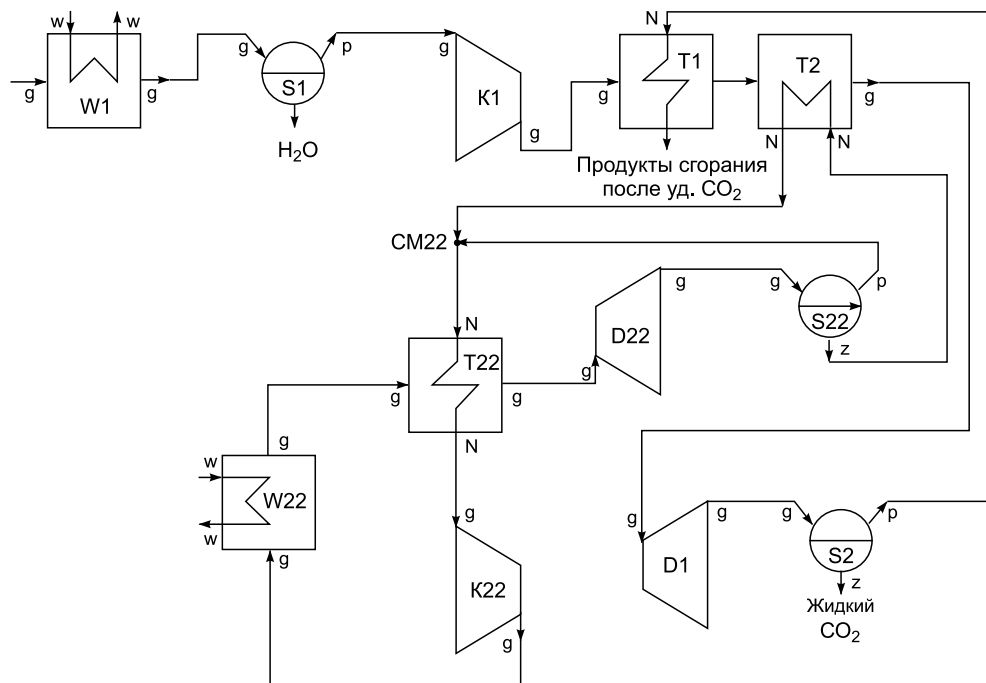


Рис. 10.5. Система удаления  $\text{CO}_2$ :

W1, W22 — газовойдычные теплообменники; K1 — компрессор продуктов сгорания; K22 — компрессор азотного холодильного цикла; S1, S2, S22 — сепараторы-отделители жидкой фазы; T1 — группа регенеративных охладителей; T2 — группа охладителей на внешнем хладагенте; T22 — группа охладителей азотного холодильного цикла; D1, D22 — турбодетандеры; CM22 — смеситель.

N — азот; g, p — газ, p — компонент в жидком состоянии.

Остальные пояснения см. рис. 10.3.

Расчет систем выделения диоксида углерода криогенными методами вызывает необходимость определения равновесного фазового состава многокомпонентных парожидкостных смесей. Точность и скорость нахождения такого состава в значительной мере определяют точность и скорость расчетов указанных систем в целом. Для проведения указанных расчетов применяется разработанный в ИСЭМ СО РАН эффективный метод определения термодинамически равновесного состава многокомпонентных парожидкостных смесей, значительно сокращающий время расчета элементов ЭТУ и характеризующийся высокой точностью, рассмотренный в разд. 8.2 [86].

Следует отметить, что математические модели всех входящих в систему удаления  $\text{CO}_2$  элементов, в расчетах которых требуется найти термодинамическое равновесие парожидкостных многокомпонентных смесей, построены с использованием вышеописанного подхода.

Разработанная математическая модель блока удаления  $\text{CO}_2$  включена в состав ЭТУ производства СТ и электроэнергии для проведения оптимизационных исследований указанных установок с учетом затрат на удаление  $\text{CO}_2$ .

### 10.3. Оптимизационные исследования ЭТУ получения СТ с учетом удаления $\text{CO}_2$

Целью исследований, проводимых на математических моделях ЭТУ получения СТ и электроэнергии на основе угля, является определение оптимальных термодинамических и расходных параметров установок и изменения их технико-экономических показателей в зависимости от условий функционирования (цен на топливо, оборудование, продукцию).

Для нахождения оптимальных вариантов ЭТУ решались задачи нелинейного математического программирования, смысл которых состоит в вычислении параметров установки (состава дутья в газогенераторы, объема катализатора в реакторах синтеза, площади мембранных поверхностей, температур и давлений рабочих тел парогазовой установки и др.), которые обеспечивают минимальное значение цены на производимое СТ при заданных уровнях внутренней нормы возврата капитальных вложений, ценах на потребляемое топливо и отпускаемую электроэнергию с учетом физико-технических ограничений на параметры установки и затрат на удаление  $\text{CO}_2$ .

Постановка задачи в математическом виде:

$$\min C_{СТ}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, k_m, \Delta K_{\text{CO}_2}, N_{\text{CH}}^\Sigma) \quad (10.1)$$

при ограничениях

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0, \quad (10.2)$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \geq 0, \quad (10.3)$$

$$\mathbf{x}_{\min} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_{\max}, \quad (10.4)$$

$$\text{IRR} = \text{IRR}_2, \quad (10.5)$$

$$N_{\text{CH}}^\Sigma = N_{\text{CH}}^{\text{ЭТУ}} + N_{\text{CH}}^{\text{CO}_2}, \quad (10.6)$$

где  $\mathbf{x}$  — вектор независимых оптимизируемых параметров;  $\mathbf{y}$  — вектор зависимых вычисляемых параметров;  $\mathbf{H}$  — векторная функция ограничений-равенств

Таблица 10.2

**Оптимальные параметры систем удаления CO<sub>2</sub> в составе ЭТУ получения синтетического топлива и электроэнергии на основе угля**

Элемент*	Параметр		Варианты ЭТУ		
			получения водорода	синтеза ДМЭ	синтеза метанола
1	2		3	4	5
Т1	Температура потока, К: охлаждаемого	Вход		303,2	
		Выход	172,8	180,8	174,6
	охлаждающего	Вход	119,4	129,0	130,1
		Выход	278,1	293,5	293,8
	Давление потока, МПа: охлаждающего			0,1	
		охлаждаемого		0,4	
	Суммарная площадь теплообменников, м <sup>2</sup>		37 686,0	13 865,0	27 913,0
	Масса труб, т		301,3	110,9	223,2
Т2	Температура охлаждаемого потока, К	Вход	172,8	180,8	174,6
		Выход	155,7	158,0	159,2
	Температура внешнего азота, К	Вход		83,8	
		Выход	154,1	167,8	162,2
	Давление внешнего азота, МПа			0,2	
	Давление охлаждаемого потока, МПа			0,4	
	Суммарная площадь теплообменников, м <sup>2</sup>		22636,0	12792,9	6576,7
	Масса труб, т		181,0	102,3	52,6
Т22	Температура потока, К: охлаждаемого	Вход		303,2	
		Выход	183,6	189,3	186,7
	охлаждающего	Вход	119,2	130,5	127,5
		Выход	290,5	291,4	293,0
	Давление потока, МПа: охлаждающего			0,2	
		охлаждаемого	15,5	18,0	17,8
	Расход внешнего азота, кг/с		395,7	181,1	197,7
	Суммарная площадь теплообменников, м <sup>2</sup>		46638,1	44414,7	44181,3
Масса труб, т		384,0	365,7	363,8	
W1	Температура охлаждаемого потока, К	Вход	338,6	340,5	387,8
		Выход		298,2	
	Температура охлаждающей воды, К	Вход		293,2	
		Выход		303,2	
	Давление охлаждающей воды, МПа			0,5	
	Давление охлаждаемого потока, МПа			0,3	
	Расход охлаждающей воды, кг/с		6112,2	1876,8	2808,9
	Суммарная площадь теплообменников, м <sup>2</sup>		1396,7	671,1	472,85
Масса труб, т		10,4	5,0	3,5	

Окончание табл. 10.2

1	2	3	4	5	
D1	Давление потока, МПа	Вход	0,4		
		Выход	0,1		
	Температура потока, К	Вход	155,7	158,0	159,2
		Выход	119,3	128,8	129,9
Вырабатываемая мощность, МВт		42,4	9,5	17,4	
D22	Давление азота, МПа	Вход	15,5	18,0	17,8
		Выход	0,2		
	Температура азота, К	Вход	183,6	189,3	186,7
		Выход	83,9		
Вырабатываемая мощность, МВт		52,2	26,5	28,2	
K1	Давление продуктов сгорания, МПа	Вход	0,2		
		Выход	0,4		
	Температура продуктов сгорания, К	Вход	297,9	298,2	297,0
		Выход	303,2		
	Потребляемая мощность, МВт		49,9	11,8	19,8
	Суммарная площадь встроенных газодводяных теплообменников, м <sup>2</sup>		1449,0	862,0	1001,0
Масса труб встроенных газодводяных теплообменников, т		11,0	7,1	8,0	
K22	Давление азота, МПа	Вход	0,2		
		Выход	15,5	14,2	13,9
	Температура азота, К	Вход	290,7	291,6	293,3
		Выход	303,2		
	Потребляемая мощность, МВт		182,7	91,1	99,5
	Суммарная площадь встроенных газодводяных теплообменников, м <sup>2</sup>		365,0	191,1	191,1
Масса труб встроенных газодводяных теплообменников, т		3,0	2,0	2,0	

\* Обозначения элементов соответствуют рис. 10.5.

(уравнения материального, энергетического балансов, теплопередачи и др.);  $\mathbf{G}$  – векторная функция ограничений-неравенств;  $\mathbf{x}_{\min}$ ,  $\mathbf{x}_{\max}$  – векторы граничных значений оптимизируемых параметров;  $C_{СТ}$  – стоимость СТ;  $k_m$  – удельная стоимость мембран;  $\Delta K_{CO_2}$  – капиталовложения в систему удаления  $CO_2$ ;  $IRR$ ,  $IRR_z$  – соответственно расчетная и заданная внутренняя норма возврата капиталовложений;  $N_{сн}^{\Sigma}$  – мощность собственных нужд ЭТУ с системой удаления  $CO_2$ ;  $N_{сн}^{ЭТУ}$  – мощность собственных нужд ЭТУ без системы удаления  $CO_2$ ;  $N_{сн}^{CO_2}$  – мощность собственных нужд системы удаления  $CO_2$ .

В качестве оптимизируемых параметров назначались энтальпии, давления и расходы острого пара, температура процесса конверсии и суммарная площадь палладиевых мембран в ЭТУ производства водорода, объем катализатора в ЭТУ синтеза метанола или ДМЭ, перепады давлений в детандерах, расход жидкого азота в контурах охлаждения продуктов сгорания в системах удаления  $CO_2$  и др. Система ограничений содержит условия на неотрицательность конечных темпе-

ратурных напоров теплообменников, перепадов давлений вдоль проточной части паровых, газовых турбин и детандеров, ограничения на расчетные температуры и механические напряжения труб теплообменников, на минимальную и максимальную температуру газификации и конверсии СО и т. д. Исходная технико-экономическая информация принята на основе ранее проведенных в ИСЭМ СО РАН исследований технологий переработки твердого топлива в синтетические жидкие и газообразные топлива и анализа смет технологических и энергетических производств [73, 75, 79, 82, 142, 156]. Цена угля принята равной 20 долл./т у.т. Внутренняя норма возврата капиталовложений составляет 15 %, что соответствует мировой практике при исследовании крупномасштабных проектов.

Оптимальные параметры основных элементов систем удаления  $\text{CO}_2$  в составе различных ЭТУ даны в табл. 10.2, а расходы компонентов продуктов сгорания в паровой и жидкой фазах по сепараторам – в табл. 10.3. Из табл. 10.2, 10.3 видно распределение параметров процесса сжижения  $\text{CO}_2$  (температур, давлений, расходов рабочих тел и теплоносителей в паре и жидкости) по основным элементам. Расход уходящих газов, поступающих в систему очистки от  $\text{CO}_2$ , в ЭТУ производства водорода (1376 кг/с) значительно больше, чем в ЭТУ синтеза метанола (696 кг/с) или ДМЭ (418 кг/с), что связано с большим производством электроэнергии в ЭТУ получения водорода.

Таблица 10.3

**Фазовое состояние компонентов продуктов сгорания по сепараторам**

Элемент*	Параметр	Фазовое состояние	Компоненты парогазовой смеси, %		
			$\text{CO}_2$	$\text{N}_2$	$\text{O}_2$
<i>ЭТУ получения водорода</i>					
S2	Расход – 1375,5 кг/с	Пар	1,9	1015,0	201,9
	Давление – 0,1 МПа Температура – 119,4 К	Жидкость	156,7	0	0
S22	Расход – 395,7 кг/с	Пар	–	196,7	–
	Давление – 0,2 МПа Температура – 94,2 К	Жидкость	–	199,0	–
<i>ЭТУ синтеза ДМЭ</i>					
S2	Расход – 418,4 кг/с	Пар	2,3	280,0	54,0
	Давление – 0,1 МПа Температура – 129,4 К	Жидкость	82,1	0	0
S22	Расход – 181,1 кг/с	Пар	–	79,5	–
	Давление – 0,2 МПа Температура – 84,2 К	Жидкость	–	101,6	–
<i>ЭТУ синтеза метанола</i>					
S2	Расход – 696,2 кг/с	Пар	4,7	480,2	108,4
	Давление – 0,1 МПа Температура – 130,1 К	Жидкость	102,9	0	0
S22	Расход – 197,7 кг/с	Пар	–	86,5	–
	Давление – 0,2 МПа Температура – 84,2 К	Жидкость	–	111,2	–

\* Обозначения элементов соответствуют рис. 10.5.



Таблица 10.4

**Основные технико-экономические показатели ЭТУ производства СТ и электроэнергии с учетом энергетических и капитальных затрат в системы удаления CO<sub>2</sub>**

Показатель	Варианты ЭТУ		
	получения водорода	синтеза ДМЭ	синтеза метанола
Содержание CO <sub>2</sub> в уходящих газах, тыс. т. в год	4000,0	2127,0	2700,0
Извлечение CO <sub>2</sub> , тыс. т в год	3950,0	2070,0	2592,0
Выброс CO <sub>2</sub> , тыс. т в год:			
после очистки	50,0	57,0	108,0
в продуктах сгорания СТ	0	3100,0	2585,0
Суммарный выброс CO <sub>2</sub> при производстве и сгорании СТ, тыс. т в год	50,0	3157,0	2693,0
Мощность в системе удаления CO <sub>2</sub> , МВт:			
компрессоров продуктов сгорания	50,1	11,8	19,8
компрессоров азота в азотной холодильной машине	182,7	91,1	99,5
детандеров продуктов сгорания	42,4	9,5	17,4
детандеров азотной холодильной машины	52,2	26,5	28,2
собственных нужд суммарная	138,0	67,0	75,0
Годовой отпуск электроэнергии ЭТУ с учетом потребления в системе удаления CO <sub>2</sub> , млн кВт·ч	3334,0	592,0	1045,0
Капиталовложения в системы удаления CO <sub>2</sub> , млн долл.	128,0	86,0	93,0
Капиталовложения в ЭТУ с учетом систем удаления CO <sub>2</sub> , млн долл.	1018,0	1436,0	1243,0
Цена отпускаемой электроэнергии, цент/(кВт·ч)		5,0	
Цена СТ с учетом затрат в системы удаления CO <sub>2</sub> , долл./т у.т.	356,0	325,0	312,0
Суммарная стоимость продукции ЭТУ с учетом затрат в системы удаления CO <sub>2</sub> , млн долл. в год	400,0	549,6	473,5
Удорожание продукции ЭТУ с учетом затрат в системы удаления CO <sub>2</sub> , %	11,3	7,0	6,5

В системе теплообменников первой ступени T1 снижение температуры охлаждаемого потока составляет 120–130 К, второй ступени T2 – 15–20 К в зависимости от варианта ЭТУ. Охлаждающий эффект турбодетандера D1 – 30–35 К. Таким образом, наибольший эффект охлаждения продуктов сгорания достигается в турбодетандере D1 и системе теплообменников первой ступени за счет регенерации холода с последней ступени охлаждения.

В табл. 10.4 даны основные технико-экономические показатели оптимальных вариантов ЭТУ производства СТ и электроэнергии на основе угля с учетом затрат на удаление CO<sub>2</sub> (при этом не учитывались затраты на захоронение CO<sub>2</sub>). Затраты энергии на удаление диоксида углерода из продуктов сгорания характеризуются нелинейной зависимостью и значительным ростом по мере понижения парциального давления CO<sub>2</sub> в продуктах сгорания. По этой причине извлечение CO<sub>2</sub> производится неполностью, небольшое его количество присутствует в уходящих газах. Следует отметить, что часть CO<sub>2</sub> удаляется из синтез-газа в блоке газификации рассматриваемых ЭТУ. Затраты электроэнергии и

капитальные затраты в удаление  $\text{CO}_2$  в блоке газификации учитываются при расчете показателей ЭТУ без систем удаления  $\text{CO}_2$ .

\* \* \*

Итак, системы удаления  $\text{CO}_2$  характеризуются значительными капиталовложениями и потреблением электроэнергии на собственные нужды, что обуславливает существенное удорожание производимых синтетических топлив. Удельные капиталовложения в системы удаления  $\text{CO}_2$  в зависимости от состава продуктов сгорания составляют порядка 35–40 долл./т  $\text{CO}_2$  в год. Большая часть электроэнергии для собственных нужд ЭТУ производства СТ и электроэнергии расходуется в компрессорах продуктов сгорания и азота в азотном холодильном цикле. Полезная выработка электроэнергии в детандерах системы удаления  $\text{CO}_2$  не компенсирует этих затрат энергии. Дополнительные капитальные затраты в системы удаления  $\text{CO}_2$  в составе ЭТУ приводят к удорожанию отпускаемой от ЭТУ продукции на 11,3, 7 и 6,5 % соответственно в ЭТУ получения водорода, в ЭТУ синтеза ДМЭ и ЭТУ синтеза метанола по сравнению с установками без систем удаления  $\text{CO}_2$ .

---

## Глава 11 КОМБИНИРОВАННОЕ ПРОИЗВОДСТВО СИНТЕТИЧЕСКИХ ЖИДКИХ ТОПЛИВ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ИЗ УГЛЯ С СИСТЕМАМИ ОЧИСТКИ ПРОДУКТОВ ГАЗИФИКАЦИИ ОТ $H_2S$ И $CO_2$

---

Реализация угольных проектов в электроэнергетике сдерживается вследствие низкой энергоэффективности и экологичности сжигания рядовых углей, высоких затрат на доставку энергии угля, особенно низкокалорийных, к конечным потребителям. В связи с этим возникает большой интерес к проблеме переработки углей в синтетическое жидкое топливо (СЖТ) как альтернативное энергетическое топливо [181, 182а, 184, 193, 195, 198, 201, 207, 213, 222].

Одним из наиболее перспективных направлений переработки угля является его газификация с последующим синтезом СЖТ в энерготехнологических установках (ЭТУ) комбинированного получения СЖТ и электроэнергии. Интерес к данной технологии определяется высокой производительностью процесса синтеза СЖТ, достаточной экологической чистотой процесса и производством экологически чистого топлива. Работы по математическому моделированию ЭТУ синтеза различных синтетических жидких топлив (метанол, диметилловый эфир и др.) и их технико-экономические исследования выполняются в ИСЭМ СО РАН в течение длительного времени. Разработаны математические модели отдельных блоков ЭТУ синтеза синтетических жидких топлив и установок в целом, найдены оптимальные схемно-параметрические решения и условия конкурентоспособности энерготехнологических установок [81, 150, 218].

Следует отметить, что в ранее проводимых исследованиях ЭТУ системы очистки синтез-газа от соединений серы и диоксида углерода рассматривались в упрощенном виде с использованием экспертных данных по удельным затратам энергии и капитальным вложениям. В то же время при каталитическом синтезе СЖТ одним из основных требований со стороны катализаторов является отсутствие соединений серы, так как они способствуют их “отравлению” и снижают скорость образования СЖТ. Представляется также необходимым удаление из продуктов газификации излишнего диоксида углерода. Поскольку данные системы являются весьма дорогостоящими и имеют значительное энергопотребление, их упрощенное представление не позволяет с необходимой точностью определить технико-экономические показатели ЭТУ в целом.

В связи с этим возникает необходимость математического моделирования и технико-экономических исследований системы очистки продуктов газификации в составе ЭТУ синтеза СЖТ.

Исследования состоят из двух этапов. На первом этапе строится математическая модель системы очистки продуктов газификации методом Ректизол и проводятся ее оптимизационные технико-экономические исследования, на втором этапе разработанная модель включается в состав математической модели ЭТУ в целом для проведения дальнейших оптимизационных технико-экономических исследований. Цель таких исследований заключается в получении оптимальных параметров ЭТУ с разной степенью извлечения диоксида углерода из продуктов газификации. Это обусловлено тем, что некоторая часть  $CO_2$  уча-

ствуется в реакциях синтеза метанола, что может увеличить его выход или выход дополнительного количества СО в составе продувки синтез-газа, поступающего на сжигание в камеру сгорания газовой турбины. Второе обстоятельство может повлиять на выработку дополнительного количества электроэнергии.

### 11.1. Математическое моделирование системы очистки продуктов газификации методом Ректизол

Основой разработанной математической модели системы очистки является один из перспективных процессов очистки продуктов газификации от соединений серы и излишнего диоксида углерода, так называемый Ректизол-процесс (метод очистки газа метанолом при низких температурах). Интерес к данному методу обусловлен тем, что, во-первых, он прошел широкую промышленную проверку при очистке синтез-газа, получаемого газификацией угля, во-вторых, в ЭТУ синтеза СЖТ присутствуют потоки с низкими температурами, которые могут быть эффективно использованы в системе очистки, в-третьих, этот способ обеспечивает комплексную очистку газов от  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ , сероорганических соединений и других примесей одним и тем же растворителем.

В зависимости от способа газификации и состава исходного газа используют различные схемы очистки. В данном случае рассматривается двухступенчатая очистка продуктов газификации холодным метанолом от  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$ . Ее расчетная схема [144], для которой разработана математическая модель, представлена на рис. 11.1.

При построении математической модели системы очистки продуктов газификации от  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$  использовались ранее разработанные модели входящих в нее элементов: теплообменников, испарителей, компрессоров, смесителей и др., а также новые элементы: абсорбер и десорбер  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$ .

*Математическая модель абсорбера* включает в себя зависимости между входными и выходными параметрами элемента (равновесные составы и расходы абсорбента (метанола) и растворяемого газа (продуктов газификации), давления и температуры потоков), а также зависимости между этими переменными и конструктивными характеристиками аппарата.

В математической модели абсорбера исходными данными служат расход и состав растворителя и растворяемого газа, входное давление, температура и энтальпия. Ниже дана система уравнений, описывающих математическую модель [118].

⇒ *Материальный баланс процесса*

$$\Sigma G_{(i)} = G_{L(i)}^{\text{BX}} + G_{\Gamma(i)}^{\text{BX}}, \quad (11.1)$$

где  $\Sigma G_{(i)}$  – суммарный расход распределяемого компонента из газовой фазы в раствор во всем аппарате;  $G_{L(i)}^{\text{BX}}$  – расход абсорбента (метанола), содержащего распределяемые компоненты, на входе в секцию;  $G_{\Gamma(i)}^{\text{BX}}$  – расход компонента газа на входе в секцию.

⇒ *Тепловой баланс процесса*

$$G_{\Gamma}^{\text{CP}} \cdot c_{\Gamma} (t_{\Gamma}^{\text{BX}} - t_{\Gamma}^{\text{ВЫХ}}) - G_L^{\text{CP}} \cdot c_L (t_L^{\text{ВЫХ}} - t_L^{\text{BX}}) + Q^{\text{диф}} = 0, \quad (11.2)$$

где  $Q^{\text{диф}}$  – дифференциальная теплота растворения газа;  $G_{\Gamma}^{\text{CP}}$ ,  $G_L^{\text{CP}}$  – средние расходы фаз на секции абсорбера;  $c_L$  – относительная теплоемкость абсорбен-



та;  $c_r$  – относительная теплоемкость растворяемого газа;  $t_L^{\text{ВЫХ}}$ ,  $t_r^{\text{ВЫХ}}$  – температура в данном сечении абсорбента и растворяемого газа;  $t_L^{\text{ВХ}}$ ,  $t_r^{\text{ВХ}}$  – начальная температура абсорбента и растворяемого газа.

➤ При определении равновесного состава растворов в абсорбере применяется закон Генри для идеальных растворов (так как при протекании процесса отсутствуют химические взаимодействия между газом и поглотителем, а также используются умеренные давления и невысокие температуры):

$$X_i = k_i \cdot P_i, \quad (11.3)$$

где  $X_i$  – мольная доля извлекаемого компонента в растворе;  $k_i$  – константа Генри компонента;  $P_i$  – парциальное давление компонента газа.

➤ *Поверхность массопередачи*

$$F = \Sigma G_{(i)} / (K_r \cdot \Delta \bar{Y}_{\text{CP}}). \quad (11.4)$$

Здесь  $\Sigma G_{(i)}$  – суммарный расход распределяемого компонента из газовой фазы в раствор во всем аппарате;  $K_r$  – коэффициент массопередачи;  $\Delta \bar{Y}_{\text{CP}}$  – движущая сила в единицах концентраций газовой фазы.

➤ *Коэффициент массопередачи*

$$K_r = 1 / (1/\beta_r + m/\beta_L), \quad (11.5)$$

где  $\beta_L$  и  $\beta_r$  – коэффициенты массоотдачи соответственно в жидкой и газовой фазах, кг/(м<sup>2</sup>·с);  $m$  – коэффициент распределения, кг метанола/кг газа.

➤ *Высота абсорбера* определяется из геометрического соотношения

$$H = F / (0,785 \cdot a \cdot d_{\text{CT}}^2 \cdot \psi_a), \quad (11.6)$$

где  $F$  – поверхность массопередачи;  $a$  – удельная поверхность насадки;  $d_{\text{CT}}$  – стандартный диаметр обечайки абсорбера;  $\psi_a$  – доля активной поверхности насадки.

Для решения системы уравнений используется итерационный метод Ньютона с учетом ограничения по тепловому балансу. В результате решения этой системы определяются конструктивные характеристики абсорбера.

*Математическая модель десорбера* включает в себя зависимости для определения равновесного состава двухфазных смесей, теплового и материального балансов. Учитываются ограничения на неотрицательность температурных напоров. Определяются конструктивные характеристики (поверхность массопередачи, высота ступени десорбера и др.).

Таким образом, *математическая модель системы очистки продуктов газификации методом Ректизол* ориентирована на конструкторский расчет элементов установки: определение поверхностей нагрева теплообменников, поверхностей массопередачи абсорберов и десорберов, мощности привода насосов и компрессоров, термодинамических параметров, расходов потоков и др.

На основе разработанной математической модели системы очистки методом Ректизол проведены оптимизационные исследования, целью которых было определение энергетических и капитальных затрат в зависимости от степени

удаления  $\text{CO}_2$  при условии тонкой очистки продуктов газификации от соединений серы.

Для этого решались задачи нелинейного математического программирования, смысл которых состоит в вычислении параметров (поверхностей массопередачи абсорберов и десорберов и др.), обеспечивающих минимальное значение капитальных затрат в систему очистки при заданной стоимости керамических кислотоупорных насадок (колец Рашига) с учетом физико-технических ограничений на параметры системы очистки и энергетических затрат на удаление  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$ .

Постановка задачи в математическом виде

$$\min \Delta K_{\text{CY}}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, K^{\text{TO}}, K^{\text{AS}}, K^{\text{DS}}, K^{\text{KR}}, \Delta N_{\text{CY}}) \quad (11.7)$$

при ограничениях

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0; \mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \geq 0; \mathbf{x}_{\min} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_{\max}, \quad (11.8)$$

где  $\mathbf{x}$  – вектор независимых оптимизируемых параметров;  $\mathbf{y}$  – вектор зависимых (вычисляемых) параметров;  $\mathbf{H}$  – векторная функция ограничений-равенств (уравнения материального, энергетического балансов, теплопередачи и др.);  $\mathbf{G}$  – векторная функция ограничений-неравенств;  $\mathbf{x}_{\min}$ ,  $\mathbf{x}_{\max}$  – векторы граничных значений оптимизируемых параметров;  $\Delta K_{\text{CY}}$  – капиталовложения в систему очистки  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$ ;  $K^{\text{TO}}$  – капиталовложения в теплообменники;  $K^{\text{AS}}$  – капиталовложения в абсорберы;  $K^{\text{DS}}$  – капиталовложения в десорберы;  $K^{\text{KR}}$  – капиталовложения в компрессоры;  $\Delta N_{\text{CY}}$  – потребление энергии в системе очистки.

Всего оптимизируется 20 параметров (расход метанола в системе очистки, изменение энтальпий холодных потоков в испарителях, расход азота на входе в десорберы и т. д.). Система ограничений включает условия на неотрицательность конечных температурных напоров теплообменников, ограничения на расчетные температуры и механические напряжения труб теплообменников, поверхности массопередачи абсорберов и десорберов и т. д. Всего – 135 ограничений.

В табл. 11.1 представлены оптимальные параметры основных элементов системы очистки продуктов газификации методом Ректизол в зависимости от степени удаления  $\text{CO}_2$ .

Полученные результаты оптимизационных исследований системы очистки позволяют построить аппроксимационные зависимости (рис. 11.2) для определения капиталовложений и потребляемой энергии в системе очистки в зависимости от степени удаления  $\text{CO}_2$ .

Исследования системы очистки методом Ректизол показали, что с уменьшением степени удаления  $\text{CO}_2$  вырождаются ступени абсорбции за счет понижения расхода абсорбента, необходимого для поглощения  $\text{CO}_2$  из продуктов газификации (вариант с удалением 40 %  $\text{CO}_2$  имеет одну ступень абсорбции). Для сравнения в табл. 11.1 приведен вариант с удалением 65 %  $\text{CO}_2$  (выделен серым фоном), из которого видно вырождение второй ступени абсорбции.

Из полученных аппроксимационных зависимостей (см. рис. 11.2) виден рост капиталовложений и затрат энергии в систему очистки за счет увеличения поверхностей массопередачи абсорберов и десорберов при увеличении доли удаления  $\text{CO}_2$ .

Таблица 11.1

**Оптимальные параметры системы очистки продуктов газификации методом Ректизол  
в зависимости от степени удаления CO<sub>2</sub>**

Эле- мент*	Параметр		Степень удаления CO <sub>2</sub>				
			95 %	80 %	65 %	40 %	
1	2		3	4	5	6	
Т1	Температура потока, К: охлаждаемого	Вход	298,1	298,1	298,1	298,1	
		Выход	266,3	287,2	285,7	277,7	
	охлаждающего	Вход	242,2	225,1	232,3	236,1	
		Выход	285,1	240,2	250,7	265,1	
	Давление потока, кг/см <sup>2</sup> : охлаждающего		30,0	30,0	30,0	30,0	
		охлаждаемого	30,0	30,0	30,0	30,0	
	Суммарная площадь теплообменников, м <sup>2</sup>			36 280,2	5798,2	8794,5	2342,0
	Т2	Температура потока, К: охлаждаемого	Вход	298,1	298,1	297,8	—
Выход			264,7	287,3	285,9	—	
охлаждающего		Вход	247,2	257,4	266,6	—	
		Выход	285,5	269,1	278,8	—	
Давление потока, кг/см <sup>2</sup> : охлаждающего			50,0	50,0	50,0	—	
		охлаждаемого	50,0	50,0	50,0	—	
Суммарная площадь теплообменников, м <sup>2</sup>			16 994,9	2769,6	5959,7	—	
Т3		Температура потока, К: охлаждаемого	Вход	254,8	275,6	285,2	250,7
	Выход		231,2	232,7	241,8	237,7	
	охлаждающего	Вход	227,4	228,8	229,2	237,8	
		Выход	246,8	239,9	241,7	224,1	
	Давление потока, кг/см <sup>2</sup> : охлаждающего		29,8	29,8	29,8	30,0	
		охлаждаемого	30,0	30,0	30,0	20,0	
	Суммарная площадь теплообменников, м <sup>2</sup>			34 776,2	5972,8	5620,0	2073,4
	Т4	Температура потока, К: охлаждаемого	Вход	261,1	264,5	266,9	—
Выход			237,6	220,4	227,2	—	
охлаждающего		Вход	219,0	192,1	220,2	—	
		Выход	242,0	234,9	259,9	—	
Давление потока, кг/см <sup>2</sup> : охлаждающего			50,0	50,0	50,0	—	
		охлаждаемого	30,0	30,0	30,0	—	
Суммарная площадь теплообменников, м <sup>2</sup>			39 151,5	5483,1	24 857,9	—	
NH1		Температура потока, К: охлаждаемого	Вход	231,9	233,7	242,5	238,1
	Выход		219,0	192,1	220,2	231,5	
	охлаждающего	Вход	107,0	82,5	88,5	83,9	
		Выход	184,0	139,9	193,7	109,2	



Продолжение табл. 11.1

1	2	3	4	5	6		
NH1	Давление потока, кг/см <sup>2</sup> :						
	охлаждающего	2,0	1,7	1,7	2,0		
	охлаждаемого	50,0	50,0	50,0	30,0		
	Суммарная площадь теплообменников, м <sup>2</sup>	4970,1	2620,5	2851,3	205,9		
NH2	Температура потока, К:	Вход	254,1	263,1	270,4	—	
		Выход	252,9	258,9	257,2	—	
	охлаждающего	Вход	99,7	118,1	86,2	—	
		Выход	185,4	172,8	156,7	—	
	Давление потока, кг/см <sup>2</sup> :		2,0	2,1	2,1	—	
		охлаждаемого	50,0	50,0	49,6	—	
	Суммарная площадь теплообменников, м <sup>2</sup>	955,8	509,7	1019,8	—		
	AS	Температура абсорбента, К	Вход	237,6	220,3	227,1	231,3
			Выход	242,3	237,6	242,7	245,0
		Температура газа, К	Вход	266,3	240,0	245,1	247,4
Выход			242,3	225,3	232,1	236,3	
Поверхность массопередачи абсорбера, м <sup>3</sup>		21 190,7	13 417,5	14 541,7	9600,5		
AY1		Температура абсорбента, К	Вход	242,5	—	—	—
	Выход		248,1	—	—	—	
	Температура газа, К	Вход	257,9	—	—	—	
		Выход	247,0	—	—	—	
	Поверхность массопередачи абсорбера, м <sup>3</sup>	8810,7	—	—	—		
	AY2	Температура абсорбента, К	Вход	247,1	252,1	261,6	—
Выход			254,2	263,2	270,5	—	
Температура газа, К		Вход	264,6	265,6	272,9	—	
		Выход	257,9	257,1	266,7	—	
Поверхность массопередачи абсорбера, м <sup>3</sup>		7508,6	5009,7	916,7	—		
DS		Температура абсорбента, К	Вход	212,5	218,3	222,3	225,6
	Выход		226,3	227,0	228,7	236,6	
	Температура газа, К	Вход	315,4	346,3	336,5	266,8	
		Выход	257,3	291,8	291,7	248,6	
	Поверхность массопередачи десорбера, м <sup>3</sup>	13 301,6	7760,3	6120,1	4961,0		
	DY	Температура абсорбента, К	Вход	250,7	253,3	256,2	—
Выход			261,3	263,3	266,2	—	
Температура газа, К		Вход	347,8	368,4	311,6	—	
		Выход	255,7	258,3	261,2	—	
Поверхность массопередачи десорбера, м <sup>3</sup>		28 430,4	6689,4	4858,9	—		
K1		Давление потока, кг/см <sup>2</sup>	Вход	29,9	29,9	29,9	—
	Выход		50,0	50,0	50,0	—	
	Температура потока, К	Вход	285,2	240,8	250,8	—	
		Выход	311,4	311,0	310,7	—	
	Потребляемая мощность, МВт	11 274,6	10 295,8	10 412,1	—		
	Суммарная площадь встроенных газоводяных теплообменников, м <sup>2</sup>	839,6	1047,3	1039,6	—		

Окончание табл. 11.1

1	2	3	4	5	6	
К2	Давление потока, кг/см <sup>2</sup>	Вход	1,2	1,2	1,1	—
		Выход	30,0	30,0	30,0	—
	Температура потока, К	Вход	242,0	222,7	223,5	—
		Выход	392,4	379,2	380,2	—
	Потребляемая мощность, МВт		2814,8	3859,5	3858,1	—
Суммарная площадь встроенных газоводяных теплообменников, м <sup>2</sup>		222,0	282,6	281,5	—	
К3	Давление потока, кг/см <sup>2</sup>	Вход	20,0	20,0	20,0	20,0
		Выход	30,0	30,0	30,0	30,0
	Температура потока, К	Вход	290,0	290,0	290,0	290,0
		Выход	308,6	308,5	308,5	308,5
	Потребляемая мощность, МВт		9712,6	9712,6	9712,6	9712,6
Суммарная площадь встроенных газоводяных теплообменников, м <sup>2</sup>		934,9	934,9	934,9	934,9	
Суммарные капиталовложения, млн долл.			136,9	108,8	128,3	65,1
Суммарное потребление электроэнергии, кВт			27 406,1	24 912,7	25 053,3	10 236,7

\* Обозначения элементов соответствуют принятым на рис. 11.1.

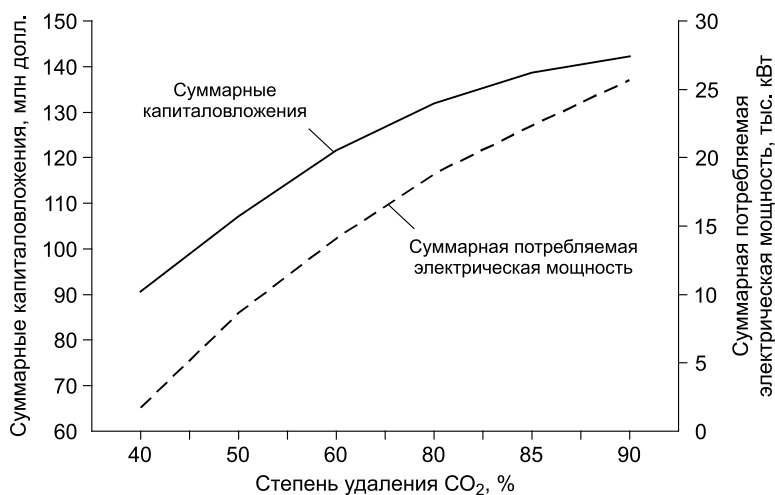


Рис. 11.2. Зависимость суммарных капиталовложений и суммарного потребления электроэнергии в системе очистки от степени удаления CO<sub>2</sub>.

Разработанная математическая модель системы очистки продуктов газификации от H<sub>2</sub>S и излишнего CO<sub>2</sub> методом Ректизол включена в математическую модель ЭТУ в целом (рис. 11.3) для проведения дальнейших исследований.

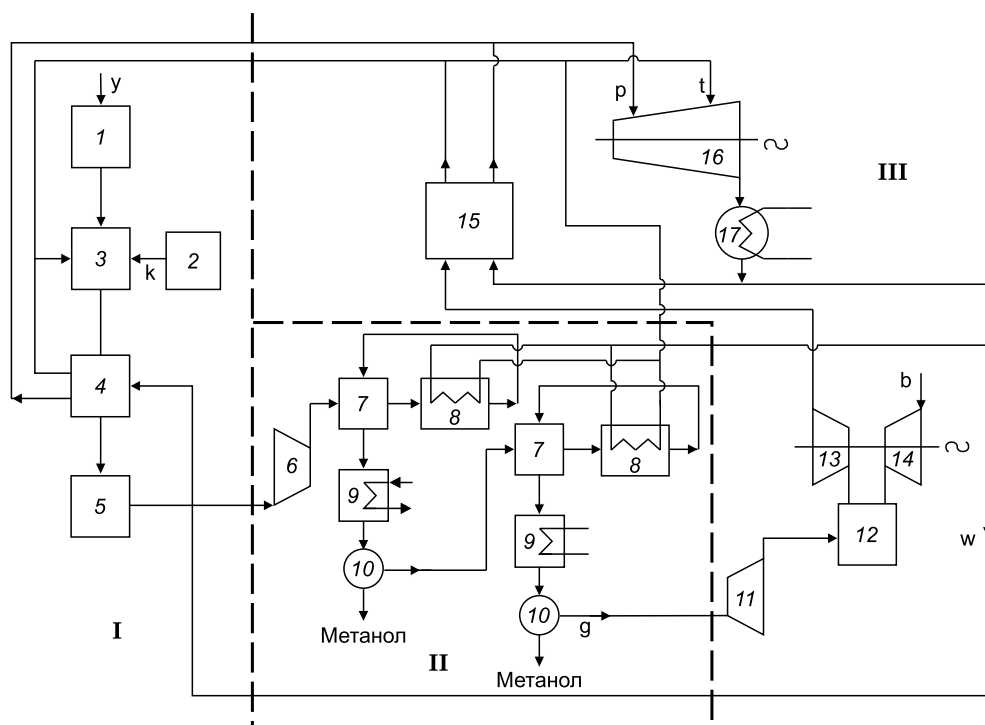


Рис. 11.3. Упрощенная технологическая схема ЭТУ синтеза метанола из угля:

1 – система топливоподготовки; 2 – система разделения воздуха; 3 – газогенератор; 4 – система охлаждения продуктов газификации; 5 – блок очистки продуктов газификации методом Ректизол; 6 – компрессор синтез-газа; 7 – регенеративный газо-газовый теплообменник; 8 – каталитические реакторы синтеза метанола; 9 – холодильник-конденсатор метанола; 10 – сепаратор метанола; 11 – расширительная газовая турбина; 12 – камера сгорания газовой турбины; 13 – основная газовая турбина; 14 – воздушный компрессор; 15 – котел-утилизатор; 16 – паровая турбина; 17 – конденсатор паровой турбины.

g – газ, b – воздух, w – питательная вода, y – уголь, k – кислород, p – пар низкого давления, t – пар высокого давления. I–III – блоки: I – получения синтез-газа, II – синтеза метанола, III – энергетический.

### 11.2. Оптимизационные исследования ЭТУ синтеза метанола с учетом удаления $H_2S$ и $CO_2$

Математическая модель ЭТУ в целом ориентирована на конструкторский расчет элементов установки и содержит порядка 2000 переменных, несколько сотен алгебраических и трансцендентных уравнений. Решение системы уравнений производится методом Зейделя.

Цель оптимизационных исследований на математической модели ЭТУ с системой очистки продуктов газификации от  $H_2S$  и  $CO_2$  заключается в получении оптимальных термодинамических и расходных параметров установок и изменении их технико-экономических показателей в зависимости от степени удаления  $CO_2$  из продуктов газификации в системе очистки.

Оптимизация проводилась по критерию минимального значения цены на производимое СЖТ при заданных уровнях внутренней нормы возврата капитальных вложений, ценах на потребляемое топливо и отпускаемую электроэнергию с учетом физико-технических ограничений на параметры установки и затрат в систему очистки от  $H_2S$  и  $CO_2$ .

В качестве оптимизируемых параметров принимались энтальпии, давления и расходы острого пара, объем катализатора в ЭТУ синтеза метанола и др. Система ограничений содержит условия на неотрицательность конечных температурных напоров теплообменников, перепадов давлений вдоль проточной части паровых, газовых турбин, ограничения на расчетные температуры и механические напряжения труб теплообменников, на минимальную и максимальную температуру газификации и т. д. Исходная технико-экономическая информация принята на основе ранее проведенных в ИСЭМ СО РАН исследований технологий переработки твердого топлива в синтетические жидкие и газообразные топлива и анализа смет технологических и энергетических производств [75, 79, 156]. Газификация топлива происходит в газогенераторах с кипящим слоем и сухим шлакоудалением на парокислородном дутье под давлением 2 МПа. Такой газогенератор является аналогом достаточно исследованного и реализованного в промышленных масштабах газогенератора Winkler. Эти газогенераторы чаще всего применяют в установках синтеза СЖТ. Внутренняя норма возврата капиталовложений составляет 15 %, что соответствует мировой практике при исследовании крупномасштабных проектов.

Таблица 11.2

**Основные технико-экономические показатели ЭТУ  
на угле с разной степенью удаления  $CO_2$**

Показатель	Варианты ЭТУ с разной степенью удаления $CO_2$		
	25 %	50 %	90 %
Годовой расход топлива (угля):			
условного, тыс. т у.т.		2480	
натурального, тыс. т		4580	
Цена угля, долл./т у.т.		20	
Годовое производство метанола:			
условного, тыс. т у.т.	1323,5	1317,5	1255,2
натурального, тыс. т	1852,9	1844,5	1757,3
Годовой отпуск электроэнергии, млн кВт·ч.	1549,1	1508	1802
Мощность, МВт:			
газовой турбины	317,09	338,4	402,4
паровой турбины	243,01	229,5	246,9
собственных нужд	338,8	352,5	391,9
полезная	221,3	215,4	257,4
Капиталовложения в систему очистки продуктов газификации, млн долл.	53,8	76,1	126,1
Капиталовложения суммарные в установку, млн долл.	1108	963,6	947,2
Термический КПД производства метанола, %	64,6	64	63,5
Цена отпускаемой электроэнергии, цент/(кВт·ч)		4	
Цена производства метанола, долл./т у.т.	257	225	241

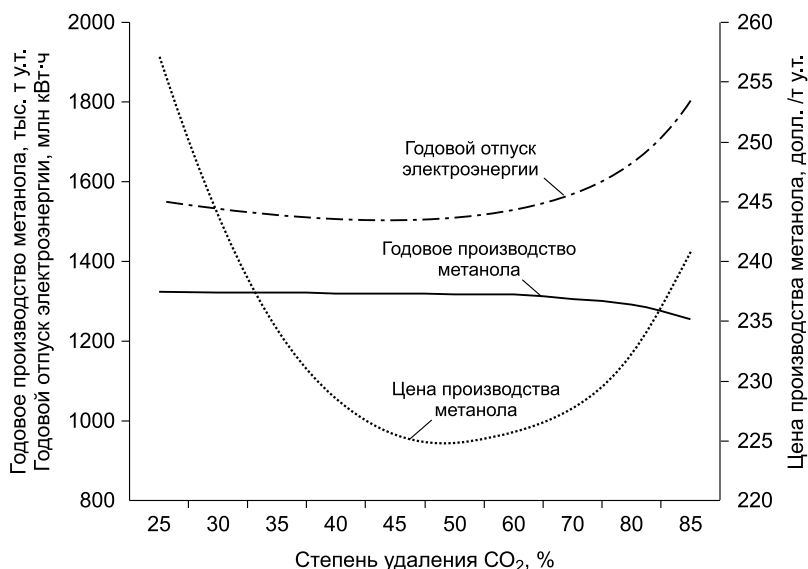


Рис. 11.4. Зависимость годового производства метанола, годового отпуска электроэнергии и цены производства метанола от степени удаления CO<sub>2</sub>.

Постановка задачи в математическом виде

$$\min C_{\text{СЖТ}}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, k_m, \Delta K_{\text{Су}}, \Delta N_{\text{Су}}) \quad (11.9)$$

при следующих ограничениях:

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0; \mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \geq 0; \mathbf{x}_{\min} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_{\max}; \text{IRR} = \text{IRR}_z, \quad (11.10)$$

где  $C_{\text{СЖТ}}$  – стоимость метанола;  $k_m$  – коэффициент удаления CO<sub>2</sub>;  $\Delta N_{\text{Су}}$  – затраты энергии в системе очистки; IRR, IRR<sub>z</sub> – соответственно расчетная и заданная внутренняя норма возврата капиталовложений, остальные обозначения см. формулы (11.7) и (11.8).

Оптимальные технико-экономические показатели ЭТУ производства СЖТ и электроэнергии на основе угля при различных значениях степени удаления CO<sub>2</sub> представлены в табл. 11.2, а зависимости основных показателей ЭТУ от степени удаления CO<sub>2</sub> из продуктов газификации даны на рис. 11.4.

\* \* \*

На основе разработанной математической модели системы очистки методом Ректизол получены энергетические и капитальные затраты в зависимости от степени удаления CO<sub>2</sub> при условии тонкой очистки продуктов газификации от соединений серы.

При исследовании ЭТУ с системой очистки продуктов газификации в целом в зависимости от степени удаления CO<sub>2</sub> определена оптимальная доля извлечения CO<sub>2</sub> (см. рис. 11.4). Эта доля соответствует варианту с 50%-м удалением и характеризуется наименьшей ценой производимого метанола. Как рост, так и снижение доли удаляемого CO<sub>2</sub> характеризуются большей стоимостью метанола. Увеличение производства электроэнергии с ростом доли удаляемого CO<sub>2</sub> и соответствующий доход от ее продажи не компенсируют дополнительные капиталовложения в ее производство.

---

## Глава 12 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА И МОРСКОГО ТРАНСПОРТА СИНТЕТИЧЕСКИХ ЖИДКИХ ТОПЛИВ И СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

---

В связи с неравномерностью распределения мировых запасов энергоресурсов место их добычи или переработки зачастую не совпадает с местом их потребления. По этой причине важнейшими составляющими большинства энергетических систем являются подсистемы транспорта энергоносителей. Наибольшие трудности, обусловленные большими затратами энергии на транспорт и значительными капиталовложениями, связаны с транспортировкой газообразных энергоносителей. Альтернативой транспорту природного газа в газообразном состоянии может служить переработка его в жидкие продукты и последующий транспорт жидкости, характеризующийся значительно меньшими капиталовложениями и затратами энергии. Жидкими продуктами переработки природного газа могут быть сжиженный природный газ (СПГ) и синтетическое жидкое топливо (СЖТ).

В XXI в. все основные российские газовые месторождения будут располагаться в удаленных районах, неблагоприятных для строительства транспортных газопроводов (Баренцево море, шельф Карского моря, Якутия, о. Сахалин и т. д.), что обуславливает необходимость строительства крупных заводов по производству СЖТ или СПГ в местах перспективных месторождений.

В качестве СЖТ, которые можно получить из природного газа, рассматриваются метанол и диметиловый эфир (ДМЭ). Наиболее перспективной технологией их производства являются конверсия природного газа в синтез-газ (смесь  $\text{CO}$  и  $\text{H}_2$ ) и каталитический синтез из него СЖТ.

Выбор СЖТ и технологии их производства обусловлены рядом обстоятельств. Промышленный синтез метанола — один из отработанных гетерогенно-каталитических процессов: селективный, высокопроизводительный, непрерывный и технологичный. Мировое производство метанола достигло 45 млн т в год [223], и спрос на него постоянно растет, что связано с наметившейся тенденцией использовать метанол в новых областях, например для получения высокооктановых добавок к моторному топливу, высокооктановых бензинов, как сырья для синтеза белка и т. д. [47, 99, 151, 165, 169]. Значительный интерес представляет использование метанола в качестве топлива на электростанциях, оборудованных газовыми турбинами, с комбинированным циклом по топливу. По данным специалистов, потребуется незначительная модификация этих установок при переводе их на метанол [215].

Ранее процесс синтеза метанола осуществляли при давлении 25–35 МПа и температуре 330–440 °С преимущественно на оксидных цинк-хромовых катализаторах. В ходе развития и совершенствования процесса установлено, что помимо цинк-хромовых катализаторов можно применять медьсодержащие. Они позволяют работать при более низких давлениях и температурах, но требуют высокой предварительной очистки сырья от серы. Современная технология позволяет производить тонкую очистку синтез-газа, что экономически оправдывает использование медьсодержащих метанольных катализаторов. Процессы

низкого давления, осуществляющиеся в присутствии высокоактивных медьсодержащих катализаторов, характеризуются невысокой температурой – порядка 220–270 °С. В этом случае достаточно давления 5–10 МПа, чтобы использовать устанавливаемый при таких низких температурах относительно высокий перепад концентраций реагентов и получать высокий выход метанола. Единичная мощность агрегатов доведена до 2000 т/сут, т. е. до 0,7–0,8 млн т в год. Сооружаются установки мощностью 1,6 млн т в год, разрабатываются технические проекты установки мощностью до 3 млн т в год [5, 46].

Ранее отмечалось, что внимание мировой научной общественности привлек новый перспективный энергоноситель – диметиловый эфир [94, 142]. Этот вид топлива был предложен для специалистов достаточно неожиданно. В 1995 г. австрийские, датские и американские исследователи сообщили, что в качестве дизельного топлива они начинают использовать ДМЭ. В последующем было подтверждено, что это топливо может радикально решить проблему использования экономичных дизельных двигателей в городских условиях. Оно характеризуется полнотой сгорания, высоким цетановым числом, продукты сгорания практически не содержат вредных выбросов. Сторонники массового производства ДМЭ утверждают, что этот продукт в перспективе сможет заменить сжиженный газ или газойль как основное топливо для большинства транспортных средств и генераторов энергии. Подобие физических свойств ДМЭ и СПГ предполагает незначительную модификацию промышленной инфраструктуры. Ожидается, что новый вид топлива преимущественно будет востребованным в автомобильном транспорте, поскольку имеет высокий КПД по топливу и является экономичным.

В институтах Российской академии наук (ИНХС РАН им. А.В. Топчиева, ИОХ РАН им. А.Д. Зелинского) разработаны высокоэффективные процессы получения ДМЭ и высокооктанового бензина (через ДМЭ) на базе природного или попутного газа. Производство ДМЭ осуществляется в две стадии: окисление метана в синтез-газ (смесь диоксидов углерода и водорода) и каталитический синтез ДМЭ из синтез-газа. Обе стадии проводятся при повышенном давлении (3–10 МПа). Как отмечают исследователи, технология получения ДМЭ близка к технологии производства метанола, но отличается существенно улучшенными технико-экономическими показателями [49, 130].

Сжиженный природный газ используется для тех же целей, что и сетевой природный газ: получение электричества, тепловой энергии и промышленного холода, газификация населенных пунктов и промышленных объектов, создание резерва топлива для компенсации пиковых нагрузок, применение в качестве моторного топлива на транспорте и сырья для химической промышленности. Широкое использование СПГ на мировых рынках обусловлено, прежде всего, тем, что по ценам он либо сопоставим с жидкими углеводородными видами топлива, либо дешевле их. При этом СПГ является экологически чистым видом топлива.

К регионам с наибольшим прогнозным ростом спроса на СПГ относятся США и страны Юго-Восточной Азии, в первую очередь Китай, Южная Корея и Индия. Япония уже сейчас импортирует до 85 % (45 млрд м<sup>3</sup>) природного газа в сжиженном состоянии [96, 205].

Ранее уже отмечалось, что в ИСЭМ СО РАН в течение значительного времени ведутся исследования перспективных технологий получения СЖТ и СПГ

из природного газа. Показано, что такие производства эффективно комбинировать с получением электроэнергии в единой энерготехнологической установке. В случае производства СЖТ это обусловлено тем, что при синтезе СЖТ выделяется значительное количество тепла в процессе конверсии природного газа и образуются горючие продувочные газы в реакторах синтеза, которые используются для производства электроэнергии. Установки получения СПГ характеризуются значительным потреблением механической и электрической энергии на собственные нужды. Поэтому комбинирование в одной энерготехнологической установке (ЭТУ) процессов получения СПГ и электроэнергии дает возможность покрытия собственных нужд, при необходимости – производства дополнительной электроэнергии, а также утилизации для производства электроэнергии несконденсировавшихся газов с последней ступени сепарации, так называемой продувки, которая необходима для удаления из холодильного цикла балластных газов. Последнее обстоятельство повышает перспективы эффективного извлечения из газов продувки гелия, поскольку ее объем незначителен и может в пределе сводиться к объему, необходимому для производства электроэнергии для удовлетворения собственных нужд.

### **12.1. Математическое моделирование и исследование ЭТУ получения синтетического жидкого топлива и сжиженного природного газа**

Энерготехнологические установки синтеза метанола, получения диметилового эфира, производства СПГ характеризуются высокой сложностью технологических схем, многообразием физико-технологических процессов, протекающих в элементах, а также практическим отсутствием значительного опыта их проектирования. Основной путь изучения этих установок – математическое моделирование и проведение технико-экономических исследований на моделях.

Корректность оценки энергетической и экономической эффективности перспективных ЭТУ в большой мере зависит от правильности выбора основных параметров установки и вида ее технологической схемы. Решение указанной задачи из-за сложности таких установок возможно только на основе современных методов математического моделирования и оптимизации. Настоящая работа опирается на современные методы математического моделирования и также на отработанные методы Зейделя, Ньютона, Лагранжа, нелинейной оптимизации с использованием итерационных, подробных вычислений для поиска множества неизвестных и основные достижения теории и методов технико-экономических расчетов в энергетике.

Работы по математическому моделированию и технико-экономическим исследованиям ЭТУ производства СЖТ (метанола, ДМЭ) и электроэнергии, а в последнее время – ЭТУ получения СПГ и производства электроэнергии – выполняются в ИСЭМ СО РАН [73, 74, 79, 156, 160] достаточно длительное время. Созданы математические модели отдельных блоков ЭТУ и установок в целом. Проведены технико-экономические исследования, которые базируются на одних методах математического моделирования и оптимизационных исследований ЭТУ и используют одни уровни цен на топливо, оборудование и продукцию. Эти исследования, с одной стороны, позволили найти оптимальные схемно-параметрические решения, а с другой – определить условия, при которых различные ЭТУ становятся экономически эффективными.



Значительный интерес к исследованию ЭТУ синтеза метанола, получения ДМЭ, производства СПГ вызван также техническими и экономическими преимуществами дальнейшего трубопроводного транспорта СЖТ (метанола и ДМЭ) по сравнению с транспортом природного газа, а также относительной простотой их железнодорожной и танкерной перевозки.

Рассматриваемая технологическая схема ЭТУ синтеза ДМЭ из природного газа аналогична технологической схеме ЭТУ синтеза ДМЭ из угля, за исключением замены газогенератора угля для получения синтез-газа конвертором природного газа (см. рис. 10.2).

Условно установка представлена тремя блоками: получения синтез-газа, синтеза ДМЭ и энергетическим. Моделирование установок такого уровня является достаточно сложной задачей и приводит к необходимости использования специальных подходов (декомпозиции, агрегирования и др.). Одним из эффективных подходов является метод декомпозиции, состоящий в том, что технологическая схема установки делится на отдельные части, соединенные небольшим числом связей, и для каждой части разрабатывается своя математическая модель. Затем происходит увязка моделей между собой. В соответствии с этим подходом были разработаны математические модели ЭТУ. Модели строились на базе созданной в ИСЭМ СО РАН “Системы машинного построения программ” [76], которая на основании информации о математических моделях отдельных элементов, технологических связях между ними и целях расчета автоматически генерирует математическую модель ЭТУ в виде подпрограммы расчета на языке Fortran.

Технологическая схема ЭТУ получения СПГ и производства электроэнергии представлена на рис. 8.1. В ней применяется цикл с комбинированным хладагентом и двумя ступенями сепарации. На первой ступени сепарации из установки отбираются легкоожижаемые компоненты (пропан, бутан), которые могут использоваться как целевые компоненты или для выработки механической (электрической) энергии. Продукты первой ступени сепарации используются как целевые. Со второй ступени сепарации отбирается сжиженный метан (с примесью несконденсировавшегося на предыдущих ступенях этана). Как отмечалось в разд. 8.1, во избежание накопления в регенеративном цикле балластных компонентов в схеме предусмотрена продувка природного газа. Часть несконденсировавшегося природного газа со второй ступени сепарации возвращается в цикл на первую ступень охлаждения природного газа, а затем поступает в камеру сгорания газовой турбины на выработку электроэнергии. Для сжижения ПГ используется азотный холодильный цикл с детандерами. На основе технологической схемы ЭТУ получения СПГ и производства электроэнергии разработана математическая модель установки в целом с использованием вышеуказанных подходов.

Таким образом, основными задачами являются: нахождение оптимальных технико-экономических показателей таких ЭТУ и изменения экономических показателей в условиях неопределенности исходной экономической информации (цен на топливо, капиталовложений в установки, цен на производимые ЭТУ конечные продукты – метанол, ДМЭ или СПГ, электроэнергию), а также разработка математических моделей систем морского транспорта СПГ, сопоставление эффективности транспорта СПГ и синтетических жидких топлив (метанола, ДМЭ) на различные расстояния с учетом затрат во все звенья рас-

смаатриваемых систем транспорта. В качестве критерия при сопоставлении вариантов может приниматься внутренняя норма возврата капиталовложений (IRR), чистая дисконтированная стоимость проекта и др. [20].

Сопоставление экономической эффективности указанных технологических цепочек целесообразно выполнять по критерию минимума стоимости СПГ или СЖТ у конечных потребителей (при заданном уровне рентабельности).

Обобщенная постановка задачи оптимизации имеет следующий вид:

$$\min_{C_i, IRR_z} C_{kp} (K^{ety}, K^{tr}, K^{reg}, U_m, U^{reg}, U^{ety}, U^{tr}, C_i) \quad (12.1)$$

при условиях

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{s}) = 0, \quad (12.2)$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{s}) \geq 0, \quad (12.3)$$

$$IRR (K^{ety}, K^{tr}, K^{reg}, U_m, U^{reg}, U^{ety}, U^{tr}, C_i) = IRR_z, \quad (12.4)$$

где  $C_{kp}$  – цена конечного продукта (СПГ, ДМЭ, метанола) на выходе технологической цепочки у потребителя;  $C_i$  – цена природного газа на входе;  $\mathbf{x}$  – вектор независимых параметров системы транспорта энергии;  $\mathbf{y}$  – вектор вычисляемых параметров;  $\mathbf{s}$  – вектор исходных технических и экономических данных;  $IRR_z$  – заданное значение внутренней нормы возврата;  $\mathbf{H}$  – векторная функция ограничений-равенств;  $\mathbf{G}$  – векторная функция ограничений-неравенств;  $K^{ety}$  – капиталовложения в переработку природного газа;  $K^{reg}$  – капиталовложения в терминалы и на регазификацию СПГ;  $K^{tr}$  – капиталовложения в трубопроводный транспорт СПГ или СЖТ;  $U^{reg}$  – издержки в терминалы и на регазификацию СПГ;  $U^{ety}$  – издержки на переработку природного газа;  $U^{tr}$  – издержки на трубопроводный транспорт природного газа или СЖТ;  $U_m$  – издержки на морской транспорт СПГ и СЖТ.

Таблица 12.1

**Основные технико-экономические показатели оптимальных вариантов ЭТУ синтеза метанола или ДМЭ и ЭТУ получения СПГ**

Показатель	Варианты ЭТУ		
	синтеза ДМЭ	синтеза метанола	получения СПГ
Годовой расход натурального топлива, млн м <sup>3</sup>	2200		
Годовой расход условного топлива, тыс. т у.т.	2500		
Годовое производство СЖТ или СПГ:			
условного топлива, тыс. т у.т.	1720	1400	1680
натурального топлива, тыс. т	1745	1900	1000
Мощность, МВт:			
паровой турбины	230	330	91
газовой турбины	60	160	459
собственных нужд	194	167	347
полезная	90	320	236
Годовой отпуск электроэнергии, млн кВт·ч	625	2200	1650
Капиталовложения, суммарные в установку, млн долл.	908	934	380
Эксергетический КПД производства СЖТ или СПГ, %	71,9	66,8	74,4

При исследованиях ЭТУ учитывался важнейший фактор, который оказывает основное влияние на стоимость всех блоков установки и ее энергетическую эффективность, – соотношение между производством СЖТ или СПГ и электроэнергией. Основные параметры, определяющие это соотношение: состав дутья в конверторы природного газа, число реакторов в ступенях синтеза, продувка природного газа для производства электроэнергии в ЭТУ получения СПГ и др. Эти параметры входили в состав оптимизируемых переменных при исследованиях ЭТУ. В табл. 12.1 даны некоторые технико-экономические характеристики оптимальных вариантов ЭТУ синтеза метанола и ДМЭ из природного газа и ЭТУ получения СПГ. Более подробные результаты исследований ЭТУ представлены в работах [73, 74, 79, 156, 160].

## 12.2. Сравнение эффективности производства и морского транспорта синтетического жидкого топлива и сжиженного природного газа

Ранее отмечалось, что при оценке эффективности и областей применения ЭТУ синтеза СЖТ и получения СПГ одним из важнейших условий является учет затрат на транспорт получаемых энергоносителей до потребителей. Были рассмотрены следующие технологии транспорта энергии природного газа (рис. 12.1):

- 1) производство метанола на ЭТУ и его морской транспорт нефтяными танкерами;
- 2) синтез ДМЭ на ЭТУ с последующим морским транспортом танкерами для перевозки сжиженных углеводородных газов;
- 3) получение СПГ на ЭТУ и его морской транспорт танкерами-метановозами.

Следует отметить, что цены СЖТ или СПГ получены на основе данных из табл. 12.1 при заданной внутренней норме возврата капитальных вложений, равной 14 %, и цене на отпускаемую от ЭТУ электроэнергию 4 и 6 цент/(кВт·ч).

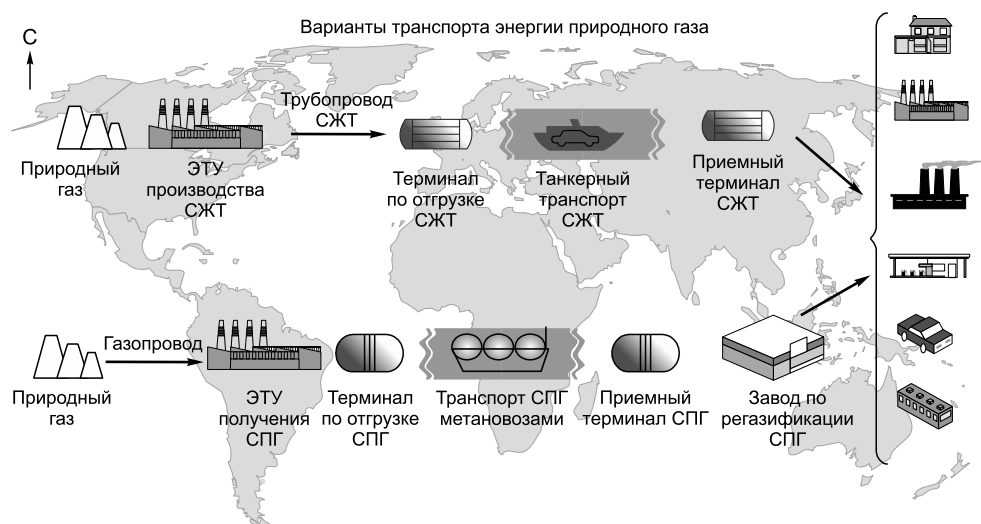


Рис. 12.1. Варианты транспорта энергии природного газа в виде СЖТ и СПГ.

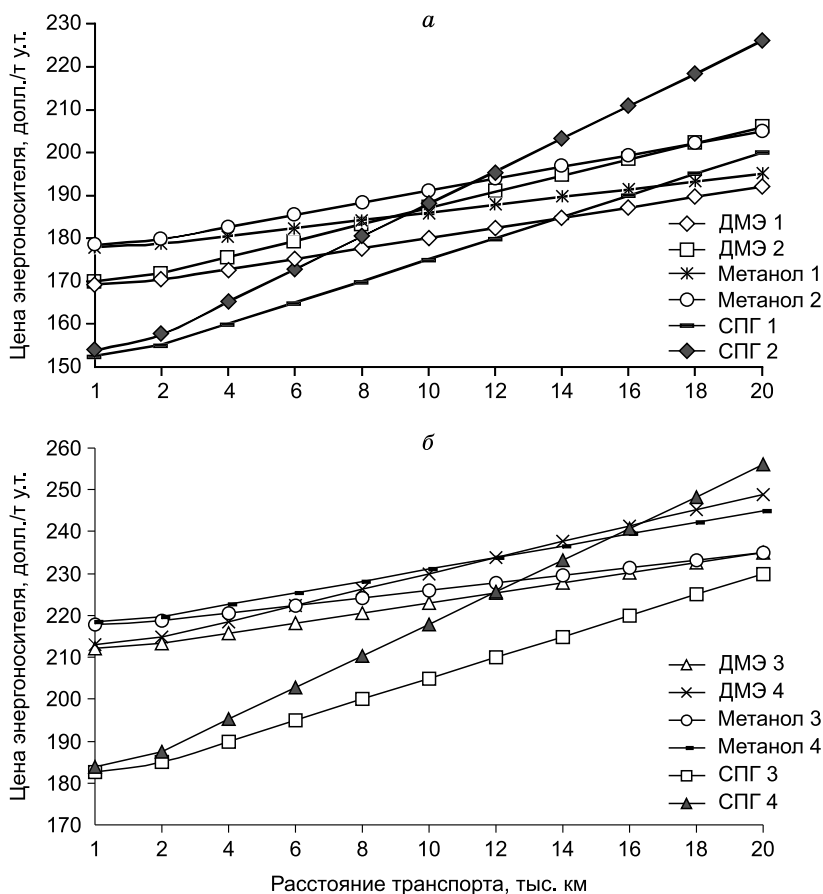


Рис. 12.2. Цены СЖТ и СПГ у потребителей в зависимости от расстояния транспорта при стоимости СЖТ или СПГ на ЭТУ, полученной при цене производимой электроэнергии – 4 цент/(кВт·ч) (а) и 6 цент/(кВт·ч) (б).

Затраты на транспорт метанола приняты на основе затрат на транспорт нефти танкерами суперкласса VLCC дедвейтом 200 тыс. т [101, 167] с учетом разной плотности рассматриваемых энергоносителей. Затраты на транспорт ДМЭ приняты по аналогии с затратами на транспорт танкерами для перевозки сжиженных углеводородных газов [140]. Цена транспорта СПГ задана диапазоном в зависимости от дедвейта танкеров-метановозов на основе анализа данных [21, 194, 217].

Затраты в трубопроводный транспорт природного газа, метанола и ДМЭ взяты на основе ранее проведенных в ИСЭМ СО РАН оптимизационных исследований зависимости цен на перекачку энергоносителя от диаметра трубопровода, расхода перекачиваемой среды и расстояний между перекачивающими станциями [74, 190]. Удельные затраты на единицу энергетического эквивалента топлива в приемные терминалы (включая завод по регазификации СПГ) и терминалы по отгрузке топлив получены в результате расчета инвестиционных проектов этих предприятий на основе анализа информации по основным ис-

ходным данным [152, 199] (капитальным вложениям, эксплуатационным издержкам, амортизационным отчислениям и др.) при внутренней норме возврата капитальных вложений 14 %.

Ниже представлены результаты сопоставления экономической эффективности различных технологий транспорта энергии природного газа, полученные при различных сочетаниях исходной экономической информации (рис. 12.2, *а, б*).

\* \* \*

Результаты исследований позволяют сделать вывод о том, что рассматриваемые технологии производства и морского транспорта энергии природного газа имеют свои области эффективности при различных сочетаниях исходной экономической информации по оборудованию ЭТУ, ценам на топливо и отпускаемую электроэнергию, затратам в звенья рассматриваемых цепочек производства и транспорта СЖТ и СПГ.

Синтетические жидкие топлива могут быть конкурентоспособными с СПГ, начиная с расстояний 7–9 тыс. км (см. рис. 12.2). Но ввиду более высоких потребительских качеств СЖТ могут иметь предпочтение и на более близких расстояниях до потенциальных потребителей. Конкурентоспособность СЖТ по сравнению с СПГ повышается с ростом цен на отпускаемую ЭТУ электроэнергию.

---

## Глава 13 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЦЕПОЧЕК ПЕРЕРАБОТКИ И ДАЛЬНЕГО ТРАНСПОРТА ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ

---

Крупные месторождения органических топлив распределены крайне неравномерно. Следствием этого, в условиях растущего энергопотребления, является существенное увеличение дальности транспорта энергоносителей. Поэтому актуальной становится проблема оценки эффективности различных вариантов такого транспорта. Причем в связи с ростом в энергобалансах доли газообразного и твердого топлива особый интерес представляет исследование технологических цепочек дальнего транспорта энергии природного газа и угля, включающих сочетание технологий переработки и транспорта.

Анализ известных технологий переработки и транспорта энергоносителей позволяет сделать вывод, что для передачи энергии газообразных и твердых топлив на большие расстояния перспективными будут технологические цепочки, включающие переработку угля и газа в синтетические жидкие топлива (СЖТ). Эффект при этом достигается за счет того, что затраты на транспорт жидкого топлива существенно ниже, чем на транспорт газообразного и твердого топлива. Кроме того, затраты у потребителей жидкого топлива, в первую очередь на электростанциях, значительно ниже, чем у аналогичных потребителей угля. Вместе с тем процесс получения СЖТ достаточно дорогостоящий, поэтому требуется оценить, при какой дальности транспорта дополнительные затраты на получение СЖТ окупятся экономией транспортных затрат.

Целью является сопоставление технологических цепочек, основанных как на технологиях получения СЖТ, так и на традиционных технологиях транспорта энергии (трубопроводный транспорт природного газа, железнодорожный транспорт угля, транспорт электроэнергии по линиям передач постоянного тока). Есть основания полагать, что при крупномасштабном дальнем транспорте угля, природного газа или СЖТ их замыкающими потребителями будут электростанции. Поэтому в качестве критерия эффективности технологических цепочек целесообразно принять цену электроэнергии для удаленного потребителя, определенную при одинаковом для всех вариантов значении внутренней нормы возврата капиталовложений.

Среди технологий крупномасштабного производства различных СЖТ одной из наиболее перспективных является технология получения метанола из синтез-газа, производимого в свою очередь из угля или природного газа. Это связано с тем, что получение метанола — это уже отработанный гетерогенно-каталитический процесс: достаточно селективный, высокопроизводительный, непрерывный и технологичный. Метанол удобен для транспортирования и хранения. Общая мощность существующих заводов его производства в мире составляет около 57 млн т в год, при этом на Россию из них приходится 4 млн т [28, 124].

Следует отметить, что при производстве метанола выделяется значительное количество тепла и образуются горючие продувочные газы. Эффективным способом утилизации этих “энергоотходов” является комбинированное производ-

ство метанола и электроэнергии в единой энерготехнологической установке (ЭТУ). Именно такие установки рассматриваются в настоящей работе. При этом считается, что производимая ими электроэнергия потребляется в районе расположения ЭТУ. Цена этой электроэнергии в экономических расчетах задается.

Энерготехнологические установки характеризуются высокой сложностью технологических схем, многообразием физико-химических процессов, протекающих в элементах, а также практическим отсутствием значительного опыта их проектирования. Основной путь их исследования – математическое моделирование и проведение технико-экономических исследований на моделях.

Работы по математическому моделированию ЭТУ синтеза СЖТ и их технико-экономическим исследованиям выполняются в ИСЭМ СО РАН в течение достаточно длительного времени [74, 79, 80, 190]. Разработаны математические модели отдельных блоков ЭТУ на угле и природном газе и установок в целом. Проведены технико-экономические исследования, которые позволили найти оптимальные схемно-параметрические решения и определить условия, при которых ЭТУ становятся экономически эффективными.

На рис. 13.1 в качестве примера представлена расчетная схема ЭТУ синтеза метанола из угля. Условно установка представлена тремя блоками: получения синтез-газа, каталитического синтеза метанола и энергетическим.

В первом блоке осуществляется газификация твердого топлива с получением смеси водорода и оксида углерода (синтез-газа). Кроме того, в блоке происходит охлаждение продуктов газификации в системе теплообменников газогенератора, их очистка от соединений золы, а также серы и излишнего  $\text{CO}_2$  в системе глубокой очистки продуктов газификации методом Ректизол. За счет выделившегося при охлаждении газа тепла генерируется пар, поступающий на паровую турбину энергетического блока для выработки электроэнергии. Во втором блоке происходит каталитический синтез метилового спирта, при этом вырабатывается пар низкого давления в промежуточных теплообменниках реакторов синтеза, предназначенных для отвода тепла реакций. Этот пар поступает в часть низкого давления паровой турбины. Продувочный газ из блока синтеза поступает в камеру сгорания газовой турбины, продукты сгорания из которой идут на выработку электроэнергии в газовых турбинах. В котле-утилизаторе блока генерируются потоки пара высокого и низкого давления, поступающие в паровую турбину на выработку электроэнергии.

Технологическая схема ЭТУ синтеза метанола из природного газа подобна представленной выше, за исключением блока конверсии природного газа, в котором для получения синтез-газа вместо газогенератора угля используется конвертор природного газа.

Целью исследований ЭТУ является определение оптимальных параметров установок и изменения их технико-экономических показателей в зависимости от условий функционирования (цен на топливо, оборудование, продукцию). К основным оптимизируемым параметрам относятся состав дутья в газогенераторах угля или конверторы природного газа, число реакторов в ступенях синтеза и др., так как они влияют на соотношение между производством СЖТ и электроэнергией и, соответственно, на стоимость всех блоков установки и ее энергетическую эффективность. При оптимизации ЭТУ решались задачи нелинейного математического программирования, смысл которых заключается в нахождении параметров установки (состава дутья в газогенераторах, объема ка-

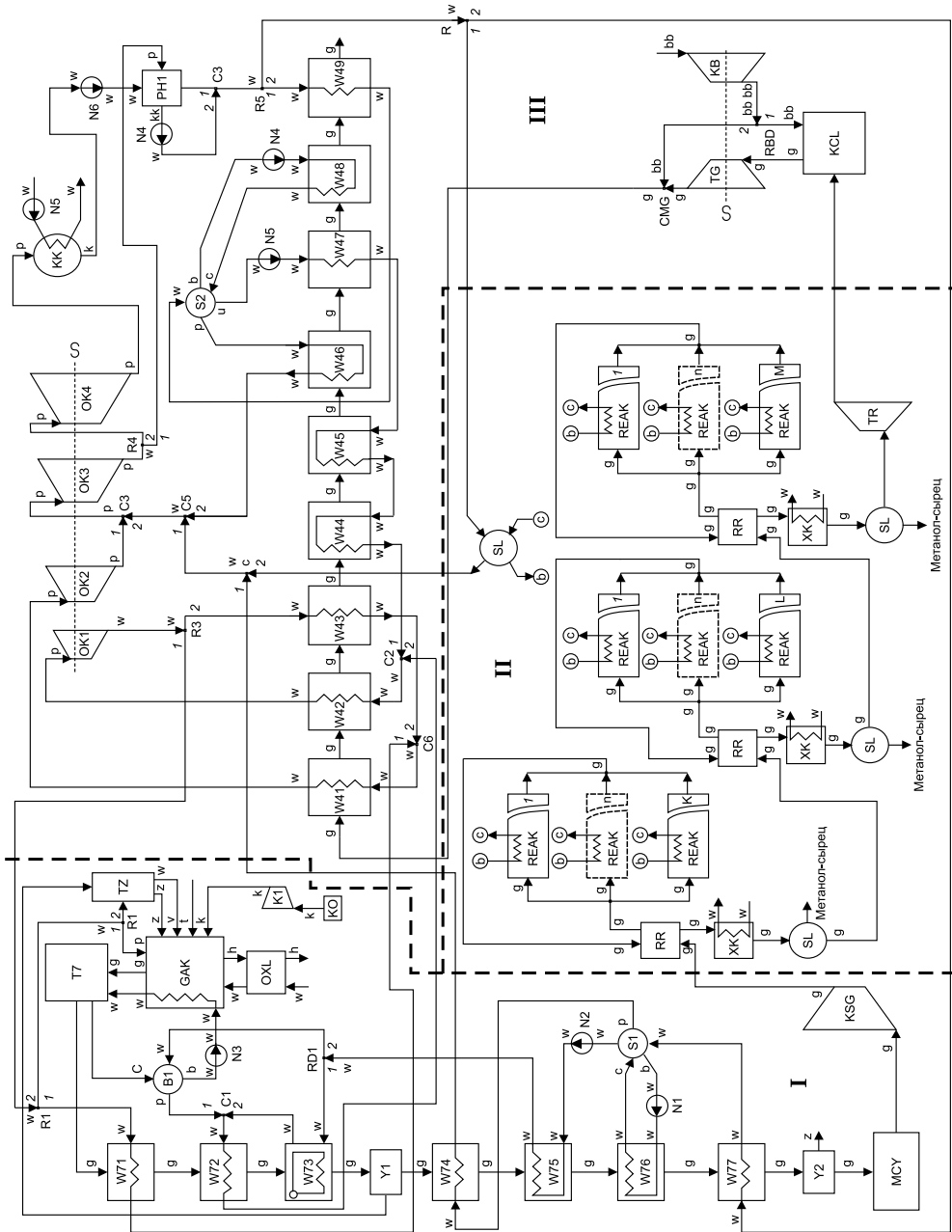




Рис. 13.1. Расчетная схема ЭТУ синтеза метанола из угля.

T7 – радиационный теплообменник на продуктах газификации; GAK – реактор газогенератора; OXL – охладитель шлака; TZ – ин- жектор системы возврата; KO – блок получения кислорода; K1 – кислородный компрессор; W71–W77 – конвективные теплообмен- ники на продуктах газификации; B1, S1, S2 – барабан-сепаратор; C, C1–C3, C5, C6 – смеситель потоков воды или пара; R, R1, R3–R5 – разделитель потока воды или пара; N1–N6 – насос; RD1 – разделитель потока воды или пара долевой; Y1, Y2 – сухой уловитель золы; MСУ – блок очистки продуктов газификации методом Ректизол; KSG – компрессор синтез-газа; RR – регенератив- ный газо-газовый теплообменник; SL – сепаратор метанола-сырца; XK – холодильник-конденсатор метанола-сырца; REAK – адиа- батная зона реактора синтеза метанола; K, L, M – количество реакторов в ступенях блока синтеза; n – номер реактора; TR – рас- ширительная газовая турбина; KCL – камера сгорания газовой турбины; TG – основная газовая турбина; KB – компрессор воздушный; RBD – разделитель потока воздуха; CMG – смеситель потоков газа и воздуха; OK1–OK4 – отсеки паровой турбины; W41–W49 – конвективные газозоляющие теплообменники котла-утилизатора; KK – конденсатор паровой турбины; RH1 – регенера- тивный подогреватель низкого давления.

t – уголь; k – кислород; z – зола; p – пар; w – вода, пар, паровая смесь, охлаждающая вода; v – транспортный пар; g – про- дукты газификации, синтез-газ, продувочный газ, продукты сгорания; h – шлак, bb – воздух; kk – конденсат; u, b, c – вода на цир- куляционный насос; n – номер реактора; I, 2 – разделение, смешение потоков. Блоки: I – получения синтез-газа, II – синтеза мета- нола, III – энергетический.

тализатора в реакторах синтеза, темпера- туры и давления рабочих тел парогазовой установки и др.), обеспечивающих мини- мальное значение цены на производимое СЖТ при заданных уровнях внутренней нормы возврата капитальных вложений (IRR), ценах на потребляемое топливо и отпускаемую электроэнергию с учетом физико-технических ограничений на па- раметры установки.

Основные технико-экономические показатели оптимальных вариантов ЭТУ синтеза метанола на основе угля и газа, полученные в результате оптимизацион- ных исследований на математических мо- делях установок, приведены в табл. 13.1.

Рассмотренные ЭТУ синтеза метано- ла были включены в состав технологиче- ских цепочек для электроснабжения уда- ленных потребителей за счет энергии природного газа и угля крупных место- рождений (буроугольных).

Для природного газа и угля могут быть использованы несколько вариантов передачи и преобразования энергии: про- изводство электроэнергии на месте добы- чи на ПГУ и ее передача по линиям по- стоянного тока; транспорт природного газа по газопроводу и производство элект- роэнергии на газовых ПГУ в местах по- требления; железнодорожный транспорт угля и производство электроэнергии на ПТУ в местах потребления; переработка природного газа и угля на месте добычи в СЖТ, трубопроводный транспорт СЖТ в район потребления и производство элект- роэнергии на ПГУ, сжигающих СЖТ. Возможны и другие варианты транспорта энергии.

Таким образом, указанные выше ва- рианты могут рассматриваться как тех- нологические цепочки, включающие по- следовательно соединенные звенья. Со- поставление цепочек будет объективным лишь в случае выбора параметров звеньев каждой технологической цепочки таким образом, чтобы ее экономическая эффек- тивность была близка к максимальной.

Таблица 13.1

**Основные технико-экономические показатели оптимальных вариантов ЭТУ  
синтеза метанола и производства электроэнергии**

Показатель	Варианты ЭТУ	
	на газе	на угле
Годовой расход топлива:		
условного, тыс. т.	—	2480
натурального, тыс. т	2200	4580
Цена угля, долл./т у.т.		20
Годовое производство метанола:		
условного, тыс. т у.т.	1400	1317,5
натурального, тыс. т	1900	1844,5
Годовой отпуск электроэнергии, млн кВт·ч	2200	1508
Мощность, МВт:		
газовой турбины	160	338,4
паровой турбины	330	229,5
собственных нужд	167	352,5
полезная	320	215,4
Капиталовложения в ЭТУ, млн долл.	720	963,6
Термический КПД производства метанола, %	—	64
Цена отпускаемой электроэнергии, цент/(кВт·ч)	—	4
Цена СЖТ (IRR = 15 %), долл./т у.т.	192	225

Отметим, что одновременная оптимизация параметров всех звеньев цепочки является весьма сложной задачей. Поскольку для цепочек, основанных на переработке природного газа и угля в СЖТ, это потребует согласованной оптимизации ЭТУ производства СЖТ, метанолопровода и ПГУ, сжигающих СЖТ.

В связи с этим предлагается подход к оптимизации технологических цепочек, основанный на последовательной оптимизации их звеньев по критерию минимума цены выходной продукции звена, при заданном (одинаковом для всех звеньев и цепочек) уровне внутренней нормы возврата капиталовложений и заданной цене продукции предыдущего звена, полученной при его оптимизации. Результаты такой оптимизации зависят от расхода топлива, поступающего на вход первого звена технологической цепочки.

В общем случае, оптимизацию следует проводить при различных значениях этих расходов и выбирать среди них тот, который обеспечивает минимальную цену продукции последнего звена цепочки. В данном случае это цена электроэнергии в районе потребления.

Необходимо отметить, что существует особенность звеньев указанных технологических цепочек (связанных с использованием энергии природного газа и угля), которая позволяет отказаться от рассмотрения различных расходов топлива на входе в первое звено и существенно упростить оценку эффективности.

Эта особенность состоит в том, что звено транспорта энергии (метанолопровод, газопровод, передача постоянного тока или железнодорожные перевозки) имеет большую пропускную способность энергии, чем энергопроизводительность отдельных установок, включенных в звенья получения СЖТ и электроэнергии. В силу этого в звеньях переработки природного газа/угля и получения электроэнергии будет работать достаточно большое количество па-

раллельно включенных установок, связанных с одним метаноопроводом, одним газопроводом, одной передачей постоянного тока или одной железнодорожной линией. При этом пропускную способность вновь создаваемого транспортного звена (метаноопровода и передачи постоянного тока) целесообразно включить в состав оптимизируемых параметров. Единичную энергопроизводительность ЭТУ для производства СЖТ и электроэнергии из природного газа/угля и ПГУ, сжигающих СЖТ для производства электроэнергии, и ПГУ, сжигающих природный газ/уголь для производства электроэнергии, можно также оптимизировать либо принимать исходя из существующих технологических ограничений (предельной мощности газогенераторов, газовых и паровых турбин, а также угольных паровых энергетических котлов).

При этом возникает небаланс производительностей звеньев, обусловленный тем, что в одном звене может быть лишь целое число установок. Например, может оказаться невозможным подобрать такое целое число ЭТУ, чтобы их суммарная производительность равнялась оптимальному расходу СЖТ на входе в метаноопровод. Однако такой небаланс невелик и не окажет существенного влияния на цену выходной продукции соответствующего звена, которая будет определяться ценой продукции одной установки. Поэтому данным небалансом можно пренебречь.

Таким образом, происходит последовательная оптимизация звеньев технологической цепочки. Например, для цепочки ЭТУ синтез СЖТ → метаноопровод → ПГУ на СЖТ решаются следующие задачи.

1. Оптимизация параметров ЭТУ по критерию минимума цены СЖТ. При этом фиксируется внутренняя норма возврата капиталовложений, задаются цены потребляемого топлива и производимой совместно с СЖТ электроэнергии, которая потребляется на месте производства. Производительность ЭТУ выбирается исходя из производительности принятых в расчетах газогенераторов. В состав оптимизируемых параметров этой задачи входят параметры процессов газификации (для угля) и синтеза, объем катализатора в реакторах синтеза, параметры энергетического блока, включающего газо- и паротурбинную части. В результате определяется цена СЖТ, обеспечивающая заданный уровень IRR для ЭТУ.

2. Оптимизация параметров метаноопровода (выбор при заданном диаметре метаноопровода расстояния между насосными станциями и объема перекачиваемой жидкости). При этом задается цена СЖТ на входе в трубопровод (найденная при решении задачи 1) и минимизируется цена СЖТ на выходе при заданном значении IRR (при том же, что и для задачи 1).

3. Оптимизация параметров ПГУ на СЖТ. Проводится оптимизация параметров газо- и паротурбинной частей ПГУ. Цена потребляемого СЖТ при этом принимается равной цене, полученной при решении задачи 2. Находится минимальное значение цены электроэнергии, обеспечивающее заданное значение IRR, такое же, как в задачах 1 и 2. Электрическая мощность ПГУ ограничивается предельными мощностями газовых турбин.

### 13.1. Оптимизация технологических цепочек

Исходя из сказанного, задачи последовательной оптимизации звеньев технологической цепочки могут быть представлены следующим образом:

$$\min_{x^i} c_{\text{ВЫХ}}^i \quad (13.1)$$

при условиях

$$H^i(\mathbf{x}^i, \mathbf{y}^i, \mathbf{z}^i) = 0, \quad (13.2)$$

$$G^i(\mathbf{x}^i, \mathbf{y}^i, \mathbf{z}^i) \geq 0, \quad (13.3)$$

$$K^i = K^i(\mathbf{x}^i, \mathbf{y}^i, \mathbf{z}^i, s^i), \quad (13.4)$$

$$U^i = U^i(\mathbf{x}^i, \mathbf{y}^i, \mathbf{z}^i, c_{\text{ВХ}}^i), \quad (13.5)$$

$$Q_{\text{ВХ}}^i = Q_{\text{ВХ}}^i(\mathbf{x}^i, \mathbf{y}^i, \mathbf{z}^i), \quad (13.6)$$

$$Q_{\text{ВЫХ}}^i = Q_{\text{ВЫХ}}^i(\mathbf{x}^i, \mathbf{y}^i, \mathbf{z}^i), \quad (13.7)$$

$$Q_{\text{СОП}}^i = Q_{\text{СОП}}^i(\mathbf{x}^i, \mathbf{y}^i, \mathbf{z}^i), \quad (13.8)$$

$$c_{\text{ВЫХ}}^i = F^i(K^i, U^i, Q_{\text{ВХ}}^i, c_{\text{ВХ}}^i, Q_{\text{ВЫХ}}^i, Q_{\text{СОП}}^i, c_{\text{СОП}}^i, \text{IRR}_z, \theta^i), \quad (13.9)$$

$$c_{\text{ВХ}}^{j+1} = c_{\text{ВЫХ}}^j, \quad (13.10)$$

$$Q_{\text{ВХ}}^{j+1} = Q_{\text{ВЫХ}}^j, \quad j = 1, \dots, N - 1, \quad (13.11)$$

$$\underline{\mathbf{x}}^i \leq \mathbf{x}^i \leq \bar{\mathbf{x}}^i, \quad i = 1, \dots, N, \quad (13.12)$$

где надстрочным индексом  $i$  обозначается номер звена технологической цепочки;  $c_{\text{ВЫХ}}^i$  — цена энергоносителя на выходе;  $H^i$  — система ограничений-равенств;  $\mathbf{x}^i$  — вектор независимых оптимизируемых параметров;  $\mathbf{y}^i$  — вектор зависимых вычисляемых (из системы  $H^i$ ) параметров;  $\mathbf{z}^i$  — вектор исходных данных (прочностные характеристики материалов, не оптимизируемые характеристики оборудования и др.);  $G^i$  — система ограничений-неравенств, задает границы изменения его параметров;  $K^i$  — капиталовложения в оборудование (в общем случае вектор, компоненты которого задают капиталовложения по годам расчетного периода);  $s^i$  — стоимостные удельные характеристики оборудования;  $U^i$  — эксплуатационные издержки (в общем случае вектор, задающий издержки по годам расчетного периода);  $c_{\text{ВХ}}^i$  — цена энергоносителя на входе;  $Q_{\text{ВХ}}^i, Q_{\text{ВЫХ}}^i$  — расход энергоносителя на входе и выходе;  $Q_{\text{СОП}}^i, c_{\text{СОП}}^i$  — расход и цена сопутствующего энергоносителя, производимого  $i$ -м звеном и потребляемого на месте, т. е. не поступающего на вход  $(I + 1)$ -го звена;  $\text{IRR}_z$  — заданное (для всех звеньев и всех цепочек) значение внутренней нормы возврата капиталовложений;  $F^i$  — функция технико-экономических параметров звена;  $\theta^i$  — вектор экономических параметров (ставки различных налогов и др.), используемых при вычислении  $\text{IRR}$ ;  $N$  — число звеньев в цепочке;  $\underline{\mathbf{x}}^i, \bar{\mathbf{x}}^i$  — векторы минимально и максимально возможных значений оптимизируемых параметров;  $c_{\text{ВХ}}^1$  — стоимость первичного топлива (природного газа или угля) задается.

Задачи (13.1)–(13.12) решаются для каждой из цепочек. Оптимальной будет та технологическая цепочка, у которой цена энергоносителя на выходе из последнего звена будет минимальной.

### 13.2. Сопоставление экономической эффективности технологических цепочек переработки и дальнего транспорта энергоносителей

С использованием представленного выше метода к согласованной оптимизации параметров звеньев технологических цепочек в качестве сопоставляемых вариантов приняты следующие технологические цепочки производства и транспорта энергии (рис. 13.2).

**Вариант 1.** Добыча природного газа, газопровод диаметром 1420 мм, производство электроэнергии на газовых ПГУ (ГП1420).

**Вариант 2.** Добыча природного газа, производство метанола на ЭТУ, транспорт метанола по трубопроводу диаметром 1220 мм, производство электроэнергии из метанола на ПГУ (ЭТУ<sub>г</sub> + ТП1220).

**Вариант 3.** Добыча угля, производство метанола на ЭТУ, транспорт метанола по трубопроводу диаметром 1220 мм, производство электроэнергии из метанола на ПГУ (ЭТУ<sub>у</sub> + ТП1220).

**Вариант 4.** Добыча угля, железнодорожный транспорт угля с места добычи до потребителя, производство электроэнергии из угля на экологически чистых ТЭС (ЖД<sub>у</sub> + ТЭС<sub>у</sub>).

**Вариант 5.** Добыча угля, производство электроэнергии из угля на месте добычи на экологически чистых ТЭС, транспорт электроэнергии до потребителей по линиям электропередачи постоянного тока (ТЭС<sub>у</sub> + ППТ).

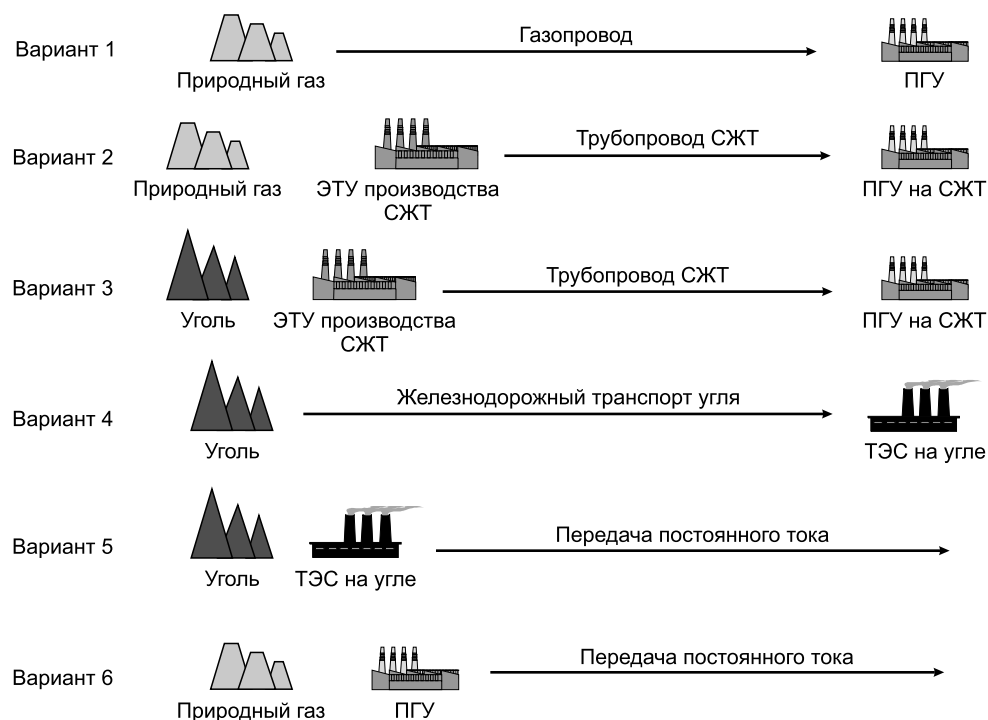


Рис. 13.2. Варианты электроснабжения удаленных потребителей за счет энергии природного газа и угля.

Таблица 13.2

## Технико-экономические характеристики ЛЭП постоянного тока

Показатель	Значение
Удельные капиталовложения в воздушную линию, тыс. долл./км	230
Удельные капиталовложения в преобразовательную подстанцию, долл./кВт	85
Потери энергии в преобразовательных подстанциях, %	2
Суммарное сечение проводов одного полюса, мм <sup>2</sup>	2800
Годовые потери энергии в воздушной линии при номинальных выходной мощности и числе часов использования, %/тыс. км	3,75
Номинальная выходная мощность, МВт	3000
Число часов использования мощности в году	6500
Капиталовложения в инфраструктуру, млн долл.	80
Эксплуатационные издержки, % от капиталовложений:	
воздушная линия	0,8
преобразовательная подстанция	2,0
Амортизационные издержки, % от капиталовложений	6

Таблица 13.3

## Принятые показатели газопровода (ГП) и метанопровода (МП)

Показатель	ГП, 1420 мм	МП, 1220 мм
Номинальное давление, МПа	7,4	5,4
Число часов использования номинальной производительности в году	8000	8000
Объем перекачиваемой среды, млрд м <sup>3</sup> – газа, млн т у.т. – метанола	36	100
Базовая удельная стоимость линейной части, млн долл./км	2,7	1,63
Постоянная составляющая капиталовложений в перекачивающую станцию, млн долл.	25	15
Переменная составляющая капиталовложений в перекачивающую станцию, долл./кВт	400	700
Цена электроэнергии электропривода насосных станций, цент/(кВт·ч)	–	5
Расчетная низшая теплотворная способность метанола, МДж/кг	33,5	21
Эксплуатационные издержки, % от капиталовложений	3,5	3,5
Амортизационные издержки, % от капиталовложений	6	6

Таблица 13.4

## Принятые технико-экономические показатели ТЭС

Показатель	ПГУ на СЖТ	ПГУ на газе	ТЭС на угле
Удельные капиталовложения на единицу полезной мощности, долл./кВт	700	700	1400
Удельный расход условного топлива (нетто), т у.т./(кВт·ч)	223	236	275
Условно-постоянные издержки, % от капиталовложений	3–4	3–4	4–5
Амортизационные издержки, % от капиталовложений	4–6	4–6	5–7
Число часов использования установленной мощности	6000	6000	6000

**Вариант 6.** Добыча природного газа, производство электроэнергии из газа на месте добычи на экологически чистых ТЭС, транспорт электроэнергии до потребителей по линиям электропередачи постоянного тока (ПГУг + ППТ).

Рассмотренные варианты имеют следующие характеристики. Для производства электроэнергии из угля приняты экологически чистые ТЭС с КПД нетто 45 % [164], из природного газа – ПГУ с КПД нетто 52 % [122]. Переработка природного газа и угля в метанол происходит на ЭТУ. Производство электроэнергии из метанола осуществляется на ПГУ на метаноле с КПД нетто 55 %. Природный газ транспортируется по газопроводу 1420 мм. Для транспорта метанола на дальние расстояния рассматривался трубопровод диаметром 1220 мм. Удельные затраты на транспорт метанола по трубопроводу диаметром 1220 мм и газа по газопроводу 1420 мм получены в результате оптимизационных исследований на предыдущих этапах и составляют около 10 долл./т у.т. на тыс. км для метанола и 28 долл./тыс. м<sup>3</sup> на тыс. км для газопроводов [74, 80, 190]. Удельные затраты на железнодорожный транспорт угля приняты в соответствии с тарифным руководством РЖД [122]. В зависимости от расстояния они составляют 15,2–19,0 долл./т у.т.·тыс. км). Цена угля на месте добычи принималась равной 30 долл./т у.т., газа – 50 долл./тыс. м<sup>3</sup>. Для передачи постоянного тока рассматривались одноцепные линии номинальной мощностью 3000 МВт с напряжением ±500 кВ. Удельные затраты на транспорт электроэнергии по линиям постоянного тока также получены на предыдущих этапах исследований и составляют 1 цент/(кВт·ч) на тыс. км. Используемые в расчетах основные исходные данные приведены в табл. 13.2–13.4. Данные по ЭТУ производства метанола и электроэнергии приняты на основе табл. 13.1.

Полученные результаты сопоставления экономической эффективности указанных технологических цепочек по критерию минимума стоимости электроэнергии у потребителей представлены на рис. 13.3. Следует отметить, что с

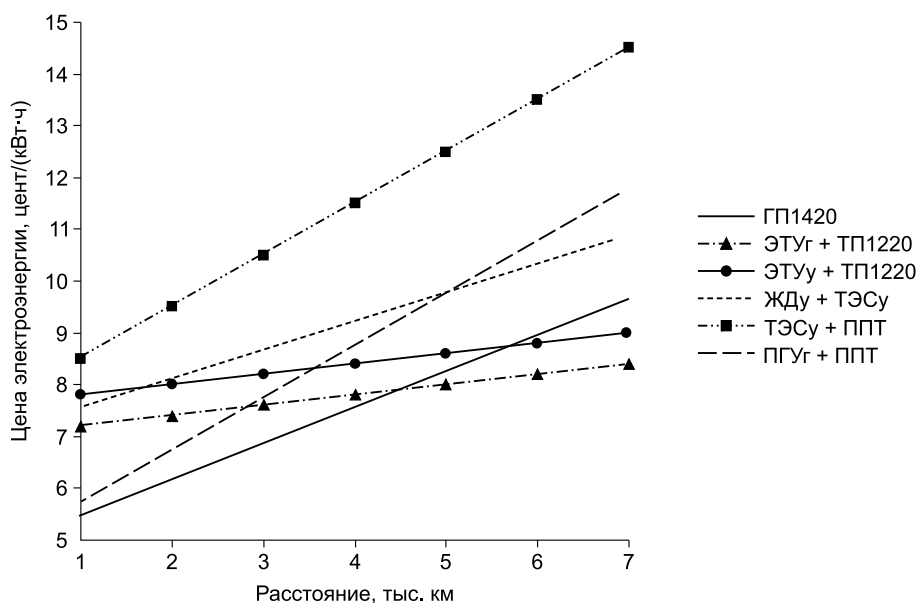


Рис. 13.3. Результаты сравнительной эффективности вариантов электроснабжения удаленных потребителей.

использованием трубопроводов метанола диаметром 1220 мм можно перекачать порядка 100 млн т у.т. Из такого количества топлива можно произвести около 400 млрд кВт·ч электроэнергии. При передаче электроэнергии по линиям постоянного тока с напряжением  $\pm 500$  кВ номинальной мощностью 3000 МВт в год потребителям доставляется порядка 20 млрд кВт·ч.

\* \* \*

Транспортировка природного газа по газопроводу диаметром 1420 мм экономически эффективна на расстояния до 4,5 тыс. км (см. рис. 13.3). При больших расстояниях следует осуществлять энерготехнологическую переработку природного газа в СЖТ и передавать его по трубопроводу. Железнодорожный транспорт угля (бурого) целесообразен до расстояний около 1,7 тыс. км. На большие расстояния экономически оправдан трубопроводный транспорт СЖТ, получаемого из угля. Отметим, что используемый в расчетах тариф на перевозку угля по железной дороге принят на основании действующей тарифной политики Российских железных дорог. При их формировании не учтены капиталовложения в строительство новых железных дорог. Следует ожидать, что при значительных объемах перевозки угля возникнут ограничения по пропускной способности действующих железных дорог и появится необходимость в строительстве новых веток. Это приведет к существенному росту тарифов на перевозку угля.

Передача электроэнергии по линиям передач постоянного тока, производимой из бурого угля или природного газа, не может конкурировать с дальним трубопроводным крупномасштабным транспортом жидкого и газообразного топлива.

В результате с высокой степенью обоснованности можно утверждать, что технологические цепочки на основе энерготехнологической переработки твердого и газообразного топлива в СЖТ с последующим его трубопроводным транспортом на большие расстояния имеют наибольшую эффективность по сравнению с другими способами дальнейшей передачи энергии этих видов топлив.



## Раздел III

---

### ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК И ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

- Глава 14** Динамические процессы в энергоблоке тепловых энергетических станций и их оптимизация
- Глава 15** Задачи оптимизации режимов работы теплоэлектроцентрали
- Глава 16** Оптимизация режимов работы теплоэлектроцентралей в условиях действующего рынка электрической энергии и мощности Российской Федерации
- Глава 17** Комплексная методика определения затрат при использовании на ТЭС различных видов твердого топлива
- Глава 18** Исследование способов снижения скорости низкотемпературной коррозии котлоагрегатов



---

## Глава 14 ДИНАМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ В ЭНЕРГОБЛОКЕ ТЕПЛОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ИХ ОПТИМИЗАЦИЯ

---

В процессе эксплуатации происходит изменение режимов работы генерирующего оборудования тепловых энергетических станций (ТЭС). Это связано с изменением электрических нагрузок, изменением температуры наружного воздуха, изменением состава сжигаемого топлива (особенно для угольных ТЭС), изменением состава работающего оборудования в связи с аварийными отказами и рядом других причин. Экономическая эффективность ТЭС и отдельных ее агрегатов, а также их долговечность во многом зависят от эффективности управления динамическими процессами в энергетическом оборудовании, в первую очередь в паровых котлах, турбинах и энергоблоках в целом.

Энергоблок представляет собой сложный, многосвязный, нелинейный объект с системой регулирующих органов и большим количеством параметров, подлежащих контролю и регулированию.

Вопросы описания динамических процессов в энергетических котлах и турбинах, управление этими процессами привлекали внимание ученых на протяжении длительного времени. Были разработаны принципы автоматического управления и созданы автоматические регуляторы, обеспечивающие управление энергоблоками в широком диапазоне нагрузок. В настоящее время для управления энергоблоками ТЭС активно внедряются автоматизированные системы управления на базе микропроцессорных программно-технических комплексов [139]. У современных систем управления энергоблоками можно выделить две подсистемы: регулирующий блок для поддержания данного уровня нагрузок в условиях внешних возмущений случайного характера и командный блок для перехода с одного заданного уровня нагрузки на другой. В командных блоках используются классические законы регулирования (П, ПИ) и принципы управления (регулирование по рассогласованию и следящие системы) [13, 131]. Достоинством такого подхода является его относительная простота, основным его недостатком – отсутствие в описаниях процессов заданных физических зависимостей (законов сохранения массы и энергии, уравнений теплопередачи, гидро- и аэродинамики, свойств рабочих тел, теплоносителей и др.), а также ограничений-неравенств, определяющих допустимую область изменения параметров.

В связи с этим при формировании алгоритмов управления, реализующих указанные методы, для командного блока достаточно трудновыполнимой задачей является обеспечение нахождения всех параметров энергоблока (многие из которых незамеряемые) в допустимых пределах. И достижение минимального значения критерия эффективности оценивает качество переходного процесса (удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию за время переходного процесса, параметр, определяющий влияние переходного процесса на долговечность работы элементов энергоблока и др.). Переход на более эффективные способы управления динамическими процессами в энергооборудовании, основанные на методах оптимального управления [109], до настоящего времени был

невозможен из-за недостаточных вычислительных ресурсов компьютерной техники для решения задач оптимального управления в реальном времени. В последние годы производительность вычислительной техники значительно выросла и появилась возможность решения таких задач. Сейчас проблема заключается в отсутствии эффективных методических, алгоритмических и программных разработок, реализующих методы оптимального управления для объектов теплоэнергетики. В статьях [40, 41] была рассмотрена методика оптимизации динамических процессов в паровом котле. В настоящей главе она дополнена использованием при оптимальном управлении различных критериев эффективности, а также подходом к оценке минимального времени, необходимого для перехода из одного стационарного состояния в другое. Применение методики оптимизации показано на примере энергоблока с котлом барабанного типа. Для упрощения иллюстрации рассматривается энергоблок малой мощности (4 МВт), имеющий достаточно простую технологическую схему.

Первым этапом решения задачи оптимального управления является разработка динамической математической модели работы энергоблока. Динамические процессы характеризуются изменением температуры металла труб теплообменных поверхностей нагрева котла, корпуса и ротора турбины, давления и массы рабочего тела, сосредоточенного в барабане, деаэраторе и других элементах. При этом процессы гидродинамики (изменения расходов и давлений) протекают гораздо быстрее, чем процессы аккумуляции тепла и массы рабочего тела. При совместном рассмотрении первую группу процессов можно считать установившейся в любой момент времени и описывать подсистемой алгебраических и трансцендентных уравнений. Процессы второй группы представляются как динамические и описываются подсистемой дифференциальных уравнений.

Изменение нагрузки и поддержание требуемых параметров на выходе обеспечиваются изменениями расходов топлива, воздуха, острого пара, питательной воды и воды, поступающей на впрыски парохладителей. Эти параметры являются управляющими. Задавая значения управляющих параметров в каждый момент времени, можно осуществить переход от одного стационарного режима с неизменной нагрузкой к другому. Данные параметры следует подбирать таким образом, чтобы соблюдались все ограничения на параметры работы энергоблока. Контролируемые параметры в конце процесса должны находиться в заданных интервалах, размер которых можно изменять в зависимости от требуемой точности решения оптимизационной задачи. Кроме того, в общем случае должны быть ограничены скорости изменения (т. е. производные по времени) параметров энергоблока, производные параметров в конце переходного процесса, т. е. в стационарном режиме должны быть близки к нулю, а критерий эффективности переходного процесса, например средний удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию, должен быть минимальным. Эта задача оптимизации динамического режима относится к задачам оптимального управления вида

$$b_{\text{уд}} = \left[ \int_{t_0}^{t_s} \mathbf{u}_l(t) dt \Big/ \int_{t_0}^{t_s} \mathbf{y}_c(t) dt \right] \rightarrow \min, \quad (14.1)$$

$$\mathbf{H}(\mathbf{u}(t), \mathbf{y}(t), \mathbf{z}(t)) = 0, \quad (14.2)$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{u}(t), \mathbf{y}(t), \mathbf{z}(t)) \geq 0, \quad (14.3)$$

$$\mathbf{z}'(t) = \varphi(\mathbf{u}(t), \mathbf{y}(t), \mathbf{z}(t)), \quad (14.4)$$

$$\mathbf{u}^{\min} \leq \mathbf{u} \leq \mathbf{u}^{\max}, \quad (14.5)$$

$$\mathbf{u}'_{\min} \leq \mathbf{u}' \leq \mathbf{u}'_{\max}, \quad (14.6)$$

$$\mathbf{y}'_{\min} \leq \mathbf{y}' \leq \mathbf{y}'_{\max}, \quad (14.7)$$

$$\mathbf{z}'_{\min} \leq \mathbf{z}' \leq \mathbf{z}'_{\max}, \quad (14.8)$$

$$-\varepsilon \leq \mathbf{z}'(t_s) \leq \varepsilon, \quad (14.9)$$

$$\mathbf{z}_p^{\min} \leq \mathbf{z}_p(t_s) \leq \mathbf{z}_p^{\max}, \quad p \in D, \quad (14.10)$$

$$\mathbf{y}_h^{\min} \leq \mathbf{y}_h(t_s) \leq \mathbf{y}_h^{\max}, \quad h \in V, \quad (14.11)$$

$$\mathbf{z}(t_0) = \mathbf{z}^0, \quad (14.12)$$

где  $b_{уд}$  – средний удельный расход топлива за время переходного процесса;  $\mathbf{u}$  –  $n$ -мерный вектор управляющих параметров (расходов топлива в топку котла, питательной воды и др., причем расходу топлива отвечает  $l$ -я компонента этого вектора);  $\mathbf{H}$  –  $m$ -мерная векторная функция ограничений-равенств, заданная алгебраическими и трансцендентными уравнениями;  $\mathbf{y}$  –  $m$ -мерный вектор параметров (температур, давлений, расходов теплоносителей и др.), определяемых из системы уравнений  $\mathbf{H}$ , причем полезной электрической мощности энергоблока отвечает  $c$ -я компонента этого вектора;  $\mathbf{G}$  –  $k$ -мерная векторная функция ограничений-неравенств;  $t_0, t_s$  – начальный и конечный моменты времени переходного процесса;  $\mathbf{z}$  –  $r$ -мерный вектор фазовых переменных (температуры металла в элементах котла и турбины, уровни воды и давления в барабане и деаэраторе и др.);  $\mathbf{u}'$  – вектор производных  $\mathbf{u}$  по времени;  $\mathbf{u}'_{\max}$  – вектор максимальных значений компонент вектора  $\mathbf{u}'$ ;  $\mathbf{u}'_{\min}$  – вектор минимальных значений компонент вектора  $\mathbf{u}'$ ;  $\mathbf{z}'$  – вектор производных  $\mathbf{z}$  по времени;  $\mathbf{z}'_{\max}$  – вектор максимальных значений компонент вектора  $\mathbf{z}'$ ;  $\mathbf{z}'_{\min}$  – вектор минимальных значений компонент вектора  $\mathbf{z}'$ ;  $\varepsilon$  – вектор с такими параметрами, что при соблюдении условия (14.9) процесс в момент времени  $t_s$  становится практически стационарным;  $\mathbf{y}'$  – вектор производных  $\mathbf{y}$  по времени;  $\mathbf{y}'_{\max}$  – вектор максимальных значений компонент вектора  $\mathbf{y}'$ ;  $\mathbf{y}'_{\min}$  – вектор минимальных значений компонент вектора  $\mathbf{y}'$ ;  $D$  – множество компонент вектора  $\mathbf{z}$ , значения которых необходимо контролировать в конце переходного процесса;  $V$  – множество компонент вектора  $\mathbf{y}$ , значения которых необходимо контролировать в конце переходного процесса;  $\mathbf{z}_p^{\max}$  – максимальные значения  $p$ -й контролируемой компоненты вектора  $\mathbf{z}$  в конце переходного процесса;  $\mathbf{z}_p^{\min}$  – минимальные значения  $p$ -й контролируемой компоненты вектора  $\mathbf{z}$  в конце переходного процесса;  $\mathbf{y}_h^{\max}$  – максимальные значения  $h$ -й контролируемой компоненты вектора  $\mathbf{y}$  в конце переходного процесса;  $\mathbf{y}_h^{\min}$  – минимальное значение  $h$ -й контролируемой компоненты вектора  $\mathbf{y}$  в конце переходного процесса;  $\mathbf{z}^0$  – начальный вектор, соответствующий моменту времени  $t_0$ , начальная точка базового пространства.

Следует отметить, что в качестве критерия эффективности в задаче (14.1)–(14.12) рассматривается средний удельный расход топлива. Однако теплоэнергетические установки большую часть рабочего времени находятся, как правило, в стационарных состояниях, поэтому оптимизация переходных процессов по указанному критерию не даст значительного сокращения суммарного расхода топлива. Вместе с тем переходные процессы оказывают существенное влияние на долговечность элементов ТЭС. Поэтому целесообразно разработать специальный критерий, связывающий параметры переходного процесса с затратами на обеспечение нормативного срока службы оборудования. Пока такого критерия нет, но можно использовать критерий, обеспечивающий плавный характер переходного процесса. Как правило, при этом сокращение срока службы оборудования будет минимальным. Одним из подобных критериев является минимум максимального абсолютного значения производной электрической мощности энергоблока по времени, определяемого на всем временном интервале переходного процесса. Для использования такого критерия к условиям (14.2)–(14.12) следует добавить дополнительные ограничения

$$x^{\text{доп}} \geq y'_c(t), \quad (14.13)$$

$$x^{\text{доп}} \geq -y'_c(t), \quad (14.14)$$

где  $y'_c$  – производная электрической мощности по времени;  $x^{\text{доп}}$  – дополнительный управляющий параметр, не зависящий от времени. Вместо критерия (14.1) используется критерий

$$x^{\text{доп}} \rightarrow \min \quad (14.15)$$

при условиях (14.2)–(14.14).

Поскольку учитывать ограничения и значения управляющих параметров на всем несчетном множестве точек интервала  $[t_0, t_s]$  не представляется возможным, целесообразно разбить переходный процесс на  $q$  равных участков при помощи  $(q + 1)$  базовых точек с номерами 1, 2, ...,  $q + 1$ . Число этих точек определяем исходя из необходимости получения требуемой точности решения оптимизационной задачи и приемлемого объема вычислений, причем первая базовая точка совпадает с началом интервала времени ( $t_0$ ), последняя – с его концом ( $t_s$ ). Будем оптимизировать значения управляющих параметров, учитывать ограничения-неравенства и ограничения-равенства только в этих точках, принимая, что если условия (14.2)–(14.11) выполняются в соседних базовых точках, то они выполняются и в любой промежуточный момент времени, расположенный между этими точками. Полагаем, что управляющие параметры между соседними точками изменяются по линейному закону. Необходимо отметить, что численное решение системы алгебраических дифференциальных уравнений, описывающих динамический процесс в энергоблоке, проводится с шагом по времени, существенно меньшим, чем шаг между базовыми точками. В результате получается конечномерная задача нелинейного математического программирования.

Решение рассмотренных нелинейных оптимизационных задач требует больших затрат машинного времени, поэтому использование этого подхода для формирования управляющих воздействий в режиме реального времени весьма затруднительно. Многократного ускорения процесса решения этих задач можно

достичь сведением задачи нелинейного программирования к задаче линейного программирования. Для этого нелинейные функции в (14.1)–(14.14) раскладывают в ряд Тейлора до членов первого порядка в окрестности точки линеаризации, что позволяет аппроксимировать их линейными функциями и свести общую задачу нелинейного программирования к задаче линейного программирования.

При решении задачи (14.1)–(14.12) и (14.15), (14.2)–(14.14) важно иметь оценку минимального интервала  $(t_s - t_0)$ , в течение которого может быть осуществлен переходный процесс из начального стационарного состояния в конечное с соблюдением ограничений (14.2)–(14.12). Получить такую оценку можно, решая указанные линеаризованные задачи при одном значении  $t_0$ , равном нулю, и различных значениях  $t_s$ . Минимальное значение  $t_s$ , при котором удастся найти допустимое решение системы (14.2)–(14.12), может быть принято в качестве основы оценки минимального времени осуществления переходного процесса. Отметим, что это время следует скорректировать в большую сторону с учетом отличия нелинейного переходного процесса от линейного. После определения управляющих параметров в результате решения задачи линейного программирования производится расчет динамического процесса с помощью нелинейной модели. Если нелинейная оптимизация динамических процессов требует слишком большого времени, то “простой” нелинейный расчет осуществляется весьма быстро. Если значения контролируемых параметров в момент  $t_s$  окажутся за допустимыми границами, то выполняется коррекция условий задачи линейного программирования, заново решается эта задача и производится нелинейный расчет динамического процесса. Подробно методика такой коррекции рассмотрена в статье [41].

В качестве примера применения изложенной методики управления динамическими процессами рассмотрим оптимизацию переходного процесса для энергоблока малой мощности, схема которого представлена на рис. 14.1. Блок состоит из парового энергетического котла производительностью 20 т/ч с давлением острого пара 3,9 МПа и температурой острого пара 450 °С и турбины мощностью 4 МВт, с сопловой системой парораспределения, где изменение расхода пара обеспечивается последовательным перемещением четырех регулирующих клапанов.

При помощи ПВК СМПП [53] была сформирована математическая модель энергоблока. Модель включает 413 входных параметра, для 13 из которых требуется задать начальные приближения, 340 выходных параметров, 74 интегрируемых по времени параметра, значения которых в начальный момент времени необходимо задавать, и их производные по времени. Математическая модель описывает основные процессы, протекающие в паровом котле и паровой турбине, учитывает аккумуляцию тепла в металле элементов блока, аккумуляцию массы и энергии рабочего тела в барабане-сепараторе и деаэраторе.

В качестве управляющих параметров принимаются расходы: топлива паровым котлом, пара на паровую турбину, воздуха в топку котла, питательной воды и охлаждающей воды в пароохладитель. Полагается, что, зная значения указанных управляющих параметров, можно определить обеспечивающие эти значения положения соответствующих регулирующих органов. В качестве критериев эффективности принимаются минимум среднего удельного расхода топлива на отпущенную электроэнергию (критерий  $I$ ) и минимум максимального

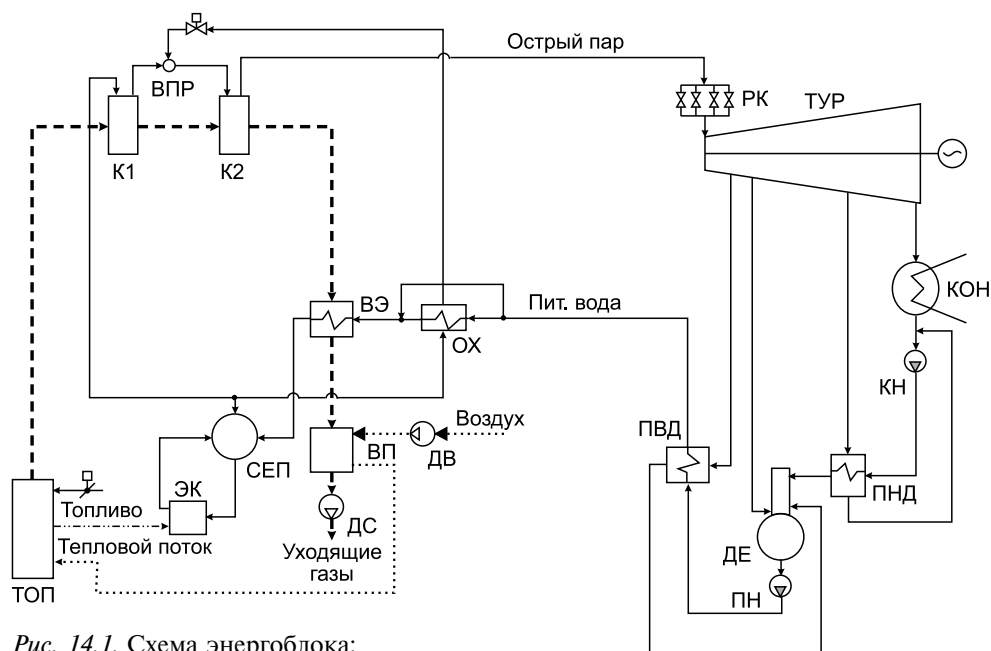


Рис. 14.1. Схема энергоблока:

ТОП – топка; СЕП – барабан-сепаратор; ЭК – экранные поверхности в топке; K1, K2 – конвективные пароперегреватели; ВЭ – водяной экономайзер; ВП – воздухоподогреватель; ДВ – дутьевой вентилятор; ДС – дымосос; ВПР – впрыскивающий пароохладитель; ОХ – конденсатор впрыска; ТУР – паровая турбина; ПВД – подогреватель высокого давления; ПНД – подогреватель низкого давления; ДЕ – деаэрактор; РК – регулирующие клапаны турбины; КОН – конденсатор; КН – конденсатный насос; ПН – питательный насос.

абсолютного значения производной электрической мощности за время процесса (критерий 2). Учитываются также ограничения: на предельно допустимую температуру и расчетное механическое напряжение металла труб; на уровень воды в барабане котла; на скорость изменения управляющих параметров и некоторых зависимых параметров котла и турбины, определяемых из решения алгебраических и дифференциальных уравнений.

На рис. 14.2–14.6 приведены графики изменения параметров переходного процесса при увеличении мощности энергоблока с 3 до 3,5 МВт, полученные при использовании методики оптимального управления с критерием 1 (пунктирная линия), критерием 2 (сплошная линия). Расчеты (см. рис. 14.2–14.5) осуществлялись при длительности процесса 110 с. Она близка к минимальной длительности перехода из одного стационарного состояния в другое. При уменьшении длительности процесса не удавалось одновременно выполнить условия (14.9), (14.10) и (14.11).

Изменение электрической мощности и расхода топлива при увеличении длительности переходного процесса до 170 с показано на рис. 14.6. При этих расчетах весь временной период переходного процесса разбивался на 44 равных интервала с помощью 45 базовых точек. Линеаризация зависимостей проводилась в стационарном режиме, из которого начинался переходный процесс. При продолжительности процесса 110 с и оптимизации по критерию 1 в оптималь-



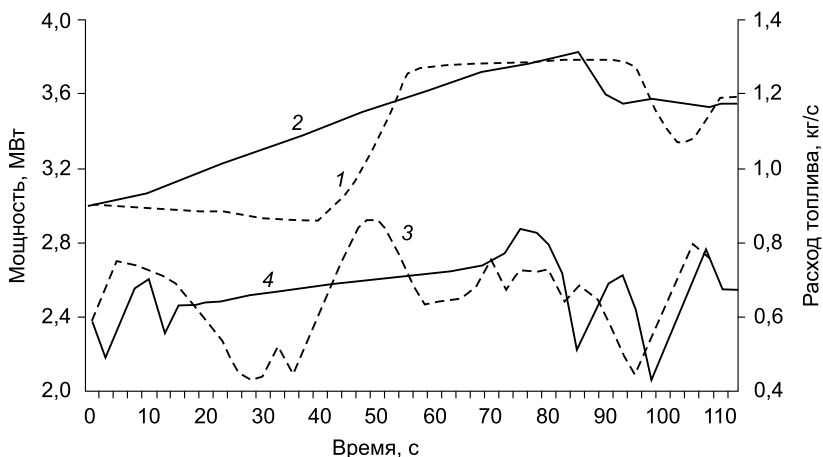


Рис. 14.2. Изменение мощности энергоблока (1, 2) и расхода топлива (3, 4) по времени.

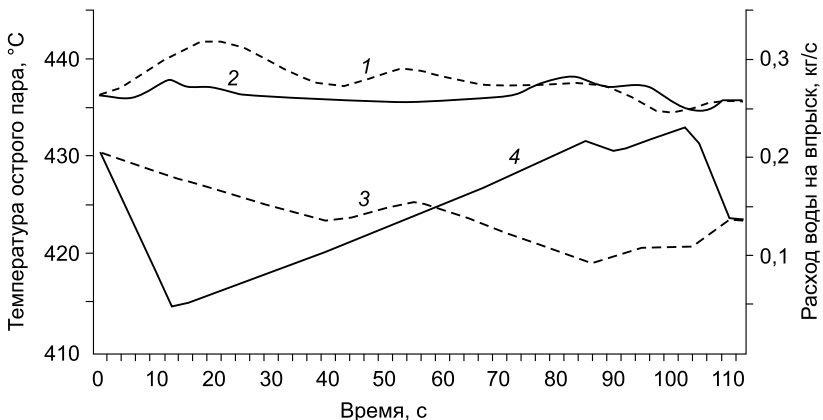


Рис. 14.3. Изменение температуры острого пара (1, 2) и расхода охлаждающей воды на впрыск (3, 4) по времени.

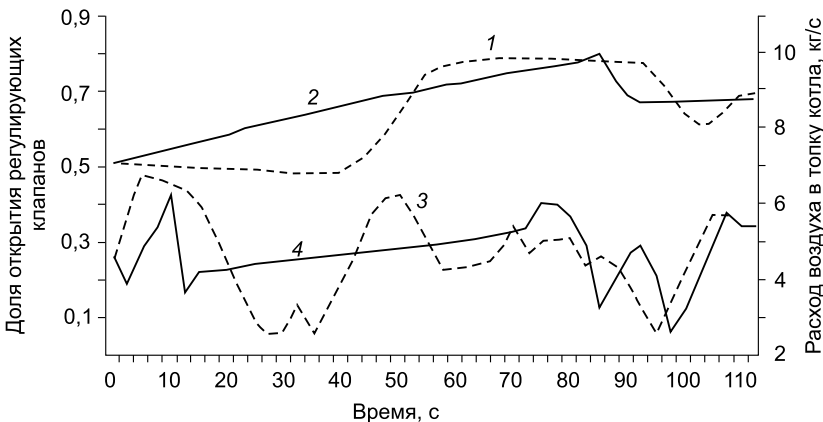


Рис. 14.4. Изменение доли открытия регулирующих клапанов турбины (1, 2) и расхода воздуха в топку котла (3, 4) по времени.

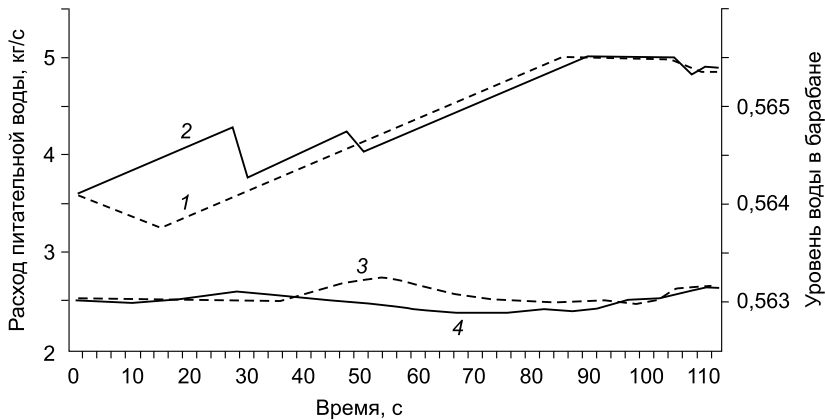


Рис. 14.5. Изменение расхода питательной воды (1, 2) и уровня воды в барабане котла (3, 4) по времени.

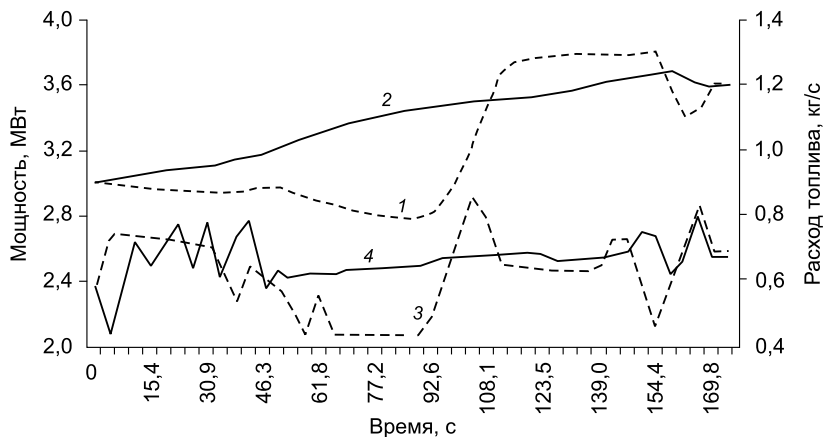


Рис. 14.6. Изменение мощности энергоблока (1, 2) и расхода топлива (3, 4) по времени.

ной точке этот критерий равен  $501,7$  г у.т./( $\text{кВт}\cdot\text{ч}$ ), а критерий 2 в этой же точке составляет  $69,9$   $\text{кВт}/\text{с}$ . При оптимизации по критерию 2 критерий 1 равен  $501,9$  г у.т./( $\text{кВт}\cdot\text{ч}$ ), а критерий 2 —  $55,6$   $\text{кВт}/\text{с}$ . При продолжительности процесса  $170$  с и оптимизации по критерию 1 критерии 1 и 2 соответствуют  $490,7$  г у.т./( $\text{кВт}\cdot\text{ч}$ ) и  $67,2$   $\text{кВт}/\text{с}$ , а при оптимизации по критерию 2 они достигают  $508,9$  г у.т./( $\text{кВт}\cdot\text{ч}$ ) и  $10,1$   $\text{кВт}/\text{с}$ . Как видно, расхождение между критериями в задачах, решенных на интервале  $110$  с, гораздо меньше, чем на интервале  $170$  с. Это связано с близостью, в первом случае, времени переходного процесса к минимально допустимому.

\* \* \*

Таким образом, широко используемые в энергетике методы управления динамическими процессами [13, 131, 139] при удачном подборе законов управления обеспечивают весьма эффективное протекание этих процессов. С нашей

точки зрения, специально заниматься таким подбором для сопоставления предлагаемой методики управления с “традиционной” на приводимом иллюстративном примере нецелесообразно. Цель настоящей работы состоит в первую очередь в том, чтобы показать потенциальные возможности этого подхода. Прямое сопоставление двух подходов будет иметь смысл на моделях реальных энергоблоков, для которых уже подобраны эффективные законы управления в рамках “традиционного” подхода. Данная методика обладает значительным потенциалом повышения эффективности переходных процессов в энергетических блоках. Но для ее практической реализации требуется решить еще ряд проблем, таких как создание надежного программного обеспечения, пригодного к промышленному применению, настройка динамических моделей по результатам замеров параметров, формирование критерия эффективности, связывающего параметры переходного процесса с затратами на поддержание нормативных сроков эксплуатации оборудования и др.

---

## Глава 15 ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ

---

Теплоэлектростанции (ТЭС) производят значительную долю электроэнергии в большинстве электроэнергетических систем (ЭЭС) России. Как правило, ТЭС имеют разнотипный состав оборудования и сложные технологические схемы, в элементах которых протекают разнообразные физико-химические процессы. При проектировании новых ТЭС, а также при эксплуатации, модернизации и расширении действующих возникает необходимость определения таких режимов их работы, при которых некоторые показатели достигают минимально возможных или максимально возможных значений. Это касается режимов с минимальным расходом топлива, максимальной и минимальной электрической мощностью и др. Поиск таких режимов сводится к решению оптимизационных задач нелинейного математического программирования. Причем в процессе решения этих задач требуется использовать достаточно подробные математические модели основного оборудования (котлов, турбин) и электростанции в целом.

### 15.1. Оптимизация режимов работы ТЭС при их проектировании

Проектирование математических моделей ТЭС и решение задач оптимизации режимов их работы осуществляются с помощью созданного в ИСЭМ СО РАН программно-вычислительного комплекса “Система машинного построения программ” [53, 60, 61, 150]. Кроме задач автоматизации математического моделирования, оптимизации состава работающего оборудования и режимных параметров, комплекс позволяет проводить настройку математических моделей оборудования ТЭС на его фактическое состояние на основе замеров ряда параметров в нескольких режимах работы.

При рассмотрении оптимизационных задач, требующих решения в процессе проектирования, эксплуатации, модернизации и реконструкции ТЭС, целесообразно выделить следующие группы режимов.

*Режимы нормальной эксплуатации* – находящееся в работоспособном состоянии оборудование ТЭС способно обеспечить заданные тепловую и электрическую нагрузки. В этом случае основная задача состоит в поиске режимов, обеспечивающих минимальный расход топлива или минимальные топливные издержки (если сжигается несколько видов топлива) при заданных тепловых нагрузках и электрической мощности ТЭС. Частным случаем этой задачи является поиск режимов с минимальным расходом топлива при дополнительном условии работы ТЭС по тепловому графику, т. е. с минимально допустимыми расходами пара в конденсаторы тех турбин, от которых тепло через систему технического водоснабжения отводится в окружающую среду. Кроме того, при диспетчерском управлении энергосистемой необходимо знать диапазон возможного изменения электрической мощности ТЭС при заданной тепловой нагрузке и зависимость расхода топлива ТЭС от ее электрической мощности в этом диапазоне, а также максимальную электрическую мощность при работе ТЭС по тепловому графику. Оптимизационные расчеты этой группы режимов используются для планирования работы ТЭС, ее оперативного управления, при

проектировании новых электростанций, обосновании их модернизации, реконструкции и расширения. На основе таких расчетов определяются расходы топлива в характерных режимах работы и годовые расходы топлива.

*Послеаварийные режимы* – часть оборудования находится в послеаварийном простом или восстановительном ремонте. При этом, в первую очередь, следует определить, может ли ТЭЦ обеспечивать требуемые тепловые и электрическую нагрузки. Если она не может обеспечить эти нагрузки, то необходимо выяснить, какие нагрузки внешних потребителей ТЭЦ подлежат сокращению, а какие могут остаться неизменными. Для этого электрическую и тепловые нагрузки ТЭЦ ранжируют по степеням “важности”. Решается (в порядке возрастания “важности”) последовательность задач максимизации электрической и тепловых нагрузок электростанции. Оптимизационные расчеты этой группы режимов используются для оперативного управления в случае аварийного останова части оборудования ТЭЦ, а также при планировании режимов работы ЭЭС.

*Режимы при расчетных тепловых нагрузках* – необходимо проверить возможности ТЭЦ для обеспечения существующих расчетных тепловых нагрузок, а также определить максимальные электрическую и тепловые нагрузки, которые могут быть покрыты в режиме нормальной эксплуатации и послеаварийных режимах при выходе из строя одного энергоблока или энергетического котла (для ТЭЦ с поперечными связями по острому пару). С учетом оптимизационных расчетов режимов этой группы обосновываются варианты состава основного оборудования ТЭЦ при проектировании, оцениваются возможности подключения новых тепловых потребителей, необходимость реконструкции или расширения оборудования действующей ТЭЦ. Определяется электрическая мощность ТЭЦ, учитываемая в балансе электрических мощностей энергосистемы в режиме зимнего максимума нагрузок.

Далее рассматриваются постановки задач оптимизации, решаемых для указанных выше групп режимов работы ТЭЦ.

*Группа режимов нормальной эксплуатации.* Задача минимизации расхода топлива (или его стоимости) при заданных тепловых и электрических нагрузках формулируется следующим образом.

**Задача 1:**

$$\min B^{TЭЦ}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{d}, N^{TЭЦ}, Q_1, \dots, Q_s), \quad (15.1)$$

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{d}, N^{TЭЦ}, Q_1, \dots, Q_s) = 0, \quad (15.2)$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{d}, N^{TЭЦ}, Q_1, \dots, Q_s) \geq 0, \quad (15.3)$$

$$\mathbf{x}^{\min} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}^{\max}, \quad (15.4)$$

$$\mathbf{d} \in D, \quad (15.5)$$

где  $B^{TЭЦ}$  – суммарный часовой расход топлива по ТЭЦ, если сжигается один вид топлива, или суммарная стоимость израсходованного топлива ТЭЦ, если сжигается более одного его вида;  $N^{TЭЦ}$  – суммарная электрическая мощность ТЭЦ;  $\mathbf{x} \in E_k$  – вектор непрерывно изменяющихся независимых оптимизируемых параметров (расходы пара в конденсаторы турбин и пара из регулируемых отборов турбин, давление перед регулирующими диафрагмами турбин, давление пара в пиковых подогревателях сетевой воды и др.);  $\mathbf{y} \in E_r$  – вектор зави-

симых параметров (расходы острого пара на турбины, расходы пара из нерегулируемых отборов турбин, электрические мощности турбин, давления в нерегулируемых отборах турбин и т. д.);  $\mathbf{d}$  – вектор дискретно-изменяющихся оптимизируемых параметров, задающий состав находящегося в работе оборудования (котлов и турбин);  $Q_i$  – заданная нагрузка  $i$ -го внешнего потребителя тепла;  $s$  – число внешних потребителей тепла;  $\mathbf{H}$  –  $m$ -мерная векторная функция ограничений-равенств (включает уравнения, описывающие технологические связи между элементами схемы, энергетические и материальные балансы элементов технологической схемы ТЭЦ и др., служит для определения вектора  $\mathbf{y}$ );  $\mathbf{G}$  –  $l$ -мерная векторная функция ограничений-неравенств (включает ограничения снизу и сверху на такие зависимые параметры, как расходы острого пара на турбины, электрические мощности турбин и др.);  $\mathbf{x}^{\min}$ ,  $\mathbf{x}^{\max}$  – векторы минимальных и максимальных значений вектора  $\mathbf{x}$ ;  $D$  – множество допустимых значений вектора  $\mathbf{d}$  (формируется с учетом находящегося в работоспособном состоянии оборудования). Методика совместной оптимизации непрерывно изменяющихся параметров и состава оборудования ТЭЦ изложена в статье [54]. Частный случай задачи 1 (задача 1<sup>а</sup>) решается при работе ТЭЦ по тепловому графику. При этом расходы пара в конденсаторы турбин, имеющие отвод тепла в окружающую среду (через систему технического водоснабжения электростанции), исключаются из состава оптимизируемых параметров и принимаются равными их минимально допустимым значениям.

**Задача 1<sup>а</sup>.** Формулировка этой задачи имеет следующий вид:

$$\min_{\mathbf{x}^T, \mathbf{d}} B^{\text{ТЭЦ}}(\mathbf{x}^T, \mathbf{x}_{\min}^k, \mathbf{y}, \mathbf{d}, N^{\text{ТЭЦ}}, Q_1, \dots, Q_s), \quad (15.6)$$

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}^T, \mathbf{x}_{\min}^k, \mathbf{y}, \mathbf{d}, N^{\text{ТЭЦ}}, Q_1, \dots, Q_s) = 0, \quad (15.7)$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}^T, \mathbf{x}_{\min}^k, \mathbf{y}, \mathbf{d}, N^{\text{ТЭЦ}}, Q_1, \dots, Q_s) \geq 0, \quad (15.8)$$

$$\mathbf{x}_{\min}^T \leq \mathbf{x}^T \leq \mathbf{x}_{\max}^T, \quad (15.9)$$

$$\mathbf{d} \in D, \quad (15.10)$$

где  $\mathbf{x}^T$  – вектор оптимизируемых параметров ТЭЦ при ее работе по тепловому графику;  $\mathbf{x}_{\min}^k$  – вектор минимально допустимых расходов пара в конденсаторы турбин, имеющих отвод тепла в окружающую среду. К этим турбинам относятся те турбины, конденсаторы которых полностью или частично охлаждаются водой, поступающей из системы технического водоснабжения ТЭЦ и возвращаемой в нее. Турбины, через конденсаторы которых проходит лишь вода подпитки теплосети или котлов, и обратная сетевая вода к указанному списку не относятся, и расходы пара в их конденсаторы из оптимизируемых параметров не исключаются. Для определения диапазона, в котором может изменяться электрическая мощность ТЭЦ, при заданных уровнях тепловых нагрузок решаются задачи 2 и 3.

**Задача 2.** Определяется минимально возможная мощность ТЭЦ при заданных уровнях тепловых нагрузок (в общем случае имеются в виду тепловые нагрузки в горячей воде, отпускаемой по различным температурным графикам и в паре различных давлений)

$$\min_{x, d, N^{\text{ТЭЦ}}} N^{\text{ТЭЦ}}, \quad (15.11)$$

согласно (15.2)–(15.5) и при дополнительном условии:

$$N^{\text{ТЭЦ}} \geq \underline{N^{\text{ТЭЦ}}}, \quad (15.12)$$

где  $\underline{N^{\text{ТЭЦ}}}$  – минимальная мощность ТЭЦ по условиям работы электростанции в ЭЭС. Следует подчеркнуть, что  $N^{\text{ТЭЦ}}$  в этой задаче является оптимизируемым параметром наряду с  $x$  и  $d$ . Обозначим электрическую мощность ТЭЦ в точке решения этой задачи через  $N_{\min}^{\text{ТЭЦ}}$ .

**Задача 3.** Определяется максимально возможная мощность ТЭЦ при заданных уровнях тепловых нагрузок

$$\max_{x, d, N^{\text{ТЭЦ}}} N^{\text{ТЭЦ}} \quad (15.13)$$

при условиях (15.2)–(15.5). Обозначим электрическую мощность ТЭЦ в точке решения этой задачи через  $N_{\max}^{\text{ТЭЦ}}$ . Для построения зависимости оптимального расхода топлива от электрической мощности ТЭЦ (энергетической характеристики ТЭЦ) интервал  $[N_{\min}^{\text{ТЭЦ}}, N_{\max}^{\text{ТЭЦ}}]$  делится на несколько ( $n$ ), как правило, равных подынтервалов. Для мощностей ТЭЦ  $N_i^{\text{ТЭЦ}}$ ,  $i = 0, \dots, n$ , лежащих на границах этих подынтервалов, решается задача 1, причем  $N_0^{\text{ТЭЦ}} = N_{\min}^{\text{ТЭЦ}}$ ,  $N_n^{\text{ТЭЦ}} = N_{\max}^{\text{ТЭЦ}}$ . Расходы топлива в точках решения задачи 1 обозначим через  $B_i^{\text{ТЭЦ}}$ . На основании значений  $N_i^{\text{ТЭЦ}}$  и  $B_i^{\text{ТЭЦ}}$ ,  $i = 0, 1, \dots, n$ , строится зависимость  $B^{\text{ТЭЦ}} = f(N^{\text{ТЭЦ}})$  при фиксированных значениях тепловых нагрузок.

**Задача 3<sup>а</sup>.** Для определения максимально возможной электрической мощности, вырабатываемой ТЭЦ при работе по тепловому графику, решается следующая задача:

$$\min_{x^{\text{т}}, d, N^{\text{ТЭЦ}}} N^{\text{ТЭЦ}}, \quad (15.14)$$

при ограничениях (15.7)–(15.10). В этой задаче оптимизируемыми параметрами являются  $x^{\text{т}}$ ,  $d$  и  $N^{\text{ТЭЦ}}$ . Обозначим электрическую мощность ТЭЦ в точке решения задачи 3<sup>а</sup> через  $N_{\text{ТЕП max}}^{\text{ТЭЦ}}$ . Решая при заданных тепловых нагрузках и электрической мощности ТЭЦ (равной  $N_{\text{ТЕП max}}^{\text{ТЭЦ}}$ ) задачу 1<sup>а</sup>, получим расход топлива  $B_{\text{ТЕП max}}^{\text{ТЭЦ}}$ . Точка  $(B_{\text{ТЕП max}}^{\text{ТЭЦ}}, N_{\text{ТЕП max}}^{\text{ТЭЦ}})$  на энергетической характеристике ТЭЦ является граничной. При  $N^{\text{ТЭЦ}}$ , меньших  $N_{\text{ТЕП max}}^{\text{ТЭЦ}}$ , изменение электрической мощности ТЭЦ происходит за счет изменения электрической мощности на тепловом потреблении, а при  $N^{\text{ТЭЦ}}$ , больших  $N_{\text{ТЕП max}}^{\text{ТЭЦ}}$ , – за счет изменения конденсационной мощности.

**Группа послеаварийных режимов.** С учетом состава оборудования ТЭЦ, оставшегося в работоспособном состоянии, формируется множество допустимых значений вектора  $d$  в послеаварийных режимах  $D^{\text{пo}}$ . Решается задача 1, причем условие (15.5) принимает вид  $d \in D^{\text{пo}}$ , векторы  $x$  и  $y$  заменяются соответственно на  $x^{\text{пo}}$  и  $y^{\text{пo}}$  – векторы непрерывно изменяющихся оптимизируемых параметров и зависимых параметров в послеаварийных режимах. Если эта задача имеет допустимое решение, то, несмотря на аварийный отказ части оборудования, остальное оборудование может нести требуемые тепловые и элект-

рическую нагрузки. В противном случае (при работе ТЭЦ в составе ЭЭС, когда снижение электрической мощности ТЭЦ может быть скомпенсировано ростом мощностей других электростанций) решается следующая последовательность оптимизационных задач.

**Задача 4<sup>а</sup>.** При фиксированных “нормальных” тепловых нагрузках максимизируется электрическая мощность ТЭЦ. Эта задача совпадает с задачей 3, только в выражение (15.5) вместо множества  $D$  рассматривается множество  $D^{no}$ . Если задача 4<sup>а</sup> имеет допустимое решение, то требуемые тепловые нагрузки могут быть обеспечены полностью за счет уменьшения электрической мощности ТЭЦ в допустимых пределах. Максимальная электрическая мощность, которую при этом может развивать ТЭЦ, будет соответствовать ее мощности в точке решения задачи 4<sup>а</sup>. Обозначим эту электрическую мощность через  $N_{4^a}^{TЭЦ}$ . Если задача 4<sup>а</sup> не имеет допустимого решения, то решается задача 4<sup>б</sup> по максимизации тепловой нагрузки  $Q_1$  (как правило, это нагрузка отопления и горячего водоснабжения). При этом прочие тепловые нагрузки (производственные нагрузки в паре различных параметров) принимаются равными их значениям при нормальном (неаварийном) режиме работы.

**Задача 4<sup>б</sup>** формулируется следующим образом:

$$\max_{x^{no}, d, N^{TЭЦ}, Q_1} Q_1 \quad (15.15)$$

при ограничениях (15.2)–(15.5), (15.12) и дополнительном ограничении

$$Q_1 \geq \underline{Q}_1, \quad (15.16)$$

где  $\underline{Q}_1$  – минимально допустимое значение тепловой нагрузки  $Q_1$ . В случае нагрузки отопления и горячего водоснабжения  $\underline{Q}_1$  определяется требованием обеспечить приемлемую температуру воздуха внутри отапливаемых помещений. Следует отметить, что в этой задаче в состав оптимизируемых параметров добавляется  $Q_1$ , а условие (15.5) принимает вид  $\mathbf{d} \in D^{no}$ . Тепловую нагрузку  $\underline{Q}_1$  в точке решения задача 4<sup>б</sup> обозначим через  $Q_{4^б}$ . Если задача 4<sup>б</sup> не имеет допустимого решения, то решается задача 4<sup>в</sup> по минимизации тепловой нагрузки  $Q_2$ .

**Задача 4<sup>в</sup>:**

$$\max_{x^{no}, d, N^{TЭЦ}, Q_1, Q_2} Q_2 \quad (15.17)$$

при тех же ограничениях, что и в задаче 4<sup>б</sup> (15.2)–(15.5), (15.12), (15.16) и дополнительном ограничении

$$Q_2 \geq \underline{Q}_2, \quad (15.18)$$

где  $\underline{Q}_2$  – минимально допустимое значение тепловой нагрузки  $Q_2$ . В этой задаче в состав оптимизируемых параметров входят тепловые нагрузки  $Q_1$  и  $Q_2$ .

Если эта задача не имеет допустимого решения, то осуществляется переход к следующей задаче по минимизации нагрузки  $Q_3$ , при введении дополнительного ограничения “снизу” на нагрузку  $Q_3$  по аналогии с ограничением (15.18). Следует отметить, что при решении последовательности задач 4<sup>а</sup>, 4<sup>б</sup>, 4<sup>в</sup>,... предполагается, что все внешние нагрузки ТЭЦ ранжируются по очередности их сокращения в аварийных ситуациях. В первую очередь в послеаварийных режимах снижается электрическая мощность ТЭЦ. Если этого недостаточно, то со-



кращается тепловая нагрузка  $Q_1$  (до минимально допустимого значения). Если и этого недостаточно, то сокращается нагрузка  $Q_2$  и т. д. После того, как при решении последовательности задач  $4^a, 4^b, 4^c, \dots$  найдена задача, имеющая допустимое решение, необходимо решить задачу минимизации расхода топлива (задача 1) при найденных значениях электрической и тепловых нагрузок ТЭЦ. В результате определяются внешние нагрузки ТЭЦ, которые в послеаварийном режиме подлежат сокращению, и нагрузки, которые не изменятся по сравнению с нормальным режимом работы.

Более подробно вопросы оптимизационных расчетов послеаварийных режимов работы ТЭЦ рассмотрены в разд. 15.4.

**Группа режимов при расчетных тепловых нагрузках.** В первую очередь определяется максимальная электрическая мощность ТЭЦ при действующих расчетных тепловых нагрузках. При проектировании новой электростанции – это суммарные расчетные нагрузки потребителей, которые будут подключены к ТЭЦ. При расчете режимов для работающей электростанции – это фактические суммарные нагрузки ее потребителей. В соответствии с указанными нагрузками решается задача 3, при условии нахождения всего оборудования ТЭЦ в работоспособном состоянии. Определяемую при этом мощность обозначим через  $N_{\max}^{\text{ТЭЦ-РН}}$ . Мощность  $N_{\max}^{\text{ТЭЦ-РН}}$  не должна быть меньше электрической мощности ТЭЦ, определяемой требованиями ЭЭС. При заданных расчетных тепловых нагрузках и мощности  $N_{\max}^{\text{ТЭЦ-РН}}$  решается задача 1 по минимизации расхода топлива или топливных издержек. В результате решения этой задачи находится расход топлива в расчетном режиме.

При расчете послеаварийного режима, согласно Нормам технологического проектирования тепловых электростанций, рассматривается отказ одного энергоблока или одного парового котла (для ТЭЦ с поперечными связями по острому пару) и формируется множество допустимых значений вектора  $\mathbf{d} - D^{\text{РН}}$ , а также учитывается, что в послеаварийном режиме тепловая нагрузка отопления, вентиляции и горячего водоснабжения сокращается на 30 %, при этом электростанция должна обеспечить минимально допустимый отпуск пара на производство, определяемый требованиями конкретных потребителей. Для послеаварийного режима решается задача 3. В результате ее решения определяется максимальная электрическая мощность ТЭЦ  $N_{\max}^{\text{ТЭЦ-РА}}$ . Если оптимизационные задачи при расчетных тепловых нагрузках не имеют допустимых решений, то заданные тепловые и электрические нагрузки превосходят возможности установленного на ТЭЦ оборудования. Если допустимые решения оптимизационных задач имеются, но получающиеся максимальные мощности ниже установленной электрической мощности ТЭЦ, то располагаемая мощность ТЭЦ, которая учитывается в электрическом балансе энергосистемы, должна быть уменьшена на соответствующую величину.

Для оценки максимальной расчетной тепловой нагрузки, которую электростанция может покрыть при действующем составе оборудования, должна решаться задача максимизации одной расчетной тепловой нагрузки (например,  $Q_1$ ) при фиксированных значениях остальных тепловых нагрузок. Эта задача в случае максимизации нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения будет соответствовать рассмотренной выше задаче  $4^b$ . При этом в качестве множества допустимых значений вектора  $\mathbf{d}$  принимается множество  $D$ , сформированное исходя из работоспособности всего оборудования ТЭЦ. В качестве

значений тепловых нагрузок  $Q_2$ ,  $Q_3$  и т. д. принимаются их расчетные значения. Минимально возможная электрическая мощность ТЭЦ задается исходя из требований ЭЭС.

Обозначим расчетную тепловую нагрузку в точке решения задачи 4<sup>б</sup> через  $Q_1^{\text{PM}}$ . После этого решается задача 3 на максимизацию электрической мощности ТЭЦ при значении тепловой нагрузки  $Q_1$ , равной  $Q_1^{\text{PM}}$ , и расчетных значениях остальных тепловых нагрузок. В результате решения этой задачи определяется максимальная электрическая мощность ТЭЦ, которая может быть получена при расчетной тепловой нагрузке  $Q_1^{\text{PM}}$ . Обозначим эту мощность через  $N^{\text{ТЭЦ-PM}}$ . Решая задачу 1 при заданной электрической мощности ТЭЦ  $N^{\text{ТЭЦ-PM}}$ , заданной расчетной нагрузке  $Q_1$ , равной  $Q_1^{\text{PM}}$ , и расчетных значениях остальных тепловых нагрузок, найдем минимальный расход топлива в расчетном режиме, а также оптимальные значения всех параметров технологической схемы ТЭЦ.

Для оценки ограничений, которые накладываются на расчетную тепловую нагрузку и располагаемую электрическую мощность ТЭЦ, согласно требованиям по работе электростанции в послеаварийном режиме, решается задача 3 по максимизации электрической мощности ТЭЦ при тепловой нагрузке  $Q_1$ , равной 70 % от  $Q_1^{\text{PM}}$ , минимально допустимых значениях остальных нагрузок и множестве допустимых значений вектора  $\mathbf{d} - D^{\text{PH}}$ . Если эта задача имеет допустимое решение и электрическая мощность ТЭЦ в точке ее решения отвечает требованиям ЭЭС, то расчетная нагрузка  $Q_1$  может быть увеличена до  $Q_1^{\text{PM}}$ . В противном случае, следует скорректировать максимально возможную расчетную нагрузку таким образом, чтобы не нарушались условия работы ТЭЦ в послеаварийном режиме. Для этого уменьшается расчетная нагрузка  $Q_1$  и заново решается задача 3.

**Пример решения характерных задач оптимизации режимов работы ТЭЦ.** Упрощенная технологическая схема рассматриваемой ТЭЦ показана на рис. 15.1. Электростанция включает: три энергоблока в составе парового газомазутного котла ТГМЕ-464 и паровой теплофикационной турбины Т-100/120-130-3; энергоблок в составе парового газомазутного котла ТГМЕ-464 и паровой промышленно-теплофикационной турбины ПТ-80/100-130/13; теплофикационную установку с пиковыми подогревателями сетевой воды и водогрейным котлом типа ПТВМ-180; установку подготовки подпиточной воды паровых котлов в составе пароводяных подогревателей сырой воды, химводоочистки, атмосферных термических деаэраторов (на упрощенной технологической схеме не показана).

Установленная электрическая мощность электростанции составляет 380 МВт, расчетная тепловая нагрузка потребителей горячей воды – 3009 ГДж/ч, температурный график сетевой воды – 130/70 °С. Расчетная температура наружного воздуха принята –35 °С. В качестве топлива используется природный газ. Система технического водоснабжения ТЭЦ оборотная с водохранилищем-охладителем. Паровые энергетические котлы имеют номинальную паропроизводительность 500 т/ч, параметры острого пара: давление 13,5 МПа, температура 560 °С; номинальная производительность водогрейного котла 752 ГДж/ч; номинальный расход острого пара на турбину Т-100/120-130-3 составляет 485 т/ч, номинальная электрическая мощность – 100 МВт, максимальная электрическая мощность – 120 МВт, минимальный расход пара в конденсаторы турбины –

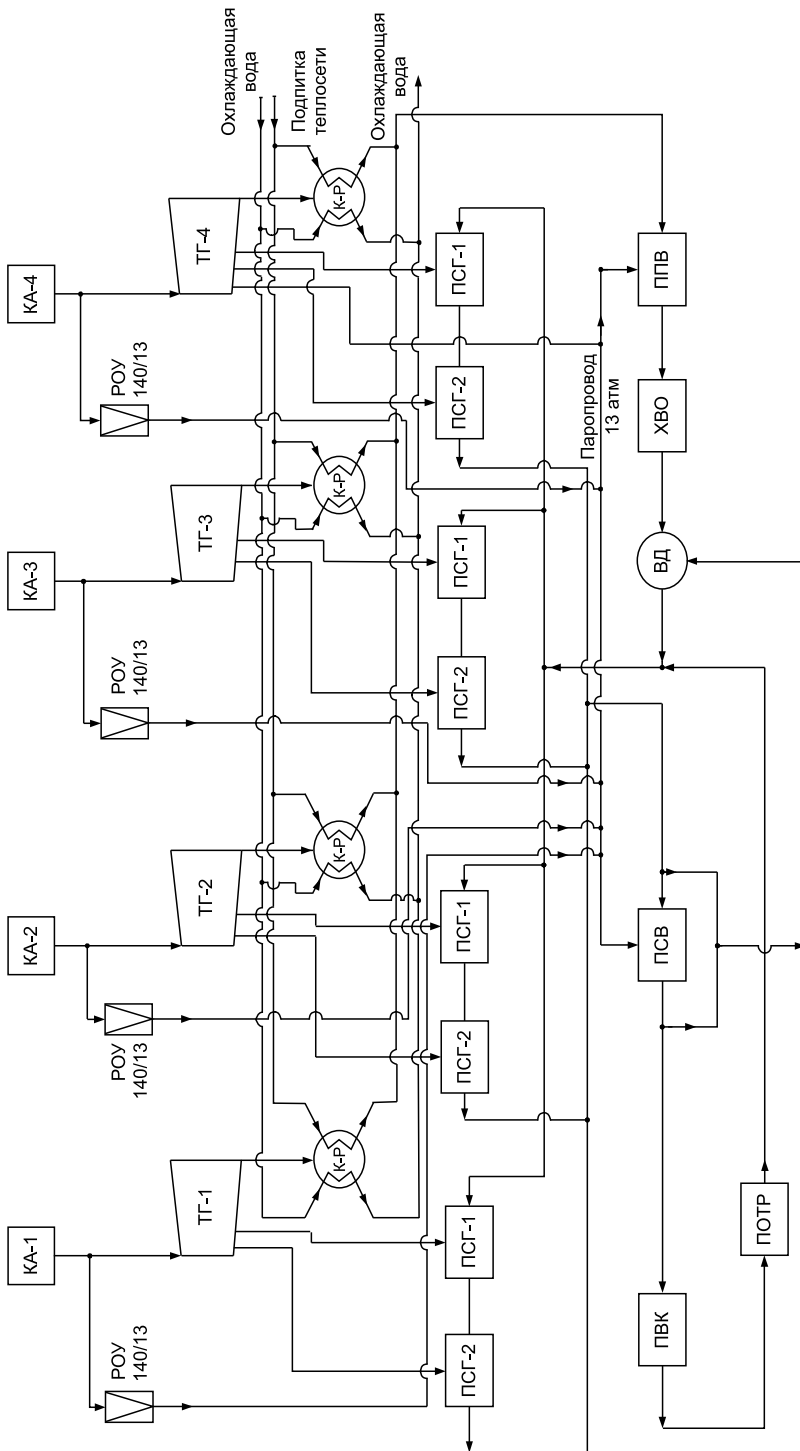


Рис. 15.1. Упрощенная технологическая схема ТЭЦ:

КА-1–КА-4 – паровой газомазутный котел ТГМЕ-464; ТГ-1–ТГ-3 – паровая теплофикационная турбина Т-100/120-130; ТГ-4 – паровая промышленно-теплофикационная турбина ПТ-80/100-130/13; РОУ – редуциционно-охладительная установка 140/13 (4 шт.); К-Р – конденсатор турбины со ветроенным теплофикационным пучком для подогрева подпиточной сетевой воды (4 шт.); ПСК-1, ПСК-2 – бойлерная группа блока: два сетевых горизонтальных подогревателя ПСГ-2300 (8 шт.); ПФВ – подогреватель подпиточной воды типа ПСВ-500; ХВО – химводоочистка; ВД – группа вакуумных деаэраторов ДВ-800 (3 шт.); ПСВ – группа пиковых сетевых подогревателей ПСВ-500 (3 шт.); ПВК – пиковая водогрейная котельная (один котел типа ПТВМ-180); ПОТР – потребитель тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.

18 т/ч, теплопроизводительность сетевых подогревателей – 669 ГДж/ч, теплопроизводительность встроенных теплофикационных пучков конденсаторов – 84 ГДж/ч, диапазон изменения давления перед регулирующей диафрагмой теплофикационных отборов – 0,05–0,25 МПа; номинальный расход острого пара на турбину ПТ-80/100-130/13 равен 470 т/ч, номинальная электрическая мощность – 80 МВт, максимальная электрическая мощность – 100 МВт, минимальный расход пара в конденсатор турбины – 15 т/ч, теплопроизводительность сетевых подогревателей – 660 ГДж/ч, теплопроизводительность встроенного теплофикационного пучка конденсатора – 80 ГДж/ч, диапазон изменения давления перед регулирующей диафрагмой теплофикационных отборов – 0,03–0,25 МПа.

Для проведения оптимизационных расчетов ТЭЦ с помощью ПВК СМПП [53] были построены математические модели паротурбинных установок ПТ-80/100-130/13 и Т-100/120-130-3; парового котла ТГМЕ-464 и водогрейного котла ПТВМ-180. На базе математических моделей основного оборудования ТЭЦ и ее технологической схемы с помощью того же ПВК была автоматически сформирована математическая модель ТЭЦ в целом. В качестве оптимизируемых параметров приняты расходы пара в конденсаторы паровых турбин, расход пара из регулируемого производственного отбора турбины ПТ-80/100-130/13, расходы сетевой воды через подогреватели сетевой воды турбин ПТ-80/100-130/13 и Т-100/120-130-3, давления пара перед регулирующими диафрагмами теплофикационных отборов паровых турбин и др. В качестве ограничений-неравенств учитывались ограничения на паропроизводительность котлов, расходы острого пара на турбины, электрическую мощность турбин, расходы пара в конденсаторы, неотрицательность перепада давлений на регулирующих диафрагмах и клапанах паровых турбин, неотрицательность материальных потоков рабочих тел и теплоносителей через элементы технологической схемы ТЭЦ, неотрицательность концевых температурных напоров теплообменников и др. Критерий оптимальности в зависимости от вида решаемой задачи принимался: минимум расхода топлива, максимум электрической мощности, минимум электрической мощности, максимум тепловой нагрузки ТЭЦ в горячей воде.

Оптимизационные расчеты режимов работы ТЭЦ в условиях нормальной эксплуатации проводились для тепловой нагрузки в горячей воде, соответствующей температуре наружного воздуха  $-17\text{ }^{\circ}\text{C}$  и равной 2356 ГДж/ч. При этом выполнялись расчеты для следующих режимов: режим с максимальной электрической мощностью ТЭЦ (решалась задача 3, полученная максимальная электрическая мощность равна 380 МВт), режим с максимальной электрической мощностью при работе ТЭЦ по тепловому графику (решалась задача 3<sup>а</sup>, полученная максимальная электрическая мощность равна 320 МВт), режим с минимальной электрической мощностью ТЭЦ (решалась задача 2, полученная минимальная электрическая мощность равна 210 МВт), в этом режиме оптимальный состав генерирующего оборудования включает один энергоблок с турбиной ПТ-80/100-130/13 и два энергоблока с турбинами Т-100/120-130.

В качестве послеаварийного режима рассмотрен режим с отключением двух энергоблоков с турбинами Т-100/120-130 при тепловой нагрузке в горячей воде 2866 ГДж/ч, соответствующей температуре наружного воздуха  $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ . При этом минимальная по условиям ЭЭС электрическая мощность ТЭЦ принималась равной 180 МВт. Решение задачи 1 при обеспечении полной нагрузки тепловых потребителей (2866 ГДж/ч) и электрической мощности ТЭЦ (180 МВт)

Таблица 15.1

## Основные режимные параметры ТЭЦ, полученные в результате решения характерных задач

Параметр	Режимы нормальной эксплуатации		Послеаварийный режим	Режимы при расчетной тепловой нагрузке	
	с максимальной электрической мощностью ТЭЦ	с максимальной электрической мощностью ТЭЦ при работе по теплофикационному графику		с минимальной электрической мощностью ТЭЦ	с максимальной тепловой нагрузкой и установленной электрической мощностью ТЭЦ (нормальный режим)
Температура наружного воздуха, °С		-17			-35
Суммарный расход свежего пара на Т-100/120-130, т/ч	1325	1148	488	1435	978
Суммарная тепловая нагрузка Т-100/120-130, ГДж/ч	2243	1886	815	2588	1587
Суммарная электрическая мощность Т-100/120-130, МВт	300	261	113	300	208
Расход свежего пара на ПТ-80/100-130/13, т/ч	307	282	400	401	418
Тепловая нагрузка ПТ-80/100-130/13, ГДж/ч	51	420	387	526	297
Электрическая мощность ПТ-80/100-130/13, МВт	80	59	67	80	88
Расход пара из производственного отбора турбины ПТ-80/100-130/13, т/ч	4,4	18,7	105,6	38	41
Суммарный расход острого пара от энергетических котлов ТЭЦ, т/ч	1636	1453	998	1966	1489
Тепловая нагрузка пикового водогрейного котла, ГДж/ч	3,6	3,3	748,0	752,0	754
Тепловая нагрузка ТЭЦ, ГДж/ч	380	2356	2609	4406	3629
Электрическая мощность ТЭЦ, МВт	139	320	180	380	296
Расход условного топлива ТЭЦ, т у.т./ч		122	108	190	150

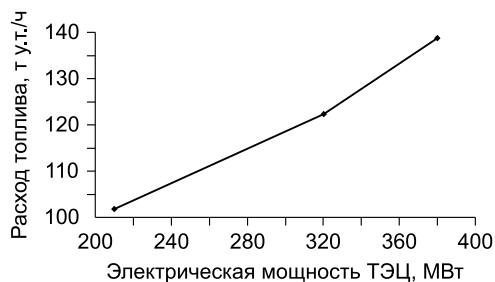


Рис. 15.2. Энергетическая характеристика ТЭЦ.

показало отсутствие у нее допустимого решения. Не имела допустимого решения и задача 4<sup>а</sup>. При решении задачи 4<sup>б</sup> установлено, что мощность ТЭЦ, равная 180 МВт, может быть обеспечена при тепловой нагрузке

ТЭЦ 2609 ГДж/ч. В результате решения задачи 1 с тепловой нагрузкой 2609 ГДж/ч и электрической мощностью 180 МВт найден расход условного топлива по ТЭЦ, равный 108 т у.т./ч, и оптимальное распределение тепловых и электрических нагрузок между основным оборудованием.

При расчетных тепловых нагрузках ТЭЦ рассмотрен режим при полностью работоспособном генерирующем оборудовании с максимально возможной расчетной тепловой нагрузкой при электрической мощности ТЭЦ 380 МВт. Первоначально решалась задача 4<sup>б</sup> на максимум расчетной нагрузки в горячей воде. Была получена расчетная нагрузка 4406 ГДж/ч. Затем при этой нагрузке и электрической мощности ТЭЦ 380 МВт решалась задача 1 на минимум расхода условного топлива (190 т у.т./ч). В качестве послеаварийного режима при расчетных нагрузках рассмотрен режим с включенными в работу одним блоком с турбиной ПТ-80/100-130/13 и двумя блоками с турбинами Т-100/120-130. При этом тепловая нагрузка ТЭЦ принималась равной 70 % от максимальной расчетной тепловой нагрузки, равной 4406 ГДж/ч. Электрическая мощность ТЭЦ по требованиям ЭЭС должна составлять 280 МВт. В результате решения задачи 3 была определена максимальная электрическая мощность электростанции большая, чем минимально необходимая по требованиям ЭЭС. На основании этого можно сделать вывод, что послеаварийный режим не ограничивает максимальную расчетную тепловую нагрузку, которая может быть подключена к ТЭЦ.

Основные показатели работы электростанции, полученные в результате оптимизационных расчетов, представлены в табл. 15.1. Тепловая нагрузка каждой турбины принималась как сумма тепловых нагрузок сетевых подогревателей и встроенных теплофикационных пучков конденсаторов.

По результатам расчетов режимов нормальной эксплуатации построена энергетическая характеристика ТЭЦ, представленная на рис. 15.2. В диапазоне электрических мощностей 210–320 МВт электрическая мощность ТЭЦ изменяется за счет выработки электроэнергии на тепловом потреблении, а в диапазоне 320–375 МВт – за счет изменения конденсационной выработки.

## 15.2. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с учетом реального состояния основного оборудования

Состояние оборудования ТЭЦ существенно меняется в процессе эксплуатации. Поэтому проблема повышения энергетической и экономической эффективности ТЭЦ носит актуальный характер. Одним из основных способов ее решения является оптимизация режимов работы ТЭЦ. Решению этой задачи было посвящено достаточно много публикаций [29, 107, 121 и др.]. Однако в

них использовались, как правило, упрощенные модели оборудования и не предусматривалась настройка этих моделей по его фактическому состоянию.

Из-за сложности технологических схем, разнотипности и разнообразия характеристик энергоустановок, изменения внешних условий функционирования задача оптимизации режимов работы ТЭЦ достаточно сложна и требует настройки характеристик основного оборудования на его реальное состояние. Поэтому в составе созданного в ИСЭМ СО РАН программно-вычислительного комплекса [53, 108], который описан ниже, разработана и реализована методика идентификации (настройки) математических моделей основного энергетического оборудования по результатам замеров параметров (расходов, температур, давлений и др.) в различных точках технологических схем паровых котлов и турбин. Были созданы подробные математические модели основного оборудования, которые с достаточной точностью описывают происходящие в них процессы. Созданы модели паровых турбин (основанные на поверочном расчете), в которых учтены проточная часть (на уровне отсеков паровой турбины) и система регенерации, а также возможность выполнения расчетов с отключенными регенеративными подогревателями.

Для моделирования паровых энергетических котлов используется двухэтапный подход. На первом этапе применяются подробные модели паровых котлов, ориентированные на выполнение поверочных расчетов. С их помощью проводятся расчеты котлов при различной паропроизводительности, температурах наружного воздуха и питательной воды и др. По результатам этих расчетов строятся простые зависимости, связывающие расход топлива с паропроизводительностью, температурами воздуха и питательной воды и др. На основе этих зависимостей формируются упрощенные математические модели котлов, которые используются при создании математической модели станции в целом.

Математические модели паровых турбин и подробные модели паровых котлов включают коэффициенты (внутренний относительный КПД отсеков турбин, коэффициенты загрязнения поверхностей в котлах и др.), изменением которых можно добиться настройки этих моделей на реальное состояние оборудования.

**Задачи оптимизации режимов работы ТЭЦ.** При управлении функционированием ТЭЦ возможно решение нескольких оптимизационных задач. В рассматриваемом ПВК имеется возможность решать любую из них.

**Задача I.** Минимизация расхода топлива котлами ТЭЦ (или его суммарной стоимости при сжигании различных видов топлива) при заданных электрической нагрузке станции и тепловых нагрузках внешних потребителей

$$\min_x B^{\text{ТЭЦ}}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, N^{\text{ТЭЦ}}, Q_1, \dots, Q_s) \quad (15.19)$$

при следующих условиях:

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, N^{\text{ТЭЦ}}, Q_1, \dots, Q_s) = 0, \quad (15.20)$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, N^{\text{ТЭЦ}}, Q_1, \dots, Q_s) \geq 0, \quad (15.21)$$

$$\mathbf{x}^{\min} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}^{\max}. \quad (15.22)$$

Пояснения к формулам (15.19)–(15.22) те же, что и к формулам (15.1)–(15.5).

Достаточно часто при оптимизации режимов работы ТЭЦ возникает необходимость в определении минимально и максимально возможной суммарной полезной электрической мощности станции при заданных тепловых нагрузках потребителей, т. е. требуется найти интервал, в котором может изменяться мощность ТЭЦ. Это сводится к решению следующих двух задач.

**Задача II.** Минимизация суммарной полезной электрической мощности ТЭЦ при заданных тепловых нагрузках внешних потребителей определяется

$$\min_x N^{\text{ТЭЦ}} \quad (15.23)$$

при условиях (15.19)–(15.22).

**Задача III.** Максимизация суммарной полезной электрической мощности ТЭЦ при заданных тепловых нагрузках внешних потребителей равна

$$\max_x N^{\text{ТЭЦ}} \quad (15.24)$$

при условиях (15.19)–(15.22).

После решения задач II и III для найденных мощностей ТЭЦ решается задача I по определению минимального расхода топлива.

Для эффективного управления функционированием ТЭЦ часто необходимо знать максимальную полезную электрическую мощность, которая может быть получена при минимальных расходах пара в конденсаторы турбоустановок. Это требует решения задач III и I при фиксированных минимальных расходах пара в конденсаторы турбин.

Решение совокупности приведенных задач позволяет не только выполнять оптимизацию отдельных режимов работы ТЭЦ, но и строить энергетические характеристики, связывающие расход топлива станции с ее суммарной электрической мощностью при фиксированных тепловых нагрузках. Для этого в результате решения задач II и III определяются минимальная  $N_{\min}^{\text{ТЭЦ}}$  и максимальная  $N_{\max}^{\text{ТЭЦ}}$  электрические мощности ТЭЦ. Затем для нескольких значений мощности станции, лежащих в интервале  $[N_{\min}^{\text{ТЭЦ}}, N_{\max}^{\text{ТЭЦ}}]$ , решается задача I. На основе найденных указанным способом мощностей ТЭЦ и соответствующих им расходов топлива строится зависимость (энергетическая характеристика станции), связывающая расход топлива с ее электрической мощностью. Эти характеристики необходимы для распределения электрических нагрузок между электрическими станциями в энергосистемах.

**Программно-вычислительный комплекс.** Структура ПВК оптимизации режимов работы ТЭЦ представлена на рис. 15.3. Этот комплекс позволяет в удобном виде задавать исходные данные о нагрузках внешних потребителей, состоянии оборудования ТЭЦ и др., выводить результаты расчетов на иерархически организованные технологические схемы и таблицы, а также он позволяет проводить расчеты по оптимальному распределению нагрузок между агрегатами ТЭЦ и идентификации основного энергетического оборудования.

Для анализа результатов расчета ТЭЦ в составе ПВК создана специализированная информационная система, позволяющая сохранять оптимальные режимы работы в базе данных, производить выборку режимов по основным параметрам (электрическая мощность ТЭЦ, тепловая нагрузка и др.), восстанавливать режим для расчета, строить графики динамики изменения параметров в заданных режимах, осуществлять сравнение оптимального режима с реальным (установленным персоналом станции).



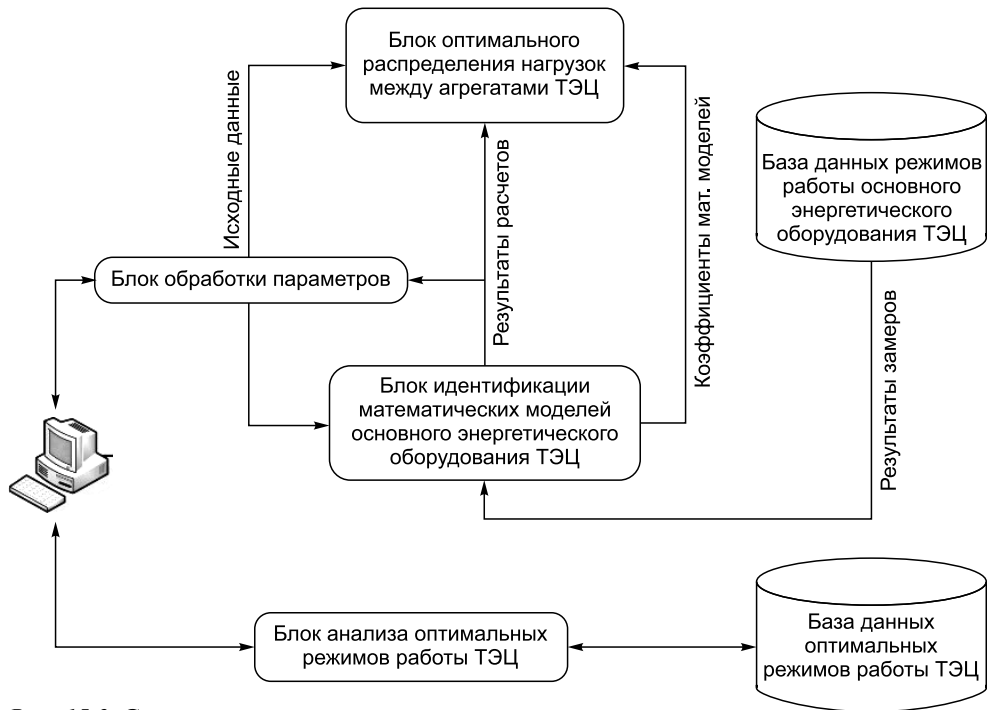


Рис. 15.3. Структура программно-вычислительного комплекса.

Следует отметить, что фактическое состояние оборудования ТЭЦ меняется в ходе эксплуатации. Так, может происходить занос солями проточной части турбины, загрязнение теплообменных поверхностей конденсатора, регенеративных подогревателей и т. д. Для учета этого требуется корректировка (идентификация) коэффициентов математических моделей элементов основного энергетического оборудования по результатам текущих замеров их параметров. В качестве источников таких замеров могут выступать результаты испытаний энергетического оборудования или параметры, измеренные датчиками системы автоматизированного сбора и хранения информации ТЭЦ. Для идентификации математических моделей основного энергетического оборудования ТЭЦ формулируется задача оптимизации следующего вида:

$$\min_{x_n^i, x_3^i, \theta} f(y_3^i, x_n^i, x_3^i, \theta) \quad (15.25)$$

при условиях

$$H(y^i, x_n^i, x_3^i, \theta), \quad (15.26)$$

$$G(y^i, x_n^i, x_3^i, \theta), \quad (15.27)$$

$$x_{3(j)}^i - \psi \cdot \sigma_{xj} \leq \overline{x_{3(j)}^i} \leq x_{3(j)}^i + \psi \cdot \sigma_{xj}, \quad (15.28)$$

$$y_{3(j)}^i - \psi \cdot \sigma_{yj} \leq \overline{y_{3(j)}^i} \leq y_{3(j)}^i + \psi \cdot \sigma_{yj}, \quad (15.29)$$

$$f^i = \sum_{j=1}^N \frac{\left(\mathbf{x}_{3(j)}^i - \overline{\mathbf{x}_{3(j)}^i}\right)^2}{\sigma_{xj}^2} + \sum_{k=1}^M \frac{\left(\mathbf{y}_{3(k)}^i - \overline{\mathbf{y}_{3(k)}^i}\right)^2}{\sigma_{yk}^2}, \quad (15.30)$$

$$f = \sum_{i=1}^R f^i, \quad (15.31)$$

где  $i = 1, \dots, R$ ;  $j = 1, \dots, N$ ;  $k = 1, \dots, M$ ;  $R$  – количество рассчитываемых режимов;  $N$  – размерность векторов  $\mathbf{x}_3^i$ ;  $M$  – размерность векторов  $\mathbf{y}_3^i$ ;  $\mathbf{x}_3^i$  – вектор измеряемых параметров  $i$ -го режима, являющихся входными для математической модели оборудования;  $\mathbf{x}_n^i$  – вектор не измеряемых параметров  $i$ -го режима, являющихся входными для математической модели и использующихся в оптимизационных расчетах;  $\theta$  – вектор коэффициентов, уточняющихся в процессе идентификации математической модели установки (внутренний относительный КПД отсеков, пропускная способность отсеков, КПД регенеративных и сетевых подогревателей и т. д.);  $\mathbf{y}_3^i$  – вектор измеряемых параметров  $i$ -го режима, являющихся выходными для математической модели;  $\sigma_{xj}^2$  – дисперсия погрешности замера  $j$ -го компонента вектора  $\mathbf{x}_3^i$ ;  $\sigma_{yk}^2$  – дисперсия погрешности замера  $k$ -го компонента вектора  $\mathbf{y}_3^i$ ;  $f$  – функция, учитывающая отклонения параметров, рассчитываемых с помощью математической модели  $\left(\overline{\mathbf{x}_{3(j)}^i}, \overline{\mathbf{y}_{3(k)}^i}\right)$  от замеров, полученных на реальном оборудовании  $\left(\mathbf{x}_{3(j)}^i, \mathbf{y}_{3(k)}^i\right)$ ;  $\psi$  – коэффициент, равный числу среднеквадратичных отклонений измеряемых параметров, на которое допускается расхождение измеряемых и расчетных значений соответствующих параметров;  $\psi$  принимается равным трем.

Для формирования задачи идентификации при оперативной эксплуатации ПВК реализован ряд средств, позволяющих существенно упростить этот процесс.

Разработана интерактивная схема турбоустановки с нанесенными точками всех возможных замеров, за каждой из которых закреплен набор измеряемых параметров математической модели. На этой схеме можно сформировать состав фактически измеряемых параметров и установить связи между параметрами математической модели и результатами замеров соответствующих параметров установки, хранящимися в базе данных системы автоматизированного сбора режимных параметров работы оборудования электростанции. На основании этих связей автоматически формируются массивы параметров  $\mathbf{x}_{3(j)}^i$ ,  $\mathbf{y}_{3(k)}^i$  и  $\mathbf{x}_n^i$ , массивы их замеров  $\overline{\mathbf{x}_{3(j)}^i}$ ,  $\overline{\mathbf{y}_{3(k)}^i}$  и массивы дисперсий погрешностей замеров  $\sigma_{xj}^2$ ,  $\sigma_{yk}^2$ . На рис. 15.4 представлен пример схемы турбоустановки с указанием точек замеров параметров.

Для выбора режимов работы оборудования, на которые будет производиться настройка математической модели, разработано программное приложение, позволяющее выбирать от трех до двадцати режимов. Реализованная таким образом система позволяет автоматизировать процесс идентификации математических моделей, дает возможность пользователю устанавливать состав измеряемых параметров (без участия разработчика), полностью избавиться от “ручного” ввода измеряемых параметров, что не только упрощает работу, но и существенно снижает вероятность появления случайных погрешностей.

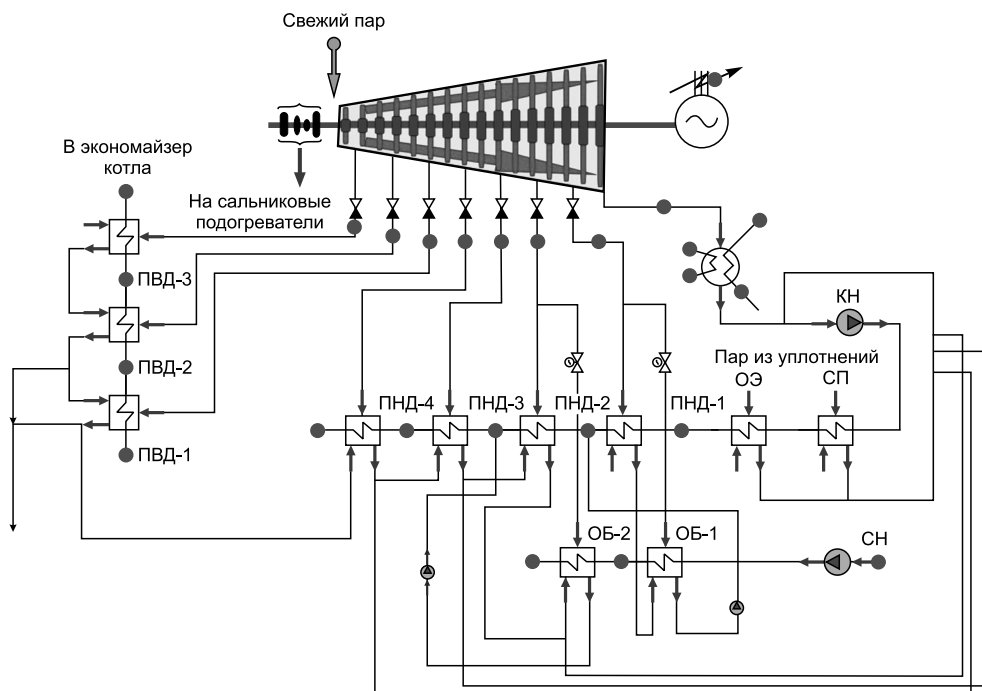


Рис. 15.4. Схема турбоустановки с нанесенными точками замеров:

ПВД-1–ПВД-3 – подогреватели высокого давления; ПНД-1–ПНД-4 – подогреватели низкого давления; ОБ-1, ОБ-2 – сетевые подогреватели; ОЭ – охладитель эжекторов; СП – сальниковый подогреватель; КН – конденсатный и СН – сетевой насосы.

**Пример оптимизации режимов работы ТЭЦ.** Описанный ПВК оптимизации режимов работы был опробован на примере промышленно-отопительной ТЭЦ. Станция имеет в своем составе восемь энергетических котлоагрегатов суммарной производительностью 4000 т/ч и пять теплофикационных турбоагрегатов. Основным топливом является бурый уголь. Упрощенная технологическая схема станции приведена на рис. 15.5.

“Экранное” изображение главного окна программно-вычислительного комплекса показано на рис. 15.6. Сравнение фактического и оптимального режимов для двух вариантов тепловых и электрических нагрузок станции приведено в табл. 15.2. Видно, что оптимизация режимов работы станции дает экономию топлива в интервале 1,5–1,7 %.

Пример энергетической характеристики ТЭЦ, построенной с помощью ПВК оптимизации режимов работы, для тепловой нагрузки 1140 Гкал/ч, температуры прямой/обратной сетевой воды 150/70 приведен в виде графика на рис. 15.7. Анализ полученной энергетической характеристики показывает, что в диапазоне 400–480 МВт увеличение электрической мощности ТЭЦ происходит за счет прироста выработки электроэнергии на тепловом потреблении, а в диапазоне 480–640 МВт – за счет прироста конденсационной выработки.

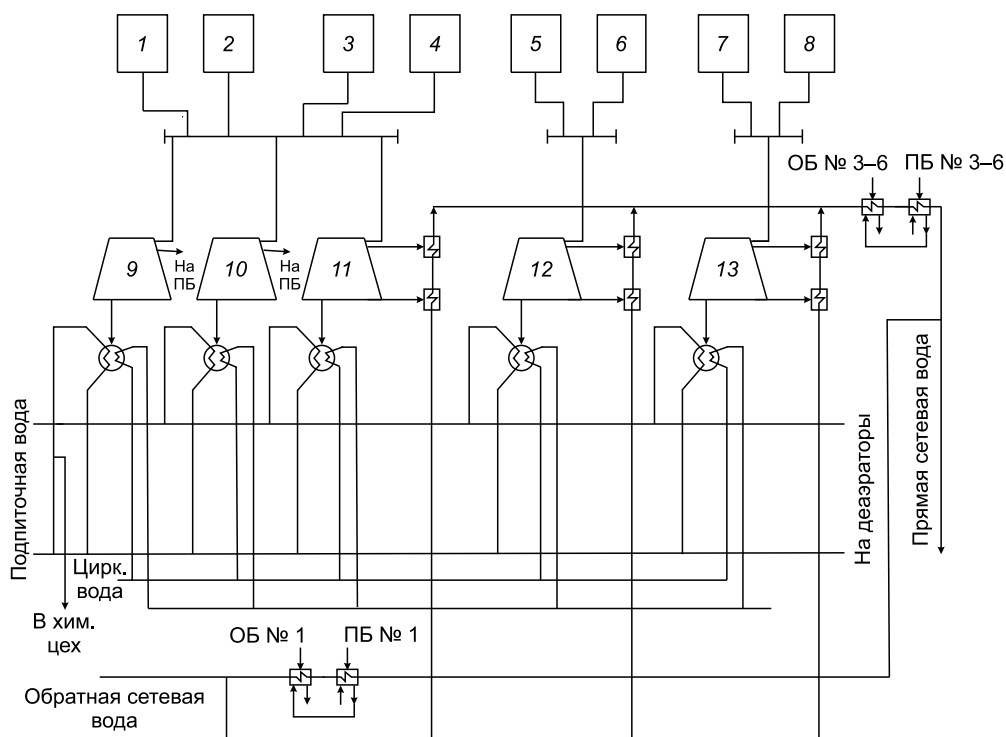


Рис. 15.5. Упрощенная технологическая схема Ново-Иркутской ТЭЦ:

1–4 – паровые котлы БКЗ-420-140; 5, 6 – паровые котлы БКЗ-500-140; 7, 8 – паровые котлы БКЗ-820-140; 9, 10 – паровые турбины ПТ-60-130/13; 11, 12 – паровые турбины Т-175/210-130; 13 – паровая турбина Т-185/220-130; ОБ № 1, ОБ № 3–6 – группы основных бойлеров; ПБ № 1, ПБ № 3–6 – группы пиковых бойлеров.

Таблица 15.2

### Сравнение фактических и рассчитанных режимов

Параметр	Режим 1		Режим 2	
	фактический	оптимальный	фактический	оптимальный
Электрическая мощность ТЭЦ, МВт	610		547	
Температура прямой/обратной сетевой воды, °С	125/70		102/62	
Расход прямой сетевой воды, т/ч	14310		13940	
Расход подпиточной воды, т/ч	3245		2795	
Электрическая мощность турбин, МВт:				
ПТ-60-130/13 ст. № 1	57	45	61	49
ПТ-60-130/13 ст. № 2	23	46	56	57
Т-175/210-130 ст. № 3	172	147	167	164
Т-175/210-130 ст. № 4	166	169	161	173
Т-185/220-130 ст. № 5	192	203	102	104
Расход топлива котлами ТЭЦ, т у.т./ч	321,2	315,9	248,5	244,8
Экономия топлива ТЭЦ, т у.т./ч	5,3		3,7	

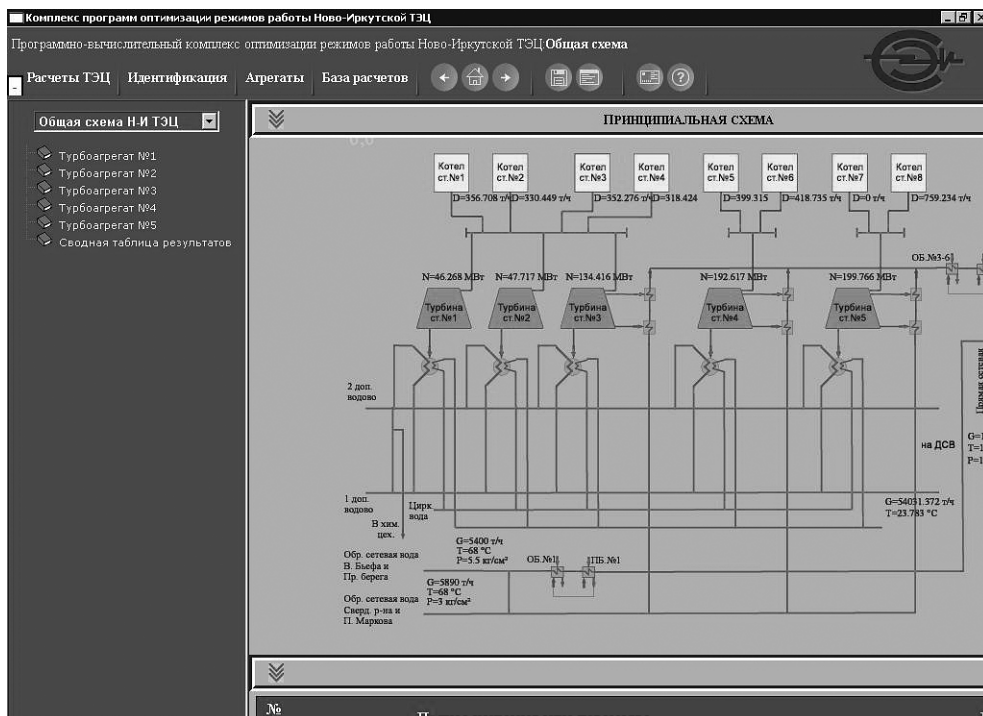


Рис. 15.6. Главное окно программно-вычислительного комплекса.

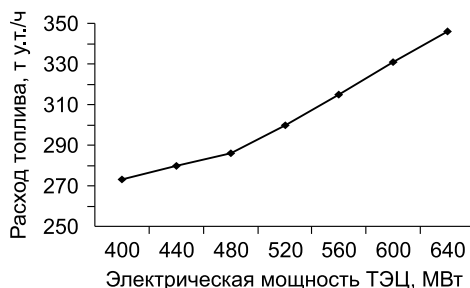


Рис. 15.7. Энергетическая характеристика ТЭЦ.

### 15.3. Оперативная оценка состояния основного оборудования ТЭЦ

Проблема повышения эффективности и надежности работы ТЭЦ в настоящее время носит актуальный характер и существенно зависит от режимов эксплуатации и оперативного управления оборудованием. Поскольку фактическое состояние оборудования ТЭС меняется в ходе эксплуатации, то при оперативном управлении режимами работы станции важной является задача оценивания состояния текущих режимов работы котлов и турбин. Оценка и обоснованный выбор режимов работы могут осуществляться при помощи методов и программных средств математического моделирования и оптимизации.

Для решения задач оптимизации используется ПВК, описанный в разд. 15.2 и базирующийся на методах и программных средствах математиче-

ского моделирования и оптимизации теплоэнергетических установок [53, 60, 61]. В составе ПВК разработана и реализована методика идентификации (настройки) математических моделей основного энергетического оборудования по результатам замеров параметров (расходов, температур, давлений и др.) в различных точках технологических схем паровых котлов и турбин в нескольких режимах работы. Эта методика позволяет настроить коэффициенты математической модели таким образом, чтобы результаты, получаемые с помощью математической модели, как можно более точно соответствовали фактическому состоянию оборудования, что обеспечивает обоснованность оптимизационных решений. Следует отметить, что в настоящем разделе рассматривается оценка состояния основного теплосилового оборудования ТЭС. Под состоянием оборудования в работе имеется в виду совокупность его свойств, оценивающих энергетическую эффективность. Свойства, определяющие механическую прочность элементов оборудования, ресурс их работы, не рассматриваются.

Для успешного управления оборудованием электростанции оперативному персоналу нужно иметь “обратную связь”, т. е. отслеживать, как изменяются параметры оборудования и его показатели, которые трудно или невозможно измерить (расход твердого топлива, КПД котлоагрегата, удельный расход топлива) при изменении управляющих воздействий. Причем такая информация должна поступать к оперативному персоналу достаточно быстро, в режиме, близком к режиму реального времени.

**Постановка задачи.** Как уже отмечалось, первая задача, которую следует решать для оперативной оценки состояния оборудования, — это задача определения коэффициентов математической модели. При ее решении рассматривается несколько характерных режимов работы оборудования. Эти режимы должны располагаться во времени достаточно близко, чтобы для них коэффициенты модели можно было принять постоянными.

Состав параметров математической модели можно условно разделить следующим образом: параметры, измеряемые на установке и являющиеся информационно-входными для математической модели ( $x_3$ ); измеряемые параметры, являющиеся информационно-выходными для математической модели ( $y_3$ ), и параметры, которые не измеряются на реальной установке, но являются информационно-входными для модели ( $x_n$ ).

Состав настраиваемых коэффициентов ( $\theta$ ) математической модели подбирается индивидуально для каждой модели, в зависимости от количества измеряемых и не измеряемых параметров таким образом, чтобы сумма коэффициентов и не измеряемых параметров в режимах работы оборудования, принятых для настройки, не превышала суммы измеряемых параметров в этих режимах. Такими коэффициентами могут быть: внутренние относительные КПД отсеков или частей различного давления, пропускная способность отсеков или частей, КПД регенеративных и сетевых подогревателей и других для турбоагрегатов и, соответственно, коэффициенты загрязнения поверхностей нагрева (тепловой эффективности), избытка воздуха и прочее для котлоагрегатов.

Задача состоит в том, чтобы найти значения коэффициентов модели и измеряемых параметров, определяемые с учетом точности замеров и выполнения ограничений на работу оборудования. Математическая формулировка этой задачи описана в разд. 15.2 формулами (15.25)–(15.31).

Дисперсии погрешности замера определяются из выражения

$$\sigma^2 = \left( \frac{X_B \cdot \alpha}{3 \cdot 100} \right)^2, \quad (15.32)$$

где  $X_B$  – верхний предел измерения прибора;  $\alpha$  – класс точности прибора (%).

Знание коэффициентов математической модели оборудования электростанции позволяет в течение некоторого временного интервала (где  $\theta$  неизменно) решать задачу оценивания состояния оборудования в одном режиме на основании сделанных в нем замеров. Цель второй задачи – поиск значений, не замеряемых параметров с учетом определенных в первой задаче коэффициентов модели и известных замеряемых параметров при выполнении ограничений на работу оборудования. Эта задача имеет следующий вид:

$$\min_{x_H^t, x_3^t} \left[ \sum_{j=1}^N \frac{\left( x_{3(j)}^t - \overline{x_{3(j)}} \right)^2}{\sigma_{xj}^2} + \sum_{k=1}^M \frac{\left( y_{3(k)}^t - \overline{y_{3(k)}} \right)^2}{\sigma_{yk}^2} \right], \quad (15.33)$$

$$\mathbf{H}(\mathbf{y}^t, \mathbf{x}_H^t, \mathbf{x}_3^t, \theta) = 0, \quad (15.34)$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{y}^t, \mathbf{x}_H^t, \mathbf{x}_3^t, \theta) \geq 0, \quad (15.35)$$

$$x_{3(j)}^t - \psi \cdot \sqrt{\sigma_{xj}^2} \leq \overline{x_{3(j)}} \leq x_{3(j)}^t + \psi \cdot \sqrt{\sigma_{xj}^2}, \quad (15.36)$$

$$y_{3(j)}^t - \psi \cdot \sqrt{\sigma_{yk}^2} \leq \overline{y_{3(j)}} \leq y_{3(j)}^t + \psi \cdot \sqrt{\sigma_{yk}^2}, \quad (15.37)$$

где  $t$  обозначает текущий режим, в остальном обозначения параметров в задачах (15.25)–(15.31) и выражений (15.33)–(15.37) совпадают. В задаче (15.33)–(15.37) оптимизируемыми являются векторы  $\mathbf{x}_H^t$ ,  $\mathbf{x}_3^t$  в одном текущем режиме, поэтому она имеет гораздо меньшую размерность, чем задача (15.25)–(15.31), и может решаться в режиме, близком к режиму реального времени.

**Пример оперативной оценки параметров парового котла БКЗ-420-140.** На рис. 15.8 приведена принятая расчетная технологическая схема парового котла БКЗ-420-140, работающего на мугунском буром угле.

Для решения задачи (15.25)–(15.31) использованы замеры параметров в пяти режимах, выполненных с помощью штатной системы автоматизированного сбора и хранения параметров работы оборудования станции. Результаты этих замеров, а также характеристики их точности даны в табл. 15.3. Параметры, приведенные в столбцах “Верхний предел измерения прибора” и “Класс точности прибора”, определяют дисперсию погрешности соответствующего замера на основании выражения (15.32). Параметры, характеризующие точность замеров, представлены персоналом, эксплуатирующим котел (см. табл. 15.3). Поскольку основной целью приводимого примера является иллюстрация методического подхода, то задачи исследования фактической точности замеров здесь не ставилось.

При решении задачи в качестве оптимизируемых (подбираемых) параметров выступали параметры парового котла БКЗ-420-140 в пяти режимах (табл. 15.4) и коэффициенты его математической модели. Эти величины явля-

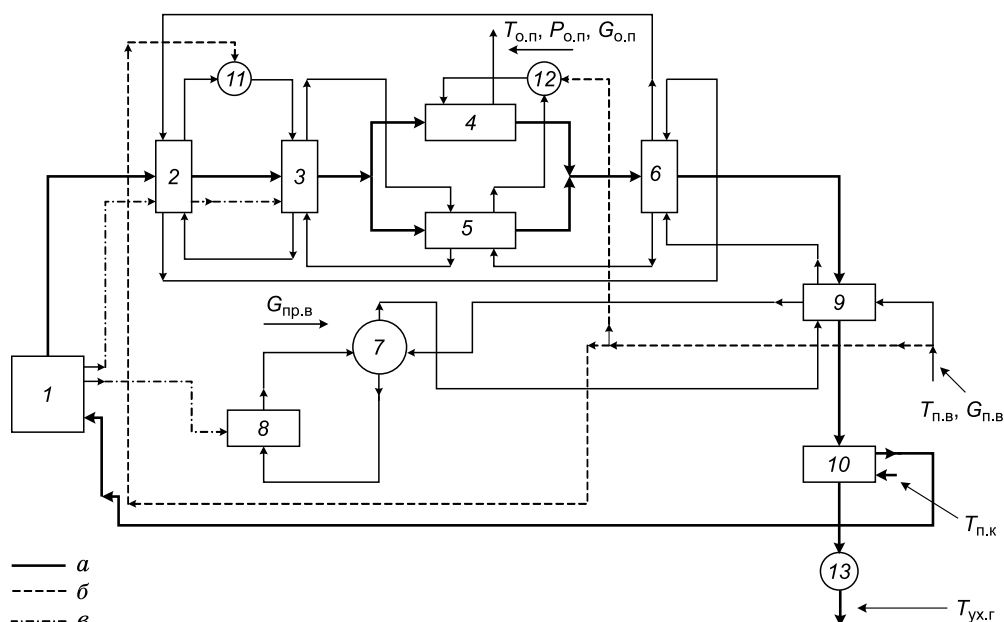


Рис. 15.8. Расчетная технологическая схема парового котла БК3-420-140:

1 – топочная камера; 2, 3 – 1-я и 2-я ступени ширмового подогревателя соответственно; 4–6 – ступени конвективного подогревателя; 7 – барабан; 8 – экраны; 9 – водяной экономайзер; 10 – воздухоподогреватель; 11, 12 – впрыски; 13 – дымосос. Замеряемые параметры:  $G_{пр.в}$  – расход продувочной воды;  $T_{o,n}$ ,  $P_{o,n}$ ,  $G_{o,n}$  – температура, давление, расход острого пара соответственно;  $T_{п.в}$ ,  $G_{п.в}$  – температура и расход питательной воды,  $T_{п.к}$  – температура воздуха после калорифера;  $T_{ух.г}$  – температура уходящих газов.  $a$  – газоз воздушный,  $b$  – пароводяной тракты;  $c$  – тепловой поток.

Таблица 15.3

**Характеристики приборов и результаты замеров параметров парового котла БК3-420-140**

Параметр	Верхний предел измерения прибора	Класс точности прибора, %	Режим				
			1	2	3	4	5
Температура воздуха после калорифера, °C	200	1,0	61,1	50,5	56,5	56,3	52,3
Расход питательной воды, кг/с	175	2,0	81,3	59,4	59,5	71,6	62,2
Расход продувочной воды, кг/с	0,7	2,0	0,65	0,48	0,55	0,53	0,48
Температура уходящих газов, °C	300	1,0	123,3	106,4	110,3	112,4	106,4
Расход перегретого пара, кг/с	138,9	2,5	87,9	63,8	64,9	76,0	67,6
Давление свежего пара, МПа	24,5	1,5	12,6	12,5	12,6	12,9	13,0
Температура, °C:							
свежего пара	600	1,0	551,0	550,2	553,3	551,3	552,2
питательной воды	300	1,0	199,9	196,8	193,5	196,7	165,5
воздухоподогревателя	400	1,0	277,3	245,6	247,4	256,0	240,5



Таблица 15.4

## Оптимизируемые параметры парового котла БКЗ-420-140

Параметр	Пределы изменения	
	min	max
Температура воздуха на входе в воздухоподогреватель, °С	30	65
Температура питательной воды, °С	160	250
Давление питательной воды, МПа	11,8	15,7
Расход натурального топлива, кг/с	1,9	5
Доля непрерывной продувки	0,001	0,05
Изменение температуры пара, °С:		
на первом впрыске	0	50
на втором впрыске	0	50

лись информационно-входными параметрами (исходными данными) для математической модели котла. Задача (15.25)–(15.31) состоит в подборе таких значений этих параметров, при которых соблюдаются условия (15.26)–(15.31) и целевая функция (15.25) достигает минимального значения, т. е. параметры котла, рассчитанные по математической модели, максимально (с учетом точностей замеров) приближаются к замеренным значениям.

Коэффициенты математической модели парового котла БКЗ-420-140, полученные в результате решения задачи (15.25)–(15.31), приведены в табл. 15.5.

Коэффициенты шероховатости труб водяного экономайзера и пароперегревателя применяются для “настройки” зависимостей, описывающих гидравлические характеристики котла. Использование одного коэффициента для экономайзера и одного для пароперегревателя обусловлено малым количеством замеров давления среды по паровому тракту котла.

Таблица 15.5

## Коэффициенты математической модели парового котла БКЗ-420-140

Параметр	Значение
Коэффициент избытка воздуха в топке котла	1,44
Коэффициент тепловой эффективности экранов в топке котла	0,41
Доля присосов воздуха в воздухоподогревателе	0,05
Коэффициент тепловой эффективности:	
воздухоподогревателя	0,94
топочных ширм	0,45
полурadiационных ширм	0,45
1-й ступени конвективного пароперегревателя	0,6
3-й ступени конвективного пароперегревателя	0,64
4-й ступени конвективного пароперегревателя	0,61
водяного экономайзера	0,78
Доля присосов воздуха после:	
конвективного пароперегревателя	0,02
водяного экономайзера	0,03
Шероховатость труб:	
водяного экономайзера	0,0005
пароперегревателя	0,0005

Таблица 15.6

**Параметры парового котла БКЗ-420-140,  
полученные в результате решения задачи (15.33)–(15.37)**

Параметр	Режим 1		Режим 2	
	Замер	Оценка	Замер	Оценка
<i>Замеряемые параметры</i>				
Температура воздуха после калорифера, °С	50,7	50,5	49,0	49,5
Расход воды, кг/с:				
питательной	63,0	59,4	96,7	97,7
продувочной	0,48	0,48	0,53	0,53
Температура уходящих газов, °С	105,9	106,4	121,2	119,5
Расход перегретого пара, кг/с	63,9	63,8	102,6	106,1
Давление свежего пара, МПа	12,5	12,5	12,6	12,5
Температура, °С:				
свежего пара	552,6	550,2	548,5	550,8
питательной воды	196,9	196,8	204,5	204,8
Температура после воздухоподогревателя, °С	244,7	245,6	284,0	279,8
<i>Не замеряемые параметры</i>				
Изменение энтальпии пара на первом впрыске, кДж/кг	–	43,5	–	69,9
Доля непрерывной продувки	–	0,0076	–	0,0054
Расход натурального топлива, кг/с	–	2,3	–	6,4
Энтальпия питательной воды, кДж/кг	–	843,5	–	877,4
Давление питательной воды, МПа	–	12,9	–	13,9
Изменение энтальпии пара на втором впрыске, кДж/кг	–	16,2	–	57,2

После определения коэффициентов модели проводится оценка состояния парового котла БКЗ-420-140 в отдельных режимах по результатам замеров параметров в этих режимах (задача (15.33)–(15.37)). Результаты решения такой задачи для одного режима приведены в табл. 15.6. Представленные выше замеры были выполнены на действующем паровом котле.

При решении задач оценивания состояния энергетического оборудования важно иметь представление о погрешности этого оценивания. Для этого проводились расчеты режимов по “эталонной” математической модели, содержащей коэффициенты, настроенные на реальные замеры парового котла БКЗ-420-140. Затем имитировался процесс замера параметров с погрешностью (с использованием датчиков случайных чисел с нормальными законами распределения, с дисперсиями, соответствующими дисперсиям погрешностей конкретных замеров). Далее решалась задача (15.33)–(15.37). Полученные в результате ее решения значения параметров сравнивались с “эталонными” значениями.

Таблица 15.7  
**“Эталонные” и вычисленные значения  
КПД парового котла БКЗ-420-140**

Номер режима	Значения КПД	
	“эталонные”	вычисленные
1	0,9071	0,9067
2	0,9153	0,9147
3	0,9018	0,9015
4	0,9112	0,9102
5	0,9144	0,9143

В табл. 15.7 представлены “эталонные” и определенные в результате решения задач (15.25)–(15.31) и (15.33)–(15.37) значения КПД брутто котла в пяти режимах.

Средняя погрешность определения КПД с помощью полученной математической модели парового котла составляет 0,05 %, а максимальная – 0,11 %. Представленные величины показывают, насколько погрешность определения КПД, обусловленная неточностью замеров, может быть сокращена в результате решения задачи (15.33)–(15.37). При этом речь идет о КПД, найденном по “эталонной” модели. Следует иметь в виду, что погрешность определения КПД реального котла включает как погрешность, связанную с неточностью замеров, так и погрешность, связанную с неточностью эталонной модели (математическое описание лишь приближенно отражает реальные процессы). Эта погрешность при решении задачи (15.33)–(15.37) не сокращается.

Время решения на современном персональном компьютере задачи (15.25)–(15.31) в среднем составляет 20 мин, время решения задачи (15.33)–(15.37) – 50 с.

#### **15.4. Решение последовательности задач минимизации недоотпусков тепловой и электрической энергии для послеаварийных режимов работы ТЭЦ**

Значительное число ТЭЦ, эксплуатируемых в России, – это единственные источники тепла для своих потребителей. Кроме того, на многих из них используется оборудование, установленное в 60–80-е годы прошлого столетия, что повышает риск аварийных ситуаций. Аварийные отказы в работе основного оборудования электростанций сопровождаются существенными затратами на его восстановление, наносят ущерб потребителям энергии. Учитывая климатические условия во многих регионах России, это может привести к выходу из строя систем теплоснабжения. Поэтому проблема повышения надежности работы как оборудования ТЭЦ, так и всей электростанции в целом на сегодня актуальна.

**Постановка задачи.** В условиях послеаварийных режимов требуется распределить тепловую и электрическую нагрузки между оборудованием ТЭЦ таким образом, чтобы минимизировать ущерб от аварийного останова оборудования. Выбор такого распределения сводится к решению задач нелинейного программирования, в которых некоторые показатели достигают своих экстремальных значений.

Для разработки математических моделей теплоэнергетических установок и электростанций [29, 107, 121], в том числе ТЭЦ, и решения задач оптимизации режимов их работы, как описывалось ранее в ИСЭМ СО РАН, используется ПВК “Система машинного построения программ” [53, 60–62, 150].

В настоящем разделе рассматриваются оптимизационные задачи минимизации недоотпусков энергии потребителям и принципы автоматизации последовательности их решений в послеаварийных режимах работы ТЭЦ, когда часть оборудования находится в аварийном простое или восстановительном ремонте. Необходимость решения таких задач может возникать при проектировании новых ТЭЦ для оценки показателей надежности сопоставляемых вариантов их оборудования, при модернизации и расширении действующих ТЭЦ, а также при планировании работы и оперативного управления в послеаварийных режимах. Кроме того, оценка последствий отказов оборудования ТЭЦ для теплоэнергетической системы может быть полезна при планировании ее режимов работы, принятии решений подключения новых теплоисточников или новых энергопотребителей.

Предлагаемая последовательность решения задач оптимизации послеаварийных режимов основывается на следующих принципах. Каждый вид энергетических нагрузок ТЭЦ (электрическая, тепловые нагрузки в горячей воде и паре различных параметров) делится на ступени. Все ступени ранжируются по степени значимости сохранения соответствующей нагрузки в послеаварийных режимах. Если полная нагрузка при аварийных остановах оборудования электростанции не может быть обеспечена, то сокращение отпуска энергии производится в порядке возрастания значимости соответствующих ступеней. Например, когда ТЭЦ работает в составе ЭЭС, в первую очередь может быть сокращена электрическая нагрузка до минимально возможного уровня с учетом теплопроизводительностей редуциционно-охладительных установок (РОУ), теплофикационных паровых турбин различных типов (с индивидуальными сетевыми подогревателями либо с подачей пара в общестанционные коллекторы) и общестанционных сетевых подогревателей. Если после этого покрыть всю тепловую нагрузку не удастся, то сокращается отопительная нагрузка в горячей воде до уровня, обеспечивающего приемлемую температуру внутри отапливаемых помещений (например,  $+14\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Если и это не дает покрытия оставшейся нагрузки, то сокращается отпуск промышленным потребителям пара до уровня, не приводящего к аварийным ситуациям и значительным ущербам конкретного производства. В случае необходимости дальнейшего сокращения нагрузки уменьшается тепловая нагрузка в горячей воде, но уже до уровня, обеспечивающего температуру внутри отапливаемых помещений не ниже  $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$ , что позволит избежать размораживания отопительной системы. Если и этот уровень отпуска энергии не может быть достигнут, то катастрофические последствия для потребителей тепла предотвратить не удастся и встанет проблема минимизации этих последствий, которая может быть решена с использованием предлагаемого подхода.

На рис. 15.9 представлена рассмотренная выше последовательность решения оптимизационных задач (в порядке возрастания значимости ущерба), в которой решаются соответствующие оптимизационные задачи.

При решении задачи 1 следует отметить следующее:

- если на ТЭЦ сжигается несколько видов топлива, то минимизируется его суммарная стоимость;
- оптимальный расход топлива может быть больше, чем аналогичный расход при полностью работоспособном оборудовании ТЭЦ, в этом случае ущерб от аварийного останова оборудования будет связан не с недоотпуском энергии, а с перерасходом топлива.

Представленные выше задачи оптимизации послеаварийных режимов работы ТЭЦ имеют следующий вид.

**Задача 1.** Минимизация расхода топлива

$$\min_x B^{\text{ТЭЦ}}(\mathbf{x}) \quad (15.38)$$

при условиях

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{R}) \geq 0; \quad N^z = N^{\text{ТЭЦ}}(\mathbf{x}); \quad Q_i^z = Q_i(\mathbf{x}).$$

**Задача 2.** Минимизация недоотпуска электрической энергии

$$\min(N^z - N^{\text{ТЭЦ}}(\mathbf{x})) \quad (15.39)$$

при условиях

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{R}) \geq 0; \quad \underline{N}^{\text{ТЭЦ}} \leq N^{\text{ТЭЦ}}(\mathbf{x}); \quad Q_i^z = Q_i(\mathbf{x}).$$

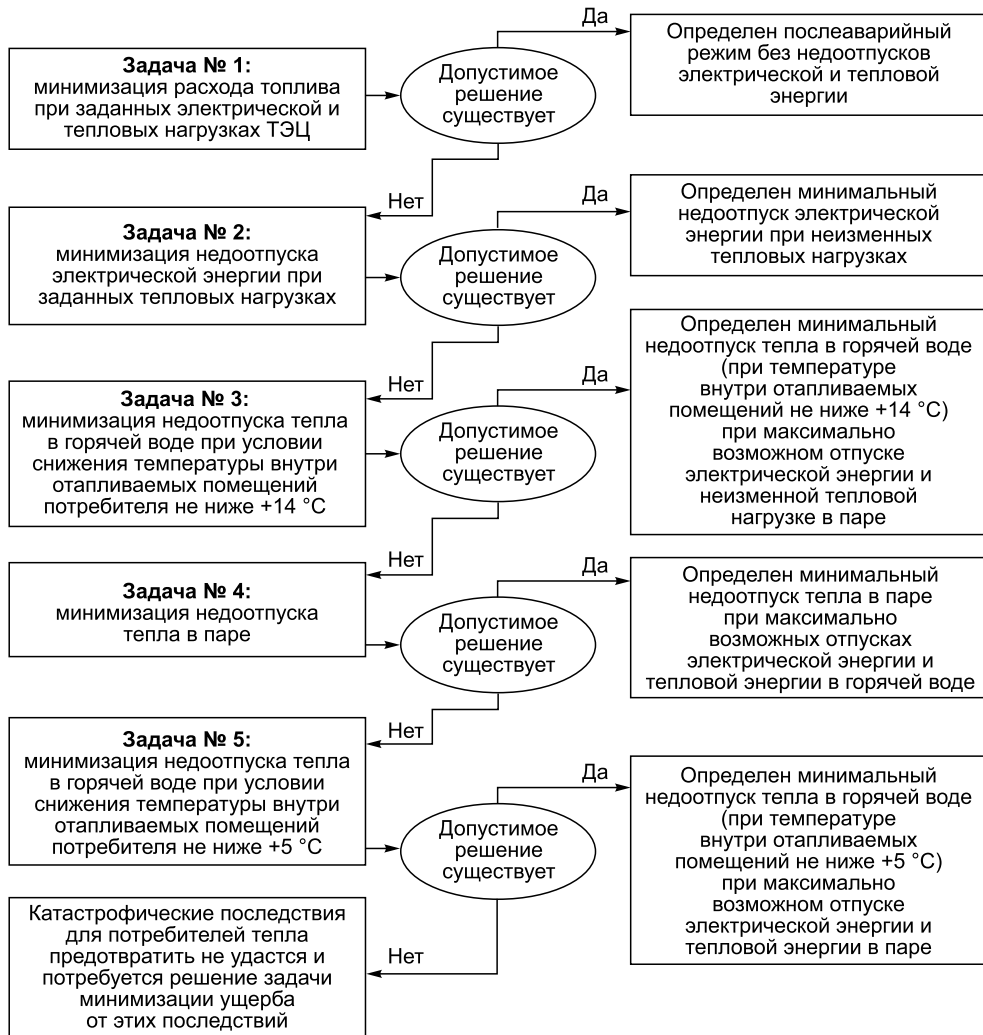


Рис. 15.9. Последовательность решения оптимизационных задач в послеаварийном режиме.

**Задача 3.** Минимизация недоотпуска тепла в горячей воде (при средней температуре воздуха внутри отапливаемых помещений не ниже предельного значения +14 °С):

$$\min(Q_1^z - Q_1(x)) \tag{15.40}$$

при условиях

$$G(x, R) \geq 0; \underline{N}^{ТЭЦ} \leq N^{ТЭЦ}(x); \underline{Q}_1 \leq Q_1(x).$$

**Задача 4.** Минимизация недоотпуска тепла в паре

$$\min(Q_2^z - Q_2(x)) \tag{15.41}$$

при условиях

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{R}) \geq 0; \underline{N}^{\text{ТЭЦ}} \leq N^{\text{ТЭЦ}}(\mathbf{x}); \underline{Q}_1 \leq Q_1(\mathbf{x}); \underline{Q}_2 \leq Q_2(\mathbf{x}).$$

**Задача 5.** Минимизация недоотпуска тепла в горячей воде (при средней температуре воздуха внутри отапливаемых помещений не ниже предельного значения +5 °С)

$$\min(Q_3^z - Q_3(\mathbf{x})) \quad (15.42)$$

при следующих условиях:

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{R}) \geq 0; \underline{N}^{\text{ТЭЦ}} \leq N^{\text{ТЭЦ}}(\mathbf{x}); \underline{Q}_1 \leq Q_1(\mathbf{x}); \underline{Q}_2 \leq Q_2(\mathbf{x}); \underline{Q}_3 \leq Q_3(\mathbf{x}).$$

В описанных задачах (15.38)–(15.42) использовались следующие обозначения:  $B^{\text{ТЭЦ}}$  – суммарный часовой расход топлива ТЭЦ;  $N^{\text{ТЭЦ}}$  – суммарная электрическая мощность ТЭЦ;  $\mathbf{x}$  – вектор оптимизируемых режимных параметров ТЭЦ, компонентами которого являются тепловые и электрические нагрузки оборудования и др.;  $\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{R})$  – вектор технологических ограничений-неравенств (ограничения на предельную производительность котлов, турбин, РОУ, сетевых подогревателей и др.);  $\mathbf{R}$  – вектор, задающий состав работающего оборудования;  $Q_i^z, Q_i$  – требуемая и фактическая нагрузки  $i$ -го внешнего потребителя тепла;  $\underline{N}^{\text{ТЭЦ}}$  – минимально допустимое значение электрической мощности ТЭЦ;  $\underline{Q}_1, \underline{Q}_2, \underline{Q}_3$  – минимально допустимые значения тепловых нагрузок  $Q_1, Q_2, Q_3$  соответственно;  $N^z, Q_1^z, Q_2^z, Q_3^z$  – требуемые значения электрической мощности и тепловых нагрузок ТЭЦ.

Для автоматизации процесса перехода между описанными выше задачами был создан комплекс программ расчета послеаварийных режимов работы ТЭЦ, состоящий из трех основных блоков, упрощенная схема взаимосвязи которых представлена на рис. 15.10.

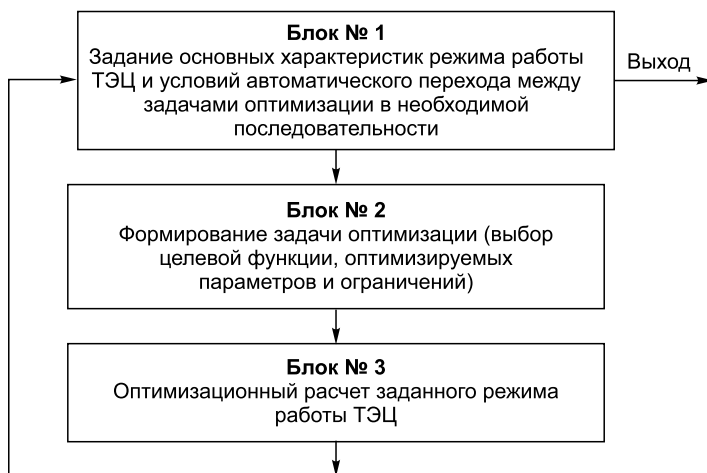


Рис. 15.10. Основные блоки комплекса программ для расчета послеаварийного режима работы ТЭЦ.

В блоке № 1 комплекса программ расчета послеаварийных режимов работы ТЭЦ вводятся основные параметры электростанции: состав генерирующего оборудования, требуемые электрическая и тепловые нагрузки и др. В этом блоке задается последовательность решения оптимизационных задач в виде обращения к соответствующим подпрограммам. Блок № 1 содержит логические условия, посредством которых осуществляется: переход между задачами (15.38)–(15.41), выход из программы расчета, в случае если найдено допустимое решение одной из задач, или выход из-за отсутствия возможности решений всей цепочки задач.

Заданная в блоке № 1 информация передается в блок № 2, где формируются задачи оптимизации. В нем автоматически, в зависимости от условий решаемой задачи, задаются необходимые ограничения, оптимизируемые параметры и целевая функция.

Далее вся информация передается в блок № 3, в котором производится оптимизационный расчет заданного режима работы математической модели ТЭЦ. Математическая модель разрабатывается для каждой конкретной электростанции. Результаты оптимизационного расчета послеаварийного режима работы электростанции передаются обратно в блок № 1. Если полученные данные удовлетворяют всем необходимым требованиям и условиям, то задача решена и осуществляется выход из программы с записанными в отдельный файл результатами. В противном случае решается следующая задача и т. д. Передача данных, переход между блоками и задачами происходит автоматически.

**Особенности математических моделей ТЭЦ для расчета послеаварийных режимов работы.** При создании математических моделей ТЭЦ для расчета послеаварийных режимов работы нужно учитывать возможность отключения турбо- и котлоагрегатов, т. е. возможность изменения схемы расчета и параметров материальных и энергетических потоков модели электростанции. Для этого необходимо осуществлять “обход” подпрограмм расчета отключаемого оборудования (генерирующего и вспомогательного), устанавливать значения параметров экстенсивных технологических связей отключаемого оборудования с другими элементами ТЭЦ (расходы воды и пара, электрические и тепловые мощности и т. д.), равными нулю, исключать из составов оптимизируемых параметров и ограничений параметры отключаемого оборудования (изменение числа оптимизируемых параметров и ограничений) и изменять диапазон допустимых максимальных и минимальных значений параметров-ограничений других элементов ТЭЦ, технологически связанных с отключаемым оборудованием.

Такие требования реализуются посредством встраивания в математическую модель ТЭЦ логических условий и ввода для каждого турбо- и котлоагрегата дополнительных параметров – индексов включения/отключения, которым пользователь может задавать числовые значения: 1 (в случае работоспособности оборудования) или 0 (в случае неработоспособности оборудования). При числовом значении индекса включения/отключения того или иного агрегата, равном нулю, происходит срабатывание логических условий на его отключение из расчета режима работы ТЭЦ.

**Пример.** Решение последовательности оптимизационных задач для послеаварийных режимов работы электростанции было опробовано на примере промышленно-отопительной ТЭЦ, ее упрощенная технологическая схема показана на рис. 15.11.

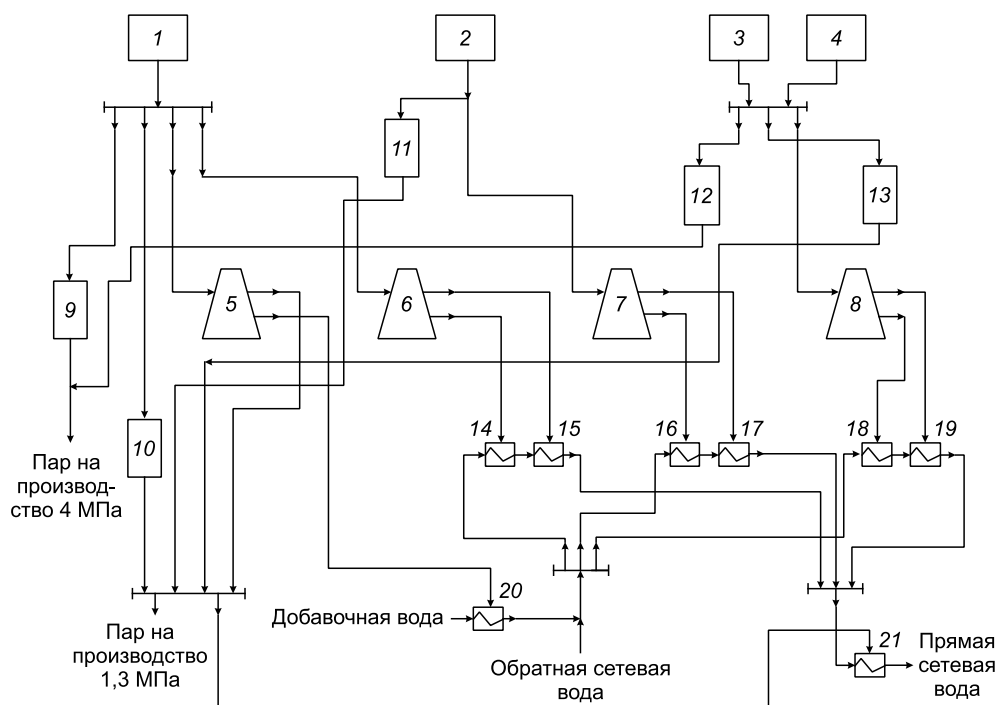


Рис. 15.11. Упрощенная технологическая схема ТЭЦ;

1 – группа паровых котлов БКЗ-420-140 (4 шт.); 2 – группа паровых котлов БКЗ-500-140 (2 шт.); 3 – паровой котел БКЗ-500-140; 4 – паровой котел БКЗ-820-140; 5 – группа паровых турбин ПТ-60-130/13 (2 шт.); 6, 7 – паровые турбины Т-175/210-130; 8 – паровая турбина Т-185/220-130; 9–13 – редукционно-охладительные установки; 14–19 – собственные сетевые подогреватели турбин Т-175/210-130 и Т-185/220-130 соответственно; 20 – группа подогревателей добавочной воды; 21 – группа общестанционных основных подогревателей сетевой воды.

Установленная электрическая мощность ТЭЦ составляет 655 МВт, а тепловая – 1147 Гкал/ч. Электростанция несет тепловую нагрузку в паре давлением 4,0 и 1,3 МПа. Используемое топливо – бурый уголь. С помощью ПВК СМПП для выполнения оптимизационных расчетов создана математическая модель этой электростанции, которая далее была встроена в блок № 3 комплекса программ расчета послеаварийных режимов работы ТЭЦ. Как оптимизируемые параметры были приняты расходы пара в конденсаторы паровых турбин, расход пара из регулируемого производственного отбора турбин ПТ-60/75-130/13, расходы сетевой воды через подогреватели сетевой воды турбин Т-175/210-130 и Т-185/220-130, расходы пара через РОУ и др. В качестве ограничений-неравенств учитывались ограничения на электрическую и тепловые нагрузки электростанции, на паропроизводительность котлов, расходы острого пара на турбины, электрическую мощность турбин, неотрицательность материальных потоков рабочих тел и теплоносителей через элементы технологической схемы ТЭЦ, неотрицательность конечных температурных напоров теплообменников и др.

Для проведения расчетов был выбран режим работы ТЭЦ, основные характеристики которого представлены в табл. 15.8.



Таблица 15.8

Основные характеристики рассматриваемого режима работы ТЭЦ	
Параметр	Значение
Полная электрическая мощность ТЭЦ, МВт	610
Тепловая нагрузка ТЭЦ в горячей воде, Гкал/ч	987
Общая тепловая нагрузка ТЭЦ в паре, Гкал/ч	44
В том числе:	
в паре давлением 4,0 МПа	29
в паре давлением 1,3 МПа	15
Состав работающих ТГ, №	1, 2, 3, 4, 5
Состав работающих КА, №	2, 3, 4, 5, 6, 7, 8
Расчетная температура наружного воздуха, °С	-36
Температура наружного воздуха, °С	-30

Таблица 15.9

Основные результаты расчета послеаварийного режима работы ТЭЦ	
Параметр	Значение
Состав работающих ТГ, №	1, 2, 3, 5
Состав работающих КА, №	2, 3, 4, 7, 8
Допустимое решение задач:	
1	Нет
2	»
3	»
4	»
5	Да
Полная электрическая мощность ТЭЦ, МВт	445
Тепловая нагрузка ТЭЦ в горячей воде, Гкал/ч	860
Общая тепловая нагрузка ТЭЦ в паре, Гкал/ч	33
В том числе:	
в паре давлением 4,0 МПа	24
в паре давлением 1,3 МПа	9
Расход топлива котлами ТЭЦ, т у.т./ч	234,7

*Примечание.* Здесь и в табл. 15.9 ТГ – турбоагрегаты; КА – котлоагрегаты.

Предполагается, что аварийный останов произошел в связи с остановом энергоблока с турбоагрегатом Т-175/210-130 (ст. № 4) и двумя котлоагрегатами БКЗ-500-140 (ст. № 5, 6). Согласно описанной выше последовательности решения оптимизационных задач, принимаем следующие ограничения:

- допустимое снижение электрической нагрузки ТЭЦ по условиям ЭЭС до 445 МВт;
- допустимое снижение тепловой нагрузки ТЭЦ в горячей воде (при соблюдении условия, что средняя температура воздуха внутри отапливаемых помещениях не ниже +14 °С) до 892 Гкал/ч;
- допустимое снижение общей тепловой нагрузки ТЭЦ в паре до 33 Гкал/ч (24 и 9 Гкал/ч для пара давлением 4,0 и 1,3 МПа соответственно).
- допустимое снижение тепловой нагрузки ТЭЦ в горячей воде (при соблюдении условия, что средняя температура воздуха внутри отапливаемых помещений не ниже +5 °С) до 750 Гкал/ч.

Принятые ограничения были прописаны в блоки № 1 и 2 комплекса программ расчета послеаварийных режимов работы ТЭЦ. Критерий оптимальности принимался в зависимости от вида решаемой задачи. Последовательность решения задач соответствовала схеме, показанной на рис. 15.9. Основные параметры работы электростанции, полученные в результате расчета, приведены в табл. 15.9.

\* \* \*

Анализ результатов оптимизационных расчетов данного послеаварийного режима работы ТЭЦ позволяет сделать следующие выводы. Задача (15.38) не

имела допустимого решения, что показало неспособность электростанции после аварийного останова энергоблока обеспечить потребителей в полном объеме. Далее последовательно решались задачи (15.39)–(15.40) (минимизация недоотпусков электрической энергии, минимизация тепловой энергии в горячей воде, при средней температуре воздуха внутри отапливаемых помещениях не ниже  $+14\text{ }^{\circ}\text{C}$  и минимизация тепловой энергии в паре), которые тоже не имели решения. Только при решении задачи (15.42) – минимизации недоотпуска тепловой энергии в горячей воде при соблюдении условия, что средняя температура воздуха внутри отапливаемых помещений будет не ниже  $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$  – удалось найти решение, при котором получена тепловая нагрузка в горячей воде  $860\text{ Гкал/ч}$ . Такая тепловая нагрузка обеспечивает среднюю температуру воздуха внутри отапливаемых помещениях потребителя примерно на уровне  $+12\text{ }^{\circ}\text{C}$ , что не нарушает условия задачи (15.42) относительно снижения средней температуры воздуха внутри отапливаемых помещений не ниже  $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$ . При найденном послеаварийном режиме работы ТЭЦ электрическая и производственная тепловая нагрузки равны минимально допустимым значениям.

---

## **Глава 16 ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЕЙ В УСЛОВИЯХ ДЕЙСТВУЮЩЕГО РЫНКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

---

На существующем в настоящее время рынке электроэнергии в Российской Федерации различные энергопроизводители конкурируют между собой за право поставки продукции потребителю. Оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ) для генерирующих компаний подразумевает несколько механизмов торговли электроэнергией: долгосрочные договоры (ДД); краткосрочный рынок “на сутки вперед” (РСВ); балансирующий рынок (БР).

Перед проведением торгов осуществляется предварительный выбор состава включенного генерирующего оборудования электростанций [113]. На РСВ, где проводится торговля основной доли от выработки электроэнергии, участники в рамках единого аукциона с учетом электросетевых ограничений конкурируют за объем выработки/потребления на основе поданных ими ценовых заявок. В результате на рынке устанавливаются маргинальная цена (цена РСВ) и соответствующая электрическая мощность каждой электростанции. В сутки фактического несения нагрузки действует балансирующий рынок. На БР у участника оптового рынка есть возможность скорректировать, в случае необходимости, свой диспетчерский график с помощью подачи оперативной ценопринимающей заявки (ОЦПЗ) [114]. Таким образом, электростанция имеет возможность гибкой корректировки своего диспетчерского графика до необходимой величины.

Определение правильной стратегии поведения при участии в торгах на ОРЭМ является одной из важнейших задач функционирования генерирующих компаний. Степень эффективности этой стратегии зависит от выбора режимных параметров работы оборудования отдельных электростанций, входящих в состав компании. На практике прогнозирование режимов строится на основе отчетных данных за предыдущий период. При этом необходимо учитывать большое количество параметров, влияющих на оптимальность (эффективность) прогнозируемого режима работы оборудования электростанции: состав включенного генерирующего оборудования, тепловые и электрические нагрузки, состав топлива и многое другое. Эта задача существенно усложняется при определении режима работы ТЭЦ, когда расход топлива на производство электроэнергии зависит от тепловых нагрузок оборудования. Взаимосвязь и эффективность комбинированного производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ являются одной из основных проблем развития рынка электроэнергии России [11].

Большая часть тепловой и значительная часть электрической энергии вырабатываются на ТЭЦ, работающих на органическом топливе, при этом для ТЭЦ характерны наиболее сложные технологические схемы и разнотипный состав установленного энергетического оборудования. Следует отметить, что на этих электростанциях один и тот же внешний полезный отпуск энергии может обеспечиваться при различных вариантах загрузки отдельных агрегатов с различной энергетической и экономической эффективностью вариантов. Выбирая

оптимальный состав работающего оборудования и эффективное распределение нагрузок между агрегатами, можно добиться существенного снижения топливных издержек, а значит, понизить цены, по которым для электростанции выгодно отпускать энергию (в первую очередь электрическую), увеличив тем самым конкурентоспособность и прибыль в условиях рынка. Эффективное решение поставленных задач возможно лишь с помощью специализированных программных инструментов, в которых реализованы методы математического моделирования и оптимизации режимов ТЭЦ.

Решению задач оптимального распределения нагрузок между основным оборудованием ТЭЦ посвящено достаточно много публикаций как в России, так и за рубежом [4, 29, 53, 141, 150, 171, 182, 200]. Как правило, в них использовали упрощенные математические модели оборудования и не учитывали особенности работы ТЭЦ в рыночных условиях.

В ИСЭМ СО РАН разработана оригинальная методика построения математических моделей сложных теплоэнергетических установок (ТЭУ). Методика реализована в виде ПВК СМПП. Этот ПВК предназначен для построения математических моделей сложных ТЭУ на основе графического представления технологической схемы установки, математических моделей ее элементов и описания технологических связей между ними, а также решения оптимизационных задач [53].

### **16.1. Методика формирования ценовой заявки ТЭЦ для рынка “на сутки вперед”**

Ценовая заявка для РСВ формируется исходя из заданного состава работающего оборудования ТЭЦ, который определяется и подается системному оператору за двое суток до наступления периода выработки электроэнергии. Указанная ценовая заявка обеспечивает участие в торгах на операционные сутки. Особенностью планирования режимов работы ТЭЦ при участии на РСВ является подача ценовой заявки ежедневно за один день до наступления периода выработки электроэнергии. Ценовая заявка состоит из трех ступеней, в каждой из которых указывается величина мощности ТЭЦ, а в двух — цена, по которой электростанция готова продать заявленное количество электроэнергии. Ступени ценовой заявки имеют свои особенности:

Первая ступень, называемая “ценопринимательской”, означает готовность выработки заявленного количества электроэнергии в обязательном порядке вне зависимости от цены, сложившейся на рынке. Мощность ступени определяется как минимальная электрическая мощность ТЭЦ (при заданном составе включенного основного оборудования), при которой гарантируется полное обеспечение потребителей тепловой энергией.

Вторая ступень формируется исходя из условия максимальной электрической мощности ТЭЦ при полном обеспечении нагрузок тепловых потребителей и минимально возможном суммарном сбросе тепла в системы отвода тепла от конденсаторов турбин (теплофикационный режим).

Третья ступень соответствует максимально возможной электрической мощности ТЭЦ с учетом включенного состава основного оборудования и полного обеспечения нагрузок тепловых потребителей, в том числе при суммарном отводе тепла от конденсаторов больше, чем минимально возможный отвод тепла (конденсационный режим).

Для расчета ценовой заявки рассматриваются следующие “базовые” задачи оптимизации непрерывных параметров режима при заданном составе работающего оборудования.

**Задача I.** Минимизация электрической мощности ТЭЦ при заданной тепловой нагрузке

$$\min_{x, N} N \quad (16.1)$$

при условиях

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}, N, \mathbf{Q}) \geq 0, \quad (16.2)$$

$$\underline{x}_i \leq x_i \leq \bar{x}_i, \quad i = 1, \dots, n, \quad (16.3)$$

$$0 \leq N \leq \bar{N}, \quad (16.4)$$

где подстрочными индексами обозначаются компоненты соответствующих векторов;  $\mathbf{x} \in E^n$  – вектор непрерывных оптимизируемых параметров;  $N$  – полная мощность ТЭЦ;  $\mathbf{Q}$  – вектор тепловых нагрузок ТЭЦ ( $Q_i$  – тепловая нагрузка  $i$ -го внешнего потребителя пара или горячей воды);  $\mathbf{G}$  –  $m$ -мерная векторная функция ограничений неравенств;  $\bar{N}$  – максимальная мощность ТЭЦ.

**Задача II.** Максимизация электрической мощности ТЭЦ при заданной тепловой нагрузке

$$\max_{x, N} N \quad (16.5)$$

при условиях (16.2)–(16.4).

**Задача III.** Минимизация расхода топлива при заданных электрической мощности и тепловой нагрузке

$$\min_x B(\mathbf{x}, \mathbf{d}, N, \mathbf{Q}) \quad (16.6)$$

при условиях (16.2), (16.3).

**Задача IV.** Максимизация электрической мощности при заданной тепловой нагрузке и минимально возможном отводе тепла от конденсаторов турбин в окружающую среду (задача IV). Задача решается в два этапа. На первом этапе (задача IV.I) минимизируется сброс тепла в окружающую среду от конденсаторов работающих турбин при заданной тепловой нагрузке. При этом в состав оптимизируемых параметров включаются вектор ( $\mathbf{x}$ ) и мощность ТЭЦ ( $N$ )

$$\min_{x, N} Q^{\text{внеш}}(\mathbf{x}, N, \mathbf{Q}) \quad (16.7)$$

при условиях (16.2)–(16.4).

Обозначим  $Q_z^{\text{внеш}}$  в точке решения этой задачи через  $Q_z^{\text{внеш}}$ . На втором этапе (задача IV.II) максимизируется электрическая мощность при фиксированном отводе тепла, равном  $Q_z^{\text{внеш}}$ ,

$$\max_{x, N} N$$

при условии

$$Q^{\text{внеш}}(\mathbf{x}, \mathbf{d}, N, \mathbf{Q}) = Q_z^{\text{внеш}} \quad (16.8)$$

и условиях (16.2)–(16.4).

Следует отметить, что после решения задач I, II и IV при определенных значениях мощности решается задача III на минимизацию расхода топлива по ТЭЦ (или минимизация топливных издержек).

Для каждой ступени ценовой заявки в результате расчета определяется расход топлива (или топливные издержки), по которому можно определить себестоимость выработки электроэнергии с учетом распределения топлива между теплом и электроэнергией. Затем, учитывая минимальную норму прибыли, можно определить цену, при которой электростанция выгодно будет выработать заявленное количество электроэнергии на РСВ.

Для подачи максимально эффективной ценовой заявки на РСВ необходимо решить следующие задачи.

*Первая ступень.* Решается задача I, обозначим полученную в результате ее решения минимальную электрическую мощность ТЭЦ через  $N_{\text{ст. 1}}^{\text{ТЭЦ}}$ . Далее решается задача III, обозначим ее результат через  $B_{\text{ст. 1}}^{\text{ТЭЦ}}$ .

*Вторая ступень.* В результате решения задач IV.I и IV.II определяется мощность второй (теплофикационной) ступени ценовой заявки ( $N_{\text{ст. 2}}^{\text{ТЭЦ}}$ ). Решая задачу III, определим расход топлива  $B_{\text{ст. 2}}^{\text{ТЭЦ}}$ .

*Третья ступень.* Решение задачи II дает значение мощности третьей (конденсационной) ступени ( $N_{\text{ст. 3}}^{\text{ТЭЦ}}$ ), а задачи III – соответствующего расхода топлива ( $B_{\text{ст. 3}}^{\text{ТЭЦ}}$ ).

В результате для расчета показателей трех ступеней мощности необходимо решить семь задач нелинейного математического программирования. Цены в ценовые заявки для второй и третьей ступеней мощности вычисляются из выражений

$$\Pi_{\text{ст. } i}^{\text{ЭЭ}} = \frac{B_{\text{ст. } i}^{\text{ТЭЦ}} \cdot \Pi_{\text{т}} \cdot \alpha_i^{\text{ЭЭ}}}{N_{\text{ст. } i}^{\text{ТЭЦ}}} (1 + H_{\text{пр}}/100), \quad i = 2, 3, \quad \alpha_i^{\text{ЭЭ}} = f(N_{\text{ст. } i}^{\text{ТЭЦ}}, Q), \quad (16.9)$$

где  $\Pi_{\text{т}}$  – цена топлива, руб./т у.т.;  $H_{\text{пр}}$  – минимальная норма прибыли электростанции, %;  $\alpha_i^{\text{ЭЭ}}$  – доля расхода топлива на выработку электроэнергии (определение  $\alpha_i^{\text{ЭЭ}}$  должно производиться тем же методом, который используется при определении тарифа на тепловую энергию ТЭЦ).

Решаемые при формировании ценовой заявки на РСВ задачи оптимизации режимов работы ТЭЦ были сформулированы и решались при централизованном управлении работой электростанций. В то же время оценка ожидаемого экономического эффекта от функционирования ТЭЦ на РСВ требует учета особенностей работы в условиях рынка. Это неопределенность цены электроэнергии, которая сформируется на РСВ через сутки после подачи заявки, что обуславливает неопределенность электрической мощности ТЭЦ.

Мощность ТЭЦ на РСВ ( $N_{\text{РСВ}}^{\text{ТЭЦ}}$ ) зависит от цены РСВ ( $\Pi^{\text{РСВ}}$ ). Если  $\Pi^{\text{РСВ}}$  будет не меньше, чем  $\Pi_{\text{ст. 3}}^{\text{ТЭЦ}}$ , то ТЭЦ будет нести максимально возможную электрическую нагрузку. Если  $\Pi^{\text{РСВ}}$  будет меньше, чем  $\Pi_{\text{ст. 3}}^{\text{ТЭЦ}}$ , но не меньше, чем  $\Pi_{\text{ст. 2}}^{\text{ТЭЦ}}$ , то станция будет нести электрическую нагрузку, равную  $N_{\text{ст. 2}}^{\text{ТЭЦ}}$ . В противном случае нагрузка ТЭЦ будет минимально возможной ( $N_{\text{ст. 1}}^{\text{ТЭЦ}}$ ). Указанные правила назначения  $N_{\text{РСВ}}^{\text{ТЭЦ}}$  определяются следующей системой логических условий:

$$N_{PCB}^{TЭЦ} = \begin{cases} N_{ст. 3}^{TЭЦ}, & Ц_{ст. 3}^{TЭЦ} \leq Ц^{PCB}, \\ N_{ст. 2}^{TЭЦ}, & Ц_{ст. 3}^{TЭЦ} > Ц^{PCB} \geq Ц_{ст. 2}^{TЭЦ}, \\ N_{ст. 1}^{TЭЦ}, & Ц_{ст. 2}^{TЭЦ} > Ц^{PCB}. \end{cases} \quad (16.10)$$

На основе анализа статистических данных для соответствующей группы точек поставки, к которой относится рассматриваемая ТЭЦ, может быть определена вероятность реализации различных значений  $Ц^{PCB}$ . В результате будут получены вероятности  $P_1, P_2, \dots, P_n$ , соответствующие различным значениям цены РСВ –  $Ц_1^{PCB}, Ц_2^{PCB}, \dots, Ц_n^{PCB}$ .

При этом должны выполняться следующие условия:

$$0 \leq P_i \leq 1, \quad i = 1, \dots, n, \quad (16.11)$$

$$\sum_{i=1}^n P_i = 1. \quad (16.12)$$

Отметим, что при различных ценах РСВ на ТЭЦ будет производиться различное количество электроэнергии, определяемое условием (16.10). В общем виде можно считать, что цене  $Ц_i^{PCB}$  соответствует мощность ТЭЦ, равная  $N_i^{PCB}$ , и расход топлива, равный  $B_i^{TЭЦ}$ . При заданной цене топлива  $Ц_T$  математическое ожидание прибыли, связанное с нормальной эксплуатацией ТЭЦ на некотором временном интервале, определится из выражения

$$MPr = \left[ \sum_{i=1}^n (N_i^{TЭЦ} \cdot Ц_i^{PCB} - B_i^{TЭЦ} \cdot Ц_T \cdot \alpha_i^{\text{эо}}) \cdot P_i \right] \cdot T, \quad (16.13)$$

где  $T$  – продолжительность временного интервала, ч;  $N_i^{TЭЦ}$  – электрическая мощность ТЭЦ при цене  $Ц_i^{PCB}$ , МВт;  $B_i^{TЭЦ}$  – расход топлива ТЭЦ при  $i$ -й цене, т у.т./ч.

Математическое ожидание мощности ТЭЦ на РСВ определяется как

$$MN = \sum_{i=1}^n N_i^{TЭЦ} \cdot P_i, \quad (16.14)$$

а математическое ожидание расхода топлива как

$$MB = \sum_{i=1}^n B_i^{TЭЦ} \cdot P_i. \quad (16.15)$$

Величины  $MN$  и  $MB$  могут использоваться при расчете потребности в топливе и планировании работы энергосистемы, а  $MPr$  – при сопоставлении различных вариантов состава работающего оборудования ТЭЦ.

### 16.2. Метод определения оптимального состава включенного основного оборудования ТЭС с учетом динамики тепловой нагрузки и затрат на пуски

Выбор оптимального состава работающего оборудования для покрытия действующих тепловых и электрических нагрузок является одной из основных задач при оперативном управлении режимами работы ТЭЦ. При ее решении требуется учитывать пусковые издержки, связанные с дополнительными расходами топлива и электроэнергии на пуски котлов и турбин. Следует подчеркнуть, что эти издержки зависят от времени простоя оборудования.

В выполненных ранее исследованиях выбор оптимального состава включенного оборудования рассматривается без учета пусковых затрат, в предположении работы ТЭЦ при постоянных нагрузках [53, 54, 150]. Далее приводится предлагаемый авторами подход к решению задачи оптимизации состава оборудования с учетом динамики нагрузок и пусковых затрат. Содержательная постановка этой задачи может быть сформулирована следующим образом. Задан расчетный период времени (как правило, несколько суток). Период делится на временные интервалы. Обычно длина таких интервалов 8, 12 или 24 ч. Для каждого временного интервала заданы тепловые нагрузки внешних потребителей ТЭЦ. Принято, что в течение одного интервала не меняются: тепловая нагрузка потребителей, состав работающего оборудования и распределение тепловых и электрических нагрузок между этим оборудованием. Изменение указанных характеристик происходит на границах между интервалами времени. На интервале времени, предшествующем расчетному периоду (нулевой интервал), задан состав работающих агрегатов. Для неработающих агрегатов задается время простоя с момента последнего останова до начала расчетного периода. Требуется найти такой состав работающего оборудования ТЭЦ для каждого временного интервала, который с учетом ожидаемой прибыли при нормальной эксплуатации за вычетом пусковых затрат обеспечит максимальную суммарную ожидаемую прибыль ТЭЦ на РСВ за расчетный период. Необходимым условием применения предложенного метода оптимизации является требование, чтобы любой агрегат, выключенный из работы в начальный момент некоторого интервала расчетного периода, мог быть включен в работу в начальный момент любого последующего интервала расчетного периода. Данное условие выполняется для котлов и турбин ТЭЦ.

Следует отметить, что на каждом временном интервале может возникнуть необходимость рассмотрения десятков и даже сотен вариантов состава работающего основного оборудования. Если для всех этих вариантов решать нелинейные задачи оптимизации для выбора трех ступеней мощности на РСВ, необходимые для расчета математического ожидания прибыли, то это потребует неприемлемо большого расхода вычислительных ресурсов. Эффективный способ преодоления данных трудностей был предложен в ранее выполненных работах ИСЭМ СО РАН [53, 54, 150]. Он основан на линеаризации целевой функции и ограничений-неравенств исходных нелинейных задач в некоторых точках и решении линеаризованных задач.

Из теории математического программирования известно [166], что если линеаризовать целевую функцию и ограничения-неравенства в задаче выпуклого программирования, то решение линеаризованной задачи, т. е. задачи линейного программирования, будет всегда не “хуже”, чем в задаче нелинейного программирования. Если решается задача минимизации, то оптимальное значение целевой функции линейной задачи будет не выше, чем у нелинейной задачи, а если максимизации, то не ниже, чем у нелинейной. Кроме того, если линейная задача не имеет допустимого решения, то его не будет и у нелинейной задачи. Математическое ожидание прибыли, определенное из (16.5), в случае определения мощностей или расходов топлива ТЭЦ на основе решения линеаризованных задач будет всегда не меньше, чем определенное на основе решения точных задач нелинейного программирования. Это объясняется тем, что в линейных моделях в точках оптимума будут получаться меньшие расходы топлива, чем в нелинейных, меньшие мощности ТЭЦ у первой ступени, приносящей



убыток, и большие мощности ТЭЦ у второй и третьей ступеней ценовой заявки, обеспечивающих прибыль.

На основе отмеченных особенностей рассматриваемых задач значительную часть вариантов можно отсеять как заведомо неоптимальные, не решая для них ресурсоемкие задачи нелинейного программирования. Для использования такого приема линеаризацию необходимо проводить как по непрерывно изменяющимся параметрам режима, так и по вспомогательным параметрам, задающим состояние агрегата. Следует отметить, что использование линеаризованных задач оптимизации вместо нелинейных тем эффективнее, чем ближе находятся решения линейных задач к решениям нелинейных, причем такая близость определяется точкой, в которой проводится линеаризация.

Опыт использования указанного подхода показал, что хороший результат получается, когда в качестве точки линеаризации принимается точка, считающаяся решением нелинейной оптимизационной задачи, в которой оптимизируемыми параметрами являются как непрерывные параметры режима, так и непрерывные вспомогательные параметры, определяющие состав включенных агрегатов.

Далее дается математическое описание задач, решаемых на различных этапах предлагаемого метода оптимизации состава работающего оборудования.

1. Для каждого  $t$ -го временного интервала расчетного периода ( $t$  изменяется от 1 до  $T$ ) решаются задачи нелинейного математического программирования (НЛП) с непрерывными оптимизируемыми параметрами (цель решения этих задач – найти “подходящие” точки для линеаризации). Эти задачи от рассмотренных ранее задач I–IV отличаются тем, что в них в состав оптимизируемых параметров добавляется вектор вспомогательных параметров  $\mathbf{d}_t$  и вводятся ограничения на изменение его компонент  $\varepsilon \leq \mathbf{d}_t \leq 1$ . Обозначим эти задачи теми же номерами, что и соответствующие ранее приведенные задачи с указанием перед номерами буквы D. Они решаются в той же последовательности, что рассмотренные ранее задачи при формировании ценовой заявки для трех ступеней мощности при их работе на РСВ. Аналогичным образом между задачами осуществляется передача значений электрической мощности и тепла, отводимого от конденсаторов турбин в окружающую среду. Всего решается семь задач НЛП: DI и DIII – для первой, DIV.I, DIV.II, DIII – для второй, DII, DIII – для третьей ступени мощности. Обозначим точки решения данных задач соответственно через I, II, ..., VII.

2. Для каждого временного интервала расчетного периода в точках решения семи рассмотренных задач линеаризуются их целевые функции, ограничения-равенства и ограничения-неравенства. Для этого конечно-разностным способом определяются частные производные указанных целевых функций и ограничений

$$\left(\frac{\partial B}{\partial x_t}\right)^J, \left(\frac{\partial B}{\partial \mathbf{d}_t}\right)^J, \left(\frac{\partial B}{\partial N_t}\right)^J, \left(\frac{\partial G}{\partial x_t}\right)^J, \left(\frac{\partial G}{\partial \mathbf{d}_t}\right)^J, \\ \left(\frac{\partial G}{\partial N_t}\right)^J, \left(\frac{\partial Q^{\text{окр}}}{\partial x_t}\right)^J, \left(\frac{\partial Q^{\text{окр}}}{\partial \mathbf{d}_t}\right)^J, \left(\frac{\partial Q^{\text{окр}}}{\partial N_t}\right)^J,$$

где  $J$  – номер точки, в которой проводилась линеаризация. Через  $x_t^J$ ,  $d_t^J$ ,  $N_t^J$ ,  $B_t^J$ ,  $G_t^J$ ,  $Q_t^{\text{окр}J}$  обозначаем значения соответствующих параметров и функций в точке  $J$ .

Формируется семь задач линейного программирования (в данных задачах вектор  $\mathbf{d}_t$  выводится из состава оптимизируемых параметров). Они строятся по результатам линеаризации целевой функции и ограничений рассмотренных выше нелинейных задач в семи ранее указанных точках (I–VII). Обозначим эти задачи как LJ, где J – номер точки линеаризации.

**Задача LI** (минимизация электрической мощности ТЭЦ)

$$\min_{x_t, N_t} N_t \quad (16.16)$$

при условиях

$$G^I + \left( \frac{\partial G}{\partial x_t} \right)^I (x_t - x_t^I) + \left( \frac{\partial G}{\partial d_t} \right)^I (d_t - d_t^I) + \left( \frac{\partial G}{\partial N_t} \right)^I (N_t - N_t^I) \geq 0. \quad (16.17)$$

Обозначим мощность ТЭЦ в точке решения этой задачи через  $N_t^{LI}$ .

**Задача LII** (минимизация расхода топлива при фиксированной мощности  $N_t^{LI}$ )

$$\min_{x_t} \left[ B_t^{II} + \left( \frac{\partial B}{\partial x_t} \right)^{II} (x_t - x_t^{II}) + \left( \frac{\partial B}{\partial d_t} \right)^{II} (d_t - d_t^{II}) + \left( \frac{\partial B}{\partial N_t} \right)^{II} (N_t^{LI} - N_t^I) \right] \quad (16.18)$$

при ограничении на линеаризованную в точке II векторную функцию  $\mathbf{G}$ , при этом  $\left( \frac{\partial G}{\partial N_t} \right)^{II}$  умножается на  $(N_t^{LI} - N_t^I)$ . Обозначим расход топлива в точке решения этой задачи через  $B^{LII}$ .

**Задача LIII** (минимизация расхода тепла от конденсаторов турбин в окружающую среду)

$$\min_{x_t, N_t} \left[ Q_t^{\text{окр III}} + \left( \frac{\partial Q^{\text{окр}}}{\partial x_t} \right)^{III} (x_t - x_t^{III}) + \left( \frac{\partial Q_t^{\text{окр}}}{\partial d_t} \right)^{III} (d_t - d_t^{III}) + \left( \frac{\partial Q^{\text{окр}}}{\partial N_t} \right)^{III} (N_t - N_t^{III}) \right] \quad (16.19)$$

при ограничении на линеаризованную в точке III векторную функцию  $\mathbf{G}$ . Обозначим  $Q_t^{\text{окр}}$  в точке решения этой задачи через  $Q_t^{\text{окр LIII}}$ .

**Задача LIV** (максимизация электрической мощности ТЭЦ при фиксированном отводе тепла в окружающую среду)

$$\max_{x_t, N_t} N_t, \quad (16.20)$$

$$Q_t^{\text{окр III}} + \left( \frac{\partial Q^{\text{окр}}}{\partial x_t} \right)^{IV} (x_t - x_t^{IV}) + \left( \frac{\partial Q^{\text{окр}}}{\partial d_t} \right)^{IV} (d_t - d_t^{IV}) + \left( \frac{\partial Q_t^{\text{окр}}}{\partial N_t} \right)^{IV} (N_t - N_t^{IV}) = Q_t^{\text{окр LIII}} \quad (16.21)$$

при ограничении на векторную функцию  $\mathbf{G}$ , линеаризованную в точке IV. Обозначим электрическую мощность ТЭЦ в точке решения этой задачи через  $N_t^{LIV}$ .

**Задача LV** (минимизация расхода топлива при фиксированной мощности  $N_t^{LIV}$ ). Задача аналогична LII, только линеаризация производится в точке V, а разность  $(N_t^{LI} - N_t^I)$  заменяется на  $(N_t^{LIV} - N_t^{IV})$ . Обозначим расход топлива в точке решения этой задачи через  $B_t^{LV}$ .

**Задача LVI** (максимизация электрической мощности ТЭЦ в конденсационном режиме). Расход топлива и векторная функция ограничений-неравенств линеаризуются в точке VI. Оптимизируемыми параметрами являются  $x_t$  и  $N_t$ . Обозначим электрическую мощность ТЭЦ в точке решения этой задачи через  $N_t^{LVI}$ .

**Задача LVII** (минимизация расхода топлива при фиксированной мощности  $N_t^{LVI}$ ). Линеаризация функции производится в точке VII. Задача аналогична LII, только разность  $(N_t^{LI} - N_t^I)$  заменяется на  $(N_t^{LVI} - N_t^{VI})$ . Обозначим расход топлива в точке решения этой задачи через  $B_t^{LVII}$ .

Электрическая мощность  $N_t^{LI}$  и расход топлива  $B_t^{LII}$  будут соответствовать первой ступени мощности,  $N_t^{LIV}$  и  $B_t^{LV}$  – второй ступени мощности,  $N_t^{LVI}$  и  $B_t^{LVII}$  – третьей ступени.

3. Для каждого временного интервала  $t (t = 1, \dots, T)$  формируются все возможные сочетания значений компонентов вектора  $\mathbf{d}_t$ . При этом каждая компонента может принимать два значения: 0 или 1 (в отличие от задач НЛП, решаемых на первом этапе метода, в линейных задачах использование нулевых значений вспомогательных параметров допустимо). Для каждого вектора  $\mathbf{d}_t$ , принадлежащего множеству возможных сочетаний, решаются задачи LI–LVII. Если какая-либо из этих задач не имеет допустимого решения, то этот вектор из дальнейшего рассмотрения исключается. В противном случае для вектора  $\mathbf{d}_t$  определяются три мощности и три расхода топлива, соответствующие трем ступеням ценовой заявки. По изложенной выше методике определяется математическое ожидание прибыли ТЭЦ при нормальной эксплуатации. В результате для каждого временного интервала  $t$  формируется множество допустимых вариантов состава работающего оборудования  $D_t$ , состоящее из всех допустимых векторов  $\mathbf{d}_t$  и множество математических ожиданий прибыли при нормальной эксплуатации МПр <sub>$t$</sub> , включающее математическое ожидание прибыли  $mpr_t$  для всех  $\mathbf{d}_t \in D_t$ .

4. Для поиска оптимального состава работающего оборудования на интервалах расчетного периода используется подход, основанный на принципах динамического программирования.

При этом известен: вектор, определяющий состав работающего оборудования на нулевом интервале  $\mathbf{d}_0$  (если  $i$ -й агрегат на нулевом интервале работает, то  $(\mathbf{d}_0)_i = 1$ , а если нет, то  $(\mathbf{d}_0)_i = 0$ ); вектор  $\tau_0$ , задающий время от начала включения неработающего оборудования до окончания нулевого интервала или, что то же самое, начала первого интервала расчетного периода ( $i$ -я компонента  $(\tau_0)_i$  этого вектора равна указанному промежутку времени, если  $i$ -й агрегат на нулевом интервале не работает. Если  $i$ -й агрегат на нулевом интервале работает, то  $(\tau_0)_i = 0$ ); множества  $D_t, t = 1, \dots, T$ , допустимых составов работающего оборудования на  $t$ -м временном интервале; множества математических ожиданий прибыли при нормальной эксплуатации МПр <sub>$t$</sub>  для каждого интервала расчетного периода. Каждому вектору  $\mathbf{d}_t^i, i = 1, \dots, I_t$  в МПр <sub>$t$</sub>  соответствует математическое ожидание прибыли при нормальной эксплуатации  $mpr_t^i (I_t$  – число допустимых векторов, входящих в множество  $D_t)$ .

Затраты на пуски оборудования (котлов и турбин) зависят от времени простоя к началу пусковой операции. От этого же времени зависит и продолжительность пуска. Для расчета пусковых затрат и продолжительностей пуска используется следующий подход.

Возможный диапазон времени простоя (от нуля до времени, при котором состояние оборудования можно считать холодным) делится на зоны. Для каждой зоны задаются пусковые затраты и продолжительность пуска. Эти величины для разных времен простоя, лежащих в пределах одной зоны, принимаются одинаковыми. Из простых балансовых соотношений времени простоя и времени пуска определяется, в какой зоне будет находиться оборудование к началу пусковой операции. Отсюда вычисляются пусковые затраты.

Зная составы работающих агрегатов на смежных временных интервалах и время простоя пускаемых агрегатов к началу  $t$ -го временного интервала, можно определить суммарные пусковые затраты  $Zp_{t+1}^{l_{t+1}}$  по переходу от состояния  $\mathbf{d}_t^l$  к состоянию  $\mathbf{d}_{t+1}^{l_{t+1}}$ . Эти затраты состоят из суммы пусковых затрат всех включаемых агрегатов.

Процесс поиска оптимальной траектории осуществляется следующим образом. Согласно принципам динамического программирования, “прямым ходом” строятся условно-оптимальные переходы. Для каждого допустимого состава оборудования на  $(t + 1)$ -м интервале  $d_{t+1}^{l_{t+1}}$  рассматриваются переходы в него из всех допустимых составов оборудования на  $t$ -м временном интервале.

Определяется условно-оптимальное решение (т. е. состав оборудования на  $t$ -м временном интервале, при котором обеспечивается максимальная суммарная прибыль для варианта  $d_{t+1}^{l_{t+1}}$ ), которое отвечает следующему условию:

$$\text{Pr}_{t+1}^{l_{t+1}} = \max_{q_t} \left[ \text{Pr}_t^{q_t} + mpr_{t+1}^{l_{t+1}} - Zp_t^{q_t, l_{t+1}} \right], \quad q_t \in [1, 2, \dots, I_t]. \quad (16.22)$$

Обозначим условно-оптимальное решение на  $t$ -м интервале, при котором выполняется условие (16.22) через  $q_t^{\text{opt}}$ .

Определяется  $l_T^{\text{opt}}$ , при которой

$$Z_T^{l_T^{\text{opt}}} = \max Z_T^{l_T}, \quad l_T \in [1, 2, \dots, I_T]. \quad (16.23)$$

Оптимальным составом оборудования на  $T$ -м временном интервале будет вариант с номером  $l_T^{\text{opt}}$ . Всю оптимальную траекторию можно восстановить “шагом назад” по условно-оптимальным траекториям.

Осуществляется проверка условия, проводился ли для всех принадлежащих оптимальной траектории векторов  $\mathbf{d}_t^{l_t^{\text{opt}}}$ ,  $t = 1, \dots, T$ , — расчет математических ожиданий прибыли при нормальной эксплуатации на основе решения задач нелинейного программирования. Если это условие для всех  $t$  выполняется, то задача решена. Производится выход из расчета. В противном случае осуществляется переход на шестой этап.

Ищется минимальное  $t$ , для которого математическое ожидание прибыли рассчитывалось на основе решения задач линейного программирования. Обозначим это  $t$  через  $t^*$ . Для варианта работающего оборудования, задаваемого вектором  $\mathbf{d}_{t^*}^{l_{t^*}^{\text{opt}}}$ , решается семь задач НЛП, которые имеют следующие отличия от задач DI–DVII:

а) вектор вспомогательных параметров  $\mathbf{d}_{j^*}$  выводится из состава оптимизационных параметров;

б) если  $i$ -я компонента вектора  $(\mathbf{d}_{t^*}^{l_{t^*}^{\text{opt}}})_i = 0$ , то ее значение заменяется на  $\varepsilon$ , где  $\varepsilon > 0$  и  $\varepsilon \ll 1$ ; если  $(\mathbf{d}_{t^*}^{l_{t^*}^{\text{opt}}})_i = 1$ , то значение этой компоненты данного вектора не меняется.

Если хотя бы одна задача НЛП не имеет допустимого решения, то вектор  $\mathbf{d}_{I^*}^{opt}$  исключается из множества  $D_{I^*}$ , а из множества  $MPr_{I^*}$  – соответствующее данному вектору математическое ожидание прибыли. Если все задачи имеют допустимые решения, то определяется новое значение математического ожидания прибыли  $mPr_{I^*}^{opt}$ , старое значение из множества  $MPr_{I^*}$  исключается и заменяется новым. Производится возврат на четвертый этап.

### 16.3. Задача оценивания состояния

Во время управления оборудованием электростанции оперативный персонал сталкивается с проблемой сложности оценивания показателей, которые невозможно измерить (расход твердого топлива, КПД котлоагрегата и др.). При этом подробные математические модели энергетических установок и ТЭЦ в целом позволяют получать наиболее вероятные значения таких параметров, используя существующий набор значений измеряемых параметров в различных точках технологической схемы (при условии достаточного их количества для удовлетворительного воссоздания режима работы).

Следует отметить, что набор значений замеренных параметров из-за погрешностей замеров может быть не совместным, т. е. не удовлетворять уравнениям материального и энергетического балансов элементов технологической схемы ТЭЦ, а также другим уравнениям, используемым в математической модели. Поэтому получение фактического режима работы станции с помощью такой модели требует решения задачи оценивания состояния. Ее решение позволяет подобрать такие значения измеряемых параметров, которые: а) удовлетворяют всем уравнениям модели; б) имеют абсолютные отклонения от замеров, не превышающие заданного числа среднеквадратичных погрешностей замера; в) из всех наборов измеряемых параметров, отвечающих условиям а) и б), обеспечивают получение минимума суммы квадратов относительных отклонений от результатов замеров. Применительно к отдельным агрегатам тепловой электрической станции постановка задачи оценивания состояния приведена ранее. Для ТЭЦ в целом она имеет свои особенности:

1) задача решается после определения (идентификации) коэффициентов моделей отдельных элементов схемы;

2) поскольку электрическая мощность ТЭЦ и отпуск от нее тепла в виде пара и горячей воды приборами коммерческого учета замеряются достаточно точно, и именно на основе этих замеров определяется используемая при нахождении прибыли выручка от продажи энергии ТЭЦ, то эти величины при оценивании состояния принимаются равными результатам замеров и не уточняются;

3) главной целью решения задачи оценивания состояния для ТЭЦ является определение суммарного расхода топлива котлоагрегатами.

С учетом этого математическая постановка задачи имеет следующий вид:

$$f(\mathbf{x}_3^z, \mathbf{y}_3^z, \mathbf{x}_3, \mathbf{y}_3) \rightarrow \min_{x_3, x_H} \quad (16.24)$$

при условиях

$$\mathbf{y} = \mathbf{H}(\mathbf{x}_3, \mathbf{x}_H, \boldsymbol{\theta}, \mathbf{Q}, N^{TЭЦ}), \quad (16.25)$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}_3, \mathbf{x}_H, \mathbf{y}, \boldsymbol{\theta}, \mathbf{Q}, N^{TЭЦ}) \geq 0, \quad (16.26)$$

$$B^{TЭЦ} = \phi(\mathbf{x}_3, \mathbf{x}_H, \mathbf{y}, \boldsymbol{\theta}, \mathbf{Q}, N^{TЭЦ}), \quad (16.27)$$

$$x_{3(i)}^z - \Delta_i^x \leq x_{3(i)} \leq x_{3(i)}^z + \Delta_i^x, \quad i = 1, \dots, K, \quad (16.28)$$

$$y_{3(j)}^z - \Delta_j^y \leq y_{3(j)} \leq y_{3(j)}^z + \Delta_j^y, \quad j = 1, \dots, M, \quad (16.29)$$

$$\underline{\mathbf{x}}_H \leq \mathbf{x}_H \leq \overline{\mathbf{x}}_H, \quad (16.30)$$

$$\mathbf{y} = \begin{pmatrix} \mathbf{y}_3 \\ \mathbf{y}_H \end{pmatrix}, \quad (16.31)$$

$$f(\mathbf{x}_3^z, \mathbf{y}_3^z, \mathbf{x}_3, \mathbf{y}_3) = \sum_{i=1}^K \frac{(x_{3(i)}^z - x_{3(i)})^2}{\sigma_{xi}^2} + \sum_{j=1}^M \frac{(y_{3(j)}^z - y_{3(j)})^2}{\sigma_{yj}^2}, \quad (16.32)$$

$$\Delta_i^x = \psi \cdot \sqrt{\sigma_{xi}^2}, \quad \sigma_{xi}^2 = \left( \frac{L_i^x \cdot \alpha_i^x}{3 \cdot 100} \right)^2, \quad i = 1, \dots, K, \quad (16.33)$$

$$\Delta_j^y = \psi \cdot \sqrt{\sigma_{yj}^2}, \quad \sigma_{yj}^2 = \left( \frac{L_j^y \cdot \alpha_j^y}{3 \cdot 100} \right)^2, \quad j = 1, \dots, M, \quad (16.34)$$

где  $K$  – размерность векторов  $\mathbf{x}_3$  и  $\mathbf{x}_3^z$ ;  $M$  – размерность векторов  $\mathbf{y}_3$  и  $\mathbf{y}_3^z$ ;  $\mathbf{x}_3$  – вектор входных измеряемых параметров модели;  $\mathbf{x}_3^z$  – вектор замеренных значений компонент вектора  $\mathbf{x}_3$ ;  $\mathbf{y}_3$  – вектор выходных измеряемых параметров модели;  $\mathbf{y}_3^z$  – вектор замеренных значений компонент вектора  $\mathbf{y}_3$ ;  $\mathbf{x}_H$  – вектор входных не измеряемых параметров модели; векторам  $\mathbf{x}_3$  и  $\mathbf{x}_H$  при решении задачи оптимизации задаются начальные значения;  $\mathbf{y}_H$  – вектор выходных не измеряемых параметров модели;  $\boldsymbol{\theta}$  – вектор коэффициентов математической модели;  $f$  – функция, учитывающая отклонения рассчитанных параметров ( $\mathbf{x}_3, \mathbf{y}_3$ ) от значений замеров ( $\mathbf{x}_3^z, \mathbf{y}_3^z$ );  $\mathbf{H}$  –  $p$ -мерная вектор-функция ограничений-равенств (включает уравнения, описывающие технологические связи между элементами схемы, энергетические и материальные балансы элементов технологической схемы ТЭЦ и др.);  $\mathbf{G}$  –  $l$ -мерная векторная функция ограничений-неравенств (включает ограничения снизу и сверху на такие зависимые параметры, как расходы острого пара на турбины, электрические мощности турбин и др.);  $\underline{\mathbf{x}}_H, \overline{\mathbf{x}}_H$  – векторы минимальных и максимальных значений для вектора  $\mathbf{x}_H$ ;  $\mathbf{Q}$  – вектор значений тепловых нагрузок электростанции;  $N^{TЭЦ}$  – полная электрическая мощность станции;  $B^{TЭЦ}$  – суммарный расход топлива котлоагрегатами ТЭЦ;  $\psi$  – коэффициент, учитывающий допустимое число среднеквадратичных отклонений измеряемых и расчетных значений соответствующих параметров (в расчетах принимается равным 3);  $\sigma_x^2$  и  $\sigma_y^2$  – дисперсии погрешности замера для векторов  $\mathbf{x}_3^z$  и  $\mathbf{y}_3^z$ ;  $L^x$  и  $L^y$  – верхние пределы измерения приборов;  $\alpha^x$  и  $\alpha^y$  – классы точности приборов (%).

#### 16.4. Задача максимизации прибыли

Для максимизации прибыли электростанции в случае высокой цены электроэнергии на БР (Индикатор БР) выгодно увеличивать выработку в конденса-

ционном цикле по сравнению с базовым режимом и производить такое дополнительное количество электроэнергии, при котором дополнительная прибыль, обусловленная дополнительной выработкой электроэнергии, достигает максимального значения. При этом норма дополнительной прибыли должна быть не ниже заданного значения. Решение такой задачи требует оперативного определения топливной составляющей себестоимости электроэнергии при увеличении электрической и фиксированных тепловых нагрузках электростанции. При этом получаемый режим должен обеспечивать минимальное число перераспределений нагрузок для быстрого к нему перехода, а в случае изменения ситуации на рынке – восстановления базового режима. Особого внимания заслуживает тот факт, что в секторе “Балансирующий рынок” станция работает в определенном (по итогам торгов РСВ) режиме. Любые инициативы на БР могут быть отклонены рынком, более того, в случае одобрения изменения режима работы со стороны Системного оператора, в любое время может быть выдвинуто требование вернуться в режим, определенный на РСВ.

Параметры, изменение которых в условиях работы станции может занимать значительное время, например, включение дополнительного оборудования, исключаются из состава оптимизируемых при решении текущей задачи.

Математическая постановка такой задачи имеет следующий вид:

$$\max_{x_i, N^{\text{ТЭЦ}}} \text{Пр} \tag{16.35}$$

при условиях

$$\mathbf{y} = \mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{Q}, N^{\text{ТЭЦ}}), \mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{Q}, N^{\text{ТЭЦ}}) \geq 0, \tag{16.36}$$

$$\mathbf{x} \in E_k, \quad \mathbf{y} \in E_T, \tag{16.37}$$

$$\frac{\Pi_T (B^{\text{ТЭЦ}} - B_b^{\text{ТЭЦ}})}{(N^{\text{ТЭЦ}} - N_b^{\text{ТЭЦ}})} - 1 \geq r, \tag{16.38}$$

$$N_b^{\text{ТЭЦ}} < N^{\text{ТЭЦ}} \leq N_{\text{max}}^{\text{ТЭЦ}}, \quad Q = Q_b, \tag{16.39}$$

$$x_i^{\min} \leq x_i \leq x_i^{\max}, \quad i = 1, \dots, K, \tag{16.40}$$

$$B^{\text{ТЭЦ}} = \phi(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{Q}, N^{\text{ТЭЦ}}), \tag{16.41}$$

$$\text{Пр} = \text{ИБР} (N^{\text{ТЭЦ}} - N_b^{\text{ТЭЦ}}) - (B^{\text{ТЭЦ}} - B_b^{\text{ТЭЦ}}) \cdot \Pi_T, \tag{16.42}$$

где  $\mathbf{x}$  – вектор независимых оптимизируемых параметров (расходы пара в конденсаторы турбин и пара из регулируемых отборов турбин, давление перед регулирующими диафрагмами турбин и др.);  $\mathbf{y}$  – вектор зависимых оптимизируемых параметров (расходы острого пара на турбины, расходы пара из нерегулируемых отборов турбин, электрические мощности турбин, давления в нерегулируемых отборах турбин и т. д.);  $N^{\text{ТЭЦ}}$ ,  $B^{\text{ТЭЦ}}$ ,  $\mathbf{Q}$ ,  $\mathbf{H}$ ,  $\mathbf{G}$  – см. постановку предыдущей задачи оптимизации; Пр – прибыль станции; подстрочным индексом  $b$  обозначаются соответствующие параметры в базовом режиме; ИБР – индикатор балансирующего рынка;  $\Pi_T$  – цена тонны условного топлива;  $r$  – минимально допустимая норма прибыли электростанции;  $N_{\text{max}}^{\text{ТЭЦ}}$  – максимальная

заявленная мощность ТЭЦ. Следует подчеркнуть, что расход топлива в базовом режиме определяется в результате решения задачи оценивания состояния ТЭЦ.

### 16.5. Примеры расчетов и полученные результаты

С использованием представленного подхода проведены расчеты оптимальной конденсационной дозагрузки агрегатов крупной промышленно-отопительной ТЭЦ при известном прогнозном значении рыночной цены электроэнергии (Индикатора БР). Расчетная схема, на основе которой построена математическая модель ТЭЦ, существенно сложнее, чем представленная упрощенная технологическая схема ТЭЦ на рис. 16.1. Здесь она не приведена. На рассматриваемой электростанции установлено восемь энергетических паровых котлоагрегатов (КА) и пять турбоагрегатов (ТГ), которые условно можно разделить на четыре группы, работающие на общие коллекторы острого пара. Первая группа, включающая КА № 1, 2 БКЗ-420-140, снабжает паром ТГ № 1, 2 ПТ-60/75-130/13, остальные группы являются дубли-блоками. Вторая состоит из двух КА № 3, 4 и ТГ № 3 Т-175/210-130. Третья группа состоит из КА № 5, 6 БКЗ-500-140, снабжающих паром ТГ № 4 Т-175/210-130. Четвертая группа включает КА № 7 БКЗ-500-140 и КА № 8 БКЗ-820-140, острый пар от которых поступает на турбину № 5 Т-185/220-130. Коллекторы острого пара первой и второй групп связаны между собой перемычкой с ограниченной пропускной способностью – 300 т/ч. В качестве основных и пиковых источников, помимо сетевых подогревателей турбин типа Т, могут быть общестанционные сетевые пароводяные

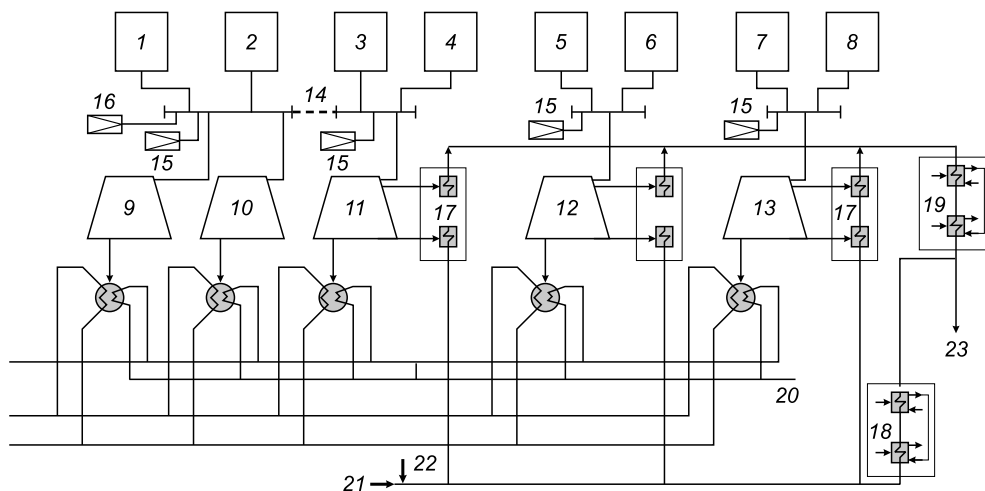


Рис. 16.1. Принципиальная тепловая схема рассматриваемой ТЭЦ:

1–4 – котлоагрегаты БКЗ-420-140; 5–7 – котлоагрегаты БКЗ-500-140; 8 – котлоагрегат БКЗ-820-140; 9, 10 – турбоагрегаты ПТ-60/75-130/13; 11, 12 – турбоагрегаты Т-175/210-130; 13 – турбоагрегат Т-185/220-130; 14 – перемычка с ограниченным расходом пара; 15 – РОУ-14/1.3; 16 – РОУ-14/4; 17 – сетевые подогреватели теплофикационных турбоагрегатов; 18 – группа общестанционных подогревателей сетевой воды, греющих паром 0,12 и 1,3 МПа; 19 – группа общестанционных подогревателей сетевой воды, греющих паром 0,3 и 1,3 МПа; 20 – поток воды на деаэраторы подпитки тепловой сети; 21 – обратная сетевая вода; 22 – подпитка тепловой сети; 23 – прямая сетевая вода.



подогреватели. В качестве охлаждающей воды в конденсаторах турбин могут использоваться циркуляционная вода и подпитка теплосети.

На ТЭЦ используется обратная система технического водоснабжения с испарительными градирнями. Установленные мощности станции: электрическая – 655 МВт и тепловая – 1147 Гкал/ч. Снабжает потребителей паром с давлением 4,0 и 1,3 МПа. Основным топливом является бурый уголь.

Для данной станции созданы подробные математические модели основного энергетического оборудования (котлоагрегатов, турбоагрегатов). При создании моделей учитывались индивидуальные особенности каждого агрегата. Так, для турбоагрегатов ПТ-60/75-130/13 введен дополнительный нерегулируемый отбор пара из камеры отбора на подогреватель высокого давления № 3 для снабжения потребителя паром – 4,0 МПа.

Была проведена идентификация коэффициентов полученных математических моделей с учетом фактического состояния оборудования. По ее результатам для котельных агрегатов построены зависимости КПД от паропроизводительности и температуры питательной воды в допустимых режимах их функционирования.

На основе этих моделей создана математическая модель станции в целом, при этом учтена фактическая (после ряда модернизаций) технологическая схема ТЭЦ. Полученная модель содержит более 5000 переменных и несколько тысяч математических выражений.

**Пример формирования ценовой заявки для рынка “на сутки вперед”.** С помощью предлагаемого подхода к решению задач оптимального распределения нагрузок между агрегатами энергоисточника при его работе на РСВ были осуществлены оптимизационные расчеты в целях определения трех ступеней электрической мощности крупной промышленно-отопительной ТЭЦ, упрощенная технологическая схема которой представлена на рис. 16.1. Расчеты проводились при тепловой нагрузке теплосети – 797 Гкал/ч, нагрузке в паре 13 атм – 28 т/ч, цене топлива – 1510 руб./т у.т. и норме прибыли ТЭЦ – 20 %.

Для созданной математической модели были сформированы рассмотренные ранее оптимизационные задачи, которые включали около 40 оптимизируемых параметров и более 400 ограничений-неравенств.

На основании результатов расчетов были вычислены цены, соответствующие второй и третьей ступеням ценовой заявки. Основные показатели ТЭЦ, полученные в результате расчетов, представлены в табл. 16.1. Для расчета мате-

Таблица 16.1

**Основные результаты расчетов трех ступеней электрической мощности для подачи ценовой заявки на рынке “на сутки вперед”**

Параметр	1 ступень	2 ступень	3 ступень
Электрическая мощность ТЭЦ, МВт	384	495	641
В том числе, МВт:			
ТГ-1	25	46	52
ТГ-2	24	45	52
ТГ-3	90	130	175
ТГ-4	129	145	175
ТГ-5	116	129	187
Расход топлива, т у.т./ч	204,6	221,3	280,5
Ценовая заявка, руб./(МВт·ч)	0	501,0	734,7

математического ожидания прибыли на основе статистических данных были определены вероятности реализации различных значений цены электроэнергии на РСВ (0, 100, 200, 300, 400, 500, 600, 700, 800, 900 руб./(МВт·ч)), которые равняются соответственно: 0,006; 0,011; 0,024; 0,049; 0,164; 0,318; 0,274; 0,12; 0,031; 0,003. При этом определенное по изложенной методике математическое ожидание прибыли составляет 131 073 руб. за один час работы.

Подогрев сетевой воды осуществляется в сетевых подогревателях турбин типа Т и общестанционных основных и пиковых. В качестве охлаждающей воды в основные поверхности конденсаторов турбин поступает циркуляционная вода, а в теплофикационные пучки – подпитка теплосети. На ТЭЦ используется обратная система технического водоснабжения с испарительными градирнями. Установленные мощности станции: электрическая – 655 МВт и тепловая – 1147 Гкал/ч. ТЭЦ снабжает потребителей паром с давлением 4,0 и 1,3 МПа, горячая вода отпускается по температурному графику 150/70 °С. На электростанции используется открытая система горячего водоснабжения. Основным топливом является бурый уголь. Стоимость топлива (угля) в расчетах принимается в 1510 руб./т у.т.; стоимость растопочного топлива (мазута) – в размере 7000 руб./т у.т.

Для рассматриваемой ТЭЦ с помощью созданного в ИСЭМ СО РАН ПВК “Система машинного построения программ” созданы подробные математические модели основного энергетического оборудования (котлоагрегатов, турбоагрегатов). На основе этих моделей построена математическая модель станции в целом. Подробные математические модели турбоагрегатов учитывают процесс расширения пара в проточной части турбины и процесс регенеративного подогрева питательной воды. Существенным для задачи выбора состава включенного оборудования является наличие технологического минимума паропроизводительности котлов. В настоящей работе величина технологического минимума для всех котлоагрегатов принимается 50 % от их номинальной паропроизводительности.

При оптимизации состава включенного оборудования ТЭЦ в динамике принято, что расчетный период состоит из трех временных интервалов с продолжительностью каждого равного суткам. Кроме того, рассматривается “нулевой” интервал, предшествующий расчетному периоду. В табл. 16.2 приведены основные исходные данные по тепловым нагрузкам указанных временных интервалов.

На “нулевом” временном интервале отключены котлоагрегаты БКЗ-420-140 (ст. № 2), БКЗ-500-140 (ст. № 7) и турбоагрегат ПТ-60/75-130/13 (ст. № 1). Для последующих интервалов принято, что все оборудование является работоспособным и может быть запущено или остановлено на любом из этих интервалов.

В соответствии с методикой для каждого временного интервала были решены оптимизационные задачи по распределению тепловых и электрических нагрузок между агрегатами по критериям минимума электрической мощности, максимума электрической мощности на тепловом потреблении и максимума электрической мощности, в которых параметры включения агрегатов являются непрерывно изменяемыми. Результаты этих оптимизационных расчетов по критерию максимума электрической мощности на тепловом потреблении представлены в табл. 16.3 и являются базовыми для следующего этапа – линеаризации

Таблица 16.2

**Исходные данные по тепловым нагрузкам и состоянию  
основного теплоэнергетического оборудования ТЭЦ**

Параметр	Временной интервал			
	0	1	2	3
Температура наружного воздуха, °С	-11,0	-8,3	-3,3	-2,5
Расход пара на производство, т/ч:				
4 МПа	21	21	17	20
1,3 МПа	10	10	10	10
Расход воды, т/ч:				
прямой сетевой	17 181	17 351	17 027	16 704
обратной сетевой	14 218	14 047	13 483	13 164
Температура воды, °С:				
прямой сетевой	87	81	72	69
обратной сетевой	47	48	43	46
Расход подпитки теплосети, т/ч	2963	3304	3542	3540

модели. Имея 13 элементов основного оборудования станции, общее количество различных составов оборудования для каждого временного интервала составляет  $2^{13} = 8192$ . При этом подавляющее большинство из этого числа вариантов недопустимо (например, если включена турбина, но не работает ни один снабжающий ее паром котлоагрегат). Кроме того, существуют составы оборудования, которые являются технологически допустимыми, но не обеспечивают необходимые тепловые нагрузки потребителей. С помощью линеаризованной

Таблица 16.3

**Результаты оптимизационных расчетов с непрерывно-изменяемыми параметрами  
включения агрегатов**

Параметр	Временной интервал		
	1	2	3
Электрическая мощность, МВт	453	418	340
Расход топлива, т у.т./ч	207,4	182,2	154,5
Параметр включения оборудования:			
БКЗ-420-140 (ст. № 1)	0,02	0,78	0,01
БКЗ-420-140 (ст. № 2)	1	0,78	0,92
БКЗ-420-140 (ст. № 3)	0,05	0,2	0,1
БКЗ-420-140 (ст. № 4)	1	0,2	0,97
БКЗ-500-140 (ст. № 5)	0,42	0,72	0,1
БКЗ-500-140 (ст. № 6)	0,99	0,72	0,58
БКЗ-500-140 (ст. № 7)	0,01	0,76	0,1
БКЗ-820-140 (ст. № 8)	0,83	0,65	0,86
ПТ-60/75-130/13 (ст. № 1)	0,47	0,01	0,16
ПТ-60/75-130/13 (ст. № 2)	0,09	0,5	0,6
Т-175/210-130 (ст. № 3)	0,96	0,58	0,77
Т-175/210-130 (ст. № 4)	0,93	0,98	0,33
Т-185/220-130 (ст. № 5)	0,76	1	0,76

Таблица 16.4

## Вероятности значений цены на РСВ

Цена, руб./(МВт·ч)	Вероятность
0	0,006
100	0,011
200	0,024
300	0,049
400	0,164
500	0,318
600	0,274
700	0,120
800	0,031
900	0,003

модели были просчитаны все варианты возможных составов включенного генерирующего оборудования. Недопустимые варианты, определенные с помощью линейаризованной модели, были исключены из дальнейшего рассмотрения. В результате получили: 373 варианта состава оборудования для второго временного интервала, 156 вариантов состава оборудования для третьего временного интервала, 11 вариантов состава оборудования для четвертого временного интервала.

Для каждого варианта состава оборудования были рассчитаны с помощью линейаризованной модели значения трех ступеней мощности и соответствующие расходы топлива.

При определении пусковых затрат принималось, что все агрегаты, не работающие на нулевом временном интервале, к его окончанию находятся в холодном состоянии.

В табл. 16.4 приведены вероятности значений цены на РСВ, полученные на основе анализа статистической информации.

Затраты на пуск оборудования требуют дополнительных расходов топлива и электроэнергии. Для примера в табл. 16.5 приведены: время пуска, расходы топлива и электроэнергии на пуск и пусковые затраты для турбоагрегата ПТ-60/75-130/13 (ст. № 1) и котлоагрегата БКЗ-420-140 (ст. № 1) с учетом цен на топливо и математического ожидания цены электроэнергии на РСВ.

В соответствии с приведенной ранее методикой для поиска оптимальной траектории изменения состава работающего оборудования ТЭЦ и его нагрузок на протяжении расчетного периода решается задача динамического программирования. Для решения этой задачи потребовалось 13 итераций. Для примера в табл. 16.6 приведены оптимальные составы оборудования, полученные на 1-й, 10-й и 13-й итерациях соответственно. Видно, что на последней (13-й) итерации оптимизационные расчеты для всех вариантов оборудования, входящих в оптимальную траекторию, проводились с использованием нелинейных моделей. В оптимальной траектории турбогенератор ПТ-60/75-130/13 (ст. № 1) включается в работу в первые сутки расчетного периода, затем останавливается;

Таблица 16.5

**Время простоя, время пуска и затраты на пуски  
на примере одного турбо- и котлоагрегата**

Оборудование	Время простоя, ч	Время пуска, ч	Расход угля, т у.т.	Расход мазута, т у.т.	Расход электроэнергии, Гкал	Затраты на пуск, тыс. руб.
ПТ-60/75-130/13 (ст. № 1)	<8	5	12,8	—	80,5	19,3
	9–71	6	16,9	—	106,4	25,5
	>72	12	20,3	—	127,8	30,6
БКЗ-420-140 (ст. № 1)	<8	3	32,1	7	—	102,4
	9–59	5	36,3	7	—	108,7
	>60	19	44,0	7	—	120,3

Таблица 16.6

Результаты выбора состава оборудования методом динамического программирования (1-я, 10-я и 13-я итерации)

Вре- менной интервал	Турбоагрегаты					Котлоагрегаты								Матем. ожидание прибыли, тыс. руб	Метод расчета	
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	6	7	8			
<i>Итерация № 1</i>																
1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	864	Л
2	■		■	■	■	■	■	■		■	■		■	1762	Л	
3	■	■	■	■		■		■	■	■			■	2475	Л	
<i>Итерация № 10</i>																
1	■	■	■	■	■	■	■	■		■	■		■	842	Н	
2	■		■	■	■	■	■	■		■	■		■	1516	Н	
3	■		■	■		■	■	■	■	■				2262	Л	
<i>Итерация № 13</i>																
1	■	■	■	■	■	■	■	■		■	■		■	842	Н	
2		■	■	■	■	■	■	■		■	■		■	1516	Н	
3		■	■	■		■	■	■	■	■				1917	Н	

*Примечание.* Черным прямоугольником показано работающее оборудование. Расчет прибыли на соответствующем временном интервале: Л – по линеаризованной зависимости; Н – точный расчет по линейной зависимости.

ПТ-60/75-130/13 (ст. № 1), Т-175/210-130 (ст. № 3, 4) работают как на нулевом интервале, так и на всех трех сутках расчетного периода; Т-185/220-130 (ст. № 5) – на нулевом интервале и на первых двух сутках расчетного периода, затем останавливается.

**Пример расчетов для балансирующего рынка.** С использованием представленного подхода проведены расчеты оптимальной конденсационной дозагрузки агрегатов крупной промышленно-отопительной ТЭЦ при известном прогнозном значении рыночной цены электроэнергии (Индикатора БР).

Были отобраны два базовых режима работы станции в отопительный период, в которых по прогнозам ИБР была возможна дополнительная выработка электроэнергии. Основные параметры выбранных режимов и состав включенного основного энергетического оборудования представлены в табл. 16.7. Для этих режимов решены задачи оценивания состояния, определены параметры оборудования и суммарные расходы топлива. Параметры основных агрегатов ТЭЦ (замеренные и определенные в результате решения задачи оценивания состояния) приведены в табл. 16.8, 16.9. Видно, что параметры, полученные с помощью модели, с достаточной точностью совпадают с замеренными, это дает основание утверждать, что рассчитанный расход топлива также достаточно близок к фактическому.

После оценивания состояния в базовых режимах работы были сформированы оптимизационные задачи по максимизации прибыли, получаемой за счет дополнительной выработки электроэнергии. В оптимизируемые параметры

Таблица 16.7

## Основные характеристики выбранных режимов работы ТЭЦ

Параметр	Номер режима	
	1	2
Тепловая нагрузка потребителя, Гкал/ч	1011	1047
Расход воды, т/ч:		
прямой сетевой	17 804	17 538
обратной сетевой	14 545	14 795
Температура воды, °С:		
прямой сетевой	99	104
обратной сетевой	59,6	60,7
Полная электрическая мощность станции, МВт	571	490
Расход пара 1,3 МПа от РОУ-14/1.3, т/ч	0	55
Состав ТГ, №	1–5	1, 3–5
Состав КА, №	1–6, 8	1, 2, 4–8
Прогнозное значение ИБР, руб./ (МВт·ч)	589,96	681,13
Цена топлива, руб./т у.т.	1580	1480
Минимальная норма прибыли предприятия, %	20	20

этой задачи, изменением которых (в заданных пределах) можно добиться улучшения значения целевой функции без нарушения ограничений, были включены расходы свежего пара на турбины, давления перед регулируемыми диафрагмами и расходы сетевой воды через подогреватели турбин типа Т, циркуляционной воды через конденсаторы турбин, а также расходы острого пара от котлов.

Таблица 16.8

Режимные параметры работы турбоагрегатов  
(замеренные и вычисленные с помощью математической модели\*)

Режим работы	Номер ТГ	Мощность, МВт	Расход свежего пара, т/ч	Расход пара из П-отбора, т/ч	Расход пара из Т-отбора, т/ч	Расход пара в конденсатор, т/ч	Расход воды через конденсатор, т/ч	
							Основной пучок	Встроенный пучок
Режим 1 (замер/расчет)	1	60/60	372/364	121/109	136/133	19/24	0/0	519/519
	2	54/54	332/320	110/99	98/118	24/25	0/0	469/469
	3	151/151	658/654	0	382/367	132/135	2245/2246	969/969
	4	164/164	725/725	0	420/410	146/131	2250/2250	942/942
	5	142/142	624/616	0	368/362	118/123	2107/2107	560/560
Режим 2 (замер/расчет)	1	53/53	387/383	232/220	85/78	12/14	0/0	349/349
	2	0	0	0	0	0	0	0
	3	131/131	588/573	0	369/386	40/52	0	777/777
	4	135/136	612/600	0	385/407	35/55	0	695/695
	5	171/171	810/777	0	521/532	33/50	0	801/801

\* В числителе отражены данные фактического режима работы; в знаменателе — величины, вычисленные с помощью математической модели.

В состав ограничений-неравенств вошли физические ограничения (на отрицательность расходов воды, пара и конденсата в различных элементах технологической схемы, положительный перепад давлений по ходу теплоносителя), технические ограничения (на максимальную электрическую мощность турбоагрегатов, пропускные способности трубопроводов и оборудования), а также ограничение на норму прибыли, минимальное ее значение было принято 20 %. Задача оптимизации включала более 30 оптимизируемых параметров и более 400 ограничений-неравенств. Параметры работы основного теплоэнергетического оборудования в полученных режимах представлены в табл. 16.10, 16.11, основные показатели работы станции – в табл. 16.12.

Таблица 16.9

**Паропроизводительности котлоагрегатов  
(замеренные и вычисленные с помощью математической модели), т/ч**

Режим работы	Номер котлоагрегата								
	1	2	3	4	5	6	7	8	
1	Замер	376	358	335	294	329	396	0	624
	Расчет	370	352	328	288	329	396	0	616
2	Замер	327	328	0	320	310	302	316	548
	Расчет	328	328	0	300	300	300	300	546

Таблица 16.10

**Оптимальные режимные параметры работы турбоагрегатов в прогнозируемых режимах**

Режим работы	Но-мер ТГ	Мощ-ность, МВт	Расход свежего пара, т/ч	Расход пара из П-отбора, т/ч	Расход пара из Т-отбора, т/ч	Расход пара в конденса-тор, т/ч	Расход воды через конденсатор, т/ч	
							Основной пучок	Встроен-ный пучок
Режим 1 (прогнозный)	1	65	386	109	146	24	0	519
	2	60	336	99	150	26	0	469
	3	181	755	0	272	263	7200	969
	4	174	754	0	419	131	7200	942
	5	174	741	0	423	139	7200	560
Режим 2 (прогнозный)	1	54	385	219	78	16	0	349
	2	0	0	0	0	0	0	0
	3	160	718	0	487	49	0	777
	4	180	754	0	325	215	10 800	695
	5	180	809	0	554	59	0	801

Таблица 16.11

**Паропроизводительности котлоагрегатов в прогнозируемых режимах, т/ч**

Режим работы	Номер котлоагрегата							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Режим 1 (прогнозный)	420	352	419	288	358	396	0	741
Режим 2 (прогнозный)	355	328	0	420	453	300	300	546

Таблица 16.12

## Основные технико-экономические показатели работы электростанции

Режим работы	Прогнозное значение Индикатора БР, руб./((МВт·ч)	Мощность ТЭС, МВт	Расход топлива, т у.т./ч	Удельный расход топлива на выработку дополнительной электроэнергии, кг/(МВт·ч)	Дополнительная прибыль, руб./ч	Топливная составляющая себестоимости дополнительно произведенной электроэнергии, руб./((МВт·ч)
<b>Режим 1</b>						
Базовый	—	571	262,5	—	—	—
	490,00	599	269,1	234,3	3397	370,2
	540,00	612	273,0	259,2	5292	409,5
Прогнозный	589,96	655	289,1	317,2	11 644	501,1
	3500,0	682	305,0	382,1	321 779	603,7
<b>Режим 2</b>						
Базовый	—	490	236,9	—	—	—
	480,00	523	245,3	253,2	3492	374,7
	530,00	549	254,4	295,0	5528	436,6
Прогнозный	681,13	574	263,9	318,9	17 741	475,7

\* \* \*

Таким образом, оптимальная электрическая мощность станции при прогнозных значениях Индикатора БР для режима 1 составляет 655 МВт, для режима 2 – 574 МВт (см. табл. 16.12). Помимо режимов с прогнозируемым значением Индикатора БР, были оптимизированы режимы работы при значениях индикатора, меньших чем прогнозные. Кроме того, для режима 1 проведена оптимизация при значении индикатора, существенно большем прогнозного. Это значение подобрано таким образом, чтобы при нем оптимальная мощность ТЭС достигла максимально возможного значения, ограниченного теплосъемом в градирнях.

Удельный расход топлива на дополнительную выработку электроэнергии (см. табл. 16.12), особенно при небольшом приросте электрической мощности, весьма низок. Это объясняется тем, что с ростом расхода пара в конденсаторы турбин уменьшается дросселирование этого пара на регулирующих диафрагмах, увеличивается эффективность регенеративного подогрева питательной воды и осуществляется более оптимальное распределение тепловых нагрузок теплофикационных турбин между верхним и нижним теплофикационными отборами. В связи с этим увеличивается выработка электроэнергии на тепловом потреблении. В результате конденсационная выработка повышается на меньшую величину, чем суммарная мощность ТЭС. При высоких значениях Индикатора БР турбоагрегаты станции могут загружаться выше своих номинальных показателей. Происходит снижение расхода пара из регулируемых отборов турбин и замещение его паром от редукционно-охладительных установок. При таком режиме снижается выработка электроэнергии на тепловом потреблении, а конденсационная выработка растет быстрее, чем увеличивается мощность ТЭС. Это приводит к резкому росту удельного расхода топлива на дополнительную



выработку электроэнергии. При оптимизационных расчетах для правильного учета указанных эффектов необходимо использовать достаточно подробные модели оборудования ТЭЦ.

Следует отметить, что фактическая прибыль от дополнительной загрузки ТЭЦ сильно зависит от того, насколько фактическое значение ИБР будет отличаться от его прогнозного значения. При уменьшении фактического ИБР относительно прогнозного в оптимальном режиме норма прибыли может оказаться ниже приемлемой величины. Чтобы сократить риск таких ситуаций, следует при оптимизации принимать достаточно большое значение минимально допустимой нормы прибыли  $r$ , превосходящее приемлемую величину.

---

## **Глава 17 КОМПЛЕКСНАЯ МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАТРАТ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ НА ТЭС РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА**

---

Угольным электростанциям нередко приходится работать на топливе переменного качества и заменять один вид топлива другим. В настоящее время практически все тепловые электрические станции Дальнего Востока уже несколько лет функционируют на непроектных топливах, причем используют угли не менее 3–5 месторождений. Рассматривается возможность использования на электростанциях этого региона альтернативных (в данном контексте – взаимозаменяемых для базовых углей) видов угольного топлива, в том числе дальнепривозного. Возможность оценки последствий от изменения состава сжигаемого топлива для данных ТЭС является весьма актуальной задачей.

Состав угля, его физико-химические характеристики существенно влияют на работу энергоустановок ТЭС. В первую очередь это касается основного и вспомогательного оборудования котельного цеха. Показатели работы котлов при замене проектного топлива каким-либо другим, как правило, ухудшаются в большей или меньшей степени. Существенные отклонения некоторых характеристик углей могут привести к серьезным эксплуатационным проблемам.

Увеличение влажности и уменьшение теплотворной способности топлива приводят к некоторому снижению КПД брутто котла в связи с ростом потерь тепла с уходящими газами, а также к увеличению расхода электроэнергии на собственные нужды (на дымососы и мельницы). Уменьшение теплоты сгорания топлива при одной и той же нагрузке электростанции приводит к необходимости перерабатывать большее количество натурального топлива, шлаков, уловленной золы с соответствующими затратами средств и труда.

При увеличении содержания золы и серы в топливе увеличиваются вредные выбросы от ТЭС в воздушный бассейн и, соответственно, растет плата за эти вредные выбросы. Кроме того, возрастает объем золы, транспортируемой на золоотвал, что приводит к дополнительным затратам на транспортировку золы, а также к росту платы за использование золоотвала.

Более высокая абразивность топлива приводит к росту затрат на замену бил и билодержателей у молотковых мельниц, лопаток у мельниц-вентиляторов, а также брони у обоих типов мельниц. Абразивность золы топлива оказывает большое влияние на работу котельного оборудования. Золовым износом труб вызывается значительное число повреждений поверхностей нагрева котлоагрегата. При этом около 80 % повреждений от золотого износа приходится на трубы и змеевики, расположенные в конвективных газоходах.

Следует отметить, что в настоящее время отсутствует комплексная методика оценки затрат, связанных с использованием на ТЭС конкретного вида топлива. Вместе с тем анализ изложенного выше позволяет сделать вывод об актуальности создания такой методики.

**Описание комплексной методики определения затрат и равноэкономичных цен топлив при использовании на ТЭС различных видов угля.** Необходимо учитывать последствия от изменения состава сжигаемого топлива на эксплуатацию обо-

рудования по всей технологической цепочке использования угля: от разгрузки и складирования угля до выбросов вредных веществ в атмосферу, транспортирования и хранения золошлаковых отходов и т. д.

Часть суммарных ежегодных затрат по ТЭС, связанная с физико-химическими свойствами топлива и его ценой, может быть представлена в следующем виде:

$$Z^T = U^{\text{топл}} + U^{\text{т.скл}} + U^{\text{рем.скл}} + U^{\text{рем.кот}} + U^{\text{з.улав}} + U^{\text{рем.з.улав}} + U^{\text{з.удал}} + U^{\text{рем.з.удал}} + U^{\text{з.хр}} + U^{\text{з.выбр}} + U^{\text{SO}_2\text{выбр}}, \quad (17.1)$$

где  $U^{\text{топл}}$  – затраты на покупку и перевозку топлива, руб.;  $U^{\text{т.скл}}$  – затраты на разгрузку, складирование и подачу топлива, руб.;  $U^{\text{рем.скл}}$  – затраты на ремонт систем разгрузки, складирования и подачи топлива, руб.;  $U^{\text{рем.кот}}$  – затраты на ремонт основного и вспомогательного котельного оборудования, руб.;  $U^{\text{з.улав}}$  – затраты на золоулавливание, руб.;  $U^{\text{рем.з.улав}}$  – затраты на ремонт систем золоулавливания, руб.;  $U^{\text{з.удал}}$  – затраты на золошлакоудаление, руб.;  $U^{\text{рем.з.удал}}$  – затраты на ремонт систем золошлакоудаления, руб.;  $U^{\text{з.хр}}$  – затраты на хранение золы и шлака, руб.;  $U^{\text{з.выбр}}$  – плата за выбросы золы, руб.;  $U^{\text{SO}_2\text{выбр}}$  – плата за выбросы  $\text{SO}_2$ , руб.

Величины, входящие в выражение (17.1) определяются следующим образом.

Затраты на покупку и перевозку твердого топлива:

$$U^{\text{топл}} = C^{\text{топл}} \cdot B^{\text{год}}, \quad (17.2)$$

где  $C^{\text{топл}}$  – цена 1 т условного топлива с учетом доставки, руб./т у.т.;  $B^{\text{год}}$  – годовой расход условного топлива, т у.т.

Потребление натурального топлива пересчитывается в условное по соотношению

$$B_{\text{у.т}} = B_{\text{нат}} \cdot \frac{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{Q_{\text{у.т}}}, \quad (17.3)$$

где  $B_{\text{у.т}}$ ,  $B_{\text{нат}}$  – расход условного и натурального топлива соответственно, т;  $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$  – низшая теплота сгорания рабочей массы натурального топлива, кДж/кг;  $Q_{\text{у.т}} = 29\,300$  кДж/кг – теплота сгорания условного топлива.

Среднегодовой расход угля по ТЭС определяется

$$B^{\text{год}} = \sum_i \tau_i B_i^{\text{н}}, \quad (17.4)$$

где  $\tau_i$  – число часов работы котла при разной паропроизводительности;  $B_i^{\text{н}}$  – расход топлива при данной паропроизводительности, кг/ч.

Затраты на разгрузку, складирование и подачу твердого топлива можно рассчитать:

$$U^{\text{т.скл}} = C^{\text{т.скл}} \cdot B^{\text{год}}, \quad (17.5)$$

где  $C^{\text{т.скл}}$  – удельные затраты на разгрузку, складирование и подачу твердого топлива, руб./т у.т.

Затраты на ремонт систем разгрузки, складирования и подачи твердого топлива:

$$U^{\text{рем.скл}} = C^{\text{рем.скл}} \cdot B^{\text{год}}, \quad (17.6)$$

где  $C^{\text{рем.скл}}$  – удельные затраты на ремонт систем разгрузки, складирования и подачи твердого топлива, руб./т у.т.

**Затраты на ремонт основного и вспомогательного котельного оборудования** (с учетом абразивности топлива и золы) включают в себя затраты, связанные с расходами на ремонт систем пылеприготовления и ремонт конвективных поверхностей нагрева котла – водяного экономайзера (ВЭК) и воздухоподогревателя (ВЗП):

$$U^{\text{рем.кот}} = C_{\text{пыл}} + C_{\text{ВЭК}} + C_{\text{ВЗП}}, \quad (17.7)$$

где  $C_{\text{пыл}}$  – годовые затраты на ремонт систем пылеприготовления, руб.;  $C_{\text{ВЭК}}$  – годовые затраты на ремонт водяного экономайзера, руб.;  $C_{\text{ВЗП}}$  – годовые затраты на ремонт воздухоподогревателя, руб.

Годовые затраты на ремонт систем пылеприготовления котла (приведенные к началу расчетного периода), обусловленные абразивностью топлива, определяются

$$C_{\text{пыл}} = \frac{S_{\text{пыл}} \cdot n}{(1 + E)^{\tau_{\text{пыл}}}} \frac{1}{\tau_{\text{пыл}}}, \quad (17.8)$$

где  $S_{\text{пыл}}$  – стоимость изготовления и замены сменного набора бил, билодержателей и брони на одну мельницу, руб.;  $n$  – число мельниц, установленных на котле;  $E$  – ставка дисконтирования, выражаемая в долях;  $\tau_{\text{пыл}}$  – срок службы сменного набора бил, билодержателей и брони мельницы до замены.

Годовые затраты на замену водяного экономайзера котла (или его ступени), приведенные к началу расчетного периода, вычисляются

$$C_{\text{ВЭК}} = \frac{S_{\text{ВЭК}}}{(1 + E)^{\tau_{\text{ВЭК}}}} \frac{1}{\tau_{\text{ВЭК}}}, \quad (17.9)$$

где  $S_{\text{ВЭК}}$  – стоимость изготовления и замены водяного экономайзера, руб.;  $\tau_{\text{ВЭК}}$  – срок службы водяного экономайзера до замены.

Годовые затраты на замену воздухоподогревателя (или его ступени), приведенные к началу расчетного периода, рассчитываются

$$C_{\text{ВЗП}} = \frac{S_{\text{ВЗП}}}{(1 + E)^{\tau_{\text{ВЗП}}}} \frac{1}{\tau_{\text{ВЗП}}}, \quad (17.10)$$

где  $S_{\text{ВЗП}}$  – стоимость изготовления и замены воздухоподогревателя, руб.;  $\tau_{\text{ВЗП}}$  – срок службы воздухоподогревателя до замены.

Затраты на золоулавливание:

$$U^{\text{з.улав}} = C^{\text{з.улав}} \cdot B^{\text{год}}, \quad (17.11)$$

где  $C^{\text{з.улав}}$  – удельные затраты на золоулавливание, руб./т у.т.

Удельные затраты на золоулавливание определяются

$$C^{\text{з.улав}} = \frac{A^P \cdot 29 \cdot 300}{Q_{\text{H}}^P} \cdot Z^{\text{з.улав}} \cdot K_{\text{ул}} (1 - a_{\text{шл}}), \quad (17.12)$$

где  $A^P$  – зольность топлива, выраженная в долях;  $Z^{\text{з.улав}}$  – удельные затраты на золоулавливание 1 т летучей золы твердого топлива, руб./т золы;  $K_{\text{ул}}$  – коэффициент улавливания золы;  $a_{\text{шл}}$  – доля минеральной части угля, попадающей в шлак.

Затраты на ремонт систем золоулавливания следующие:

$$U^{\text{рем.з.улав}} = C^{\text{рем.з.улав}} \cdot B^{\text{год}}, \quad (17.13)$$

где  $C^{\text{рем.з.улав}}$  – удельные затраты на ремонт систем золоулавливания, руб./т у.т.

Удельные затраты на ремонт систем золоулавливания определяются

$$C_{\text{рем.з.улав}} = \frac{A^P \cdot 29\,300}{Q_H^P} \cdot Z_{\text{рем.з.улав}} \cdot K_{\text{ул}} (1 - a_{\text{шл}}), \quad (17.14)$$

где  $Z_{\text{рем.з.улав}}$  – удельные затраты на ремонт систем золоулавливания в расчете на 1 т летучей золы твердого топлива, руб./т золы.

Затраты на золошлакоудаление:

$$U^{\text{з.удал}} = C^{\text{з.удал}} \cdot B^{\text{год}}, \quad (17.15)$$

где  $C^{\text{з.удал}}$  – удельные затраты на золошлакоудаление, руб./т у.т.

Затраты на золошлакоудаление золы различных углей (на 1 т у.т.) определяются

$$C^{\text{з.удал}} = \frac{A^P \cdot 29\,300}{Q_H^P} \cdot Z_{\text{гидр}} [K_{\text{ул}} (1 - a_{\text{шл}}) + a_{\text{шл}}], \quad (17.16)$$

где  $Z_{\text{гидр}}$  – удельные затраты на гидрозолоудаление 1 т золы и шлака твердого топлива, руб./т золы.

Затраты на ремонт систем золошлакоудаления:

$$U_{\text{рем.з.удал}} = C_{\text{рем.з.удал}} \cdot B^{\text{год}}, \quad (17.17)$$

где  $C_{\text{рем.з.удал}}$  – удельные затраты на ремонт систем золошлакоудаления, руб./т у.т.

Удельные затраты на ремонт систем золошлакоудаления определяются

$$C_{\text{рем.з.удал}} = \frac{A^P \cdot 29\,300}{Q_H^P} \cdot Z_{\text{рем.гидр}} [K_{\text{ул}} (1 - a_{\text{шл}}) + a_{\text{шл}}], \quad (17.18)$$

где  $Z_{\text{рем.гидр}}$  – удельные затраты на ремонт систем гидрозолоудаления в расчете на 1 т золы и шлака твердого топлива, руб./т золы.

Затраты на хранение золы и шлака:

$$U^{\text{з.хр}} = C^{\text{з.хр}} \cdot B^{\text{год}}, \quad (17.19)$$

где  $C^{\text{з.хр}}$  – удельные затраты на хранение золы и шлака, руб./т у.т.

Удельные затраты на хранение золы и шлака составляют

$$C^{\text{з.хр}} = \frac{A^P \cdot 29\,300}{Q_H^P} \cdot Z^{\text{з.хр}} [K_{\text{ул}} (1 - a_{\text{шл}}) + a_{\text{шл}}], \quad (17.20)$$

где  $Z^{\text{з.хр}}$  – удельные затраты на хранение золы и шлака в расчете на 1 т золы твердого топлива, руб./т золы.

Плата за выбросы золы:

$$U^{\text{з.выбр } j} = C^{\text{з.выбр } j} \cdot B^{\text{год}}, \quad (17.21)$$

где  $C^{\text{з.выбр } j}$  – удельная плата за выбросы золы, руб./т у.т.

Удельная плата за выбросы золы определяется

$$C^{\text{з.выбр } j} = \frac{A^P \cdot 29\,300}{Q_H^P} \cdot C_{\text{зол}}^{\text{выбр } j} (1 - K_{\text{ул}}) (1 - a_{\text{шл}}), \quad (17.22)$$

где  $C_{\text{зол}}^{\text{выбр } 1}$  – удельная плата за выбросы при соблюдении ПДВ, руб./т золы;  $C_{\text{зол}}^{\text{выбр } 2}$  – удельная плата за выбросы при превышении ПДВ, но соблюдении временно согласованных выбросов, руб./т золы;  $C_{\text{зол}}^{\text{выбр } 3}$  – удельная плата при превышении временно согласованных выбросов, руб./т золы.

Плата за выбросы  $\text{SO}_2$ :

$$U^{\text{SO}_2 \text{ выбр}} = C^{\text{SO}_2 \text{ выбр } k} \cdot B^{\text{год}}, \quad (17.23)$$

где  $C^{\text{SO}_2 \text{ выбр}(k)}$  – удельная плата за выбросы  $\text{SO}_2$ , руб./т у.т.

Удельная плата за выбросы  $\text{SO}_2$ :

$$C^{\text{SO}_2 \text{ выбр } k} = \frac{S^P \cdot 29 \cdot 300}{Q_{\text{H}}^P} \frac{\mu_{\text{SO}_2}}{\mu_{\text{S}}} C_{\text{SO}_2}^{\text{выбр } k}, \quad (17.24)$$

где  $S^P$  – содержание серы в топливе, выраженное в долях;  $\mu_{\text{S}} = 32$  – молекулярная масса серы, кг/кмоль;  $\mu_{\text{SO}_2} = 64$  – молекулярная масса  $\text{SO}_2$ , кг/кмоль;  $C_{\text{SO}_2}^{\text{выбр } 1}$  – удельная плата за выбросы при соблюдении ПДВ, руб./т  $\text{SO}_2$ ;  $C_{\text{SO}_2}^{\text{выбр } 2}$  – удельная плата при превышении ПДВ, но соблюдении временно согласованных выбросов, руб./т  $\text{SO}_2$ ;  $C_{\text{SO}_2}^{\text{выбр } 3}$  – удельная плата при превышении временно согласованных выбросов, руб./т  $\text{SO}_2$ .

При определении сравнительной эффективности твердого топлива с разными характеристиками необходимо учитывать:

⇒ суммарные затраты, указанные выше  $\left( C_{\text{сум}} = \sum_1^{11} C_l \right)$ , включающие стоимость 1 т у.т. данного вида топлива;

⇒ коэффициент относительной энергетической эффективности углей.

Коэффициент относительной энергетической эффективности для базового угля принимаем равным единице, а для альтернативного угля определяем как отношение КПД нетто котла, работающего на альтернативном угле, к КПД нетто котла при использовании базового угля.

КПД котла нетто определяется

$$\eta_{\text{нетто}} = \frac{\eta_{\text{брутто}}}{1 + \frac{n_{\text{сн}} \cdot b_{\text{уд}}}{10^6}}, \quad (17.25)$$

где  $\eta_{\text{брутто}}$  – КПД котла брутто;  $n_{\text{сн}}$  – расход электроэнергии на собственные нужды (на 1 т у.т. сожженного в котле угля), кВт·ч/т у.т.;  $b_{\text{уд}}$  – удельный расход топлива на производство электроэнергии на замыкающих станциях системы, т у.т./кВт·ч.

Альтернативное угольное топливо может конкурировать с проектным при выполнении следующего условия:

$$\Pi^a \leq \mathcal{Z}_{\text{сум}}^{\text{пр}} \cdot \kappa^a - \mathcal{Z}_{\text{сум}}^a + \Pi^{\text{пр}} \cdot \kappa^a, \quad (17.26)$$

где  $\Pi^{\text{пр}}$ ,  $\Pi^a$  – стоимость 1 т у.т. проектного и альтернативного угля соответственно;  $\mathcal{Z}_{\text{сум}}^{\text{пр}}$ ,  $\mathcal{Z}_{\text{сум}}^a$  – суммарные затраты на 1 т у.т. проектного и альтернативного топлива соответственно;  $\kappa^a$  – коэффициент относительной энергетической эффективности альтернативного угля.

На основе данного выражения при замене в нем знака неравенства на знак равенства можно получить стоимость натуральной тонны альтернативных углей как функцию от стоимости натуральной тонны проектного угля, при которой использование альтернативного угольного топлива будет равноэкономичным.

Предложенная методика позволяет определять затраты, связанные с заменой проектного топлива на альтернативное, и оценить экономическую целесообразность использования альтернативного топлива.

Изменение свойств твердого топлива оказывает основное влияние на характеристики и параметры работы котла, в том числе абразивный износ поверхностей нагрева (прежде всего определяемый составом и концентрацией золы, скоростью дымовых газов по газовоздушному тракту котла). Для нахождения указанных величин требуется проводить поверочные тепловой и аэродинамический расчеты котла в характерных режимах его работы. В связи с этим необходима разработка подробной математической модели котла, позволяющей достаточно быстро определять требуемые характеристики и параметры при использовании разных видов топлива и различных нагрузок котла.

**Определение затрат, связанных с заменой проектного топлива на альтернативное, и оценка экономической целесообразности использования альтернативного топлива на примере котлов БКЗ-420-140 Благовещенской ТЭЦ.** На данной ТЭЦ установлены четыре энергетических паровых котла БКЗ-420-140 паропроизводительностью по 420 т/ч каждый. Проектные характеристики котлоагрегата: давление пара на выходе из котлов 140 кгс/см<sup>2</sup>, температура 565 °С. Во всех котлах осуществляется факельное сжигание угольной пыли с сухим шлакоудалением. На котлоагрегатах станции № 1, 2, 3 очистка уходящих газов от золы производится в мокрых скрубберах ВТИ-4000 в количестве 12 шт. с трубами Вентури (проектная эффективность очистки 94 %). На котлоагрегате станции № 4 установлен электрофильтр ЭГБМ 2-64-12-6-4 (проектная эффективность очистки 99 %). Шлак и зола от котлов транспортируется с помощью системы гидрозолоудаления на золоотвал. На всех котлах используются индивидуальные системы пылеприготовления с прямым вдуванием угольной пыли, включающие в себя по четыре молотковые мельницы.

Использованная математическая модель поверочного расчета парового котла разработана с применением системы машинного построения программ для персональных компьютеров (СМПП-ПК) [53].

При разработке математической модели котла БКЗ-420-140 были использованы ранее созданные в ИСЭМ СО РАН модели его элементов, ориентированные на выполнение поверочных расчетов.

Создана расчетная технологическая схема парового котла (рис. 17.1), которая включает: камеру сгорания (КС); топочную камеру (ТОР); топочные экраны (ЕК); барабан (SEP); две ступени ширмового пароперегревателя (S1, S2); три ступени конвективного пароперегревателя (KPP1, KPP2, KPP3); фестон (F1); конденсатор собственного конденсата (КСК), служащий для регулирования температуры пара в период эксплуатации посредством впрыска в парохладители первой (W1) и второй (W2) ступеней; панели задней стены опускного газохода (F2); две ступени водяного экономайзера (BE1, BE2); две ступени воздухоподогревателя (BP1, BP2); дымосос (DC); дутьевой вентилятор (DB).

Кроме указанных элементов в технологической схеме используются раздвоители (RQ, R1–R4, RW, RVP) и смесители (СМ1–СМ4) потоков.

Учтены присосы воздуха по газовоздушному тракту: после конвективного пароперегревателя (PRK), после первой (PRE1) и второй (PRE2) по ходу дымовых газов ступеней экономайзера.

Материальные (газовоздушный и пароводяной) и энергетический (тепловой) потоки учтены связями между соответствующими элементами схемы. Приняты следующие обозначения связей: w – по воде, p – по пару, q – по теплу, s – по пароводяной смеси, G – по дымовым газам, B – по воздуху. В качестве

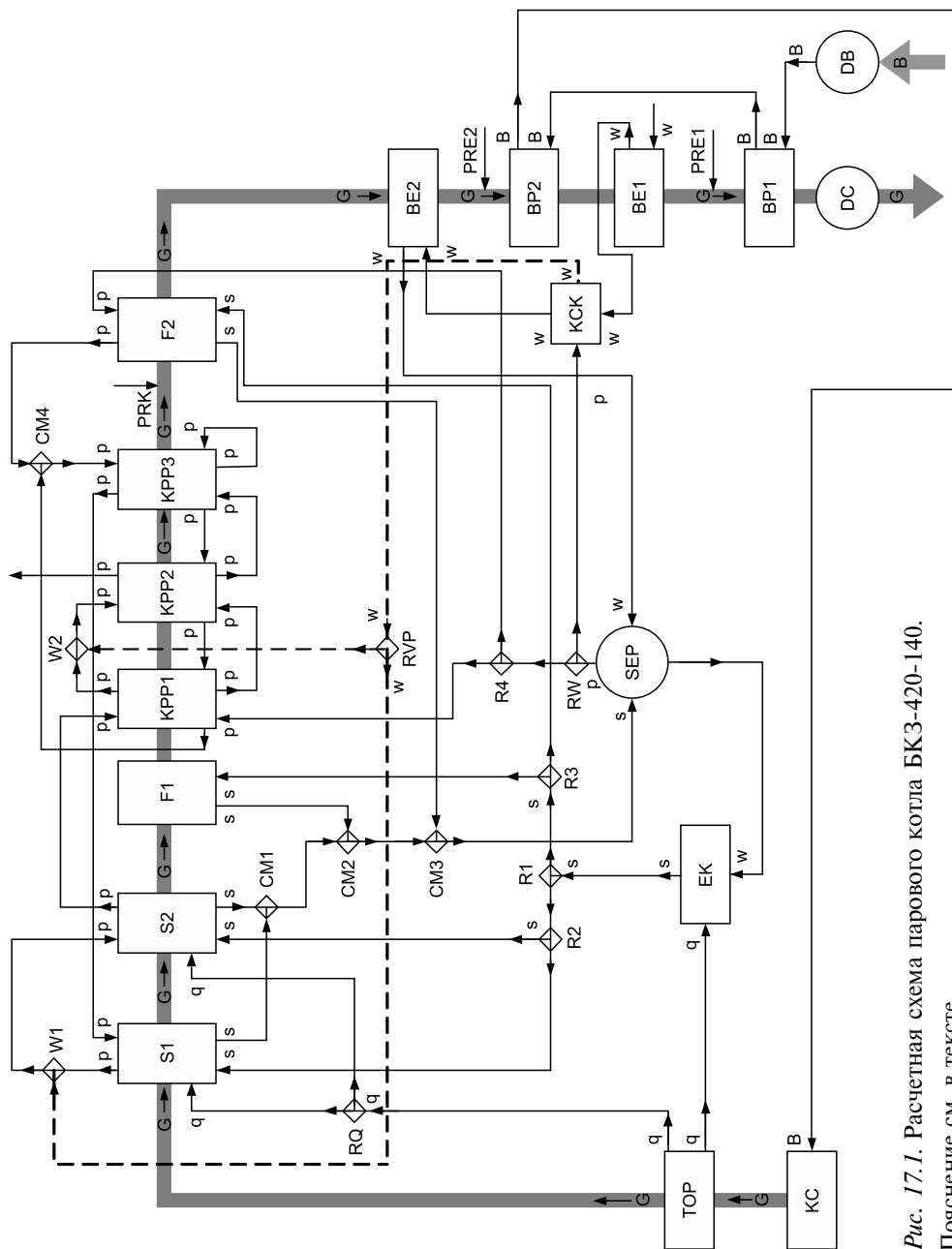


Рис. 17.1. Расчетная схема парового котла БКЗ-420-140. Пояснение см. в тексте.



исходных данных для математической модели котла принимались площади поверхностей нагрева, диаметры, шаги, число и расположение труб, а также тепловые нагрузки котла, температура питательной воды, воздуха, требуемая температура пара. В модели реализуется поверочный расчет, в результате определяются расходы топлива, воздуха, продуктов сгорания и их температура по газовоздушному тракту, скорости продуктов сгорания в поверхностях нагрева, температура металла труб и др.

Проверена адекватность разработанной математической модели реальному устройству. Моделирование различных процессов и устройств имеет практическое значение в том случае, если созданная модель достаточно точно отражает (или описывает) поведение реального объекта. Адекватность полученной модели может быть проверена путем сопоставления значений выходных параметров с результатами аналитических расчетов либо с экспериментальными данными. В настоящей работе выполнение требования адекватности созданной математической модели оценивалось с использованием аналитических зависимостей, полученных на основе нормативного метода теплового расчета котельных агрегатов [149].

Проектным топливом Благовещенской ТЭЦ являются бурые угли Райчихинского месторождения. В настоящее время дополнительно к основному топливу используются привозные угли Харанорского месторождения (Читинская область). Кроме того, приведен пример расчета затрат при использовании на ТЭЦ углей Ургальского месторождения (Хабаровский край).

В табл. 17.1 приведены характеристики углей Райчихинского, Харанорского и Ургальского месторождений [8].

Показатели энергетической эффективности котла БКЗ-420-140 на райчихинском, харанорском и ургальском угле, полученные в результате расчетов на подробной математической модели котла, представлены в табл. 17.2.

Коэффициент относительной энергетической эффективности топлива принимался для райчихинского угля (как для базового) равным единице, а для харанорского и ургальского – равным отношению КПД нетто котла при его работе на указанных углях к его КПД нетто при использовании райчихинского угля. В табл. 17.3 приведены затраты на покупку, перевозку, разгрузку, складирование и подачу угольного топлива, а также на ремонт систем разгрузки, складирования и подачи угольного топлива.

Таблица 17.1

## Характеристики углей

Характеристика	Уголь		
	райчихинский	харанорский	ургальский
Содержание, %:			
углерода	37,7	36,4	50,9
водорода	2,3	2,3	3,6
кислорода	12,2	11,4	7,4
серы	0,3	0,3	0,4
азота	0,6	0,5	0,6
Влажность, %	37,5	40,5	7,5
Зольность, %	9,4	8,6	29,6
Низшая теплота сгорания, кДж/кг	12 740	12 486	20 070

Таблица 17.2

## Показатели энергетической эффективности котла БКЗ-420-140

Показатель	Уголь		
	райчихинский	харанорский	ургальский
КПД брутто котла, %	88,91	88,83	90,26
Расход электроэнергии на собственные нужды, кВт·ч/т у.т.	203,63	204,03	196,40
КПД нетто котла, %	79,15	79,06	80,66
Коэффициент относительной энергетической эффективности топлив (с учетом КПД котлов)	1	0,999	1,019

Таблица 17.3

## Затраты на покупку, перевозку, разгрузку, складирование и подачу топлива, руб./т у.т.

Затраты	Уголь		
	райчихинский	харанорский	ургальский
На покупку и перевозку	1117,44	1203,69	1415,20
На разгрузку, складирование и подачу	91,70	93,55	58,20
На ремонт систем разгрузки, складирования и подачи	50,10	51,11	31,80
Суммарные	1259,24	1348,35	1505,20

Стоимость 1 т натурального топлива с учетом доставки составляет:

- для райчихинского угля – 485,29 руб.;
- для харанорского – 512,43 руб.;
- для ургальского – 968,40 руб.

При определении затрат, связанных с расходами на ремонты котлов (с учетом абразивности):  $S_{\text{пыл}} = 1491,788$  тыс. руб. на 4 мельницы;  $E = 0,08$ ;  $S_{\text{взп}} = 1850,248$  тыс. руб.;  $S_{\text{вЭК}} = 11277,12$  тыс. руб. Среднегодовой расход угля по ТЭЦ составляет 524 653,23 т у.т. Число часов работы каждого котла за год – 4540.

При расчете затрат на ремонт котельного оборудования значения коэффициента абразивности золы топлива определены экспертным путем и составляют: райчихинский уголь –  $9 \cdot 10^{-9}$  мм·с<sup>2</sup>/(г·ч); харанорский уголь –  $14 \cdot 10^{-9}$  мм·с<sup>2</sup>/(г·ч); ургальский уголь –  $24 \cdot 10^{-9}$  мм·с<sup>2</sup>/(г·ч). Затраты на ремонт основного и вспомогательного оборудования приведены в табл. 17.4.

Таблица 17.4

## Затраты на ремонт основного и вспомогательного оборудования, руб./т у.т.

Затраты	Уголь		
	райчихинский	харанорский	ургальский
На ремонт систем пылеприготовления	56,00	42,21	63,75
На замену воздухоподогревателя	0,0064	0,0377	0,3936
На замену экономайзера	0,064	0,254	2,390
Суммарные	56,07	42,50	66,53

Таблица 17.5

## Затраты на золоулавливание, золошлакоудаление и ремонт, руб./т у.т.

Затраты	Уголь		
	райчихинский	харанорский	ургальский
На золоулавливание	9,30	8,68	18,58
На ремонт систем золоулавливания	7,00	6,53	13,99
На золошлакоудаление	15,30	14,28	30,58
На ремонт систем золошлакоудаления	7,50	7,00	14,99
На хранение золы шлака	5,10	4,76	10,19
Суммарные	44,20	41,25	88,33

Таблица 17.6

## Плата за выбросы золы, руб./т у.т.

Плата за выбросы золы	Уголь		
	райчихинский	харанорский	ургальский
При соблюдении ПДВ	0,582	0,543	1,163
При превышении ПДВ, но соблюдении ВСВ	2,910	2,715	5,815
При превышении временно согласованных выбросов	14,550	13,575	29,075

Таблица 17.7

## Плата за выбросы серы, руб./т у.т.

Плата за выбросы серы	Уголь		
	райчихинский	харанорский	ургальский
При соблюдении ПДВ	0,690	0,704	0,584
При превышении ПДВ, но соблюдении ВСВ	3,450	3,520	2,920
При превышении временно согласованных выбросов	17,250	17,600	14,600

При расчете затрат на золошлакоудаление и золоулавливание золы различных углей:  $Z_{\text{з.улав}}^{\text{з.улав}} = 47,11$  руб./т золы (поскольку на Благовещенской ТЭЦ применяется и мокрое, и сухое золоулавливание, то в удельных затратах учтены оба способа);  $Z_{\text{рем.з.улав}}^{\text{рем.з.улав}} = 35,46$  руб./т золы;  $Z_{\text{гидр}}^{\text{гидр}} = 73,479$  руб./т золы;  $Z_{\text{рем.гидр}}^{\text{рем.гидр}} = 36,02$  руб./т золы;  $Z_{\text{з.хр}}^{\text{з.хр}} = 24,49$  руб./т золы;  $k_{\text{ул}} = 0,96$ ;  $a_{\text{шл}} = 0,05$ . Затраты на золоулавливание, золошлакоудаление и ремонт приведены в табл. 17.5.

При определении удельной платы за выбросы золы:  $Z_{\text{зол}}^{\text{выбр}^1} = 70,76$  руб./т золы;  $Z_{\text{зол}}^{\text{выбр}^2} = 353,80$  руб./т золы;  $Z_{\text{зол}}^{\text{выбр}^3} = 1769,0$  руб./т золы, плата за выбросы золы представлена в табл. 17.6.

При определении удельной платы за выбросы серы:  $Z_{\text{сер}}^{\text{выбр}^1} = 49,94$  руб./т  $\text{SO}_2$ ;  $Z_{\text{сер}}^{\text{выбр}^2} = 249,7$  руб./т  $\text{SO}_2$ ;  $Z_{\text{сер}}^{\text{выбр}^3} = 1248,5$  руб./т  $\text{SO}_2$ , плата за выбросы серы представлена в табл. 17.7.

Суммарные затраты с учетом и без учета стоимости топлива при соблюдении предельно допустимых выбросов приведены в табл. 17.8.

Таблица 17.8

## Суммарные затраты с учетом и без учета стоимости топлива, руб./т у.т.

Суммарные затраты	Уголь		
	райчихинский	харанорский	ургальский
<i>С учетом стоимости топлива</i>			
При соблюдении ПДВ	1360,782	1433,357	1661,617
При превышении ПДВ, но соблюдении ВСВ	1365,870	1438,345	1668,605
При превышении временно согласованных выбросов	1391,310	1463,285	1703,545
<i>Без учета стоимости топлива</i>			
При соблюдении ПДВ, без учета стоимости угля	243,34	229,67	246,42

Таблица 17.9

## Равноэкономичные для Благовещенской ТЭЦ цены углей, руб./т н.т.

№ п/п	Цена угля		
	райчихинского	харанорского	ургальского
1	470	466,31	755,40
2	480	476,11	771,45
3	490	485,91	787,50
4	500	495,71	804,05
5	510	505,51	820,11
6	520	515,31	836,17
7	530	252,11	852,23
8	540	534,91	868,29
9	550	544,71	884,35

Конкурентоспособность харанорского и ургальского углей по сравнению с райчихинским будет происходить при выполнении следующих условий:

$$Ц^{хар} \leq Z_{сум}^{райч} \cdot K^{хар} - Z_{сум}^{хар} + Ц^{райч} \cdot K^{хар}, \quad (17.27)$$

$$Ц^{ург} \leq Z_{сум}^{райч} \cdot K^{ург} - Z_{сум}^{ург} + Ц^{райч} \cdot K^{ург}, \quad (17.28)$$

где  $Ц^{райч}$ ,  $Ц^{хар}$ ,  $Ц^{ург}$  — стоимость 1 т у.т. райчихинского, харанорского и ургальского угля соответственно;  $Z_{сум}^{райч}$ ,  $Z_{сум}^{хар}$ ,  $Z_{сум}^{ург}$  — суммарные затраты на 1 т у.т. райчихинского, харанорского и ургальского угля соответственно;  $K^{хар}$ ,  $K^{ург}$  — коэффициенты относительной энергетической эффективности харанорского и ургальского угля соответственно.

При соблюдении ПДВ при использовании рассматриваемых углей получаем

$$Ц^{хар} \leq 13,43 + Ц^{райч} \cdot 0,999, \quad (17.29)$$

$$Ц^{ург} \leq 1,543 + Ц^{райч} \cdot 1,019. \quad (17.30)$$

При переходе к ценам натурального топлива неравенства (17.29) и (17.30) примут вид

$$C_{\text{H}}^{\text{хар}} \leq 5,71 + C_{\text{H}}^{\text{райч}} \cdot 0,98, \quad (17.31)$$

$$C_{\text{H}}^{\text{ург}} \leq 1,055 + C_{\text{H}}^{\text{райч}} \cdot 1,606, \quad (17.32)$$

где  $C_{\text{H}}^{\text{райч}}$ ,  $C_{\text{H}}^{\text{хар}}$ ,  $C_{\text{H}}^{\text{ург}}$  – цена натуральной тонны райчихинского, харанорского и ургальского угля соответственно.

В табл. 17.9 представлены цены натуральной тонны харанорского и ургальского угля как функции от цены райчихинского угля, при которых использование все трех рассматриваемых видов углей на Благовещенской ТЭЦ будет равноэкономичным. Значения получены на основе выражений (17.31) и (17.32) при замене в них знаков неравенств на знаки равенств.

\* \* \*

Разработанная комплексная методика оценки затрат, связанных со сжиганием на энергетических паровых котлах углей различных марок, позволяет учесть изменение (при переходе от одной марки угля к другой) следующих затрат:

- на покупку и перевозку топлива;
- на разгрузку, складирование и подачу топлива;
- на ремонт систем разгрузки, складирования и подачи топлива;
- на ремонт основного и вспомогательного котельного оборудования;
- на золоулавливание и золошлакоудаление;
- на ремонт систем золоулавливания и золошлакоудаления;
- на хранение золы и шлака;
- плата за выбросы золы;
- плата за выбросы  $\text{SO}_2$ .

---

## Глава 18 ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБОВ СНИЖЕНИЯ СКОРОСТИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ КОРРОЗИИ КОТЛОАГРЕГАТОВ

---

### 18.1. Характер процесса низкотемпературной коррозии

Процесс низкотемпературной серноокислотной коррозии, протекающий на конвективных поверхностях теплообмена котлоагрегата (КА), зачастую приводит к нарушению нормальной работы этих поверхностей и снижению эффективности работы всего КА. Особенно сильно наличие низкотемпературной коррозии при сжигании низкокачественных высокосернистых углей сказывается на надежности работы последней по ходу газов теплообменной поверхности – воздухоподогревателя (ВЗП), и, как следствие, на надежности работы котлоагрегата в целом (возникают перетечки воздуха в дымовые газы, приводящие к увеличению нагрузки на дутьевой вентилятор и дымосос и к снижению общей экономичности КА, увеличиваются потери с механическим недожогом, что связано с возникновением недостатка подаваемого в топку воздуха при номинальной нагрузке на котел и т. д. [98, 179]).

Необходимость изучения характера процесса низкотемпературной коррозии на различных его стадиях и определения влияющих на скорость его протекания параметров исследуемых узлов котельного агрегата продиктована непосредственно целью исследования. Детальное понимание изучаемого процесса позволит сформировать описывающую его математическую модель, которая позволит учесть наличие процесса при расчете котлоагрегата в целом.

Исходя из характера процесса низкотемпературной коррозии, различают несколько ключевых способов снижения скорости ее протекания: уменьшение содержания соединений серы в дымовых газах (путем связывания их в топке и конвективном газоходе котлоагрегата активными компонентами [143, 196]); замена металлов поверхностей, подверженных коррозии, коррозионностойкими материалами (например, выполнение набивки регенеративного воздухоподогревателя из малощелочного стекла [119]); изменение способа сжигания топлива (организация сжигания при недостатке воздуха, сжигание в кипящем слое [173]); повышение минимальной температуры стенки подверженных коррозии поверхностей.

Ниже приведены исследования по снижению низкотемпературной коррозии котлоагрегатов, основанные на связывании соединений серы активными компонентами

### 18.2. Математическое моделирование и технико-экономические исследования котлоагрегатов, использующих топливо различного состава, включая отходы предприятий углеобогащения

Всесторонний учет последствий от изменения состава сжигаемого топлива является достаточно сложной задачей, требующей оценки топливной и экономической эффективности ТЭС, надежности и темпов исчерпания ресурсов различных элементов основного и вспомогательного оборудования.

В настоящем разделе дана технико-экономическая оценка использования отходов предприятий углеобогащения (ОУ) в качестве альтернативного топлива с одновременным связыванием соединений серы в топке котлоагрегата.

Для этого была разработана математическая модель парового котла БКЗ-75-39ФБ, предназначенного для факельного сжигания угольной пыли (каменных и бурых углей) с твердым шлакоудалением, расчетная схема которого представлена на рис. 18.1. Номинальная производительность котлоагрегата 75 т/ч, рабочее давление и температура перегретого пара 3,8 МПа и 440 °С соответственно.

На базе котлоагрегата данного типоразмера, установленного на одной из ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго», осуществлялось опытное сжигание ОУ. На основании результатов, полученных в ходе опытного сжигания, был сделан вывод о возможности использования ОУ в качестве топливной добавки к основному углю, для чего требуется их предварительная грануляция (ОУ обладают высоким содержанием влаги, что может привести к замазыванию тракта на этапе подачи топлива в мельницы на размол). При этом было принято решение исследовать

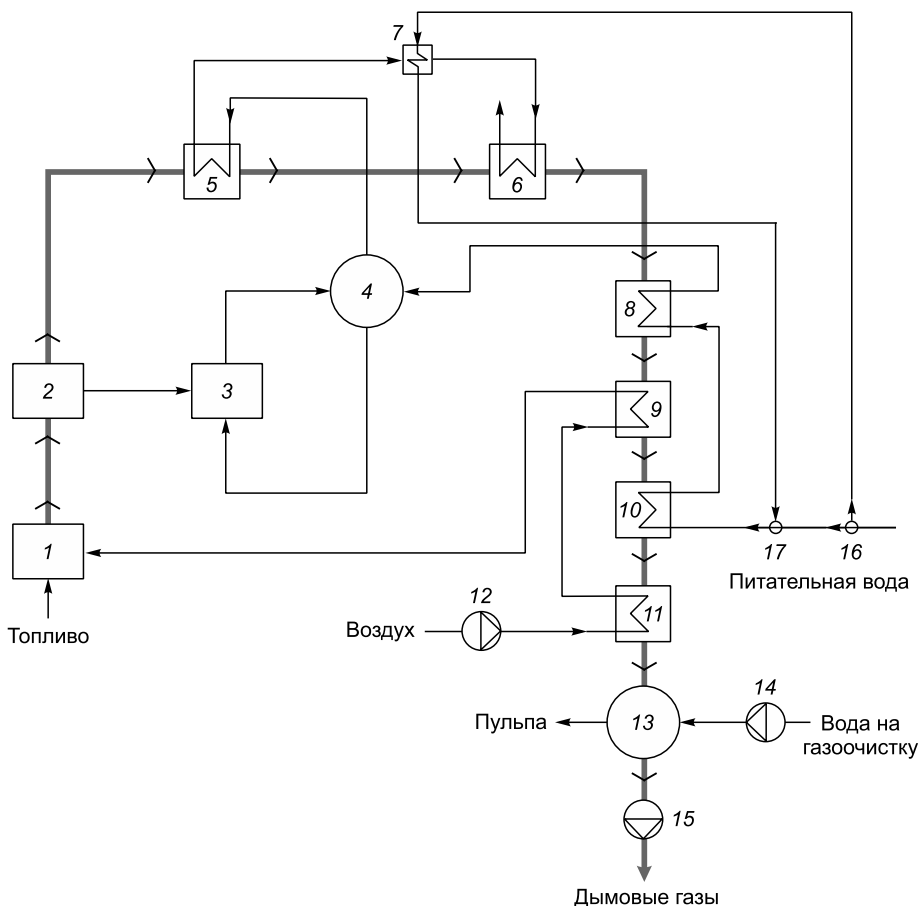


Рис. 18.1. Расчетная схема котла БКЗ-75-39ФБ:

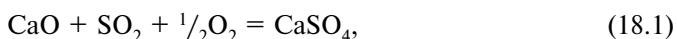
1 – камера сгорания; 2 – топочная камера; 3 – топочные экраны; 4 – барабан; 5, 6 – ступени пароперегревателя; 7 – парохладитель; 8, 10 – ступени водяного экономайзера; 9, 11 – ступени воздухоподогревателя; 12 – дутьевой вентилятор; 13 – скруббер; 14 – насос воды на очистку газов; 15 – дымосос; 16, 17 – разветвитель и смеситель потоков.

возможность снижения выбросов соединений серы с дымовыми газами котла, используя принцип хемосорбции – добавление в состав гранул активного компонента, что позволит связать часть соединений серы еще в топке котла.

Предлагаемая математическая модель построена в соответствии с экспериментальными данными, полученными в результате опытного сжигания ОУ, и позволяет определять характеристики и параметры котла при работе на твердом топливе различного состава и различных нагрузках, требуемые для оценки технологических и экологических последствий использования топлива различного состава, включая ОУ, и организации мероприятий по снижению выбросов соединений серы.

В качестве компонента, активно взаимодействующего с соединениями серы, рассматриваются отходы мраморного производства (мраморная крошка), содержащие значительные количества СаО и MgO.

Основными химическими реакциями связывания являются:



Применение такого способа связывания оксидов серы в топочной камере имеет важную особенность – ввод в дымовые газы отходов мраморного производства может изменить химический состав золы и снизить в результате этого температуру начала деформации золы, что может привести к усилению шлакования поверхностей нагрева.

Расчет связывания оксидов серы выполняется на основании методических указаний и экспериментальных данных [104, 105].

Доля оксидов серы ( $\eta_{\text{SO}_x}$ ), связываемых летучей золой топлива, принимается в соответствии с табл. 18.1 в зависимости от мольного отношения

$$\text{Ca}^{\text{эkv}}/\text{S} = 5,71 \cdot 10^{-3} \cdot A^r/S^r (\text{CaO} + 1,39\text{MgO}), \quad (18.3)$$

где СаО, MgO – концентрация оксидов кальция и магния в золе топлива, содержащего в составе ОУ и мраморную крошку, мас. %.

Для расчета скорости коррозионного износа металла труб воздухоподогревателя первой ступени котлоагрегата используются табличные данные, изложенные в [106].

На основе указанных данных построены аппроксимационные зависимости скорости низкотемпературной коррозии металла от средней температуры стенки труб и приведенной сернистости сжигаемого топлива (рис. 18.2).

**Таблица 18.1**  
**Эффективность связывания соединений серы в зависимости от мольного соотношения компонентов**

$\text{Ca}^{\text{эkv}}/\text{S}$	$\eta_{\text{SO}_x}$
0,8	0,10
1,0	0,18
1,5	0,36
2,0	0,55
2,5	0,69
3,0	0,80

Из всех отрицательных факторов, вызываемых изменением состава топлива, в частности увеличением зольности угля, самым значительным оказывается золовой износ конвективных поверхностей нагрева котлов, вызывающий вывод их в аварийный ремонт с соответствующей недовыработкой энергии.

Золовой износ конвективных поверхностей нагрева парогенераторов, темпера-



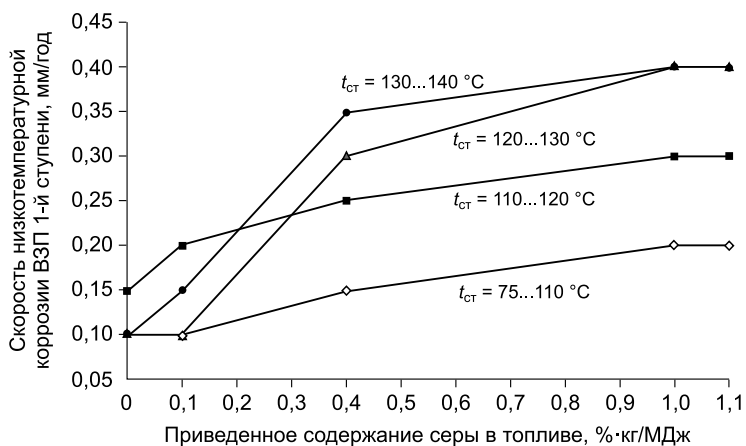


Рис. 18.2. Зависимость скорости низкотемпературной коррозии ВЭП 1-й ступени от приведенного содержания серы в исходном топливе и средней температуры стенки труб.

тура стенки труб которых не превышает 350 °С, можно рассматривать как чисто механический процесс. В таком случае свойства изнашиваемого материала не изменяются, и коэффициент износа характеризует свойства абразива. Поэтому, применительно к золовому износу конвективных поверхностей нагрева, коэффициент износа можно принимать равным коэффициенту абразивности золы, определенному относительно материала котельных труб.

Ориентировочные значения коэффициента абразивности золы рассчитываются в зависимости от содержания в золе ( $\text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3$ ) по формуле

$$a_{20} = 0,045 (\text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3 - 44) \cdot 10^{-12}, \text{ м}^2/\text{Н}. \quad (18.4)$$

Абразивность частиц золы прежде всего зависит от содержания  $\text{SiO}_2$  в золе и заметно увеличивается, когда  $\text{SiO}_2 > 60\%$ .

Зная коэффициент абразивности и условия работы котельных труб (скорость и температуру газов, концентрацию золы, неравномерность скоростных и концентрационных полей), можно рассчитать величину золового износа труб парогенераторов и оценить срок службы конвективных поверхностей нагрева при использовании топлива различного состава. Расчет скоростей абразивного износа водяного экономайзера (ВЭК) и воздухоподогревателя выполняется в соответствии с данными из работы [149].

Необходимые для проведения исследований абразивного износа конвективных поверхностей нагрева значения скоростей, объемов и температуры газов, концентрации золы и т. п. определялись в результате поверочного расчета котла.

Изменение качественных характеристик твердого топлива оказывает влияние не только на работу основного и вспомогательного котельного оборудования, но и на эксплуатационные показатели работы систем топливopодачи и золошлакоудаления. Последствия от изменения состава сжигаемого топлива на эксплуатацию оборудования необходимо учитывать по всей технологической цепочке использования топлива: от разгрузки и складирования угля до выбросов вредных веществ в атмосферу, транспортирования и хранения золошлаковых отходов и т. д.

Для учета указанных последствий используется методика, изложенная в гл. 17. Она позволяет оценить экономическую целесообразность использования альтернативного топлива путем определения суммарных ежегодных затрат, связанных с изменением свойств топлива и его цены. Методика доработана и позволяет учесть затраты, связанные с изменением скорости низкотемпературной коррозии воздухоподогревателя 1-й ступени через изменение срока его эксплуатации, что отражается на затратах на ремонт основного котельного оборудования.

Исходным топливом в расчетах является черемховский уголь ( $W^r - 15,0\%$ ,  $A^r - 29,8$ ,  $S^r - 2,0$ ,  $C^r - 42,5$ ,  $H^r - 3,1$ ,  $N^r - 0,6$ ,  $O^r - 8,1\%$ ,  $Q_i^r - 16\,410,0$  кДж/кг). Альтернативное топливо представляет собой смесь черемховского угля с гранулированными ОУ ( $W^r - 26,6\%$ ,  $A^r - 28,1$ ,  $S^r - 0,55$ ,  $C^r - 36,76$ ,  $H^r - 2,68$ ,

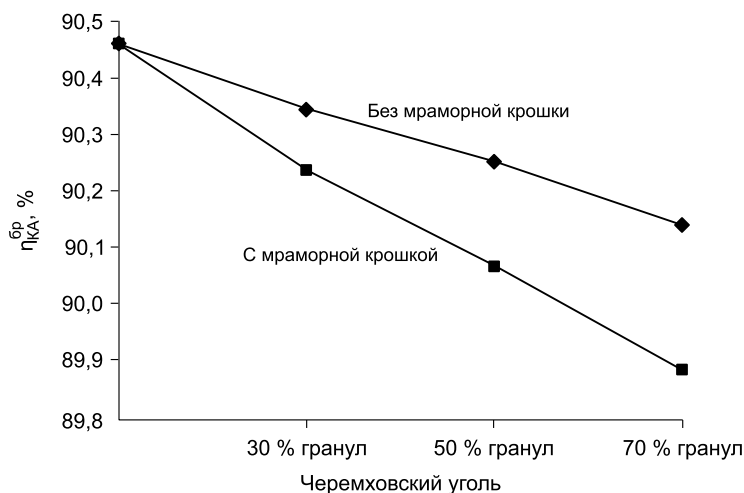


Рис. 18.3. Изменение КПД котла брутто ( $\eta_{КА}^{бр}$ ) при сжигании топлива различного состава.

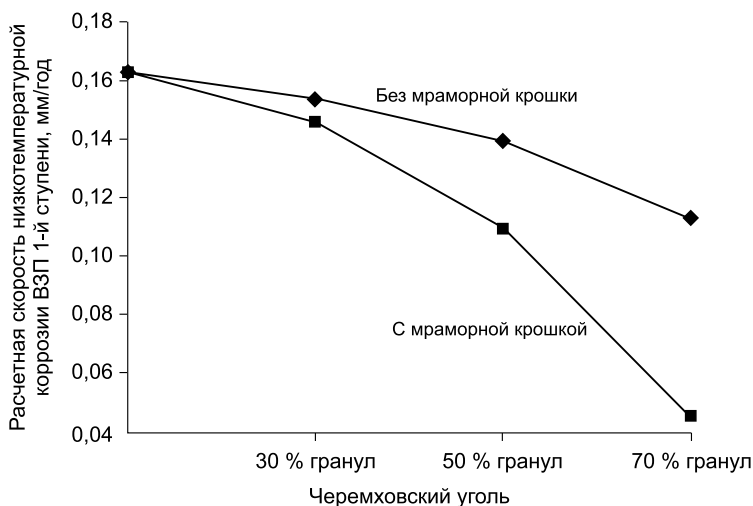


Рис. 18.4. Изменение скорости низкотемпературной коррозии ВЗП 1-й ступени.

$N^r - 0,52$ ,  $O^r - 7,0 \%$ ,  $Q_i^r - 12\,537,1$  кДж/кг) с содержанием последних 30, 50 и 70 %. В качестве связывающего компонента при грануляции используется 50%-я битумная эмульсия стоимостью 6 тыс руб./т. Расчет производится на два состава гранул – без добавления и с добавлением связывающего оксиды серы компонента – мраморной крошки ( $CaO - 59,22 \%$ ,  $SiO_2 - 22,49$ ,  $MgO - 17,4$ ,  $Al_2O_3 - 0,487$ ,  $Fe_2O_3 - 0,115 \%$  и др.) стоимостью 2100 руб./т с учетом доставки. Стоимость ОУ составляет 196 руб./т. В расчете также учтена стоимость гранулятора в размере 3 млн руб., затраты на гранулирование ОУ, изменение скоростей абразивного износа и низкотемпературной коррозии. Исходные данные для расчета приняты по фактическим значениям, предоставленным ТЭЦ.

В результате расчетов получены данные, на основании которых построены зависимости, представленные на рис. 18.3–18.5.

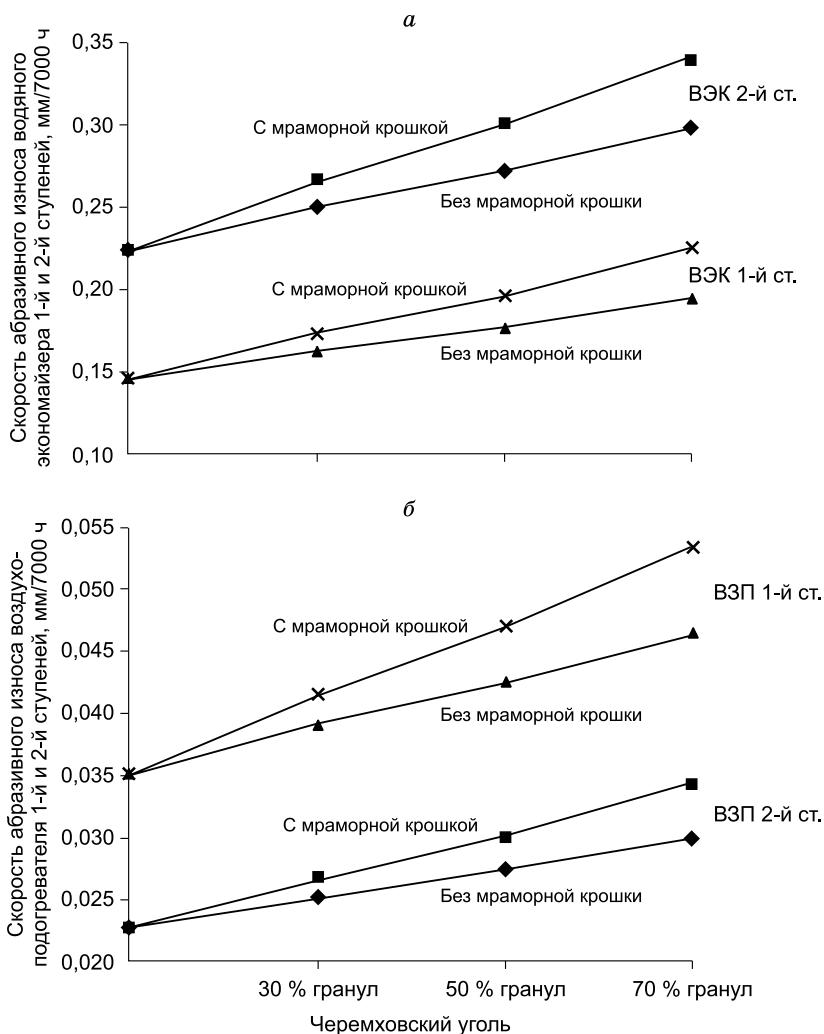


Рис. 18.5. Изменение скорости абразивного износа ВЭК (а) и ВЗП (б) 1-й и 2-й ступеней.

Результаты определения суммарных ежегодных затрат, связанных с заменой исходного топлива (черемховского угля) на альтернативное, приведены в табл. 18.2.

На основании анализа результатов расчетов можно сделать следующие выводы.

1. Стоимость 1 т натурального топлива при добавлении гранулированных ОУ снижается. Тем не менее стоимость 1 т условного топлива возрастает, так как при добавлении в состав топлива ОУ снижается его теплотворная способность. При добавлении в состав топлива мраморной крошки возрастает стоимость как натурального, так и условного топлива. В совокупности с увеличением затрат на гранулирование это приводит к увеличению суммарных затрат на покупку, перевозку, разгрузку, складирование и подачу топлива.

2. Ухудшение качества топлива (снижение теплоты сгорания сжигаемой смеси) приводит к увеличению его расхода, что необходимо для сохранения паропроизводительности котлоагрегата и, как следствие, к увеличению объема выбросов твердых частиц с дымовыми газами. Изменение параметров потока дымовых газов приводит к росту скорости абразивного износа конвективных поверхностей теплообмена. Возрастают и соответствующие составляющие суммарных затрат – затраты на ремонт водяного экономайзера, затраты на эксплуатацию и ремонт систем золоулавливания и золошлакоудаления, затраты на хранение золы и шлака, плата за выбросы золовых частиц. Добавление в состав

Таблица 18.2

## Значение суммарных затрат и их составляющих для различных вариантов состава топлива

Стоимость и затраты	Исходный уголь	Смесь угля с гранулированными отходами углеобогащения (уголь/ОУ)					
		без мраморной крошки			с мраморной крошкой		
		70%/30%	50%/50%	30%/70%	70%/30%	50%/50%	30%/70%
Стоимость 1 т топлива с учетом доставки, руб.:							
натуральное	830	813,9	803,2	792,48	871,04	898,4	925,76
условное	1482,1	1538,7	1580,3	1625,4	1698,3	1865,9	2056,9
Затраты на покупку, перевозку, складирование и подачу топлива, руб./т у.т.	2100,7	2261,3	2307,1	2356,3	2424,1	2598,7	2797,7
Затраты на ремонт основного и вспомогательного оборудования, руб./т у.т.	23,34	23,7	23,76	23,55	25,2	25,78	25,67
Затраты на эксплуатацию и ремонт систем золоулавливания, золошлакоудаления и на хранение золы и шлака, руб./т у.т.	79,91	86,68	92,02	98,35	112,29	142,46	181,84
Плата за выбросы золовых частиц, руб./т у.т.	62,3	63,95	65,03	66,02	64,95	70,63	129,23
Плата за выбросы соединенной серы, руб./т у.т.	19,56	6,44	5,18	3,59	6,23	4,19	1,54
Суммарные затраты без учета стоимости топлива, руб./т у.т.	807,3	903,4	912,81	922,93	934,51	975,9	1079,1
Суммарные затраты с учетом стоимости топлива, руб./т у.т.	2285,8	2442,1	2493,1	2548,3	2632,8	2841,8	3136

топлива мраморной крошки приводит также к росту затрат на ремонт системы пылеприготовления, что обусловлено увеличением зольности сжигаемой смеси.

3. Снижение содержания серы в рабочей массе топлива при добавлении в его состав ОУ и связывание соединений серы активными составляющими мраморной крошки приводят к существенному снижению их концентрации в уходящих газах и, как следствие, уменьшению температуры точки росы и снижению скорости низкотемпературной коррозии. При этом эффективность связывания существенно зависит от соотношения реагирующих компонентов –  $Ca^{экв}/S$  (эквивалентное содержание кальция напрямую зависит от содержания оксидов кальция и магния и, как следствие, от количества мраморной крошки). Снижаются также соответствующие составляющие суммарных затрат – затраты на ремонт воздухоподогревателя (скорость низкотемпературной коррозии существенно больше влияет на срок эксплуатации нижних кубов ВЗП, чем скорость абразивного износа) и плата за соединений оксидов серы.

4. Уменьшение концентрации соединений серы в уходящих газах приводит к снижению температуры точки росы. Это позволяет снизить температуру уходящих газов и тем самым несколько компенсировать снижение тепловой эффективности котлоагрегата ( $\eta_{КА}^{бр}$ ), вызванное ухудшением качества топлива. Однако наличие в продуктах сгорания безводного гипса, образующегося в результате связывания соединений серы оксидом кальция, может привести к образованию в водяных скрубберах трудно удаляемых гипсующих отложений, что приводит к необходимости не только подбора оптимального состава сжигаемой смеси, но и соблюдения точного химического баланса золоуловителя.

5. Полученные результаты показывают возможность связывания оксидов серы летучей золой сжигаемой смеси черемховского угля и ОУ без добавления мраморной крошки (связывание соединений серы при соотношении угля к ОУ 50/50 и 30/70 – 7,35 и 20,23 % соответственно). Наиболее высокое связывание соединений серы показывают варианты с использованием в качестве топлива смеси черемховского угля и гранул, включающих мраморную крошку, в пропорциях 50/50 и 30/70 – 26,89 и 66,63 % соответственно.

Несмотря на то что ввод в состав топлива гранулированных ОУ и мраморной крошки приводит к снижению содержания соединений серы в дымовых газах, результаты расчетов показывают рост суммарных затрат на эксплуатацию и ремонт технологических узлов использования топлива. Причинами этого являются ухудшение качества топлива и увеличение его расхода, а также высокая стоимость вводимых в состав исходного топлива компонентов.

В табл. 18.3 даны граничные значения стоимостей добавляемых компонентов (битумной эмульсии и мраморной крошки), при достижении которых, без

Таблица 18.3

**Условия равноэкономичности альтернативного топлива проектному (по суммарным затратам)**

Стоимость топлива	Смесь угля с гранулированными отходами углеобогащения (уголь/ОУ)					
	без мраморной крошки			с мраморной крошкой		
	70%/30%	50%/50%	30%/70%	70%/30%	50%/50%	30%/70%
Битумная эмульсия, руб./т	3240	3890	4170	1660	2210	2130
Мраморная крошка, руб./т	—	—	—	500	500	500
Уголь, руб./т н.т.	1168	1088	1054,5	1653	1574	1589

изменения стоимости угля, использование приведенных составов смеси становится целесообразным. В последней строке табл. 18.3 также представлена стоимость угля, при которой, без изменения стоимости вводимых в состав смеси компонентов, использование приведенных составов становится равноэкономичным применению исходного угля.

### **18.3. Оптимизационные исследования способов снижения низкотемпературной коррозии конвективных поверхностей котлоагрегата предварительным подогревом воздуха**

В настоящее время разработаны и применяются разнообразные способы предварительного подогрева воздуха [7, 9], различающиеся по типу теплоносителя, по аэродинамической схеме (замкнутая, разомкнутая, одно- и двухступенчатая и т. д), по конструкции и компоновке устройств, используемых для подогрева воздуха. Основным же признаком, определяющим тепловую схему установки, является вид используемого в схеме греющего агента. По этому признаку способы подогрева можно разделить на следующие группы:

⇒ подогрев теплотой продуктов сгорания топлива (непосредственно газами или промежуточными теплоносителями);

⇒ подогрев теплотой отборного пара турбины;

⇒ паровой подогрев в сочетании с изменением соотношения водяных эквивалентов газов и воздуха в воздухоподогревателе (использование низко- и высокопотенциальных экономайзеров [220], а также схем с избыточным воздухом);

⇒ подогрев воздуха от посторонних источников (огневой подогрев [6], подогрев газами от ГТУ и т. д.);

⇒ комбинированные схемы подогрева [206].

В работе рассматриваются результаты исследований нескольких типовых схем предварительного подогрева воздуха с различными греющими агентами.

Наиболее распространенным способом предварительного подогрева воздуха теплотой продуктов сгорания является рециркуляция горячего воздуха с подачей некоторой его части на всасывающий воздуховод дутьевого вентилятора. Недостатком такой схемы считается увеличение объемов воздуха, перекачиваемого дутьевым вентилятором, и, соответственно, расхода электроэнергии на дутье. Этот недостаток частично устраняется в схеме, приведенной на рис. 18.6, *а*, использованием дополнительного рециркуляционного вентилятора, нагнетающего горячий воздух в напорный воздуховод дутьевого вентилятора.

На рис. 18.6, *б* представлена схема рециркуляции воздуха, в которой дутьевой вентилятор работает на холодном воздухе, а рециркуляционный – на слабонагретом, получаемом при смешении холодного воздуха и воздуха, нагретого в отдельной ступени воздухоподогревателя, включенной по газу параллельно основному воздухоподогревателю. Эта схема усложняет компоновку котлоагрегата, однако применима в случае, если котлоагрегат имеет одну ступень воздухоподогревателя.

В схеме предварительного подогрева воздуха питательной водой (рис. 18.7, *а*) часть воды после регенеративного подогрева поступает в калориферы, где нагревает воздух [6]. После калориферов она подогревается продуктами сгорания в предвключенной ступени экономайзера либо в объеме первой ступени экономайзера, а затем смешивается с основным потоком питательной воды.

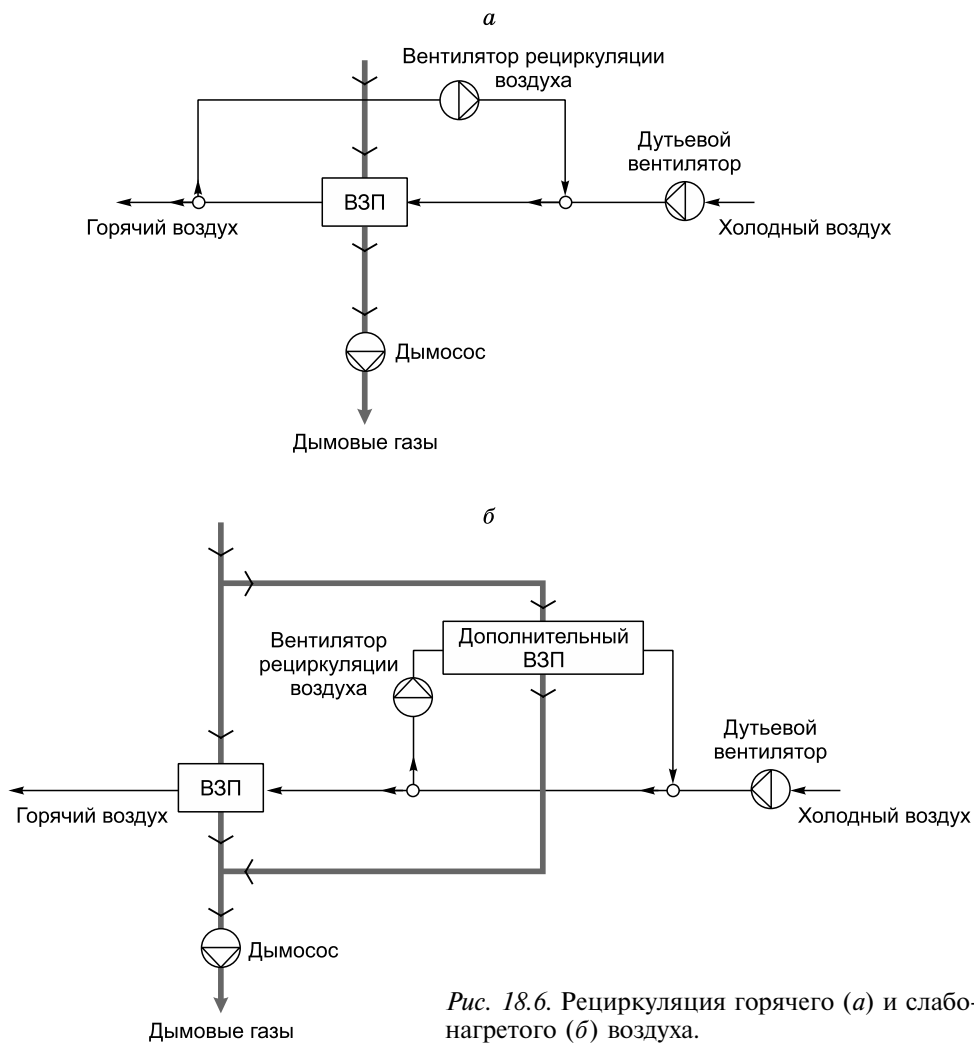


Рис. 18.6. Рециркуляция горячего (*a*) и слабо-нагретого (*б*) воздуха.

Учет сезонных особенностей подогрева воздуха, а также растопочных режимов работы КА привел к созданию комбинированных схем. Так, к примеру, сочетание предварительного подогрева воздуха в паровом калорифере с подогревом воздуха продуктами сгорания характерно для каскадных трубчатых воздухоподогревателей (КТВП). В каскадной схеме, представленной на рис. 18.7, *б*, предварительному подогреву может подвергаться лишь некоторая часть воздуха, поступающая в каскадную ступень. После смешения подогретого и холодного воздуха смесь поступает в основную ступень воздухоподогревателя.

Применение каскадных схем позволяет на котлах, сжигающих высокосернистое топливо, обеспечить высокую входную температуру воздуха и существенно снизить скорость протекания низкотемпературной коррозии воздухоподогревателя, сохранив при этом температуру уходящих газов на приемлемом уровне.

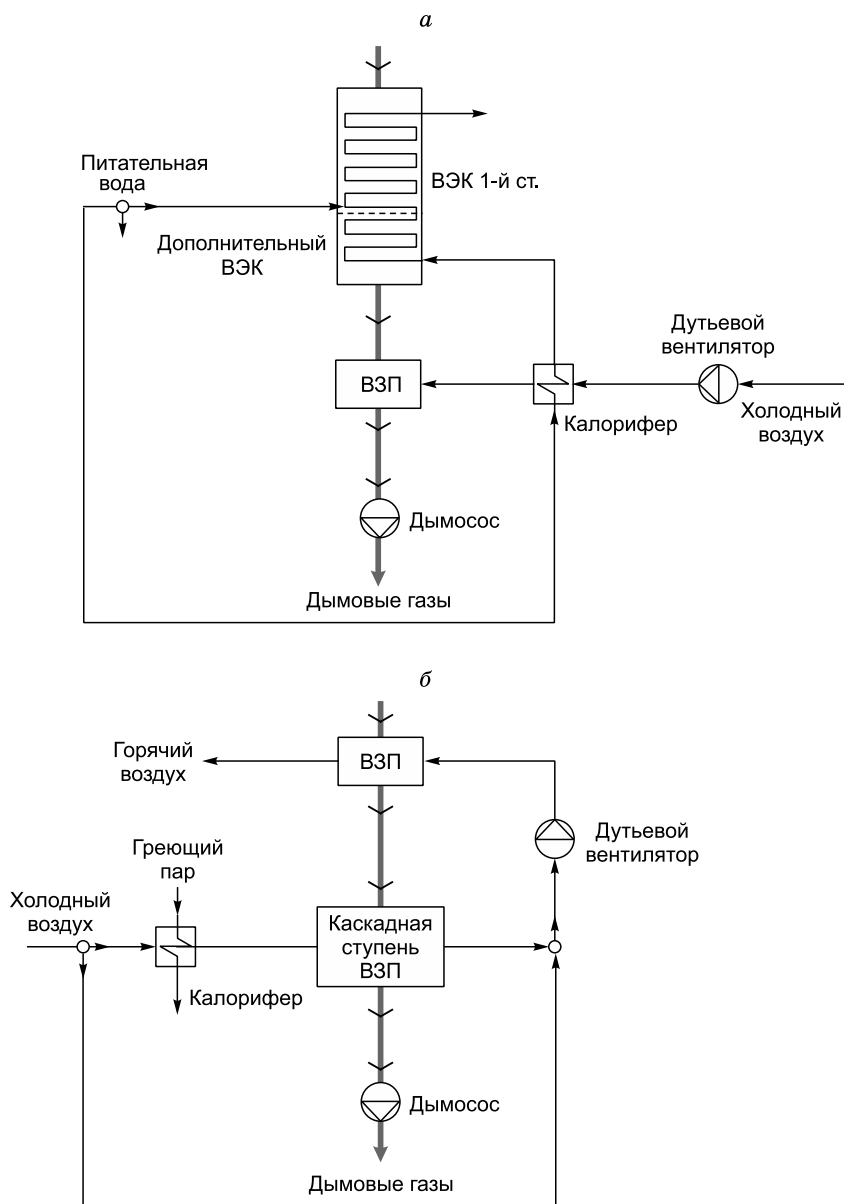


Рис. 18.7. Подогрев воздуха питательной водой (а) и в КТВП (б).

Для исследования представленных технологических схем подогрева воздуха была разработана расчетная схема котлоагрегата типоразмера БКЗ-420-140-6, предназначенного для факельного сжигания угольной пыли (каменных и бурых углей) с твердым шлакоудалением. Номинальная производительность котлоагрегата 420 т/ч, рабочее давление и температура перегретого пара 13,8 МПа и 550 °С соответственно. На рис. 18.8 представлена базовая расчетная схема котлоагрегата.



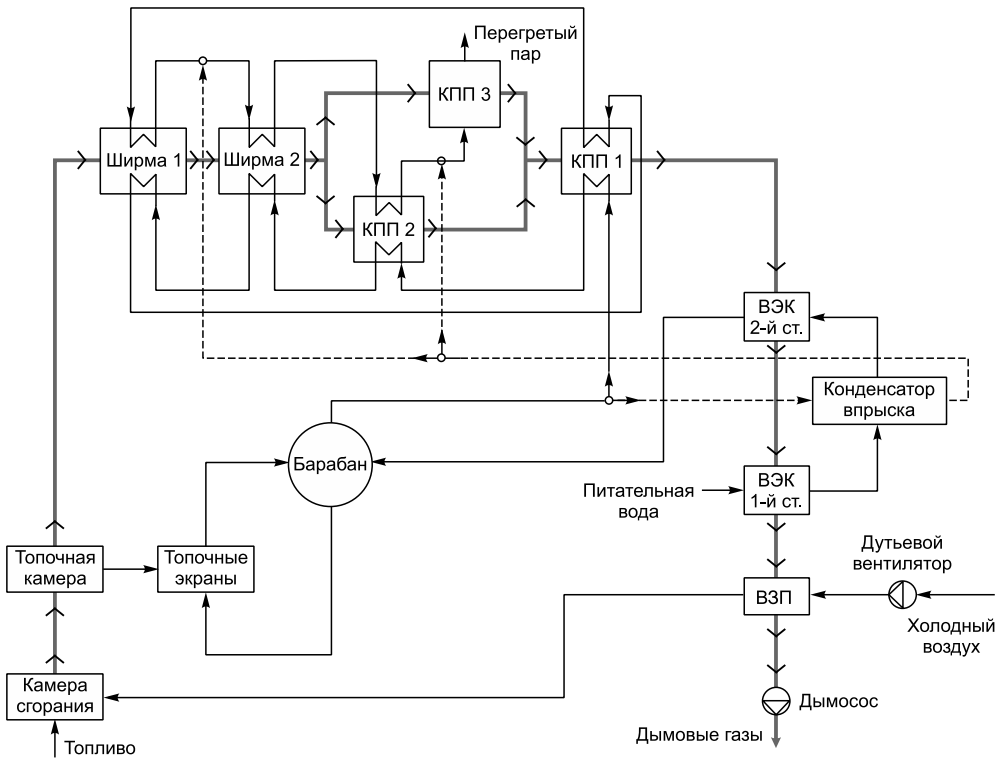


Рис. 18.8. Расчетная схема котла БКЗ-420-140-6.

Оценка внедрения различных способов предварительного подогрева воздуха перед воздухоподогревателем котлоагрегата осуществляется также на основании методики, рассмотренной в гл. 17. Она доработана с учетом введения в тепловую схему котлоагрегата дополнительных теплообменных поверхностей и увеличения мощности тягодутьевой установки.

Задача оптимизации мероприятий по снижению низкотемпературной коррозии конвективных поверхностей теплообмена парового котла может быть сформулирована в виде

$$\min Z_{nkor}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, U_{topl}, U_{bzp}, \Delta U_{vent}, C_{klr}, C_{dop}, C_{ventd}) \quad (18.5)$$

при следующих условиях:

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0, \quad (18.6)$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \geq 0, \quad (18.7)$$

$$\mathbf{x}_{\min} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_{\max}, \quad (18.8)$$

где  $\mathbf{x}$  – вектор независимых оптимизируемых параметров;  $\mathbf{y}$  – вектор зависимых вычисляемых параметров;  $\mathbf{H}$  – вектор ограничений-равенств (уравнения материального, энергетического балансов, теплопередачи и др.);  $\mathbf{G}$  – вектор ограничений-неравенств;  $\mathbf{x}_{\min}$ ,  $\mathbf{x}_{\max}$  – векторы граничных значений оптимизируемых параметров.

Таблица 18.4

**Результаты расчета математической модели котлоагрегата БКЗ-420-140-6  
с различными схемами предварительного подогрева воздуха**

Параметр	Базовая схема	Оптимизационный расчет			
		Рециркуляция горячего воздуха	Рециркуляция слабонагретого воздуха	Подогрев воз- духа пита- тельной водой	КТВП
$D_{o.п}$ , Т/ч	417,8	417,9	417,6	417,6	417,7
$P_{o.п}$ , кгс/см <sup>2</sup>	140,6	140,6	140,9	137,7	137,9
$t_{o.п}$ , °С	545,8	543,2	539,9	539,9	539,9
$t_{ух.г}$ , °С	131	146,8	148,2	167,6	164,6
$V_n$ , кг/с	17,7	17,8	17,8	18,1	17,6
КПД <sub>КА</sub> <sup>бр</sup>	92,58	91,74	91,68	89,85	91,79
Доля рециркулирующего/ греющего агента	—	0,29	0,47	0,48	0,77
$t_{взп}$ , °С	22,5	87,9	95,2	86,1	76,7
$t_{ст.мин}^{взп}$ , °С	59,4	104,8	108,2	112,8	105,2
$t_{росы}^{взп}$ , °С	103,9	103,8	104	103,9	103,9
$t_{взп\_доп}$ , °С	—	—	98,8	—	87
$t_{ст.мин}^{взп\_доп}$ , °С	—	—	112,9	—	108,2
$t_{росы}^{взп\_доп}$ , °С	—	—	103,2	—	103,6
$F_{кал}$ , М <sup>2</sup>	—	—	—	1824,2	1169,1
$F_{доп}$ , М <sup>2</sup>	—	—	5634,3	116,5	142,2
$N_{дс}$ , кВт	2546	2701,5	2745,6	2875	2809,6
$N_{дв}$ , кВт	366	455,8	382,1	176,1	433,5
$N_{рв}$ , кВт	—	120,2	434,2	—	—
$Z_{нокс}$ , тыс. руб./г	154 784	143 568	150 468	148 167	142889

Оптимизационные расчеты проводились на несколько режимов работы котлоагрегата – номинальный режим, режим средней нагрузки ( $\approx 75\%$  от  $D_{ном}$ ), режим минимальной нагрузки ( $\approx 50\%$  от  $D_{ном}$ ) – для каждой из приведенных схем предварительного подогрева воздуха таким образом, чтобы основные параметры работы котлоагрегата (нагрузка, давление и температура острого пара) оставались в допустимых для соответствующего режима пределах. Также вводилось ограничение на разницу между минимальной температурой стенки трубок ВЗП и температурой точки росы. Наборы оптимизируемых параметров и ограничений определялись в зависимости от специфики конкретной рассчитываемой схемы.

Основные результаты вариантного теплового расчета базовой схемы и оптимизационных расчетов схемы котлоагрегата, дополненной типовыми схемами предварительного подогрева воздуха, представлены в табл. 18.4, где  $D_{o.п}$ ,  $P_{o.п}$ ,  $t_{o.п}$  – расход, давление и температура острого пара;  $t_{ух.г}$  – температура уходяще-

го газа;  $B_n$  — расход натурального топлива;  $KПД_{КА}^{бр}$  — КПД котлоагрегата брутто; доля рециркулирующего/греющего агента — часть рециркулирующего воздуха или часть воды, идущая на предварительный подогрев;  $t_{ВЗП}$ ,  $t_{ст.мин}^{ВЗП}$ ,  $t_{росы}^{ВЗП}$  — температура воздуха на входе в ВПЗ, минимальная температура стенки трубок ВЗП, температура точки росы дымовых газов, проходящих через поверхность соответственно;  $t_{ВЗП\_доп}$ ,  $t_{ст.мин}^{ВЗП\_доп}$ ,  $t_{росы}^{ВЗП\_доп}$  — то же, для дополнительного воздухоподогревателя;  $F_{кал}$  — площадь поверхности калорифера;  $F_{доп}$  — площадь дополнительной теплообменной поверхности (воздухоподогревателя или экономайзера);  $N_{дс}$ ,  $N_{дв}$ ,  $N_{рв}$  — мощности дымососа, дутьевого и рециркуляционного вентиляторов соответственно;  $Z_{нkor}$  — часть суммарных ежегодных затрат по ТЭС, связанная с мероприятиями по снижению низкотемпературной коррозии конвективных поверхностей нагрева паровых котлов.

\* \* \*

Из приведенных результатов расчетов видно, что некоторые способы предварительного подогрева воздуха позволяют добиться повышения температуры воздуха на входе в котлоагрегат до такой степени, что минимальная температура стенки трубок ВЗП становится выше температуры точки росы при значении суммарных ежегодных затрат ниже, чем в базовом варианте. Из этого можно сделать вывод о том, что организация предварительного подогрева воздуха, несмотря на снижение тепловой эффективности котлоагрегата и капитальные затраты, связанные с введением дополнительных поверхностей нагрева и тягодутьевых мощностей, может быть эффективным способом снижения низкотемпературной коррозии. Ее существенное снижение при доведении температуры стенки трубок ВЗП до значения выше температуры точки росы позволяет ощутимо снизить затраты на ремонт и замену трубчатого воздухоподогревателя, что тем актуальнее, чем выше паропроизводительность котлоагрегата и, соответственно, площадь конвективных поверхностей теплообмена.



## Раздел IV

---

### ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ

- Глава 19** Оптимизация режимов работы энергосистем, включающих ТЭЦ и ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования
- Глава 20** Оптимизация состава электрогенерирующего оборудования энергетического комплекса нефтегазодобывающего предприятия
- Глава 21** Оптимизация схем и параметров режимов работы локальных систем энергоснабжения



---

## Глава 19 ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ, ВКЛЮЧАЮЩИХ ТЭС И ГЭС С ВОДОХРАНИЛИЩАМИ МНОГОЛЕТНЕГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

---

Для оптимизации длительных режимов работы электроэнергетических систем (ЭЭС), включающих ТЭС и ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования, наибольшее распространение получили методы стохастического динамического программирования (СДП) [12, 33, 102, 134, 178, 214] и стохастического двойственного динамического программирования (СДДП) [202, 203, 211].

Обе группы методов основаны на многошаговом (многоэтапном) процессе. При этом весь расчетный период (продолжительностью несколько лет) делится на некоторое число временных интервалов (например, с продолжительностью интервала один месяц). Для каждого такого интервала строится функция условно-оптимальных затрат по энергосистеме, зависящих от запасов воды в водохранилищах ГЭС в начале этого интервала.

Построение данных функций начинается с последнего интервала. При этом затраты на следующих за ним интервалах времени не учитываются, т. е. оптимизируются затраты на последнем интервале, при различных значениях запасов воды в его начале. Затем минимизируется сумма затрат на предпоследнем интервале и условно-оптимальных затрат на последнем интервале. В результате формируется функция условно-оптимальных затрат на предпоследнем интервале. Такой процесс продолжается до тех пор, пока не определены условно-оптимальные затраты для второго временного интервала. Далее минимизируется сумма затрат на первом интервале при известных запасах воды в водохранилищах ГЭС в его начале и условно-оптимальных затратах на втором интервале. Следует подчеркнуть, что в качестве затрат на интервале принимается математическое ожидание топливных издержек ТЭС, определяемых с учетом случайного характера боковых притоков воды в водохранилища ГЭС.

Отличие методов СДП от СДДП состоит в том, что в первом случае условно-оптимальные затраты определяются на основе оптимизационных расчетов, проведенных в узлах сетки, построенной в пространстве запасов воды в водохранилищах. Число узлов такой сетки растет в степенной зависимости от ее размерности. Поэтому методы СДП можно применять для энергосистем, где число водохранилищ не превосходит 4–5. В методах СДДП условно-оптимальные затраты описываются с помощью многомерной кусочно-линейной функции. Причем на каждой итерации оптимизационного процесса в такую функцию добавляется дополнительная гиперплоскость, формируемая на основе теории двойственности в линейном программировании. Алгоритм построения кусочно-линейной функции организован так, что эта функция хорошо описывает зависимость условно-оптимальных затрат от запасов воды в окрестностях оптимального решения, что и обеспечивает эффективность метода при большом числе водохранилищ, равном нескольким десяткам.

Кроме методов СДП и СДДП, для задач оптимизации длительных режимов ЭЭС применение нашел подход, основанный на сведениях этих оптимизацион-

ных задач к задачам линейного или нелинейного математического программирования [3, 29, 146, 163, 176, 180]. Используемые в работах [176, 180] современные пакеты нелинейного программирования позволяют решать задачи с тысячами оптимизируемых параметров и ограничений. Следует отметить, что при этом размерность решаемых данными методами задач меньше, чем размерность задач, решаемых методом СДП, однако сам процесс решения является более простым.

Во всех рассмотренных подходах при определении мощностей электростанций вводится условие, что запасы воды в конце временного интервала для режимов с различной боковой приточностью, но с одинаковыми запасами воды в начале интервала должны быть одинаковыми. Это позволяет построить единственную оптимальную траекторию изменения запасов воды на протяжении расчетного периода, что значительно облегчает оптимизационный процесс.

Вместе с тем требование единственности оптимальной траектории снижает эффективность полученных решений. Следует отметить, что по мере приближения текущего момента времени к некоторому временному интервалу снижается неопределенность условий функционирования на данном интервале. Это позволяет, в случае реализации на интервале определенного сочетания условий функционирования, принять управляющие воздействия оптимальными именно для данного сочетания. В результате возникает не одна оптимальная траектория, а дерево таких траекторий.

Построение указанного дерева оптимальных траекторий обеспечивает подход, основанный на использовании дерева сочетаний условий функционирования ЭЭС [55, 117] и решении задач нелинейного математического программирования. Однако он разработан применительно к энергосистемам, в которых ГЭС имеют водохранилища сезонного регулирования. Для таких систем длительность расчетного периода принимается равной одному году, причем в качестве момента его начала выбирается момент начала паводка. Благодаря этому запасы воды в водохранилищах ГЭС в начале и конце расчетного периода известны и равны их минимальным значениям.

Существенным недостатком метода оптимизации режимов ЭЭС [55, 117] является его двухэтапный характер. На первом этапе проводится независимая оптимизация режимов работы ЭЭС на отдельных временных интервалах (базовых режимов) при различных соотношениях стоимостей энергии ГЭС и ТЭС, а на втором этапе – согласованная оптимизация режимов работы ЭЭС на протяжении всего расчетного периода. Причем характеристики ЭЭС на отдельных временных интервалах определяются как выпуклые линейные комбинации соответствующих характеристик базовых режимов. Коэффициенты разложения текущих режимов по базовым являются оптимизируемыми параметрами на втором этапе, поэтому при любом изменении внешних условий функционирования требуется повторение громоздких расчетов базовых режимов.

В настоящее время в связи с резким ростом производительности вычислительной техники появилась возможность проводить оптимизацию длительных режимов ЭЭС в один этап.

Цель настоящего исследования – модификация метода [55, 117] для одноэтапной оптимизации режимов работы ЭЭС, включающих ТЭС и ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования. Кроме того, рассмотрены вопросы увязки задач оптимизации с различной продолжительностью расчетных периодов и построения энергетических характеристик теплоэлектроцентралей (ТЭЦ),



применимых для оптимизации режимов работы ЭЭС. Актуальность этой проблемы связана с тем, что у российских энергосистем, имеющих в составе ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования (Иркутской, Норильско-Таймырской и др.), среди тепловых электростанций велика доля ТЭЦ.

При оптимизации длительных режимов ЭЭС, включающих ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования, продолжительность расчетного периода должна составлять несколько лет. При этом следует учесть случайный характер приточности воды в водохранилища ГЭС, а если ГЭС образуют каскад, то случайный характер “внешней” приточности воды в водохранилища каскада.

Для учета случайного характера приточности воды удобно использовать дерево (граф) сочетаний условий функционирования ЭЭС на расчетном периоде [55]. Весь расчетный период функционирования ЭЭС делится на интервалы времени, причем число ветвей дерева на некотором интервале должно быть больше или хотя бы не меньше, чем на предыдущем интервале. Это позволяет учесть расширение диапазона изменения случайных величин по мере удаления временного интервала от начала расчетного периода.

Каждой вершине дерева соответствуют определенные значения запасов воды в водохранилищах ГЭС (характеризуемые уровнями воды в водохранилищах и напорами на их плотинах). Каждой ветви приемлемы определенные значения “внешних” притоков воды в водохранилища и условная вероятность реализации этого сочетания притоков. Условная вероятность ветви определяется в предположении, что процесс функционирования ЭЭС проходит через начальный узел этой ветви. Сумма условных вероятностей всех ветвей дерева, выходящих из одной вершины, равна единице. Вероятность вершины дерева равна вероятности входящей в него ветви, а вероятность ветви дерева – ее условной вероятности, умноженной на вероятность начальной вершины ветви. Поскольку предполагается, что запасы воды в водохранилищах ГЭС в начале расчетного периода известны, то вероятность начальной вершины дерева равна единице. Знание вероятности начальной вершины дерева и условных вероятностей его ветвей позволяет определить вероятности всех его ветвей и вершин. Если принять, например, что из каждого узла выходят три ветви, соответствующие мало-, средне- и многоводным приточностям, то такое “полное” дерево будет иметь вид как на рис. 19.1. Каждой ветви дерева соответствует работа ЭЭС при определенном сочетании условий ее функционирования.

Для описания работы ЭЭС при условиях, относящихся к одной ветви, т. е. на протяжении одного временного интервала при заданном сочетании условий функционирования, требуется выполнить расчеты функционирования системы в нескольких представительных режимах, достаточ-

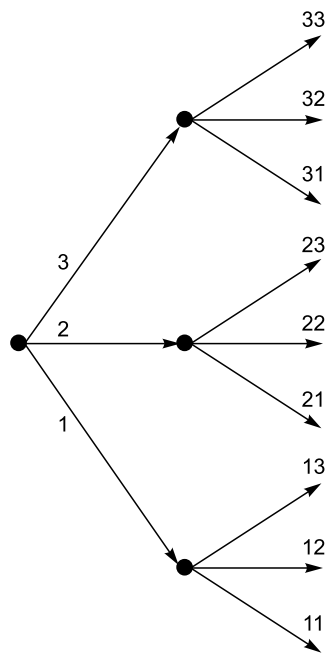


Рис. 19.1. Дерево сочетаний внешних условий функционирования.

но хорошо отражающих все режимы работающей системы на интервале. При этом каждому режиму в соответствие ставится его продолжительность. Суммарная продолжительность всех таких режимов равна длительности временного интервала. Если продолжительность интервала равна одному году, то это могут быть, например, максимальный, среднезимний и среднелетний режимы. При этом показатели функционирования ЭЭС за весь расчетный период определяются показателями работы системы в каждом из представительных режимов (расходы топлива различными ТЭС, запасы воды в водохранилищах ГЭС и др.).

В свою очередь эти показатели зависят от режимных параметров в представительных режимах (мощностей ТЭС и ГЭС, холостых сбросов воды на ГЭС). Причем режимные параметры должны подбираться так, чтобы не нарушались технологические ограничения на работу объектов ЭЭС (диапазоны изменения мощностей ТЭС и ГЭС, пропускные способности воздушных линий электропередачи, диапазоны изменения уровней воды в водохранилищах ГЭС и расходов воды в створах плотин ГЭС и др.).

### 19.1. Постановка задачи

Требуется найти такие режимные параметры в представительных режимах работы ЭЭС, определяемых деревом сочетаний условий функционирования, чтобы математическое ожидание дисконтированных топливных затрат за расчетный период было минимальным. При этом в каждом режиме должны соблюдаться указанные выше технологические ограничения. Запасы воды в водохранилищах ГЭС в начале расчетного периода задаются. Назовем эту задачу – задачей I, которая сводится к задаче нелинейного математического программирования. Расчетный период этой задачи разбивается на интервалы времени, равные, как правило, одному году. Следует отметить, что для сопоставимости вариантов длительных режимов работы ЭЭС требуется, чтобы топливные затраты за пределами расчетного периода у них не различались или различались мало. В идеальном случае это означает, что запасы воды в водохранилищах, соответствующие одной и той же конечной вершине дерева сочетаний, в разных вариантах должны быть одинаковыми. Однако это условие крайне трудно соблюдать при оптимизации.

Представляется, что достаточная сопоставимость вариантов будет обеспечена, если добиться одинаковых значений математических ожиданий запасов воды в каждом водохранилище в конце расчетного периода. Следует отметить, что математические ожидания запасов воды в водохранилищах в конце расчетного периода задачи I могут принимать различные значения. Их целесообразно выбрать такими, чтобы оптимальное математическое ожидание топливных издержек на достаточно длительном отрезке времени, начинающемся в момент окончания расчетного периода задачи I, при этих запасах было бы минимальным. При этом должно соблюдаться условие стационарности, требующее равенства запасов воды в водохранилищах ГЭС в начале этого отрезка и их математических ожиданий в его конце.

В настоящей работе значения запасов воды в конце расчетного периода задачи I предлагается определять в результате решения вспомогательной задачи II, исходя из следующих соображений.

- Начало расчетного периода задачи II совпадает с моментом окончания расчетного периода задачи I, а продолжительности расчетного периода и вре-

менных интервалов задачи II, как правило, могут быть приняты такими же, как и у задачи I.

- За пределами расчетного периода задачи I задаются прогнозные значения электрических нагрузок и генерирующих мощностей по годам расчетного периода задачи II. При отсутствии информации об изменении электрических нагрузок и состава генерирующего оборудования целесообразно рассматривать работу системы с постоянными электрическими нагрузками и постоянным составом оборудования, соответствующими нагрузкам и составу на конец расчетного периода задачи I.

- Достаточно очевидно, что если начальные запасы воды в задаче II принять слишком большими, то в силу условия стационарности они будут большими и в конце расчетного периода задачи II. При этом для задачи II возрастут (при одинаковой приточности) холостые сбросы воды в многоводные периоды и увеличатся топливные издержки. При слишком малых начальных запасах воды в задаче II уменьшаются напоры воды на плотинах ГЭС, сокращается удельная выработка электроэнергии (на единицу объема воды) и общая выработка ГЭС, что также ведет к росту топливных издержек. Кроме того, для некоторых ветвей дерева сочетаний условий функционирования задачи II могут отсутствовать допустимые значения режимных параметров из-за невозможности обеспечить требуемую выработку электроэнергии. Запасы воды в начале расчетного периода задачи II, которым, при выполнении условия стационарности, соответствует минимум математического ожидания топливных издержек на расчетном периоде задачи II, назовем оптимальными запасами.

При решении задачи I начальные запасы воды задаются, а математические ожидания запасов воды в конце расчетного периода принимаются равными их оптимальным значениям, полученным при решении задачи II.

Математическая формулировка задачи I имеет следующий вид. Требуется найти

$$\min_{\mathbf{x}_{ji}^{\text{ОПТ}}} \sum_{t=1}^T d_t \left\{ \sum_{\forall j \in Q_t} \left[ V_j \left( \sum_{i=1}^n u_{ji} \right) \right] \right\} \tag{19.1}$$

при условиях

$$\mathbf{G}_{ji}(\mathbf{x}_{ji}^{\text{ОПТ}}, \mathbf{W}_{ji}^{\text{ВХ}}, \mathbf{S}_{ji}) \geq 0, \tag{19.2}$$

$$\mathbf{W}' \leq \mathbf{W}_{ji}^{\text{ВЫХ}} = \varphi(\mathbf{x}_{ji}^{\text{ОПТ}}, \mathbf{W}_{ji}^{\text{ВХ}}, \mathbf{S}_{ji}) \leq \mathbf{W}'', \tag{19.3}$$

$$u_{ji} = \phi(\mathbf{x}_{ji}^{\text{ОПТ}}, \mathbf{W}_{ji}^{\text{ВХ}}, \mathbf{S}_{ji}), \tag{19.4}$$

$$W_{jk+1}^{\text{ВХ}} = W_k^{\text{ВЫХ}}, \tag{19.5}$$

$$W_{q_1}^{\text{ВХ}} = W_{j_n}^{\text{ВЫХ}}, \quad \forall q \in \psi_j, \tag{19.6}$$

$$W_{h_1}^{\text{ВХ}} = \mathbf{W}^0, \quad \forall h \in \psi_1, \tag{19.7}$$

$$V_q = V_j P_q, \quad \forall q \in \psi_j, \tag{19.8}$$

$$\sum_{\forall l \in Q_T} V_l W_{ln}^{\text{БЫХ}} = \tilde{W}_T, \quad (19.9)$$

$$\mathbf{x}'_{ji}{}^{\text{ОПТ}} \leq \mathbf{x}_{ji}{}^{\text{ОПТ}} \leq \mathbf{x}''_{ji}{}^{\text{ОПТ}}, \quad (19.10)$$

$$i = 1, \dots, n; j = 1, \dots, D; k = 1, \dots, n - 1,$$

где  $d_t$  – индекс дисконтирования для  $t$ -го временного интервала;  $V_j$  – вероятность реализации внешних условий, соответствующих  $j$ -й ветви дерева условий;  $n$  – число представительных режимов, рассматриваемых в одном временном интервале;  $u_{ji}$  – топливные издержки энергосистемы в  $i$ -м представительном режиме при сочетании внешних условий, соответствующих  $j$ -й ветви дерева;  $T$  – число интервалов в расчетном периоде;  $Q_t$  – множество номеров ветвей дерева условий, относящихся к  $t$ -му интервалу расчетного периода;  $\mathbf{G}_{ji}$  – вектор ограничений-неравенств в  $i$ -м представительном режиме, соответствующем  $j$ -й ветви дерева условий;  $\mathbf{x}_{ji}{}^{\text{ОПТ}}$  – вектор оптимизируемых параметров в  $i$ -м представительном режиме, соответствующем  $j$ -й ветви дерева условий;  $\mathbf{W}_{ji}^{\text{БЫХ}}$  – вектор запасов воды в водохранилищах ГЭС в начале  $i$ -го представительного режима, соответствующего  $j$ -й ветви дерева условий;  $\mathbf{W}_{ji}^{\text{БЫХ}}$  – то же, в конце  $i$ -го режима;  $\mathbf{S}_{ji}$  – вектор исходных данных, задающих внешние условия функционирования в  $i$ -м режиме, соответствующем  $j$ -й ветви дерева условий;  $\psi_j$  – множество номеров ветвей, выходящих из той же вершины дерева, в которую входит  $j$ -я ветвь;  $D$  – число ветвей в дереве условий;  $\mathbf{W}^0$  – вектор запасов воды в водохранилищах ГЭС в начале расчетного периода;  $P_q$  – условная вероятность реализации условий, соответствующих  $q$ -й ветви;  $\mathbf{W}'$ ,  $\mathbf{W}''$  – векторы минимально и максимально допустимых значений запасов воды в водохранилищах ГЭС;  $\mathbf{x}'_{ji}{}^{\text{ОПТ}}$ ,  $\mathbf{x}''_{ji}{}^{\text{ОПТ}}$  – то же, для оптимизируемых параметров режимов;  $\tilde{W}_T$  – вектор требуемых значений математических ожиданий запасов воды в водохранилищах ГЭС в конце расчетного периода (определяется при решении задачи II).

Математическая формулировка задачи II отличается от представленной выше формулировки задачи I следующим: в состав оптимизируемых параметров задачи II помимо оптимизируемых параметров режимов  $\mathbf{x}_{ji}{}^{\text{ОПТ}}$  включаются запасы воды в начале расчетного периода  $\mathbf{W}^0$ ; учитываются дополнительные условия

$$\tilde{W}_T = \mathbf{W}^0, \quad (19.11)$$

$$\mathbf{W}' \leq \mathbf{W}^0 \leq \mathbf{W}'' \quad (19.12)$$

В выражении (19.1) индекс  $t$  изменяется от  $T + 1$  до  $T + T_{\text{II}}$ , где  $T_{\text{II}}$  – число интервалов в расчетном периоде задачи II.

При рассмотрении достаточно продолжительного расчетного периода задачи I или II число ветвей в “полном” дереве будет весьма велико. Так, для шести лет число ветвей будет равно 1092.

Если каждой ветви в соответствие ставить хотя бы три режима (максимальный, среднезимний и среднелетний), характеризующих работу системы в течение одного интервала, а число оптимизируемых параметров в одном режиме будет равно 20, то общее число оптимизируемых параметров в задаче составит более 60 тыс. и оптимизация длительных режимов станет практически невозможной. Поэтому возникает необходимость сокращения числа узлов и ветвей в

дереве сочетаний. Такое сокращение возможно путем объединения вариантов приточности, поступающей в каскад за расчетный период воды, которые близки по энергоэкономическому эквиваленту. При расчете такого эквивалента следует учитывать разную экономическую ценность одного и того же количества воды, поступающей в одно и то же водохранилище в разные годы расчетного периода, в связи с дисконтированием затрат. Исходя из сказанного, энергоэкономический эквивалент определяется следующим образом (при продолжительности интервала один год):

$$D^j = \sum_{t=1}^T d_t \cdot \sum_{l=1}^K G_{tl}^j \cdot S_l, \quad j = 1, \dots, M, \tag{19.13}$$

где  $T$  – число лет расчетного периода;  $K$  – число ГЭС в каскаде;  $M$  – число ветвей в полном дереве в  $T$ -м году (последнем году расчетного периода);

$d_t = \frac{1}{(1 + \alpha)^t} \cdot (t - 1)$  – индекс дисконтирования;  $\alpha$  – коэффициент дисконтирования;  $G_{tl}^j$  – “внешняя” приточность воды в  $t$ -м году в  $l$ -е водохранилище, относящаяся к ветви “полного” дерева, связывающей его корневую вершину с  $j$ -й выходной вершиной;  $S_l$  – энергетическая ценность воды, поступающей в водохранилище  $l$ -й ГЭС (равна количеству электроэнергии, вырабатываемой  $l$ -й ГЭС и ниже расположенными ГЭС каскада за счет единичного объема воды, поступающей в водохранилище  $l$ -й ГЭС; определяется при номинальных напорах воды на плотинах ГЭС).

Все  $M$  вариантов приточности объединяются в заданное число групп  $N$  в соответствии со значением показателя  $D^j$ . Для каждой группы выбирается один “средний” вариант. При этом этому варианту присваивается суммарная вероятность реализации всех вариантов группы. Из ветвей и узлов таких вариантов образуется “сокращенное” дерево сочетаний условий функционирования, для режимов которого выполняются расчеты при оптимизации. Алгоритм формирования “сокращенного” дерева организован таким образом, что для всех  $N$  вариантов его приточности задается вероятность реализации. При этом варианту с наименьшей приточностью вероятность следует назначать исходя из требуемой обеспеченности приточности воды, при которой энергосистема должна снабжать потребителей электроэнергии без ограничений.

В процессах планирования развития и управления эксплуатацией ЭЭС, имеющих в своем составе ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования, возникает необходимость оптимизации режимов их работы на временных периодах различной продолжительности. Такие периоды могут иметь, например, длительность пять лет, один год, один месяц, одну неделю, одни сутки, один час. У каждого периода будет свой уровень неопределенности условий функционирования и свое дерево сочетаний этих условий, свое число необходимых для рассмотрения характерных режимов работы и их продолжительность. Очевидно, что в рамках одной оптимизационной задачи практически невозможно выполнить согласованную оптимизацию режимов для всех возможных периодов работы ЭЭС.

Представляется, что здесь эффективным является подход, основанный на декомпозиции единой задачи согласованной оптимизации режимов на ряд иерархически взаимосвязанных задач оптимизации режимов с различной продолжительностью расчетных периодов. Каждая из этих задач намного проще

единой задачи. Используемые методы декомпозиции основаны на подходах динамического программирования и являются развитием методов, изложенных в [117].

Расчетные периоды взаимосвязанных задач следуют один за другим, причем момент окончания предыдущего периода совпадает с началом последующего. Предположим, что рассматривается  $R$  периодов. Отметим, что чем больше номер периода, тем дальше он удален от начального момента времени. Для периода  $R$  строится зависимость оптимального математического ожидания топливных издержек как функция от запасов воды в водохранилищах в начале этого периода. Кроме того, в пространстве запасов воды в водохранилищах в начале  $R$ -го периода определяется область допустимых режимов работы. Отметим, что запасы воды в водохранилищах ГЭС в начале периода  $R$  равны этим же запасам в конце предыдущего периода ( $R - 1$ ).

При оптимизации режимов на этом периоде следует в качестве целевой функции использовать сумму математического ожидания топливных издержек собственно на периоде  $R - 1$  и математического ожидания топливных издержек на периоде  $R$ , зависящих от запасов воды в водохранилищах ГЭС в конце ( $R - 1$ )-го периода (условно-оптимальных топливных издержек). Также необходимо контролировать, чтобы помимо соблюдения ограничений-неравенств на параметры режимов на периоде  $R - 1$  запасы воды в конце этого периода находились в пределах области, обеспечивающей допустимость режимов на периоде  $R$ .

Для периода  $R - 1$  может быть построена зависимость суммы математического ожидания топливных издержек на периодах  $R$  и  $R - 1$  от запасов воды в водохранилищах ГЭС в начале периода  $R - 1$  и область допустимых режимов работы на периодах  $R$  и  $R - 1$  в зависимости от запасов воды в начале периода  $R - 1$ . Знание этих зависимостей позволит проводить оптимизацию режимов на предшествующем периоде  $R - 2$ . При этом оптимизируется сумма математических ожиданий топливных издержек собственно на периоде  $R - 2$  и на периодах  $R$  и  $R - 1$ , зависящих от запасов воды в конце периода  $R - 2$ . Кроме того, контролируется, чтобы эти запасы находились в пределах области, гарантирующей допустимость режимов на периодах  $R - 1$  и  $R$ . Продолжая построение таких зависимостей, можно сформировать задачи оптимизации режимов для всех  $R$  периодов. При этом в целевой функции текущего периода будут учтены затраты на всех последующих периодах и влияние режимов текущего периода на ограничения последующих периодов.

В связи с этим основная проблема предлагаемого подхода состоит в построении зависимостей оптимального значения суммы математических ожиданий топливных издержек текущего и всех последующих периодов от запасов воды в водохранилищах ГЭС в начале текущего периода и области в пространстве запасов воды в начале текущего периода, в которой существуют допустимые режимы на текущем и всех последующих периодах.

Для построения указанных зависимостей в пространстве запасов воды строится сетка, в узлах которой проводятся оптимизационные расчеты. Для периода  $R$  в узлах сетки решается задача I.

На основании этих расчетов строится (методом наименьших квадратов или другим способом) функция минимального значения математического ожидания топливных издержек на периоде  $R$  в зависимости от запасов воды в водохрани-

лицах ГЭС в начале этого периода  $3^R(\mathbf{W}^R)$ . Отметим, что  $3^R(\mathbf{W}^R)$  равна оптимальному значению целевой функции задачи I при заданном векторе  $\mathbf{W}^R$  запасов воды в начале периода  $R$ .

Если при некоторых возможных значениях начальных запасов воды задача I для периода  $R$  не имеет допустимых решений, то в узлах сетки помимо задачи I решается задача максимизации наименьшего из ограничений неравенств задачи I (задача III).

Математическая формулировка задачи III имеет следующий вид:

$$\min_{X^{\text{доп}}, X_{ji}} X^{\text{доп}} \tag{19.14}$$

при ограничениях

$$X^{\text{доп}} \mathbf{E} + \mathbf{G}_{ji} (\mathbf{x}_{ji}^{\text{опт}}, \mathbf{W}_{ji}^{\text{вх}}, \mathbf{S}_{ji}) \geq 0, \tag{19.15}$$

$$X^{\text{доп}} \bar{\mathbf{E}} + \mathbf{W}_{ji}^{\text{вых}} - \mathbf{W}' \geq 0, \tag{19.16}$$

$$X^{\text{доп}} \bar{\mathbf{E}} + \mathbf{W}'' - \mathbf{W}_{ji}^{\text{вых}} \geq 0, \tag{19.17}$$

$$i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, D$$

и учете условий (19.4)–(19.10) задачи I, где  $\mathbf{E}$ ,  $\bar{\mathbf{E}}$  – векторы, все компоненты которых равны единице;  $X^{\text{доп}}$  – дополнительный оптимизируемый параметр.

Если в точке решения задачи III  $X^{\text{доп}} > 0$ , то задача I не имеет допустимого решения. Решение задачи III в узлах указанной выше сетки, построенной в пространстве запасов воды в водохранилищах в начале интервала  $R$ , позволяет сформировать функцию максимального значения дополнительного параметра от начальных запасов воды  $\tilde{X}^R(\mathbf{W}^R)$ .

Очевидно, что вектор  $\mathbf{W}^R$  должен отвечать условию

$$\tilde{X}^{\text{доп}}(\mathbf{W}^R) \leq 0 \text{ или } [-\tilde{X}^{\text{доп}}(\mathbf{W}^R)] \geq 0. \tag{19.18}$$

Знание зависимостей  $3^R(\mathbf{W}^R)$  и  $\tilde{X}^{\text{доп}}(\mathbf{W}^R)$  позволяет сформировать задачу оптимизации режимов периода  $R - 1$  с учетом влияния запасов воды в водохранилищах ГЭС в конце периода  $R - 1$  на топливные издержки и область допустимых значений режимов работы периода  $R$ . Для этого решается задача IV, математическая формулировка которой имеет следующий вид.

Требуется найти

$$\min_{x_{ji}} \left\{ \sum_{t=1}^T d_t \left[ \sum_{\forall j \in Q_t} V_j \left( \sum_{i=1}^n u_{ji} \right) \right] + d_T \sum_{l \in Q_T} [V_l 3^R(\mathbf{W}_{l_n}^{\text{вых}})] \right\} \tag{19.19}$$

при условиях

$$-\tilde{X}^{\text{доп}}(\mathbf{W}_n^{\text{вых}}) \leq 0; l \in \forall Q_t, \tag{19.20}$$

а также условиях (19.2)–(19.8) и (19.10) задачи I.

Если в некоторых узлах сетки для периода  $R - 1$  отсутствуют допустимые режимы, то решается задача V, отличающаяся от задачи III исключением условия (19.9) и введением дополнительного условия:

$$[-\tilde{X}^{\text{доп}}(\mathbf{W}_{l_n}^{\text{вых}})] \geq 0; l \in \forall Q_t. \tag{19.21}$$

На основе решения указанных задач могут быть построены зависимости  $3^{R-1}(\mathbf{W}^{R-1})$  и  $\tilde{X}^{\text{доп } R-1}(\mathbf{W}^{R-1})$ , где  $\mathbf{W}^{R-1}$  — запасы в начале периода  $R-1$ ,  $3^{R-1}$  — оптимальное значение целевой функции задачи IV при заданных запасах воды в начале периода  $R-1$ , и  $\tilde{X}^{\text{доп } R-1}$  — то же, что и  $\tilde{X}^{\text{доп } R}$ , но для периода  $R-1$ .

Условию  $[-\tilde{X}^{\text{доп } R-1}(\mathbf{W}^{R-1})] \geq 0$  отвечают все векторы  $\mathbf{W}^{R-1}$ , для которых на периодах  $R-1$  и  $R$  существуют допустимые решения.

Если в задаче IV и задаче V вместо  $3^R(\mathbf{W}^R)$  и  $\tilde{X}^{\text{доп } R}(\mathbf{W}^R)$  подставить зависимости  $3^{R-1}(\mathbf{W}^{R-1})$  и  $\tilde{X}^{\text{доп } R-1}(\mathbf{W}^{R-1})$ , то получаем задачи для оптимизации периода  $R-2$ .

Известно, что теплоэлектроцентрали осуществляют производство тепла и электроэнергии. Для паротурбинных ТЭЦ, на которых установлены турбины с регулируемыми отборами пара и конденсаторами, возможна работа с минимальными вентиляционными расходами пара в конденсаторы, из которых (через систему технического водоснабжения ТЭЦ) осуществляется сброс тепла в окружающую среду (работа ТЭЦ по тепловому графику), и с расходами пара в эти конденсаторы выше минимальных (работа ТЭЦ по электрическому графику).

При оптимизации режимов ЭЭС рассматривается несколько предельных режимов, при этом в каждом из них тепловые нагрузки ТЭЦ могут считаться известными. В этом случае для моделирования ТЭЦ нужно знать диапазон изменения ее полезной электрической мощности при заданных тепловых нагрузках и зависимость расхода топлива ТЭЦ от ее полезной электрической мощности в этом диапазоне. Эта зависимость называется энергетической характеристикой ТЭЦ. Поскольку часто на ТЭЦ установлено разнотипное оборудование и одно и то же сочетание электрической и тепловой нагрузок электростанции может быть достигнуто разным распределением нагрузок между генерирующими агрегатами, то энергетические характеристики ТЭЦ следует строить при минимальном по стоимости израсходованного топлива распределении нагрузок.

В простейшем случае для построения энергетической характеристики ТЭЦ следует:

а) определить диапазон изменения полезной электрической мощности ТЭЦ при заданной тепловой нагрузке, т. е. найти минимальную ( $N_{\min}$ ) и максимальную ( $N_{\max}$ ) полезные мощности ТЭЦ, а также максимальную полезную мощность ТЭЦ, развиваемую при ее работе по тепловому графику ( $N_{\max}^T$ );

б) найти (при заданной тепловой нагрузке и заданных мощностях  $N_{\min}$ ,  $N_{\max}^T$  и  $N_{\max}$ ) соответствующие оптимальные расходы топлива  $B_{\min}$ ,  $B_{\max}^T$ ,  $B_{\max}$ .

Соединяя полученные точки отрезками прямых линий, находим зависимость, вид которой представлен на рис. 19.2.

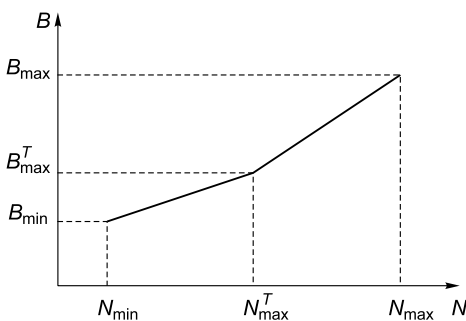


Рис. 19.2. Энергетическая характеристика ТЭЦ.



Решаемые в пунктах а) и б) задачи нелинейного программирования подробно рассмотрены в [78]. Там же представлено построение энергетических характеристик в виде нелинейных кривых с использованием более трех базовых точек.

Математическая модель ГЭС [117], используемая в настоящей работе, учитывает линейную зависимость удельного расхода воды на производство электроэнергии от напора.

В математической модели линии электропередачи [117] принята квадратичная зависимость потерь активной мощности от величины передаваемой активной мощности.

С использованием математических моделей ГЭС, ТЭЦ, линий электропередачи строится математическая модель расчета представительных режимов ЭЭС. Модель учитывает связь по “воде” между водохранилищами ГЭС, если они входят в один каскад, а также схему линий электропередачи энергосистемы.

В модели задаются активные электрические мощности потребителей и выделяются оптимизируемые режимные параметры (активные мощности электростанций, холостые сбросы ГЭС и др.). В результате определяется суммарная стоимость топлива, израсходованного ТЭС на протяжении отрезка времени, в течение которого длится рассчитываемый представительный режим, а также запасы (напоры) воды в водохранилищах ГЭС в конце этого отрезка.

Знание запасов воды в водохранилищах ГЭС в конце данного отрезка времени позволяет рассчитать режим ЭЭС, относящийся к следующему отрезку времени, соответствующему той же ветви дерева сочетаний условий функционирования, что и в предыдущем режиме. Если ранее рассчитанный режим относится к последнему отрезку времени, соответствующему некоторой ветви дерева, то запасы воды в конце этого отрезка передаются в качестве начальных запасов воды в водохранилищах для всех ветвей, выходящих из той вершины, в которую входит ветвь с ранее рассчитанным режимом.

Для формирования математической модели расчета представительных режимов ЭЭС используется ПВК СМПП, который позволяет на основе анализа графической схемы исследуемого объекта и математических моделей отдельных его элементов автоматически построить программу расчета этого объекта на языке Фортран [108]. С помощью этого же вычислительного комплекса формируется модель расчета всей совокупности представительных режимов, задаваемых деревом сочетаний условий функционирования, и решаются задачи нелинейного математического программирования I–V.

## 19.2. Пример оптимизации работы энергосистемы

В качестве примера рассматривается оптимизация длительных режимов энергосистемы, в состав которой входят каскад из гидроэлектростанций и угольные ТЭЦ. На рис. 19.3 представлена расчетная схема энергосистемы, которая включает три ГЭС, две из них имеют водохранилища многолетнего регулирования (ГЭС-1 и ГЭС-2) и восемь ТЭЦ. В табл. 19.1 даны располагаемые электрические мощности ТЭЦ, а в табл. 19.2 – характеристики ГЭС.

Расчетный период задачи I был принят равным шести годам, а интервалы, на которые разбивался этот период, – одному году. Такими же были расчетный период и интервалы задачи II.

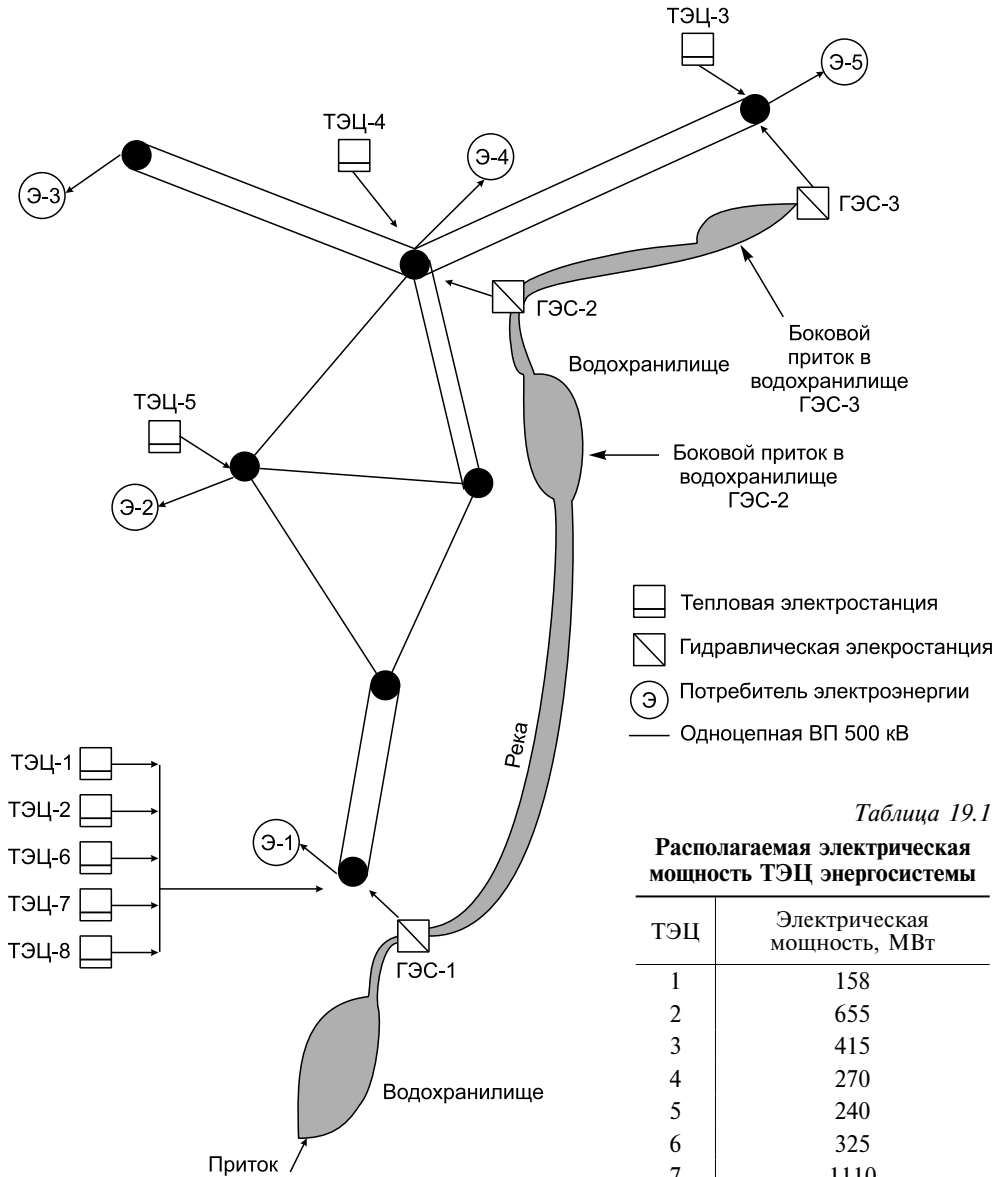


Рис. 19.3. Расчетная схема энергосистемы.

Таблица 19.1

**Располагаемая электрическая мощность ТЭЦ энергосистемы**

ТЭЦ	Электрическая мощность, МВт
1	158
2	655
3	415
4	270
5	240
6	325
7	1110
8	350

Сокращенное расчетное дерево условий функционирования энергосистемы дано на рис. 19.4, где показан тот же принцип обозначения ветвей дерева, что и на рис. 19.1. Цифрами в скобках показаны вероятности реализации приточностей соответствующих ветвей. Для упрощения иллюстрации результатов расчетов в сокращенном дереве приняты только три выходные вершины. Варианты с низкой суммарной приточностью воды и вероятностью реализации 0,02 представлены сочетанием пяти маловодных лет одного многоводного года.

Таблица 19.2

**Характеристика ГЭС энергосистемы**

Показатель	ГЭС-1	ГЭС-2	ГЭС-3
Установленная мощность, МВт	662	4500	3840
Среднегодовалая выработка электроэнергии, млрд кВт·ч	4,1	22,5	21,9
Максимальный напор, м	29,8	105	87,5
Минимальный напор, м	28,4	95	86
Полезный объем водохранилища, км <sup>3</sup>	46,4	48,2	2,77
Площадь водохранилища, км <sup>2</sup>	33000	5470	1873
Среднегодовой приток воды в водохранилище, км <sup>3</sup> /год	60,5	91,7	99,7

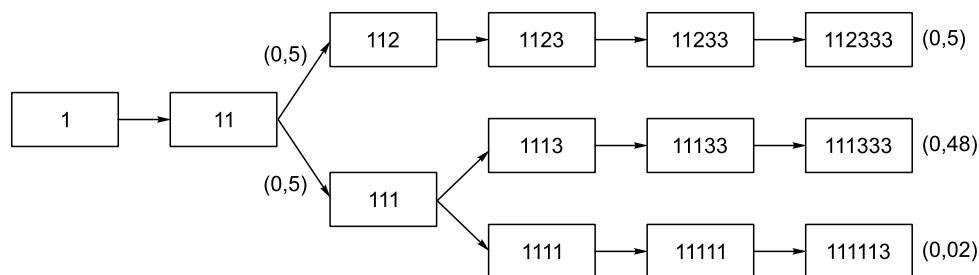


Рис. 19.4. Сокращенное расчетное дерево условий функционирования энергосистемы.

Приточность воды в водохранилища ГЭС и вероятность ее реализации, используемые в расчетах представлены в табл. 19.3.

Таблица 19.3

**Приточность воды в водохранилищах ГЭС, м<sup>3</sup>/с**

Приток воды в водохранилище	Год		
	маловодный	средневодный	многоводный
ГЭС-1:			
летний	2626	3282	3938
зимний	991	1238	1485
ГЭС-2:			
летний	2047	2559	3071
зимний	164	205	246
ГЭС-3:			
летний	555	694	833
зимний	26,4	33	39,6
Вероятность реализации	0,3	0,4	0,3

Таблица 19.4

## Электрические нагрузки в узлах энергосистемы, МВт

Узел энергосистемы	Режим	
	среднелетний	среднезимний
Э-1	2602,0	3252,0
Э-2	323,2	404,0
Э-3	247,2	309,0
Э-4	2072,0	2590,0
Э-5	638,4	798,0

Расчеты проводились в двух характерных режимах: среднезимнем (продолжительностью 5760 ч) и среднелетнем (продолжительностью 3000 ч). Это связано с тем, что в энергосистеме имеется значительный избыток генерирующих мощностей, и проверка ее работы в максимальном режиме не требовалась. В среднезимнем режиме ТЭЦ имеют средний отпуск тепла за отопительный период, а в среднелетнем – за неотапительный. Принято, что продолжительность летней приточности воды в водохранилища ГЭС равна продолжительности среднелетнего режима отпуска тепла. Электрические нагрузки в среднезимнем и среднелетнем режимах в первый год расчетного периода задачи I даны в табл. 19.4.

В последующие годы принят рост нагрузок в узлах энергосистемы на 2 %. Электрические нагрузки по годам расчетного периода задачи II принимались одинаковыми и равными нагрузкам последнего года расчетного периода задачи I. Цены топлива ТЭЦ принимались для различных электростанций в диапазоне от 800 до 900 руб./т у.т. В пятом году расчетного периода задачи I предполагаемая мощность ТЭЦ-5 увеличивается на 225 МВт.

При определении производства электроэнергии коэффициент готовности для электрогенерирующего оборудования ТЭЦ принимался равным 0,9 в отопительный период и 0,75 в неотапительный, а для ГЭС – 0,9 в течение всего года.

В результате решения задачи II получены оптимальные значения математического ожидания напоров воды на плотинах ГЭС-1 и ГЭС-2 в конце расчетного периода задачи I, составившие для ГЭС-1 – 29,23 м, а для ГЭС-2 – 104,82 м. Оптимальное решение задачи I при начальных напорах воды на плотинах ГЭС-1 и ГЭС-2, равных 29,1 и 102,5 м соответственно, приведено в табл. 19.5 и 19.6.

В табл. 19.7 представлено оптимальное математическое ожидание суммарных топливных издержек за расчетный период задачи I и максимальное значение наименьшего из ограничений-неравенств в точке решения задачи III в зависимости от запасов воды в водохранилищах ГЭС-1 и ГЭС-2 в начале расчетного периода задачи I. Как видно, допустимые решения задачи I существуют не для всех значений возможных запасов воды в начале ее расчетного периода. Ограничениями-неравенствами, определяющими оптимальные значения вспомогательного параметра  $X^{\text{оп}}$ , являются ограничения снизу на напоры воды на

Таблица 19.5

**Основные показатели работы ГЭС энергосистемы за расчетный период**

Номер		ГЭС-1		ГЭС-2		ГЭС-3
года	ветви	Напор воды в конце периода, м	Мощность, МВт	Напор воды в конце периода, м	Мощность, МВт	Мощность, МВт
<i>Среднелетний режим</i>						
1	1	29,39	446,13	105,00	2851,60	2922,61
2	11	29,02	287,15	105,00	2977,05	3015,34
3	112	28,96	394,84	105,00	2993,56	3160,42
3	111	28,63	480,07	105,00	2849,10	2924,49
4	1123	29,20	424,35	104,97	3001,77	3291,87
5	11233	29,45	383,86	105,00	3118,22	3386,90
6	112333	29,75	349,55	105,00	3235,34	3482,68
4	1113	29,03	507,58	104,96	2879,87	3195,23
4	1111	28,48	595,39	103,94	2695,89	2823,52
5	11133	29,38	528,59	104,94	2906,03	3219,61
6	111333	29,78	281,03	104,90	3121,01	3381,03
5	11111	28,48	595,51	102,08	2701,70	2864,93
6	111113	28,91	595,45	102,14	2670,45	3076,95
<i>Среднезимний режим</i>						
1	1	28,53	595,93	104,12	2912,26	2543,69
2	11	28,40	495,46	102,10	2968,29	2613,67
3	112	28,46	510,48	100,75	3321,63	2945,37
3	111	28,40	338,15	99,70	2885,84	2566,36
4	1123	28,65	595,72	101,41	3510,54	3108,93
5	11233	28,91	595,97	102,03	3378,53	2984,94
6	112333	29,24	592,84	104,92	2774,21	2426,44
4	1113	28,77	477,69	99,62	3439,38	3069,52
4	1111	28,40	276,52	97,96	2778,88	2500,14
5	11133	28,85	595,00	102,24	3327,59	2938,22
6	111333	29,26	594,82	104,86	2772,28	2426,32
5	11111	28,40	276,35	95,74	2800,97	2563,60
6	111113	28,43	563,11	101,58	2759,18	2474,22

плотинах ГЭС-1 и ГЭС-2. Для точек, в которых отсутствует допустимое решение задачи I, значения математических ожиданий суммарных топливных издержек в табл. 19.7 не приводятся. Полученные на основе табл. 19.7 зависимости могут быть использованы для решения задач оптимизации режимов работы ЭЭС с расчетным периодом, равным одному году.

Таблица 19.6

## Основные показатели работы ТЭЦ энергосистемы за расчетный период

Номер		Среднелетний режим		Среднезимний режим	
Года	Ветви	Суммарная электрическая мощность, МВт	Топливные издержки, млрд руб.	Суммарная электрическая мощность, МВт	Топливные издержки, млрд руб.
1	1	2138	2,71	2280	6,31
2	11	2242	2,59	2415	6,04
3	112	2136	2,32	1904	4,92
3	111	2416	2,52	2860	6,26
4	1123	2137	2,15	1649	4,25
5	11233	2136	1,99	2040	4,37
6	112333	2136	1,84	3340	5,61
4	1113	2269	2,24	1878	4,52
4	1111	2719	2,57	3263	6,44
5	11133	2357	2,12	2141	4,48
6	111333	2418	2,00	3340	5,61
5	11111	2832	2,45	3340	6,06
6	11111	2832	2,27	3340	5,61

Таблица 19.7

## Математическое ожидание суммарных топливных издержек по энергосистеме за расчетный период в зависимости от напоров воды на плотинах ГЭС-1 и ГЭС-2

Напор воды в начале расчетного периода, м					
на ГЭС-2	на ГЭС-1				
	28,4	28,75	29,1	29,45	29,8
95,0	– 0,71	– 0,41	51 501* –0,04**	49 433 –0,11	47 716 –0,34
97,5	– 0,36	– 0,06	49 412 –0,21	47 898 –0,46	46 515 –0,11
100,0	– 0,04	49 515 –0,26	47 721 –0,53	46 415 –0,7	45 372 –0,7
102,5	49 656 –0,25	48 057 –0,55	46 355 –0,7	44 753 –0,7	43 994 –0,7
105,0	48 093 –0,52	46 487 –0,7	45 498 –0,7	44 194 –0,7	43 877 –0,7

\* Математическое ожидание суммарных топливных издержек по энергосистеме за расчетный период, млн руб.

\*\* Максимальное значение наименьшего из ограничений-неравенств, м.

\* \* \*

Создана методика оптимизации длительных режимов работы энергосистемы, основанная на построении дерева оптимальных траекторий уровней воды в водохранилищах ГЭС. Предложен метод увязки задач оптимизации режимов ЭЭС с различной продолжительностью расчетных периодов и метод построения энергетических характеристик ТЭЦ.

Применение методики проиллюстрировано на примере ЭЭС, включающей каскад из трех ГЭС и восьми ТЭЦ.

---

## Глава 20 ОПТИМИЗАЦИЯ СОСТАВА ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ

---

При добыче нефти выделяется значительное количество попутного нефтяного газа (ПНГ), который в большинстве случаев сжигается в факелах. Использование этого газа для обеспечения энергопотребления месторождений и сторонних потребителей может дать значительный энергетический, экологический и экономический эффект. При этом в качестве энергогенерирующих агрегатов могут быть использованы газотурбинные (ГТУ) и газопоршневые (ГПУ) установки. К достоинствам ГТУ относятся более низкие удельные капиталовложения и плановые издержки на техническое обслуживание и ремонты, быстрота запуска и изменения нагрузки, незначительная потребность в охлаждающей воде. К недостаткам ГТУ относится меньший по сравнению с ГПУ КПД. К недостаткам ГПУ относятся меньшая, чем у ГТУ, единичная мощность и более низкая надежность.

Вопросам эффективной утилизации ПНГ и оптимизации режимов работы электротехнической части энергокомплексов нефтегазодобывающих предприятий посвящено достаточно большое количество публикаций [10, 34, 51, 88, 138, 147, 168, 170]. В то же время задаче выбора оптимального состава и графика ввода электрогенерирующего оборудования энергокомплексов нефтегазодобывающих предприятий (НГДП) не уделено должного внимания. Поскольку капиталовложения и эксплуатационные затраты в генерирующее оборудование весьма велики и от его правильного выбора зависит надежность энергоснабжения НГДП, то актуальность решения этой задачи очевидна. При решении таких задач имеются два типичных случая:

1) энергокомплекс покрывает лишь собственные электрические нужды месторождения. Причем избыток газа (при его наличии) утилизируется каким-либо способом или сжигается в факелах, а в случае недостатка газа для выработки электроэнергии используются другие виды топлива (как правило, жидкое газотурбинное или дизельное);

2) утилизация практически всего газа. Причем если возникает избыток электроэнергии, то он направляется в электроэнергетическую систему, а если появляется ее недостаток, то он покрывается из системы.

### 20.1. Методика исследований

Для решения указанных задач в ИСЭМ СО РАН разработана методика оптимизации и программно-вычислительный комплекс. В основу определения показателей вариантов электростанции положено моделирование процессов функционирования каждой энергогенерирующей установки. Такое моделирование проводится на протяжении всего расчетного периода с шагом 1 ч. Принято, что установка может находиться:

- а) в работе с выдачей электрической мощности;
- б) в простое в холодном резерве (установка работоспособна, но выведена из эксплуатации, в связи с целесообразностью остановить часть генерирующего

оборудования, из-за нехватки газа, поступающего на станцию, для загрузки всего оборудования или малой потребностью в электроэнергии);

в) в простое в плановых ремонтах и технических обслуживаниях (ТО);

г) в простое в послеаварийном ремонте.

Предусмотрена возможность планового ремонтного цикла, включающего заданное число лет, по истечении которых цикл повторяется. Другая возможная форма планового обслуживания – это периодические ТО, проводимые через различное число часов. Предусмотрена возможность учета нескольких различных видов ТО. Каждое ТО имеет свою периодичность, т. е. проводится через определенные число часов работы, продолжительность простоя установки и стоимость.

Аварийный останов установки с последующим восстановительным послеаварийным ремонтом рассматривается как случайное событие, вероятность которого за час работы под нагрузкой равна  $1/T_{\text{отк}}$ , где  $T_{\text{отк}}$  – средняя наработка установки на отказ (в часах). После отказа на протяжении  $T_{\text{восст}}$  часов следует послеаварийный ремонт. Для моделирования аварийных отказов используются датчики случайных чисел с равномерным законом распределения, генерирующие случайные числа, лежащие в диапазоне от 0 до 1. Если такое число оказывается в интервале  $[0; 1/T_{\text{отк}}]$ , то считается, что в течение последующих  $T_{\text{восст}}$  часов агрегат простаивает в послеаварийном ремонте. Если случайное число лежит в диапазоне  $[1/T_{\text{отк}}; 1]$ , то в следующий час установка сохраняет работоспособность.

Для каждого варианта состава генерирующего оборудования энергокомплекса и графика ввода этого оборудования в эксплуатацию проводятся оптимизационные расчеты режимов работы на протяжении расчетного периода функционирования с шагом в один час. При этом для случая I (обеспечение потребности в электроэнергии месторождения) решаются задачи оптимизации по критерию минимума расхода топлива на часовом интервале времени  $[\tau-1, \tau]$

$$B_{\tau}^{\Sigma} = \min_{\delta_{j\tau}^{RAB} N_{j\tau}} \sum_{j=1}^J \sum_{l=1}^{\alpha_j} B_j(N_{jl\tau}, T_{\tau}^{\text{CPM}}) \quad (20.1)$$

при условиях

$$\sum_{j=1}^J \sum_{l=1}^{\alpha_j} N_{jl\tau} = N_{\tau}^Z, \quad (20.2)$$

$$N_{jl\tau} \in R_{jl\tau}^I, \quad R_{jl\tau}^I = \begin{cases} 0, & \text{если } \delta_{j\tau}^{RAB} = 0, \\ \left[ \underline{N}_j(T_{\tau}^{\text{CPM}}) \leq N_{jl\tau} \leq \overline{N}_j(T_{\tau}^{\text{CPM}}) \right], & \text{если } \delta_{j\tau}^{RAB} = 1, \end{cases} \quad (20.3)$$

$$\sum_{j=1}^J \sum_{l=1}^{\alpha_j} \overline{N}_j(T_{\tau}^{\text{CPM}}) \delta_{j\tau}^{RAB} - N_{\tau}^z \geq \max_{j=1, \dots, J, l=1, \dots, \alpha_j} \overline{N}_j(T_{\tau}^{\text{CPM}}) \delta_{j\tau}^{RAB}. \quad (20.4)$$

Если условия (20.2)–(20.4) являются несовместными, то решается задача (20.1)–(20.3). При этом  $\delta_{j\tau}^{RAB}$  исключаются из состава оптимизируемых параметров и в (20.3)  $\delta_{j\tau}^{RAB}$  заменяется на  $\delta_{j\tau}^R$ . Если и эта задача не имеет допустимого решения, то решается задача максимизации суммарной электрической мощности энергокомплекса

$$N_{\tau}^U = \max_{N_{j\tau}} \sum_{j=1}^J \sum_{l=1}^{\alpha_j} N_{jl\tau} \quad (20.5)$$



при условии

$$N_{jl\tau} \in R_{jl\tau}^{\text{II}}, \quad R_{jl\tau}^{\text{II}} = \begin{cases} 0, & \text{если } \delta_{jl\tau}^R = 0, \\ 0 \cup \left[ \underline{N}_j(T_{\tau}^{\text{CPM}}) \leq N_{jl\tau} \leq \overline{N}_j(T_{\tau}^{\text{CPM}}) \right], & \text{если } \delta_{jl\tau}^R = 1. \end{cases} \quad (20.6)$$

Получающиеся в точке решения этой задачи электрическая мощность  $N_{\tau}^U$  принимается в качестве суммарной мощности энергокомплекса в данном режиме.

Суммарный годовой расход топлива при этом определяется как

$$B_{\tau}^{\Sigma} = \sum_{j=1}^J \sum_{l=1}^{\alpha_j} B_j(N_{jl\tau}, T_{\tau}^{\text{CPM}}). \quad (20.7)$$

При необходимости использования для производства электроэнергии заданного количества ПНГ (случай II) решается задача (20.5), (20.6) с дополнительным ограничением на объем потребляемого газа вида

$$B_{\tau}^{\Sigma} \leq B_{\tau}^z. \quad (20.8)$$

В представленных выражениях (20.1)–(20.8):  $B_{\tau}^{\Sigma}$  – суммарный расход топлива энергокомплекса на временном интервале  $[\tau-1, \tau]$  расчетного периода;  $j$  – индекс типоразмера генерирующего оборудования;  $l$  – порядковый номер энергетической установки среди установок одного типоразмера;  $J$  – общее число типоразмеров используемого генерирующего оборудования,  $\alpha_j$  – максимальное число энергоустановок  $j$ -го типоразмера;  $B_j(N_{jl\tau}, T_{\tau}^{\text{CPM}})$  – расход топлива  $l$ -м агрегатом  $j$ -го типоразмера на часовом интервале  $[\tau-1, \tau]$  (зависит от мощности установки и температуры наружного воздуха);  $N_{jl\tau}$  – электрическая мощность  $l$ -го агрегата  $j$ -го типоразмера на часовом интервале  $[\tau-1, \tau]$ ;  $T_{\tau}^{\text{CPM}}$  – средняя температура наружного воздуха месяца, к которому относится интервал  $[\tau-1, \tau]$ ;  $N_{\tau}^z$  – требуемая (заданная) суммарная электрическая мощность энергокомплекса на интервале  $[\tau-1, \tau]$ ;  $R_{jl\tau}^I$  – множество допустимых значений мощности  $l$ -го агрегата  $j$ -го типоразмера на интервале  $[\tau-1, \tau]$  при решении задачи (20.1)–(20.4);  $R_{jl\tau}^{\text{II}}$  – то же, при решении задач (20.5), (20.6) и (20.5), (20.6), (20.8);  $\delta_{jl\tau}^R$  – индекс работоспособности  $l$ -го агрегата  $j$ -го типоразмера на временном интервале  $[\tau-1, \tau]$ ;  $\delta_{jl\tau}^R = 1$ , если агрегат к моменту  $\tau-1$  введен в эксплуатацию и не находится в аварийном, плановом ремонте или плановом ТО, связанном с его остановом, в противном случае  $\delta_{jl\tau}^R = 0$ ;  $\delta_{jl\tau}^{\text{RAB}}$  – индекс нахождения в работе  $l$ -го агрегата  $j$ -го типоразмера на временном интервале  $[\tau-1, \tau]$ ;  $\delta_{jl\tau}^{\text{RAB}} = 1$  – агрегат работает;  $\delta_{jl\tau}^{\text{RAB}} = 0$  – агрегат не работает; если  $\delta_{jl\tau}^{\text{RAB}} = 1$ , то  $N_{jl\tau} \neq 0$ ;  $\underline{N}_j$ ,  $\overline{N}_j$  – минимально и максимально допустимые мощности энергоустановок  $j$ -го типоразмера (зависят от температуры наружного воздуха);  $B_{\tau}^z$  – часовой расход ПНГ, который может быть использован на интервале  $[\tau-1, \tau]$  для производства электроэнергии, равен расходу добываемого газа за вычетом его потребления на собственные нужды месторождения, куда входит расход на печи подогрева нефти, котельные и др.

Если условие (20.4) соблюдается, то при работе соответствующего варианта генерирующего оборудования энергокомплекса на временном интервале  $[\tau-1, \tau]$  имеется вращающийся аварийный резерв активной электрической мощнос-

ти, достаточный для покрытия всех потребностей месторождения при отключении самой мощной из находящихся в работе энергогенерирующих установок.

Значения индексов, определяющих состояние каждого агрегата на интервале  $[\tau-1, \tau]$ , находятся из следующих выражений.

Индекс нахождения в состоянии планового технического обслуживания  $q$ -го вида

$$\delta_{j\tau}^{\text{TO}_q} = \begin{cases} 1, & \text{если } (S_{j\tau-1}^{\text{TO}_q} = S_{j\max}^{\text{TO}_q}) \cup (S_{j\tau-2}^{\text{TO}_q} = S_{j\max}^{\text{TO}_q}) \cup \dots \cup (S_{j\tau-\Delta\tau_\alpha^{\text{TO}_q}}^{\text{TO}_q} = S_{j\max}^{\text{TO}_q}), \\ & q = 1, 2, \dots, Q, \\ 0, & \text{если } S_{j\tau}^{\text{TO}_q} \leq S_{j\max}^{\text{TO}_q}. \end{cases} \quad (20.9)$$

Индекс нахождения в аварийном состоянии

$$\delta_{j\tau}^{\text{AB}} = \begin{cases} 1, & \text{если } \left[ (N_{j\tau-1} \neq 0) \cap \left( \varepsilon_{j\tau} \leq \frac{1}{T_{\text{нар}j}} \right) \right] \cup \left[ (N_{j\tau-2} \neq 0) \cap \left( \varepsilon_{j\tau-1} \leq \frac{1}{T_{\text{нар}j}} \right) \right] \cup \dots \cup \\ & \cup \dots \cup \left[ (N_{j\tau-\Delta\tau_j^{\text{AB}}} \neq 0) \cap \left( \varepsilon_{j\tau-\Delta\tau_j^{\text{AB}}+1} \leq \frac{1}{T_{\text{нар}j}} \right) \right], \\ 0, & \text{если } \left[ (\delta_{j\tau-1}^{\text{RAB}} = 1) \cap \left( \varepsilon_{j\tau} > \frac{1}{T_{\text{нар}j}} \right) \right] \cup (\delta_{j\tau}^{\text{XR}} = 1) \cup (\delta_{j\tau-1}^{\text{TO}_1} = 1) \cup \dots \cup (\delta_{j\tau-1}^{\text{TO}_Q} = 1). \end{cases} \quad (20.10)$$

Индекс нахождения в работоспособном состоянии

$$\delta_{j\tau}^{\text{R}} = \begin{cases} 1, & \text{если } (\delta_{j\tau}^{\text{TO}_1} = 0) \cap (\delta_{j\tau}^{\text{TO}_2} = 0) \cap \dots \cap (\delta_{j\tau}^{\text{TO}_Q} = 0) \cap (\delta_{j\tau}^{\text{AB}} = 0) \cap (n_{j\tau}^{\text{BЭ}} = 1), \\ 0, & \text{если } (\delta_{j\tau}^{\text{TO}_1} = 1) \cup (\delta_{j\tau}^{\text{TO}_2} = 1) \cup \dots \cup (\delta_{j\tau}^{\text{TO}_Q} = 1) \cup (\delta_{j\tau}^{\text{AB}} = 1) \cup (n_{j\tau}^{\text{BЭ}} = 0). \end{cases} \quad (20.11)$$

Индекс нахождения установки в состоянии холодного резерва

$$\delta_{j\tau}^{\text{XR}} = \begin{cases} 1, & \text{если } (\delta_{j\tau}^{\text{R}} = 1) \cap (\delta_{j\tau}^{\text{RAB}} = 0), \\ 0, & \text{если } (\delta_{j\tau}^{\text{R}} = 0) \cup (\delta_{j\tau}^{\text{RAB}} = 1). \end{cases} \quad (20.12)$$

Если указанные индексы равны единице, то  $l$ -я установка  $j$ -го типоразмера на временном интервале  $[\tau-1, \tau]$  находится в состояниях, отраженных в названных индексах. Если же индексы равны нулю, то установка не находится в указанных состояниях.

В выражениях (20.9)–(20.12)  $n_{j\tau}^{\text{BЭ}}$  – признак ввода установки в эксплуатацию, если к моменту  $\tau-1$  установка введена в эксплуатацию, то  $n_{j\tau}^{\text{BЭ}} = 1$ , в противном случае  $n_{j\tau}^{\text{BЭ}} = 0$ ;  $T_{\text{нар}j}$  – среднее число часов наработки на отказ установкой  $j$ -го типоразмера;  $\Delta\tau_j^{\text{AB}}$  – среднее число часов нахождения установки  $j$ -го типоразмера в послеаварийном ремонте;  $\varepsilon_{j\tau}$  – случайная величина с равномерным законом распределения в интервале  $[0...1]$ ;  $\Delta\tau_\alpha^{\text{TO}_q}$  – среднее время нахождения установки  $j$ -го типоразмера в состоянии технического обслуживания  $q$ -го вида;  $S_{j\max}^{\text{TO}_q}$  – предельная наработка между двумя, следующими один за другим

ТО  $q$ -го вида;  $Q$  – число видов ТО (сюда включены не только ТО, но и плановые ремонты);  $S_{j\tau}^{\text{TO}_q}$  – фактическое число часов наработки в момент  $\tau$  после окончания последнего ТО  $q$ -го вида.

Величина  $S_{j\tau}^{\text{TO}_q}$  определяется следующим образом:

$$S_{j\tau}^{\text{TO}_q} = \begin{cases} S_{j\tau-1}^{\text{TO}_q}, & \text{если } (N_{j\tau} = 0) \cap (S_{j\tau-1}^{\text{TO}_q} \neq S_{j\max}^{\text{TO}_q}), \\ S_{j\tau-1}^{\text{TO}_q} + 1, & \text{если } (N_{j\tau} \neq 0) \cap (S_{j\tau-1}^{\text{TO}_q} \neq S_{j\max}^{\text{TO}_q}), \\ 0, & \text{если } S_{j\tau-1}^{\text{TO}_q} = S_{j\max}^{\text{TO}_q}. \end{cases} \quad (20.13)$$

В результате выполнения представленных выше расчетов для каждого часа расчетного периода определяются: состояние, в котором находится каждая энергоустановка, ее электрическая мощность и расход топлива. Кроме того, определяются суммарная выработка электроэнергии энергокомплекса и суммарный расход топлива. Количество “избыточного” топлива получим из выражения

$$B_{\tau}^F = B_{\tau}^z - B_{\tau}^{\Sigma}. \quad (20.14)$$

Если  $B_{\tau}^F > 0$ , то в случае I излишки каким-либо образом перерабатываются или сжигаются в факелах. Если  $B_{\tau}^F < 0$ , то сжигания в факелах нет, и ПНГ недостаточно для производства электроэнергии, требуется использовать дополнительное топливо, например жидкое газотурбинное или дизельное.

Количество “избыточной” активной электрической мощности на интервале  $[\tau-1, \tau]$  определяется как

$$N_{\tau}^F = N_{\tau}^U - N_{\tau}^z. \quad (20.15)$$

Если  $N_{\tau}^F < 0$ , то будет не хватать активной электрической мощности, производимой энергокомплексом. При наличии связи с электроэнергетической системой эта нехватка будет покрыта из системы, а при отсутствии такой связи будет наблюдаться недостаток генерирующей мощности и недоотпуск электроэнергии потребителям месторождения, который рассчитывается как

$$\Delta \Theta_{\tau} = \begin{cases} -N_{\tau}^F \Delta \tau, & \text{если } N_{\tau}^F < 0, \\ 0, & \text{если } N_{\tau}^F \geq 0, \end{cases} \quad (20.16)$$

где  $\Delta \tau$  – продолжительность “элементарного” часового интервала времени ( $\Delta \tau = 1$ ).

Если  $N_{\tau}^F > 0$  (что возможно лишь при связи с системой), то имеется избыток электроэнергии, который будет передан в энергосистему.

Электроэнергия, передаваемая в электроэнергетическую систему или получаемая от нее, определяется

$$\Theta_{\tau}^{\text{ЭС}} = N_{\tau}^F \Delta \tau. \quad (20.17)$$

Если  $\Theta_{\tau}^{\text{ЭС}} > 0$ , то энергокомплекс поставляет электроэнергию в энергосистему, а при  $\Theta_{\tau}^{\text{ЭС}} < 0$  получает энергию.

Годовое потребление электроэнергии, суммарные максимальная и средне-годовая электрические мощности потребителей определяются следующим образом:

$$\Theta_{jt} = G_{jt} g_{jt}, \quad (20.18)$$

$$N_{jt}^{\max} = \frac{\Theta_{jt}}{T_j}, \quad (20.19)$$

$$N_t^{\max} = \sum_{j=1}^n N_{jt}^{\max}, \quad (20.20)$$

$$\Theta_t = \sum_{j=1}^n \Theta_{jt}, \quad (20.21)$$

$$N_t^{\text{cp}} = \frac{\Theta_t}{H_{\text{год}}}, \quad (20.22)$$

где подстрочным индексом  $t$  обозначаются величины, относящиеся к  $t$ -му году;  $j$  – к  $j$ -му технологическому процессу добычи нефти;  $\Theta_{jt}$  – годовое потребление электроэнергии на  $j$ -й технологический процесс (добыча жидкости – смеси нефти и воды из скважин, закачка воды в пласты, перекачка нефти в пределах месторождения, подача нефти в магистральный нефтепровод и др.) в  $t$ -м году;  $G_{jt}$  – годовая производительность  $j$ -го технологического процесса (масса добываемых жидкости и нефти, объем закачиваемой воды и т. д.) в  $t$ -м году;  $g_{jt}$  – количество электрической энергии, затрачиваемое на единицу продукции  $j$ -го технологического процесса в  $t$ -м году (для большинства процессов нефтедобычи  $g_{jt}$  принимается одинаковым для различных  $t$ );  $N_{jt}^{\max}$  – суммарная электрическая мощность  $j$ -го технологического процесса в  $t$ -м году;  $T_j$  – продолжительность использования максимальной нагрузки для  $j$ -го технологического процесса;  $n$  – число учитываемых технологических процессов;  $N_t^{\max}$  – суммарная максимальная мощность потребителей месторождения;  $\Theta_t$  – суммарное годовое потребление электроэнергии;  $H_{\text{год}}$  – число часов в году;  $N_t^{\text{cp}}$  – суммарная среднегодовая электрическая мощность потребителей месторождения.

Мощность  $N_t^z$ , используемая в (20.2) и (20.15), определяется

$$N_t^z = \frac{N_t^{\text{cp}} + DN_t^{\text{cp}}}{(1 - \alpha_{\text{CH}})}, \quad (20.23)$$

где  $t$  соответствует тому году, к которому относится временной интервал  $[\tau-1, \tau]$ ;  $DN_t^{\text{cp}}$  – средние потери активной мощности в электрических сетях месторождения;  $\alpha_{\text{CH}}$  – доля расхода электроэнергии на собственные нужды энергокомплекса.

При автономном энергоснабжении (случай I) все сопоставляемые варианты генерирующего оборудования энергокомплекса месторождения и их графики ввода в эксплуатацию должны обеспечить ремонтный и аварийный резервы мощности в любом году расчетного периода. Это означает, что при останове двух наиболее мощных электрогенерирующих установок сумма максимальных мощностей остальных должна быть не ниже суммарной максимальной мощности потребителей месторождения с учетом потерь активной мощности в электрической сети месторождения и мощности собственных нужд энергокомплекса. Это требование сводится к выполнению неравенства

$$\sum_{j=1}^J \sum_{l=1}^{\alpha_j} \overline{N}_j (T_{\max}^{\text{CPM}}) \delta_{jlt}^{\text{ВВОД}} - (T_t^{\max} + DN_t^{\max}) / (1 - \alpha_{\text{сн}}) \geq$$

$$\geq \max_{\forall (j_1, l_1, j_2, l_2) \in L} \left[ N_{j_1} (T_{\max}^{\text{CPM}}) \delta_{j_1 l_1 t}^{\text{ВВОД}} + N_{j_2} (T_{\max}^{\text{CPM}}) \delta_{j_2 l_2 t}^{\text{ВВОД}} \right], \quad (20.24)$$

где  $t = 1, 2, \dots, T^p$ ;  $L = \{(j_1, l_1, j_2, l_2) / j_1 = 1, \dots, J; l_2 = 1, \dots, \alpha_{j_1}; j_2 = 1, \dots, J; l_2 = 1, \dots, \alpha_{j_2}; [(j_1 = j_2) \cap (l_1 = l_2)]\}$ ;  $T^p$  – число лет расчетного периода;  $\delta_{jlt}^{\text{ВВОД}} = 1$  – если к началу  $t$ -го года  $l$ -я установка  $j$ -го типа введена в эксплуатацию;  $\delta_{jlt}^{\text{ВВОД}} = 0$  в противном случае;  $DN_t^{\max}$  – суммарные потери активной электрической мощности в сети месторождения при максимальных нагрузках потребителей;  $T_{\max}$  – максимальная температура наружного воздуха.

Поскольку механическая мощность газотурбинных и газопоршневых установок уменьшается с увеличением температуры наружного воздуха, то в качестве максимальной мощности энергогенерирующих агрегатов в выражении (20.23) следует использовать мощность, определенную при максимальной температуре наружного воздуха. Целесообразно в качестве такой температуры принимать среднюю температуру самого теплого месяца; это допустимо, если в период, когда ожидаются высокие температуры наружного воздуха, не предусматривать остановки генерирующего оборудования на плановые ремонты и техническое обслуживание.

Для электрогенерирующего оборудования энергокомплексов, имеющих связь с ЭЭС, резервирование может осуществляться не только за счет мощности собственной электростанции, но и за счет мощности энергосистемы. В последнем случае должна быть предусмотрена плата за эту мощность. Причем резервная мощность, получаемая в  $t$ -м году от электроэнергетической системы, может быть определена исходя из следующих соображений. Если мощность, развиваемая энергокомплексом, меньше мощности собственных потребителей месторождения, то резерв мощности рассчитывается на основании мощности последних. Если мощность, развиваемая энергокомплексом, больше мощности собственных потребителей, то резерв следует рассчитывать с учетом мощности, развиваемой энергокомплексом (т. е. резервируются как “собственные”, так и другие потребители, получающие энергию от энергокомплекса). Мощность, подлежащая резервированию, сравнивается с мощностью, резерв которой обеспечивает сам комплекс исходя из условия наличия ремонтного и аварийного резерва. Если при этом возможности комплекса недостаточно, то используется резервная мощность энергосистемы.

Предельная мощность потребителей, резервирование которой (с учетом ремонтного и аварийного резерва) может обеспечить энергокомплекс за счет своего генерирующего оборудования, определяется

$$N_{\text{эн}_t}^{\text{рез}} = \left\{ \sum_{j=1}^J \sum_{l=1}^{\alpha_j} \overline{N}_j (T_{\max}^{\text{CPM}}) \delta_{jlt}^{\text{ВВОД}} - \max_{\forall (j_1, l_1, j_2, l_2) \in L} \left[ N_{j_1} (T_{\max}^{\text{CPM}}) \delta_{j_1 l_1 t}^{\text{ВВОД}} + N_{j_2} (T_{\max}^{\text{CPM}}) \delta_{j_2 l_2 t}^{\text{ВВОД}} \right] \right\} \times$$

$$\times (1 - \alpha_{\text{сн}}). \quad (20.25)$$

Это максимальная суммарная электрическая мощность, которую могут развить оставшиеся в работе генерирующие установки комплекса при останове

двух наиболее мощных из них. Если эта мощность больше максимальной суммарной мощности всех питаемых от энергокомплекса потребителей (как собственных, так и сторонних), то дополнительное резервирование за счет ЭЭС не требуется. В противном случае резервная мощность, покрываемая за счет энергосистемы, будет равна разности максимальной суммарной мощности потребителей и мощности, резервируемой энергокомплексом:

$$N_t^{\text{резЭЭС}} = \begin{cases} 0, & \text{если } (N_t^{\text{max}\Sigma} - N_{\text{ЭН}(t)}^{\text{рез}}) \leq 0, \\ (N_t^{\text{max}\Sigma} - N_{\text{ЭН}(t)}^{\text{рез}}), & \text{если } (N_t^{\text{max}\Sigma} - N_{\text{ЭН}(t)}^{\text{рез}}) > 0, \end{cases} \quad (20.26)$$

где  $N_t^{\text{max}\Sigma}$  – максимальная суммарная мощность потребителей, питаемых энергокомплексом, определяемая как наибольшая величина из  $N_t^{\text{max}} + DN_t^{\text{max}}$  и

$\max_{\tau \in \Omega_t} \sum_{j=1}^J \sum_{l=1}^{\alpha_j} N_{jlt} \cdot (1 - \alpha_{\text{сн}})$ ;  $\Omega_t$  – множество всех значений  $\tau$ , относящихся к  $t$ -му году.

Отметим, что каждый рассматриваемый в работе часовой интервал времени может быть отнесен к определенному году расчетного периода. Суммирование соответствующих часовых показателей позволяет получить годовые показатели как по отдельным установкам, так и по энергокомплексу в целом (расход ПНГ, расход жидкого топлива, сжигание газа в факелах, выработка электроэнергии, недоотпуск электроэнергии и др.).

Поскольку эти показатели зависят от случайных величин  $\varepsilon_{jlt}$ , то для определения их средних значений производится многократное моделирование процесса функционирования энергокомплекса на протяжении расчетного периода с определением среднеарифметических значений годовых показателей. Эти показатели и используются при определении экономических характеристик сопоставляемых вариантов.

Для решения представленных выше задач оптимизации распределения электрических нагрузок между агрегатами энергокомплекса используется метод динамического программирования [148] (задача (20.5), (20.6) и задача (20.5), (20.6), (20.8)) или его сочетание с методом направленного перебора (задача (20.1)–(20.4)). При этом для каждого  $\tau$  подбираются такие допустимые сочетания  $\delta_{jlt}^{RAB}$ , для которых выполняется условие (20.4). Для каждого подобранного сочетания методом динамического программирования оптимизируются мощности генерирующих установок. Выбирается сочетание  $\delta_{jlt}^{RAB}$ , у которого оптимальный расход топлива наименьший.

Алгоритм, реализующий метод динамического программирования, организован таким образом, что если в оптимальной точке мощности агрегатов одного типоразмера различны, то наибольшие мощности будут у агрегатов с меньшим порядковым номером, а в холодный резерв будут выводиться агрегаты с большим порядковым номером. Это может привести к существенному неравенству наработок различных агрегатов, что ухудшает экономические показатели энергокомплекса. Для обеспечения примерного равенства наработок агрегатов одного типоразмера с различными номерами их “внутренние” номера, используемые в алгоритме динамического программирования и при решении каждой очередной задачи, формируются заново с использованием датчиков случайных чисел с равномерным законом распределения.

Экономической особенностью рассматриваемых энергетических систем является то, что основной целью их функционирования не значитится производство электрической энергии на продажу и получение в результате этого прибыли. Поэтому для сравнения вариантов выбора состава генерирующего оборудования энергокомплекса не могут быть использованы такие общепринятые критерии экономической и коммерческой эффективности, как суммарная чистая дисконтированная прибыль за время функционирования объекта (чистая дисконтированная стоимость проекта) и внутренняя норма доходности (внутренняя норма возврата капитальных вложений). В этих условиях оценку эффективности вариантов целесообразно проводить по критерию минимума суммарных дисконтированных фактических доходов и расходов за расчетный период (состояние текущего счета в конце расчетного периода). Следует отметить, что, как правило, состояние текущего счета в конце расчетного периода оказывается меньше нуля (расходы больше доходов), поскольку на произведенную энергокомплексом и потребленную собственным НГДП электроэнергию отсутствует фактический доход.

Для сопоставительного анализа экономической и коммерческой эффективности вариантов развития энергокомплекса НГДП, имеющего связь с ЭЭС, удобным является критерий минимума цен электроэнергии, по которому она должна была бы отпускаться собственным потребителям, чтобы баланс дисконтированных доходов и расходов энергокомплекса к концу расчетного периода был равен нулю. Отметим, что фактически подбирается цена электроэнергии первого года работы энергокомплекса (назовем ее базовой), а цены других лет определяются на ее основе, с учетом тех же коэффициентов инфляции, которые учитываются при определении цен на электроэнергию, получаемую от ЭЭС в разные годы расчетного периода. Реализация электроэнергии по этим ценам позволила бы энергокомплексу покрыть небаланс фактических расходов и доходов без получения дополнительной прибыли. Поэтому данные цены называются ценами самофинансирования. Чем они ниже, тем эффективнее вариант развития энергокомплекса. Если цены самофинансирования ниже цен (соответствующих лет), по которым электроэнергия может приобретаться от электроэнергетической системы, то создание собственных источников энергии является экономически оправданным.

Фактические расходы состоят из капиталовложений в энергокомплекс (генерирующее оборудование, трубопроводы ПНГ, линии электропередачи, электрические подстанции и др.), затрат на покупку электроэнергии и платы за резервную мощность в случае централизованной системы энергоснабжения или на газотурбинное топливо в случае автономной энергосистемы, эксплуатационных издержек (стоимости плановых ТО и ремонтов, а также аварийных ремонтов, определяемых по их продолжительности), налога на имущество. В состав фактических доходов также включается доход от продажи электроэнергии в энергосистему в случае централизованного энергоснабжения и доход от продажи выводимого из эксплуатации работоспособного оборудования по остаточной стоимости, если это представляется возможным. Поскольку амортизационные отчисления имеют различные значения для сравниваемых вариантов и не облагаются налогом на прибыль, то в учитываемые доходы добавлено сокращение суммарного налога на прибыль за счет амортизационных отчислений энер-

гокомплекса, исключаемых из базы этого налога. Баланс фактических доходов и расходов энергокомплекса в соответствии со сказанным выше определяется

$$\Delta\Phi = \sum_{t=1}^{T^p} \left\{ -K_t^\Sigma \sum_{j=1}^J \sum_{q=1}^{Q_j} \left[ C_j^{\text{ТО}_q} \sum_{l=1}^{\alpha_j} T_{jlt}^{\text{ТО}_{z_q}} \right] - \sum_{j=1}^J C_j^{\text{ав}} \sum_{l=1}^{\alpha_j} T_{jlt}^{\text{ав}} - U_t^{\text{ПЭ}} - B_t^{\text{доп}} C_t^{\text{Т}} - N_t^{\text{резЭС}} C_t^{\text{Т}} - \right. \\ \left. - \mathfrak{E}_t^{\text{ЭС пол}} C_t^{\text{ЭС пол}} + \mathfrak{E}_t^{\text{ЭС пост}} C_t^{\text{ЭС пост}} + \alpha_{\text{приб}} a_{\text{ам}} K_t^{\text{ам}} \right\} \left( \frac{1}{1 + K_{\text{кд}}} \right)^{t-1}, \quad (20.27)$$

где  $K_t^\Sigma$  – суммарные капиталовложения по энергокомплексу в  $t$ -м году;  $Q_j$  – число видов ТО и(или) плановых ремонтов для энергоустановки  $j$ -го типа;  $T_{jlt}^{\text{ТО}_{z_q}}$  – среднее суммарное время нахождения  $l$ -го агрегата  $j$ -го типоразмера в  $t$ -м году в ТО  $q$ -го вида;  $C_j^{\text{ТО}_q}$  – средняя стоимость одного часа ТО  $q$ -го вида для  $j$ -го типоразмера генерирующей установки;  $C_j^{\text{ав}}$  – средняя стоимость одного часа аварийного ремонта для энергоустановки  $j$ -го типоразмера;  $T_{jlt}^{\text{ав}}$  – среднее суммарное время нахождения  $l$ -го агрегата  $j$ -го типоразмера в  $t$ -м году в аварийном ремонте;  $U_t^{\text{ПЭ}}$  – постоянная составляющая эксплуатационных затрат в  $t$ -м году (заработная плата, обслуживание подстанций и т. д.);  $B_t^{\text{доп}}$  – годовой расход дополнительного (жидкого) топлива в  $t$ -м году;  $C_t^{\text{Т}}$  – цена жидкого топлива в  $t$ -м году;  $N_t^{\text{резЭС}}$  – мощность аварийного резерва, обеспечиваемая электроэнергетической системой в  $t$ -м году;  $C_t^{\text{Т}}$  – тариф аварийного резерва в  $t$ -м году;  $\mathfrak{E}_t^{\text{ЭС пол}}$  – количество электроэнергии, полученное в  $t$ -м году от электроэнергетической системы;  $C_t^{\text{ЭС пол}}$  – тариф на электроэнергию, получаемую от энергосистемы в  $t$ -м году;  $\mathfrak{E}_t^{\text{ЭС пост}}$  – количество электроэнергии, поставляемой в электроэнергетическую систему в  $t$ -м году;  $C_t^{\text{ЭС пост}}$  – тариф на электроэнергию, поставляемую в энергосистему в  $t$ -м году;  $\alpha_{\text{приб}}$  – ставка налога на прибыль;  $a_{\text{ам}}$  – доля амортизационных отчислений;  $K_t^{\text{ам}}$  – суммарные капиталовложения в оборудование энергокомплекса, введенное в эксплуатацию к  $t$ -му году;  $K_{\text{кд}}$  – коэффициент дисконтирования.

Отметим, что если энергокомплекс не связан с энергосистемой, то  $\mathfrak{E}_t^{\text{ЭС пол}}$ ,  $\mathfrak{E}_t^{\text{ЭС пост}}$ ,  $N_t^{\text{резЭС}}$  равны нулю.

Базовая цена самофинансирования электроэнергии для первого года функционирования комплекса можно рассчитать как

$$C_1^{\text{СФ}} = -\Delta\Phi / \sum_{t=1}^{T^p} \left[ K_t^U \mathfrak{E}_t^{\text{ППС}} \left( \frac{1}{1 + K_{\text{кд}}} \right)^{(t-1)} \right], \quad (20.28)$$

где  $K_t^U$  – коэффициент инфляции цены на электроэнергию в  $t$ -м году по отношению к 1-му году функционирования энергокомплекса (очевидно, что  $K_1^U = 1$ );  $\mathfrak{E}_t^{\text{ППС}}$  – сумма расхода электроэнергии потребителями месторождения и потерь электроэнергии в сети в  $t$ -м году.

Цена самофинансирования электроэнергии энергокомплекса в  $t$ -м году определяется как

$$C_t^{\text{СФ}} = C_1^{\text{СФ}} K_t^U. \quad (20.29)$$



Программный комплекс, реализующий представленную методику, состоит из двух подсистем: моделирования функционирования энергокомплекса месторождения и определения финансовых потоков. В результате работы комплекса определяются годовые показатели: отпуск электроэнергии, расход газа на ее производство, объемы газа, сжигаемого в факелах, недоотпуски электроэнергии, продолжительность плановых и аварийных ремонтов, капиталовложения в установки, доход от продажи электроэнергии в сеть или расход на ее покупку, эксплуатационные издержки и др.

### 20.2. Примеры использования методики

С использованием представленной выше методики проводилась оптимизация состава электрогенерирующего оборудования нескольких действующих и вновь осваиваемых НГДП. Ниже в качестве примера рассмотрена оптимизация энергокомплексов двух предприятий, один из которых работает автономно, а другой – связан с ЭЭС.

В качестве примера решения указанных задач представлены нефтегазодобывающие предприятия, обозначенные далее как НГДП 1 и НГДП 2.

На рис. 20.1 приведена динамика добычи нефти, газа, жидкости (нефть плюс вода), закачки воды, а на рис. 20.2 – количество потребляемой электроэнергии и мощности по НГДП 1. Следует отметить, что сокращение электропотребления с 5-го года расчетного периода связано с прекращением буровых работ. Наиболее эффективными генерирующими установками в диапазоне суммарной мощности, потребляемой НГДП, являются ГТУ. На основе анализа динамики электропотребления целесообразная единичная мощность одного генерирующего агрегата оценена в диапазоне 5–15 МВт. Принятые варианты состава генерирующего оборудования и графиков его ввода в эксплуатацию представлены в табл. 20.1.

Для каждой ГТУ были заданы: стоимость изготовления и доставки оборудования электростанции, проектных работ; график, стоимость и продолжительность ТО, средняя наработка на отказ, средняя продолжительность восстанови-

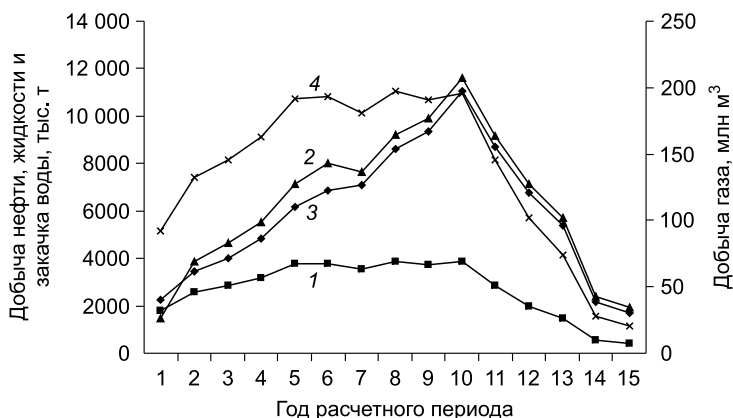


Рис. 20.1. Динамика добычи нефти, газа, жидкости и закачки воды НГДП 1:

1 – добыча нефти; 2 – закачка воды; 3 – добыча жидкости механическим способом; 4 – добыча газа.

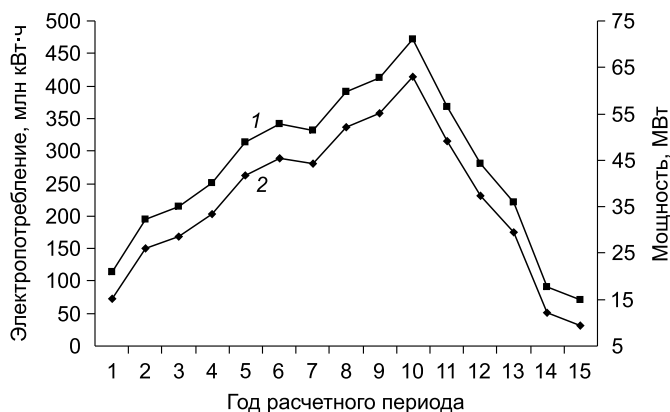


Рис. 20.2. Динамика электропотребления и мощности НГДП 1:

1 – потребление электроэнергии; 2 – максимальная суммарная мощность потребителей.

тельных ремонтов (с учетом географического расположения месторождения), зависимость расхода топлива от нагрузки и температуры наружного воздуха, зависимость максимальной и минимальной мощности от температуры наружного воздуха и др. В соответствии с изложенной выше методикой для каждого варианта генерирующего оборудования и графика его ввода были определены технические характеристики: расход ПНГ и жидкого топлива на производство электроэнергии, недоотпуск электроэнергии, среднее время нахождения агрегатов в различных состояниях и др. Техничко-экономические характеристики оптимального варианта 3 представлены в табл. 20.2, а в табл. 20.3 – итоговые фи-

Таблица 20.1

**Состав сопоставляемых вариантов генерирующего оборудования энергокомплекса НГДП 1**

Параметр	Вариант				
	1	2	3	4	5
Тип ГТУ	SGT-300	GE-10-1	SGT-400	Solar Titan 130 GS	ЭГЭС-12С
Производитель	Siemens Industrial Turbomachinery	GE	Siemens Industrial Turbomachinery	Solar Turbines Inc.	ОАО “Пермский моторный завод”
Номинальная мощность, МВт	7,9	11,25	12,9	15	12,36
Число ГТУ	10	8	7	7	8
Число вводимых ГТУ по годам расчетного периода:					
1 год	4	4	4	4	4
2 год	2	1	1	—	1
4 год	1	—	—	1	—
5 год	1	1	1	—	1
6 год	—	1	—	1	—
8 год	1	—	1	—	1
10 год	1	1	—	1	1

Таблица 20.2

## Технико-экономические показатели третьего варианта состава генерирующего оборудования энергокомплекса НГДП 1

Показатель	Год расчетного периода														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1															
2															
Добыча газа, тыс. т у.т./год	140,8	201,8	222,0	248,6	292,6	294,8	275,9	301,4	291,1	299,0	222,4	155,5	113,0	43,2	31,5
Расход топлива на пр-во эл. энергии, тыс. т у.т./год	53,9	84,0	92,1	108,7	129,6	140,2	137,1	160,5	167,7	193,1	153,2	118,0	95,0	44,0	36,6
Расход газа на собственные нужды месторождения, тыс. т у.т./год	43,2	62,0	68,2	76,4	89,9	90,6	84,7	92,6	89,4	91,9	68,3	47,8	34,7	13,2	9,7
Избыток (+) или недостаток (-) газа (расход газа, сжигаемого в факелах), тыс. т у.т.	+43,5	+55,7	+61,6	+63,5	+73,0	+64,0	+53,9	+48,2	+33,9	+14,0	+0,82	-10,3	-16,7	-14,1	-14,7
Потребление жидкого топлива, тыс. т у.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,3	16,7	14,1	14,7
Требуемое потребление эл. энергии, млн кВт·ч	113,92	195,28	213,71	250,22	312,90	340,86	331,14	391,11	412,41	471,86	368,08	280,59	220,83	90,57	70,85
Фактическое потребление эл. энергии, млн кВт·ч	113,92	195,28	213,71	250,39	312,93	340,86	331,14	391,11	412,48	471,86	368,08	280,7	220,86	90,64	70,85
Фактическая выработка эл. энергии с учетом потерь в сетях и собственные нужды, млн кВт·ч	126,28	216,67	237,00	277,22	346,85	377,99	367,18	433,78	457,13	523,30	408,26	310,95	244,78	100,34	78,71
Недоотпуск эл. энергии, млн кВт·ч	0	0	0	0,17	0,03	0	0	0	0,07	0	0	0,11	0,03	0,07	0
Среднегодовая суммарная мощность потребителей с учетом потерь в сетях и расхода электроэнергии на собственные нужды, МВт	14,42	24,71	27,05	31,67	39,60	43,14	41,91	49,50	52,19	59,72	46,58	35,51	27,95	11,46	8,97
Максимальная суммарная мощность потребителей с учетом потерь в сетях и расхода электроэнергии на собственные нужды, МВт	15,3	26,1	28,5	33,4	41,8	45,5	44,2	52,2	55,0	63,0	49,1	37,4	29,5	12,1	9,5
Суммарное время нахождения агрегатов в послеварийном ремонте, ч	150,0	240,0	220,0	320,0	310,0	409,0	320,0	510,0	374,0	385,0	517,0	262,0	320,0	150,0	190,0
Суммарное время нахождения в холдном резерве, ч	14 446	17 141	14 958	8251	15 599	13 965	14 045	16 806	15 414	8087	16 797	25 833	31 545	43 614	43 536

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Суммарное время нахождения в техобслуживании, ч															
ТО 1	0	130	65	0	0	39	0	0	52	130	13	0	26	0	0
ТО 2	0	0	78	117	0	0	39	0	0	65	78	52	0	0	0
ТО 3	0	0	39	64	112	16	0	48	0	26	45	80	80	0	0
Капиталовложения в энергоустановки и электрическую подстанцию, тыс. долл.	67639	15893	0	0	12182	0	0	9338	0	0	0	0	0	0	0
Амортизационные отчисления, тыс. долл.	4507,4	5693,6	5693,6	5693,6	6971,0	6971,0	6971,0	8346,6	8346,6	8346,6	8346,6	8346,6	8346,6	8346,6	8346,6
Сокращение налога на прибыль за счет амортизационных отчислений, тыс. долл.	1081,8	1220,1	1089,3	972,6	1063,2	949,3	847,6	906,1	809,1	722,4	645,0	575,9	514,2	459,1	409,9
Налог на имущество, тыс. долл.	1388,9	1477,9	1219,7	999,8	1063,3	862,3	692,2	740,4	586,9	457,8	349,7	259,4	184,5	122,6	71,9
Эксплуатационные расходы, тыс. долл.	435,0	633,3	610,8	625,4	696,9	671,6	584,3	617,3	577,5	582,4	416,4	293,6	214,6	99,1	76,1
Затраты на жидкое топливо, тыс. долл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3307,2	4797,6	3607,6	3363,7
Баланс фактических доходов и расходов, тыс. долл.	-68381	-16784	-741	-653	-12879	-585	-429	-9789	-355	-318	-121	-3284	-4683	-3370	-3102

Таблица 20.3

## Итоговые дисконтированные финансовые показатели вариантов состава генерирующего оборудования энергокомплекса ННДП 1

Показатель	Вариант				
	1. SGT-300	2. GE-10-1	3. SGT-400	4. Titan-130	5. ЭГЭС-12С
Сокращение налога на прибыль за счет амортизационных отчислений, тыс. долл.	11 573,5	11 912,4	12 265,6	14 003,9	12 712,5
Капиталовложения в энергоустановки и ПС- 6/35, тыс. долл.	101 454,0	101 454,0	103 974,0	105 052,0	122 379,0
Эксплуатационные расходы, тыс. долл.	-6954,8	-14276,5	-7134,2	-14422,5	-6027,3
Налог на имущество, тыс. долл.	-10 021,7	-10 276,5	-10 477,4	-12 075,0	-10 989,7
Затраты на жидкое топливо, тыс. долл.	-29 942,9	-25 711,8	-15 076,0	-22 631,6	-26 997,4
<b>Баланс фактических доходов и расходов, тыс. долл.</b>	<b>-136 800</b>	<b>-142 326</b>	<b>-125 474</b>	<b>-157 505</b>	<b>-143 034</b>

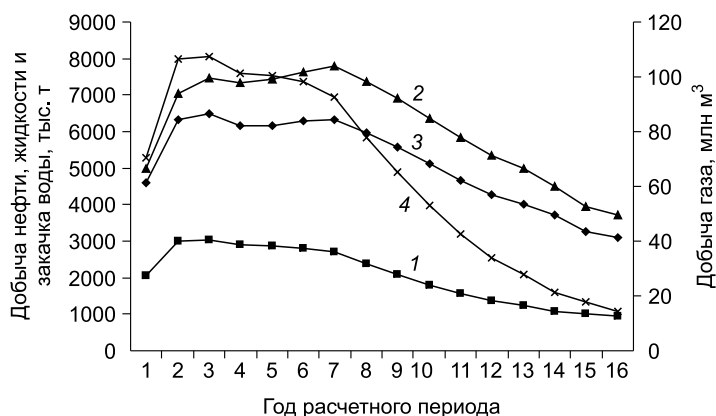


Рис. 20.3. Динамика добычи нефти, газа, жидкости и закачки воды НГДП 2: 1 – добыча нефти; 2 – закачка воды; 3 – добыча жидкости механическим способом; 4 – добыча газа.

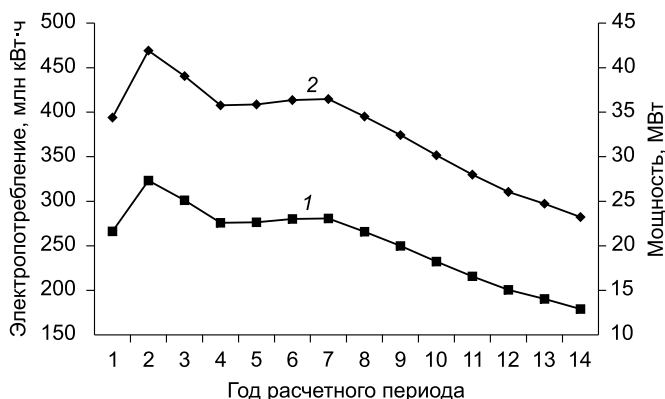


Рис. 20.4. Динамика электропотребления и мощности НГДП 2: 1 – потребление электроэнергии; 2 – максимальная суммарная мощность потребителей.

нансовые показатели вариантов состава оборудования ГТЭС. Как видно, оптимальным вариантом при принятых условиях является вариант 3, предусматривающий установку семи газовых турбин SGT-400. Этот вариант имеет сумму дисконтированных доходов и расходов на 11,326 млн долл. выше, чем следующий за ним по эффективности.

На рис. 20.3 приведены динамика добычи нефти, газа, жидкости (нефть плюс вода) и закачки воды, а на рис. 20.4 – количество потребляемой электроэнергии и мощности по НГДП 2. Принятые варианты состава генерирующего оборудования и графиков его ввода в эксплуатацию представлены в табл. 20.4. Резервирование генерирующих мощностей энергокомплекса может осуществляться как за счет установки собственных резервных ГТУ, так и за счет резервных мощностей энергосистемы. Поэтому для каждого варианта определялся оптимальный состав резервирования. При этом число резервных агрегатов принималось равным 2, 1 и 0. В табл. 20.4 общее число турбин в варианте дано для случая установки одной резервной турбины.

Состав сопоставляемых вариантов электротенерирующего оборудования энергокомплекса НГДП 2

Показатель	Вариант						
	1	2	3	4	5	6	7
Производитель	SGT-100	SGT-400	Taurus-60	SGT-300	GE-10-1	Allisson CX501-KB-7	ГТА-6РМ
Номинальная мощность, МВт	Siemens Industrial Turbomachinery 4,7	Siemens Industrial Turbomachinery 12,9	Solar Turbines Inc. 5,5	Siemens Industrial Turbomachinery 7,9	GE 11,25	Rolls-Royce 5,2	ОАО "Са-турн-Газовые турбины" 6,0
Число ГТУ	11	5	9	7	6	10	7
Число вводимых ГТУ по годам расчетного периода:							
1 год	6	3	5	4	3	6	3
2 год	5	2	4	3	3	4	4

Технико-экономические показатели первого варианта электротенерирующего оборудования энергокомплекса НГДП 2, обеспечивающего не менее 95 % утилизации газа

Показатель	Вариант															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Добыча газа, тыс. т у.т./год	105,9	159,7	161,36	161,36	161,36	161,36	161,36	161,36	161,36	161,36	161,36	161,36	161,36	161,36	161,36	161,36
Расход газа на производство электроэнергии (с учетом собств. нужд), тыс. т у.т./год	101,8	159,5	160,7	160,7	160,7	160,7	160,7	160,7	160,7	160,7	160,7	160,7	160,7	160,7	160,7	160,7
Расход газа, сжигаемого в факелах, тыс. т у.т./год	0,4	0,196	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Отпуск эл. энергии, млн кВт.ч	113	363	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367
Потребление электроэнергии НГДП, млн кВт.ч	113,0	282,2	259,4	238,2	238,8	242,4	243,1	228,1	212,2	194,6	178,0	162,9	152,7	141,2	125,5	119,4
Избыток выработанной электроэнергии, млн кВт.ч	0,0	72,9	99,6	119,8	117,5	112,9	111,9	127,0	143,0	160,4	176,9	191,6	201,7	213,1	228,6	233,3
Максимальная мощность, потребляемая НГДП от энергосистемы, МВт	12,53	7,39	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,87	7,87	7,88	7,88	7,88

Суммарное время работы, ч	51930	82465	82462	82460	82458	82446	82445	82444	82443	82442	82458	82457	82452			
Суммарное время нахождения в послеварийных ремонтах, ч	408	738	828	754	702	807	730	782	703	712	835	691	760	780	82457	82452
Суммарное время нахождения всех установок в техобслуживании, ч:																
ТО 1	240	112	48	0	0	0	240	120	0	0	0	0	240	160	0	0
ТО 2	0	240	120	40	0	0	0	240	160	0	0	0	0	240	152	8
ТО 3	0	0	270	153	27	0	0	0	270	180	0	0	0	0	270	171
ТО 4	0	0	0	240	144	16	0	0	0	240	160	0	0	0	0	240
ТО 5	0	0	0	0	240	136	24	0	0	0	240	160	0	0	0	0
Тариф продажи электроэнергии энергосистеме, цент/(кВт·ч)	3,237	3,556	3,815	4,176	4,567	4,928	5,312	5,680	6,053	6,419	6,751	7,098	7,461	7,842	8,240	8,657
Ставка за электроэнергию из энергосистемы, цент/(кВт·ч)	2,795	2,903	3,107	3,344	3,507	3,637	3,745	3,821	3,887	3,930	3,942	3,976	4,010	4,044	4,079	4,115
Ставка за мощность, долл./кВт	73,0	81,0	83,0	94,0	114,0	131,0	153,0	175,0	200,0	225,0	249	274,0	300,0	328,0	357,0	387,0
Доход от продажи избыточной эл. энергии в энергосистему, тыс. долл.	0	2313,5	3029,8	3561,7	3410,8	3155,9	3010,3	3264,3	3494,9	3713,9	3844,5	3910,4	3863,2	3829,7	3854,6	3689,5
Сокращение налога на прибыль за счет амортизационных отчислений, тыс. долл.	947,8	1301,2	1161,8	1037,3	926,2	826,9	738,3	659,2	588,6	525,5	469,2	418,9	374,1	334,0	298,2	266,2
Капиталовложения в энергоустановки, электрическую подстанцию и трубопровод ПНГ с удаленного участка НГДП, тыс. долл.	50845,4	28444,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на имущество, тыс. долл.	1075,2	1286,8	1054,0	856,4	689,0	547,6	428,6	328,9	245,6	176,3	119,1	72,1	33,9	3,0	0	0
Эксплуатационные расходы, тыс. долл.	463,3	1096,0	988,0	882,1	787,6	703,2	627,8	560,6	500,5	446,9	399,0	356,2	318,1	284,0	253,6	226,4
Плата за мощность из энергосистемы, тыс. долл.	1037,5	578,6	559,7	564,0	606,9	618,1	647,0	658,6	667,9	669,5	657,5	645,9	632,6	617,4	600,1	581,5
Цена самофинансирования, цент/(кВт·ч)	2,278	2,346	2,417	2,477	2,539	2,603	2,668	2,734	2,803	2,873	2,945	3,018	3,094	3,171	3,250	3,332
<b>Баланс фактических доходов и расходов, тыс. долл.</b>	<b>-52 455</b>	<b>-27 791</b>	<b>1590</b>	<b>2296</b>	<b>2253</b>	<b>2114</b>	<b>2045</b>	<b>2376</b>	<b>2669</b>	<b>2947</b>	<b>3138</b>	<b>3255</b>	<b>3253</b>	<b>3259</b>	<b>3321</b>	<b>3189</b>

Таблица 20.6  
Итоговые финансовые показатели вариантов состава генерирующего оборудования энергокомплекса НГДП 2

Показатель	Вариант						
	1. SGT-100	2. SGT-400	3. Tauplus-60	4. SGT-300	5. GE-10-1	6. Allisson CX501-KB-7	7. ГТА-6PM
Оптимальное число установок на ГТЭС (число установок, вводимых в первой очереди)	11 (6)	5 (3)	8 (5)	6 (4)	5 (3)	11 (6)	6 (3)
Доход от продажи избыточной электроэнергии в энергосистему, тыс. долл.	51 946,9	70 343,2	48 639,3	51 634,5	57 946,4	56 677,0	7032,7
Сокращение налога на прибыль за счет амортизационных отчислений, тыс. долл.	10 873,4	12 573,3	10 408,0	11 232,2	11 666,2	11 994,5	9020,2
Капиталовложения в энергоустановки, электрическую подстанцию и трубопровод ПНГ с удаленного участка НГДП, тыс. долл.	-79 289,5	-92 939,5	-75 407,3	-81 993,4	-85 610,3	-88 354,5	-64 350,3
Эксплуатационные расходы, тыс. долл.	-8893,2	-9907,0	-17 906,1	-8885,0	-19 019,7	-24 120,8	-4323,0
Налог на имущество, тыс. долл.	-6853,6	-8085,8	-6612,6	-7261,7	-7460,3	-7703,0	-1648,8
Плата за мощность из энергосистемы, тыс. долл.	-10 342,9	-22 691,7	-20 248,5	-23 475,2	-23 156,2	-7000,3	-5550,5
Затраты на покупку электроэнергии в энергосистеме, тыс. долл.	0	0	-21,7	0	0	0	-11 518,4
Базовая цена самофинансирования производства электроэнергии, цент/(кВт·ч)	2,28	2,63	3,14	3,03	3,31	2,92	3,64
<b>Баланс фактических доходов и расходов, тыс. долл.</b>	<b>-42 540</b>	<b>-50 433</b>	<b>-61 149</b>	<b>-58 626</b>	<b>-65 727</b>	<b>-58 568</b>	<b>-71 338</b>



Технико-экономические характеристики варианта 1 (с одной резервной турбиной) даны в табл. 20.5. Следует отметить, что на НГДП 2 имеется возможность увеличить добычу газа сверх показанной на рис. 20.3 за счет использования имеющихся на месторождении скважин, добывающих газ. Это позволяет, начиная с третьего года расчетного периода, поддерживать постоянный объем добычи ПНГ. Сжигание некоторого количества ПНГ в факелах в этом варианте происходит во время аварийного отказа одной генерирующей установки, совпадающего с плановым ремонтом другой установки.

Финансовые характеристики вариантов с оптимальным числом резервных турбин приведены в табл. 20.6. Как видно, оптимальным является вариант 1. Причем его цены самофинансирования производства электроэнергии по годам расчетного периода ниже ставок соответствующих лет за электроэнергию, получаемую от энергосистемы. Из этого следует, что собственное производство электроэнергии выгоднее, чем ее покупка в энергосистеме.

\* \* \*

Разработана методика оптимизации состава генерирующего оборудования энергокомплекса НГДП, основанная на моделировании процесса функционирования каждого энергогенерирующего агрегата и оптимизации режимов работы на протяжении расчетного периода.

Представлены примеры оптимизации состава генерирующего оборудования энергокомплексов двух НГДП, один из них работает автономно, а другой — связан с электроэнергетической системой.

---

## Глава 21 ОПТИМИЗАЦИЯ СХЕМ И ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЛОКАЛЬНЫХ СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

---

Локальные системы энергоснабжения (ЛСЭС) характерны для районов Крайнего Севера и Дальнего Востока РФ. Это системы энергоснабжения труднодоступных районов и отдельных населенных пунктов, а также многих промышленных предприятий различных отраслей народного хозяйства, не имеющие связи с объединенной энергосистемой. Они включают: генерирующие мощности, ЛЭП, электрические подстанции и другое сетевое оборудование, а также потребителей активной и реактивной мощности. Часто в отдельных узлах ЛСЭС осуществляются производство и распределение не только электрической, но и тепловой энергии. При этом в состав системы могут входить установки, производящие только тепло (паровые и водогрейные котлы на органическом топливе, электроды, тепловые насосы), установки, осуществляющие комбинированное производство тепла и электроэнергии (теплофикационные паротурбинные, газотурбинные, парогазовые, газопоршневые установки и др.), и установки, производящие лишь электроэнергию (конденсационные паротурбинные установки, одноцелевые ГТУ и др.).

Поскольку удельные капиталовложения и эксплуатационные издержки в ЛСЭС существенно выше, чем в централизованных, то для них возрастает важность отыскания оптимальных вариантов состава оборудования. Кроме того, для локальных систем возрастают и требования по надежности энергоснабжения потребителей, поскольку прекращение подачи энергии (или сокращение этой подачи) может привести к катастрофическим последствиям. Для этих систем необходимо учитывать требования по устойчивой работе, в частности наличие в нормальных режимах работы вращающегося резерва мощности, не меньшего, чем номинальная мощность самой крупной генерирующей установки. Важное отличие ЛСЭС от централизованных состоит в гораздо большей доле единичных мощностей используемых типоразмеров генерирующего оборудования в суммарной генерирующей мощности системы. Указанные отличия приводят к тому, что методы оптимизации структуры генерирующих мощностей и межсистемных связей, используемые в централизованных системах энергоснабжения [24, 25, 153, 172, 174, 209, 210], в которых оптимизируемые числа генерирующих агрегатов различных типов и цепей линий электропередачи рассматриваются как непрерывные параметры (с последующим округлением в точке оптимума), оказываются неприемлемы для локальных систем. Кроме того, в ЛСЭС необходимо проводить более точные расчеты потерь электроэнергии в сетях в связи с их относительно большим возможным влиянием на дискретно изменяющийся состав генерирующих мощностей и экономическую эффективность сравниваемых вариантов. Поэтому недостаточно рассматривать лишь баланс активной мощности, как это делается при выборе генерирующего оборудования в централизованных системах. Не применим для ЛСЭС и используемый в этих системах подход, когда выбор теплогенерирующего оборудования производится отдельно от выбора электрогенерирующего оборудования. Здесь взаимовлияние подсистем гораздо выше и они должны оптимизироваться со-

вместно. Локальные системы имеют гораздо меньшее число элементов, чем централизованные, что существенно упрощает их оптимизацию.

Цель настоящего исследования – создание методики оптимизации схем и параметров локальной энергетической системы, позволяющей выбрать оптимальные целые числа установленных генерирующих агрегатов, цепей ЛЭП и других элементов с учетом как нормальных, так и послеаварийных режимов работы. При этом в каждом режиме требуется проводить электрический расчет с составлением балансов как активных, так и реактивных мощностей.

Задача оптимизации состава оборудования может быть сформулирована следующим образом.

Задается расчетная схема системы, на которой указываются электростанции, ЛЭП, трансформаторные подстанции, места установки компенсирующих устройств и потребители. При этом система может быть “избыточной” и включать элементы, которые в процессе оптимизации параметров “вырождаются”.

Выделяются две группы представительных режимов работы энергосистемы: нормальные и послеаварийные. Параметры, по которым устанавливаются нагрузка генерирующего оборудования, перетоки мощности по ЛЭП и электрические напряжения в узлах сети, определяются в результате решения рассмотренных далее оптимизационных задач.

Для каждого нормального режима работы задается нагрузка потребителей и время работы в этом режиме на протяжении расчетного периода. Главное требование к нормальным представительным режимам состоит в том, чтобы их совокупность обеспечивала достаточно точное определение суммарных за расчетный период расхода топлива, производства и отпуска электроэнергии и тепла. В качестве таких режимов могут быть представлены средnezимний и среднелетний режимы и расчетный режим с максимальными тепловыми и электрическими нагрузками. Вместо одного средnezимнего режима могут быть рассмотрены несколько представительных режимов отопительного периода с различными тепловыми и электрическими нагрузками, а вместо среднелетнего режима – несколько представительных режимов неотапительного периода с различными электрическими нагрузками. В простейшем варианте может быть один среднегодовой режим со среднегодовыми тепловыми и электрическими нагрузками. Суммарное число часов работы всех нормальных представительных режимов должно равняться продолжительности расчетного периода.

Для каждого послеаварийного режима задаются нагрузки потребителей и состав неработающего оборудования. Как правило, расчеты представительных послеаварийных режимов проводятся при максимальных тепловых и электрических нагрузках потребителей. В представленной далее математической постановке послеаварийные режимы по электрогенерирующему оборудованию формируются из принципа  $n - 2$ , по теплогенерирующему оборудованию и цепям линий электропередачи из принципа  $n - 1$ . В соответствии с этими принципами для каждой электростанции рассматриваются работа с выходом из строя двух самых мощных агрегатов из числа установленных или выход из строя по одному самому мощному агрегату из числа установленных на двух разных электростанциях, а для каждой ЛЭП – работа с выходом из строя одной цепи. Аналогично рассматривается выход из строя одного самого мощного теплогенерирующего агрегата для группы агрегатов, работающих на общих тепловых потребителях. Суммарные топливные издержки ЛЭС определяются как

издержки всех электростанций во всех нормальных режимах. Во всех послеаварийных режимах проверяется требование на работоспособность. Задача состоит в выборе таких целых чисел элементов оборудования, при которых принятый критерий экономической эффективности достигает экстремального значения и обеспечивает работоспособность системы как во всех нормальных, так и во всех послеаварийных режимах.

Капиталовложения должны определяться с учетом того, что головной блок станции будет стоить дороже, чем последующие, поскольку в стоимость головного блока обычно включается стоимость ряда общестанционных подсистем: топливоподдачи, водоснабжения и др.

Задачи оптимизации ЛЭС решаются при следующих допущениях:

- на одной электростанции могут быть установлены энергоблоки одного типоразмера либо двух;
- при установке блоков двух типоразмеров – блоки одного типоразмера предназначены для комбинированного производства как электроэнергии, так и тепла, а другого – только для производства электроэнергии;
- при установке блоков лишь одного типоразмера – они могут быть предназначены либо для производства только электроэнергии, либо для комбинированного производства тепла и электроэнергии;
- при близкой мощности двух типоразмеров на одной станции в качестве первого блока принимается теплофикационный блок. В противном случае, в качестве первого блока может быть блок, имеющий большую мощность;
- установка котлов, отпускающих тепло в виде пара или горячей воды, осуществляется на отдельных котельных.

Математические модели ЛЭС, предназначенные для решения оптимизационных задач, включают: систему нелинейных алгебраических и трансцендентных уравнений (ограничения-равенства), состоящую из балансов активной и реактивной мощностей в узлах электрической сети, энергетических характеристик электро- и теплогенерирующего оборудования, тепловых балансов в узлах подсистемы теплоснабжения, зависимостей, описывающих потери активной и реактивной мощности и потери напряжения в ЛЭП, трансформаторах и другом сетевом оборудовании; систему ограничений-неравенств, задающую технические ограничения на параметры ЛЭС и состоящую из ограничений сверху и снизу на модули напряжения в узлах электрической сети, ограничений сверху на пропускную способность ЛЭП, ограничений сверху и снизу на электрическую мощность энергоблоков, ограничений сверху и снизу на тепловую мощность паровых котлов и др.; выражение для определения критерия эффективности (целевая функция), в качестве которой могут выступать приведенные затраты, внутренняя норма возврата капиталовложений при заданной цене на тепловую и электрическую энергию или цена электрической энергии при заданной норме возврата капиталовложений и цене на тепловую энергию и др.

Часто в математических моделях технологических схем ТЭС и ЭЭС для задания режима работы элементов этих систем (котлов, турбин, энергоблоков, цепей ЛЭП) используются логические или целые переменные.

Например, если некоторая целая переменная равна единице, то соответствующий элемент работает, и проводится его расчет, а если эта переменная равна нулю, то элемент не работает, и его расчет не проводится. При этом экстенсивные переменные модели, т. е. переменные, практически прямо пропор-

циональные производительности элементов (электрической мощности энергоблока, тепловой мощности водогрейного котла и др.), задаются равными нулю. Очевидно, что при таком построении математических моделей ТЭС и ЭЭС определить производные (т. е. провести линеаризацию по логическим или целым переменным) невозможно.

Коллектив ИСЭМ СО РАН [54] предлагает другой способ учета состояния агрегата. В соответствии с этим методом все связи отключаемого элемента с другими элементами технологической схемы по экстенсивным параметрам (расходам и мощностям) представляются в виде

$$S^{\text{внеш}} = dS^{\text{внутр}}, \quad (21.1)$$

если  $S^{\text{внутр}}$  – информационно-выходные параметры, т. е. параметры, вычисленные из этой модели,

$$S^{\text{внутр}} = S^{\text{внеш}} / d, \quad (21.2)$$

если  $S^{\text{внутр}}$  – информационно-входные параметры, т. е. поступающие в модель элемента извне (из моделей других элементов или из состава исходных данных задачи), где  $d$  – индекс существования или индекса режима работы;  $S^{\text{внутр}}$  – вектор внутренних параметров связи агрегата с другими элементами схемы, входящих в подмодели элемента;  $S^{\text{внеш}}$  – вектор внешних параметров связи, входящих в подмодели других “смежных” элементов.

При  $d = 1$  имеем  $S^{\text{внеш}} = S^{\text{внутр}}$ , а при  $0 < d = \varepsilon \ll 1$  –  $S^{\text{внеш}} \ll S^{\text{внутр}}$ , т. е. при близких к нулю расходах и мощностях, поступающих от других элементов схемы или передаваемых этими элементами, внутренние потоки, определяемые из (21.2), будут достаточно большими, чтобы обеспечить нахождение в процессе оптимизации внутренних параметров отключенного агрегата в допустимых пределах. Следует отметить, что  $d$  не может быть равен нулю, поскольку в этом случае в (21.2) произойдет деление на нуль.

“Внутренние” интенсивные параметры связи (давления, температуры, электрическое напряжение), т. е. параметры, не меняющиеся прямо пропорционально производительности элементов, полагаются равными “внешним” интенсивным параметрам (понятия “экстенсивные” и “интенсивные” параметры позаимствовано из термодинамики).

В задачах выбора числа элементов оборудования нужно выбрать как число установленных на станции блоков, так и число блоков, находящихся в работе в каждом представительном режиме. Для обеспечения выполнения указанных требований вводится параметр, задающий число энергоблоков, установленных на ТЭС (для простоты рассматривается случай, когда на ТЭС только один типоразмер энергоблоков), –  $n_{\text{уст}}^{\text{бл}}$ . Диапазон изменения этого параметра задается неравенством

$$\underline{n}_{\text{уст}}^{\text{бл}} \leq n_{\text{уст}}^{\text{бл}} \leq \overline{n}_{\text{уст}}^{\text{бл}}, \quad (21.3)$$

где  $\underline{n}_{\text{уст}}^{\text{бл}}$  и  $\overline{n}_{\text{уст}}^{\text{бл}}$  – целые числа, задающие минимальную и максимальную границы числа устанавливаемых энергоблоков.

При этом  $\underline{n}_{\text{уст}}^{\text{бл}}$ , как правило, не меньше двух. Вводятся параметры, задающие число работающих энергоблоков в каждом представительном режиме (нор-

мальном или послеаварийном), —  $n_i^{\text{бл}}$ . В  $i$ -м нормальном режиме  $n_i^{\text{бл}}$  должен отвечать условию

$$\underline{n}_i^{\text{бл}} \leq n_i^{\text{бл}} \leq n_{\text{уст}}^{\text{бл}}, \quad (21.4)$$

где  $\underline{n}_i^{\text{бл}}$  — минимально возможное по условиям надежности число работающих энергоблоков на ТЭС в  $i$ -м режиме.

В  $j$ -м послеаварийном режим  $n_j^{\text{бл}}$  должен отвечать условию

$$\underline{n}_j^{\text{бл}} \leq n_j^{\text{бл}} \leq n_{\text{рс } j}^{\text{бл}}, \quad (21.5)$$

где  $n_{\text{рс } j}^{\text{бл}}$  — число работоспособных блоков в  $j$ -м послеаварийном режиме.

Поскольку число работоспособных блоков на ТЭС не может превосходить числа установленных блоков, то должно учитываться условие

$$n_{\text{рс } j}^{\text{бл}} \leq n_{\text{уст}}^{\text{бл}}. \quad (21.6)$$

Вводится параметр (индекс)  $\alpha^{\text{ТЭС}}$ , определяющий существование станции:  $\alpha^{\text{ТЭС}} = 1$  — станция существует;  $\alpha^{\text{ТЭС}} = \varepsilon \ll 1$  — станция не существует. На этот параметр накладывается ограничение:  $\varepsilon \leq \alpha^{\text{ТЭС}} \leq 1$ .

С использованием введенных параметров капиталовложения в ТЭС могут быть определены

$$K^{\text{ТЭС}} = \alpha^{\text{ТЭС}} \left[ K_j^{\text{бл}} + K_{\text{посл}}^{\text{бл}} (n_{\text{уст}}^{\text{бл}} - 1) \right], \quad (21.7)$$

где  $K_j^{\text{бл}}$  — капиталовложения в первый энергоблок;  $K_{\text{посл}}^{\text{бл}}$  — капиталовложения в последующие энергоблоки.

Если на станции устанавливаются энергоблоки двух типоразмеров, и учитывая, что первым (головным) будет лишь один блок, предлагается для расчета капиталовложений использовать следующее выражение:

$$K^{\text{ТЭС}} = \alpha^{\text{ТЭС}} \left[ K_{j1}^{\text{бл}} + K_{\text{посл}1}^{\text{бл}} (n_{\text{уст}1}^{\text{бл}} - 1) + K_{\text{посл}2}^{\text{бл}} n_{\text{уст}2}^{\text{бл}} \right], \quad (21.8)$$

где  $K_{j1}^{\text{бл}}$ ,  $K_{\text{посл}1}^{\text{бл}}$  — капиталовложения в головной и последующий блоки первого типоразмера;  $K_{\text{посл}2}^{\text{бл}}$  — капиталовложения в последующий блок второго типоразмера;  $n_{\text{уст}1}^{\text{бл}}$ ,  $n_{\text{уст}2}^{\text{бл}}$  — число блоков первого и второго типоразмеров, установленных на ТЭС. Отметим, что можно подобрать такое  $\varepsilon$ , отвечающее условию  $0 < \varepsilon \ll 1$ , что при  $\alpha^{\text{ТЭС}} = \varepsilon$  капиталовложения  $K^{\text{ТЭС}}$  будут пренебрежимо малы при любом допустимом числе энергоблоков ТЭС.

При предлагаемом подходе индекс  $d$  из выражений (21.1) и (21.2) для  $i$ -го режима работы определяется как  $d = \alpha^{\text{ТЭС}} n_i^{\text{бл}}$ .

Электрическая мощность ТЭС с одним типоразмером энергоблоков (КЭС) в  $i$ -м режиме определяется как

$$N_i^{\text{КЭС}} = \alpha^{\text{ТЭС}} n_i^{\text{бл}} N_i^{\text{бл}}, \quad (21.9)$$

где  $N_i^{\text{бл}}$  — мощность энергоблока в  $i$ -м режиме.

Для ТЭС с двумя типами энергоблоков, один из которых теплофикационный (ТЭЦ), электрическая мощность энергоблока в  $i$ -м режиме находится из выражения

$$N_i^{\text{ТЭЦ}} = \alpha^{\text{ТЭС}} \left[ n_{1i}^{\text{бл}} N_{1i}^{\text{бл}} + n_{2i}^{\text{бл}} N_{2i}^{\text{бл}} \right], \quad (21.10)$$

где  $n_{1i}^{бл}$ ,  $n_{2i}^{бл}$  – число блоков ТЭЦ первого и второго типоразмеров, работающих в  $i$ -м режиме, а  $N_{1i}^{бл}$ ,  $N_{2i}^{бл}$  – электрическая мощность указанных блоков в  $i$ -м режиме.

Отпуск тепла от ТЭЦ в  $i$ -м режиме определяется

$$Q_i^{ТЭЦ} = \alpha^{ТЭЦ} n_{1i}^{бл} Q_{1i}^{бл}, \quad (21.11)$$

где  $Q_{1i}^{бл}$  – отпуск тепла от одного теплофикационного энергоблока.

Потребление топлива КЭС в  $i$ -м режиме находится как

$$B_i^{ТЭЦ} = \alpha^{ТЭЦ} n_i^{бл} \Psi^{кбл} (N_i^{бл}), \quad (21.12)$$

где  $B_i^{бл} = \Psi^{кбл} (N_i^{бл})$  – энергетическая характеристика производящего только электроэнергию энергоблока, определяющая расход топлива по мощности.

Потребление топлива ТЭЦ в  $i$ -м режиме определяется как

$$B_i^{ТЭЦ} = \alpha^{ТЭЦ} \left[ n_{1i}^{бл} \varphi^{тбл} (N_{1i}^{бл}, Q_{1i}^{бл}) + n_{2i}^{бл} \Psi^{кбл} (N_{2i}^{бл}) \right], \quad (21.13)$$

где  $\varphi^{тбл} (N_{1i}^{бл}, Q_{1i}^{бл})$  – энергетическая характеристика теплофикационного энергоблока первого типоразмера, определяющая расход топлива по электрической и тепловой мощности.

Капиталовложения в котельную определяются по аналогии с капиталовложениями в КЭС

$$K^{кот} = \alpha^{кот} \left[ K_1^{кот} + K_2^{кот} (n_{уст}^{кот} - 1) \right], \quad (21.14)$$

где  $\alpha^{кот}$  – индекс существования котельной;  $K_1^{кот}$ ,  $K_2^{кот}$  – капиталовложения в первый и последующие котлы;  $n_{уст}^{кот}$  – число котлов, установленных в котельной.

Тепловая мощность котельной в  $i$ -м режиме определяется как

$$Q_i^{котель} = \alpha^{кот} n_i^{кот} Q_i^{кот}, \quad (21.15)$$

где  $n_i^{кот}$  – число котлов, работающих в  $i$ -м режиме;  $Q_i^{кот}$  – тепловая мощность одного котла в  $i$ -м режиме.

Расход топлива котельной в  $i$ -м режиме находим из выражения

$$B_i^{котель} = \Psi^{кот} (Q_i^{кот}), \quad (21.16)$$

где  $\Psi^{кот}$  – энергетическая характеристика котла.

Капиталовложения в линию электропередачи определяются

$$K^{ЛЭП} = \alpha^{ЛЭП} \left[ K_1^{цепь} + K_2^{цепь} (n_{уст}^{цепь} - 1) \right], \quad (21.17)$$

где  $\alpha^{ЛЭП}$  – индекс существования ЛЭП;  $K_1^{цепь}$ ,  $K_2^{цепь}$  – капиталовложения в первую и последующие цепи линии;  $n_{уст}^{цепь}$  – число цепей в линии.

Активная и реактивная мощности одной цепи в  $i$ -м режиме определяются в предположении равномерного распределения мощности между цепями:

$$P_{акт\ i}^{цепь} = \frac{P_{акт\ i}^{ЛЭП}}{n_{i\ раб}^{цепь} \alpha^{ЛЭП}}, \quad (21.18)$$

где  $P_{акт\ i}^{цепь}$  – активная мощность цепи ЛЭП в  $i$ -м режиме;  $n_{i\ раб}^{цепь}$  – число работающих цепей ЛЭП в  $i$ -м режиме.

$$Q_{\text{акт } i}^{\text{цепь}} = \frac{Q_{\text{акт } i}^{\text{ЛЭП}}}{n_{i \text{ раб}}^{\text{цепь}} \alpha^{\text{ЛЭП}}}, \quad (21.19)$$

где  $Q_{\text{акт } i}^{\text{ЛЭП}}$  – реактивная мощность цепи ЛЭП в  $i$ -м режиме.

Для каждого энергоблока КЭС в  $i$ -м режиме учитываются ограничения на электрическую мощность сверху и снизу, для котла (парового или водогрейного) – ограничения на тепловую мощность сверху и снизу. Для теплофикационного энергоблока принимаются ограничения на электрическую мощность сверху и снизу, тепловую мощность сверху и снизу, максимальный расход топлива энергоблоком сверху и снизу, минимальную электрическую мощность, вырабатываемую на потоке пара в конденсатор паровой турбины снизу.

При расчете электрической сети ЛСЭС используются математические описания элементов, представленные в [145].

Расчет ЛЭП основан на П-образной схеме замещения, он проводится для одной цепи или одной ЛЭП (при одноцепном их исполнении). При этом активная и реактивная мощности в конце цепи определяются из выражений (21.18) и (21.19). После расчета потерь мощности в цепи находим активную и реактивную мощности в начале ее, а затем мощности в начале ЛЭП из следующих выражений:

$$P_{\text{нл}}^{\text{ЛЭП}} = P_{\text{нл}}^{\text{цепь}} n_{\text{цепь}} \alpha^{\text{ЛЭП}}, \quad (21.20)$$

$$Q_{\text{нл}}^{\text{ЛЭП}} = Q_{\text{нл}}^{\text{цепь}} n_{\text{цепь}} \alpha^{\text{ЛЭП}}, \quad (21.21)$$

где  $P_{\text{нл}}^{\text{цепь}}$ ,  $Q_{\text{нл}}^{\text{цепь}}$  – активная и реактивная мощности в начале цепи.

При расчетах ЛЭП задаются активная и реактивная мощности в конце линии и действительная и мнимая составляющие напряжения в начале линии. При оптимизации ЛСЭС учитывается ограничение на ток звена сверху (ограничение по нагреву проводов).

Отметим, что если ЛЭП одноцепная, то  $\alpha^{\text{ЛЭП}}$  из модели исключается, а  $n_{\text{цепь}}$  изменяется от  $\varepsilon$  до 1.

Расчет двухобмоточного трансформатора основан на Г-образной схеме замещения.

При оптимизации для трансформаторов в каждом режиме проверяется условие  $\sqrt{P_{\text{вн}}^2 + Q_{\text{вн}}^2} \leq S^{\text{ном}}$ , где  $S^{\text{ном}}$  – номинальная мощность трансформатора;  $P_{\text{вн}}$ ,  $Q_{\text{вн}}$  – активная и реактивная мощности на стороне высокого напряжения.

Каждый узел электрической сети описывается балансами активной и реактивной электрических мощностей, а также равенствами действительной и мнимой составляющих напряжений на входах или выходах элементов (ЛЭП, трансформаторов, генераторов и др.), инцидентных данному узлу. При оптимизации ЛСЭС учитывается ограничение сверху и снизу для модулей напряжения в каждом узле сети:  $\underline{U}_{\text{узел}} \leq U_{\text{узел}} \leq \bar{U}_{\text{узел}}$ , где  $U_{\text{узел}}$  – модуль напряжения в узле;  $\underline{U}_{\text{узел}}$ ,  $\bar{U}_{\text{узел}}$  – минимальная и максимальная границы модуля напряжения.

Активная и реактивная мощности генератора каждого энергоблока в любом режиме должны отвечать системе ограничений-неравенств, определенных диаграммой мощностей соответствующего электрогенератора, которая определяет область допустимых сочетаний активной и реактивной мощностей генератора.



При оптимизации в роли независимых оптимизируемых параметров выступают активные и реактивные мощности энергоблоков, тепловые нагрузки теплофикационных блоков и котлов, коэффициенты трансформации трансформаторов, индуктивные сопротивления реакторов, емкости компенсирующих устройств. Системы ограничений-неравенств, учитываемые при оптимизации в каждом режиме, включают приведенные ограничения для каждого элемента ЛСЭС.

В качестве целевой функции при оптимизации могут использоваться приведенные затраты или другой критерий, зависящий от капиталовложений и эксплуатационных издержек. В свою очередь эксплуатационные издержки состоят из суммы условно-постоянных издержек, прямо пропорциональных капиталовложениям в элементы ЛСЭС и суммы топливных издержек ТЭС и котельных, определяемых для каждого потребителя топлива произведением его годового расхода на цену.

Рассматривается статическая постановка задачи в предположении, что строительство объектов ЛСЭС производится в достаточно короткие сроки, а последующая эксплуатация осуществляется при постоянных условиях: постоянных расчетных нагрузках потребителей и эксплуатационных издержках. В общем виде задача оптимизации параметров ЛСЭС может быть сформулирована следующим образом.

Требуется найти

$$\min_{\mathbf{A}, \mathbf{d}^{\text{уст}}, \mathbf{d}_1^{\text{паб}}, \dots, \mathbf{d}_{R^{\text{H}}, R^{\text{a}}}^{\text{паб}}, x_1, \dots, x_{R^{\text{H}}, R^{\text{a}}}} F(K_{\Sigma}, U_{\Sigma}^{\text{топл}}) \quad (21.22)$$

при условиях

$$\mathbf{H}_i(\mathbf{A}, \mathbf{d}^{\text{уст}}, \mathbf{d}_i^{\text{паб}}, \mathbf{x}_i, \mathbf{y}_i, \mathbf{c}_i) = 0, \quad (21.23)$$

$$\mathbf{G}_i(\mathbf{A}, \mathbf{d}^{\text{уст}}, \mathbf{d}_i^{\text{паб}}, \mathbf{x}_i, \mathbf{y}_i, \mathbf{c}_i) \geq 0, \quad (21.24)$$

$$\mathbf{H}_j(\mathbf{A}, \mathbf{d}_j^{\text{пс}}, \mathbf{d}_j^{\text{паб}}, \mathbf{x}_j, \mathbf{y}_j, \mathbf{c}_j) = 0, \quad (21.25)$$

$$\mathbf{G}_j(\mathbf{A}, \mathbf{d}_j^{\text{пс}}, \mathbf{d}_j^{\text{паб}}, \mathbf{x}_j, \mathbf{y}_j, \mathbf{c}_j) = 0, \quad (21.26)$$

$$\mathbf{d}_j^{\text{пс}} = \mathbf{d}^{\text{уст}} - \Delta \mathbf{d}_j, \quad (21.27)$$

$$U_{\Sigma}^{\text{топл}} = \Phi(y_1, \dots, y_{R^{\text{H}}}, \mathbf{P}_T), \quad (21.28)$$

$$K_{\Sigma} = \omega(\mathbf{d}^{\text{уст}}, \mathbf{P}_{\text{об}}), \quad (21.29)$$

$$\varepsilon \leq \mathbf{A}_l \leq 1, \quad (21.30)$$

$$\underline{\mathbf{d}}_k^{\text{уст}} \leq \mathbf{d}_k^{\text{уст}} \leq \bar{\mathbf{d}}_k^{\text{уст}}, \quad (21.31)$$

$$0 \leq \mathbf{d}_{ik}^{\text{паб}} \leq \mathbf{d}_{ik}^{\text{уст}}, \quad (21.32)$$

$$0 \leq \mathbf{d}_{jk}^{\text{раб}} \leq \mathbf{d}_{jk}^{\text{pc}}, \quad (21.33)$$

$$\mathbf{d}_k^{\text{yct}} \in [0, 1, 2, \dots, \bar{\mathbf{d}}_k^{\text{yct}}], \quad \mathbf{d}_{jk}^{\text{раб}} \in [0, 1, 2, \dots, \bar{\mathbf{d}}_k^{\text{yct}}], \quad \mathbf{d}_{jk}^{\text{pc}} \in [0, 1, 2, \dots, \mathbf{d}_{jk}^{\text{pc}}],$$

$$\Delta \mathbf{d}_j \in D^{\text{откл}}(\mathbf{d}^{\text{yct}}),$$

$$l = 1, \dots, \alpha; \quad k = 1, \dots, K; \quad i = 1, \dots, R^{\text{н}}; \quad j = 1, \dots, R^{\text{а}},$$

где  $\mathbf{A}$  – вектор индексов существования;  $\mathbf{d}^{\text{yct}}$  – вектор числа установленных однотипных элементов (энергоблоков КЭС и ТЭС, котлов, цепей ЛЭП и др.);  $\mathbf{d}_r^{\text{раб}}$  – вектор числа работающих элементов в  $r$ -м нормальном или послеаварийном режиме;  $R^{\text{н}}$  – число рассматриваемых нормальных режимов;  $R^{\text{а}}$  – то же, послеаварийных режимов;  $\mathbf{x}_r$  – вектор непрерывных оптимизируемых параметров (активных и реактивных мощностей энергоблоков, коэффициентов трансформации, тепловых нагрузок теплофикационных энергоблоков и котлов и др.) в  $r$ -м режиме;  $F$  – критерии экономической эффективности (приведенные затраты или др.);  $K_{\Sigma}$  – суммарные капиталовложения в элементы ЛЭСЭС;  $U_{\Sigma}^{\text{топл}}$  – суммарные ежегодные топливные издержки по ЛЭСЭС, далее подстрочным индексом  $i$  обозначаются параметры и функции, относящиеся к  $i$ -му нормальному режиму;  $\mathbf{H}_i$  – векторная функция ограничений-равенств в  $i$ -м режиме;  $\mathbf{y}_i$  – вектор вычисляемых (из системы  $\mathbf{H}_i$ ) параметров;  $\mathbf{c}_i$  – вектор исходных данных (нагрузок потребителей, цены топлива и оборудования и др.);  $\mathbf{G}_j$  – векторная функция ограничений-неравенств, далее подстрочным индексом  $j$  обозначаются переменные и функции, относящиеся к  $j$ -му послеаварийному режиму;  $\mathbf{d}_j^{\text{pc}}$  – вектор числа работоспособных элементов в  $j$ -м послеаварийном режиме;  $\Delta \mathbf{d}_j$  – вектор числа элементов, выведенных из работы;  $\alpha$  – размерность вектора  $\mathbf{A}$ ;  $K$  – размерность вектора  $\mathbf{d}^{\text{yct}}$ ;  $\underline{\mathbf{d}}_k^{\text{yct}}$ ,  $\bar{\mathbf{d}}_k^{\text{yct}}$  – нижняя и верхняя границы измерения  $k$ -й компоненты вектора  $\mathbf{d}^{\text{yct}}$ ;  $D^{\text{откл}}$  – множество всех сочетаний отключаемых элементов в рассматриваемых послеаварийных режимах;  $\mathbf{P}_r$  – вектор цен топлива;  $\mathbf{P}_{\text{об}}$  – вектор цен оборудования.

Помимо указанных ограничений-неравенств в систему уравнений могут быть введены дополнительные ограничения, позволяющие быстрее найти оптимальные решения. В частности, вводится дополнительное ограничение, требующее, чтобы сумма индексов существования всех электростанций была не меньше единицы, так как в системе должна быть как минимум одна электростанция. Если в узле есть тепловая нагрузка, то сумма индексов существования ТЭС и котельных в этом узле должна быть не меньше единицы.

Решение нелинейной задачи (21.22)–(21.33) достаточно большой размерности, часть оптимизируемых параметров которой непрерывные, а часть – целочисленные, связано со значительными вычислительными трудностями. Это обусловлено необходимостью в одной задаче осуществлять согласованную оптимизацию ЛЭСЭС как в нормальных, так и в послеаварийных режимах работы.

В связи с этим предлагается упрощенный подход к решению указанной задачи, позволяющий с меньшими вычислительными затратами получать решения, достаточно близкие к оптимальным. В соответствии с этим подходом совместная оптимизация проводится только для нормальных режимов, при этом

приближенный учет послеаварийных режимов достигается вводом дополнительных ограничений:

I. Необходимо, чтобы при остановке двух наиболее мощных источников тепла оставшиеся обеспечили суммарную электрическую мощность, равную суммарной мощности энергоблоков в режиме с максимальной нагрузкой.

II. Требуется наличие в каждом нормальном режиме вращающегося резерва, не меньшего мощности самого крупного из работающих энергоблоков.

III. Необходимо, чтобы при отключении одного источника тепла оставшиеся обеспечили заданную тепловую нагрузку.

Для источников тепла, работающих в централизованных системах электроснабжения, требуется, чтобы эта заданная нагрузка составляла 70 % от расчетной (при покрытии отопительной нагрузки и нагрузки горячего водоснабжения). Для локальных систем энергоснабжения, функционирующих в суровых климатических условиях, доля указанной нагрузки от расчетной должна быть выше (вплоть до 100 %). Такие ограничения устанавливаются для каждого узла ЛЭС, в котором есть тепловая нагрузка.

Предлагаемый подход включает следующие этапы.

1. Решается задача нелинейного программирования (21.22)–(21.33) с непрерывно изменяющимися оптимизируемыми параметрами. По итогам оптимизации первого этапа формируются варианты значений индексов существования элементов ЛЭС (ТЭЦ, КЭС, котельных, ЛЭП и др.). Если индексы существования в оптимальной точке ( $\alpha^*$ ) отвечают условию  $\alpha^* - \varepsilon \leq \delta$ , то  $\alpha$  полагаются равными  $\varepsilon$ , а если условию  $1 - \alpha^* \leq \delta$ , то  $\alpha$  полагаются равными единице ( $\delta$  – заданная погрешность определения  $\alpha$ ). Если ни одно из указанных условий не выполняется, то рассматриваются два варианта значений соответствующего индекса существования –  $\varepsilon$  и 1.

2. Для каждого из сформированных на первом этапе сочетаний индексов существования решается непрерывная задача оптимизации того же вида, что и на первом этапе, но с удалением из состава оптимизируемых параметров индексов существования. По итогам решения этой задачи формируются варианты числа устанавливаемых элементов (энергоблоков, котлов, цепей ЛЭП и др.). Если некоторое число элементов  $n^*$  в точке решения с точностью  $\delta$  близко к целому числу, то его значение в дальнейших расчетах принимается равным этому числу. В противном случае рассматриваются два ближайших к оптимальному значению  $n^*$  целых числа. Это правило действует для числа энергоблоков и числа котлов, при этом вместо значения числа элементов, равного нулю, принимается значение, равное  $\varepsilon$ . Число цепей ЛЭП, полученное с использованием указанного правила, увеличивается на единицу. Это позволяет учесть требование, чтобы при отказе одной цепи любой ЛЭП обеспечивалась работа ЛЭС.

В результате выполнении двух этапов формируются варианты индексов существования и чисел однотипных элементов ЛЭС.

3. Для каждого варианта индексов существования и числа установленных элементов решаются задачи оптимизации для всех нормальных и послеаварийных режимов работы. При этом индексы существования и число установленных элементов выводятся из состава оптимизируемых параметров. Это позволяет проводить оптимизацию отдельных режимов ЛЭС независимо друг от друга. Целевой функцией при оптимизации режимов являются топливные из-

держки. При решении оптимизационных задач на третьем этапе учитываются требования целочисленности количества работающих элементов. Здесь используется такой же подход, как и для выбора индексов существования.

Если хотя бы один из нормальных или послеаварийных режимов не может быть обеспечен, то соответствующее сочетание индексов существования и числа установленных элементов считается недопустимым. Для допустимых вариантов по итогам расчета нормальных режимов определяется критерий экономической эффективности (приведенные затраты, чистый дисконтированный доход и др.), по которому и выбирается оптимальный вариант.

Предлагаемый методический подход иллюстрируется на примере ЛСЭС, схема которой представлена на рис. 21.1. Система включает три узла с электрическими нагрузками, при этом в узле 3 имеется достаточно большая отопительная нагрузка. Электростанции ЛСЭС могут работать на твердом топливе, добыча которого осуществляется в узле 1. Доставка топлива в узел 3 осуществляется автомобильным транспортом, что приводит к его значительному удорожанию в этом узле. В узле 1 может быть построена КЭС с агрегатами мощностью 50 МВт. В узле 3 может быть построена либо ТЭЦ, либо КЭС, также с агрегатами мощностью 50 МВт. При этом отпуск тепла от теплофикационного энергоблока составляет 90 Гкал/ч. Кроме того, в узле 3 располагается отопительная котельная, которая либо покрывает всю тепловую нагрузку (при отсутствии ТЭЦ), либо только ее пиковую часть (при наличии ТЭЦ). Тепловая мощность котла принимается равной 50 Гкал/ч.

Для упрощения примера рассматривается один нормальный среднегодовой режим работы. Следует отметить, что большую часть электрической нагрузки в узлах ЛСЭС обеспечивают горнодобывающие предприятия с плотным графиком нагрузки. Продолжительность среднегодового режима принимается равной 8000 ч, а электрическая нагрузка в узлах – расчетной нагрузке. Тепловая нагрузка в среднегодовом режиме составляет 250 Гкал/ч при расчетной нагрузке 350 Гкал/ч. Тепловые и электрические нагрузки потребителей в “среднегодовом” режиме и его продолжительность подобраны таким образом, чтобы произведение соответствующих нагрузок на продолжительность режима равнялось годовому потреблению тепла и электроэнергии.

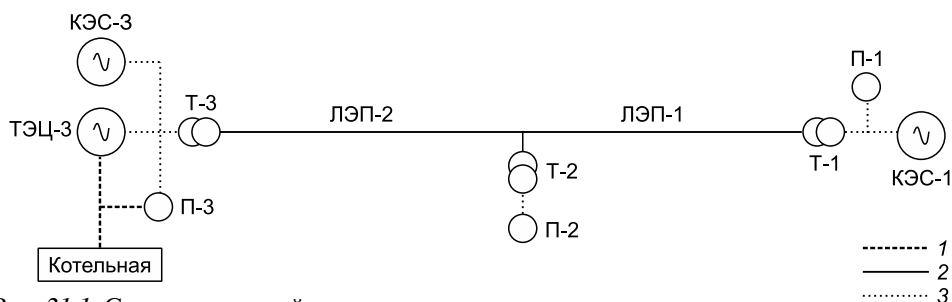


Рис. 21.1. Схема локальной энергосистемы:

1 – тепло; 2 – ЛЭП 220 кВ; 3 – ЛЭП 10 кВ.

КЭС-1, КЭС-3 – конденсационные электростанции; ТЭЦ-3 – теплофикационная электростанция; П-1, П-2 – потребители электроэнергии; П-3 – потребитель тепловой и электрической энергии; Т-1–Т-3 – трансформаторные подстанции; ЛЭП-1, ЛЭП-2 – линии электропередачи.

Напряжение двух предусмотренных в схеме линий электропередачи принято равным 220 кВ. В связи с суровыми климатическими условиями района расположения ЛЭП предусмотрено их строительство в одноцепном исполнении. При этом число цепей совпадает с числом параллельных линий. Капиталовложения в линии принимаются одинаковыми. В связи с этим индекс существования линий не вводится, а оптимизируется только число параллельных линий.

Активные электрические нагрузки потребителей П-1, П-2, П-3 составляют соответственно 33, 25, 300 МВт, а реактивные – 9,9, 7,5, 90 МВар.

Цена твердого топлива в узле 1 – 2800 руб./т у.т., в узле 3 – 4900 руб./т у.т. Протяженность ВЛ-1 и ВЛ-2 по 200 км каждая. Стоимость 1 км одноцепной ЛЭП составляет 17,4 млн руб.

Стоимость конденсационного блока 50 МВт составляет: первого – 7918 млн руб., последующего – 5037 млн руб.. Стоимость теплофикационного блока 50 МВт: первого – 8156 млн руб., последующего – 5641 млн руб. Стоимость водогрейного котла 50 Гкал/ч – 305 млн руб.

На основе созданных математических моделей элементов энергосистемы с помощью ПВК СМПП [53] сформирована математическая модель локальной энергосистемы, учитывающая как нормальные, так и послеаварийные режимы работы.

\* \* \*

В результате решения оптимизационной задачи выбора варианта теплоэлектроснабжения потребителей ЛЭС (этап 1 описанного выше методического подхода к решению оптимизационной задачи) получаем значения индексов существования для электростанций КЭС-1, КЭС-3, ТЭЦ-3: 0,33; 0,05; 0,97.

В дальнейшем индекс существования КЭС-3 принимается равным 0,05, а индекс существования ТЭЦ-3 – 1 (как близкие к целым значениям). Приведем два индекса существования КЭС-1 –  $\epsilon$  и 1.

С учетом полученных результатов рассматриваем два варианта теплоэлектроснабжения: существуют КЭС-1 и ТЭЦ-3, существует только ТЭЦ-3.

В результате решения оптимизационных задач выбора состава оборудования (этап 2 методического подхода) для двух вариантов получаем значения чисел элементов оборудования ЛЭС (табл. 21.1).

Учитывая полученные результаты на этапах 1 и 2, производим назначение всех возможных вариантов состава оборудования и определение для каждого варианта набора послеаварийных режимов. Варианты с одной цепью ВЛ-1 и(или) ВЛ-2 из дальнейшего рассмотрения были исключены как заведомо не обеспечивающие работу в режиме с отказом этой цепи.

В итоге был сформирован 21 вариант состава оборудования ЛЭС. Для них решались задачи оптимизации в нормальном среднегодовом режиме работы. Результаты показали, что допустимые решения этих задач есть только у

Таблица 21.1

Значения чисел элементов ЛЭС

Вариант	Блоки КЭС-1	Блоки Т ТЭЦ-3	Блоки К ТЭЦ-3	Пиковые котлы	ВЛ-1	ВЛ-2
1	5,57	3,4	0,52	1,7	1,84	1,71
2	Нет КЭС-1	8,1	1,0	1,0	1,16	1,29

Таблица 21.2

## Варианты состава оборудования ЛЭСЭС (1–6)

Вариант	Блоки КЭС-1	Блоки Т ТЭЦ-3	Блоки К ТЭЦ-3	Пиковые котлы	ВЛ-1	ВЛ-2	Приведенные затраты, млн руб.
1	6	3	1	2	2	2	17 074
2	5	4	1	1	2	2	17 144
3	5	4	1	2	2	2	17 184
4	6	4	1	1	2	2	17 980
5	6	4	1	2	2	2	18 022
6	Нет КЭС-1	9	1	1	2	2	18 661

Таблица 21.3

## Результаты проверки работы ЛЭСЭС в послеаварийных режимах работы

Вариант	Отказ					
	двух блоков на КЭС-1	двух блоков на ТЭЦ-3	блоков на КЭС-1 и ТЭЦ-3	одной цепи ВЛ-1	одной цепи ВЛ-2	блока Т на ТЭЦ-3
1	–	+	–	+	–	+
2	–	–	–	+	+	+
3	–	+	+	–	+	+
4	+	–	–	–	–	+
5	+	+	+	+	+	+
6	Нет КЭС-1	+	+	+	+	+

*Примечание.* “+” – режим работы возможен; “–” – режим работы не возможен.

шести вариантов, представленных в табл. 21.2. Для них, исходя из приведенных выше принципов, были сформированы послеаварийные режимы. В табл. 21.3 приведены результаты расчетов послеаварийных режимов работы указанных вариантов.

Видно, что все послеаварийные режимы допустимы лишь у вариантов 5 и 6. Из этих вариантов лучшее значение критерия экономической эффективности имеет вариант 5, включающий КЭС в узле 1 и ТЭЦ в узле 3.

---

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

---

Настоящая книга отражает современное состояние работ, проводимых в ИСЭМ СО РАН в области оптимизационных исследований энергетических установок и комплексов. В связи с этим представлены используемые подходы, методы и модели, а также результаты достаточно большого числа исследований конкретных установок, комплексов и систем.

Важной особенностью выполненных исследований является то, что все они проводились с использованием одного программно-вычислительного комплекса, общей базы математических моделей элементов и единого подхода к выбору критериев оптимизации. Это обеспечивает сопоставимость результатов оптимизационных исследований различных установок и комплексов.

Представленные исследования перспективных установок осуществлялись с учетом российской специфики, заключающейся в более низкой цене топлива и более высокой цене оборудования, чем в большинстве развитых стран. Результаты исследований показали, что технические решения, оптимальные для условий Российской Федерации, достаточно существенно отличаются от “общепринятых” технических решений, применяемых в других странах. Это относится как к оптимальному КПД ПГУ на газе, так и к параметрам цикла перспективных угольных энергоблоков.

Предложенные схемы исследования энерготехнологических установок дали возможность обосновать затраты по извлечению гелия из природного газа и оценить целесообразную долю углекислого газа, извлекаемого из продуктов газификации угля. Проведены исследования и показаны оптимальные варианты дальнего транспорта энергии органического топлива.

Рассмотрен ряд важных задач оптимизации функционирования энергоустановок и комплексов. Большинство из них впервые сформулированы в работах ИСЭМ СО РАН. Это относится как к оптимальному управлению динамическими процессами в паротурбинном энергоблоке, так и к оптимизации состава работающего оборудования ТЭЦ с учетом динамики тепловых нагрузок и пусковых затрат в условиях оптового рынка электроэнергии.

Предложены новые подходы к оптимизации состава генерирующего оборудования энергокомплексов нефтегазодобывающих предприятий, которая проводится с учетом надежности электроснабжения потребителей, и к оптимизации локальных систем электроснабжения, в которой учитывается дискретный характер числа энергоблоков на тепловой электростанции и числа цепей в линиях электропередачи.

Приведенные результаты являются важным этапом в развитии методов математического моделирования энергетических установок и комплексов и создают основу для дальнейших исследований в этом направлении.

---

## ЛИТЕРАТУРА

---

1. *Алексеева Р.Н., Бойцова Э.А.* Приближенная методика определения аэродинамических потерь в вверных решетках турбины лопаток // Теплоэнергетика. – 1973. – № 12. – С. 21–24.
2. *Альков Н., Наумов В.* Газотурбинная энергетика на твердом топливе – перспектива автономного энергообеспечения // Газотурбинные технологии. – 2002. – № 6. – С. 2–7.
3. *Анализ и управление установившимися состояниями электроэнергетических систем / Н.А. Мурашко, Ю.А. Охорзин, Л.А. Крумм и др.* – Новосибирск: Наука, 1987. – 240 с.
4. *Андрющенко А.И., Аминов Р.З.* Оптимизация режимов работы и параметров тепловых электростанций. – М.: Высш. шк., 1983. – 225 с.
5. *Антифеев В.Н.* Моторное топливо транспорта XXI века. Экологические, сырьевые и технические аспекты. – 2003. – [www.transgasindustry.com](http://www.transgasindustry.com)
6. *Антонов А.Я., Розенгауз И.Н., Фомина В.Н.* Компоновка современных зарубежных парогенераторов. – М.: СПО “Союзтехэнерго”, 1979. – 68 с.
7. *Апатовский Л.Е., Фомина В.Н., Халупович В.А.* Подогрев воздуха на тепловых электростанциях. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 120 с.
8. *Аэродинамический расчет котельных установок (нормативный метод) / Под ред. С.И. Мочана;* 3-е изд. – Л.: Энергия, 1977. – 256 с.
9. *Батухтин А.Г., Сафронов П.Г., Кириллов М.В.* Оптимизация предварительного подогрева воздуха перед воздухоподогревателями котлов (на примере Харанорской ГРЭС) // Науч.-техн. ведомости СПбГТУ. – 2012. – Т. 142. – С. 97–102.
10. *Белоусенко И.В., Голубев С.В., Дильман М.Д., Попырин Л.С.* Исследование и технико-экономическая оценка надежности электростанции собственных нужд // Газовая пром-сть. – 2002. – № 11. – С. 62–64.
11. *Беляев Л.С.* Проблемы электроэнергетического рынка. – Новосибирск: Наука, 2009. – 296 с.
12. *Беляев Л.С., Картвелишвили Н.А.* Оптимальные режимы работы ГЭС в энергосистемах // Гидротехн. стр-во. – 1968. – № 6. – С. 11–16.
13. *Биленко В.А.* Теория и практика многосвязного регулирования энергоблоков // Теплоэнергетика. – 2010. – № 10. – С. 27–36.
14. *Богачев В.А., Скоробогатых В.Н., Шенкова И.А. и др.* Ресурсные характеристики жаропрочных сталей для поверхностей нагрева котлов нового поколения со сверхкритическими параметрами пара // Электр. станции. – 2014. – № 6. – С. 12–18.
15. *Богомолов Е.Н.* Рабочие процессы в охлаждаемых турбинах газотурбинных двигателей с перфорированными лопатками. – М.: Машиностроение, 1987. – 160 с.
16. *Бойко А.В.* Аэродинамика проточной части паровых и газовых турбин: расчеты, исследования, оптимизация, проектирование. – Харьков: Изд-во ХПГУ, 1999. – 360 с.
17. *Бойко А.В., Говорущенко Ю.Н., Бурлака М.В.* Методы параметрической оптимизации навала направляющих турбинных лопаток. – Харьков: Изд-во НТУ “ХПИ”, 2010. – № 2. – С. 13–21.
18. *Борисов Г.С., Брыков В.П., Дытнерский Ю.И.* Основные процессы и аппараты химической технологии. – М.: Химия, 1991. – 496 с.



19. *Варгафтик Н.Б.* Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. – М.: Наука, 1972. – 720 с.
20. *Виленский П.Л., Лившиц В.И., Смоляк С.А.* Оценка эффективности инвестиционных проектов: теория и практика: Учеб.-практ. пособие. – М.: Дело, 2001. 1-е изд. – 832 с.
21. *Виноградова О.* Атлантический рынок СПГ: Великобритания // Нефтегазовая Вертикаль. – 2006. – № 3. – С. 48–50.
22. *Внутренние и мировые цены.* Цены и рынок: Сб. цен. информ. Кн. 3 за 2005 г. – М.: ООО “Мир цен”, 2005. – 245 с.
23. *Волков Э.П.* О концепции модернизации электроэнергетики // Электр. станции. – 2010. – № 9. – С. 5–16.
24. *Воропай Н.И., Подковальников С.В., Труфанов В.В.* Методические основы обоснования развития электроэнергетических систем в либерализованных условиях // Изв. РАН. Энергетика. – 2002. – № 4. – С. 30–39.
25. *Воропай Н.И., Труфанов В.В.* Математическое моделирование развития электроэнергетических систем в современных условиях // Электричество. – 2000. – № 10. – С. 6–13.
26. *Вьюнов С.А., Гусев Ю.И.* Конструкция и проектирование авиационных газотурбинных двигателей. – М.: Машиностроение, 1989. – 368 с.
27. *Газогенераторные технологии в энергетике / А.В. Зайцев, А.Ф. Рыжков, В.Е. Силин и др.; Под ред. А.Ф. Рыжкова.* – Екатеринбург: Сократ, 2010. – 610 с.
28. *Ганон Ю.* Метафракс: курс на передовые технологии / Фондовый центр “Инфина”. – М., 2010. – 13 с. – URL: <http://www.infina.ru/ftproot/files/research/Metafraх.pdf>
29. *Горништейн В.М., Мирошниченко Б.П., Пономарев А.В.* Методы оптимизации режимов энергосистем. – М.: Энергоиздат, 1981. – 336 с.
30. *Грезин А.К., Громов А.В., Мельникова Н.С.* Использование сжиженного природного газа в качестве энергоносителя – задача государственной важности. Компания ЭКИП–ГАЗ. – 1999. – <http://www.ekip-gas.ru/lng/7/lng1.shtml>
31. *Григорьев В.А., Крохин Ю.И.* Тепло- и массообменные аппараты криогенной техники: Учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 312 с.
32. *Гриценко М.В., Клер А.М., Степанова Е.Л.* Комплексная методика определения затрат при использовании на ТЭС различных видов твердого топлива // Науч. вестн. Новосиб. гос. техн. ун-та. – Новосибирск, 2007. – № 4. – С. 99–110.
33. *Давлетгалиев С.К., Савельев В.А.* К оптимизации режимов работы ГЭС по расчетной выборке гидрографа // Проблемы гидроэнергетики и водного хозяйства. – Алма-Ата, 1971. – Вып. 8. – С. 3–15.
34. *Долгопольский А.* Автономное энергообеспечение. По итогам Первой Междунар. практ. конф. “Малая энергетика: энергообеспечение промыслов” // Нефтегазовая Вертикаль. – 2004. – № 18. – С. 76–83.
35. *Донской И.Г., Кейко А.В., Козлов А.Н. и др.* Расчет режимов слоевой газификации угля с помощью термодинамической модели с макрокинетическими ограничениями // Теплоэнергетика. – 2013. – № 12. – С. 56–61.
36. *Донской И.Г., Маринченко А.Ю., Клер А.М., Рыжков А.Ф.* Оптимизация режимов работы парогазовой мини-ТЭС с атмосферным газогенератором // Теплофизика и аэромеханика. – 2015. – Т. 22, № 5. – С. 663–671.
37. *Дуб А.В., Скоробогатых В.Н.* Материаловедческая и технологическая база для создания перспективного теплового энергооборудования // Теплоэнергетика. – 2012. – № 4. – С. 7–13.
38. *Дытнерский Ю.И., Брыков В.П., Каграманов Г.Г.* Мембранное разделение газов. – М.: Химия, 1991. – 344 с.

39. *Жарков П.В., Клер А.М.* Оптимизация динамических процессов в энергоблоке ТЭС // Изв. РАН. Энергетика. – 2012. – № 5. – С. 48–55.
40. *Жарков П.В., Клер А.М.* Оптимизация динамических процессов в котельном агрегате // Теплофизика и аэромеханика. – 2007. – Т. 14. – С. 477–487.
41. *Жарков П.В., Клер А.М.* Оптимизация динамических процессов в котельном агрегате с использованием его нелинейной математической модели // Науч.-техн. ведомости СПбГПУ. – 2008. – № 1 (53). – С. 41–49.
42. *Индексы цен производителей промышленной продукции по регионам России в 2005 году. Цены и рынок: Сб. цен. информ. Кн. 19 за 2005 г.* – М.: ООО “Мир цен”, 2005. – 238 с.
43. *Индурский М.С., Ржезников Ю.В.* Метод профилирования направляющего аппарата для пространственного потока в турбомашине // Теплоэнергетика. – 1977. – № 10. – С. 17–20.
44. *Иноземцев А.А., Нахимкин М.А., Сандрацкий В.Л.* Основы конструирования авиационных двигателей и энергетических установок. – М.: Машиностроение, 2008. – Т. 2. – 366 с.
45. *Каблов Е.Н., Петрушин Н.В., Светлов И.Л., Демонис И.Д.* Никелевые литейные жаропрочные сплавы нового поколения // Авиационные материалы. – 2012. № 8. – С. 36–51.
46. *Караваев М.М., Мастеров А.П.* Производство метанола. – М.: Химия, 1971. – 160 с.
47. *Караханов Э.А.* Синтез-газ как альтернатива нефти. Ч. II. Метанол и синтезы на его основе // СОЖ. – 1997. – № 12. – С. 65–69.
48. *Кейко А.В., Свищев Д.А., Козлов А.Н., Донской И.Г.* Исследование управляемости процессов слоевой термохимической конверсии твердого топлива // Теплоэнергетика. – 2012. – № 4. – С. 40–47.
49. *Кессель И.Б., Шурупов С.В., Гриценко А.И. и др.* На диметиловом эфире: Новая технология превращения природного газа в дизельное топливо (по материалам докл. CITOGIC'2000) // Нефтегазовая Вертикаль. – 2002. – № 9. – www.ngv.ru
50. *Кириллов Н.Г.* СПГ – моторное топливо XXI века // Нефть. Газ. Промышленность. – 2007. – № 3. – С. 31–35.
51. *Киришенбаум Р.П., Новоселов Ю.Б., Фрайштетер В.П.* О целесообразности строительства электростанций на нефтяных месторождениях // Нефть. хоз-во. – 2002. – № 7. – С. 34–38.
52. *Клер А.М.* Оптимизация схем и параметров энергетических установок и электростанций // Системные исследования в энергетике. Ретроспектива научных направлений СЭИ – ИСЭМ / Отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2010. – С. 176–228.
53. *Клер А.М., Деканова Н.П., Скрипкин С.К. и др.* Математическое моделирование и оптимизация в задачах оперативного управления тепловыми электростанциями. – Новосибирск: Наука, 1997. – 120 с.
54. *Клер А.М., Деканова Н.П., Степанова Е.Л.* Оптимизация режимных параметров и состава работающего оборудования крупных энергоисточников // Изв. РАН. Энергетика. – 2004. – № 6. – С. 43–52.
55. *Клер А.М., Деканова Н.П., Столетний Г.В. и др.* Оптимизация режимов работы автономной энергетической системы // Изв. РАН. Энергетика. – 2000. – № 6. – С. 109–118.
56. *Клер А.М., Захаров Ю.Б.* Оптимизация параметров цикла ГТУ и конструктивных параметров проточной части газовой турбины с охлаждаемыми сопловыми и

- рабочими лопатками // Теплофизика и аэромеханика. – Новосибирск, 2012. – Т. 19, № 4. – С. 449–459.
57. Клер А.М., Захаров Ю.Б., Потанина Ю.М. Согласованная оптимизация параметров охлаждаемой проточной части газовой турбины и параметров цикла ГТУ и ПГУ // Теплофизика и аэромеханика. – Новосибирск, 2014. – Т. 21, № 3. – С. 401–410.
58. Клер А.М., Корнеева З.Р., Елсуков П.Ю. Оптимизация режимов работы энергосистем, включающих ТЭЦ и ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования // Изв. РАН. Энергетика. – 2011. – № 2. – С. 92–106.
59. Клер А.М., Максимов А.С., Маринченко А.Ю. Определение технико-экономических показателей комбинированной теплопроизводящей установки с учетом переменного графика тепловой нагрузки // Энергетика и теплотехника. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – Вып. 11. – С. 79–90.
60. Клер А.М., Максимов А.С., Степанова Е.Л. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с использованием быстродействующих математических моделей теплофикационных паровых турбин // Теплофизика и аэромеханика. – 2006. – Т. 13, № 1. – С. 159–167.
61. Клер А.М., Максимов А.С., Степанова Е.Л. и др. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с учетом реального состояния основного оборудования // Теплоэнергетика. – 2009. – № 6. – С. 53–57.
62. Клер А.М., Максимов А.С., Степанова Е.Л., Жарков П.В. Оперативная оценка состояния основного оборудования ТЭС // Электр. станции. – 2011. – № 4. – С. 2–6.
63. Клер А.М., Максимов А.С., Степанова Е.Л., Чалбышев А.В. Задачи внутренней оптимизации режимов функционирования ТЭЦ при работе на рынке “на сутки вперед” // Энергетик. – 2015. – № 8. – С. 20–23.
64. Клер А.М., Максимов А.С., Чалбышев А.В., Степанова Е.Л. Оптимизация режимов работы ТЭЦ для максимизации прибыли в условиях балансирующего рынка электроэнергии // Изв. РАН. Энергетика. – 2014. – № 2. – С. 71–80.
65. Клер А.М., Максимов А.С., Чалбышев А.В., Степанова Е.Л. Выбор оптимальных состава включенного оборудования и режима работы ТЭЦ на рынке “на сутки вперед” // Изв. РАН. Энергетика. – 2015. – № 4. – С. 116–129.
66. Клер А.М., Маринченко А.Ю. Оптимизационные исследования комбинированной теплопроизводящей установки с тепловым насосом // Теплофизика и аэромеханика. – 2003. – Т. 10, № 3. – С. 465–476.
67. Клер А.М., Маринченко А.Ю., Потанина Ю.М. Оптимизация теплофикационных теплоэнергетических установок // Теплоэнергетика. – 2009. – № 9. – С. 55–59.
68. Клер А.М., Маринченко А.Ю., Сушко С.Н. Оптимизация паротурбинного энергоблока угольной мини-ТЭЦ с учетом переменных графиков тепловых и электрических нагрузок // Теплофизика и аэромеханика. – 2006. – Т. 13, № 2. – С. 303–314.
69. Клер А.М., Маринченко А.Ю., Сушко С.Н. Оптимизация угольной паротурбинной установки малой мощности с учетом переменных условий ее функционирования // Перспективы энергетики. – 2007. – Т. 11. – С. 29–41.
70. Клер А.М., Потанина Ю.М. Сопоставление эффективности перспективных теплоэнергетических установок на органическом топливе // Изв. РАН. Энергетика. – 2004. – № 1. – С. 72–84.
71. Клер А.М., Потанина Ю.М., Епишкин Н.О. Влияние котельных сталей на показатели угольного энергоблока // Изв. РАН. Энергетика. – 2015. – № 5. – С. 106–111.

72. Клер А.М., Потанина Ю.М., Максимов А.С. Учет переменного характера тепловых нагрузок при оптимизации теплофикационных энергетических установок // Теплоэнергетика. – 2012. – № 7. – С. 63–69.
73. Клер А.М., Прусова Н.М., Тюрина Э.А. и др. Математическое моделирование и технико-экономические исследования энерготехнологических установок синтеза метанола // Изв. РАН. Энергетика. – 1994. – № 3. – С. 129–137.
74. Клер А.М., Санеев Б.Г., Соколов А.Д., Тюрина Э.А. Оценка эффективности различных технологий дальнего транспорта энергии // Изв. РАН. Энергетика. – 2000. – № 2. – С. 36–43.
75. Клер А.М., Санеев Б.Г., Тюрина Э.А. и др. Перспективы развития новых технологий производств и транспорта энергии // Системные исследования проблем энергетики. – Новосибирск: Наука, 2000. – С. 135–144.
76. Клер А.М., Скрипкин С.К., Деканова Н.П. Автоматизация построения статических и динамических моделей теплоэнергетических установок // Изв. РАН. Энергетика. – 1996. – № 3. – С. 78–84.
77. Клер А.М., Степанова Е.Л., Максимов А.С. Решение последовательности задач минимизации недоотпусков тепловой и электрической энергии для послеаварийных режимов работы ТЭЦ // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 65: Надежность либерализованных систем энергетики / Отв. ред. Н.И. Воропай. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – С. 415–424.
78. Клер А.М., Степанова Е.Л., Максимов А.С., Корнеева З.Р. Оптимизация режимов работы ТЭЦ при их проектировании // Теплоэнергетика. – 2009. – № 12. – С. 31–37.
79. Клер А.М., Тюрина Э.А. Математическое моделирование и технико-экономические исследования энерготехнологических установок синтеза метанола. – Новосибирск: Наука, 1998. – 127 с.
80. Клер А.М., Тюрина Э.А. Дальний транспорт энергии в страны США: оценка эффективности использования метанола и диметилового эфира в качестве энергоносителей // Перспективы энергетики. – 2005. – Т. 9. – С. 69–78.
81. Клер А.М., Тюрина Э.А. Получение продуктов глубокой переработки угля: моделирование технологий, сравнительная эффективность // Горение и плазмохимия. – Алма-Аты, 2007. – № 4. – С. 276–281.
82. Клер А.М., Тюрина Э.А., Медников А.С. Исследование технологии комбинированного производства водорода и электроэнергии из угля // Изв. РАН. Энергетика. – 2007. – № 2. – С. 145–153.
83. Клер А.М., Тюрина Э.А., Медников А.С. Угольная ПГУ с нагревом рабочего тела газотурбинного цикла в регенеративных теплообменниках периодического действия // Изв. Том. политехн. ун-та. Сер. Энергетика. – 2013. – Т. 323, № 4. – С. 75–80.
84. Клер А.М., Тюрина Э.А., Потанина Ю.М. и др. Оптимизация состава энергогенерирующего оборудования энергетического комплекса нефтегазодобывающего предприятия // Изв. РАН. Энергетика. – 2010. – № 3. – С. 92–99.
85. Клер А.М., Тюрина Э.А., Скрипченко О.В. Оценка эффективности технологических цепочек переработки и дальнего транспорта энергоносителей // Энергетическая политика. – М.: Ин-т энергетической стратегии, 2010. – Вып. 3. – С. 54–61.
86. Клер А.М., Тюрина Э.А., Степанов В.В. Оптимизационные исследования энерготехнологических установок сжижения природного газа // Перспективы энергетики. – 2006. – Т. 10. – С. 191–202.

87. *Клименко А.В., Гринь Е.А.* Обеспечение теплоэнергетики конструкционными материалами – основа ее надежного функционирования и развития // Теплоэнергетика. – 2014. – № 1. – С. 44–49.
88. *Ковалев Г.Ф., Константинова Е.Г., Лебедева Л.М., Мурашко Н.А.* Анализ технико-экономической эффективности с учетом надежности применения автономных источников электроэнергии на предприятиях газовой промышленности: Обзор. информ. – М.: ООО “ИРЦ Газпром”, 2006. – 91 с.
89. *Ковенский В.И.* Об одном методе расчета слоевого горения коксового остатка твердого топлива // Теорет. основы хим. технологии. – 2012. – Т. 46, № 2. – С. 216–228.
90. *Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Эдер Л.В.* Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. – № 2. – С. 17–24.
91. *Копелев С.З.* Основы проектирования турбин авиадвигателей. – М.: Машиностроение, 1988. – 328 с.
92. *Костюк А.Г., Грибин В.Г., Трухний А.Д.* Концепция паровых турбин нового поколения для угольной энергетики России. Ч. 1. Экономическое и техническое обоснование концепции // Теплоэнергетика. – 2010. – № 12. – С. 23–31.
93. *Костюк А.Г., Фролов В.В., Трухний А.Д.* Турбины тепловых и атомных электрических станций. – М.: Изд-во МЭИ, 2001. – 488 с.
94. *Крылов О.В.* Ограниченность ресурсов как причина предстоящего кризиса // Вестн. РАН. – 2002. – Т. 70, № 2. – С. 136–146.
95. *Лапшин К.Л.* Оптимизация проточных частей паровых и газовых турбин. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2011. – 177 с.
96. *Лебедев К.* Мировая торговля сжиженным природным газом. Специализированные обзоры Института финансовых исследований. – [www.itf.ru/body/memo/specials/280105.htm](http://www.itf.ru/body/memo/specials/280105.htm)
97. *Локай В.И., Бодунов М.Н., Жуйков В.В., Щукин А.В.* Теплопередача в охлаждаемых деталях газотурбинных двигателей летательных аппаратов. – М.: Машиностроение, 1985. – 216 с.
98. *Магадеев В.Ш.* Коррозия газового тракта котельных установок. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 272 с.
99. *Малышев Ю.Н., Зыков В.М.* Будущее угольной промышленности // Уголь. – 1997. – № 11. – С. 5–14.
100. *Мамаев Б.И., Рябов Е.К.* Построение решетки турбинных профилей методом доминирующей кривизны // Теплоэнергетика. – 1979. – № 2. – С. 52–55.
101. *Матафонов Д.* Прогноз фрахтовых ставок // Атланта Капитал. – 2005. – [www.nettrader/objfiles/bank/nomp.pdf](http://www.nettrader/objfiles/bank/nomp.pdf)
102. *Математические модели для анализа и экономической оценки вариантов развития ЭЭС /* Под ред. Л.С. Беляева. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1971. – 121 с.
103. *Мессерле В.Е., Устименко А.Б.* Тридцать первая Международная техническая конференция по использованию угля и топливным системам // Теплоэнергетика. – 2007. – № 3. – С. 71–75.
104. *Методика определения валовых и удельных выбросов вредных веществ в атмосферу от котлов тепловых электростанций (РД 34.02.305-90).* – М.: ВТИ, 1991. – 34 с.
105. *Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 тонн пара в час или менее 30 Гкал в час.* – М., 1999. – 39 с.

106. *Методические указания по предупреждению низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева и газоходов котла* (РД 34.26.105). – М.: ВТИ, 1984 (с изм. от 1995). – 6 с.
107. *Методы математического моделирования и оптимизации теплоэнергетических установок* / Отв. ред. Г.Б. Левенталь, Л.С. Попырин. – М.: Наука, 1972. – 224 с.
108. *Методы оптимизации сложных теплоэнергетических установок* / А.М. Клер, Н.П. Деканова, Т.П. Шеголева и др. – М.: Наука, 1993. – 116 с.
109. *Моисеев Н.Н.* Математические задачи системного анализа. – М.: Наука, 1981. – 488 с.
110. *Накоряков В.Е., Ноздренко Г.В., Шинников П.А. и др.* Комплексные технико-экономические исследования ПГУ с поточными газификаторами // Изв. РАН. Энергетика. – 2010. – № 4. – С. 184–193.
111. *Новейший в Германии энергоблок ультра-СКД* // Энергетика за рубежом. – 2011. – Вып. 2. – С. 3–8.
112. *Ноздренко Г.В., Русских Е.Е., Шепель В.С.* Техничко-экономические показатели перспективных энергоблоков ТЭС суперкритических параметров с системами серо- и азотоочистки // Пробл. энергетика. – 2011. – № 1–2. – С. 28–37.
113. *НП “Совет рынка”.* Регламент проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования (Приложение № 3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) от 01.05.2012. – 13 с.
114. *НП “Совет рынка”.* Регламент подачи ценовых заявок участниками оптового рынка (Приложение № 5 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) от 01.08.2012. – 48 с.
115. *Обоснование развития электроэнергетических систем: Методология, модели, методы, их использование* / Н.И. Воропай, С.В. Подковальников, В.В. Труфанов и др.; Отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2015. – 448 с.
116. *Ольховский Г.Г., Гончаров В.В.* Основные технические направления и тенденции развития рынка газотурбинной и парогазовой техники (обзор) // Энергохоз-во за рубежом: Прил. к журн “Электр. станции”. – 2007. – № 5. – С. 46–51.
117. *Оптимизация развития и функционирования автономных энергетических систем* / А.М. Клер, Н.П. Деканова, Б.Г. Санеев и др. – М.: Наука, 2001. – 144 с.
118. *Основные процессы и аппараты химической технологии: Пособие по проектированию* / Под ред. Ю.И. Дытнерского. – М.: Химия, 1991. – 496 с.
119. *Пермяков Б.А.* Применение воздухоподогревателя со стеклянными трубами – способ борьбы с низкотемпературной серноокислотной коррозией в котельных агрегатах // Практика противокоррозионной защиты. – 1996. – № 1. – С. 20–21.
120. *Пискулова Н.А.* Киотский протокол: возможности для России. Комплект учебных материалов по программе курса “Экологические аспекты развития международных экономических отношений”. – М.: МГИМО, 2006. – 88 с.
121. *Попырин Л.С.* Математическое моделирование и оптимизация теплоэнергетических установок. – М.: Энергия, 1978. – 416 с.
122. *Прейскурант № 10-03.* Тарифное руководство № 1 РЖД. – М., 2003.
123. *Проект федеральной целевой программы “Создание угольного энергоблока мощностью 660 МВт на суперкритические параметры пара”* // Энергетик. – 2010. – № 4. – С. 9–11.
124. *Производство метанола в СНГ* // Евразийский химический рынок. – 2007. – № 8 (32). – [www.chemmarket.info](http://www.chemmarket.info)

125. *Разработка* перспективного блока СКД 1000 МВт в Южной Корее // Энергетика за рубежом. – 2008. – № 3. – С. 17–23.
126. *Расчет* параметров потока по высоте проточной части турбины и профилирование пера лопаток / Н.Н. Быков, Н.П. Ермолина, В.И. Кузнецов: Учеб. пособие / Под ред. Н.Н. Быкова. – М.: МАИ, 1993. – 56 с.
127. *Ривкин С.Л., Александров А.А.* Теплофизические свойства воды и водяного пара. – М.: Энергия, 1980. – 424 с.
128. *Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т.* Свойства газов и жидкостей: Справоч. пособие. – Л.: Химия, 1982. – 592 с.
129. *Роголев Н.Д., Голодницкий А.Э., Тумановский А.Г.* Состояние разработок в области создания угольных паротурбинных электростанций с параметрами пара, превышающими 30,5 МПа и 700 °С // Электр. станции. – 2013. – № 3. – С. 12–21.
130. *Розовский А.А.* Поедем на попутке? // Нефть России. – 2001. – № 5. – URL: <http://press.lukoil.ru>
131. *Ротач В.Я.* Теория автоматического управления теплоэнергетическими процессами. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 296 с.
132. *Руководящие* указания по тепловому расчету поверхностных конденсаторов мощных турбин тепловых и атомных электростанций. – М.: СПО “Союзтехэнерго”, 1982. – 107 с.
133. *Рябов Г.А.* Котлы с циркулирующим кипящим слоем на сверхкритические параметры пара // Электр. станции. – 2013. – № 9. – С. 14–22.
134. *Савельев В.А.* Современные проблемы и будущее гидроэнергетики Сибири. – М.: Наука, 2000. – 200 с.
135. *Саламов А.А.* О перспективах угольной энергетики // Энергетик. – 2009. – № 4. – С. 22–25.
136. *Саламов А.А.* О программе Европейского Союза по освоению в тепловой энергетике параметров пара 35–37,5 МПа, 700–720 °С // Энергетик. – 2009. – № 6. – С. 27–30.
137. *Саламов А.А.* О создании крупнейшего в мире энергоблока с котлом с циркулирующим кипящим слоем // Энергетика за рубежом. – 2012. – № 2. – С. 34–38.
138. *Салманов Ф.К., Шпилевой В.А.* Нефтяной газ – на энергетику нефтегазодобычи // Геология нефти и газа. – 1992. – № 12. – С. 32–34.
139. *Свидерский А.Г., Биленко В.А., Лыско В.В.* Совершенствование автоматизированных систем управления энергетическим оборудованием // Электр. станции. – 2010. – № 1. – С. 59–67.
140. *Сжиженный* газ и нефтехимия. Обзор рынков сжиженного нефтяного газа и нефтехимии // Petroleum Argus. – 2003. – [www.petroleumargus.ru](http://www.petroleumargus.ru)
141. *Сидулов М.В., Мартынов В.А., Кудрявцев Н.Ю. и др.* Математическое моделирование и оптимизация режимов работы ТЭЦ // Теплоэнергетика. – 1993. – № 10. – С. 21–25.
142. *Смирнова Т., Захаров С.* Диметилвый эфир – экологически чистое моторное топливо XXI века. Теория и практика внедрения ДМЭ на городском транспорте // Автогазозаправочный комплекс. – 2002. – № 3. – URL: <http://agzk.boom.ru>
143. *Современные* природоохранные технологии в электроэнергетике: Информ. сб. / Под ред. В.Я. Путилова. – М.: Издат. дом МЭИ, 2007. – 388 с.
144. *Справочник* азотчика: Физико-химические свойства газов и жидкостей. Производство технологических газов. Очистка технологических газов. Синтез аммиака / Под ред. Е.Я. Мельникова. – М.: Химия, 1986. – 512 с.

145. *Справочник по проектированию электрических систем* / В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред. С.С. Ропотяна, И.М. Шапиро. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
146. *Сыров Ю.П., Чурквейдзе Ш.С.* К оптимизации длительных режимов электроэнергетических систем // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1969. – № 3. – С. 3–13.
147. *Табачникова Т.В.* Оптимизация режимов работы электротехнического комплекса предприятий нефтегазодобывающей промышленности: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. – СПб., 2006. – 23 с.
148. *Таха Х.* Введение в исследование операций: В 2 книгах. Кн. 1 / Пер с англ. – М.: Мир, 1985. – 479 с.
149. *Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод* / Под ред. Н.В. Кузнецова. – М.: Энергия, 1973. – 296 с.
150. *Теплосиловые системы: оптимизационные исследования* / А.М. Клер, Н.П. Деканова, Э.А. Тюрина и др. – Новосибирск: Наука, 2005. – 236 с.
151. *Терентьев Г.А., Тюков В.М., Смаль Ф.В.* Моторные топлива из альтернативных сырьевых ресурсов. – М.: Химия, 1989. – 272 с.
152. *Терминалы нефтяные и бумажные* // Нефтетранспорт. – 2004. – Вып. IV, № 1–2. – URL: [www.petroleumargus.ru](http://www.petroleumargus.ru)
153. *Труфанов В.В.* Моделирование вариантов развития электроэнергетических систем в условиях множественности интересов // Изв. РАН. Энергетика. – 2013. – № 1. – С. 130–138.
154. *Тугов А.Н., Шварц А.Л., Котлер В.Р.* Отечественные котельные установки на повышенные параметры пара: состояние и перспективы // Электр. станции. – 2014. – № 1. – С. 9–13.
155. *Тумановский А.Г., Алтухов М.Ю., Шварц А.Л. и др.* Разработка пылеугольного энергоблока на суперкритические параметры пара мощностью 660 МВт // Электр. станции. – 2010. – № 1. – С. 18–27.
156. *Тюрина Э.А.* Комбинированное производство искусственного жидкого топлива и электроэнергии: сопоставление технологий // Перспективы энергетики. – 2002. – Т. 6. – С. 377–384.
157. *Тюрина Э.А., Ижганайтис М.И.* Математическое моделирование и технико-экономические исследования котлоагрегатов, использующих топливо различного состава, включая отходы предприятий углеобогащения // Изв. вузов. Проблемы энергетики. – Казань: Изд-во КГЭУ, 2013. – № 100. – С. 99–109.
158. *Тюрина Э.А., Ижганайтис М.И.* Оптимизационные исследования способов снижения низкотемпературной коррозии конвективных поверхностей котлоагрегата предварительным подогревом воздуха // Изв. Том. политехн. ун-та. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – Т. 325, № 4. – С. 176–183.
159. *Тюрина Э.А., Медников А.С., Степанов В.В., Скрипченко О.В.* Оптимизационные исследования энерготехнологических установок производства синтетических топлив и электроэнергии с извлечением  $\text{CO}_2$  // Изв. РАН. Энергетика. – 2011. – № 2. – С. 171–182.
160. *Тюрина Э.А., Степанов В.В.* Энерготехнологические установки комбинированного получения сжиженного природного газа и электроэнергии с извлечением гелия // Теплоэнергетика. – 2009. – № 7. – С. 39–43.
161. *Тюрина Э.А., Степанов В.В., Скрипченко О.В.* Оценка эффективности производства и морского транспорта синтетических жидких топлив и сжиженного природного газа // Изв. вузов. Проблемы энергетики. – Казань: Изд-во КГЭУ, 2011. – № 7–8. – С. 87–97.



162. Уваров В.В. Газовые турбины и газотурбинные установки. – М.: Высш. шк., 1970. – 320 с.
163. Управление мощными энергообъединениями / Под ред. С.А. Савалова. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 608 с.
164. Фаворский О.Н., Полищук В.Л., Лившиц И.М., Длугосельский В.И. Мировой опыт и перспективы внедрения парогазовых и газотурбинных технологий в теплоэнергетику России на основе возможностей отечественного машиностроения // Теплоэнергетика. – 2007. – № 9. – С. 46–51.
165. Фальбе Ю. Химические вещества из угля / Пер. с нем.; Под ред. И.В. Калечица. – М.: Химия, 1980. – 616 с.
166. Фиакко А., Мак-Кормик Г. Нелинейное программирование. Методы последовательной безусловной минимизации. – М.: Мир, 1972. – 240 с.
167. Хренников И. Фрахт дорожает // РЖД-Партнер. – 2004. – URL: <http://rzd-partner.ru/press/>
168. Чернышева Н.А., Шамбазов М.Д. Основные подходы к разработке комплексных программ по использованию попутного нефтяного газа для нефтедобывающих предприятий // Наука и техника в газовой промышленности. – 2008. – № 1 (33). – С. 11–22.
169. Шелдон Р.А. Химические продукты на основе синтез-газа / Пер. с англ.; Под ред. С.М. Локтева. – М.: Химия, 1987. – 248 с.
170. Шпилевой В.А. Оптимизация формирования и совершенствование энергоснабжения нефтегазодобычи: Автореф. дис. ... д-ра техн. наук. Иркутск, 1993. – 38 с.
171. Щербич В.И., Шашков О.К. Оптимизация в АСУ ТП ТЭЦ распределения нагрузок между котлами, работающими на общий паропровод // Электр. станции. – 1992. – № 7. – С. 40–44.
172. Alizadeh-Mousavi O., Zima-Bockarjova M. Efficient Benders cuts for transmission expansion planning // Electric Power Systems Research. – 2016. – No. 131. – P. 275–284.
173. Basu P., Kefa C., Jestion L. Boilers and Burners: Design and Theory. N.Y.: Springer-Verlag, 2000. – V. XIII. – 566 p.
174. Bent R., Toole G.L., Berscheid A. Transmission network expansion planning with complex power flow models // IEEE Trans. on Power Systems. – 2012. – V. 27 (2). – P. 904–912.
175. Bojici L., Neaga C. Technical optimization of a two-pressure level heat recovery steam generator // U.P.B. Sci. Bull. Ser. D. – 2012. – V. 74, Issue 2. – P. 209–216.
176. Castro J., Gonzales J. A nonlinear optimization package for long-term hydrothermal coordination // Europ. J. Operational Res. – 2004. – V. 154, Issue 3. – P. 641–658.
177. Cau G., Cocco D., Serra F. Energy and cost analysis of small-size integrated coal gasification and syngas storage power plants // Energy Conversion and Management. – 2012. – V. 56. – P. 121–129.
178. Devis R.E. Stochastic dynamic programming for multi-reservoir hydro-optimization // Technical report 15, Syst. Contr., Palo Alto, Calif., 1972.
179. Ebara R., Tanaka F., Kawasaki M. Sulfuric acid dew point corrosion in waste heat boiler tube for copper smelting furnace // Engineering failure analysis. – 2013. – V. 33. – P. 29–36.
180. Escudero L.F., Garcia C., Fuente J.L. de la, Prieto F.J. Hydropower generation management under uncertainty via scenario analysis parallel computation // IEEE Trans. Power Systems. – 1996. – V. 112. – P. 683–689.

181. *Gao Z., Huang W., Yin L., Xie K.* Liquid-phase preparation of catalysts used in slurry reactors to synthesize dimethyl ether from syngas: Effect of heat-treatment atmosphere // *Fuel Proc. Technol.* – 2009. – V. 90. – P. 1442–1446.
182. *Grcovic V.* Selection of optimal extraction for steam from a condensation-extraction turbine // *Energy.* – 1990. – V. 15, No. 5. – P. 459–465.
- 182a. *Guang-jian L., Zheng L., Ming-hua W., Wei-dou N.* Energy savings by co-production: A methanol/electricity case study // *Applied Energy.* – 2010. – V. 87. – P. 2854–2859.
183. *Gülen S.C., Eng J.* A Simple Parametric Model for the Analysis of Cooled Gas Turbines // *J. Engineering for Gas Turbines Power.* – Jan. 2011. – V. 133, Issue 1. – P. 13. – DOI: 10.1115/1.4001829.
184. *Heitland J., Anantharaman R.* Carbon capture and storage (CCS) options for co-production of electricity and synthetic fuels from indigenous coal in an Indian context // *Energy for Sustainable Development.* – 2009. – V. 13. – P. 56–63.
185. *Huttunen J., Larjola J., Turunen-Saaresti T., Backman J.* Optimization of the mean radius flow path of a multi-stage steam turbine with evolution algorithms // *J. Thermal Sci.* – Aug. 2011. – V. 20, Issue 4. – P. 318–323.
186. *Joly M.M., Verstraete T., Paniagua G.* Differential evolution based soft optimization to attenuate vane-rotor shock interaction in high-pressure turbines // *Applied Soft Computing.* – Apr. 2013. – V. 13, Issue 4. – P. 1882–1891.
187. *Jordal K., Bolland O., Möller Björn F., Torisson T.* Optimization with genetic algorithms of a gas turbine cycle with H<sub>2</sub>-separating membrane reactor for CO<sub>2</sub> capture // *Intern. J. Green Energy.* – 2005. – V. 2. – P. 167–180.
188. *Kavanagh R.N., Parks G.T.* A Systematic Comparison and Multi-objective Optimization of Humid Power Cycles: Pt I – Thermodynamics // *ASME J. Engineering for Gas Turbines Power.* – 2009. – V. 131.
189. *Kler A.M., Potanina Y.M.* Technical and economic studies on the optimization of prospective coal-fired power stations // *Intern. J. Global Energy.* – Inderscience Enterprises Ltd, UK. – 2003. – V. 20, No. 4. – P. 340–352.
190. *Kler A.M., Saneev B.G., Sokolov A.D. et al.* Long-distance transport of energy carriers from the eastern regions of Russia to Northeast Asia countries // *Perspectives in Energy.* – 2002. – V. 6. – P. 53–60.
191. *Kobayashi K., Yoshikawa K., Tsuji K., Shioda S.* Analysis of Power Generation System on Gasification of Coal and Solid Wastes Using High Temperature Air // *Intern. Conf. on MHD Power Generation and High Temperature Technologies.* – Beijing, PRC, 1999. – Oct. 12–15.
192. *Korakianitis T., Hamakhan I.A., Rezaenia M.A. et al.* Design of high-efficiency turbomachinery blades for energy conversion devices with the three-dimensional prescribed surface curvature distribution blade design (CIRCLE) method // *Applied Energy.* – 2012. – V. 89. – P. 215–227.
193. *Larson E., Fiorese G., Liu G. et al.* Co-production of decarbonized syngas and electricity from coal + biomass with CO<sub>2</sub> capture and storage: an Illinois case study // *Energy Environ. Science.* – 2010. – V. 3. – P. 28–42.
194. *LPG World.* News, prices and analysis // *Petroleum Argus.* – 2003. – URL: [www.petroleumargus.ru](http://www.petroleumargus.ru)
195. *Manzolini G., Macchi E., Gazzani M.* CO<sub>2</sub> capture in integrated gasification combined cycle with SEWGS – Pt B: Economic assessment // *Fuel.* – 2013. – V. 105. – P. 220–227.
196. *Miller B.G.* Coal energy systems. – Amsterdam; London: Elsevier, 2005. – P. 526.

197. *Moshida S., Kasahara M., Hasegawa T.* Highly Preheated Gas Generator with Use of Ceramic Honeycomb-type Regenerative Heat Exchanger // Intern. Symp. on High Temperature Air Combustion and Gasification. – Kaohsiuhg, Taiwan, 1999. – Jan. 20–22.
198. *Naik S.P., Ryu T., Bui V. et al.* Synthesis of DME from CO/H gas mixture // Chem. Engin. J. – 2011. – V. 167, No. 1. – P. 362–368.
199. *Ortiz F.* Update 2-BG Group wins Chile LNG plant big // Reuters. – 2006. – Feb. 15. – URL: <http://today.reuters.com/investing>
200. *Pechtl P., Dieleman M. et al.* Integrated Thermal Power and Desalination Plant Optimization. Pap. No. 110 presented at the Power Gen Middle East Conf. Abu Dhabi, Oct. 2003.
201. *Pellegrini L., Soave G., Gamba S., Lange S.* Economic analysis of a combined energy-methanol production plant // Applied Energy. – 2011. – V. 88. – P. 4891–4897.
202. *Pereira M., Compodonico N., Kelman R.* Long-term Hydro Scheduling based on Stochastic Models // Proc. Int. Conf. Electrical Power Systems Operation and Management (EPSOM'98). – Zurich: Switzerland, 1998. – P. 1–22.
203. *Pereira M.V.F., Pinto L.M.F.G.* Multistage stochastic optimization applied to energy planning // Mathematical Programming. – 1991. – V. 52. – P. 359–375.
204. *Prins M.J.* Thermodynamic analysis of biomass gasification and torrefaction. Proefschrift. – Eindhoven: Technische Universiteit Eindhoven, 2005. – P. 164.
205. *Proc. IV Natural Gas Conversion Symposium* – Kruger National Park. South Africa. – Amsterdam: Elsevier, 1997.
206. *Reichert G.* Planung und Bau von 600 Mw Bloken für Öl // Gas. – VGB Kraftwerkstechnik. – 1973. – Bd. 53, Heft 13. – S. 33–36.
207. *Robinson K., Tatterson D.* Economics on Fischer-Tropsch coal-to-liquids method updated // Oil Gas J. – 2008. – V. 106. – P. 220–225.
208. *Sanjay Y.* Investigation of effect of variation of cycle parameters on thermodynamic performance of gas-steam combined cycle // Intern. J. Energy. – 2011. – V. 36, Issue 1. – P. 157–167.
209. *Schwartz H.-G.* Modernization of existing and new construction of power plants in Germany: results of an optimization model // Energy Econom. – 2007. – No. 27. – P. 113–137.
210. *Seifi H., Sepasian M.S.* Electric Power System Planning. Issues, Algorithms and Solutions. – Berlin; Heidelberg: Springer-Verlag, 2011. – 374 p.
211. *Silva E.L.D., Finard E.C.* Parallel processing applied to the planning of hylrother mal systems // IEEE Trans. – Aug. 2003. – V. 14. – P. 721–729.
212. *Srinivas T.* Thermodynamic modeling and optimization of a dual pressure reheat combined power cycle // Sadhana. – 2010. – V. 35, Issue 5. – P. 597–608.
213. *Sun S., Jin H., Gao L., Han W.* Study on a multifunctional energy system producing coking heat, methanol and electricity // Fuel. – 2010. – V. 89. – P. 1353–1360.
214. *Terry L.A., Pereira M.V.F., Araripe N.T.A. et al.* Coordinating the energy generation of brazilian national hydrothermal electrical generation system // Interfaces. – 1986. – V. 16. – P. 16–38.
215. *Test and evaluation of methanol in a gas turbine system* / Ed. W.H. Weir // EPRI AP / Electric Power Research Institute. – South California: Edison Company, 1981.
216. *Toffolo A., Lazaretto A.* Evolutionary algorithms for multi-objective energetic and economic optimization in thermal system design // Energy. – 2002. – V. 27, No. 6. – P. 549–569.
217. *Tyler R., Goodrich M.* Short-term LNG trading growth requires solid market and contract framework // LNG J. – Oct. 2005. – P. 10–16.

218. *Tyurina E., Mednikov A., Skripchenko O.* Reducing CO<sub>2</sub> emissions from coal-fired plants for co-production of electricity and syngas // PRESCO 2012 Proceedings. – The Energy Debate: Challenges and Alternatives, 2012. – P. 101–106. – <http://www.presdafoundation.org/wp-content/uploads/2012/08/PRESCO-2012-Proceedings-FVX.pdf>
219. *Tyurina E.A., Skripchenko O.V.* Combined production of synthetic liquid fuel and electricity from coal using H<sub>2</sub>S and CO<sub>2</sub> removal systems // Energy Reports (Elsevier Limited). – Nov. 2015. – V. 1. – P. 50–56.
220. *Wang C.J., He B.S., Sun S.Y. et al.* Application of a low pressure economizer for waste heat recovery from the exhaust flue gas in a 600 Mw power plant // Energy. – 2012. – V. 48, No. 1. – P. 196–202.
221. *Wang L., Yang Y., Dong Ch. et al.* Parametric optimization of supercritical coal-fired power plants by MINLP and differential evolution // Energy Conversion and Management. – 2014. – V. 85. – P. 828–838.
222. *Winkler H.* Energy policies for sustainable development in South Africa // Energy for Sustainable Development. – 2009. – V. XI, No. 1. – P. 26–34.
223. *World Methanol Supply and Demand* // Methanol Institute USA. – 2008. – [www.methanol.org](http://www.methanol.org)
224. *Yamashita K., Murata K., Nakada Y. et al.* Feasibility study of molten carbonate membrane desulfurizer // Proc. of the 2nd Intern. High Temperature Air Combustion Symp. (Kaohsiung, Taiwan, Jan. 20–22, 1999). Energy and Resource Laboratories. – Hsinchu, Taiwan, 1999.
225. *Yang Y., Wang L., Dong Ch. et al.* Comprehensive exergy-based evaluation and parametric study of a coal-fired ultra-supercritical power plant // Applied Energy. – 2013. – V. 112. – P. 1087–1099.

---

## ОГЛАВЛЕНИЕ

---

<b>Предисловие</b> . . . . .	5
<b>Принятые сокращения</b> . . . . .	8
<b>Раздел I. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЭНЕРГОУСТАНОВКИ НА ОРГАНИЧЕСКОМ ТОПЛИВЕ</b> . . . . .	9
<b>Глава 1.</b> Оптимизация теплофикационных энергетических установок с учетом переменного характера тепловых нагрузок . . . . .	11
1.1. Постановка задачи оптимизации параметров . . . . .	12
1.2. Пример оптимизации параметров ПГУ . . . . .	14
<b>Глава 2.</b> Оптимизация теплофикационных теплоэнергетических установок, их сопоставление и оценка условий экономической эффективности . . . . .	20
<b>Глава 3.</b> Совместная оптимизация параметров цикла газотурбинной уста- новки и конструктивных параметров проточной части газовой турбины с охлаждаемыми сопловыми и рабочими лопатками . . . . .	28
3.1. Постановка задачи. . . . .	—
3.2. Построение базовых профилей . . . . .	30
3.3. Определение координат текущего профиля . . . . .	32
3.4. Газодинамический и прочностной расчеты, учет потерь в решетках . . . . .	33
3.5. Пример решения задачи оптимизации . . . . .	36
<b>Глава 4.</b> Согласованная оптимизация параметров охлаждаемой проточной части газовой турбины и параметров цикла газотурбинных и парогазо- вых установок оптимальной мощности . . . . .	40
4.1. Методика определения стоимости ГТУ . . . . .	—
4.2. Постановка задачи оптимизации ГТУ и ПГУ по критерию экономи- ческой и энергетической эффективности. . . . .	41
4.3. Подход к учету логических условий в математических моделях тепло- энергетических установок при оптимизационных расчетах . . . . .	43
4.4. Пример оптимизации ГТУ и ПГУ по критерию экономической и энергетической эффективности . . . . .	45
<b>Глава 5.</b> Угольная парогазовая установка с нагревом рабочего тела в реге- неративных теплообменниках периодического действия . . . . .	49
<b>Глава 6.</b> Оптимизация режимов работы парогазовой мини-ТЭС с атмо- сферным газогенератором . . . . .	56
6.1. Особенности предлагаемой технологической схемы . . . . .	57
6.2. Модель слоевого газогенератора . . . . .	—
6.3. Характеристики топлива и химический КПД газификации угля. . . . .	58
6.4. Результаты оптимизации параметров установки. . . . .	59
6.5. Сравнение установки с газификацией угля с традиционными уста- новками. . . . .	63
<b>Глава 7.</b> Влияние материалов, используемых для изготовления поверхнос- тей нагрева котла, на показатели угольного энергоблока . . . . .	65

<b>Раздел II. ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ И СИСТЕМЫ ДАЛЬНЕГО ТРАНСПОРТА ЭНЕРГИИ</b> . . . . .	73
<b>Глава 8.</b> Оптимизационные исследования энерготехнологических установок комбинированного производства сжиженного природного газа и электроэнергии. . . . .	75
8.1. Технологическая схема энерготехнологических установок получения сжиженного природного газа и производства электроэнергии . . . . .	—
8.2. Разработка эффективного метода определения термодинамически равновесного состава многокомпонентных парожидкостных смесей	77
8.3. Математическое моделирование и оптимизационные исследования ЭТУ получения сжиженного природного газа и производства электроэнергии . . . . .	80
<b>Глава 9.</b> Энерготехнологические установки комбинированного получения сжиженного природного газа и электроэнергии с извлечением гелия. . . . .	87
9.1. Технологическая схема ЭТУ получения сжиженного природного газа и электроэнергии с извлечением гелия . . . . .	—
9.2. Оптимизационные исследования ЭТУ получения сжиженного природного газа с извлечением гелия . . . . .	89
<b>Глава 10.</b> Исследования энерготехнологических установок производства синтетического топлива и электроэнергии с извлечением диоксида углерода . . . . .	94
10.1. Моделирование установок получения синтетического топлива. . . . .	95
10.2. Моделирование систем удаления $\text{CO}_2$ в составе ЭТУ . . . . .	100
10.3. Оптимизационные исследования ЭТУ получения СТ с учетом удаления $\text{CO}_2$ . . . . .	101
<b>Глава 11.</b> Комбинированное производство синтетических жидких топлив и электроэнергии из угля с системами очистки продуктов газификации от $\text{H}_2\text{S}$ и $\text{CO}_2$ . . . . .	107
11.1. Математическое моделирование системы очистки продуктов газификации методом Ректизол . . . . .	108
11.2. Оптимизационные исследования ЭТУ синтеза метанола с учетом удаления $\text{H}_2\text{S}$ и $\text{CO}_2$ . . . . .	115
<b>Глава 12.</b> Оценка эффективности производства и морского транспорта синтетических жидких топлив и сжиженного природного газа. . . . .	118
12.1. Математическое моделирование и исследование ЭТУ получения синтетического жидкого топлива и сжиженного природного газа	120
12.2. Сравнение эффективности производства и морского транспорта синтетического жидкого топлива и сжиженного природного газа	123
<b>Глава 13.</b> Оценка эффективности технологических цепочек переработки и дальнего транспорта энергоносителей. . . . .	126
13.1. Оптимизация технологических цепочек . . . . .	131
13.2. Сопоставление экономической эффективности технологических цепочек переработки и дальнего транспорта энергоносителей . . . . .	133
<b>Раздел III. ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК И ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ</b> . . . . .	137
<b>Глава 14.</b> Динамические процессы в энергоблоке тепловых энергетических станций и их оптимизация. . . . .	139
<b>Глава 15.</b> Задачи оптимизации режимов работы теплоэлектроцентрали . . . . .	148
15.1. Оптимизация режимов работы ТЭЦ при их проектировании . . . . .	—
15.2. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с учетом реального состояния основного оборудования . . . . .	158

15.3. Оперативная оценка состояния основного оборудования ТЭЦ . . . .	165
15.4. Решение последовательности задач минимизации недоотпусков тепловой и электрической энергии для послеаварийных режимов работы ТЭЦ . . . . .	171
<b>Глава 16.</b> Оптимизация режимов работы теплоэлектроцентралей в условиях действующего рынка электрической энергии и мощности Российской Федерации . . . . .	179
16.1. Методика формирования ценовой заявки ТЭЦ для рынка “на сутки вперед” . . . . .	180
16.2. Метод определения оптимального состава включенного основного оборудования ТЭС с учетом динамики тепловой нагрузки и затрат на пуски . . . . .	183
16.3. Задача оценивания состояния . . . . .	189
16.4. Задача максимизации прибыли . . . . .	190
16.5. Примеры расчетов и полученные результаты . . . . .	192
<b>Глава 17.</b> Комплексная методика определения затрат при использовании на ТЭС различных видов твердого топлива . . . . .	202
<b>Глава 18.</b> Исследование способов снижения скорости низкотемпературной коррозии котлоагрегатов . . . . .	214
18.1. Характер процесса низкотемпературной коррозии . . . . .	—
18.2. Математическое моделирование и технико-экономические исследования котлоагрегатов, использующих топливо различного состава, включая отходы предприятий углеобогащения . . . . .	—
18.3. Оптимизационные исследования способов снижения низкотемпературной коррозии конвективных поверхностей котлоагрегата предварительным подогревом воздуха . . . . .	222
<b>Раздел IV. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ</b> . . . . .	229
<b>Глава 19.</b> Оптимизация режимов работы энергосистем, включающих ТЭЦ и ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования . . . . .	231
19.1. Постановка задачи . . . . .	234
19.2. Пример оптимизации работы энергосистемы . . . . .	241
<b>Глава 20.</b> Оптимизация состава электрогенерирующего оборудования энергетического комплекса нефтегазодобывающего предприятия . . . . .	247
20.1. Методика исследований . . . . .	—
20.2. Примеры использования методики . . . . .	257
<b>Глава 21.</b> Оптимизация схем и параметров режимов работы локальных систем энергоснабжения . . . . .	266
<b>Заключение</b> . . . . .	279
<b>Литература</b> . . . . .	280

---

## CONTENTS

---

<b>Preface</b> .....	5
<b>Acronyms and abbreviations</b> .....	8
<b>Section I. PROSPECTIVE FOSSIL-FUELED POWER PLANTS</b> .....	9
<b>Chapter 1.</b> Optimization of heat-producing power plants with variable thermal loads .....	11
1.1. Formulation of the parameters optimization problem .....	12
1.2. A case study of CCGT plant parameters optimization .....	14
<b>Chapter 2.</b> Optimization of heat-producing and combined heat and power plants, their comparison and cost-effectiveness analysis .....	20
<b>Chapter 3.</b> Co-optimization of cycle condition parameters of gas-turbine power units and design factors of turbine flow-path with cooled nozzle and rotary blading .....	28
3.1. Problem formulation .....	–
3.2. Generation of basic profiles .....	30
3.3. Current profile positioning .....	32
3.4. Computational fluid dynamics (CFD) and strength calculation; nozzle-bucket system losses accounting .....	33
3.5. Optimization problem solution example .....	36
<b>Chapter 4.</b> Compatible optimization of cooled turbine flow-path parameters and cycle parameters of GT and CCGT plants with optimal capacity .....	40
4.1. Cost calculation methods for GT power plants .....	–
4.2. Formulation of GT and CCGT power plants optimization problem based on cost and energy efficiency criteria .....	41
4.3. Application of logical conditions in optimization of mathematical models of heat-power units .....	43
4.4. A case study of GT and CCGT power plants optimization on the basis of cost and energy efficiency criteria .....	45
<b>Chapter 5.</b> Coal-fired combined heat power (CHP) plant with working fluid heating in regenerative heat exchangers with intermittent action .....	49
<b>Chapter 6.</b> Optimization of operation modes of mini CHP-plant with atmospheric gasifier .....	56
6.1. Specific characteristics of the proposed technology .....	57
6.2. Model for grate-stoker gasifier .....	–
6.3. Fuel characteristics of chemical efficiency of coal gasification .....	58
6.4. Results of CHP-plant parameters optimization .....	59
6.5. Comparative study of coal gasification-based power plants versus conventional fossil-fuelled power plants .....	63
<b>Chapter 7.</b> Influences of boiler surface materials on coal-fired generating unit efficiency indicators .....	65



<b>Section II. INDUSTRIAL POWER PLANTS (IPP) AND LONG DISTANCE ENERGY TRANSPORT SYSTEMS</b> . . . . .	73
<b>Chapter 8.</b> Optimization studies of industrial power plants (IPP) for combined lng (liquified natural gas) production and electric power generation . . . . .	75
8.1. IPP-based process flow schematic for CO-production of lng and electric power. . . . .	–
8.2. Development of effective measuring method for thermodynamically-equilibrium multicomponent liquid-vapor mixtures . . . . .	77
8.3. Mathematical modeling and optimization study of IPP for co-production of LNG and electricity. . . . .	80
<b>Chapter 9.</b> IPP for combined production of electricity and LNG with extraction of crude helium . . . . .	87
9.1. IPP process flow schematic for CO-production of electric power and LNG with extraction of crude helium . . . . .	–
9.2. Optimization study of LNG production with extraction of crude helium . . . . .	89
<b>Chapter 10.</b> Studies on IPP for CO-production of synfuels (SF) and electricity with extraction of carbon dioxide . . . . .	94
10.1. Modeling plants for synthetic fuel production . . . . .	95
10.2. Modeling CO <sub>2</sub> extraction systems being a part of IPP . . . . .	100
10.3. Optimization study of IPP for synfuels production with account of CO <sub>2</sub> extraction . . . . .	101
<b>Chapter 11.</b> Combined technology for liquid synfuels production and electric power generation from coal with gasification products stripping of H <sub>2</sub> S and CO <sub>2</sub> . . . . .	107
11.1. Mathematical modeling of gasification products purification with a Rectisol system . . . . .	108
11.2. Optimization study of methanol synthesis IPP with H <sub>2</sub> S and CO <sub>2</sub> control . . . . .	115
<b>Chapter 12.</b> Efficiency estimation of LNG and LSF (liquid synfuel) production technologies and marine transport . . . . .	118
12.1. Mathematical modeling and studies of IPP for CO-production of LSF and LNG . . . . .	120
12.2. Comparison of efficiencies of LNG and LSF production technologies and marine transport . . . . .	123
<b>Chapter 13.</b> Efficiency estimation of energy carriers process chains and long distance transport . . . . .	126
13.1. Technology chains optimization . . . . .	131
13.2. Comparison of cost efficiencies of energy carriers process chains and long distance transport . . . . .	133
<b>Section III. INDUSTRIAL POWER (IPP) AND COMBINED HEAT-POWER (CHP) PLANTS OPERATIONS</b> . . . . .	137
<b>Chapter 14.</b> Dynamic processes in electrical generating units of CHP plants and their optimization . . . . .	139
<b>Chapter 15.</b> CHP plants operation mode optimization problems . . . . .	148
15.1. CHP plants operation mode optimization at the conceptual design stage . . . . .	–
15.2. CHP plants operation mode optimization with account of current status of permanent equipment. . . . .	158
15.3. Operational evaluation of permanent equipment of CHP-plants . . . . .	165
15.4. Solving sequence of tasks for minimizing the effect of power loss under postemergency condition of CHP-plants operations . . . . .	171

<b>Chapter 16.</b> Optimization of CHP-plants operation modes in the context of current energy market policies and output of the Russian Federation . . . . .	179
16.1. CHP-plant price-bidding strategies for day-ahead market . . . . .	180
16.2. Approaches to optimal configuration of relevant permanent equipment for CHP-plant with account of thermal load dynamics and start-up costs . . . . .	183
16.3. Power system state estimation . . . . .	189
16.4. Profit maximisation . . . . .	190
16.5. Examples of calculations and result obtained . . . . .	192
<b>Chapter 17.</b> Integrated approaches to costs for using various solid fuels at thermal power stations . . . . .	202
<b>Chapter 18.</b> Analysis of approaches to decreasing the rate of low-temperature corrosion of boiler units . . . . .	214
18.1. Low-temperature corrosion process characteristics . . . . .	–
18.2. Mathematical modeling and feasibility studies of boiler units using various fuels, including coal beneficiation industry wastes (mud coal) . . . . .	–
18.3. Pre-heated air-based optimization studies of low-temperature corrosion of convection surfaces of boiler units . . . . .	222
<b>Section IV. ENERGY COMPLEXES</b> . . . . .	229
<b>Chapter 19.</b> Operation mode optimization of energy systems including hydro-electric plants with storage reservoir for multiannual regulation . . . . .	231
19.1. Problem formulation . . . . .	234
19.2. A case study of energy system operations optimization . . . . .	241
<b>Chapter 20.</b> Optimization of power generating unit configuration for oil and gas producing companies . . . . .	247
20.1. Research methodology . . . . .	–
20.2. Examples of application of research methods . . . . .	257
<b>Chapter 21.</b> Optimization of schematic and operation mode parameters for local power supply systems . . . . .	266
<b>Conclusion</b> . . . . .	279
<b>References</b> . . . . .	280

*Научное издание*

**ОПТИМИЗАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК И КОМПЛЕКСОВ**

*Утверждено к печати Ученым советом  
Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН*

Редактор *З.В. Белоусова*  
Художественный редактор *Н.Ф. Суранова*  
Корректор *Н.А. Митарновская*  
Оформление обложки *Л.Н. Ким*  
Компьютерная верстка *Н.М. Райзвих*

---

Подписано в печать 28.12.2016. Формат 70×100 1/16. Гарнитура NewtonС. Бумага офсетная.  
Печать офсетная. Усл. печ. л. 24,2. Уч.-изд. л. 20,0. Тираж 500 экз. Заказ НФ 1430.

---

ООО “Академическое издательство “Гео”  
630055, Новосибирск, ул. Мусы Джалиля, 3/1  
Тел. (383) 328-31-13, <http://www.izdatgeo.ru>  
Отпечатано в типографии ООО “Печатный дом-НСК”  
630084, Новосибирск, ул. Лазарева, 33/1  
Тел. (383) 271-01-30