А.И.Юфа
Д.Р.Носулько

КОМПЛЕКСНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Киев
«Тэхника»
1988

ББК 31.38
Ю93
УДК 658.264

Рецензенты: С. Т. Прищепов, канд. техн. наук Е. Г. Скловская
Редакция литературы по энергетике, электронике,
кибернетике и связи
Зав. редакцией З. В. Божко

Юфа А. И., Носулько Д. Р.

Ю93 Комплексная оптимизация теплоснабжения.— К. : Тэхника, 1988.—135 с.

ISBN 5-335-00053-8

Рассмотрены методы комплексной оптимизации систем теплоснабжения, позволяющие получить существенную экономию топлива при их эксплуатации и капиталовложений при их сооружении. Изложены алгоритмы технико-экономических расчетов при оптимизации структуры и параметров систем теплоснабжения с учетом надежности их функционирования и неоднозначности исходной информации.

Рассчитана на инженерно-технических работников, занимающихся проектированием и эксплуатацией систем теплоснабжения.

Ю $\frac{2303040000\text{-}049}{M202\ (04)\text{-}88}$ КУ-№3-116-88 ББК 31.38

ISBN 5-335-00053-8 © Издательство «Тэхника», 1988

ПРЕДИСЛОВИЕ

Основными направлениями экономического и социального развития СССР на 1986—1990 годы и на период до 2000 года предусмотрена дальнейшая централизация теплоснабжения за счет сооружения преимущественно мощных ТЭЦ, крупных котельных и т. д. С ростом масштабов и концентрации потребления тепловой энергии, на производство которой в нашей стране расходуется около трети топливных ресурсов, особенно актуальным становится вопрос экономичности систем централизованного теплоснабжения (СЦТ), включающих в себя источники теплоты (ТЭЦ, котельные), систему транспорта тепловой энергии (транзитные, магистральные, распределительные и квартальные тепловые сети), тепловые пункты и абонентские установки.

Экономическая эффективность сооружения и функционирования СЦТ определяется принятием основных технических решений по выбору структуры и параметров теплоснабжающей системы как на различных стадиях проектирования, так и в процессе строительства и эксплуатации. В настоящее время эти решения принимаются на основе вариантных технико-экономических расчетов, выполняемых, главным образом, при перспективном проектировании,— разработке схем теплоснабжения городов и промышленных узлов с населением не менее 20 тыс. человек на перспективу 10—15 лет. Субъективный выбор вариантов приводит к принятию неоптимальных решений, экономические последствия которых с ростом мощностей СЦТ будут все более серьезными.

В опубликованных работах, посвященных оптимизации отдельных параметров или звеньев СЦТ, недостаточно внимания уделено их взаимовлиянию в процессе оптимизации, что не позволяет получать наиболее обоснованные результаты при проектировании, сооружении и эксплуатации систем теплоснабжения.

В данной книге задача оптимизации функционирования и развития СЦТ рассмотрена комплексно с позиций системного анализа, а для ее решения используются экономико-математические и имитационные модели, методы исследования операций, планирования эксперимента, теории надежности и ЭВМ. Это позволит применить полученные результаты при разработке САПР и АСУТП централизованного теплоснабжения.

Главы 1—5 и параграф 1 главы 6 написаны А. И. Юфой, а параграф 2 главы 6 — Д. Р. Носулько.

Отзывы и пожелания просим направлять по адресу: *252601 Киев, 1, ул. Крещатик, 5. Издательство «Тэхника».*

Глава 1. ОПТИМАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЕМ И РАЗВИТИЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1. ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ СИСТЕМ

Тепловое хозяйство является крупнейшим потребителем энергетических ресурсов страны. Для производства теплоты низкой (до 150 °С) и средней (до 350—400 °С) температуры расходуется около трети энергоресурсов, что по данным [47] составляет ежегодно в пересчете на условное топливо около 600 млн. т. В сфере теплоснабжения занято до 4 млн. чел., а ежегодные капиталовложения в объекты теплоснабжения (источники теплоты, тепловые сети, тепловые пункты и абонентские установки) измеряются миллиардами рублей.

В то же время структура теплового хозяйства и уровень его эксплуатации в целом требуют совершенствования. В настоящее время около 60 % теплопотребности промышленности и жилищно-коммунального хозяйства обеспечивается от источника теплоты единичной мощностью не менее 60 МВт, относящихся к централизованному теплоснабжению (в том числе в городах около 70 %). Остальная часть теплопотребления покрывается многочисленными малоэкономичными мелкими котельными (их около 250 тыс.) и индивидуальными (главным образом, бытовыми) установками. Последнее обстоятельство является источником значительного перерасхода топлива, трудовых и капитальных затрат. Поэтому генеральным направлением развития теплового хозяйства СССР является как в настоящее время, так и в обозримой перспективе, централизация теплоснабжения, которая обеспечивает качественное решение важнейших социальных, экономических и экологических задач.

Расчеты показывают, что экономически оправданный уровень централизации теплоснабжения городов и поселков городского типа в ближайшее десятилетие целесообразно довести до 80 %. Однако с учетом ограничений материальных и трудовых ресурсов достижение этого показателя возможно лишь к началу следующего столетия и потребует капиталовложений только в источники централизованного теплоснабжения и магистральные тепловые сети, измеряющихся десятками миллиардов рублей [47]. Следовательно, экономия затрат в результате выбора оптимальных технических решений при проектировании, строительстве и эксплуатации систем теплоснабжения в размере всего 1 %

по стране в целом может дать значительный экономический эффект.

Тепловое хозяйство страны тесно связано с другими отраслями топливно-энергетического комплекса (ТЭК). ТЭК является многоотраслевым комплексом и включает в себя шесть сложных отраслевых систем [31]: угле-, газо-, нефтеснабжение, атомную энергетику, электроэнергетику и теплоснабжение.

В отличие от систем газо- и нефтеснабжения, а также электроэнергетики, которые уже в настоящее время формируются как единые в машстабе всей страны, системы теплоснабжения носят относительно локальный характер. Однако с одной стороны, существенность их совокупного влияния, а с другой,— рост единичных мощностей теплоснабжающих систем, включающих не только районы городов, но и города, промышленные узлы, агломерации населенных пунктов, а в будущем и групповые системы расселения, привели к тому, что необходимость учета теплоснабжения как отраслевой системы ТЭК при его оптимизации стала очевидной [67]. Схема взаимосвязей теплоснабжения показана на рис. 1.

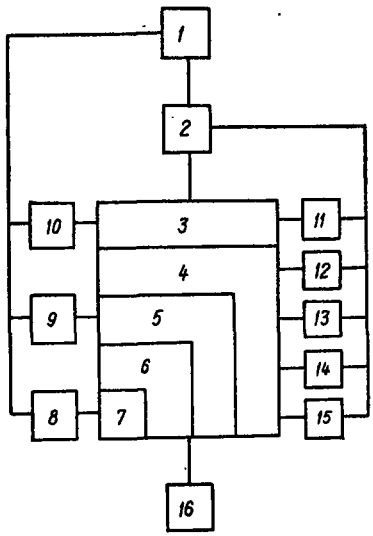


Рис. 1. Схема взаимосвязей систем теплоснабжения:

1 — народное хозяйство; *2* — топливно-энергетический комплекс; *3* — системы теплоснабжения по территориальным формированиям; *4* — групповая система расселения; *5* — агломерация; *6* — город (промышленный узел); *7* — тепловой район; смежные отрасли: *8* — энергомашиностроение; *9* — трубная промышленность; *10* — система водоснабжения; *11* — углеснабжающая система; *12* — нефтеснабжающая система; *13* — газоснабжающая система; *14* — атомная энергетика; *15* — электроэнергетика; *16* — окружающая среда

Теплоснабжающие системы относятся к большим системам энергетики (БСЭ), теория управления которыми, основанная на системном подходе, положила начало системным исследованиям в энергетике. Поэтому данная работа является попыткой конкретизации применительно к теплоснабжению основополагающих концепций системных исследований в энергетике [31].

Системам теплоснабжения присущи свойства, общие для всех БСЭ, с некоторыми специфическими проявлениями.

Рассмотрим особенности этих свойств применительно к системам теплоснабжения. Известны три обобщенных комплекса свойств БСЭ: структурные, движения (функционирования и развития) и управляемости [30, 31].

Структурные свойства включают в себя иерархичность, централизацию и автономность; свойства движения — динамичность, гибкость (инерционность, стабильность, адаптацию, надежность) и экономичность; свойства управляемости — недостаточную определенность оптимальных решений (вследствие неполноты информации о будущем, текущем или прошлом состояниях системы), многокритериальность и самоорганизуемость.

Иерархичность предполагает наличие в системе подсистем разных уровней. Например, систему теплоснабжения страны можно представить в виде нескольких подсистем разных иерархических уровней (теплоснабжающая подсистема ТЭК — подотрасль «Теплоснабжение» отрасли «Электроэнергетика» — объединенная система теплоснабжения территориально-производственного комплекса (групповой системы населенных мест, агломерации, города, промышленного узла) — локальная система теплоснабжения района, города или группы потребителей от одного источника).

При организации управления функционированием системы теплоснабжения также соблюдается иерархический принцип: применяется многоступенчатое (многоуровневое) управление [72]: центральное (источник — магистральные тепловые сети), районное (контрольно-распределительный пункт — распределительные тепловые сети), групповое (центральный тепловой пункт — квартальные тепловые сети), местное и пофасадное (индивидуальный тепловой пункт — теплоснабжение здания или его секций), индивидуальное (отапливаемое помещение — отдельные отопительные приборы).

Важнейшими средствами систем теплоснабжения являются централизация и автономность. Централизация характеризует уровень централизованного распределения тепловой энергии (как отмечалось, к централизованному теплоснабжению относятся системы с тепловой мощностью не менее 60 МВт). Задача выбора оптимальной централизации теплоснабжения является одной из основных при комплексной оптимизации. Автономность характеризует относительную самостоятельность подсистем (например, децентрализованное теплоснабжение, изолированная работа источников теплоты на свои районы при наличии резервирующих связей по тепловым сетям).

Динамичность характеризует взаимное влияние состояний системы теплоснабжения в различные моменты времени. Это свойство проявляется изменением во времени структуры и параметров теплоснабжающих систем через воздействие настоящего на будущее [31, 53]. Например, ввод оборудования источников теплоты влияет на последующее развитие тепловых сетей, а ввод источника централизованного теплоснабжения в ближайшем будущем влияет на принятие решений по использованию существующих мелких котельных.

Гибкость развития системы теплоснабжения характеризует ее способность достаточно быстро изменять свою структуру с целью обеспечения эффективного развития и функционирования в условиях внешних возмущений. Это свойство включает в себя инерционность, стабильность, адаптацию и надежность.

Инерционность системы теплоснабжения — устойчивость к внешним и внутренним воздействиям, нацеленным на изменение ее развития, определяется периодом времени от момента принятия технического решения до момента его реализации, а также размером затрат, необходимых для его осуществления (например, процесс разработки, создания и внедрения нового котельного и турбинного оборудования является инерционным, поскольку продолжается не менее 7—10 лет и требует значительных затрат).

Действие свойства динамичности в системах теплоснабжения ослабляется не только инерционностью, но и стабильностью. Различают структурную и экономическую стабильности [31].

Структурная стабильность относится к элементам и связям системы и делится на количественную (относительное постоянство числа элементов и связей системы) и качественную (относительное постоянство параметров системы). Процесс функционирования систем теплоснабжения характеризуется высокими количественной и качественной стабильностями, а процесс развития систем происходит, главным образом, за счет количественного роста при сохранении качественной стабильности. Это отрицательно сказывается на экономичности теплоснабжающих систем, количество которых за последние десятилетия очень существенно возросло, в то время как на практике применяются почти повсеместно устаревшие технические решения, обоснованные еще в довоенное время (например, температурный график 150—70 °С, зависимая элеваторная схема присоединения отопительных систем, центральное качественное регулирование отпуска теплоты и др.).

Экономическая стабильность систем теплоснабжения заключается в том, что возможны существенно различные технические решения, незначительно отличающиеся денежными затратами. Это особенно важно для принятия решений в условиях неполноты исходной информации, а также для оценки необходимой точности оптимизационных расчетов.

Адаптация — это способность системы теплоснабжения приспосабливать свое функционирование и развитие к относительно кратковременным внешним и внутренним возмущающим воздействиям. Примером подобных внешних воздействий может служить стояние особо низких температур наружного воздуха, в внутренних — аварийный выход из строя какого-либо элемента системы теплоснабжения. Поэтому адаптация системы для ее успешного функционирования и развития в быстро изменившихся условиях требует дополнительных затрат на создание новых элементов и связей, которые называются затратами на адаптацию.

Надежность — свойство системы теплоснабжения выполнять функции снабжения потребителей тепловой энергией в необходимых количествах с заданными параметрами при различных условиях функционирования. Актуальность проблемы обеспечения надежности теплоснабжения определяется особой социальной и народнохозяйственной важностью бесперебойного и качественного снабжения потребителей тепловой энергией, возрастающей инерционностью развития теплоснабжающих систем и необходимостью принятия долгосрочных решений об их развитии при неполной информации. Понятие надежности относится не только к функционированию, но и к развитию систем теплоснабжения. Надежность развития — это способность системы иметь структуру, позволяющую обеспечить экономичное развитие системы с требуемой надежностью функционирования при воздействии ряда негативных возмущений (в первую очередь, аварийных ситуаций при максимуме энергопотребления в наиболее холодный период года).

Свойство экономичности систем теплоснабжения заключается в требовании их функционирования и развития с минимальными приведенными затратами, соизмеряющими во времени затраты живого и овеществленного труда при выполнении ряда ограничений (по материальным и трудовым ресурсам, надежности развития и функционирования, требованиям экологии и др.).

Свойство недостаточной определенности оптимальных решений о развитии систем теплоснабжения обусловлено неполнотой информации о состояниях системы (например, о перспективных тепловых нагрузках). Отсюда следует не-

возможность определения однозначных решений на перспективу по оптимальному развитию и функционированию систем теплоснабжения, растущая с удаленностью рассматриваемой перспективы.

Многокритериальность — это наличие нескольких критериев при оценке эффективности функционирования и развития систем теплоснабжения, причем, как правило, противоречивых (например, минимум затрат, максимум надежности, минимальное загрязнение окружающей среды и др.). Хотя все эти критерии необходимо учитывать при оптимизации, их количественное соизмерение и сопоставление затруднительно, а иногда и невозможно. Поэтому наряду с известным приемом — оптимизацией по критерию минимума приведенных затрат с учетом остальных критериев в виде ограничений имеются работы по применению методов многокритериальной (векторной) оптимизации в энергетике [24]. Правомочность применения методов векторной оптимизации в теплоснабжении требует дальнейшего изучения.

Самоорганизуемость — свойство системы теплоснабжения изменять структуру и параметры в зависимости от внешних условий (например, выбор будущей структуры системы в соответствии с ожидаемыми условиями ее функционирования; установление потокораспределения в тепловых сетях при аварийном выходе из строя участка сети в соответствии с действием двух законов Кирхгофа и др.).

Перечисленные свойства систем теплоснабжения в большей или меньшей мере являются взаимосвязанными и должны совместно учитываться при комплексной оптимизации.

Производственно- транспортные системы различного назначения широко распространены в народном хозяйстве [3, 20, 23, 36]. Они имеют сходство с электроэнергетическими системами (например, ТЭЦ являются элементами ОЭЭС, имеет место дискретность состава основного оборудования источников тепловой и электрической энергии и типоразмеров трубопроводов тепловых сетей и проводов ЛЭП и др.), системами газо- и водоснабжения (тепловые сети являются гидравлическими трубопроводными системами, так же как газовые и водопроводные сети, и изучаются в рамках общей научной дисциплины — теории гидравлических цепей [33]).

В то же время теплоснабжающие системы имеют особенности, присущие только им, которые усложняют их оптимизацию по сравнению с упомянутыми системами.

Во-первых, это двухлинейность тепловых сетей, включающих подающую и обратную линии (а в открытых системах теплоснабжения еще и с различными и переменными

во времени расходами теплоносителя). Двухлинейность резко усложняет как собственно оптимизацию тепловых сетей, так и расчет их гидравлических режимов с применением ЭВМ (особенно аварийных).

Во-вторых, это физическая возможность регулирования отпуска теплоты путем изменения как расхода теплоносителя, так и его температуры — качественно-количественное регулирование (в электрических, газовых, водопроводных сетях применяется только количественное регулирование). В частности, это позволяет при авариях в тепловых сетях, приводящих к снижению расхода теплоносителя, циркулирующего в системе, передавать за счет повышения температуры теплоносителя дополнительное количество теплоты потребителям.

Кроме этого, имеется ряд технологических ограничений: на скорость теплоносителя в тепловых сетях — не более 3,5 м/с по условиям отсутствия вибрации трубопроводов и износа арматуры, давления и температуры теплоносителя в различных элементах системы теплоснабжения [55]; на скорость изменения температуры теплоносителя (например, в тепловых сетях не более 30 °С/ч [55]) и др.

2. СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К КОМПЛЕКСНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Жизненный цикл системы теплоснабжения и ее элементов от идеи ее создания до исчерпания срока службы можно представить в виде следующих основных этапов: 1) долгосрочное прогнозирование на период 25—30 лет (разработка разделов по теплоснабжению в генпланах городов и схемах районной планировки, отраслевые прогнозы развития теплоснабжения); 2) долгосрочное планирование на период 15—20 лет (разработка долгосрочной целевой комплексной программы и технико-экономического доклада по теплоснабжению страны); 3) перспективное проектирование на период 10—15 лет (разработка схем развития отрасли и схем теплоснабжения различных территориальных образований); 4) среднесрочное планирование на период до 5 лет (разработка обосновывающих материалов (ОМ), технорабочее проектирование); 5) строительство и монтаж; 6) оперативное планирование (на очередной отопительный сезон); 7) эксплуатация системы (нормативный срок службы основных элементов системы теплоснабжения 30—50 лет); 8) демонтаж элементов системы теплоснабжения по истечении срока службы.

Управление функционированием систем теплоснабжения включает оперативное планирование производства тепловой энергии, хозяйственное управление деятельностью основных звеньев теплоснабжающей системы и диспетчерское управление ее работой. Остальные из перечисленных задач входят в управление развитием систем теплоснабжения.

Задачи управления функционированием систем теплоснабжения должны решаться с помощью АСУТП теплоснабжения [72], которые должны оптимизировать: 1) распределение тепловых нагрузок между источниками путем обеспечения первоочередной загрузки более экономичных из них; 2) режимы отпуска теплоты потребителям с минимумом затрат на производство, транспорт и распределение тепловой энергии; 3) потокораспределение в тепловых сетях с минимальным расходом электроэнергии на перекачку теплоносителя; 4) режимы работы основного оборудования источников теплоснабжения; 5) режимы работы системы теплоснабжения в аварийных ситуациях (оперативное обнаружение и локализация аварий, управление гидравлическими и тепловыми режимами с целью минимизации ущерба от аварийного недоотпуска теплоты потребителям).

Управление развитием систем теплоснабжения имеет гораздо более сложную иерархическую структуру и должно осуществляться человеко-машинными методами с помощью подсистемы «Топливно-энергетический комплекс» автоматизированной системы плановых расчетов (АСПР) Госплана СССР на верхнем иерархическом уровне [31, 67], подсистемы «Перспективы развития отрасли» отраслевой АСУ (ОАСУ «Энергия») на среднем, а также САПР централизованного теплоснабжения (как подсистемы АСУ «Проект» ОАСУ «Энергия»). Стадия обоснования решений состоит из долгосрочных прогнозирования и планирования развития централизованного теплоснабжения, перспективного проектирования. Эта стадия завершается утверждением в составе схемы развития и размещения отрасли схем теплоснабжения объектов.

Долгосрочное прогнозирование позволяет определить основные пути и направления развития теплоснабжающей подотрасли на отдаленную перспективу.

Элементом долгосрочного прогнозирования является разработка разделов по теплоснабжению в схемах районной планировки и генеральных планов городов. Здесь вопросы теплоснабжения прорабатываются только в самом общем виде в увязке с проблемами электро-, топливо-, водоснабжения и др.

Долгосрочное планирование включает разработку долгосрочных целевых комплексных программ и технико-экономических докладов по теплоснабжению страны. В отличие от долгосрочного прогнозирования здесь решаются более конкретные задачи: 1) определяются уровни теплопотребления на основании прогнозов роста численности населения и отраслевых данных о размещении промышленности по отдельным городам; 2) предлагаются предварительные решения о составе основного оборудования источников теплоснабжения с ориентировочными сроками их ввода; 3) находится ориентировочная потребность в оборудовании и трубопроводах, объемах капиталовложений и других материальных ресурсов, необходимых для намечаемого развития централизованного теплоснабжения; 4) выявляются объекты для первоочередного рассмотрения целесообразности внедрения новых технических решений; 5) определяются ориентировочные области применения различных источников тепловой энергии; 6) готовится материал для принятия решения о направлениях научно-исследовательских работ; 7) выявляется необходимость разработки схем теплоснабжения конкретных объектов и др.

Перспективное проектирование является важнейшим этапом управления развитием систем централизованного теплоснабжения. Оно заключается в разработке схем теплоснабжения городов, промышленных узлов и других территориально-промышленных комплексов — предпроектных документов, которые после утверждения служат исходными материалами для разработки проектов и рабочей документации по отдельным элементам СЦТ.

Схема теплоснабжения содержит обоснование теплопотребности жилищно-коммунального сектора и промышленности на расчетный срок (по пятилеткам) и выбор на основе технико-экономического сопоставления нескольких вариантов типов и состава основного оборудования источников теплоты (ТЭЦ, котельных), соображения о целесообразности реконструкции или расширения существующих источников, выбор площадок для новых источников теплоты, включая разработку схем их генеральных планов. В состав схемы теплоснабжения входят предложения по выбору вида топлива для источников теплоты, трасс, способов прокладки и диаметров трубопроводов магистральных тепловых сетей, закрытой или открытой системы теплоснабжения, срокам строительства источников и тепловых сетей, включая предложения по долевому участию ведомств в их строительстве, основные технологические решения и технико-экономические показатели источников теплоты и тепловых се-

тей. Рассматриваются различные варианты структуры системы теплоснабжения, отличающиеся степенью централизации и видом источников. Оптимальный вариант определяется по минимуму приведенных затрат. Рассмотрим применение методики системного анализа и исследования операций к комплексной оптимизации теплоснабжения. Системный анализ заключается в превращении трудноразрешимой задачи в последовательную серию задач, имеющих отработанные методы решения. Он применяется для перевода слабо структуризованных задач со смешанными количественными и качественными оценками в структуризованные, решение которых можно осуществить методами математического моделирования и теории оптимизации.

Системный анализ основан на взаимосвязи и взамообусловленности явлений и объектов не только как самостоятельных систем, но и как подсистем некоторой большой системы. С этих позиций СЦТ следует рассматривать как подсистему общеэнергетической системы, которая находится на более низком иерархическом уровне, чем топливоснабжающая и электроэнергетическая подсистемы. Поэтому при выделении СЦТ из общеэнергетической системы ее взаимосвязи с указанными системами осуществляются с помощью показателей замыкающих затрат на топливо и электроэнергию, которые относятся к внешним факторам для СЦТ.

Составной частью системного анализа является исследование операций. Исследование операций — это теория математических моделей принятия оптимальных решений, которая заключается в применении достижений разных наук к задачам, связанным с оптимальным функционированием систем.

Принципиально новыми в системной методологии являются подход не от метода, а от задачи, требование комплексного использования различных методов для решения отдельных частей задачи, а также синтез методов, которые ранее применялись разрозненно при решении частных научно-технических проблем.

Системный анализ является основным методологическим принципом исследования операций, который заключается в том, что любая частная задача рассматривается с учетом ее влияния на критерий оптимальности всей системы.

В исследовании операций известны следующие этапы: 1) постановка задачи; 2) построение математической модели системы; 3) сбор и обработка исходной информации; 4) анализ модели и нахождение решения; 5) проверка адекватности модели реальному явлению и анализ качества решения;

6) корректура модели и решения; 7) реализация результатов найденного решения на практике. Рассмотрим подробнее первые два этапа *. Постановка задачи является чрезвычайно важным этапом операционного исследования. Четкая формулировка цели операции и анализ влияющих факторов позволяют выделить наиболее существенное в изучаемой системе, определить допустимость и качество решения. В результате этого выявляется набор показателей, способных достаточно полно характеризовать операцию.

Качественный анализ, проведенный на первом этапе, позволяет перейти к следующему этапу — построению математической модели СЦТ. Исходным материалом для разработки математической модели СЦТ является описание — совокупность сведений об исследуемой системе, которые представляются в виде схем, формул, текстов и таблиц, характеризующих структуру и функционирование СЦТ.

Математическая модель СЦТ представляет собой систему уравнений математического описания, которые воспроизводят описание с большими или меньшими упрощениями при достижении разумного компромисса между точностью воспроизведения и сложностью модели. Всякая математическая модель является приближенным описанием объекта исследований. Поэтому найденное с помощью этой модели оптимальное решение является аппроксимацией оптимального решения реальной задачи.

При математическом моделировании производится аппроксимация функции-описания более простой и удобной для исследований функцией-моделью. Приближенная модель системы, позволяющая улучшить качество ее функционирования, гораздо лучше точного описания системы, не обеспечивающего решения этой задачи.

Известно, что при математическом моделировании больших систем полная адекватность модели и оригинала практически не достигается, т. е. идеализация реальных условий в той или иной мере неизбежна. В зависимости от конкретной постановки задачи в модель могут вводиться различные упрощения, которые искажают лишь второстепенные детали, позволяя быстрее и успешнее продвигаться к поставленной цели. Поэтому необходимо исключить те факторы, связи и зависимости, которые усложняют решение задачи, не оказывая на него существенного влияния.

Другой причиной введения упрощений являются ограниченные возможности методов оптимизации, которые применимы лишь к отдельным классам математических моделей,

---

* Остальные этапы рассмотрены в последующих главах.

а также имеющиеся средства вычислительной техники. Кроме того, стремление учесть слишком многое при описании модели увеличивает возможность упустить из внимания что-либо существенное и тем самым ухудшить модель. Однако даже в случае получения минимума функции большого числа переменных внедрение результатов оптимизации в виде сложных рекомендаций относительно большого числа параметров практически нереально. Поэтому в начальной стадии оптимизации особенно важно построить простейшую модель, учитывающую только основные существенные параметры. Лишь после достижения положительного эффекта при оптимизации важнейших параметров имеет смысл вводить в модель наиболее существенные из ранее неучтенных. При этом весьма важно, чтобы результаты оптимизации подавались в достаточно наглядной и привычной форме с привлечением минимально возможного математического аппарата.

3. КРИТЕРИИ ОПТИМАЛЬНОСТИ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Общепринятым критерием сравнительной экономической эффективности вариантов в энергетике является показатель минимума приведенных затрат, соизмеряющей единовременные (капитальные) и текущие затраты [17]. При статической постановке задачи (без учета фактора времени) приведенные затраты определяются по формуле

$$З = E_н K + И, \qquad (1)$$

где $E_н$ — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений — величина, обратная нормативному сроку окупаемости (в настоящее время для энергетики, как и для народного хозяйства в целом, $E_н = 0{,}12$ год$^{-1}$, для новой техники $E_н = 0{,}15$ год$^{-1}$); K — капиталовложения по данному варианту; $И$ — ежегодные издержки производства, включающие эксплуатационные расходы, затраты на ремонт и амортизационные отчисления.

Формула (1) является примером многокритериальной функции, соизмеряющей с помощью коэффициента $E_н$ минимумы двух критериев: капиталовложений и ежегодных издержек производства. При этом предполагается, что сравниваемые объекты одинаковой производительности сооружаются независимо в течение одного года, вводятся в эксплуатацию сразу на всю одинаковую проектную мощность (т. е. сразу выходят на режим нормальной эксплуатации) и весь срок службы эксплуатируются с неизменными еже-

годными издержками. Так как в состав ежегодных издержек включены амортизационные отчисления, обеспечивающие восстановление (реновацию) сопоставляемых объектов, период их нормальной эксплуатации в течение срока службы может условно рассматриваться как бесконечный период простого воспроизводства.

Нормативный коэффициент эффективности капиталовложений $E_н$ характеризует нормативную прибыль на каждый рубль капиталовложений, показывает прирост ежегодных издержек производства или снижение прибыли в других отраслях народного хозяйства на каждый рубль дополнительных капиталовложений в данную отрасль. Он служит для согласования частных оптимумов по отраслям с глобальным оптимумом по народному хозяйству в целом [65]. Следует отметить, что значение $E_н = 0{,}15$ год$^{-1}$ для создания и внедрения новой техники было получено как отношение совокупного прибавочного продукта к суммарным производственным (основным и оборотным) фондам в масштабе страны [76].

Приведенные затраты характеризуют прирост общих народнохозяйственных ежегодных издержек производства в результате реализации рассматриваемого варианта СЦТ, а слагаемые $E_нK$ — затраты обратной связи — соответствующий прирост ежегодных издержек в других отраслях при отвлечении у них капиталовложений в размере K. Это свидетельствует о допустимости суммирования ежегодных издержек производства с величиной $E_нK$.

В действительности же все вышеописанные этапы жизненного цикла СЦТ происходят во времени, а процесс строительства, ввода и освоения проектной мощности СЦТ измеряется многими годами. Поэтому более точное отражение реальной действительности требует учета разновременности капиталовложений и ежегодных издержек производства.

Согласно действующей в энергетике отраслевой инструкции [17] в качестве динамического критерия сравнительной экономической эффективности СЦТ можно использовать приростную формулу

$$З_о = \sum_{t=1}^{T} (E_нK_t + \Delta И_t)(1 + E_{н.п})^{\tau - t}, \qquad (2)$$

где K_t — капиталовложения в СЦТ в год t; $\Delta И_t = И_t - И_{t-1}$ — ежегодное изменение издержек производства по СЦТ в год t; T — период строительства и эксплуатации СЦТ с переменными издержками (выхода на режим нормальной эксплуатации); τ — год приведения (естественно принять $\tau = 0$), что означает приведение к текущему году; $E_{н.п}$ —

нормативный коэффициент приведения к одинаковому эффекту разновременных затрат (для традиционных объектов народного хозяйства $E_{н.п} = 0{,}08$; для новой техники $E_{н.п} = 0{,}1$).

Следует отметить, что изменение года приведения τ (принятие его значением, отличным от нуля) не влияет на результаты сопоставления вариантов, затраты по которым одновременно возрастут в $(1 + E_{н.п})^{\tau}$ раз. Есть различные точки зрения об экономической сущности и численном значении нормативного коэффициента приведения разновременных затрат $E_{н.п}$ (нормы дисконта). Одна из наиболее распространенных точек зрения по поводу $E_{н.п}$ базируется на том, что часть эффекта производительных затрат используется непроизводительно, т. е. идет на увеличение общественного и личного потребления [76]. Например, если из общей нормативной величины эффекта 12 коп. на каждый рубль производительных затрат (при $E_{н} = 0{,}12$) изъять 4 коп. для увеличения общественного и личного потребления, то материальные ценности в размере 8 коп. можно заново использовать в сфере производства (в этом случае $E_{н.п} = 0{,}08$). Таким образом, норма дисконта $E_{н.п}$ соответствует полному народнохозяйственному эффекту, включающему как производительную, так и непроизводительную составляющие. При определении влияния $E_{н.п}$ на среднегодовые темпы роста потребления и основных производственных фондов установлены узкие пределы допустимых значений $E_{н.п} = 0{,}075...0{,}10$ [43]. При $E_{н.п} = 0{,}075$ темпы роста производства и потребления совпадают, а при $E_{н.п} = 0{,}10$ темпы роста потребления отсутствуют, т. е. происходит только нарастающее накопление основных фондов. Следовательно, при $E_{н.п} < 0{,}075$ начнется быстрый процесс расходования национального дохода (темп производства будет меньше темпа потребления), а при $E_{н.п} > 0{,}10$ будет происходить снижение темпа потребления за счет чрезмерного накопления основных фондов.

Имеется и другая распространенная точка зрения о характере эффекта от реализации капитальных вложений, основанная на признании его только производительным, т. е. признания равенства $E_{н.п} = E_{н}$ [13, 34, 44, 76]. С учетом вышеизложенного в этом случае наиболее целесообразно принимать единый норматив $E = E_{н.п} = E_{н} = 0{,}10$ (такие предложения имеются).

Таким образом, рекомендуемые значения нормативов эффективности изменяются в пределах: $E_{н} = 0{,}10...0{,}15$; $E_{н.п} = 0{,}08...0{,}10$, что можно рассматривать как проявление вышеописанного свойства недостаточной определенно-

ти оптимальных решений. Формулу (2) можно переписать в виде

$$З_0 = \sum_{t=1}^{l} \Delta З_t B_t, \qquad (3)$$

где $\Delta З_t = E_н K_t + \Delta И_t$ — изменение приведенных затрат в год t; $B_t = (1 + E_{н.п})^{-t}$ — коэффициент дисконтирования (обесценивания затрат) для года t.

Коэффициент дисконтирования B_t свидетельствует о том, что для народного хозяйства затраты t-го года в $(1 + E_{н.п})^t$ раз менее значимы, чем сегодняшние затраты. То же относится и к погрешности определения приведенных затрат, что сужает цену неопределенности значения $З$.

Расчеты по формулам (2) и (3) соответствуют условному дискретному процессу сооружения и ввода в эксплуатацию СЦТ в виде ежегодно вводимых очередей с дополнительными приведенными затратами $\Delta З_t$. Суммарные приведенные затраты в год выхода СЦТ на режим нормальной эксплуатации, определенные без учета динамики ее развития, равны сумме затрат по всем очередям. Формула (3) является простейшим обобщением статического критерия (1) на случай постепенного развития СЦТ.

Другой подход к выбору динамического критерия сравнительной экономической эффективности основан на том, что рубль капиталовложений и издержек производства эквивалентны [44]:

$$З = \sum_{t=1}^{T_k} (K_t + N_t) B_t, \qquad (4)$$

где T_k — период строительства и эксплуатации системы, включающий периоды строительства и временной эксплуатации $T_в$ и нормальной эксплуатации $T_н$ (для СЦТ и ее основных элементов $T_k \approx 40...50$ лет).

Реально строительство СЦТ в целом может продолжаться длительный период в соответствии с развитием тепловых нагрузок, причем одни элементы могут находиться уже во временной или нормальной эксплуатации, а другие — в строительстве. В то же время сколько-нибудь достоверная исходная информация на период свыше 15 лет (за пределами горизонта долгосрочного планирования) практически отсутствует. Коэффициент дисконтирования резко падает с увеличением периода планирования, снижая влияние ошибок прогнозирования на значение суммарных приведенных затрат, определяемых по формуле (4). Поэтому предлагается ограничить оптимизационный период T_0 сроком до 15 лет, а

за его пределами учитывать корректирующий период порядка 10 лет [8]. При этом в корректирующем периоде система может быть как в режиме нормальной эксплуатации, так и продолжать сооружаться. Грубая оценка капиталовложений и издержек производства в этот период может производиться на основании данных долгосрочного прогнозирования. При отсутствии таких данных целесообразно воспользоваться гипотезой о нахождении системы в режиме нормальной эксплуатации. В таком случае формулу (4) можно детализировать в виде [13, 26, 31, 44]:

$$З = \sum_{t=1}^{T_в} (K_t + И_t) B_t + \sum_{t=T_в+1}^{T_1} И_t B_t. \qquad (5)$$

Учитывая, что при $t > T_в$ издержки постоянны ($И_t = И_{T_в}$), а также что при $T_к = 40...50$ лет и $E_{н.п} = 0{,}08...0{,}10$ значения коэффициента приведения $B_t \to 0$, можно принять $T_к = \infty$, воспользоваться свойствами геометрической прогрессии и переписать вторые слагаемые формулы (5) в следующем виде:

$$\sum_{t=1}^{T_k} И_t B_t = И_{T_в} \sum_{t=T_в+1}^{\infty} B_t = \frac{И_{T_в}}{E_{н.п} (1 + E_{н.п})^{T_в}}. \qquad (6)$$

С учетом этого выражения формула (5) примет вид, наиболее удобный для практического использования:

$$З = \sum_{t=1}^{T_k} (K_t + И_t) B_t + \frac{И_{T_в}}{E_{н.п} (1 + E_{н.п})^{T_в}}. \qquad (7)$$

Известно, что имеет место приближенная формула $e^{-x} \approx \approx 1 + x$ для малых x (например, при $x \leqslant 0{,}15$ ее погрешность не превышает 1 %), тогда $e^{-E_{н.п}t} \approx (1 + E_{н.п})^{-t}$. Это позволяет записать непрерывный аналог формулы (7) в виде

$$З = \int_0^{T_в} [K(t) + И(t)] B(t)\, dt + \frac{И(T_в)\, B(T_в)}{E_{н.п}}, \qquad (8)$$

где $B(t) = e^{-E_{н.п}t}$ — функция дисконтирования; $K(t)$ — функция темпа капиталовложений в зависимости от времени; $И(t)$ — функция издержек производства в зависимости от времени.

Записав в явном виде функции дисконтирования, получим:

$$З = \int_0^{T_в} [K(t) + И(t)] e^{-E_{н.п}t}\, dt + \frac{И(T_в)}{E_{н.п}} e^{-E_{н.п}T_в}. \qquad (9)$$

Следует отметить особенность записи формулы (9) в общем виде

$$З(E_{н.п}) = \int_0^{\infty} [K(t) + И(t)]\, e^{-E_{н.п}t} dt. \qquad (10)$$

Формула (10) представляет собой изображение функции $f(t) = [K(t) + И(t)]$ по Лапласу (интеграл Лапласа) [29]. Процесс получения изображения $З(E_{н.п})$ по заданной функции $f(t)$ — оригиналу называется преобразованием Лапласа.

Преобразование Лапласа широко используется в теории автоматического регулирования [29], в частности для эффективного решения линейных интегродифференциальных уравнений с постоянными коэффициентами. Следует заметить, что нормативный коэффициент приведения разновременных затрат $E_{н.п}$ является аргументом изображения по Лапласу функции суммарных капитальных и эксплуатационных затрат. Возможность применения преобразования Лапласа для динамической оптимизации СЦТ требует дальнейших исследований.

Сопоставим приростную формулу (3) с интегральным критерием (7). Очевидно, что интегральный критерий можно выразить через затраты $З_0$:

$$З = З_0 + \sum_{t=1}^{T_в} [(1 - E_н) K_t + И_t - 1] B_t + \frac{И_{T_в}}{E_{н.п}(1 + E_{н.п})^{T_в}}. \qquad (11)$$

Из формулы (11) следует, что критерии (3) и (7) могут давать различные результаты. Если интегральный критерий (7) имеет всестороннее обоснование, то правомочность и область применения приростной формулы должны быть уточнены.

При решении эксплуатационных задач оптимального функционирования СЦТ в качестве критерия может рассматриваться минимум годовых издержек производства. В тех случаях когда количество производственного персонала и его зарплата являются заданными, можно рассматривать критерий минимума затрат на топливо, а при одинаковой стоимости топлива — критерий минимума его расхода.

В технико-экономических расчетах часто используются показатели удельных приведенных затрат на единицу отпущенной в производственной системе продукции [13]. Для СЦТ таким показателем являются удельные приведенные затраты на тепловую энергию, определяемые как $z_т = З_т/Q_{отп}$, где $З_т$ — приведенные затраты с учетом (или

без учета) фактора времени, отнесенные на тепловую энергию; $Q_{отп}$ — приведенный (при учете фактора времени) или годовой (без учета фактора времени) полезный отпуск тепловой энергии потребителям СЦТ.

Приведение отпуска тепловой энергии при учете фактора времени осуществляется таким же образом, как и приведение ежегодного изменения приведенных затрат в случае использования приростной формулы (3) и суммы капиталовложений и ежегодных издержек в случае применения формулы (7). Например, в последнем случае

$$Q_{отп} = \sum_{t=1}^{T_в} Q_t^{год} B_t + \frac{Q_{T_в}^{год}}{E_{н.п}(1+E_{н.п})^{T_в}},$$

где $Q^{год}$ — годовой отпуск теплоты в год t, а $Q^{год}$ — в год $T_в$ выхода СЦТ в режим нормальной эксплуатации.

Если в одноцелевых СЦТ с котельными производится только тепловая энергия ($З_т = З$), то в двухцелевых СЦТ — теплофикационных системах от ТЭЦ производятся два вида энергии: тепловая и электрическая ($З_т = З - З_э$, где $З_э$ — затраты на отпущенную от ТЭЦ электроэнергию).

4. УСЛОВИЯ СОПОСТАВИМОСТИ ВАРИАНТОВ

Сопоставление различных вариантов СЦТ по минимуму приведенных затрат допустимо при обеспечении тождества народнохозяйственного эффекта, которое заключается в обеспечении следующих условий сопоставимости вариантов:

1) наибольшей экономичности — все сравниваемые варианты должны быть поставлены в оптимальные условия;

2) приведения к одинаковому энергетическому эффекту — одинаковым мощности и полезному отпуску энергии этепловой и электрической) потребителям с учетом расходов (нергии на собственные нужды энергоисточников и потерь в тепловых и электрических сетях;

3) необходимости выравнивания часовых, суточных и годовых режимов работы энергоисточников;

4) равной надежности энергоснабжения — обеспечение вариантов с более высокой аварийностью дополнительными резервами мощности источников или пропускной способности сетей для обеспечения нормативного уровня надежности системы в целом (или ее элементов), либо учета дополнительного ущерба от пониженной надежности;

5) экологического эффекта — все варианты должны отвечать требованиям охраны окружающей среды, в частнос-

ти санитарно-гигиеническим нормам по максимально допустимым концентрациям в воздухе окислов азота, серы, углерода, золы и др.;

6) одинаковой конъюнктуры — расчеты должны проводиться при едином уровне действующих цен на топливо, оборудование, материалы и другие производственные фонды (как основные, так и оборотные).

Рассмотрим более детально модификации условий приведения вариантов к одинаковому энергетическому эффекту. Они связаны с выбором базового варианта для уравнивания по полезной электрической мощности и отпуску электроэнергии потребителям, а также со способом определения приведенных затрат на электроэнергию в электроэнергетической системе (ЭЭС), необходимую для уравнивания.

Выбору в качестве базового варианта с максимальным отпуском электроэнергии соответствует метод дополняющей электроэнергии [51], с нулевым отпуском электроэнергии (вариант котельных в раздельной схеме энергоснабжения) — метод заменяемой электроэнергии [54, 80], а при учете недоотпуска электроэнергии за счет теплофикации по сравнению с работой электростанции в конденсационном режиме — метод компенсирующей электроэнергии [68, 78, 79]. Метод компенсирующей электроэнергии является частным случаем метода дополняющей электроэнергии, когда в качестве варианта с максимальным отпуском электроэнергии принимается вариант раздельной схемы энергоснабжения с работой той же электростанции в конденсационном режиме (например, КЭС в случае отсутствия ее реконструкции для целей теплофикации).

Преимущество методов заменяемой и компенсирующей электроэнергии по сравнению с методом дополняющей электроэнергии заключается в том, что при их использовании происходит попарное сопоставление каждого варианта комбинированной схемы энергоснабжения с эквивалентной раздельной схемой по собственным показателям независимо от состава других рассматриваемых вариантов и их показателей.

Приведенные затраты на электроэнергию в ЭЭС, необходимую для уравнивания, могут определяться следующими основными способами: 1) по прямым затратам электростанции, замыкающей баланс ЭЭС; 2) по замыкающим затратам на электроэнергию в зависимости от годового числа часов использования располагаемой электрической мощности (дополняющей, заменяемой или компенсирующей); 3) по эксплуатационным затратам существующих малоэкономичных электростанций, подлежащих или не подлежащих закрытию

в разных вариантах; 4) по затратам базисной электростанции за вычетом экономии затрат на топливо вытесняемых существующих менее экономичных электростанций.

Расчет по прямым затратам требует выявления конкретных показателей замыкающей электростанции, которые принимаются обычно одинаковыми для всех вариантов независимо от режима работы последней.

Замыкающие затраты на электроэнергию в зависимости от годового числа часов использования располагаемой электрической мощности в некоторой мере учитывают режим работы замыкающих электростанций (базисных, маневренных и пиковых), но, в основном, в годовом разрезе. Практически же имеется ряд эксплуатационных и проектных задач, связанных с рассмотрением работы СЦТ и ЭЭС в суточном разрезе по часам.

При использовании метода компенсирующей электроэнергии, помимо оценки ее по замыкающим затратам в зависимости от годового числа часов использования компенсирующей мощности, возможен также способ оценки компенсирующей электроэнергии по годовым издержкам (главным образом, топливной составляющей) существующих электростанций, которые были бы закрыты за счет ввода базисной конденсационной мощности, но остались в эксплуатации вследствие потери располагаемой электрической мощности и недовыработки электроэнергии из-за отпуска теплоты из отборов турбин для нужд теплофикации. Возможен также способ, предполагающий сооружение дополнительной мощности базисных электростанций, равной компенсирующей, с одновременным вытеснением (сокращением) выработки электроэнергии на существующих менее экономичных электростанциях.

Замыкающие затраты на топливо и электроэнергию являются объективно обусловленными народнохозяйственными оценками энергетической составляющей в общей сумме затрат народного хозяйства. Это понятие основано на принципе дифференциальной ренты — обособленной части прибавочного продукта, который возникает из-за необходимости вовлечения в энергетический баланс не только дешевых, но и более дорогих ресурсов [31, 76].

Замыкающие затраты на топливо и электроэнергию получаются в результате решения задачи линейного программирования для оптимизации энергетического комплекса страны на высшем иерархическом уровне. Они характеризуют внешние связи теплоснабжающих систем с топливоснабжающими и электроэнергетической системами ТЭК. Для ориентировочной оценки замыкающих затрат на топ-

ливо, электрическую и тепловую энергии выведены простые формулы [76].

Замыкающие затраты на топливо можно определить по формуле

$$з_{\text{топл}} = (з^{\text{д}}_{\text{з.т}} + з^{\text{тр}}_{\text{з.т}})\,\eta_{\text{ч}}/\eta_{\text{з.т}} + \Delta з_{\text{исп}} + \Delta з_{\text{тр}},$$

где $з^{\text{д}}_{\text{з.т}}$ и $з^{\text{тр}}_{\text{з.т}}$ — удельные приведенные затраты на добычу и транспорт замыкающего топлива; $\eta_{\text{т}}/\eta_{\text{з.т}}$ — отношение КПД использования конкретного и замыкающего топлив у замыкающего потребителя; $\Delta з_{\text{исп}}$ и $\Delta з_{\text{тр}}$ — дополнительные удельные приведенные затраты по использованию и транспорту замыкающего топлива у замыкающего потребителя по сравнению с применением конкретного топлива.

Замыкающие затраты на электроэнергию определяются показателями замыкающей электростанции:

$$з_{\text{э}} = \alpha_{\text{с.н}}\alpha_{\text{п}}\,[\alpha_{\text{р}}\,(E_{\text{н}} + p_{\text{а}}^{\text{к.э.с}})\,k_{\text{уд}}^{\text{к.э.с}}/h_{\text{э}} + b_{\text{к.э.с}} з_{\text{топл}}^{\text{к.э.с}}], \qquad (12)$$

где $\alpha_{\text{к.н}}$, $\alpha_{\text{п}}$, $\alpha_{\text{р}}$ — коэффициенты, учитывающие собственные нужды, потери в сетях и резерв применительно к единичной мощности агрегатов замыкающей электростанции; $k_{\text{уд}}^{\text{к.э.с}}$, $p_{\text{а}}^{\text{к.э.с}}$, $b_{\text{к.э.с}}$, $з_{\text{топл}}^{\text{к.э.с}}$ — удельные капиталовложения, доля отчислений от них, удельный расход условного топлива и замыкающие затраты на него для замыкающей КЭС; $h_{\text{э}}$ — годовое число часов использования располагаемой мощности замыкающих КЭС.

Замыкающие затраты на тепловую энергию определяются в каждом конкретном случае по формуле вида

$$з_{\text{т}} = (З_{\text{с.ц.т}} - З_{\text{э}})/Q_{\text{год}}, \qquad (13)$$

где $З_{\text{с.ц.т}}$ — суммарные приведенные затраты собственно на СЦТ; $З_{\text{э}}$ — приведенные затраты на заменяемую электроэнергию (для котельных $З_{\text{э}} = 0$); $Q_{\text{год}}$ — годовой отпуск тепловой энергии.

Замыкающие затраты на тепловую энергию по формуле (13) представляют собой удельные приведенные затраты на тепловую энергию, полученные методом заменяемой электроэнергии. Определение затрат на тепловую энергию для комбинированной схемы энергоснабжения осуществляется с помощью известного в экономике энергетики метода отсечения (треугольника Гинтера) [80], причем твердая оценка в виде замыкающих затрат назначается на электроэнергию.

С позиций системного анализа это означает выделение СЦТ из общеэнергетической системы при сохранении внешних связей с топливоснабжающей и электроэнергетической системами в виде показателей замыкающих затрат на топливо и электроэнергию. В данном случае задача распределе-

ния затрат между тепловой и электрической энергиями решается с точки зрения экономического анализа, а не термодинамики. Особенность заключается в том, что величина $з_э$ должна задаваться не фиксированными значениями, а гиперболической зависимостью от годового числа часов использования располагаемой электрической мощности по формуле (12), которую можно переписать в виде:

$$з_э = a_э/h_э + b_э, \qquad (14)$$

где $a_э = \alpha_{с.н}\alpha_п\alpha_р (E_н + p_а^{к.э.с}) k_{у.д}^{к.э.с}$; $b_э = \alpha_{с.н}\alpha_п b_{к.э.с} з_{топл}^{к.э.с}$. Здесь $a_э/h_э$ — постоянная, а $b_э$ — топливная составляющие замыкающих затрат на электроэнергию.

Отметим, что внешне формула (14) напоминает формулу для определения двухставочного тарифа на электроэнергию [76]. Обычно коэффициенты $a_э$ и $b_э$ определяются дифференцированно в зависимости от ОЭЭС и части графика электрических нагрузок (пиковой, маневренной или базисной), в которой должна работать замыкающая электростанция.

В случае принятия в качестве замыкающей для всех частей графика электрических нагрузок одной и той же электростанции (одинаковых значений $a_э$ и $b_э$), прямые затраты этой замыкающей электростанции совпадут с замыкающими затратами на электроэнергию. Покажем, что при этом сравнительная экономическая эффективность различных вариантов СЦТ не зависит от выбора базовых для приведения их к одинаковому энергетическому эффекту по электрической мощности и отпуску электроэнергии [80]. Это значит, что разность приведенных затрат между двумя произвольными вариантами СЦТ, обусловленная их различиями в отпуске электроэнергии и электрической мощности, должна не зависеть от выбора базового варианта для уравнивания.

Приведенные затраты для определения сравнительной экономической эффективности вариантов СЦТ можно представить в виде

$$З = З_{с.ч.т} + З_э^{доп},$$

где $З_э^{доп}$ — дополнительные приведенные затраты на электроэнергию, связанные с уравниванием вариантов по энергетическому эффекту (затраты на дополняющую или компенсирующую электроэнергию).

В свою очередь, $З_э^{доп} = з_э^{доп}(W_{баз} - W)$, (15)

где $з_э^{доп}$ — замыкающие затраты на дополняющую электроэнергию по формуле (14) при годовом числе часов использования дополняющей располагаемой электрической мощ-

ности $h_э^{доп}$; $W_{баз}$ и W — отпуск электроэнергии соответственно в базовом и рассматриваемом вариантах.

Годовое число часов использования дополняющей располагаемой электрической мощности

$$h_э^{доп} = (W_{баз} - W)/(N_{баз} - N), \qquad (16)$$

где $N_{баз}$ и N — располагаемые электрические мощности соответственно в базовом и рассматриваемом вариантах.

Тогда формулу (15) с учетом выражений (14) и (16) можно переписать в виде

$$З_э^{доп} = \left(a_э \frac{N_{баз} - N}{W_{баз} - W} + b_э\right)(W_{баз} - W) = a_э(N_{баз} - N) + b_э(W_{баз} - W) = (a_э N_{баз} + b_э W_{баз}) - (a_э N + b_э W) = З_э^{баз} - З_э,$$

где $З_э^{баз}$ и $З_э$ — приведенные затраты на заменяемую электроэнергию в базовом и рассматриваемом вариантах, определяемые суммой двух слагаемых, пропорциональных располагаемой мощности (постоянная составляющая) и отпуску электроэнергии (топливная составляющая).

Поскольку базовый вариант выбирается одним и тем же для всех сравниваемых между собой вариантов, то величина затрат по нему будет одинаковой во всех вариантах и не влияющей на результаты их сопоставления по разности приведенных затрат.

Приведенные затраты на заменяемую электроэнергию для базового варианта в рассмотренном частном случае (при одинаковых коэффициентах $a_э$ и $b_э$ для всех частей графика электрических нагрузок) являются константами, влияющими только на уровень значений суммарных приведенных затрат,— критерий для выбора оптимального варианта.

Принимая в качестве базового вариант с максимальным отпуском электроэнергии, получим способ дополняющей электроэнергии, с отпуском электроэнергии в конденсационном режиме — способ компенсирующей электроэнергии, а с нулевым отпуском — способ заменяемой электроэнергии. Все указанные способы дают одинаковые результаты по разности приведенных затрат между вариантами при одинаковых значениях $a_э$ и $b_э$.

Фактически же коэффициенты $a_э$ и $b_э$ принимают разные значения для пиковой, маневренной и базисной замыкающих электростанций. Поэтому в общем случае вышеуказанные способы могут давать различные результаты по

сравнительной экономической эффективности вариантов СЦТ. Строгое совпадение будет иметь место только тогда, когда значения $h_э$ при разных способах приведения к одинаковому энергетическому эффекту (дополняющей, компенсирующей и заменяемой электроэнергии) окажутся в одной и той же части графика электрических нагрузок (пиковой, маневренной или базисной), т. е. в диапазоне одинаковых значений коэффициентов $a_э$ и $b_э$.

Недостатками способа дополняющей электроэнергии по сравнению со способом заменяемой электроэнергии являются: 1) необходимость задания до начала расчетов базового варианта с максимальным отпуском электроэнергии; 2) неоднозначность уровня суммарных приведенных затрат в зависимости от выбора базового варианта; 3) зависимость разности приведенных затрат между вариантами от выбора базового варианта.

Поэтому в случае рассмотрения реконструкции существующих КЭС для целей теплофикации, а также при одинаковых мощности, начальных параметрах в виде топлива для ТЭЦ и заменяемой КЭС целесообразно применять способ компенсирующей электроэнергии [68, 78, 79], а в остальных случаях — способ заменяемой электроэнергии [54, 80]. При этом не исключается целесообразность применения способа дополняющей электроэнергии при сравнении небольшого числа вариантов, мало отличающихся располагаемой электрической мощностью и отпуском электроэнергии.

При использовании способа компенсирующей электроэнергии, кроме ее оценки по замыкающим затратам на электроэнергию в зависимости от годового числа часов использования компенсирующей располагаемой электрической мощности, возможны еще два способа расчета.

Одним из способов является определение затрат на компенсирующую электроэнергию по годовым издержкам существующих малоэкономичных электростанций, выполняющих функции компенсации недовыработки электроэнергии вследствие отпуска теплоты из отборов турбин для целей теплофикации. В этом случае замыкающие затраты на электроэнергию определяются удельными годовыми издержками указанных электростанций, который подсчитываются по формуле (12) при $E_н = 0$ (отсутствие затрат обратной связи).

Другой способ расчета затрат на компенсирующую электроэнергию состоит в ее оценке по затратам базисной электростанции за вычетом экономии затрат на топливо вытесняемых внепиковой выработкой электроэнергии существующих менее экономичных электростанций. В этом случае замыкающие затраты на компенсирующую электроэнергию

определяются по формуле

$$З_э^{комп} = [з_б h_б - (h_б - h_{комп}) b^{в}_{к.э.с} з^{в.к.э.с}_{топл}]/h_{комп}, \qquad (17)$$

где $h_{комп}$ и $h_б$ — количества часов использования компенсирующей электроэнергии и базисной электростанции; $з_б$ — замыкающие затраты на электроэнергию для базисной электростанции при количестве часов использования $h_б$; $b^{в}_{к.э.с}$ и $з^{в.к.э.с}_{топл}$ — удельный расход и замыкающие затраты на топливо для вытесняемых существующих КЭС.

Этот способ расчета основан на возможности сооружения дополнительных компенсирующих базисных электростанций и работы вытесняемых существующих КЭС с существенно пониженным числом часов использования.

Различные методические подходы к решению технико-экономических задач по оптимизации СЦТ даже в детерминированной подготовке свидетельствуют о наличии методической неопределенности при принятии оптимальных решений, которая имеет место наряду с неполнотой (неоднозначностью) исходной информации.

Необходимость учета фактора неопределенности исходной информации для принятия решений в больших системах энергетики, в том числе и СЦТ, стала очевидной [8, 28, 31, 48, 68]. Наиболее распространенный в системном анализе в энергетике подход к учету указанного фактора состоит из следующих основных этапов [30, 31]: 1) выбора ограниченного представительного множества возможных условий развития системы; 2) выбора и анализа оптимальных решений для каждого из этих условий; 3) обобщения полученных решений и формирования зоны их равноэкономичности путем заполнения и анализа платежной матрицы, характеризующей затраты на функционирование и развитие системы при различных условиях.

Сопоставление различных критериев выбора оптимальных решений при анализе платежной матрицы (Лапласа, Сэвиджа, Вальда, Гурвица и др.) привело к рекомендациям о применении критерия Лапласа (средних затрат) как наиболее целесообразного при плановом хозяйстве [30, 31]:

$$\min_x З_x = \min_x \left(\frac{1}{n} \sum_{m=1}^{n} З_x^m \right), \qquad (18)$$

где $З_x^m$ — приведенные затраты по варианту решения x при условиях m; n — общее число рассмотренных условий ($m = \overline{1, n}$); $З_x$ — средние арифметические затраты при решении x по множеству условий n.

В формуле (18) предполагается равная возможность появления каждого из m условий. При наличии количествен-

ных оценок разной доли p_m возможности наступления условий m формулу (18) можно переписать в следующем виде:

$$\min_x З_x = \min_x \sum_{m=1}^{n} p_m З_x^m, \qquad (19)$$

при условии $\sum_{m=1}^{n} p_m = 1$. В случае, когда p_m имеют смысл вероятностей наступления условий m, величина $З_\lambda$ будет математическим ожиданием приведенных затрат $MЗ = З_x$.

Применение платежной матрицы обладает рядом недостатков. Например, среди вариантов, каждый из которых является оптимальным для m-го из n условий, может отсутствовать истинно оптимальный по критериям (18) или (19) вариант, который не является оптимальным для всех условий в отдельности. Кроме того, отмечают резкое возрастание объема расчетов при реализации вышеописанного подхода к учету фактора неопределенности, его трудоемкость и даже непригодность для решения некоторых практических задач, указывая при этом, что представляют существенный интерес способы учета фактора неопределенности без составления платежной матрицы [28].

Примером таких способов является учет частичной неопределенности внешних условий (факторов), заданных диапазоном (отрезком) «от и до» [78]. Непрерывность изменения внешних условий затрудняет обоснованный выбор их наиболее представительных сочетаний. С целью повышения точности расчетов необходимо увеличивать число представительных сочетаний внешних условий для составления и анализа платежной матрицы. В пределе полученное по формуле (17) среднеарифметическое затрат по строкам платежной матрицы будет стремиться к среднеинтегральной величине. В рассматриваемом частном случае громоздкую процедуру составления и анализа платежной матрицы можно заменить однократным решением задачи со среднеинтегральными значениями коэффициентов целевой функции приведенных затрат, зависящих от внешних факторов.

При непосредственном использовании платежной матрицы объем вычислительной работы можно существенно сократить за счет применения математической теории эксперимента [78]. Этот вопрос подробно рассматривается в гл. 3.

5. ЗАДАЧА ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ

Системы централизованного теплоснабжения представляют собой совокупность различных элементов (источников теплоты, тепловых сетей, тепловых пунктов и абонентских

устройств), взаимодействующих между собой в процессах функционирования и развития. Основным критерием эффективности функционирования и развития СЦТ является минимум приведенных затрат, определяемый выражениями (7) в дискретной и (9) — в непрерывной формах. В наиболее общем виде из выражений (7) или (9) критерий эффективности СЦТ представляет собой функционал — переменную величину, значение которой зависит от выбора функции, играющей роль аргумента функционала.

Состояние СЦТ в каждый момент времени t характеризуется вектором фазовых координат x. Точка с координатами $(x_1, x_2, \ldots, x_n)$ называется фазовой. Пространство, элементами которого являются фазовые точки, представляющие состояния системы, называется фазовым. Переход объекта из одного состояния в другое называется движением. Линия в фазовом пространстве, которую за время движения объекта описывает фазовая точка $x(t) = (x_1(t), \ldots, x_n(t))$, называется фазовой траекторией.

Объект считается управляемым, если можно влиять на его движение. Под управлением понимается определенное воздействие на систему путем изменения значений компонентов вектора управляющих переменных (воздействий) $u(t)$. Для генерирования оптимального управления и его реализации служит управляющее устройство, которое перерабатывает информацию о состоянии СЦТ (фактические данные о ее функционировании), исходные данные о значениях внешних факторов для проектирования ее развития и на основе решения задачи оптимизации определяет оптимальные значения управляющих переменных.

Классификация задач оптимального управления основана на способах задания критериального функционала (задачи Лагранжа, Майера и Больца), ограничений вдоль траектории (на управление и фазовые переменные; применение изопериметрической задачи с интегральными ограничениями, например, на ресурсы) и краевых условий (с фиксированными, свободными и подвижными концами) [38].

Применительно к СЦТ критерий минимума приведенных затрат (9) в общем виде может быть записан в виде задачи Больца со свободным правым концом: определить $u(t)$ и $x(t)$, доставляющие минимум функционалу

$$З(x, u, z) = \int_0^{T_в} F(x, u, z, t)\,dt + \Phi(x(T_в), T_в), \quad (20)$$

$$\text{при связях} \quad x = f(u, z, t) \quad (21)$$

и при ограничениях:

$$\text{на управление} \quad u(t) \in V_u(t); \tag{22}$$

$$\text{на фазовые переменные} \quad x(t) \in V_x(t); \tag{23}$$

вдоль траектории (совместно на управление и фазовые переменные)

$$(x,\ u,\ t) \in V; \tag{24}$$

интегральных (изопериметрическая задача)

$$\int_0^{T_в} \Psi_j(x(t),\ u(t),\ t)\,dt = R_j, \quad j = \overline{1,\ m}, \tag{25}$$

где $V_u(t)$ — пространство управлений; $V_x(t)$ — фазовое пространство; V — пространство траекторий системы; R_j — интегральное ограничение на j-й ресурс; $z(t)$ — вектор помех.

Первое слагаемое в первой части формулы (20) представляет собой интегральные приведенные затраты на СЦТ в период строительства и временной эксплуатации $T_в$, а второе — в период нормальной эксплуатации $T_н$. Если рассматривается только первое слагаемое, то получаем задачу Лагранжа, а если только второе — задачу Майера (управление конечным состоянием системы, а в частном случае — оптимизацию в статике).

В сформулированной задаче (20) — (25) задано начальное состояние СЦТ (фиксирован левый конец фазовой траектории) и ищется конечное состояние (свободен правый конец) фазовой траектории.

Уравнения связи (21) характеризуют зависимость выходных величин фазовых переменных $x(t)$ от входных величин управления $u(t)$ и помехи $z(t)$. При постановке задачи оптимального управления с непрерывным временем (21) принимает вид дифференциальных связей в нормальной форме Коши [38, 46]:

$$\dot{x}(t) = f(x,\ u,\ z,\ t). \tag{26}$$

В этом случае фазовая траектория представляет собой решение в виде параметрически заданной кривой (с параметром t).

Рассмотренная непрерывная задача оптимального управления имеет дискретный аналог [37]: определить векторы $u_0,\ u_1,\ \ldots,\ u_{N-1}$ и $x_1,\ x_2,\ \ldots,\ x_N$, доставляющие минимум функционалу

$$З(x,\ u,\ z) = \sum_{t=0}^{N-1} F_t(x_t,\ u_t,\ t_t) + \Phi(x_N),$$

при конечно-разностных связях

$$\Delta x_n = x_{n+1} - x_n = f(x_n,\ u_n,\ z_n), \qquad (27)$$

и при ограничениях:

на управление $u_n \in V_u$, $n = \overline{0,\ N-1}$;

на фазовые переменные $x_n \in V_x$, $n = \overline{1,\ N}$;

вдоль траектории (совместно на управление и фазовые переменные) $x_n = f(x_{n-1},\ u_{n-1},\ z_{n-1},\ n-1)$, $n = \overline{1,\ N}$; суммарных ограничениях (изопериметрических условиях)

$$\sum_{j=0}^{N-1} \Psi_j(x_j,\ u_j) = R.$$

Здесь N — число шагов многошагового процесса (27). В задачах планирования и проектирования чаще всего шаг дискретизации принимается равным одному году.

Если управление определено заранее на основе информации об условиях функционирования системы, то оно называется программным. Оно является функцией только времени

$$u_{\text{пр}} = u(t). \qquad (28)$$

Его недостатки вытекают из возможного отклонения условий функционирования системы от известных заранее и учтенных при оптимизации.

Программное управление характерно для разомкнутых систем управления (без обратной связи). Для замкнутых систем управления наличие обратной связи позволяет уточнять управление на основе наблюдения за состоянием (внешними факторами), определяющими это состояние. Такое управление зависит не только от времени, но и от фазовых переменных, и называется законом управления:

$$u = u(x,\ t). \qquad (29)$$

Закон управления (29) представляет более широкие возможности для оптимизации системы, чем программа (28), поскольку использует информацию о фактическом состоянии системы. Следует отметить, что задачи оптимизации функционирования и развития СЦТ можно формулировать без привлечения терминологии теории оптимального управления, рассматривая его как процедуру оптимизации. Однако применение теории оптимального управления позволяет с наиболее общих методических позиций рассмотреть многочисленные постановки задач оптимизации СЦТ и методы их решения.

Рассмотрим структурную схему (рис. 2) и характеристики (табл. 1) оптимального управления функционированием и развитием СЦТ.

1. Характеристики оптимального управления функционированием и развитием СЦТ

Характеристики управления	При функционировании	В развитии
1. Задающее воздействие	Метеорологические условия и прогноз погоды, подробные данные о дислокации, структуре, параметрах и режимах теплопотребления объектов теплоснабжения в суточном, сезонном и годовом разрезах, поставках топлива и др.	Исходные данные (о дислокации, структуре и параметрах теплопотребления объектов теплоснабжения в течение рассматриваемого периода и др.)
2. Помехи задающего воздействия	Погрешности в исходных данных	Погрешности в исходных данных
3. Канал задающего воздействия	Прогноз бюро погоды, заявки потребителей теплоты	Генеральный план развития города, данные о размещении жилья, опросные листы предприятий и др.
4. Фактическое задающее воздействие	Скорректированные данные, учитываемые при выборе режимов и параметров функционирования СЦТ	Скорректированные исходные данные, учитываемые в проектных расчетах
5. Управляющее устройство	Энергоснабжающая организация, осуществляющая эксплуатацию СЦТ	Проектный институт, разрабатывающий схему теплоснабжения, утверждающие схему инстанции
6. Управляющее воздействие	Диспетчерское управление режимами и параметрами функционирования СЦТ	Рекомендации разработанной схемы теплоснабжения
7. Помехи управляющего воздействия	Ошибки при определении оптимальных режимов и параметров функционирования СЦТ	Неучтенные в схеме теплоснабжения ограничения и соображения согласующих и утверждающих организаций, ошибки в расчетах
8. Канал управляющего воздействия	Диспетчерская служба энергоснабжающей организации	Организации согласования и утверждения схемы теплоснабжения, строительства и эксплуатации объектов СЦТ
9. Фактическое управляющее воздействие	Задание режимов и параметров и управление функционированием СЦТ	Рекомендации утвержденной схемы теплоснабжения о строительстве и реконструкции объектов СЦТ, режимах и параметрах их эксплуатации

Продолжение табл. 1

Характеристики управления	При функционировании	В развитии
10. Объект управления	СЦТ города (района) промышленного узла, агломерации	СЦТ города, промышленного узла, агломерации
11. Помехи объекта управления	Несоответствие фактических местных условий функционирования СЦТ, принятым энергоснабжающей организацией	Несоответствие фактических местных условий строительства эксплуатации объектов СЦТ проектным (включая ресурсные ограничения)
12. Выходные характеристики (фазовые координаты) фактического состояния объекта управления	Фактические результаты функционирования объектов СЦТ	Фактические результаты строительства и данные об эксплуатации объектов СЦТ
13. Канал обратной связи	Организации и устройства, представляющие в энергоснабжающую организацию сведения о фактическом функционировании СЦТ	Организации, представляющие в проектный институт сведения о реализации схемы теплоснабжения
14. Помехи обратной связи	Ошибки в сведениях о фактическом функционировании СЦТ	Ошибки в сведениях о фактичеком состоянии СЦТ
15. Фактический сигнал обратной связи	Скорректированные данные о фактическом функционировании СЦТ	Скорректированные данные о фактическом состоянии СЦТ
16. Канал компенсирующей связи	Организации, дающие сведения об условиях функционирования СЦТ	Организации, дающие сведения об условиях строительства и эксплуатации СЦТ
17. Помехи компенсирующей связи	Ошибки в сведениях об условиях функционирования СЦТ	Ошибки в сведениях об условиях строительства и эксплуатации СЦТ
18. Фактический сигнал компенсирующей связи	Скорректированные сведения об условиях функционирования СЦТ, учитываемые энергоснабжающей организацией при управлении технологическим процессом	Скорректированные сведения об условиях строительства и эксплуатации СЦТ, учитываемые проектным институтом при скользящем проектировании

Задающее воздействие *1* поступает на канал задающего воздействия *3*, где оно смешивается с его помехами *2*. Полученное фактическое задающее воздействие *4* поступает на вход управляющего устройства *5*, на выходе из которого

образуется управляющее воздействие *6* вместе со своей помехой *7*, направляющееся в канал управляющего воздействия *8*.

На выходе из канала *8* формируется фактическое управляющее воздействие *9*, поступающее на вход объекта управления (СЦТ) *10* вместе с его помехой *11*. На выходе объекта управления (СЦТ) получают выходные характеристики (фазовые координаты) фактического состояния объекта управления *12*, которые по линии обратной связи через соответствующий канал *13* вместе с помехами *14* в виде фактического сигнала обратной связи *15* подаются в управляющее устройство *5*.

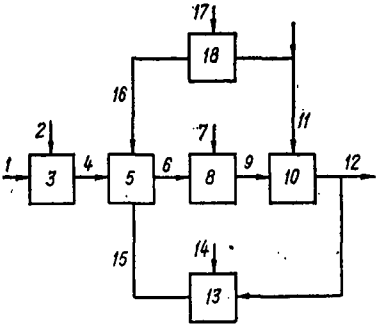


Рис. 2. Структурная схема оптимального управления СЦТ

Помимо контура обратной связи, передающего в управляющее устройство значения выходных характеристик, в системе управления имеется контур компенсации, передающий в управляющее устройство информацию о помехах объекта управления *11*. Информация поступает в канал компенсирующей связи *18*, где смешивается с его помехой *17* и в виде фактического сигнала компенсирующей связи *16* поступает в управляющее устройство *5*.

Системы, в которых вместе с принципом обратной связи используется принцип компенсации, в теории оптимального управления называются комбинированными [61]. Поскольку СЦТ являются сложными системами, управление ими носит иерархический характер. Свойство иерархичности на всех этапах жизненного цикла СЦТ рассмотрено в гл. 1.1. В соответствии с этим возникают отдельные задачи оптимального управления развитием и функционированием СЦТ.

Решение задачи комплексной оптимизации теплоснабжения как совокупности задач оптимального управления предполагает создание СЦТ, выполняющих свои функции по обеспечению потребителей тепловой энергией с минимумом интегральных приведенных затрат. Задача создания СЦТ, оптимальным образом удовлетворяющей заданным условиям надежного снабжения потребителей тепловой энергией, называется задачей оптимального синтеза СЦТ. Она вклю-

чает в себя задачи анализа, структурной, схемной и параметрической оптимизации.

Задача анализа СЦТ заключается в поверочном расчете ее характеристик (фазовых переменных) при заданных структуре, схеме и параметрах (управляющих переменных). Примерами такой задачи являются расчет тепловой схемы источника теплоты и гидравлический расчет потокораспределения в заданной тепловой сети в нормальных и аварийных режимах.

Задача структурной оптимизации СЦТ связана с определением площадок строительства и состава основного оборудования источников теплоты, сроков его строительства, ремонта и замены, конфигурации и пропускной способности участков тепловых сетей с учетом требований надежности, объемов и сроков строительства и реконструкции тепловых сетей, размещения и состава оборудования насосных станций, секционирования тепловых сетей, состава работающего оборудования СЦТ по режимам и др.

Задача схемной оптимизации СЦТ связана с выбором схем включения оборудования источников теплоты, системы горячего водоснабжения (открытой (одно- или двухтрубной) и закрытой с различными модификациями), схем подключения отопительно-вентиляционных систем (зависимой или независимой) и др.

Задача параметрической оптимизации СЦТ заключается в выборе коэффициентов теплофикации по нагрузкам в горячей воде и технологическом паре, температур сетевой воды в подающей и обратной линиях, диаметров трубопроводов водяных и паровых тепловых сетей, параметров регулирования отпуска теплоты и др.

В отличие от задачи анализа, имеющей смысл поверочного расчета, перечисленные задачи структурной, схемной и параметрической оптимизации СЦТ имеют смысл конструкторского расчета.

Глава 2. ФАКТОРЫ И ПАРАМЕТРЫ, УЧИТЫВАЕМЫЕ ПРИ КОМПЛЕКСНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1. МЕТОДИКА ВЫБОРА СУЩЕСТВЕННЫХ ФАКТОРОВ И ПАРАМЕТРОВ

Под факторами будем понимать изменяющуюся часть исходной информации для оптимизации развития и функционирования СЦТ, а под параметрами — независимые пере-

менные, подлежащие оптимизации. Факторы и параметры могут быть количественными (непрерывными или дискретными) или качественными (когда дискретные значения рассматриваются как некоторые символы). Примерами количественных факторов (параметров) являются температура, давление, расход, число парогенераторов и турбин, а качественных — тип системы горячего водоснабжения (ГВС) (открытая или закрытая), схема включения систем отопления (зависимая или независимая), регулирование отпуска теплоты (качественное, качественно-количественное) и др.

На экономичность развития и функционирования СЦТ влияет огромное число факторов и параметров различной природы, учесть которые одновременно при оптимизации не представляется возможным. Следует учесть, что наряду с существенными имеются второстепенные факторы и параметры, изменение которых в широком диапазоне их возможных значений вызывает незначительное изменение показателя сравнительной экономической эффективности СЦТ. При этом возможна ситуация, когда фактор или параметр существенно влияет на одно или несколько звеньев СЦТ, не оказывая подобного влияния на систему в целом.

Для снижения трудоемкости решения задачи комплексной оптимизации параметров СЦТ путем сведения ее к решаемой по объему и сложности задаче математического программирования необходимо выбрать из общего числа факторов и параметров основные, которые наиболее существенно влияют на экономичность СЦТ. Кроме того, значимость отдельных факторов и параметров необходима при инженерном анализе целесообразности их учета в различных оптимизационных математических моделях СЦТ, а также при определении требований к точности исходных данных, которая влияет на трудоемкость расчетов.

На экономичность СЦТ влияют факторы самой различной природы: детерминированные, вероятностно-определенные, вероятностно-неопределенные, собственно неопределенные и частично неопределенные [31]. В зависимости от рассматриваемого этапа жизненного цикла СЦТ и постановки задачи одни и те же факторы и параметры могут быть отнесены к различным классам. Например, при переходе от рабочей документации к проекту и далее — к перспективному проектированию — большинство исходных данных и технико-экономических показателей из детерминированных превращаются в частично и собственно неопределенные, из вероятностно-определенных (с известными законами распределения случайных величин) в вероятностно-неопределенные. Это подтверждает известное положение о том, что

с возрастанием расчетного периода существенно увеличивается удельный вес неопределенной информации за счет снижения удельного веса детерминированной и вероятностно-определенной информации [30, 31, 68]. Сложность учета указанных свойств исходной информации дополнительно свидетельствует о целесообразности ее укрупнения (агрегирования).

В настоящее время не существует полностью формализованных процедур отсева несущественной информации. Поэтому здесь необходимо сочетание инженерного анализа с формальными математическими методами, правомочность применения которых требует специального обоснования [31]. Так как проектирование, строительство и эксплуатация СЦТ носят массовый характер, конкретное сочетание исходных данных приводит к конкретному ранжированию влияющих факторов и параметров. При этом возможны два подхода к определению несущественных факторов и параметров: а) факторы и параметры, изменение которых вписывается в заданный порог чувствительности расчета целевой функции; б) факторы и параметры, которые оказывают второстепенное влияние в подавляющем большинстве конкретных расчетных ситуаций. Первый из указанных подходов является более жестким, однако он требует проведения огромного количества расчетов (полный перебор всех возможных ситуаций с исследованием отклонений с помощью общей формулы для погрешности функции [67]). Кроме того, при данном подходе к существенной должна быть отнесена информация, вариации которой превышают заданный порог чувствительности в относительно редких частных случаях. Второй подход позволяет значительно сузить круг существенной информации, ограничив его только той, которая сильно влияет в подавляющем большинстве конкретных ситуаций [78].

Так как развитие и функционирование СЦТ — массовый и непрестанно повторяющийся процесс, конкретное сочетание влияющих факторов и параметров может условно рассматриваться как реализация случайного события, а сами факторы и параметры — как случайные величины. Таким образом, речь идет о допустимом снижении потерь информации при отсеве второстепенных факторов и параметров по совокупности конкретных ситуаций, в которых должна производиться комплексная оптимизация основных параметров СЦТ. Следовательно, с некоторой вероятностью существует набор факторов и параметров, который оказывает наиболее существенное влияние на экономичность СЦТ в подавляющем большинстве конкретных ситуаций. Поиск этого набора является целью отсеивающих экспериментов.

Фактических и проектных данных по строительству и эксплуатации СЦТ недостаточно для варьирования многих факторов и параметров (например, температурный график для водяных тепловых сетей почти повсеместно составляет 150/70 °С, отсутствуют фактические данные по некоторым перспективным источникам теплоты и др.). Сооружение экспериментальных СЦТ для сбора необходимого фактического материала нецелесообразно ввиду недопустимо высокой стоимости и длительных сроков подобного эксперимента. Поэтому реальный эксперимент заменяется машинным экспериментом с имитационной математической моделью СЦТ. Перед проведением отсеивающих экспериментов необходимо с помощью инженерного анализа определить все факторы и параметры, влияющие на экономичность СЦТ, а также разделить их на три класса: существенные, несущественные и подозреваемые на существенность.

Определение существенных из числа подозреваемых факторов и параметров рационально проводить строго формализованными методами, которые позволяют уменьшить субъективность отсева второстепенной информации. Таким аппаратом является имитационное моделирование с помощью ЭВМ и методов многофакторного планирования эксперимента (в частности, отсеивающего эксперимента) [37, 41, 71, 73]. Машинное имитирование позволяет изучить системы во всей сложности.

Имитационная модель представляет собой формализованное описание системы в виде взаимосвязанной совокупности численных уравнений, отображающих ее отдельные элементы и факторы, с помощью ЭВМ во всей практической ее полноте. Хотя это не позволяет на основе строгих математических методов получать оптимальные решения, но дает возможность проводить имитационные эксперименты.

Под имитационным экспериментом с математическими моделями на ЭВМ понимается процедура, состоящая из следующих шести этапов [41]: 1) формулировки проблемы; 2) формулировки математической модели; 3) составления программы для ЭВМ; 4) оценки пригодности модели; 5) планирования эксперимента; 6) обработки результатов эксперимента.

Наиболее важным из перечисленных этапов является планирование эксперимента — комплексная научная дисциплина, основанная на кибернетических представлениях об исследуемой системе, которая имеет свои задачи, собственный объект изучения и свою методологию. Это одно из направлений исследования операций, которое связано с системным анализом и теорией оптимизации. Методы планиро-

вания и анализа эксперимента являются научными методами подготовки исходной информации для принятия оптимальных решений в иследовании, связанном с экспериментом.

Анализ результатов эксперимента осуществляется с помощью аппарата математической статистики. Применение математической теории эксперимента позволяет провести с помощью имитационной модели СЦТ отсев несущественных факторов с целью построения агрегированной оптимизационной математической модели СЦТ, которая уже позволяет решать задачу комплексной оптимизации основных параметров. Агрегирование — это процесс преобразования исходной имитационной модели в упрощенную модель с меньшим числом переменных и ограничений, дающую приближенное по сравнению с исходной описание изучаемой системы.

Целью отсеивающих экспериментов является получение грубых оценок влияния факторов и параметров при минимальном числе экспериментов. Для проведения отсеивающих экспериментов чаще всего используется метод случайного баланса [52, 64], для корректного применения которого необходимо, чтобы число доминант было не менее, чем на порядок ниже числа исходных факторов и параметров. Эта предпосылка явно не выполняется в данном случае, когда непосредственно в отсеивающем эксперименте будет участвовать лишь ограниченное число подозреваемых на существенность факторов и параметров. Поэтому принимается гипотеза о незначимости влияния на функцию отклика эффектов взаимодействий факторов и параметров, что позволяет проводить отсеивающие эксперименты по симметричному равномерному двухуровневому плану, допускающему получение попарно ортогональных главных эффектов [59].

Функцию отклика (удельные приведенные затраты на тепловую энергию) находят путем построения линейного уравнения регрессии

$$z_т = \bar{z}_т + \sum_{i=1}^{m} b_i x_i, \qquad (30)$$

где $\bar{z}_т$ — среднеарифметическое значение удельных приведенных затрат на тепловую энергию по результатам опытов; i — индекс фактора или параметра; b_i — i-й коэффициент регрессии; m — число факторов и параметров; x_i — кодированное значение i-го фактора или параметра.

Уравнение регрессии является аппроксимацией заданной в алгоритмическом виде целевой функции имитационной математической модели СЦТ. Ортогональность плана по-

зволяет избежать громоздкой процедуры метода наименьших квадратов в матричной форме и соответственно дополнительных погрешностей при обращении матриц, их плохой обусловленности и даже вырожденности, а также соответствующего лимитирования памяти ЭВМ.

Каждый из коэффициентов линейной модели (30) вычисляется один раз [1] в виде

$$b_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^{n} x_{ji} z_{\tau(j)},$$

где j — индекс эксперимента; n — число экспериментов; x_{ji} — значение i-го фактора (параметра) в j-м эксперименте; $z_{\tau(j)}$ — экспериментальное значение функции отклика (удельных приведенных затрат на тепловую энергию) в j-м эксперименте.

Варьирование факторов осуществляется на двух уровнях: нижнем «—1» и верхнем «+1», определяющих в кодированном виде диапазоны их изменения в отсеивающем эксперименте.

После определения коэффициентов регрессии обычно проверяют их значимость по t-критерию Стьюдента [1]

$$t = |b_i| / S_{b_i}, \tag{31}$$

где S_{b_i} — корень квадратный из дисперсии i-го коэффициента регрессии.

При отсутствии параллельных опытов для двухуровневых ортогональных планов [1]

$$S_{b_i} = S^2_{\text{ост}}/n, \tag{32}$$

где $S^2_{\text{ост}}$ — остаточная дисперсия уравнения регрессии.

Подставив выражение (32) в уравнение (31), получим

$$t = |b_i| / \sqrt{S^2_{\text{ост}}/n} \tag{33}$$

Из формулы (33) следует, что благодаря кодировке значений факторов и параметров, линейности модели и ортогональности плана ранжирование главных эффектов и параметров может осуществляться не только по t-критерию Стьюдента, но и непосредственно по абсолютной величине коэффициентов регрессии $|b_i|$, поскольку значение остаточной дисперсии $S^2_{\text{ост}}$ и число опытов n являются постоянными для каждой серии экспериментов. Наименее значимые коэффициенты, которым соответствует минимальное значение критерия Стьюдента (или имеющие минимальное значение по абсолютной величине), по одному исключаются из уравнения регрессии.

При проведении экспериментов с имитационной математической моделью СЦТ на ЭВМ интервал варьирования может быть как угодно мал, поскольку в этом случае отсутствует ошибка результатов измерений. Воспроизводимость результатов расчета на ЭВМ снимает необходимость в проведении параллельных опытов. Таким образом, дисперсия воспроизводимости опытов в этом случае равна нулю. В то же время понятие адекватности модели и обычная формулировка критерия Фишера как отношения остаточной дисперсии к дисперсии воспроизводимости справедливы только при активном эксперименте и наличии дисперсии воспроизводимости. Для оценки моделей активного эксперимента при отсутствии параллельных опытов и дисперсии воспроизводимости, а также пассивного эксперимента, критерий Фишера определяется отношением дисперсии относительно среднего ($S^2_{ср}$) к остаточной дисперсии ($S^2_{ост}$), являющимся аналогом известного F-критерия Фишера:

$$F = S^2_{ср}/S^2_{ост}. \qquad (34)$$

В данном случае величина F-отношения показывает, во сколько раз уравнение регрессии лучше описывает экспериментальные данные, чем константа, равная среднему арифметическому ($\bar{z}_т$). Если полученное значение F превышает верхние границы ($F_{кр}$) распределения Фишера при заданном уровне значимости (α) и соответствующих числах свободы ν_1 (для числителя) и ν_2 (для знаменателя), то в этом случае уравнение регрессии обычно считается адекватным [21]. Однако регрессионная модель состоятельна лишь при четырехкратном запасе ($F > 4F_{кр}$) [14].

Расчет дисперсий осуществляется с помощью известных формул [1]:

$$S^2_{ср} = \sum_{j=1}^{n} (z_{т(j)} - \bar{z}_{т(j)})^2/\nu_1;$$

$$S^2_{ост} = \sum_{j=1}^{n} (z_{т(j)} - \hat{z}_{т(j)})^2/\nu_2.$$

Числа степеней свободы определяются по формулам: $\nu_1 = n - 1$, $\nu_2 = n - m$, где n — число экспериментов; m — число коэффициентов регрессии. Поскольку число коэффициентов регрессии может быть различным в зависимости от вида уравнения, то величина ν_2 будет переменной. В этом случае результаты аппроксимации формулами с различным числом коэффициентов регрессии m, полученные при обработке одного и того же экспериментального материала, будут несопоставимы по F-критерию (34), так как им будут

соответствовать различные значения $F_{кр}$. Поэтому в качестве критерия оптимальности аппроксимации данных имитационного эксперимента на ЭВМ и пассивного эксперимента предлагается максимум критерия состоятельности уравнения регрессии $I = F/F_{кр}$.

Если $I > I_{кр} = 4$, то уравнение регрессии считается состоятельным. В качестве относительного показателя значимости факторов и параметров, а также функции для построения ранжировочной кривой принимается коэффициент осцилляции (коэффициент вариации по вариационному размаху) [7], который характеризует интенсивность колебаний функции отклика при переходе от нижнего уровня i-го фактора (параметра) к его верхнему уровню (%):

$$V_R^{(i)} = \frac{R_i}{\bar{z}_т} 100, \qquad (35)$$

где вариационный размах R_i равен разности максимального и минимального значений функции отклика $\hat{z}_т$, обусловленных переходом i-го фактора (параметра) с нижнего уровня на верхний.

В случае линейной регрессионной модели (29) с учетом кодировки значений аргументов вариационный размах равен удвоенному коэффициенту регрессии по абсолютной величине, что позволяет переписать формулу (34) в следующем виде:

$$V_R^{(i)} = \frac{2|b_i|}{\bar{z}_т} 100. \qquad (36)$$

Как видно из формул (31), (33) и (36), результаты ранжирования с помощью коэффициента осцилляции полностью совпадают с таковыми по t-критерию Стьюдента и по абсолютной величине коэффициентов регрессии.

С целью проверки устойчивости результатов отсева и ранжирования подозреваемых на существенность факторов и параметров могут проводиться серии отсеивающих экспериментов. Результаты двухуровневых отсеивающих экспериментов считаются состоятельными, если отношение общего числа опытов к числу выявленных существенных факторов и параметров превышает $(\ln 2)^{-1} \approx 1{,}45$ [52].

Заключительным этапом является инженерный анализ результатов расчетов на ЭВМ с целью выявления множества тех факторов и параметров, которые целесообразно вводить в оптимизационные модели СЦТ на различных стадиях их жизненного цикла.

2. ИМИТАЦИОННАЯ МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Математическая модель СЦТ в общем виде представляет собой совокупность: целевой функции удельных приведенных затрат на тепловую энергию

$$z_т = f[X_{\omega_0},\ Y_{\omega_0}(X_{\omega_0}),\ \omega_0]_{\theta_0}; \tag{37}$$

системы уравнений нелинейных ограничений

$$\Phi_{\omega_0}[X_{\omega_0},\ Y_{\omega_0}(X_{\omega_0}),\ \omega_0]_{\theta_0} = 0; \tag{38}$$

системы неравенств

$$Y^{*}_{\omega_0} \leqslant Y_{\omega_0}[X_{\omega_0},\ Y_{\omega_0}(X_{\omega_0}),\ \omega_0]_{\theta_0} \leqslant Y^{**}_{\omega_0}; \tag{39}$$

$$X^{*}_{\omega_0} \leqslant X_{\omega_0} \leqslant X^{**}_{\omega_0}; \tag{40}$$

схемы связей в виде матрицы инциденций дуг ориентированного графа, соответствующего принципиальной схеме, изучаемой СЦТ. Здесь θ_0 — совокупность факторов; ω_0 — совокупность качественных независимых переменных, характеризующих структуру и схему СЦТ; X_{ω_0}, Y_{ω_0} — соответственно независимые (параметры) и зависимые количественные переменные; Φ_{ω_0} — совокупность уравнений балансового вида для всех узлов схемы СЦТ (вершин графа); $Y^{*}_{\omega_0}$, $Y^{**}_{\omega_0}$ — диапазон возможных значений зависимых количественных переменных (знак $*$ означает нижний, а $**$ — верхний предел); $X^{*}_{\omega_0}$, $X^{**}_{\omega_0}$ — ограничения на независимые количественные переменные (параметры).

Математическая модель СЦТ в самом общем виде (37) — (40) характеризуется невыпуклостью целевой функции и ограничений. Для подобного класса оптимизационных задач на графах в настоящее время не существует строгих методов, которые гарантировали бы достижение глобального минимума функции многих переменных при наличии ограничений. Следовательно, подобную математическую модель целесообразно использовать не для непосредственной оптимизации параметров СЦТ, а для расчета значений целевой функции $z_т$ при любых допустимых значениях влияющих факторов и параметров, т. е. в качестве имитационной (расчетной) модели. Для этого необходим алгоритм решения системы уравнений математического описания, который называется моделирующим, поскольку позволяет осуществить собственно процесс математического моделирования.

Построим, например, имитационную математическую модель СЦТ, по степени подробности отвечающую основным положениям к схеме теплоснабжения. Для решения системы нелинейных алгебраических и трансцендентных уравнений математического описания моделирующий алго-

ритм для предпроектных расчетов разработан в виде структурных схем и программ для ЭВМ, которые определяют последовательность расчета значений целевой функции $z_т$ [78].

Отлаживают программы с помощью тестов, которые предусматривают получение в результате работы программы значеиий целевой функции и зависимых переменных при некоторых детерминированных наборах исходных данных и сравнение полученных значений с эталонными результатами ручного счета.

Имитационная математическая модель СЦТ может быть создана любой (допустимой с точки зрения возможностей исследователя и ЭВМ) сложности. В связи с этим необходимо достижение разумного компромисса между сложностью модели и ее точностью согласно известному принципу оптимальности математических моделей. Однако наравне с безусловной целесообразностью, а также и вынужденностью многих упрощений в математических моделях, необходимо считаться с тем, что введение неоправданных упрощений может привести к получению ошибочных результатов. Таким образом, при разработке математической модели приходится балансировать между стремлеиием к максимальному упрощению задачи с целью скорейшего получения результата и опасностью внесения в задачу недопустимой погрешности.

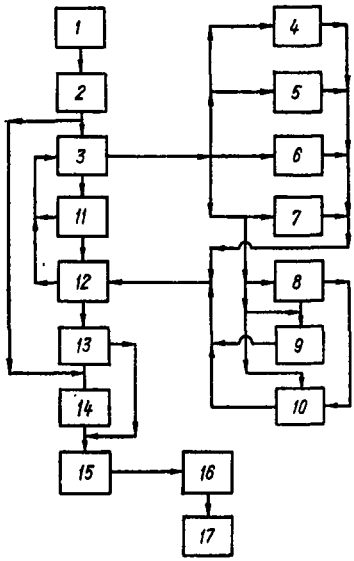


Рис. 3. Структурная схема моделирующего алгоритма (программы *ZT*):
1—17 — номера подпрограмм SP

Функциональная схема моделирующего алгоритма имитационной математической модели СЦТ для предпроектных расчетов (управляющая программа ZT) объединяет 17 подпрограмм с указанием их возможных связей в процессе работы программы [78] и показана на рис. 3. Схема моделирующего алгоритма представляет собой его графическую запись в виде ориентированного направленного графа, все элементы которого являются операторами [45]. Вместе с условными обозначениями она является исчерпывающим описанием алгоритма.

Структурные схемы должны быть выполнены в соответствии с осиовными требованиями ГОСТ 19.002—80 и ГОСТ 19.003—80. Они представляют собой аналитическое решение в явном виде систем уравнений математического описания. Расчетиые цепочки строятся от потребителей теплоты к источиикам с учетом обеспечения минимального числа внутренних итераций.

Расчет годовых показателей отпуска тепловой и электрической энергии и расходов топлива производится для ряда режимов с последующим численным интегрированием по известной формуле Симпсоиа. Специфика СЦТ требует введения дополнительных расчетных режимов, различных для отдельных ее элементов. Так, определение установленной мощности пиково-резервных котельных (ПРК) осуществляется по показателям максимально зимнего режима.

Расчетную мощность энергетических котлов выбирают максимальной, а располагаемую электрическую мощность ТЭЦ — минимальной из всех режимов отопительного периода. Расчетный расход сетевой воды и поверхности теплообменников ГВС выбирают в точке «срезки» температурного графика по средней и максимальной нагрузке ГВС соответственно, а поверхности теплообменников отопления — в максимально зимнем режиме.

Программа ZT состоит из подпрограмм SP1—SP17.

Подпрограмма SP1 систематизирует основные исходные данные в зависимости от района сооружения СЦТ, типов базового и пикового источников тепла и заменяемой КЭС, системы ГВС, способа прокладки тепловых сетей, этажности застройки и других внешних факторов, что позволяет снизить объем ввода информации при расчетах.

В подпрограмме SP2 производится расчет параметров точки «срезки» температурного графика для водяных тепловых сетей, которая соответствует переходу на количественное регулирование в теплый период отопительного сезона.

В подпрограмме SP3 определяются температуры сетевой воды в подающей и обратной линиях систем отопления при качественном регулировании для зависимой и независимой схем присоединения по формулам [55, 56].

Для расчета графиков регулирования отпуска теплоты в моделирующий алгоритм заложен следующий общий принцип построения цикла расчетов. Сначала определяются параметры точки «срезки», затем последовательно производится расчет соседних точек в порядке возрастания тепловой нагрузки до максимума. После этого происходит расчет точек, соседних с точкой «срезки», уже в порядке убывания тепловой нагрузки до минимальной, соответствующей концу (началу) отопительного периода. При этом вначале просчитываются системы отопления (SP3), а затем в подпрограммах SP4 — SP11 — различные схемы ГВС. Расходы сетевой воды в подающей и обратной линиях водяной теплосети после точки «срезки» при количественном регулировании определяются в подпрограмме SP12.

Результатом работы первых двенадцати подпрограмм моделирующего алгоритма являются векторы температур и расходов сетевой воды в подающей и обратной линиях, а также определение поверхности нагрева теплообменников, устанавливаемых на тепловых пунктах.

Для предвключенной схемы присоединения теплообменников ГВС расчет графика регулирования отпуска тепла заключается в определении постоянной температурной надбавки по сравнению с отопительным графиком для подающей линии (подпрограмма SP4). При этом расход сетевой воды и ее температура в обратной линии сохраняются такими же, как и при качественном регулировании отопительной нагрузки.

Расчет параллельной (подпрограмма SP5) и смешанной (подпрограмма SP6) схем включения подогревателей ГВС производится методом простой итерации. Разработан алгоритм расчета, обеспечивающий быструю сходимость метода для решения системы уравнений теплового и материального балансов, а также теплопередачи.

Цикл расчетов графиков регулирования отпуска тепла также начинается с точки «срезки» и продолжается в направлении возрастания тепловой нагрузки. Целесообразно в качестве начального приближения для определения расхода сетевой воды на подогреватель ГВС для параллельной схемы или подогреватель ГВС второй ступени для смешанной схемы принимать его значение, полученное в предыдущей точке. Значение этого расхода уточняется методом простой итерации с точностью до 5 %. Как показали расчеты, для достижения указанной точности требуется не более трех итераций.

В подпрограмме SP7 производится расчет повышенного графика регулирования отпуска тепла для двухступенчатой последовательной схемы включения подогревателей ГВС. Формулы для определения температур сетевой воды в этом случае получены в явном виде.

Координата точки начала температурной надбавки для скорректированного графика регулирования отпуска теплоты при открытой системе ГВС $\bar{Q}_0^*$ определяется в подпрограмме SP8.

При относительной нагрузке отопления $\bar{Q}_0 \geqslant \bar{Q}_0^*$ сохраняется нормальный отопительный график температур сетевой воды, а при $\bar{Q}_0 < \bar{Q}_0^*$ применяется скорректированный график. Расчет скорректированного графика для зависимой схемы осуществляется в подпрограмме SP9, а для независимой — в подпрограмме SP10 на основании формул [55].

Подпрограмма SP11 служит для расчета температур и расходов сетевой воды в питательном контуре сети при независимой схеме с двухтрубными сетями от ЦТП. В подпрограмме SP12, помимо расчета расходов сетевой воды при количественном регулировании после точки «срезки», осуществляется формирование цикла расчетов графика регулирования отпуска теплоты в течение отопительного периода.

Описанная часть моделирующего алгоритма построена с использованием методологии системного анализа. В частности, декомпозиция расчета абонентских систем последовательно на системы отопления и ГВС позволяет значительно упростить расчет, особенно для независимой схемы, исключая необходимость проведения последовательных приближений.

Расчет тепловых и гидравлических режимов СЦТ в моделирующем алгоритме осуществляется последовательно по всем звеньям системы от потребителей теплоты через тепловые пункты и сети к источникам тепловой энергии. Поэтому после расчета графиков регулирования отпуска теплоты у абонентов в подпрограмме SP13 определяются параметры базового источника теплоты — горячей воды с учетом энергетических потерь при транспорте тепловой энергии.

Подпрограмма SP14 служит для решения аналогичной задачи для технологического пара при заданных параметрах у определяющего потребителя.

Предусмотрена возможность расчета как двухтрубных, так и однотрубных транзитных магистралей. Для последнего случая рассматривается схема с однотрубным транзитом и двухтрубной распределительной сетью. Поэтому расчет графика регулирования отпуска теплоты у абонентов при открытой системе ГВС идентичен для двух- и однотрубного транзитов, рассчитанных на бессливную работу. Падение температуры сетевой воды в транзитной магистрали определяется по экспоненциальным формулам [55]. Учитываются ограничения на диаметр трубопроводов и температуру сетевой воды, а также возможность снижения тепловой мощности теплофикационных отборов турбин с целью получения дополнительной электрической мощности в период прохождения совмещенного максимума тепловых и электрических нагрузок. В отличие от водяных СЦТ при расчете паропроводов и электрической мощности ТЭЦ на базе производственных отборов турбин необходимо учитывать совместное изменение давления и температуры пара, включая дроссель-эффект [55, 77]. Задачей расчета паропроводов является определение начальных параметров пара при заданных конечных. Методика приближенного аналитического решения этой задачи приведена в работе [81].

Расчет годовых показателей отпуска тепловой и электрической энергии, а также расхода топлива с помощью численного интегрирования по формуле Симпсона выполняет подпрограмма SP15. Эта же подпрограмма

рассчитывает приведенные затраты на топливо и заменяемую электроэнергию.

Подпрограмма SP16 производит расчет капиталовложений во все звенья СЦТ, а подпрограмма SP17 определяет соответствующие эксплуатационные расходы и приведенные затраты.

Таким образом моделирующий алгоритм позволяет определить значение целевой функции $z_т$ и зависимых переменных Y_{ω_0} при заданных значениях факторов и параметров.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СУЩЕСТВЕННОСТИ ФАКТОРОВ И ПАРАМЕТРОВ С ПОМОЩЬЮ ОТСЕИВАЮЩИХ ИМИТАЦИОННЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ И ИНЖЕНЕРНОГО АНАЛИЗА

Разделение факторов и параметров, влияющих на экономичность СЦТ, на более или менее существенные возможно только за счет сочетания глубокого инженерного анализа с применением современных математических методов и ЭВМ. В гл. 2.2 обоснован поэтапный подход к решению указанной задачи, а также возможность применения математической теории эксперимента.

Рассмотрим этап предварительного разделения влияющих факторов и параметров с помощью инженерного анализа на три класса: существенные, несущественные и подозреваемые на существенность.

В результате инженерного анализа проектных разработок, инструкций и публикаций к априорно существенным с точки зрения перспективного проектирования СЦТ в целом отнесены такие факторы, как начальные параметры пара для ТЭЦ, тип базового источника теплоты, состав основного оборудования и вид сжигаемого топлива, коньюнктурный уровень капиталовложений во все звенья СЦТ и замыкающих затрат на топливо, тип системы транзитных тепловых сетей (двух- или однотрубная).

Априорно несущественными приняты такие факторы и параметры, как температура сетевой воды в подающей и обратной линиях в неотопительный период, способ регулирования отпуска теплоты для водяных СЦТ, коэффициент теплопередачи для тепловых сетей и водяных теплообменников и др.

После инженерного анализа для постановки отсеивающих экспериментов принято 29 подозреваемых на существенность факторов и параметров (табл. 2), из которых 9 качественных и 20 количественных. Среди них особого пояснения требуют лишь специально введенные коэффициенты, характеризующие степень конденсационности турбин по

2. Факторы и параметры для отсеивающего эксперимента

Факторы и параметры	Уровень варьирования	
	нижний	верхний
Район строительства СЦТ	Центр	Сибирь
Тип системы ГВС	Открытая	Закрытая
Схема включения систем отопления	Зависимая	Независимая
Наличие баков-аккумуляторов	Нет	Есть
Тип прокладки тепловых сетей	Надземная	Канальная
Система трубопроводов от теплового пункта	4-трубная	2-трубная
Средняя этажность застройки	5 — 6	12
Источник покрытия пиковых нагрузок в воде	ПРК	РОУ
Источник покрытия пиковых нагрузок в паре	ПРК	РОУ
Суммарная расчетная тепловая нагрузка, МВт	1000	3000
Доля паровой нагрузки в суммарной	0	1
Длина транзита водяной тепловой сети, км	0	30
Длина паровой тепломагистрали, км	0	10
Доля ГВС в отопительно-бытовой нагрузке	0,1	0,2
Давление пара у определяющего потребителя, МПа	0,5	2
Коэффициент заполнения графика паровой нагрузки	0,5	0,8
Коэффициент конфигурации жилой застройки	0,5	1,5
Коэффициент теплофикации по нагрузке в горячей воде	0	1
Коэффициент теплофикации по технологической паровой нагрузке	0	1
Степень конденсационности станции	0	0,5
Доля используемой мощности теплофикационных отборов в максимально зимнем режиме	0,5	1
Доля используемой мощности производственных отборов в максимально зимнем режиме	0,5	1
Степень конденсационности турбин по теплофикационным отборам	0	1
Степень конденсационности турбин по производственным отборам	0	1
Расчетная температура сетевой воды в подающей линии, °С	150	200
Расчетная температура воды в обратной линии систем отопления, °С	30	75
Единичная мощность теплового пункта, МВт	1	40
Удельное падение давлеиия на трение для водяных тепловых сетей, Па/м	20	100
Скорость пара у определяющего потребителя, м/с	20	50

Примечание. РОУ — редукционно-охладительная установка.

теплофикационным и производственным отборам, а также по станции в целом.

Первые два коэффициента характеризуют долю тепловых мощностей турбин, отнесенных к теплофикационным и производственным отборам, соответственно, которая может быть использована при работе по конденсационному режиму (т. е.

обеспечена соответствующей низкопотенциальной частью). Степень конденсационности станции определяется как отношение части тепловой мощности турбин, работающей по чисто конденсационному циклу, к сумме расчетных тепловых мощностей всех турбин, работающих на данной станции.

Закрытая система ГВС представлена двухступенчатой последовательной схемой с регулированием отпуска тепла по повышенному графику, а открытая двухтрубная — соответственно по скорректированному. В обоих случаях расход сетевой воды равен отопительному [55].

В качестве базового источника теплоты принята угольная ТЭЦ с начальным давлением пара 13 МПа и его давлением в конденсаторе 0,004 МПа. Пиково-резервные котельные рассматриваются на газомазутном топливе.

Матрица планирования принята по симметричному двухуровневому плану из 32 опытов [59], а векторы экспериментальных значений удельных приведенных затрат на тепловую энергию для двух серий опытов, отличающихся уровнем замыкающих затрат на топливо (во второй серии они в 1,5 раза выше), получены с помощью имитационной математической модели СЦТ в виде программы ZT на ЭВМ [78].

Проверка нормальности выборок, полученных в результате двух серий отсеивающих экспериментов, векторов удельных приведенных затрат на тепловую энергию $z_т$, осуществлена согласно методике [15]. Подсчитывается отношение размаха выборки R к стандартному отклонению $S_{ср}$. Размах выборки представляет собой разность ее максимального и минимального значений, а стандартное отклонение — положительное значение корня квадратного из дисперсии относительно среднего. Если отношение $R/S_{ср}$ меньше нижней или больше верхней критической границы, то нормального распределения нет с вероятностью ошибки α.

Для I серии отсеивающих экспериментов $R_I/S^I_{ср} = (13{,}25—0{,}9)/13{,}98 = 3{,}31$. Для II серии отсеивающих экспериментов $R_{II}/S^{II}_{ср} = (16{,}99 — 1{,}8)/17{,}65 = 3{,}61$. При объеме выборки $n = 32$ обе выборки являются нормальными [15], но I серия опытов — с вероятностью ошибки $\alpha = 0{,}01$, а II серия — с вероятностью ошибки $\alpha = 0{,}05$. Это свидетельствует о статистической эффективности критерия $z_т$ по сравнению с малочувствительным к вариациям переменных критерием суммарных приведенных затрат.

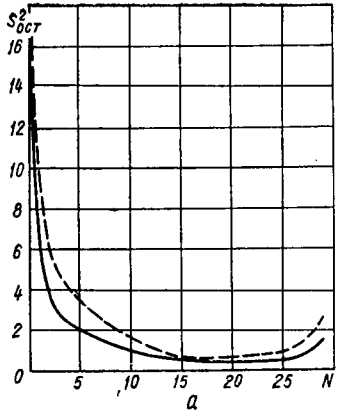
В табл. 3 в порядке ранжирования по двум сериям опытов приведены влияющие факторы и параметры, принятые для отсеивающих экспериментов, с указанием соответст-

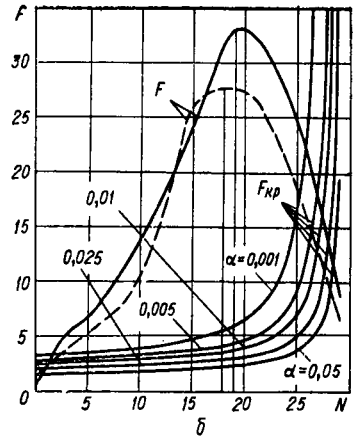
3. Ранжирование подозреваемых факторов и параметров

Факторы и параметры	Коэффициенты регрессии	
	I серия	II серия
Доля паровой нагрузки в суммарной	—2,92	—3,02
Район строительства СЦТ	—1,31	—1,63
Тип прокладки тепловых сетей	0,96	1,09
Коэффициент заполнения графика паровой нагрузки	—0,61	—0,83
Длина паровой тепломагистрали	0,55	0,79
Расчетная температура сетевой воды в подающей линии	—0,47	—0,71
Суммарная расчетная тепловая нагрузка	—0,53	—0,51
Степень конденсационности турбин по производственным отборам	0,49	0,57
Расчетная температура воды в обратной линии систем отопления	0,37	0,56
Коэффициент теплофикации по нагрузке в горячей воде	0,35	0,51
Коэффициент конфигурации жилой застройки	0,33	0,52
Источник покрытия пиковых нагрузок в паре	—0,24	—0,41
Наличие баков-аккумуляторов	0,21	0,42
Источник покрытия пиковых нагрузок в воде	0,3	0,09
Длина транзита водяной тепловой сети	0,22	0,16
Скорость пара у определяющего потребителя	—0,28	—0,09
Доля ГВС в отопительно-бытовой нагрузке	0,1	0,27
Средняя этажность застройки	0,11	0,25
Степень конденсационности станции	—0,09	—0,18
Удельное падение давления на трение для водяных тепловых сетей	0,1	0,16
Система трубопроводов от теплового пункта	0,18	—0,06
Коэффициент теплофикации по технологической паровой нагрузке	0,18	0,05
Доля используемой мощности производственных отборов в максимально зимнем режиме	0,16	0,04
Доля используемой мощности теплофикационных отборов в максимально зимнем режиме	0,05	0,13
Тип системы ГВС	—0,05	0,13
Схема включения систем отопления	0,04	—0,11
Давление пара у определяющего потребителя	0,08	—0,06
Единичная мощность теплового пункта	—0,07	0,05
Степень конденсационности турбин по теплофикационным отборам	0,03	—0,08

вующих коэффициентов линейного уравнения регрессии (для кодированных значений переменных).

Минимальные значения остаточной дисперсии, а, следовательно, и максимальные значения F-критерия Фишера достигаются в I серии опытов $S^2_{ост} = 0{,}42$ и $F = 33{,}5$ при 19 факторах, а во II серии — $S^2_{ост} = 0{,}63$ и $F = 28$ при 18 факторах (рис. 4, *а, б*). Это подтверждает выводы о со-





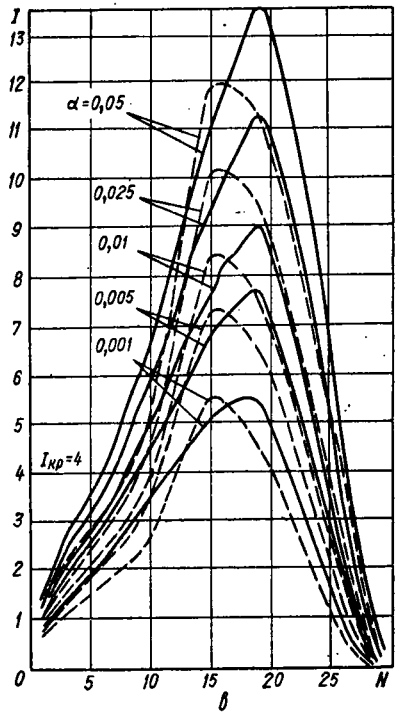


Рис. 4. Графики зависимости остаточной дисперсии (*а*) критерия Фишера (*б*) от числа проранжированных факторов и параметров N и критерия состоятельности уравнения регрессии (*в*):

———— — I серия опытов; — — — — II серия опытов; $F_{кр}$ — критические значения критерия Фишера; α — уровень значимости критерия Фишера

стоятельности регрессионной модели и результатов отсева, поскольку число опытов ($n = 32$) более, чем в 1,45 раза превышает число существенных факторов и параметров. Как видно из рис. 4, *в*, максимальное значение критерия состоятельности уравнения регрессии резко снижается при уменьшении уровня значимости F-критерия (α). Происходит сужение диапазона факторов, в котором состоятельно уравнение регрессии ($I > I_{кр}$). Наблюдается тенденция смещения в меньшую сторону числа факторов и параметров, доставляющих максимум критерию состоятельности (рис. 4, *в*) по сравнению с таковым для критерия Фишера (рис. 4, *б*). Этой же тенденции способствует уменьшение уровня значимости

F-критерия. Следовательно, максимум состоятельности уравнения регрессии является более строгим критерием для отсева коэффициентов регрессии, чем минимум остаточной дисперсии или максимум критерия Фишера.

Переход от I ко II серии опытов (удорожание топлива) приводит к снижению числа факторов и параметров, доставляющих максимум критерию состоятельности, с 18—19 до 15—16. Показатель удельных приведенных затрат на тепловую энергию устойчив по отношению к изменению замыкающих затрат на топливо, поскольку увеличение последних даже на 50 % вызвало рост величины $z_т$ в среднем на 19%. Это объясняется значительным удельным весом постоянной составляющей в структуре удельных приведенных затрат на тепловую энергию, особенно за счет ее транспорта и абонентских систем. Порог чувствительности отсеивающих экспериментов по величине коэффициента осцилляции составил 5 % (рис. 5).

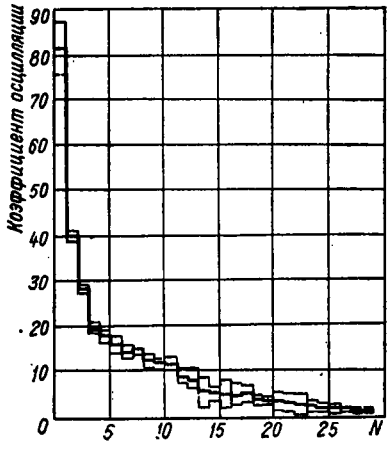


Рис. 5. График зависимости коэффициента осцилляции от числа проранжированных факторов и параметров N:
——— — I серия опытов;
– – – – – – — II серия опытов;
——— — средние значения

Значительная часть полученных выводов относительно степени и характера влияния на экономичность СЦТ отдельных факторов и параметров подтвердила уже известные представления. Однако это косвенно свидетельствует о корректности методического подхода, достоверности полученных формально результатов отсеивающих экспериментов и позволяет с большей уверенностью делать выводы о значимости и характере влияния на экономичность СЦТ менее изученных факторов и параметров. В частности, большое практическое значение имеют выводы об относительно слабом влиянии на экономичность СЦТ в целом таких качественных параметров, определяющих схемные решения, как зависимая или независимая схема присоединения абонентских установок, открытая или закрытая двухтрубная система ГВС, система трубопроводов от тепловых пунктов.

Эти результаты позволяют значительно упростить задачу оптимизации основных параметров СЦТ сведением ее к

ограниченному числу подзадач с количественными переменными.

Инженерный анализ результатов отсеивающих экспериментов показывает, что среди параметров, оказавшихся формально среди наиболее существенных, находятся такие, которые можно зафиксировать в практических оптимизационных расчетах ввиду тривиальности их влияния. В частности, это относится к явной нецелесообразности повышения степени конденсационности турбин по производственным отборам, целесообразности применения ПРК вместо РОУ, малой эффективности применения баков-аккумуляторов в закрытых системах ГВС.

Практическая независимость параметра водяных и паровых СЦТ позволяет осуществить их комплексную оптимизацию с помощью отдельных оптимизационных моделей. Следует отметить, что для паровых систем в число наиболее существенных попали, главным образом, факторы, в то время как для водяных СЦТ наиболее существенных факторов и параметров примерно поровну.

Таким образом, в результате инженерного анализа публикаций и проектов, а также проведения отсеивающих экспериментов с имитационной моделью СЦТ на ЭВМ и их анализа выявлены факторы и параметры, оказывающие наиболее существенное влияние на показатель сравнительной экономической эффективности СЦТ — удельные приведенные затраты на тепловую энергию: а) факторы (тип источника теплоснабжения и вид сжигаемого топлива; замыкающие затраты на топливо и электроэнергию; уровень капиталовложений во все звенья СЦТ; доля паровой нагрузки в суммарной тепловой нагрузке; район строительства СЦТ; тип прокладки тепловых сетей; коэффициент заполнения графика паровой нагрузки; длина паровой тепломагистрали, суммарная расчетная тепловая нагрузка; теплоплотность и конфигурация жилой застройки; длина транзитного участка водяной тепловой сети); б) параметры (коэффициенты теплофикации по нагрузкам в горячей воде и технологическом паре; расчетная температура сетевой воды в подающей линии; расчетная температура воды в обратной линии систем отопления; удельные падения давления (скорости теплоносителя) в водяных и паровых тепловых сетях). Результаты анализа и ранжирования факторов и параметров по степени их влияния на показатель сравнительной экономической эффективности СЦТ при принятых предпосылках позволяет упростить построение соответствующих оптимизационных моделей, предназначенных для комплексной оптимизации основных параметров водяных и паровых СЦТ.

Глава 3. КОМПЛЕКСНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1. ОПТИМИЗАЦИОННАЯ МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ И АЛГОРИТМ ОПТИМИЗАЦИИ

После выбора основных влияющих факторов и параметров необходимо построить оптимизационную модель СЦТ, учитывающую в качестве переменных лишь эти факторы и параметры. При этом второстепенным факторам и параметрам присваиваются фиксированные значения в допустимом диапазоне их изменения. В отличие от имитационной математической модели оптимизационная модель СЦТ должна учитывать зависимость критерия удельных приведенных затрат на тепловую энергию лишь от основных факторов и параметров, которые выявлены с помощью инженерного анализа и отсеивающих имитационных экспериментов на ЭВМ.

При построении оптимизационной математической модели многие авторы формально применяют аппарат регрессионного анализа, получая эту модель в виде полинома, как правило, не выше второго порядка [1, 64], а затем решают полученную задачу квадратичного программирования. Такой методический прием можно рассматривать в качестве одного из способов эквивалентирования математических моделей. Однако при этом коэффициенты уравнения регрессии не имеют четкого физического или экономического смысла, а полученная полиномиальная модель может оказаться многоэкстремальной, что во многом снижает целесообразность ее практического применения.

Поэтому представляется целесообразным построение оптимизационной математической модели СЦТ в аналитической форме с использованием зависимостей, имеющих определенный инженерно-экономический смысл. Для определения возможности корректного решения задачи оптимизации необходимо проверить полученную целевую функцию на одноэкстремальность, поскольку только в этом случае могут быть достаточно эффективны известные методы математического программирования.

Важным требованием является достижение максимально возможной простоты проведения комплексной оптимизации при сохранении основного содержательного смысла модели. Выполнение указанного требования достигается введением следующих предпосылок:

1. Оптимизационные модели разрабатываются отдельно для водяных и паровых СЦТ.

2. Водяные СЦТ рассматриваются с двухтрубной закрытой и однотрубной открытой системами ГВС. Это стало возможным после получения результатов отсеивающих экспериментов и равноэкономичности СЦТ с двухтрубными закрытой и открытой системами ГВС, а также с зависимой и независимой схемами включения систем отопления. Однотрубная система изучается по схеме с двухтрубной тепловой сетью в пределах городской застройки. Регулирование отпуска теплоты осуществляется по графику с температурной надбавкой, что предполагает применение двухступенчатой последовательной схемы включения подогревателя ГВС для закрытой системы.

3. Для раздельной схемы энергоснабжения предполагается размещение районных водогрейных котельных на газомазутном топливе в пределах застройки (транзитные тепловые сети отсутствуют). В случае комбинированной схемы пиково-резервные водогрейные котельные размещаются на тех же площадках, причем тепловые сети от них остаются двухтрубными и для однотрубной системы.

4. При осуществлении комбинированной выработки электроэнергии на тепловом потреблении снижение потенциально возможной конденсационной мощности турбин вследствие недоиспользования перепада энтальпий между теплофикационными отборами и конденсатором практически не зависит от начальных параметров пара. При этом зависимость удельной недовыработки электроэнергии от температуры пара в отборе для различных давлений пара в конденсаторе с учетом ступенчатого подогрева сетевой воды близка к линейной [55]. Следовательно, изменения, вносимые отпуском теплоты из отборов турбин в баланс электрических мощностей энергосистемы, по сравнению с раздельной схемой энергоснабжения будут мало отличаться для различных типоразмеров турбин с различными начальными и одинаковыми конечными параметрами пара, установленных на электростанциях, работающих на различных видах топлива.

5. Выбор вида топлива, начальных и конечных параметров пара, единичных мощностей энергоагрегатов и электростанций в целом определяется главным образом тенденциями развития топливно-энергетического комплекса, его топливной и энергомашиностроительной базы. Поэтому предполагается, что имеется или строится крупная экономичная электростанция и рассматривается вопрос о целесообразности ее применения для целей теплофикации. При этом устраняется эффект разукрупнения единичных мощностей агрегатов ТЭЦ по сравнению с заменяемыми КЭС,

что ставит комбинированную схему энергоснабжения в теоретически оптимальные условия в отсутствие экологических ограничений на размещение электростанции при дальнем теплоснабжении (в отличие от энергоисточников, размещаемых в непосредственной близости от города). Это дает возможность корректно упростить расчеты приведенных затрат, отнесенных на базовый источник теплоснабжения, путем определения их независимо от типа и состава основного оборудования электростанции, а также вида сжигаемого на ней топлива.

6. Незначительное влияние на экономичность СЦТ изменения в широких пределах единичной мощности тепловых пунктов позволяет не рассматривать их в оптимизационной модели СЦТ и определять капиталовложения во внутригородские водяные тепловые сети с помощью формул [42], которые аппроксимируют данные [56] для материальных характеристик водяных тепловых сетей в случае применения местных тепловых пунктов.

7. Капиталовложения в водяные тепловые сети определяются при оптимальных значениях диаметров транзитных трубопроводов и материальной характеристики внутригородских тепловых сетей с помощью известных формул [55, 42]. Таким образом, число непосредственно оптимизируемых параметров уменьшается на два, поскольку расчеты будут проводиться уже при оптимальных значениях удельного падения давления на трение как для транзитных, так и для внутригородских сетей.

8. Затраты на абонентские установки принимаются пропорциональными поверхности нагрева отопительных приборов [55].

9. Затраты на компенсирующую мощность в электроэнергетической системе, обусловленные отпуском теплоты из отборов турбин, оцениваются с помощью замыкающих затрат на электроэнергию.

10. Зависимость годового коэффициента теплофикации от часового представляется в виде аппроксимации обобщенных данных [2, 30, 54] полиномом второго порядка.

11. Тепловые потери в сетях и затраты на перекачку учитываются при определении диаметров трубопроводов и материальных характеристик.

12. Влияние ступенчатого подогрева сетевой воды на среднюю температуру пара в отборе учитывается по формуле, приведенной в работе [55].

13. В качестве основных факторов для оптимизационной модели СЦТ приняты: расчетные тепловые нагрузки в горячей воде $Q_в$ и технологическом паре $Q_п$, МВт; числа часов

использования максимума тепловых нагрузок в горячей воде $h_в$ и технологическом паре $h_п$, ч/год; длины транзитных водяных $L_в$ (приведенная) и паровых $L_п$ (главная магистраль) тепловых сетей, м; средняя удельная теплоплотность застройки q, МВт/км^2; замыкающие затраты на топливо для районных и пиково-резервных котельных $z_{топл}^{п\text{-}р.к}$, руб/т *; замыкающие затраты на компенсирующую электроэнергию $з_э^{комп}$, руб./(МВт · ч); коэффициент, характеризующий удельную стоимость тепловых сетей $b_{т.с}$, руб./м^2.

14. Основные параметры СЦТ, подлежащие комплексной оптимизации: коэффициенты теплофикации по нагрузкам в горячей воде $\alpha_т$ и технологическом паре $\alpha_п$; отношение расчетных расходов сетевой воды в подающих линиях транзитных и внутригородских водяных тепловых сетей $x = G_1^{тр}/G_1^{гор}$; расчетная температура сетевой воды в подающей линии внутригородских тепловых сетей $\tau_1^{гор}$, °С; расчетная температура воды в обратной линии систем отопления τ_{20}^1, °С (*или* перепад температур во внутригородской сети $\delta\tau$, °С); расчетный перепад давлений в паровой сети $\Delta p_п$, МПа.

На основании анализа и обобщения данных различных авторов построена аппроксимирующая зависимость годового коэффициента теплофикации ($\alpha_т^{год}$) от часового коэффициента ($\alpha_т$) и числа часов использования максимума тепловой нагрузки ($h_в$):

$$\alpha_т^{год} = \alpha_т [1 + (1{,}63 - 1{,}15 \cdot 10^{-4} \cdot h_в)(1 - \alpha_т)].$$

Замыкающие затраты на компенсирующую электроэнергию могут определяться тремя способами:

по замыкающим затратам компенсирующей электростанции в зависимости от числа часов использования ее мощности в энергосистеме $h_{комп}$ (для предпроектных расчетов можно принять $h_{комп} = h_в$);

по удельным издержкам производства (главным образом топливной составляющей) существующих электростанций, которые можно было бы вывести из эксплуатации при использовании рассматриваемой электростанции для производства только электроэнергии;

по разности замыкающих затрат на дополнительно вводимую базисную электростанцию и топливную составляющую вытесняемых ею существующих электростанций на органическом топливе по формуле (17).

Зависимость удельной недовыработки электроэнергии ($э_н$) от расчетных температур сетевой воды в подающей

* В пересчете на условное топливо.

($\tau_1^{тр}$, °С) и обратной ($\tau_2^{тр}$, °С) линиях транзитных тепловых сетей, а также давления пара в конденсаторе ($p_{конд}$, МПа) по данным [55] для предпроектных расчетов аппроксимируется в следующем виде:

$$э_и = э_{уд}\tau_{отб}^{ср} - (a_к p_{конд} + b_к); \quad (41)$$

где

$$\tau_{отб}^{ср} = a_{ст}\tau_2^{тр} + b_{ст}\tau_1^{тр} + \Delta t_н \quad (42)$$

— средняя условная температура пара в отборах, °С; $э_{уд}$ — частичная удельная недовыработка электроэнергии, °С$^{-1}$; $a_к$ [МПа$^{-1}$] и $b_к$ — коэффициенты, учитывающие влияние давления пара в конденсаторе на недовыработку электроэнергии; $a_{ст} = (n - 1)/(2n)$ и $b_{ст} = (n + 1)/(2n)$ — коэффициенты, зависящие от числа ступеней подогрева сетевой воды; $\Delta t_н$ — средний надогрев (разность температур насыщения греющего пара и воды на выходе из сетевых подогревателей турбин), °С.

Составляющая удельных приведенных затрат на тепловую энергию, обусловленная недовыработкой электроэнергии за счет теплофикации, определяется по формуле

$$z_т^{комп} = з_э^{комп}\alpha_т э_н (1 - p_{с.н}) h_{комп}/h_в, \quad (43)$$

где $p_{с.н}$ — доля расхода электроэнергии на собственные нужды рассматриваемой электростанции.

С учетом выражений (17) и (41) формулу (43) можно переписать:

а) для закрытой системы

$$z_т^{комп} = \alpha_т з_э^{комп} h_{комп} [э_{уд}(1 - p_{с.н})(a_{ст}\tau_2^{тр} + b_{ст}\tau_1^{тр}) - a_к p_{коид} - b_к]/h_в;$$

б) для однотрубной системы (без слива)

$$z_т^{комп} = \alpha_т з_э^{комп} h_{комп} \left[э_{уд}(1 - p_{с.н}) \left(t_х + b_{ст} \frac{t_г - t_х}{\gamma_{г.в}} \alpha_т \right) - a_к p_{коид} - b_к \right] / h_в,$$

где $\gamma_{г.в}$ — доля нагрузки горячего водоснабжения; $t_г$ и $t_х$ — температуры горячей и холодной воды соответственно, °С.

Составляющая удельных приведенных затрат на тепловую энергию, обусловленная организацией теплофикационных отборов и установкой сетевых подогревателей, $z_т^{под} = (E_н + p_а^{баз}) k_{уд}^{баз} \alpha/h_в$, где $E_н$ — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, год$^{-1}$; $p_а^{баз}$ — доля постоянной составляющей ежегодных издержек от капиталовложений для базового источника теплоты, год$^{-1}$;

$k_{уд}^{баз}$ — дополнительные удельные капиталовложения, связанные с организацией теплофикационных отборов и отнесенные к единице тепловой мощности сетевой установки электростанции, руб./МВт.

Составляющая удельных приведенных затрат на тепловую энергию, связанная с сооружением и эксплуатацией пиково-резервных котельных (ПРК)

$$z_{т}^{п.р.к} = (E_{н} + p_{а}^{п.р.к})\, k_{уд}^{п.р.к}(1 - \alpha_{т}) + b_{п.р.к} z_{топл}^{п.р.к}[1 - $$

$$- (2{,}63 - 1{,}15 \cdot 10^{-4} h_{в})\,\alpha_{т} + (1{,}63 - 1{,}15 \cdot 10^{-4} h_{в})\,\alpha_{т}^{2}]/h_{в},$$

где $p_{а}^{п.р.к}$ — доля постоянной составляющей ежегодных издержек от капиталовложений для ПРК, год$^{-1}$; $к_{уд}^{п.р.к}$ — удельные капиталовложения в ПРК, руб./МВт; $b_{п.р.к}$ — удельный расход условного топлива для ПРК, т/(МВт · ч) *; $z_{топл}^{п.р.к}$ — замыкающие затраты на топливо для ПРК, руб./т.

Удельные приведенные затраты в источники тепловой энергии $z_{и.т} = z_{т}^{комп} + z_{т}^{под} + z_{т}^{п.р.к}$. Удельные приведенные затраты в транзитные тепловые сети определяются по формуле

$$z_{т.с}^{тр} = \frac{Е_{д} + p_{а}^{т.с}}{Q_{в} h_{в}}\, z\,(a_{т.с} + b_{т.с} d_{тр}^{опт})\, L_{в} n_{тр},$$

где z — число параллельных ниток трубопроводов; $a_{т.с}$ и $b_{т.с}$ — коэффициенты в формуле для удельных капиталовложений в транзитные тепловые сети [55], отнесенных к однотрубной сети (соответственно руб./м и руб./м^2); $d_{тр}^{опт}$ — оптимальное значение диаметра трубопроводов транзитных тепловых сетей, м; $n_{тр}$ — показатель одно- или двухтрубной системы тепловых сетей.

Оптимальный диаметр транзитных водяных тепловых сетей определяется для расхода сетевой воды, приходящегося на одну нитку трубопроводов, с помощью формулы

$$d_{тр}^{опт} = \frac{0{,}66}{\varphi^{0{,}16}} \left(\frac{x Q_{в}}{z \delta \tau}\right)^{0{,}48},$$

где $\varphi = 10^{3} \eta_{н.д} \dfrac{(E_{н} + p_{а}^{т.с})\, b_{т.с} + 2{,}21 a_{т}}{[з_{э}^{нас} h_{э}^{нас} + (E_{н} + p_{а}^{нас})\, \varphi_{1} D\,(1 + \mu)]\,(1 + \alpha_{м}^{в})}$;

$\eta_{и.у}$ — коэффициент полезного действия насосной установки; $з_{э}^{нас}$ — замыкающие затраты на электроэнергию при числе часов использования мощности насосов $h_{э}^{нас}$, руб./(МВт · ч); $p_{а}^{нас}$ — доля отчислений от капиталовло-

* В пересчете на условное топливо.

жений в насосную установку, год$^{-1}$; φ_1 — коэффициент, учитывающий изменение расхода сетевой воды в течение отопительного периода; D — удельные капиталовложения в насосные установки, руб./МВт; μ — коэффициент резерва для насосов; $\alpha_м^в$ — коэффициент местных гидравлических потерь для водяных тепловых сетей; $з_т$ — замыкающие затраты на тепловую энергию, руб./МВт · ч.

Удельные приведенные затраты во внутригородские тепловые сети определяются с учетом формулы для экономического значения их материальной характеристики [42]:

$$z_{т.с}^{гор} = \frac{362}{h_в}[з_э^{нас} h_э^{нас} + (E_н + p_а^{нас})\varphi_1 D(1+\mu)]^{0,16} \times$$

$$\times [(E_н + p_а^{т.с}) b_{т.с} + 2{,}21 з_т]^{0,84} \times$$

$$\times \frac{(1 + 0{,}0325 Q_в^{0,5})^{0,16} (2{,}97 Q_в^{0,17} - 1) Q_в^{0,08}}{q^{0,6} \delta\tau^{0,48}}.$$

Удельные приведенные затраты на абонентские установки определяются по формуле

$$z_т^{аб} = \frac{3{,}74 \cdot 10^5 (1 - \gamma_{г.в})(E_н + p_а^{аб}) k_{уд}^{аб}}{h_в \left(\frac{\tau_з' + \tau_{20}'}{2} - t_в'\right)^{1,33}},$$

где $p_а^{аб}$ — доля отчислений от капиталовложений для абонентских установок, год$^{-1}$; $k_{уд}^{аб}$ — удельные капиталовложения в абонентские установки, отнесенные к единице эквивалентной поверхности отопительных приборов, руб./м^2; $\tau_з'$ — расчетная температура воды на входе в отопительные приборы °С; $t_в'$ — расчетная температура воздуха в помещении, °С.

Удельные приведенные затраты в распределительный транспорт тепловой энергии $z_{р.т} = z_{т.с}^{тр} + z_{т.с}^{гор}$. Наконец, удельные приведенные затраты на тепловую энергию $z_т = z_{и.т} + z_{р.т} + z_т^{аб}$.

Аналогичным образом строится оптимизационная модель паровых СЦТ при комбинированной схеме энергоснабжения для двух вариантов размещения ПРК: на площадке ТЭЦ и у потребителей теплоты.

Для компактности записи в явном виде оптимизационной модели СЦТ введены следующие обозначения:

$$A_1 = э_{уд}(1 - p_{с.н}) \frac{h_{комп}}{h_в} з_э^{комп} b_{ст};$$

$$A_2 = \frac{h_{\text{комп}}}{h_{\text{в}}}(a_{\text{к}}p_{\text{конд}} + b_{\text{к}})\,э_{\text{э}}^{\text{комп}} - \frac{E_{\text{н}} + p_{\text{а}}^{\text{ст}}}{h_{\text{в}}}(k_{\text{уд}}^{\text{баз}} - k_{\text{уд}}^{\text{п.р.к}}) +$$

$$+ (2{,}63 - 1{,}15 \cdot 10^{-4}h_{\text{в}})\,b_{\text{п.р.к}}z_{\text{топл}}^{\text{п.р.к}};$$

$$A_3 = э_{\text{уд}}(1 - p_{\text{с.н}})\frac{h_{\text{комп}}}{h_{\text{в}}}\,э_{\text{э}}^{\text{комп}};$$

$$A_4 = (1{,}63 - 1{,}15 \cdot 10^{-4}h_{\text{в}})\,b_{\text{п.р.к}}z_{\text{топл}}^{\text{п.р.к}};$$

$$A_5 = \frac{0{,}66\,(E_{\text{н}} + p_{\text{а}}^{\text{т.с}})\,z^{0{,}52}b_{\text{т.с}}L_{\text{в}}}{h_{\text{в}}Q_{\text{в}}^{0{,}52}\left\{10^3\eta_{\text{н.у}}\dfrac{(E_{\text{н}} + p_{\text{а}}^{\text{т.с}})\,b_{\text{т.с}} + 2{,}21э_{\text{т}}}{[э_{\text{э}}^{\text{нас}}h_{\text{э}}^{\text{нас}} + (E_{\text{н}} + p_{\text{а}}^{\text{нас}})\,\varphi_1 D\,(1+\mu)]\,(1+\alpha_{\text{м}}^{\text{в}})}\right\}^{0{,}16}};$$

$$A_6 = \frac{362}{h_{\text{в}}q^{0{,}6}}[(E_{\text{н}} + p_{\text{а}}^{\text{т.с}})\,b_{\text{т.с}} + 2{,}21э_{\text{т}}]^{0{,}84}[э_{\text{э}}^{\text{нас}}h_{\text{э}}^{\text{нас}} + (E_{\text{н}} +$$

$$+ p_{\text{а}}^{\text{нас}})\,\varphi_1 D(1+\mu)]^{0{,}16}(1 + 0{,}0325Q_{\text{в}}^{0{,}5})^{0{,}16}(2{,}97Q_{\text{в}}^{0{,}17} - 1)\,Q_{\text{в}}^{0{,}08};$$

$$A_7 = \frac{3{,}74 \cdot 10^5}{h_{\text{в}}}(1 - \gamma_{\text{г.в}})(E_{\text{н}} + p_{\text{а}}^{\text{аб}})\,k_{\text{уд}}^{\text{аб}};$$

$$A_8 = 0{,}5\tau_3' - t_{\text{в}}'; \quad A_9 = 2\left(1 + \frac{\varkappa_{\text{б}}\gamma_{\text{г.в}}}{1 - \gamma_{\text{г.в}}}\right);$$

$$A_{10} = \frac{(E_{\text{н}} + p_{\text{а}}^{\text{т.с}})\,z^2a_{\text{т.с}}L_{\text{в}}}{Q_{\text{в}}h_{\text{в}}}; \quad A_{11} = b_{\text{п.р.к}}t_{\text{топл}}^{\text{п.р.к}} + \frac{E_{\text{н}} + p_{\text{а}}^{\text{ст}}}{h_{\text{в}}}k_{\text{уд}}^{\text{п.р.к}};$$

$$B_1 = 178э_{\text{уд}}(1 - p_{\text{с.н}})\,э_{\text{э}}^{\text{комп}}\frac{h_{\text{комп}}}{h_{\text{в}}};$$

$$B_2 = э_{\text{э}}^{\text{комп}}\frac{h_{\text{комп}}}{h_{\text{в}}}(a_{\text{к}}p_{\text{конд}} + b_{\text{к}}) -$$

$$- \frac{E_{\text{н}} + p_{\text{а}}^{\text{ст}}}{h_{\text{п}}}(k_{\text{уд}}^{\text{баз}} - k_{\text{уд}}^{\text{прк}}) + (2{,}63 - 1{,}15 \cdot 10^{-4}h_{\text{п}})\,b_{\text{п.р.к}}z_{\text{топл}}^{\text{п.р.к}};$$

$$B_3 = (1{,}63 - 1{,}15 \cdot 10^{-4}h_{\text{п}})\,b_{\text{п.р.к}}z_{\text{топл}}^{\text{п.р.к}};$$

$$B_4 = \frac{0{,}122}{Q_{\text{п}}^{0{,}62}h_{\text{п}}}[(E_{\text{н}} + p_{\text{а}}^{\text{т.с}})\,b_{\text{т.с}} + 2{,}21э_{\text{т}}]\,(1 + \alpha_{\text{м}}^{\text{п}})^{0{,}19}\,\Theta L_{\text{п}}^{1{,}19};$$

$$B_5 = \frac{E_{\text{н}} - p_{\text{а}}^{\text{т.с}}}{h_{\text{п}}}k_{\text{уд}}^{\text{п,р.к}} + b_{\text{п.р.к}}z_{\text{топл}}^{\text{п.р.к}} +$$

$$+ \frac{[(E_{\text{н}} + p_{\text{а}}^{\text{т.с}})\,a_{\text{т.с}} + 0{,}332э_{\text{т}}]\,\Theta L_{\text{п}}}{Q_{\text{п}}h_{\text{п}}}.$$

Здесь $\varkappa_{\text{б}}$ — коэффициент балансовой нагрузки для двухступенчатой последовательной схемы включения подогревателей ГВС; Θ — коэффициент, учитывающий разветв-

ленность паровых сетей; $\alpha_м^п$ — коэффициент местных гидравлических потерь для паровых сетей.

С учетом вышеизложенного в табл. 4 приведены примеры оптимизационных моделей водяных и паровых СЦТ. Из равенства нулю первых частных производных целевых функций можно получить формулы для вычисления в явном виде локально оптимальных значений отдельных параметров СЦТ при комбинированной схеме энергоснабжения:

Формулы для оптимальных значений параметров СЦТ

Водяные СЦТ

Закрытая система ГВС с последовательным подключением теплообменников

$$\alpha_т^{опт} = \frac{A_3(\tau_1^{гор} - \delta\tau) + A_4}{3A_1\dfrac{\delta\tau}{x}} \times$$

$$\times \left\{ \sqrt{1 + \frac{3A_1A_2\dfrac{\delta\tau}{x}}{[A_3(\tau_1^{гор} - \delta\tau) + A_4]^2}} - 1 \right\}$$

$$x_{опт} = 1{,}64\left(\frac{A_1}{A_5}\right)^{0{,}675}\alpha_т^{2{,}02}\delta\tau$$

$$\tau_{1опт}^{гор} = 2\left(\frac{\delta\tau}{A_9} - A_8\right) + 1{,}68\left(\frac{A_7}{A_3\alpha_т^2}\right)^{0{,}43}$$

Открытая система ГВС с однотрубным транзитом (бессливная)

$$\alpha_т^{опт} = \frac{(A_3t_х + A_4)\gamma_{г.в}}{3A_1(\tau_2^{гор} - t_х)} \times$$

$$\times \left\{ \sqrt{1 + \frac{3A_1A_2\gamma_{г.в}(\tau_2^{гор} - t_х)}{[(A_3t_х + A_4)\gamma_{г.в}]^2}} - 1 \right\}$$

Паровые СЦТ

ПРК на ТЭЦ

$$\alpha_п^{опт} = \frac{B_2 - B_1(p_к + \Delta p_п)^{0{,}25}}{2B_3}$$

Анализ производных целевых функций оптимизационных моделей СЦТ свидетельствует о целесообразности применения аналитико-численных методов покоординатной оптимизации. Известно, что высокоэффективные по скорости сходимости алгоритмы минимизации являются сложными в практической реализации и требуют значительного объема вычислений на каждом шаге оптимизации. В то же время метод покоординатного спуска Гаусса — Зейделя, обладая значительно худшими теоретическими показателями скорости сходимости и требуя значительно большего числа шагов при заданной точности оптимизации, отличается простотой и позволяет находить минимум унимодальной функции.

4. Математические модели для комплексной оптимизации основных параметров СЦТ

Наименование схемы СЦТ	Целевая функция $z_{т'}$ руб./МВт·ч	Ограничения
Комбинированная схема энергоснабжения: закрытая система ГВС с последовательным включением подогревателей	Водяные СЦТ $A_1 \frac{\alpha_т^3}{x} \delta\tau + [A_3 (\tau_1^{гор} - \delta\tau) + A_4] \alpha_т^2 - A_2\alpha_т + A_5 \left(\frac{x}{\delta\tau}\right)^{0,43} + \frac{A_6}{\delta\tau^{0,48}} + \frac{A_7}{\left(0,5\tau_1^{гор} + A_8 - \frac{\delta\tau}{A_9}\right)^{1,33}} + A_{10} + A_{11}$	$0 < \alpha_т \leqslant 1;$ $0 < x \leqslant 1;$ $\tau_3' \leqslant \tau_1^{гор} \leqslant \tau_1^{max};$ $\tau_1^{гор} - \delta\tau \leqslant \tau_2^{min};$ $\tau_1^{гор} - \frac{2}{A_9} \delta\tau \leqslant \tau_3' - 10;$ $\delta\tau_{min} \leqslant \delta\tau \leqslant \tau_1^{max} - \tau_2^{min};$ $\tau_1^{гор} - \delta\tau + \frac{\alpha_т}{x} \delta\tau \leqslant \tau_1^{max}$
открытая система ГВС с однотрубным транзитом (бессливная)	$A_1 \frac{\tau_2^{гор} - t_х}{\gamma_{г.в}} \alpha_т^3 + (A_3 t_х + A_4) \alpha_т^2 - A_2\alpha_т + 0,5A_5 \times \left[\frac{\gamma_{г.в}}{(1-\gamma_{г.в})(\tau_2^{гор} - t_х}\right]^{-0,48} + \frac{A_6}{(\tau_1^{гор} - \tau_{20}')^{0,48}} + \frac{A_7}{(0,5\tau_{20}' + A_8)^{1,33}} + 0,5A_{10} + A_{11}$	$0 < \alpha_т \leqslant \frac{\tau_1^{max} - t_8}{\tau_{20}' - t_х} \gamma_{г.в};$ $\tau_2^{гор} = \begin{cases} \tau_{20}' \text{ при } \tau_{20}' \geqslant t_г; \\ t_г \text{ при } \tau_{20}' < t_г; \end{cases}$ $\tau_{20}'^{(min)} \leqslant \tau_{20}' \leqslant \tau_{20}'^{(max)};$ $\tau_1^{гор} = \tau_1^{max}$
Раздельная схема энергоснабжения при закрытой системе ГВС с последовательным включением подогревателей	$\frac{A_6}{\left(\frac{A_9}{2}\right)^{0,48} (\tau_2^{гор} - \tau_{20}')^{0,48}} + \frac{A_7}{(0,5\tau_{20}' + A_8)^{1,33}}$	$\tau_{20}'^{(min)} \leqslant \tau_{20}' \leqslant \tau_{20}'^{(max)};$ $\tau_1^{гор} = \tau_1^{max}$

Продолжение табл. 4

Наименование схемы СЦТ	Целевая функция $z_т$, руб./МВт·ч	Ограничения
Комбинированная схема энергоснабжения: ПРК на площадке ТЭЦ	Паровые СЦТ $B_1\alpha_п(p_к+\Delta p_п)^{0,25}-$ $-B_2\alpha_п+B_3\alpha_п^2+$ $+B_4\Delta p_п^{-0,19}+B_5$	$0<\alpha_п\leqslant 1;$ $\Delta p_п>0$
ПРК у потребителей	$B_1\alpha_п(p_к+\Delta p_п)^{0,25}-$ $-B_2\alpha_п+B_3\alpha_п^2+B_4\alpha_п^{0,38}\times$ $\times\Delta p_п^{-0,19}+B_5$	$0<\alpha_п\leqslant 1;$ $\Delta p_п>0$

Для описанных оптимизационных моделей СЦТ появляется возможность повышения точности нахождения минимума методом покоординатной оптимизации (релаксации) за счет того, что она проводится по большинству переменных по формулам в явном виде. Особенно важным является тот факт, что в данном случае не только линейные, но и выпуклые ограничения сводятся к простым относительно переменной, по которой осуществляется шаг покоординатной оптимизации. Естественно, что расчет минимального и максимального значений соответствующего параметра по всем ограничениям каждый раз должен предшествовать шагу оптимизации по этому параметру, который представляет собой минимизацию унимодальной функции на отрезке.

Для локализации минимума с заданной точностью (в случае невозможности его определения в явном виде) наиболее эффективным является использование принципов динамического программирования и последовательности Фибоначчи [4, 66]. Недостаток метода Фибоначчи заключается в необходимости априорного знания числа испытаний. От этого недостатка свободен метод золотого сечения, представляющий собой модификацию метода Фибоначчи. Этот метод основан на разбиении отрезка прямой на две части таким образом, что отношение длины отрезка к его большей части равно отношению большей и меньшей частей [66]. Для достижения точности 0,5 % необходимо произвести всего 12 испытаний по методу золотого сечения. Число вычислений целевой функции в этом случае примерно в 3,4 раза меньше, чем по методу половинного деления.

Таким образом, для решения задачи комплексной оптимизации основных параметров СЦТ с помощью вышеопи-

санных оптимизационных моделей в детерминированной постановке целесообразно применять метод покоординатной оптимизации с отбраковкой ограничений (метод проектирования на допустимую область).

Учет неопределенности исходной информации о значениях факторов можно производить с помощью методики составления и анализа платежной матрицы, изложенной в работах [30, 31, 48, 67, 68].

При перспективном проектировании перечисленные факторы для оптимизационных моделей СЦТ представляют собой частично неопределенную информацию, которая практически может быть задана некоторым отрезком «от и до». Примеры подобной информации приведены в работах [30, 68].

Как указывалось в гл. 1, выбор решения в условиях неопределенности наиболее убедителен по так называемым средним затратам, соответствующим гипотезе о равновероятности наиболее представительных сочетаний значений факторов в интервале их изменения [30, 31]. Поскольку факторы, принятые в постановке оптимизационной задачи, являются непрерывными, затрудняется обоснованный выбор их наиболее представительных сочетаний. С целью повышения точности расчетов необходимо увеличивать число представительных сочетаний факторов для составления и анализа платежной матрицы. В пределе получения среднее арифметическое затрат по строкам платежной матрицы будет стремиться к среднеинтегральной величине, что формально соответствует математическому ожиданию затрат при равномерном законе распределения факторов. Следовательно, в рассматриваемом частном случае исходная задача оптимизации определяющих параметров СЦТ при частично неопределенном характере факторов может быть условно сведена к задаче перспективного стохастического программирования в чистых стратегиях, так как решение представляет собой детерминированный вектор.

Специальный вид целевых функций для комплексной оптимизации основных параметров СЦТ позволяет свести решение задачи перспективного стохастического программирования в чистых стратегиях к однократному решению детерминированной задачи минимизации целевой функции, коэффициенты которой представляют собой математические ожидания функций факторов при равномерном законе их распределения. Докажем это в виде обобщения теоремы об эквивалентности форм, частный случай которой для специальной задачи линейного программирования описан без доказательства в работе [5].

Теорема. Пусть требуется решить задачу стохастического программирования в чистых стратегиях вида

$$\min_x Mf^0(x, \theta) \tag{44}$$

при ограничениях $f^l(x) \leqslant 0; \quad l = \overline{1, m};$ (45)

$$x \in X. \tag{46}$$

Здесь x — детерминированный вектор параметров; θ — случайный вектор факторов.

Если целевую функцию (44) можно представить в виде

$$Mf^0(x, \theta) = M \sum_{k=1}^{l} f_k^0(\theta)\, \varphi_k^0(x),$$

то исходная стохастическая задача (44) — (46) сводится к однократному решению следующей детерминированной задачи:

$$\min_x \sum_{k=1}^{l} A_k \varphi_k^0(x)$$

при ограничениях (45) и (46). Здесь $A_k = Mf_k^0(\theta)$.

Доказательство. Используя свойства математического ожидания как операции осреднения, запишем формулу для целевой функции:

$$Mf^0(x, \theta) = M \sum_{k=1}^{l} f_k^0(\theta)\, \varphi_k^0(x) = \sum_{k=1}^{l} M\left[f_k^0(\theta)\, \varphi_k^0(x)\right] =$$

$$= \sum_{k=1}^{l} \varphi_k^0(x)\, Mf_k^0(\theta) = \sum_{k=1}^{l} A_k \varphi_k^0(x),$$

что и требовалось доказать.

Следствие. При равномерном независимом распределении компонентов вектора θ и $f_k^0(\theta) = \prod_{j=1}^{n} f_{kj}^0(\theta_j)$ математическое ожидание $Mf_k^0(\theta_j)$ равно произведению среднеинтегральных значений функций $f_{kj}^0(\theta_j)$ на отрезках $[\theta_j^{\min}, \theta_j^{\max}]$:

$$Mf_k^0(\theta) = \prod_{j=1}^{n} Mf_{kj}^0(\theta_j) = \prod_{j=1}^{n} \frac{1}{\theta_j^{\max} - \theta_j^{\min}} \int_{\theta_j^{\min}}^{\theta_j^{\max}} f_{kj}^0(\theta_j)\, d\theta_j.$$

Указанный методический прием позволит резко сократить объем вычислительной работы по сравнению с процедурой составления и анализа платежной матрицы и увеличить размерность задач, решаемых на практике.

2. АНАЛИЗ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ РАСЧЕТОВ

Оптимизационные эксперименты проведены со всеми пятью вышеописанными модификациями оптимизационной модели СЦТ в пространстве наиболее существенных

факторов, которые варьируются в диапазоне их частичной неопределенности на трех уровнях: нижнем, среднем и верхнем, выбранных на основании анализа данных публикаций и проектов. Факторы X_i варьируются на трех уровнях в планах второго порядка.

Выбор плана второго порядка для шести факторов осуществлен по каталогу [59] из условия минимального числа опытов. Этим требованиям отвечает план Хартли из 29 опытов, позволяющий в 25 раз сократить количество опытов по сравнению с полным факторным экспериментом ($3^6 = 729$ опытов).

В составе оптимизационных экспериментов производится исследование чувствительности оптимума и устойчивости оптимальных значений определяющих параметров, а также определение ожидаемого экономического эффекта от их комплексной оптимизации в каждой точке эксперимента. Анализ чувствительности оптимальных значений целевой функции $z_т$ осуществляется с помощью разложения ее вариации при малых отклонениях параметров в ряд Тейлора по их степеням с точностью до членов второго порядка малости в окрестности оптимума [4]. При этом предполагается, что целевая функция дважды дифференцируема. Это выполняется для рассматриваемых оптимизационных моделей СЦТ.

Тогда оценку относительных размеров окрестности, в которой допустимо варьирование независимых переменных при изменении целевой функции не более, чем на $|\Delta z_т|$, можно получить по формуле [4]

$$\delta_м = \sqrt{\frac{2|\Delta z_т|}{\sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{n}\left|\frac{\partial^2 z_т}{\partial X_i \partial X_j}\right| \Delta X_i \Delta X_j}}, \qquad (47)$$

где ΔX_i — интервал изменения натуральных значений i-го параметра, относительно которого измеряется величина $\delta_м$.

Оценка размеров допустимой окрестности при изменении каждой переменной в отдельности и оптимальных значениях других переменных, производится по формуле

$$\delta_i = \frac{1}{\Delta X_i}\sqrt{\frac{2|\Delta z_т|}{\left|\frac{\partial^2 z_т}{\partial X_i^2}\right|}}. \qquad (48)$$

Формулы (47) и (48) применяют для грубой оценки чувствительности оптимума, поскольку они дают удовлетворительный результат лишь при малых отклонениях параметров. Поэтому величина $|\Delta z_т|$ принята равной всего 0,1 руб./МВт · ч. Пересчет для других значений $|\Delta z_т|$ производится

пропорционально корню квадратному из отношения нового и старого значений $|\Delta z_т|$.

Для оценки ожидаемого экономического эффекта от комплексной оптимизации определяющих параметров СЦТ в качестве начального приближения $z_т^0$ каждый раз берется точка с традиционными значениями параметров ($\alpha_т = 0{,}6$; $x = 1$; $\tau_1^{гр} = 150$ °С; $\delta\tau = 100$ °С; $\tau'_{20} = 70$ °С; $\alpha_п = 1$; $R_л^п = 100$ Па/м), с которой сопоставляется оптимальное значение $z_т^{опт}$. Определяется относительная экономия удельных приведенных затрат на тепловую энергию, полученная за счет комплексной оптимизации основных параметров СЦТ:

$$\delta z_т = \frac{z_т^0 - z_т^{опт}}{z_т^{опт}} 100\ \%. \qquad (49)$$

Аналогичным образом производится сопоставление комплексной и локальной оптимизации параметров СЦТ, причем в качестве $z_т^0$ в формулу (49) подставляется значение $z_т^л$, найденное в результате локальной оптимизации отдельных параметров. Для получения численных результатов проведены вычислительные эксперименты на ЭВМ на основе вышеописанных методических положений при следующих исходных данных: $Q_в = 100...3000$ МВт; $Q_п = 500...1500$ МВт; $L_в = 0...10^5$ м; $L_п = 0...10^4$ м; $q = 50...150$ МВт/км^2; $b_{т.с} = 200...400$ руб./м^2; $z_{топл}^{п.р.к} = 30...50$ руб./т *; $з_э^{комл} = 16...20$ руб./(МВт · ч); $h_п = 4000...7000$ ч/год; $p_к = 0{,}5...1{,}7$ МПа; $h_{комп} = 4000$ ч/год; $h_в = 3380$ ч/год; $b_{ст} = 0{,}75$; $p_{конд} = 0{,}004$ МПа; $E_н = 0{,}12$ год$^{-1}$; $p_а^{ст} = 0{,}1$ год$^{-1}$; $k_{уд}^{баз} = 19\,500$ руб./МВт; $k_{уд}^{п.р.к} = 21\,500$ руб./МВт; $b_{п.р.к} = 0{,}151$ т/(МВт · ч)*; $z = 2$; $p_а^{т.с} = 0{,}075$ год$^{-1}$; $\eta_{н.у} = 0{,}75$; $з_э^{нас} = 14$ руб./(МВт · ч); $h_э^{нас} = 6000$ ч/год; $p_а^{нас} = 0{,}18$ год$^{-1}$; $\varphi_1 = 1$; $D = 150\,000$ руб./МВт; $\mu = 1$; $\alpha_м^в = 0{,}2$; $\gamma_{г.в} = 0{,}2$; $p_а^{аб} = 0{,}08$ год$^{-1}$; $k_{уд}^{аб} = 12$ руб./м^2; $\tau'_3 = 95$ °С; $t'_в = 18$ °С; $a_{тс} = 30$ руб./м; $з_т = 4{,}62$ руб./МВт · ч; $\tau_1^{max} = 200$ °С; $\tau_{20}^{min} = 30$ °С; $\tau_{20}^{max} = 75$ °С; $\tau_2^{min} = 10$ °С; $\delta\tau_{min} = 25$ °С; $\chi_б = 1{,}1$; $\Theta = 1{,}1$; $\alpha_м^п = 1{,}2$; $A_7 = 212{,}4$; $A_8 = 29{,}5$; $A_9 = 2{,}5$.

Анализ результатов расчетов, приведенных в табл. 5, позволяет сделать следующие обобщения. Применение схемы с подмешиванием на пиковых котельных ($x < 1$) невыгодно по сравнению с глубоким вводом в район теплопо-

* В пересчете на условное топливо.

5. Основные результаты основных расчетов

Показатели	Комбинированная схема		Раздельная схема
	двухтрубная	однотрубная	
Оптимальные значения определяющих параметров			
Коэффициент теплофикации по нагрузке в горячей воде	0,55—0,67	0,47—0,55	—
Расчетная температура воды на выходе из сетевых подогревателей турбин, °С	100—126	135—155	—
Расчетная температура воды во внутригородских сетях, °С	150—200	200	200
Расчетная температура воды в обратной линии систем отопления, °С	38—48	45—60	48—75
Коэффициент теплофикации по паровой нагрузке	0,44—0,85	—	—
Удельное падение давления в паровой сети, Па/м	30—90	—	—
Допустимые отклонения основных параметров при увеличении удельных приведенных затрат на тепловую энергию на 0,1 руб./МВт·ч			
(по каждому в отдельности)			
в совокупности			
Коэффициент теплофикации по нагрузке в горячей воде	0,08—0,11 / 0,04—0,05	0,06—0,07 / 0,05—0,06	—
Расчетная температура воды на выходе из сетевых подогревателей турбин, °С	12—16 / 3—4	8—12 / 2—3	
Расчетная температура воды во внутригородских сетях, °С	13—20 / 4—5	—	—
Расчетная температура воды в обратной линии систем отопления, °С	10—14 / 2—3	14—18 / 2—3	20—25 / —
Коэффициент теплофикации по паровой нагрузке	0,1—0,2 / 0,09—0,18	—	—
Удельное падение давления в паровой сети, Па/м	5—30 / 3—5	—	—

требления высокотемпературной воды, догреваемой в пиково-резервных котельных до оптимальных значений расчетной температуры. Этот вывод свидетельствует о том, что экономия затрат на тепловые сети за счет повышения расчетной температуры сетевой воды в подающей линии превышает дополнительные затраты на источники энергии и теплообменники для независимой схемы, что подтверждает полученные ранее результаты о целесообразности высокотемпературного теплоснабжения [25].

В то же время очевидно, что проблему снижения затрат

на тепловые сети нельзя наилучшим образом решить за счет повышения расчетной температуры сетевой воды в подающей линии до оптимальных значений: 200 °С во внутригородских и 100—155 °С — в транзитных тепловых сетях. Оптимальное снижение затрат как на транзитные, так и на внутригородские тепловые сети, особенно при значительном удалении базового источника теплоты, дорогих тепловых сетях и низкой теплоплотности застройки, осуществляется за счет увеличения расчетного перепада температур сетевой воды путем их одновременного повышения в подающей линии и снижения в обратной. Увеличение приведенной длины транзита $L_в$ приводит к снижению оптимальных значений коэффициента теплофикации $\alpha_т$.

Сравнительный анализ оптимизированных в отдельности вариантов схем водяных СЦТ свидетельствует о том, что для комбинированной схемы энергоснабжения при закрытой системе ГВС значительное снижение коэффициента теплофикации $\alpha_т$ до 0,40—0,45 с одновременным повышением температуры воды на выходе из сетевых подогревателей турбин $\tau_1^{тр}$ до технического предела (200 °С) целесообразно в тех вариантах, когда указанная закрытая система уступает в экономическом отношении однотрубной.

При учете лишь тех вариантов, когда двухтрубный транспорт является оптимальным (при приведенной длине транзита до 30—60 км), диапазон оптимальных значений основных параметров для указанной схемы резко сужается: $\alpha_т$ = = 0,55...0,67 (вместо 0,40...0,67), $\tau_1^{тр}$ = 100...126 °С (вместо 100...200 °С) при τ'_{20} = 38...48 °С. Таким образом, проявляется тенденция к некоторому снижению оптимальных значений коэффициента теплофикации ($\alpha_т$ = 0,47...0,55) и повышению температуры воды на выходе из сетевых подогревателей турбин ($\tau_1^{тр}$ = 135...155 °С) для однотрубной системы по сравнению с двухтрубной.

Оптимальный нагрев сетевой воды в подогревателях турбин можно обеспечить при давлении пара в верхнем теплофикационном отборе порядка 0,3 МПа для двухтрубного транспорта теплоты, а для однотрубного — дополнительно использовать отбор давлением до 0,5—0,8 МПа. Повышение расчетной температуры сетевой воды в подающей линии внутригородских сетей свыше традиционного значения (150 °С) до технического предела (200 °С) оказалось выгодным почти во всех рассмотренных случаях, за исключением вариантов закрытой системы теплофикации при отсутствии транзитных сетей, низкой стоимости внутригородских сетей и низкой тепловой нагрузке.

Расчеты, приведенные для паровых СЦТ, подтвердили целесообразность совместной оптимизации коэффициента теплофикации по паровой нагрузке и перепада давлений в паровых сетях, которая позволяет получить высокий экономический эффект по сравнению с принятием традиционных значений указанных параметров. Результаты расчетов свидетельствуют о целесообразности значительного снижения коэффициента теплофикации по паровой нагрузке с традиционного значения, равного единице, до 0,44—0,85. Наибольшее влияние на снижение оказывают уменьшение числа часов использования максимума технологической паровой нагрузки, увеличение длины паровой тепломагистрали и ее удорожание, а также низкие значения замыкающих затрат на топливо для ПРК и расчетной паровой нагрузки. Диапазон изменения оптимальных значений удельного падения давления в паровых сетях ($R_л^п = 30...90$ Па/м) несколько ниже, чем применяемый в проектной практике [74] — от 70 до 150 Па/м.

При одинаковой стоимости сооружения размещения паровой ПРК вблизи основных потребителей технологического пара выгоднее, чем на площадке ТЭЦ, вследствие экономии на паровых сетях, рассчитанных не на всю нагрузку, а лишь на ее часть, соответствующую коэффициенту теплофикации $\alpha_п$. При этом оптимальные значения коэффициента теплофикации по паровой нагрузке при размещении ПРК у потребителей оказываются на 0,04—0,10 ниже, чем при размещении ПРК на площадке ТЭЦ.

Анализ чувствительности оптимума и устойчивости оптимальных значений определяющих параметров показал, что наиболее резкое увеличение целевой функции удельных приведенных затрат на тепловую энергию происходит при отклонении от оптимальных значений коэффициентов теплофикации по нагрузкам в горячей воде и технологическом паре. Такие же относительные отклонения температур сетевой воды и удельных падений давления оказывают более слабое воздействие на целевую функцию. Допустимые отклонения определяющих параметров в совокупности значительно меньше, чем каждого параметра в отдельности (см. табл. 5) и составляют 4—5 % диапазона варьирования независимых переменных.

При определении относительного экономического эффекта от комплексной оптимизации основных параметров СЦТ для однозначности в качестве исходных принимались варианты с традиционными значениями параметров, поскольку их выбор в конкретных проектных ситуациях зависит от квалификации проектировщика. Относительный

эффект от оптимизации основных параметров СЦТ изменяется в весьма широких пределах в зависимости от схемы СЦТ и набора факторов. В частности, для комбинированной схемы энергоснабжения он несколько выше, чем для раздельной, что свидетельствует о более высоких потенциальных возможностях совершенствования теплофикационных систем по сравнению с СЦТ от котельных.

3. ИНЖЕНЕРНАЯ МЕТОДИКА КОМПЛЕКСНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМ ДАЛЬНЕГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

В связи с необходимостью удаления площадок крупных электростанций от городов особо актуальной становится задача оптимизации параметров систем дальнего теплоснабжения, которая должна практически решаться при разработке схем теплоснабжения и проектов дальних теплопроводов. При решении указанной задачи необходимо выбрать сочетание оптимальных значений коэффициента теплофикации ($\alpha_т$), расчетной температуры сетевой воды в транзитной магистрали на выходе из базового источника теплоты ($\tau_1^{тр}$, °С), диаметра (d, м) и числа ниток (z) двух- или однотрубных транзитных трубопроводов.

Поскольку дальний транспорт теплоты осуществляется, как правило, в виде горячей воды от крупных электростанций, работающих на различных видах топлива, появляется возможность упростить постановку и решение рассматриваемой задачи комплексной оптимизации параметров. В частности, в подавляющем большинстве проектируемых объектов температурный график во внутригородских сетях от ПРК является заданным, что исключает из оптимизации (см. гл. 3.2) три переменные: расчетные температуры сетевой воды в подающей и обратной линиях внутригородских тепловых сетей, а также соответствующее удельное падение давления на трение.

При построении оптимизационной математической модели теплофикационной системы дальнего теплоснабжения могут быть использованы две основные схемы: закрытая двухтрубная и открытая с однотрубным транзитом. В качестве основных факторов приняты: расчетная тепловая нагрузка $Q_в$, МВт; число часов использования максимума тепловой нагрузки $h_в$, ч/год; приведенная (по обороту теплоты, материальной характеристике или капиталовложениям длина транзитных тепловых сетей) $L_в$, км; замыкающие затраты на топливо для пиково-резервных котельных $z_{топл}^{п.р.к}$,

руб./т *; замыкающие затраты на компенсирующую электроэнергию $з_э^{комп}$, руб./МВт · ч.

Удельные приведенные затраты на единицу длины транзитных тепловых сетей, включая постоянную (капитальную) составляющую, затраты на перекачку и тепловые потери, определяются с помощью экономических характеристик (рис. 6) — зависимости от расхода теплоносителя с учетом технических ограничений на его

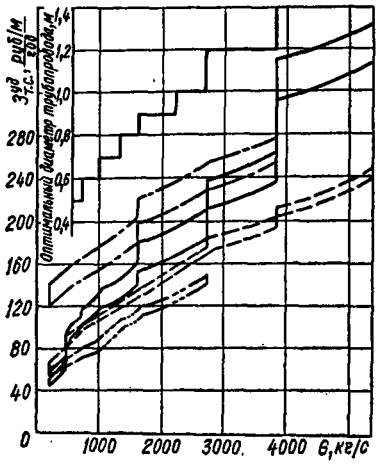


Рис. 6. График зависимости удельных приведенных затрат на тепловые сети и оптимального диаметра трубопровода от расхода теплоносителя:
——— — непроходные каналы;
— — — — — низкие опоры;
—·—·— — полупроходные каналы;
———— — армопенобетон (верхняя линия — мокрый грунт, нижняя — сухой)

допустимую скорость (не более 3,5 м/с). Зависимости удельных приведенных затрат на двухтрубные тепловые сети ($З_{т.с}^{уд}$, руб./(м · год)) от расхода теплоносителя (G, кг/с) при оптимальных диаметрах трубопроводов для различных типов прокладки сетей описываются линейными формулами вида

$$З_{т.с}^{уд} = a + bG. \qquad (50)$$

6. Значения коэффициентов a и b для различных типов прокладки тепловых сетей

Тип прокладки	a, руб./(м · год)	b, руб./м / кг/(с · год)
Надземная на низких опорах	80—90	0,03
Подземная в непроходных каналах	50—60	0,06—0,067
Подземная в полупроходных каналах	110—130	0,04
Бесканальная в армопенобетонной изоляции	40—50	0,04

В табл. 6 приведены значения коэффициентов a и b для различных типов прокладки тепловых сетей в сухих (меньшие значения) и мокрых грунтах.

С учетом экономической характеристики тепловых сетей (50) составляющая удельных приведенных затрат на тепло-

* В пересчете на условное топливо.

вую энергию, относящаяся к транзитным тепловым сетям, определяется по формулам:

для двухтрубной системы

$$z_{т.с}^{тр} = \frac{L_в}{h_в}\left[\frac{za}{Q_в} + \frac{10^3 b\alpha_т}{c_в(\tau_1^{тр} - \tau_2^{тр})}\right];$$

для однотрубной системы (без слива)

$$z_{т.с}^{тр} = 0{,}5\frac{L_в}{h_в}\left[\frac{za}{Q_в} + \frac{10^3 b\gamma_в}{c_в(t_г - t_х)}\right].$$

Тогда математическая модель задачи комплексной оптимизации параметров теплофикационных систем дальнего теплоснабжения формируется следующим образом:

минимизировать целевую функцию удельных приведенных затрат на тепловую энергию

$$z_т = z_т^{комп} + z_т^{под} + z_т^{п.р.к} + z_{т.с}^{тр}, \qquad (51)$$

при ограничениях — для двухтрубной системы

$$0 \leqslant \frac{\tau_1^{тр} - \tau_2^{тр}}{\tau_1^{гор} - \tau_2^{тр}} \leqslant \alpha_т \leqslant \frac{\tau_{1max}^{тр} - \tau_2^{тр}}{\tau_1^{гор} - \tau_2^{тр}} \leqslant 1; \qquad (52)$$

$$\tau_2^{тр} + \alpha_т(\tau_1^{гор} - \tau_2^{тр}) \leqslant \tau_1^{тр} \leqslant \tau_{1max}^{тр}; \qquad (53)$$

для однотрубной системы

$$0 \leqslant \alpha_т \leqslant \gamma_{г.в}\frac{\tau_{1max}^{тр} - t_х}{t_г - t_х} \leqslant 1. \qquad (54)$$

Независимыми переменными, подлежащими оптимизации, являются $\alpha_т$ и $\tau_1^{тр}$ для двухтрубной и $\alpha_т$ для однотрубной систем. Приравнивая нулю первые частные производные целевой функции (51) по независимым переменным, получим формулы для нахождения в явном виде их оптимальных значений:

для двухтрубной системы

$$\tau_1^{тр} = \tau_2^{тр} + \sqrt{\frac{bL_в 10^6}{в_э^{комп} h_{комп}(1 - p_{с.н})\,э_{уд} b_{ст} c_в}}; \qquad (55)$$

$$\alpha_т = \frac{1}{2b_{п.р.к} z_{топл}^{п.р.к}(1{,}63 - 1{,}15 \cdot 10^{-4} h_в)} \times$$

$$\times\left[b_{п.р.к} z_{топл}^{п.р.к}(2{,}63 - 1{,}15 \cdot 10^{-4} h_в) - э_э^{комп}\frac{h_{комп}}{h_в}(1 - p_{с.н})\,э_н + \right.$$

$$+ (E_н + p_а^{п.р.к})\frac{к_{уд}^{п.р.к}}{h_в} - (E_н + p_а^{баз})\frac{к_{уд}^{баз}}{h_в} -$$

$$\left. - \frac{bL_в \cdot 10^6}{h_в c_в(\tau_1^{тр} - \tau_2^{тр})}\right]. \qquad (56)$$

Для однотрубной системы

$$\alpha_т = \frac{0{,}5}{в_э^{комп}\frac{h_{комп}}{h_в}(1-p_{о.н})\,э_{уд}b_{ст}\frac{t_г - t_х}{\gamma_{г.в}} + b_{п.р.к}z_{топл}^{п.р.к}(1{,}63 - 1{,}15\cdot 10^{-4}h_в)} \times$$

$$\times \left\{ b_{п.р.к}z_{топл}^{п.р.к}(2{,}63 - 1{,}15\cdot 10^{-4}h_в) + э_э^{комп}\frac{h_{комп}}{h_в}(1-p_{с.н}) \times \right.$$

$$\times [э_{уд}(t_х + \Delta t_н) - (a_к p_{конд} + b_к)] + (E_н + p_а^{баз})\frac{k_{уд}^{баз}}{h_в} -$$

$$\left. - (E_н + p_а^{п.р.к})\frac{к_{уд}^{п.р.к}}{h_в} \right\}. \qquad (57)$$

По формуле (55) построена номограмма (рис. 7), позволяющая оперативно определять оптимальные значения $\tau_1^{тр}$. Формулы (55), (56), и (57) позволяют определять оптимальные значения параметров без учета ограничений. Чтобы учесть ограничения, выполняют следующие: для однотрубной системы после расчета $\alpha_т$ по формуле (57) необходимо проверить ограничение (54) и при его невыполнении скорректировать $\alpha_т$. Для двухтрубной системы сначала необходимо определить $\tau_1^{тр}$ по формуле (55) или по номограмме (рис. 7), проверить правую часть ограничения (53), а затем найти $\alpha_т$ по формуле (56) и проверить ограничение (52). При невыполнении условия $\alpha_т \geqslant (\tau_1^{тр} - \tau_2^{тр})/(\tau_1^{гор} - \tau_2^{тр})$ в левой части ограничения (52) следует пересчитать в сторону увеличения значение $\tau_1^{тр}$ в виде

$$\tau_1^{тр} = \tau_2^{тр} + \alpha_т(\tau_1^{гор} - \tau_2^{тр}).$$

После определения оптимальных значений параметров $\alpha_т$ и $\tau_1^{тр}$ для двухтрубной системы находят расход теплоносителя (из уравнения теплового баланса), а затем по экономическим характеристикам (рис. 6) — оптимальный диаметр и число ниток транзитных тепловых сетей. Для однотрубной системы без слива расход воды в транзитной магистрали равен среднему расходу воды на горячее водоснабжение.

Рассмотрим пример решения задачи комплексной оптимизации параметров теплофикационной системы дальнего транспорта теплоты при следующих исходных данных: $Q_в = 3500$ МВт; $b = 0{,}03$ руб./м/(кг/(с × год)); $L_в = 30...70$ км; $n = 3$; $a_{ст} = 0{,}33$; $b_{ст} = 0{,}67$; $э_{уд} = 0{,}001$ °С$^{-1}$; $a_к = 7$ МПа$^{-1}$; $b^к = -0{,}064$; $\Delta t_н = 5$ °С; $h_{комп} = h_в = 2900$ ч/год; $\gamma_{г.в} = 0{,}15$; $t_г = 60$ °С; $t_х = 5$ °С; $э_э^{комп} = 24$ руб./(МВ · ч); $p_{конд} = 0{,}006$ МПа; $E_н = 0{,}12$ год$^{-1}$; $p_а^{баз} = 0{,}1$ год$^{-1}$;

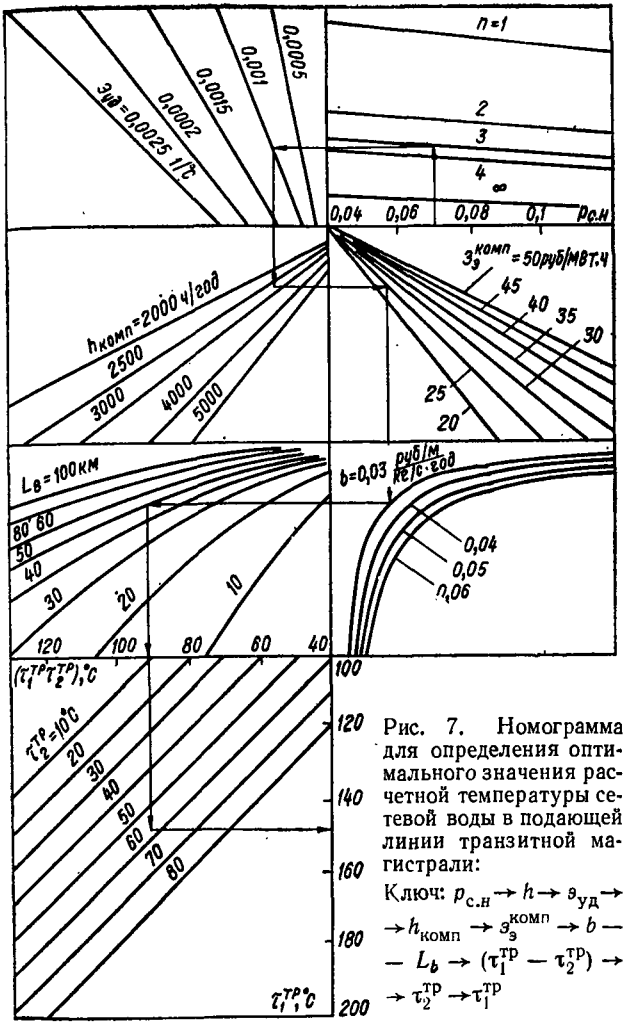


Рис. 7. Номограмма для определения оптимального значения расчетной температуры сетевой воды в подающей линии транзитной магистрали:

Ключ: $p_{с.н} \rightarrow h \rightarrow з_{уд} \rightarrow h_{комп} \rightarrow з_э^{комп} \rightarrow b \rightarrow L_b \rightarrow (\tau_1^{тр} - \tau_2^{тр}) \rightarrow \tau_2^{тр} \rightarrow \tau_1^{тр}$

$p_а^{п.р.к} = 0{,}13$ год$^{-1}$; $k_{уд}^{баз} = 30 \cdot 10^3$ руб./МВт; $k_{уд}^{п.р.к} = 25 \cdot 10^3$ руб./МВт; $c_в = 4{,}19$ кДж/(кг · °С); $a = 85$ руб./(м · год); $b_{п.р.к} = 0{,}146$ т/(МВт · ч); $з_{топл}^{п.р.к} = 49$ руб./т*; $\tau_{1max}^{тр} = 180$ °С; $\tau_1^{гор} = 150$ °С; $\tau_2^{тр} = 57$ °С.

Основные результаты оптимизационных расчетов для двухтрубной системы приведены в табл. 7.

Для однотрубной системы с учетом ограничения (53) оптимальные параметры составили: $\alpha_т = 0{,}49$; $\tau_1^{тр} = 180$ °С; $z \times d = 1 \times 1{,}0$ ($2 \times 0{,}8$) м.

* В пересчете на условное топливо.

Изложенная методика предназначена для ориентировочных расчетов на предпроектных стадиях (технико-экономические доклады, схемы теплоснабжения и обосновывающие материалы).

На конкретных стадиях проектирования (проект и рабочая документация), когда известен состав основного оборудования станции, трасса и условия прокладки трубопроводов транзитных тепловых сетей по участкам, необходимы точные методы расчетов, учитывающие конкретные энергети-

7. Основные результаты оптимизационных расчетов для двухтрубной системы

Оптимальные параметры	Длина транзитной тепломагистрали $L_в$, км				
	30	40	50	60	70
Коэффициент теплофикации $\alpha_т$	0,66	0,64	0,62	0,61	0,6
Расчетная температура сетевой воды на выходе из базового источника $\tau_1^{тр}$, °С	128	139	148	157	165
Расход теплоносителя в транзитной магистрали G, кг/с	7800	6600	5800	5200	4700
Число ниток и оптимальный диаметр транзитных трубопроводов $z \times d$, шт.м	2×1,4	2×1,2	2×1,2	1×1,4 (2×1,0)	1×1,4 (2×1,0)

ческие характеристики турбин и их режим работы в годовом разрезе, дискретность диаметров трубопроводов и насосных агрегатов, рельеф местности и возможные площадки расположения насосных станций, фактор времени при строительстве и вводе в эксплуатацию элементов системы теплоснабжения и др.

В связи со сложностью и громоздкостью подобных расчетов даже с применением ЭВМ предлагаемая инженерная методика в этом случае может использоваться для ориентировочной оценки области исследуемых на оптимум сочетаний значений основных параметров системы теплоснабжения.

На основе более детальной исходной информации могут быть уточнены расчетная тепловая нагрузка и годовое число часов ее использования, приведенная длина транзитной тепломагистрали и энергетические характеристики турбин.

Следует отметить, что формулы (41) и (42) для расчета недовыработки электроэнергии вследствие отпуска теплоты из отборов турбин получены при условно принять

одинаковыми тепловых нагрузках всех последовательно включенных ступеней подогрева сетевой воды и КПД проточной части турбины [55]. В то же время подробными исследованиями ряда ведущих организаций страны установлена неравномерность тепловой нагрузки отдельных ступеней подогрева сетевой воды и КПД ступеней проточной части турбины в переменных режимах. Поэтому для повышения точности расчетов по предлагаемой методике уже при конкретном проектировании можно подставлять в формулу (55) значения $э_н$, полученные при полном расчете тепловой схемы турбоустановки при заданных значениях температур воды на входе и выходе из сетевых подогревателей с итерационным уточнением расхода теплоносителя после определения $\alpha_т$. Другая возможность усовершенствования расчета недовыработки электроэнергии заключается в детальном определении значений $э_{уд}$, $a_к$, $b_к$ и $\Delta t_н$ для конкретных турбоустановок. В предпроектных расчетах можно принимать $э_{уд} = 0{,}001\ °C^{-1}$; $a_к = 7\ МПа^{-1}$; $b_к = -0{,}064$ и $\Delta t_н = 5\ °C$.

В случаях, когда в базисной части графика тепловых нагрузок используются дорогостоящие котельные на дешевых видах топлива (например, на угле), а в пиковой — дешевые котельные по дорогом газомазутном топливе, необходимо оптимизировать соотношение их мощностей — коэффициент теплоснабжения α.

Основными факторами, влияющими на величину α, являются: годовое число часов использования максимума тепловой нагрузки h, ч/год, удельные капиталовложения на базисную ($k_{уд}^{баз}$) и пиковую ($k_{уд}^{п.р.к}$) котельные, руб./МВт; удельные расходы на отпущенную теплоту для базисной ($b_{баз}$) и пиковой ($b_{п.р.к}$) котельных, т/(МВт · ч); замыкающие затраты на топливо для базисной ($z_{топл}^{баз}$) и пиковой ($z_{топл}^{п.р.к}$) котельных, руб./т *.

Целевую функцию удельных приведенных затрат на источники теплоты применительно к поставленной задаче можно записать в следующем виде:

$$z_{п.т} = A\alpha^2 - B\alpha + C, \qquad (58)$$

где $A = (1{,}63 - 1{,}15 \cdot 10^{-4}h)(b_{п.р.к}z_{топл}^{п.р.к})$; $B = (2{,}63 - 1{,}15 \times \times 10^{-4}h)(b_{п.р.к}z_{топл}^{п.р.к} - b_{баз}z_{топл}^{баз}) - \frac{E_н + p_а}{h}(k_{уд}^{баз} - k_{уд}^{п.р.к})$; $C = b_{п.р.к}z_{топл}^{п.р.к} + \frac{E_н + p_а}{h}k_{уд}^{п.р.к}$.

* В пересчете на условное топливо.

Здесь $E_н$ и $p_а$ — соответственно нормативный коэффициент эффективности капиталовложений и доля отчислений от капиталовложений в котельные, год$^{-1}$.

Приравняв нулю первую производную выражения (58) по α, получим формулу для его оптимального значения в явном виде:

$$\alpha_{опт} = \frac{B}{2A} = 0{,}5\left[\frac{1 - \dfrac{(E_н + p_а)\,(k_{уд}^{баз} - k_{уд}^{п.р.к})}{h\,(b_{п.р.к} z_{топл}^{п.р.к} - b_{баз} z_{топл}^{баз})}}{1{,}63 - 1{,}15 \cdot 10^{-4} h} + 1\right]. \quad (59)$$

Анализ чувствительности оптимальных значений целевой функции $z_{н.т}$ осуществляется с помощью формулы (48), которая принимает в данном случае конкретный вид:

$$\Delta\alpha = \sqrt{\frac{\Delta z_{н.т}}{A}} = \sqrt{\frac{\Delta z_{и.т}}{(1{,}63 - 1{,}15 \cdot 10^{-4} h)\, b_{п.р.к} z_{топл}^{п.р.к} - b_{баз} z_{топл}^{баз}}}. \quad (60)$$

Таким образом, формулы (59) и (60) позволят находить соответственно оптимальные значения относительной нагрузки базисной котельной $\alpha_{опт}$ и допустимые отклонения от оптимальных значений $\Delta\alpha$ при возрастании целевой функции на $\Delta z_{и.т}$.

Глава 4. ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ОПТИМИЗАЦИИ СТРУКТУРЫ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТРАНСПОРТНЫХ ЗАДАЧ

Экономико-математические модели для оптимизации структуры СЦТ на различных иерархических уровнях в общем виде представляют собой производственно-транспортные задачи, в которых определяются площадки строительства, состав и сроки ввода основного оборудования источников теплоты (производственная задача), трассировка, сроки ввода и пропускная способность (диаметры трубопроводов) участков тепловых сетей (транспортная задача).

Известны следующие варианты постановок производственно-транспортных задач [20]: 1) производственная задача, когда можно пренебречь влиянием транспортного фактора; 2) транспортная задача, когда можно не рассматривать производственный фактор или пренебречь его влиянием; 3) производственно-транспортная задача со «слабым» влиянием транспортного фактора, когда он влияет только на

транспортную составляющую приведенных затрат в СЦТ (затраты на тепловые сети); 4) производственно-транспортная задача с «сильным» влиянием транспортного фактора, когда он влияет на обе составляющие приведенных затрат в СЦТ (это общий случай производственно-транспортной задачи). Показателем «силы» влияния транспортного фактора является соотношение максимальных разностей удельных приведенных затрат на транспорт по различным направлениям и производство на различных источниках тепловой энергии (если оно меньше единицы, то это «слабое» влияние, если больше,— «сильное»).

Примером производственной задачи является задача оптимального планирования централизованного теплоснабжения как подотрасли энергетики. В этой задаче рассматривается выбор оптимальных вариантов теплоснабжения совокупности городов из числа заданных на высшем иерархическом уровне (страна, экономический район или ОЭЭС). Поскольку транспорт теплоты обычно осуществляется в пределах города или агломерации, то в данной модели вариант теплоснабжения города рассматривается как производственный с учетом внутри него транспортных затрат. Пример транспортной задачи — определение оптимальной структуры тепловых сетей при заданных источниках теплоты. Если предположить, что структура тепловых сетей не оказывает существенного влияния на выбор оптимальной структуры источников теплоты, то получится производственно-транспортная задача со «слабым» влиянием транспортного фактора. Ее решение сводится к последовательному решению сначала производственной (выбор оптимальной структуры источников), а затем транспортной (выбор оптимальной структуры тепловых сетей) задач. При «сильном» влиянии транспортного фактора производственно-транспортные задачи необходимо решать в общем виде.

Имеются методические приемы, позволяющие сводить производственно-транспортные задачи к задачам транспортного типа. Для этого вводится обобщенный (фиктивный) источник, производительность которого равна суммарной потребности в тепловой энергии (или ее дефициту). Обобщенный источник соединяется фиктивными транспортными связями с возможными площадками для сооружения фактических источников теплоты. В качестве условных транспортных затрат для фиктивных связей принимаются удельные производственные затраты по соответствующим источникам теплоты, а в качестве ограничений на пропускную способность фиктивных транспортных связей — ограничения на мощность источников теплоты на каждой из рассматривае-

мых площадок. В такой постановке неявно предполагается выбор одного заранее известного типа источника теплоты для каждой из рассматриваемых площадок, что соответствует практическому подходу к решению задачи.

Производственно-транспортные задачи классифицируют не только по признаку влияния транспортного фактора, рассмотренного выше, но и по числу выделенных интервалов периода планирования (статические — без учета фактора времени и динамические — с учетом фактора времени); по числу иерархических уровней оптимизируемой системы (одно- и многоступенчатые); по количеству видов продукции и ресурсов (одно- и многопродуктовые); в зависимости от построения вариантов производства и транспорта, а также ограничений (непрерывные и дискретные); по способу описания транспортных связей в моделях (матричные и сетевые).

2. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ МОДЕЛИ ОПТИМАЛЬНОГО ОТРАСЛЕВОГО ПЛАНИРОВАНИЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Рассмотрим отраслевую оптимизационную модель перспективного проектирования централизованного теплоснабжения [84]. Она представляет собой задачу развития и размещения предприятий подотрасли «Теплоснабжение» отрасли «Электроэнергетика» и является составной частью системы взаимосвязанных перспективных и текущих планов — основных направлений экономического и социального развития СССР на 10 лет, пятилетнего и годовых планов [34].

В перспективном планировании развития различных отраслей народного хозяйства СССР широко применяются экономико-математические методы и электронно-вычислительная техника. В частности, в состав отраслевой автоматизированной системы управления Минэнерго СССР (ОАСУ «Энергия») входят подсистемы «Перспективное развитие отрасли» и «Технико-экономическое планирование», предназначенные для решения задач оптимального развития электроэнергетики и представляющие собой комплекс непрерывных и дискретных математических моделей. Этот комплекс включает линейную непрерывную модель оптимизации ТЭК на верхнем уровне и дискретные отраслевые модели развития электроэнергетики. Между этими моделями происходит итеративный обмен информацией вплоть до сходимости процесса оптимизационных расчетов.

Необходимость дополнения непрерывной модели оптимизации ТЭК отраслевыми дискретными моделями настоя-

тельно подчеркивается в работе [26]. Что касается централизованного теплоснабжения, то эта подотрасль энергетики лишь относительно недавно включена в линейную оптимизационную модель ТЭК при долгосрочном планировании (на срок 15 лет и более) в виде блока теплоснабжения, разработанного в Сибирском энергетическом институте Сибирского отделения АН СССР (СЭИ СО АН СССР) [67]. Учет указанного блока оптимизационной модели ТЭК позволяет определять оптимальные маштабы развития теплофикации и централизованного теплоснабжения на отдаленную перспективу, а также ориентировочную потребность теплоснабжающей отрасли в дефицитных ресурсах (трудовых ресурсах, топливе по видам, капиталовложениях, энергетических мощностях ТЭЦ, трубопроводах для тепловых сетей, металле, цементе, сборном железобетоне и др.).

Определенная с помощью оптимизационной модели ТЭК структура источников централизованного теплоснабжения нуждается в дальнейшей детализации в виде рекомендаций относительно конкретных объектов, по которым разрабатываются схемы теплоснабжения. При переходе от обобщенных решений, полученных с помощью блока теплоснабжения оптимизационной модели ТЭК, к конкретным рекомендациям по отдельным объектам предлагается ранжирование объектов по максимум экономии приведенных затрат за счет теплофикации по сравнению с раздельной схемой энергоснабжения на единицу капиталовложений в комбинированную схему, определенному из локальных объектных расчетов нижнего уровня иерархии [67]. Таким образом, предполагается двухуровневая система моделей (ТЭК — объект) и непосредственно учитывается ограничение лишь на один вид дефицитных ресурсов — капиталовложения. Очевидно, что учет дискретности оборудования и других ограничений может существенно повлиять на результаты окончательных выводов по конкретным объектам.

При существующей практике рассмотрения и утверждения схем теплоснабжения конкретных объектов окончательный учет различных ограничений осуществляется при согласовании проекта в Госплане СССР. Периодический характер поступления проектов на рассмотрение (по мере их выполнения) приводит к тому, что дефицитные ресурсы могут «достаться» тому объекту, который рассматривался раньше, чем другой объект, которому эти ресурсы должны быть направлены в оптимальном плане. Отсюда следует необходимость совместного рассмотрения схем теплоснабжения всех объектов одновременно (списком). Это требует скользящего проектирования схем теплоснабжения с

помощью системы автоматизированного проектирования (САПР) централизованного теплоснабжения.

Принятая практика разработки схем теплоснабжения основана на сопоставлении ряда вариантов, определяемых на основании инженерного анализа специалистов. Как правило, эти варианты отличаются структурой системы и типом источников теплоты (ТЭЦ и котельные на различных видах топлива), составом их основного оборудования, зонами охвата тепловых нагрузок, трассировкой и параметрами тепловых сетей, схемами присоединения абонентов и др. Сопоставление указанных представительных вариантов с помощью локальных технико-экономических расчетов на нижнем иерархическом уровне по критерию минимума приведенных затрат [68, 75] позволяет проектировщикам выбрать вариант, который схемой теплоснабжения рекомендуется к утверждению в качестве оптимального.

Ограниченность дефицитных ресурсов приводит к тому, что далеко не все локально-оптимальные проектные решения будут соответствовать действительному оптимуму с учетом ограничений. Поэтому и по аналогии с другими отраслями народного хозяйства (в первую очередь, с электроэнергетикой) представляется целесообразным заменить двухуровневую систему оптимального планирования теплоснабжения (ТЭК — объект) трехуровневой (ТЭК — подотрасль «Теплоснабжение» — объект) за счет применения дискретной отраслевой модели оптимизации централизованного теплоснабжения, которая необходима для принятия оптимальных решений по списку схем теплоснабжения.

Отраслевая оптимизационная модель централизованного теплоснабжения помимо вышеописанных вертикальных связей имеет горизонтальные связи с отраслевыми моделями оптимизации подсистем ТЭК. Описание указанной модели в простейшей постановке и составляет предмет данного раздела.

Выделение теплоснабжающей системы из общеэнергетической осуществляется с помощью методического приема, описанного в работе [80]: из суммарных затрат (или количества ресурса) вычитаются затраты (расход ресурса) на все виды дополнительной продукции, кроме основного — тепловой энергии. В принятой терминологии [44] многопродуктовая производственная модель в данном случае сводится к однопродуктовой (единственный продукт — тепловая энергия) с учетом взаимосвязей с другими отраслями ТЭК.

Целевая функция модели представляет собой минимум суммарных приведенных затрат на тепловую энергию для

всего списка схем теплоснабжения рассматриваемых объектов:

$$\min \sum_{r=1}^{k} \sum_{j=1}^{R_r} 3_j^r x_j^r,$$

при ограничениях: на дефицитные ресурсы для целей централизованного теплоснабжения по видам

$$\sum_{r=1}^{k} \sum_{j=1}^{R_r} a_{ij}^r x_j^r \leqslant b_i; \quad i = \overline{1, m};$$

условии, что один из вариантов теплоснабжения каждого из объектов обязательно войдет в план

$$\sum_{j=1}^{R_r} x_j^r = 1; \quad r = \overline{1, k};$$

условии, что вариант может полностью входить или не входить в оптимальный план (условие булевости переменных x_j^r)

$$x_j^r = 0 \vee 1; \quad r = \overline{1, k}; \quad j = \overline{1, R_r};$$

условии положительности затрат, отнесенных на тепловую энергию,

$$3_j^r \geqslant 0; \quad r = \overline{1, k}; \quad j = \overline{1, R_r}.$$

Здесь i — номер ограничения по дефицитным ресурсам, отнесенным на отпуск тепловой энергии ($i = \overline{1, m}$); j — номер варианта теплоснабжения r-го объекта ($j = \overline{1, R_r}$; $r = \overline{1, k}$); R_r — число вариантов теплоснабжения r-го объекта; a_{ij}^r — коэффициенты матрицы расхода дефицитных ресурсов, отнесенных на тепловую энергию ($r = \overline{1, k}$; $i = \overline{1, m}$; $j = \overline{1, R_r}$); b_i — количество i-го дефицитного ресурса, выделенного для целей теплоснабжения ($i = \overline{1, m}$); 3_j^r — приведенные затраты на тепловую энергию для j-го варианта теплоснабжения r-го объекта.

Указанная модель представляет собой целочисленную задачу линейного программирования с булевыми переменными. Матоды решения подобных задач большой размерности разработаны ведущими организациями страны [3, 36, 50, 70]. Пакеты прикладных программ ПЛАНЕР и ДИСПРО-3 [36], «Целочисленное программирование» [50] позволяет решать задачи большой размерности (с тысячами переменных).

Для практического внедрения описанной оптимизационной модели необходимо: 1) установить номенклатуру де-

фицитных ресурсов, расход которых на тепловую энергию требуется определять при разработке схем теплоснабжения конкретных объектов; 2) из расчетов по долгосрочной оптимизации ТЭК определить внешние ограничения по ресурсам для централизованного теплоснабжения; 3) в схемах теплоснабжения найти затраты на тепловую энергию для каждого из представленных вариантов; 4) получить в пользование и освоить один из пакетов прикладных программ для решения задачи целочисленного линейного программирования с булевыми переменными.

Описанная производственная модель является связывающим звеном между верхним (модель ТЭ) и нижним (массовые локальные расчеты в схемах теплоснабжения) уровнями оптимизации. Она позволяет находить оптимальные решения по списку схем теплоснабжения в целом с получением «поименных» результатов по каждому из рассматриваемых объектов.

3. ТРАНСПОРТНЫЕ МОДЕЛИ ОПТИМАЛЬНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Многие постановки производственно-транспортных задач путем преобразований сводятся к решению транспортных задач (например, путем введения обобщенного источника и фиктивных транспортных связей его с фактическими источниками). Для транспортных задач (особенно линейных) разработаны эффективные вычислительные алгоритмы, существенно использующие их специфику и позволяющие достаточно оперативно решать задачи большой размерности [9, 18, 23, 62, 63, 69]. Во многих случаях незначительная модификация методов решения транспортных задач позволяет решать широкий класс специальных задач (в первую очередь, линейного программирования), которые называются задачами транспортного типа [9].

Классическая транспортная задача решает проблему экономичного плана транспорта однородных или взаимозаменяемых продуктов из пунктов производства (источников теплоты) в пункты потребления (абонентские установки потребителей теплоты). Применительно к СЦТ эту задачу можно сформулировать следующим обазом. Имеется m источников теплоты и n ее потребителей. Заданы тепловые мощности a_i каждого источника теплоты и потребности b_j каждого потребителя, а также удельные приведенные затраты (или эксплуатационные расходы) на транспорт единицы тепловой мощности от i-го источника к j-му потребителю c_{ij}. Требуется определить потоки тепловой мощности

x_{ij} от источников к потребителям, обеспечивающие минимум суммарных приведенных затрат (или эксплуатационных расходов) в СЦТ,

$$\min \sum_{i=1}^{m} \sum_{j=1}^{m} c_{ij} x_{ij}, \tag{61}$$

при условиях полного удовлетворения потребностей потребителей тепловой мощности от источников теплоты

$$\sum_{i=1}^{m} x_{ij} = b_{ij}; \quad j = \overline{1, n}; \tag{62}$$

полного использования мощности каждого источника теплоты для обеспечения потребителей

$$\sum_{j=1}^{n} x_{ij} = a_i; \quad i = \overline{1, m}; \tag{63}$$

неотрицательности потоков тепловой мощности от источников к потребителям

$$x_{ij} \geqslant 0, \quad i = \overline{1, m}; \quad j = \overline{1, n}. \tag{64}$$

Задача (61)—(64) называется замкнутой транспортной моделью [9], поскольку единственным условием ее разрешимости является равенство суммарной мощности источников теплоты $\left(\sum_{i=1}^{m} a_i\right)$ суммарной тепловой нагрузке $\left(\sum_{j=1}^{n} b_j\right)$.

Практически же почти всегда суммарная мощность источников теплоты должна несколько превышать суммарную тепловую нагрузку (например, по условиям дискретности основного оборудования источников, требованиям резервирования). Поэтому баланс производства и потребления тепловой энергии нарушается и условия равенства (63) заменяются ограничениями-неравенствами:

$$\sum_{j=1}^{n} x_{ij} \leqslant a_i; \quad i = \overline{1, m}, \tag{65}$$

которые означают, что из каждого источника теплоты не может быть транспортирована тепловая мощность более имеющейся на нем.

Полученная задача минимизации целевой функции (61) при условиях (62), (65) и (64) называется открытой транспортной моделью [9]. Эта модель сводится к замкнутой путем введения фиктивного $(n + 1)$-го потребителя с тепловой нагрузкой, равной разности между суммарной тепловой мощностью источников и суммарной тепловой нагрузкой

$$b_{n+1} = \sum_{i=1}^{m} a_i - \sum_{j=1}^{n} b_j.$$

Недоиспользованные тепловые мощности источников можно оптимизировать в зависимости от введенного штрафа $c_{i,n+1}$ за единицу незагруженной тепловой мощности i-го источника. Рассмотрим примеры возможных постановок задач оптимального планирования теплоснабжения в терминах задач линейного программирования транспортного типа. Простейшая модель — это использование известной задачи о назначениях для оптимального распределения основного оборудования источников теплоты ($i = \overline{1, n}$) по объектам их строительства ($j = \overline{1, n}$) вида

$$\min \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{n} З_{ij} x_{ij}$$

при условиях

$$\sum_{j=1}^{n} x_{ij} = 1; \quad i = \overline{1, n}; \tag{66}$$

$$\sum_{i=1}^{n} x_{ij} = 1; \quad j = \overline{1, n}; \tag{67}$$

$$x_{ij} \geqslant 0; \quad i,j = \overline{1, n},$$

где $З_{ij}$ — приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию i-й единицы основного оборудования (например, котла или турбины) на j-м объекте; x_{ij} — булева переменная, равная 1 при установке i-й единицы основного оборудования на j-м объекте и 0 — в противном случае (это требование в задаче о назначениях выполняется автоматически).

Условия (66) означают, что каждая i-я единица основного оборудования, намеченная к производству, должна быть использована. Условия (67) означают, что каждый j-й объект строительства СЦТ должен быть обеспечен основным оборудованием источников теплоты. Для решения задачи о назначениях могут быть использованы эффективные алгоритмы решения транспортной задачи, например, метод потенциалов, венгерский метод и др. [9].

Усложним и расширим постановку задачи за счет возможности распределения a_i единиц основного оборудования i-го типа (в предыдущей постановке задачи все $a_i = 1$), причем число типов основного оборудования m может отличаться от числа объектов для их установки n ($i = \overline{1, m}$; $j = \overline{1, n}$). Задача состоит в максимизации целевой функции суммарной экономии приведенных затрат от установки основного оборудования источников централизованного теплоснабжения по сравнению с замыкающим вариантом теплоснабжения — сооружением котельных на органическом

топливе:

$$\max \sum_{j=1}^{n} \sum_{i=1}^{m} \Delta З_{ij} x_{ij} \tag{68}$$

при условиях

$$\sum_{i=1}^{m} x_{ij} \leqslant 1; \quad j = \overline{1;\ n}; \tag{69}$$

$$\sum_{j=1}^{n} x_{ij} \leqslant a_i; \quad i = \overline{1,\ m} \tag{70}$$

$$x_{ij} \geqslant 0; \quad i = \overline{1,\ m}; \quad i = \overline{1,\ n}. \tag{71}$$

Условия (69) означают, что на каждом j-м объекте реализуется не более одного варианта централизованного теплоснабжения. При недостатке ресурсов оборудования некоторые объекты останутся на децентрализованном теплоснабжении. Условия (70) свидетельствуют о том, что i-й тип основного оборудования источников централизованного теплоснабжения имеется в количестве не более a_i.

Поскольку задача (68) — (71) является транспортной моделью — задачей целераспределения [9], то целочисленность ее решения гарантируется, и отпадает необходимость введения дополнительных ограничений на булевость переменных x_{ij}. Эта же задача может быть сформулирована как распределительная задача линейного программирования (например, оптимизации структуры энергетического баланса [9]).

В этом случае ограничение (69) примет вид

$$\sum_{i=1}^{m} \lambda_{ij} x_{ij} = b_j; \quad j = \overline{1,\ n}. \tag{72}$$

Полагая $\lambda_{ij} = b_j$, получим фиктивное условие целочисленности, а также и возможность сведения распределительной задачи (68)—(72) к классической транспортной задаче.

В рамках модели планирования производства и перевозок однородного продукта [9] может быть сформулирована задача перспективного планирования СЦТ: минимизировать по переменным z_{ij}, v_i и w_{ij} целевую функцию

$$\sum_{i=1}^{m} \sum_{j=1}^{n} c_{ij} z_{ij} + \sum_{i=1}^{m} p_i (v_i - z_{i,n+1}) + \sum_{i=1}^{m} \sum_{j=1}^{n} q_{ij} w_{ij} \tag{73}$$

при условиях

$$\sum_{i=1}^{m} z_{ij} = \begin{cases} b_j + \beta_j; & j = \overline{1,\ n}; \\ \sum\limits_{k=1}^{m} f_k - \sum\limits_{l=1}^{n} \beta_l = \beta_{n+1}; & j = n+1; \end{cases} \tag{74}$$

$$\sum_{j=1}^{n+1} z_{ij} = a_i + f_i; \quad i = \overline{1, m}; \tag{75}$$

$$0 \leqslant z_{ij} \leqslant \begin{cases} d_{ij} + w_{ij}; & i = \overline{1, m}; \quad j = \overline{1, n}; \\ f_j + v_i; & i = \overline{1, m}; \quad j = n+1; \end{cases} \tag{76}$$

$$v_i \geqslant 0; \quad w_{ij} \geqslant 0; \quad i = \overline{1, m}; \quad j = \overline{1, n}. \tag{77}$$

Здесь b_j — существующая теплопотребность j-го потребителя; β_j — прирост теплопотребности j-го потребителя за рассматриваемый период; β_{n+1} — суммарный дефицит теплопотребности; a_i — существующая тепловая мощность i-го источника; f_i — ограничение по возможной дополнительной мощности i-го источника при его расширении; d_{ij} — существующая пропускная способность сети по транспорту теплоты из i-го источника к j-му потребителю; w_{ij} — искомое увеличение мощности i-го источника и пропускной способности сети по транспорту теплоты от него к j-му потребителю; v_i — искомое возможное сокращение мощности i-го источника (например, в связи с демонтажом устаревшего оборудования); z_{ij} — искомая тепловая мощность i-го источника, передаваемая j-му потребителю; $z_{i,n+1}$ — искомые недоиспользованные возможности мощности расширения i-го источника ($z_{i,n+1} = a_i + f_i - \sum_{j=1}^{n} \times z_{ij}$); c_{ij} — суммарные удельные эксплуатационные расходы на производство тепловой мощности на i-м источнике и на ее транспорт к j-му потребителю; p_i — удельные приведенные затраты на сокращение мощности (демонтаж оборудования) i-го источника; q_{ij} — удельные приведенные затраты на увеличение мощности i-го источника и пропускной способности сети по транспорту теплоты от него к j-му потребителю (постоянная составляющая приведенных затрат).

Первое слагаемое целевой функции (73) характеризует эксплуатационные расходы на производство и транспорт теплоты, второе — приведенные затраты на сокращение мощности источников (демонтаж устаревшего оборудования), третье — постоянную составляющую приведенных затрат, связанную с увеличением мощности источников и пропускной способности сетей в результате их строительства, расширения или реконструкции. Условия (74) характеризуют баланс покрытия нагрузки потребителей и равенство дополнительной мощности источников суммарному дефициту тепловой мощности. Условия (75) означают, что вся существующая и расширяемая мощность источников ис-

пользуется для снабжения потребителей. Условия (76) представляют собой ограничения на мощность источников и пропускную способность сетей.

Для решения вышеописанных задач линейного программирования транспортного типа разработаны эффективные алгоритмы [9], например метод потенциалов, венгерский метод и др.

4. ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТРАНСПОРТНЫЕ МОДЕЛИ ОПТИМИЗАЦИИ СТРУКТУРЫ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Рассмотрим задачу оптимизации структуры СЦТ как однопродуктовую двухэтапную производственно-транспортную задачу с дискретным заданием вариантов источников теплоты на каждой из возможных площадок их строительства и эксплуатации в статической постановке [83].

Пусть имеется m возможных площадок источников теплоты. Для каждого из источников намечено несколько вариантов их развития, причем тепловая мощность источника на i-й площадке при развитии его по r-му варианту ($r = \overline{1, R_i}$) составляет a_i^r. Удельные приведенные затраты, условно отнесенные на единицу мощности [80] при реализации r-го варианта развития источника на i-й площадке, обозначаются через c_i^r. Тепловая нагрузка j-го потребителя (теплового района) составляет b_j ($j = \overline{1, n}$). Удельные приведенные затраты на транспорт единицы тепловой мощности от i-й площадки до j-го теплового района равны s_{ij} и уточняются итеративно. В процессе решения описываемой производственно-транспортной задачи предполагается, что значения s_{ij} постоянны. Требуется определить такие площадки размещения источников теплоты и варианты их развития, чтобы потребность в тепловой энергии каждого из n тепловых районов была полностью удовлетворена с минимальными приведенными затратами

$$З = \sum_{i=1}^{m} \sum_{r=1}^{R_i} a_i^r c_i^r z_i^r + \sum_{i=1}^{m} \sum_{j=1}^{n} s_{ij} x_{ij} \qquad (78)$$

при условиях: тепловая мощность, передаваемая от источников, строго соответствует нагрузкам каждого потребителя

$$\sum_{i=1}^{m} x_{ij} = b_j; \quad j = \overline{1, n}; \qquad (79)$$

8. Данные по источникам теплоты

Площадки источников теплоты	Варианты источников					
	1		2		3	
	a_i^1, МВт	c_i^1, $\frac{10^3 \text{ руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{год}}$	a_i^2, МВт	c_i^2, $\frac{10^3 \text{ руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{год}}$	a_i^3, МВт	c_i^3, $\frac{10^3 \text{ руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{год}}$
1	290 (2 × × КВГМ — —100+1 × × КВГМ — —50)	32,7	348 (3 × × КВГМ — —100)	29,6	418 (2 × × КВГМ — —180)	28,8
2	348 (3 × × КВГМ — —100)	29,7	534 (2 × × КВГМ — —180+1 × × КВГМ — —100)	24,9	232 (2 × × КВГМ — —100)	33,6
3	742 (2 × Т — —100+2 × × КВГМ — —100)	18,6	464 (4 × × КВГМ — —100)	25,5	626 (3 × × КВГМ — —180)	21
4	325 (1 × × КВГМ — —180+1 × × КВГМ — —100)	30,6	290 (2 × × КВГМ — —100+1 × × КВГМ — —50)	35,1	—	—

каждый источник может отпустить потребителям не более своей тепловой мощности

$$\sum_{j=1}^{n} x_{ij} \leqslant \sum_{r=1}^{R_i} a_i^r z_i^r; \quad i = \overline{1, m}; \tag{80}$$

потоки теплоты от источников к потребителям неотрицательны:

$$x_{ij} \geqslant 0; \quad i = \overline{1, m}; \quad j = \overline{1, n}; \tag{81}$$

варианты одного и того же источника взаимно исключают друг друга:

$$\sum_{r=1}^{R_i} z_i^r \leqslant 1; \quad i = \overline{1, m}; \tag{82}$$

булевости дискретных переменных z_i^r, равных единице в случае принятия r-го варианта источника теплоты на i-й

площадке и нулю в противном случае:

$$z_i^r = 0 \vee 1; \quad i = \overline{1, m}; \quad r = \overline{1, R_i}. \qquad (83)$$

Таким образом, необходимо решить следующую задачу частично целочисленного линейного программирования:

9. Данные по тепловым сетям и потребителям

Площадки источников теплоты	Потребители (тепловые районы) j				
	1	2	3	4	5
	Тепловые нагрузки b_j, МВт				
	120	320	170	320	450
	Удельные приведенные затраты на тепловые сети s_{ij}, $\frac{10^3 \text{ руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{год}}$				
1	12,9	11,1	7,8	11,4	10,5
2	4,2	9,9	15,3	20,1	4,8
3	21,9	19,8	10,8	9,9	18
4	7,5	20,1	12,6	15,9	9

найти булевы переменные z_i^r и непрерывные переменные x_{ij} (потоки тепловой мощности от источника на i-й площадке к j-му потребителю), минимизирующие целевую функцию (78) при условиях (79)—(83). Анализ показывает, что подобную задачу можно успешно решать различными методами, в частности, приближенным методом «коэффициентов экономичности» [20].

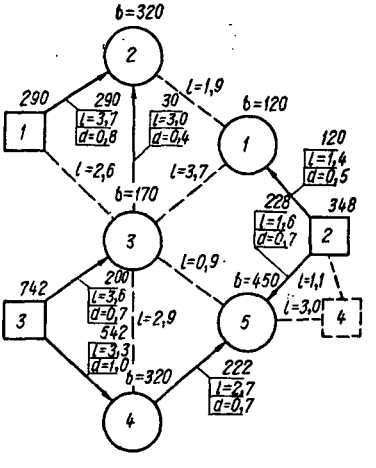


Рис. 8. Расчетная схема для примера оптимизации структуры СЦТ:

□ — источник теплоты; ○ — потребитель теплоты; a, b, x — тепловые мощности соответственно источников, потребителей и передаваемые по участкам тепловых сетей, МВ; l — длина участка тепловой сети; км; d — диаметр трубопровода, м; ——— — оптимальный вариант; — — — — элементы системы, не вошедшие в оптимальный план

Рассмотрим пример решения задачи (78)—(83) при следующих исходных данных, приведенных в табл. 8 и 9 и на рис. 8. Состав основного оборудования источников теплоты указан в скобках.

В табл. 10 приведено оптимальное решение рассматриваемого примера, в котором получены следующие результаты:

1. В оптимальный план вошли три первые площадки ($i = 1, 2, 3$) по первым вариантам развития источников теплоты ($r = 1$).

2. Источник на площадке 1 передает всю тепловую энергию во 2-й тепловой район в количестве 290 МВт.

3. Источник на площадке 2 передает свою тепловую энергию в 1-й и 5-й тепловые районы (соответственно 120 и 228 МВт).

4. Источник на площадке 3 передает тепловую энергию во 2—5-й тепловые районы (соответственно 30, 170, 320, 222 МВт).

5. Минимальное значение целевой функции приведенных затрат на генерирование и транспорт теплоты составляет 48050 · 10^3 руб./год.

При развитии СЦТ время создания некоторых элементов системы (например, источников теплоты) может быть достаточно продолжительным (до 5—10 лет). Рассмотрим дина-

10. Результаты решения примера

Площадки источников теплоты	r_l	$a_l^{r_l}$, МВт	Тепловые нагрузки b_j, МВт					$\sum_{i=1}^{n}(c_i^{r_i}+s_{ij})x_{ij}$
			120	320	170	320	450	
			$(c_l^{r_l}+s_{lj})x_{lj}$					
1	1	290 (2× КГВМ — —100+1× × КВГМ —50)	45,6 / 0	43,8 / 290	40,5 / 0	44,1 / 0	43,2 / 0	12700
2	1	348 (3× КГВМ — —100)	33,9 / 120	39,6 / 0	45,0 / 0	49,8 / 0	34,5 / 238	11950
3	1	742 (2× Т —100+ +2× КВГМ — —100)	40,5 / 0	38,4 / 30	29,4 / 170	28,5 / 320	36,6 / 222	23400
Итого приведенных затрат, 10^3 руб./год			4080	13850	5000	9120	16000	48050

мическую модель однопродуктовой производственно-транспортной задачи структурной оптимизации развития СЦТ. В этом случае задаются возможные варианты развития основных элементов СЦТ: различных типов источников теплоты на каждой из возможных площадок их строительства и участков тепловых связей.

Развитие элементов СЦТ целесообразно задавать эпюрой распределения капиталовложений по периодам их строительства согласно рекомендациям норм, а также проектам организации строительства реальных объектов-аналогов. Помимо эпюры распределения капиталовложений по годам строительства должны быть заданы вводимые мощности источников теплоты и пропускные способности тепловых сетей. Эпюру распределения капиталовложений и производительности элемента СЦТ назовем программой

развития данного элемента. В случае, когда программа развития элемента задана до решения оптимизационной задачи, она называется жесткой, а когда программа развития ищется в процессе оптимизации, то она называется управляемой [70]. Опыт авторов работы [70] свидетельствует о трудностях практического применения оптимизационных моделей с управляемыми программами развития элементов системы. Однако такая постановка принципиально возможна и целесообразна при отсутствии нормативов или проектов организации строительства элементов СЦТ.

Задача оптимизации развития структуры СЦТ состоит в определении вариантов развития источников теплоты и тепловых сетей, выборе моментов их ввода в эксплуатацию и потокораспределения в системе с учетом динамики теплопотребления и различных ограничений (на дефицитные материалы и оборудование, поставку различных видов топлива, трудовые ресурсы, выбросы в атмосферу, капиталовложения и др.). Требуется минимизировать целевую функцию суммарных приведенных затрат на генерирование и транспорт тепловой энергии.

Рассмотрим несколько возможных постановок динамических однопродуктовых производственно-транспортных задач структурной оптимизации СЦТ. Простейшей является модель, базирующаяся на рассмотренной статической постановке аналогичной задачи (78)—(83),

$$\min З_т = \min \sum_{t=1}^{T} \left(\sum_{i=1}^{m} \sum_{r=1}^{R_i} a^r_{it} c^r_{it} z^r_i + \sum_{i=1}^{m} \sum_{j=1}^{n} s_{ijt} x_{ijt} \right) B_t \quad (84)$$

при ограничениях: $\sum_{i=1}^{m} x_{ijt} = b_{jt}; \quad j = \overline{1, n}; \quad t = \overline{1, T};$

$$\sum_{j=1}^{n} x_{ijt} \leqslant \sum_{r=1}^{R_i} a^r_{it} z^r_i; \quad i = \overline{1, m}; \quad t = \overline{1, T};$$

$$x_{ijt} \geqslant 0; \quad i = \overline{1, m}; \quad j = \overline{1, n}; \quad t = \overline{1, T};$$

$$\sum_{r=1}^{R_i} z^r_i \leqslant 1; \quad i = \overline{1, m};$$

$$z^r_i = 0 \vee 1; \quad i = \overline{1, m}; \quad r = \overline{1, R_i}.$$

Обозначения этой модели аналогичны соответствующим обозначениям статической модели с учетом того, что индекс t указывает на принадлежность к t-му году расчетного периода (Т — последний год расчетного периода; $B_t = (1 + E_{н.п})^{-t}$ — коэффициент дисконтирования).

В данной модели варианты развития источников теплоты не только заданы в жесткой постановке, но и для каждого варианта фиксированы строки ввода агрегатов.

Поэтому, обозначив $З'_t = \sum_{t=1}^{T} a'_{tt} c'_{tt} B_t$, можно переписать целевую функцию (83):

$$З_\tau = \sum_{t=1}^{m} \sum_{r=1}^{R_t} З'_t z'_t + \sum_{t=1}^{T} \sum_{l=1}^{m} \sum_{j=1}^{n} s_{tjt} B_t x_{tjt}.$$

В описанной модели при заданных вариантах ввода основного оборудования на источниках теплоты ищутся оптимальные зоны охвата потребителей в каждом интервале расчетного периода. Рассмотренная модель может быть дополнена ограничениями на расходование дефицитных ресурсов для источников теплоты ($\eta = \overline{1, \theta}$) по интервалам расчетного периода в количествах $\sigma_{t\eta t}$ [20]:

$$\sum_{t=1}^{m} \sum_{r=1}^{R_t} \sigma'_{t\eta t} z'_t \leqslant R_{\eta t}; \quad \eta = \overline{1, \theta}; \quad t = \overline{1, T}, \qquad (85)$$

где $R_{\eta t}$ — предельно допустимое количество η-го ресурса, которое можно расходовать в t-м интервале расчетного периода.

Иногда удобнее задавать общее количество дефицитного ресурса R_η на весь расчетный период. Тогда ограничение (85) принимает вид

$$\sum_{t=1}^{T} \sum_{r=1}^{R_t} \sigma'_{t\eta t} z'_t \leqslant R_\eta; \quad \eta = \overline{1, \theta}; \quad t = \overline{1, T}.$$

В тех же рамках задачи частично целочисленного линейного программирования возможно некоторое усложнение динамической производственно-транспортной модели путем введения логических ограничений [70] на очередность строительства источников теплоты, на директивы их вводов и пропускную способность тепловых сетей, а также получения возможности нахождения оптимальных сроков ввода оборудования источников теплоты и участков тепловых сетей в результате решения оптимизационной задачи.

Следует отметить, что все вышеописанное может быть принципиально учтено при формировании вариантов рассмотренной динамической производственно-транспортной модели. Использование имеющихся пакетов прикладных программ [36, 50, 70] для решения задач частично целочисленного линейного программирования лимитирует размерности решаемых задач (сотни переменных и ограничений для диа-

логового режима и не более 2—3 тысяч — при разовых расчетах). Поэтому для решения задач большой размерности применяются декомпозиционные методы (например, алгоритм Бендерса [70], позволяющий разбить решение общей задачи на последовательное решение целочисленной производственной задачи с булевыми переменными и непрерывной транспортной задачи).

Сложность решения динамических производственно-транспортных задач даже в линейной постановке, а также недостаточная адекватность оптимизационных моделей приводят к необходимости применения оптимизационно-имитационного подхода к синтезу структуры сложных систем [71]. Этот подход основан на совместном использовании оптимизационных и имитационных моделей при человеко-машинной процедуре поиска оптимальной структуры системы и включает генерирование варианта структуры СЦТ, проверку его допустимости по аналитически и алгоритмически заданным ограничениям, проведение машинного эксперимента с имитационной моделью СЦТ, запоминание допустимого варианта и проверку рассмотрения всех вариантов структуры системы. Между оптимизационной и имитационной моделями организуется итеративное взаимодействие путем их поочередного использования с координацией получаемых промежуточных решений человеком в диалоговом режиме.

Глава 5. МОДЕЛИ И МЕТОДЫ ОПТИМАЛЬНОГО СИНТЕЗА СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С УЧЕТОМ НАДЕЖНОСТИ

1. ЗАДАЧА СИНТЕЗА ОПТИМАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С УЧЕТОМ НАДЕЖНОСТИ

В гл. 4 рассмотрены экономико-математические модели оптимизации структуры СЦТ без учета фактора надежности. Вместе с тем, как указывалось в гл. 1, надежность является одним из важнейших свойств СЦТ. Учет этого свойства может существенно влиять на выбор оптимальной структуры и параметров СЦТ, что свидетельствует о необходимости учета надежности при решении задачи оптимального синтеза СЦТ (одновременного выбора структуры и параметров системы). Рассмотрим кратко основы теории надежности [4, 60] применительно к СЦТ.

Надежность СЦТ — это ее свойство при различных условиях функционирования и развития обеспечивать теплоснабжение потребителей в необходимых количествах с заданными параметрами.

Безотказность — свойство СЦТ непрерывно сохранять работоспособность в течение некоторого времени (отказом называется полная или частичная утрата работоспособности или снижение относительного уровня функционирования). Для СЦТ отказом является недопустимое снижение температуры воздуха в отапливаемых помещениях или нарушение технологического процесса вследствие недоотпуска теплоты. При частичном отказе имеет место ограниченное и некачественное теплоснабжение, а при полном отказе потребитель лишается тепловой энергии.

Долговечность — свойство СЦТ и ее элементов сохранять работоспособность до наступления предельного состояния (завершения жизненного цикла) при установленной системе технического обслуживания и ремонтов. Например, долговечность надземных трубопроводов тепловых сетей обычно выше, чем подземных, вследствие отсутствия электрокоррозии. Повышению долговечности подземных трубопроводов тепловых сетей способствуют катодная защита от коррозии, наличие гидроизоляции и дренажа для мокрых грунтов, увеличение толщины стенки и другие мероприятия.

Ремонтопригодность — свойство системы приспосабливаться к предупреждению, обнаружению и устранению отказов и их последствий путем проведения технического обслуживания и ремонтов. Основным показателем ремонтопригодности элементов СЦТ является время их восстановления после внезапного отказа. Например, для трубопроводов тепловых сетей время восстановления снижается (повышается ремонтопригодность) при переходе от подземной прокладки к надземной, при уменьшении диаметра трубопроводов и расстояния между секционирующими задвижками. Если время восстановления отказавшего элемента СЦТ не превышает допустимого перерыва в теплоснабжении потребителей по условиям снижения температуры воздуха в отапливаемом помещении или требованиям технологического процесса, то нет необходимости в резервировании данного элемента.

Сохраняемость — свойство СЦТ и ее элементов (главным образом, оборудования) сохранять исправное состояние в течение и после хранения и транспортирования.

Устойчивоспособность — свойство системы непрерывно сохранять устойчивость в течение некоторого времени, т. е.

способность возвращаться к установившемуся или близкому к нему режиму работы после различных возмущений.

Режимная управляемость — свойство системы поддерживать нормальный режим эксплуатации посредством управления (эта задача для СЦТ должна решаться с помощью АСУТП).

Живучесть — свойство системы противостоять возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением теплоснабжения потребителей. Каскадное развитие аварий имеет место тогда, когда одна авария порождает другую и т. д. (например, при аварии участка тепловой сети при открытом водоразборе имели место случаи, когда потребители при недотоке пытались «вызвать» горячую воду, одновременно открывая водоразборные краны, что, в свою очередь, приводило к опорожнению системы и авариям на водогрейных котлах).

Безопасность — свойство СЦТ и ее элементов не допускать ситуации, опасные для людей и окружающей среды (такие, как ямы с кипятком под асфальтом вследствие образования свищей в трубопроводах тепловых сетей при подземной прокладке и т. п.).

Известны следующие пути и средства повышения надежности СЦТ: 1) повышение качества элементов, из которых состоит система; 2) секционирование тепловых сетей для сокращения времени восстановления отказавшего участка сети; 3) резервирование — повышение надежности системы введением избыточности (дополнительных средств и возможностей сверх минимально необходимых для выполнения заданных функций теплоснабжения потребителей); 4) техническое обслуживание — выполнение комплекса работ для поддержания работоспособности системы (систематическая диагностика состояния, поддержание благоприятных по условиям надежности режимов работы и т. д.); 5) ремонт — комплекс работ для восстановления работоспособности системы (текущий, капитальный или аварийный); 6) целенаправленное управление процессами — создание соответствующей системы управления (АСУТП).

Рассмотрим основные виды резервирования [22, 40].

Структурное резервирование предполагает использование избыточных элементов структуры СЦТ (резервных и дублирующих котлов, сетевых насосов, перемычек трубопроводов тепловых сетей и др.).

Функциональное резервирование — использование способности элементов СЦТ выполнять дополнительные функции при отказах других элементов (например, форсирование относительно нормального режима производительности

источников теплоты и пропускной способности тепловых сетей в аварийных режимах).

Временное резервирование — использование избыточного времени (например, аккумулирующей способности тепловых сетей, баков-аккумуляторов и зданий при ликвидации аварии).

Информационное резервирование — использование избыточной информации (например, о загрузке тепловой сети перед отказом одного из ее участков).

Постоянное резервирование — резервные элементы участвуют в функционировании системы наравне с основными, т. е. находятся в состоянии нагруженного резерва (если мощность или пропускная способность резервных элементов СЦТ используется в нормальном режиме не полностью, то такой резерв называется облегченным).

Резервирование замещением — функции основного элемента передаются резервному только после отказа основного элемента (ненагруженный резерв).

Скользящее резервирование — разновидность резервирования замещением, при котором функции группы основных элементов системы могут выполняться одним или несколькими резервными элементами, каждый из которых может заменить любой отказавший элемент в данной группе (например, однотипный с основными резервный котел или насос).

Фиксированное резервирование — разновидность резервирования замещением, при котором функции основных элементов системы могут выполняться одним или несколькими резервными элементами, каждый из которых может заменить только определенный отказавший основной элемент в данной группе (например, резервный котел или насос меньшей производительности при наличии разнотипных агрегатов).

В зависимости от исполнения и функционирования системы и их элементы бывают восстанавливаемыми и невосстанавливаемыми. Система является восстанавливаемой, если при возникновении отказа ее работоспособность может быть восстановлена путем проведения ремонта и технического обслуживания. Если система после отказа не подлежит или не поддается восстановлению в процессе эксплуатации, то она является невосстанавливаемой. СЦТ в целом и большинство ее элементов следует считать восстанавливаемыми. Функционирование восстанавливаемых систем в течение длительного периода времени представляет поток отказов и восстановлений, в промежутках которых осуществляется нормальная эксплуатация.

Рассмотрим основные свойства потоков отказов и восстановлений элементов СЦТ, составляющих простейшие пуассоновские потоки [60]. Эти потоки характеризуются ординарностью, стационарностью и отсутствием последействия.

Поток называется ординарным, если вероятность появления нескольких событий (отказов и восстановлений) за малый промежуток времени равна нулю.

Поток случайных событий называется стационарным, если вероятность наступления определенного их числа на заданном промежутке времени зависит от длительности этого промежутка, но не зависит от его смешения вовремени. Стационарность нарушается при старении элементов СЦТ, когда начинает резко возрастать интенсивность отказов. В этом случае элемент подлежит выводу из эксплуатации, поскольку его жизненный цикл заканчивается. Это дает основание для принятия предпосылки о стационарности потоков отказов и восстановлений для практических инженерных расчетов надежности СЦТ.

Поток случайных событий называется потоком без последействия, если эти события возникают независимо друг от друга. В этом случае неявно предполагается высокая живучесть системы за счет защиты от каскадного развития аварий.

Ординарные потоки без последействия называются пуассоновскими, а стационарные пуассоновские потоки — простейшими. Для простейших пуассоновских потоков вероятность безотказной работы $p_0(t)$ за время t, принимаемая в качестве показателя надежности элемента СЦТ [60], подчиняется экспоненциальному закону $p_0(t) = e^{-\omega t}$, где ω — параметр потока отказов (частота отказов в единицу времени), год$^{-1}$.

За расчетное значение времени t для СЦТ следует принимать длительность отопительного периода в долях года [60], что объясняется возможностью ремонта основных элементов системы в неотопительный период (в частности, проведения опрессовки тепловых сетей с целью выявления и ликвидации дефектов в трубопроводах).

Нахождение элементов СЦТ в состоянии отказа в течение аварийного ремонта приводит к недоотпуску тепловой энергии потребителям. Народнохозяйственные убытки, вызванные ненадежностью СЦТ, а также связанные с ней социальные (болезни и дискомфорт людей) и экономические нарушения называются ущербом от ненадежности.

Если ущерб от ненадежности имеет денежную оценку, то его необходимо добавить к целевой функции приведенных затрат и минимизировать указанную сумму. Однако

далеко не всякий ущерб от ненадежности СЦТ может быть выражен в денежных показателях (например, заболеваемость людей вследствие снижения температуры воздуха в отапливаемых помещениях, ущерб в смежных с энергетикой отраслях промышленности, безопасность при эксплуатации СЦТ и др.). В этих случаях пользуются нормативами надежности, регламентирующими ее минимально допустимый уровень как в узлах потребления [32, 33], так и в системе в целом [60].

Обобщая вышеизложенное, критерий оптимизации СЦТ с учетом надежности можно записать в виде $З = З_т + З_н + M_у$ при дополнительных ограничениях $I_i(H) \geqslant I_{i\text{доп}}$; $i = \overline{1, m}$, где $З_т$ — приведенные затраты в СЦТ без учета фактора надежности; $З_н$ — приведенные затраты на повышение надежности СЦТ; $M_у$ — математическое ожидание денежного выражения ущерба от ненадежности; $I_i(H)$ — нормируемые показатели надежности ($i = \overline{1, m}$); $I_{i\text{доп}}$ — нормативные значения нормируемых показателей надежности.

В качестве нормируемых показателей надежности СЦТ предлагались следующие величины: φ — детерминированный относительный лимит отпуска теплоты в аварийной ситуации [33, 60]; H^{100} — вероятность 100 %-ного снабжения [33]; H^{φ} — вероятность φ %-ного снабжения [33]; $R_{\text{сист}}(t)$ — показатель надежности системы теплоснабжения [60]; $t_{\min}$ — минимально допустимая температура воздуха в отапливаемом помещении при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления [10, 82]; $d^{\text{нер}}_{\max}$ — максимальный диаметр тупикового ответвления, который еще можно не резервировать, м [60]; $T_{\max}$ — максимально допустимое время восстановления теплоснабжения после аварии, ч [60, 82]; $l^{\max}_з$ — максимально допустимое расстояние между секционирующими задвижками, км [82].

Показатель надежности системы теплоснабжения [60] определяется по формуле, полученной в предположении о невосстанавливаемости элементов СЦТ:

$$R_{\text{сист}}(t) = 1 - \frac{1 - e^{-t\sum\limits_{j=1}^{l}\omega_j}}{Q_0\sum\limits_{j=1}^{l}\omega_i}\sum_{i=1}^{l}\omega_i\Delta Q_j,$$

где $j = 1, l$ — аварийные состояния СЦТ; ω_j — параметр потока отказов элемента СЦТ, приводящего системы в j-е

аварийное состояние; t — длительность отопительного периода в долях года; Q_0 — расчетная тепловая нагрузка СЦТ, МВт; ΔQ_j — недоотпуск тепловой мощности потребителям при j-й аварии, МВт.

Выбор состава нормируемых показателей надежности, учитываемых при оптимальном синтезе СЦТ, является дискуссионным вопросом (например, в работах [19, 32, 33, 57] учитываются φ, H^{100} и H^{φ}, в работе [60] — φ и $R_{\text{сист}}(t)$ и т. д.). В то же время из инженерных соображений ясно, что основным исходным показателем для нормирования является минимально допустимая температура воздуха в отапливаемом помещении $t_{\min}$. Остальные показатели надежности в подавляющем большинстве зависят от $t_{\min}$.

Кроме того, следует учитывать, что повышение избыточности системы путем введения дополнительных резервных элементов, увеличивая безотказность, снижает готовность системы (резервные элементы являются потенциальными источниками дополнительных отказов, хотя и делают более легкими последствия этих отказов). Поэтому при минимизации приведенных затрат с учетом ограничений надежности оптимальные технические решения будут соответствовать минимально целесообразной избыточности.

Влияние различных ограничений по надежности неодинаково (наряду с существенными — активными, имеются пассивные, не влияющие на результат оптимизации). Анализ показывает, что наиболее существенными являются детерминированные относительные лимиты отпуска теплоты в аварийной ситуации φ. Основными путями повышения надежности СЦТ являются секционирование и резервирование, оптимизация которых рассматривается ниже.

2. ОПТИМАЛЬНОЕ СЕКЦИОНИРОВАНИЕ ВОДЯНЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Наряду с резервированием одним из способов повышения надежности тепловых сетей является их рациональное секционирование — выбор оптимального расстояния между секционирующими задвижками ($l_з$, км) [82]. Снижение $l_з$ облегчает локализацию аварии, уменьшает время восстановления теплоснабжения после аварии (T, ч), но увеличивает число задвижек, обратно пропорциональное $l_з$, и снижает безотказность системы теплоснабжения.

Стоимость установки секционирующих задвижек пренебрежимо мала по сравнению с капиталовложениями на сооружение теплопроводов. Поэтому задача оптимального секционирования заключается в минимизации математиче-

ского ожидания годового ущерба от недоотпуска теплоты, связанного с неготовностью системы тепловых сетей, с учетом времени восстановления (для каждого диаметра труб d, м) в виде

$$\min M_y = \min (c_т k_{ср.от} Q L p_0 T / l_з)$$

при ограничении на продолжительность ликвидации аварии на каждой секции $T \leqslant T_{max}$, определяемую из условия допустимого снижения температуры воздуха в отапливаемом помещении во время аварии. Здесь Q — расчетная тепловая мощность (МВт), передаваемая по участку сети постоянного диаметра длиной L (км); $c_т$ — удельный ущерб от недоотпуска тепловой энергии, руб./МВт · ч; $k_{ср.от}$ — отношение средней за отопительный период и расчетной тепловой мощности, передаваемой по участку сети; p_0 — вероятность отказа участка сети между секционирующими задвижками.

При экспоненциальном законе распределения потока отказов, который имеет место для тепловых сетей, величина

$$p_0 = 1 - e^{-(\omega_т l_з + 2\omega_з)t}, \qquad (86)$$

где $\omega_т$ — интенсивность отказов тепловых сетей, (км · год)$^{-1}$, по данным [12, 60] для надземной прокладки, проходных и полупроходных каналов $\omega_т = 0{,}02...0{,}05$, а для непроходных каналов и бесканальной прокладки $\omega_т = 0{,}1...0{,}2$; $\omega_з = 0{,}002$ год$^{-1}$ — интенсивность отказа задвижек [60]; t — расчетный период, лет (при наличии ежегодной опрессовки тепловых сетей [60] принимается равным относительной продолжительности отопительного периода $t = h_0/8760$, где h_0 — продолжительность отопительного периода, ч/год).

Формула (86) аппроксимирована зависимостью $p_0 = 0{,}4 + 0{,}4 \cdot 10^{-3} h_0 + 2\omega_т h_0^2 l_з$.

На рис. 9 изображен график $p_0 = f(l_з, h_0)$ для двух описанных групп прокладок тепловых сетей, названных для краткости канальная (в расчетах принимается среднее значение $\omega_т = 0{,}15$ (км · год)$^{-1}$) и надземная (в расчетах принимается наиболее осторожное значение $\omega_т = 0{,}05$ (км · год)$^{-1}$).

Зависимость времени восстановления участка тепловой сети от диаметра трубопроводов и расстояния между секционирующими задвижками для прокладки в непроходных каналах приведена в работе [10]. Линеаризация этой зависимости с некоторым запасом приводит к формуле

$$T = 8 + (4 + 8 l_з) d. \qquad (87)$$

Для надземной прокладки примерные сроки ликвидации могут быть найдены путем исключения времени на раз-

рытие шурфов для точного обнаружения места повреждения, вскрытие канала и откачку воды из него по данным [12]. В этом случае среднее время восстановления теплоснабжения составит

$$T = 4 + 8 l_з d. \qquad (88)$$

Максимально допустимое время ликвидации аварии определяется из формулы для температуры воздуха в отапливаемом помещении при прекращении подачи или частичной подаче теплоты [60]:

$$T_{max} = -\beta \ln \times$$

$$\times \left[1 - \frac{t_в - t_{min}}{(t_в - t_н)(1 - \varphi)}\right], \qquad (89)$$

где β — коэффициент аккумуляции теплоты зданиями, ч (для неугловых комнат современных зданий $\beta = 60$ ч, а для угловых комнат $\beta = 45$ ч) [12]; $t_в$ и t_{min} — соответственно расчетная и минимально допустимая температуры воздуха в отапливаемом помещении, °С; $t_н$ — температура наружного воздуха, °С (принимается равной расчетной для проектирования отопления — средней наиболее холодной пятидневки); φ — относительный расход теплоты на отопление (при $\varphi = 0$ резервирование отсутствует).

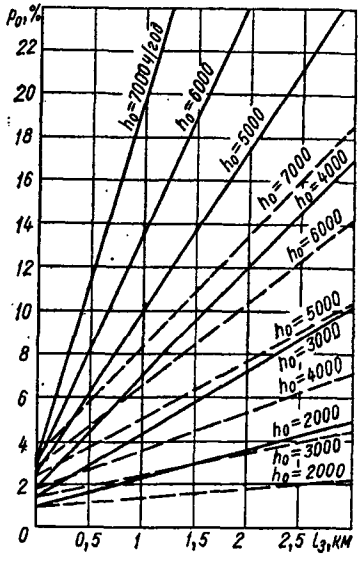


Рис. 9. График зависимости вероятности отказа участка тепловой сети между секционирующими задвижками p_0, от расстояния между секционирующими задвижками $l_з$:
———— — канальная прокладка;
— — — — — надземная прокладка;
h_0 — продолжительность отопительного периода, ч/год

Из выражений (83), (88) и (89) определяется максимально допустимое расстояние между секционирующими задвижками

$$l_з^{max} = \begin{cases} 0{,}118\left(\dfrac{T_{max} - 8}{d} - 4\right) — \text{для канальной прокладки;} \\ \dfrac{T_{max} - 4}{8d} — \text{для надземной прокладки.} \end{cases} \qquad (90)$$

С помощью формул (89) и (90) построена номограмма (рис. 10), позволяющая для надземной и канальной прокладок определять $T_{max} = f(\varphi, t_ц, t_{min}, \beta)$ и $l_з^{max} = f(T_{max}, d)$,

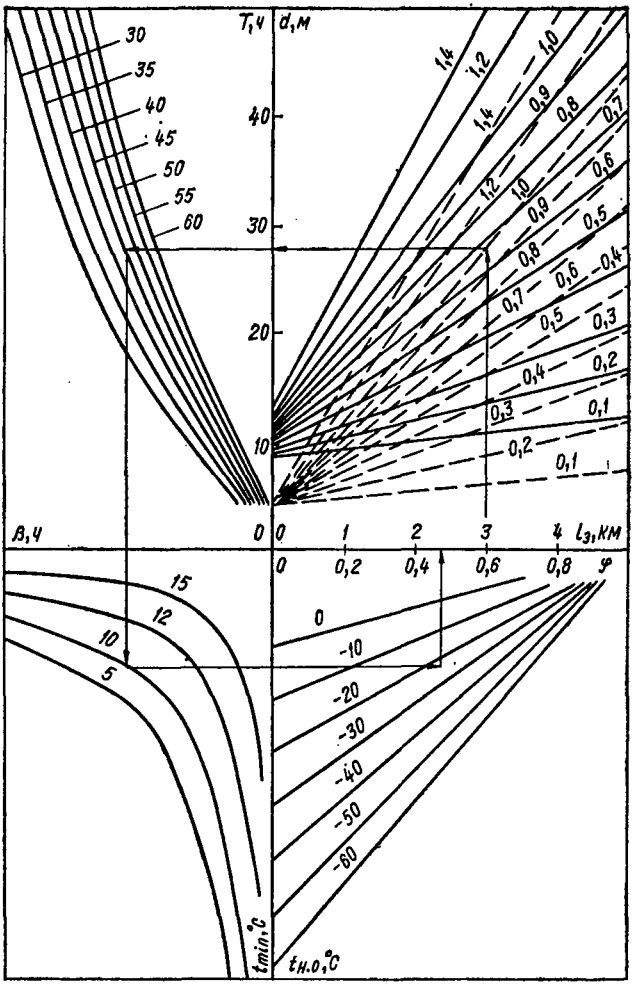


Рис. 10. Номограмма для определения максимально допустимого расстояния между секционирующими задвижками и минимально допустимой доли отпуска теплоты на отопление:
——— — канальная прокладка; — — —. — надземная прокладка

а также решать обратную задачу — нахождение минимально допустимого относительного расхода теплоты на отопление при заданных значениях $l_з$, d, β, t_{min} и $t_н$. На номограмме показан пример решения подобной обратной задачи. Анализ номограммы показывает, что резервирование существенно увеличивает допустимое расстояние между секционирующими задвижками.

Поскольку в конкретных условиях $c_т k_{ср.от} Q L = \text{const}$, задачу оптимизации $l_з$ можно переписать в следующем виде:

для канальной прокладки

$$\min \left\{ \left(\frac{0{,}4 + 0{,}4 \cdot 10^{-3} h_0}{l_з} + 2\omega_т h_0^2 \right) \times [8 + (4 + 8 l_з) d] \right\}; \quad (91)$$

для надземной прокладки

$$\min \left[\left(\frac{0{,}4 + 0{,}4 \cdot 10^{-3} h_0}{l_з} + 2\omega_т h_0^2 \right) (4 + 8 l_з d) \right]; \quad (92)$$

при ограничении $l_з \leqslant l_з^{max}$.

Из равенства нулю первых частных производных целевых функций (91) и (92) получаются формулы для определения оптимального расстояния между секционирующими задвижками:

для канальной прокладки

$$l_з^{опт} = \frac{450}{h_0} \sqrt{\frac{1 + 10^{-3} h_0}{\omega_т} \left(1 + \frac{2}{d} \right)}; \quad (93)$$

для надземной прокладки

$$l_з^{опт} = \frac{770}{h_0} \sqrt{\frac{1 + 10^{-3} h_0}{\omega_т d}}. \quad (94)$$

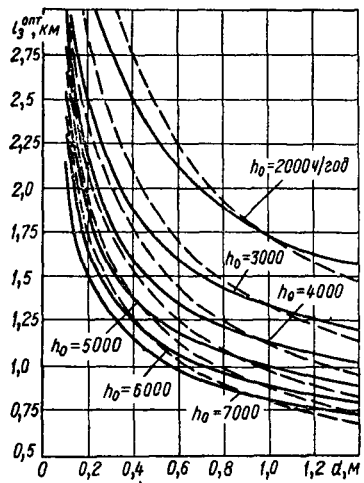
По формулам (93) и (94) построен график (рис. 11), позволяющий определить $l_з^{опт} = f(d, h_0)$ при $\omega_т = 0{,}15$ (км $\times$ $\times$ год)$^{-1}$ для канальной и $\omega = 0{,}05$ (км $\cdot$ год)$^{-1}$ — для надземной прокладок. После определения $l_з^{опт}$ необходимо найти $l_з^{max}$ по рис. 11 и принять $l_з$ равным меньшему из $l_з^{опт}$ и $l_з^{max}$.

Из формул (93) и (94) и рис. 11 следует, что оптимальное расстояние между секционирующими задвижками уменьшается с увеличением диаметра трубопроводов в отличие от рекомендаций СНИП. Для трубопроводов больших диаметров это имеет особый инженерный смысл — уменьшение количества сбрасываемой при аварии горячей воды.

Поскольку значения интенсивностей потока отказов для тепловых сетей могут отличаться от принятых при построении рис. 11, то в этом случае необходимо $l_з^{опт}$, найденное по рис. 11, умножить на $\sqrt{0{,}15/\omega_т}$ для канальной и $\sqrt{0{,}05/\omega_т}$ для надземной прокладки. Диапазон отклонений оптимальных значений расстояния между секционирующими задвижками от приведенных на рис. 11 при принятии крайних значений $\omega_т$ составляет: для канальной прокладки от —18 до 14 %, для надземной прокладки — до 58 %.

Рассмотрим пример определения эффективности оптимального секционирования трубопроводов водяных тепловых сетей при следующих исходных данных: $d = 1$ м; $Q = 500$ МВт; $k_{ср.от} = 0{,}5$; $c_т = 50$ руб./(МВт · ч); $h_0 = 2000...7000$ ч/год; $l_з = 0{,}25...3$ км.

На рис. 12 изображена зависимость математического ожидания годового ущерба от недоотпуска теплоты на единицу длины (1 км) сети $M_у/L$, от расстояния между секционирующими задвижками для канальной и надземной прокладок при различных значениях продолжительности отопительного периода.



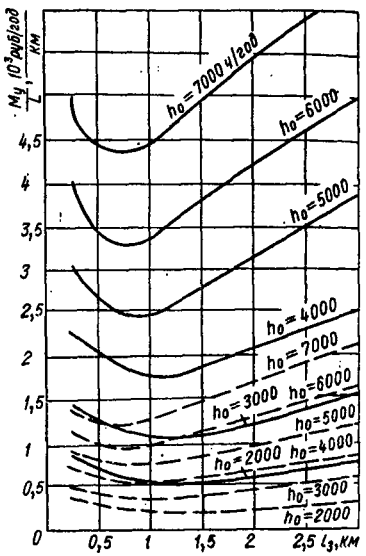


Рис. 11. График зависимости оптимального расстояния между секционирующими задвижками ($l_з^{опт}$, км) от диаметра теплопровода (d, м)

——— — канальная прокладка; — — — — надземная прокладка; h_0 — продолжительность отопнтельного периода

Рис. 12. График зависимости математического ожидания годового ущерба от недоотпуска теплоты на 1 км сети $M_у/L$ от расстояния между секционирующими задвижками $l_з$, км:

——— — канальная прокладка; — — — — надземная прокладка; h_0 — продолжнтельность отопнтельного периода

Анализ расчетов свидетельствует о существенном влиянии на величину удельного ущерба типа прокладки сети и продолжительности отопительного периода. Для канальной прокладки в условиях сурового климата имеет место наибольший ущерб. При переходе к теплому климату не только снижается ущерб, но и его изменение в окрестности оптимальных значений $l_з$ становится более пологим.

Принятие значений $l_з$ в пределах 1,5—3 км без проведения оптимизации приводит к завышению математического ожидания от недоотпуска теплоты, которое в рассматриваемом примере достигает 1—1,5 тыс. руб./(год · км), или 50—60 %.

Математическое ожидание годового ущерба от недоотпуска теплоты при секционировании составляет 0,5—0,6 % приведенных затрат на тепловые сети. Следовательно, при возможности выполнения ограничений по допустимому снижению температуры воздуха в отапливаемом поме-

щении секционирование целесообразнее резервирования, так как требует намного меньших затрат.

Увеличение $c_т$ не влияет на положение оптимума по $l_з$, но приводит к более резкому возрастанию целевой функции в его окрестности. Стоимость теплоты, недоотпущенной промышленным потребителям, оценивается по четырехкратному тарифу [49], а для потребителей жилищно-коммунального сектора она составляет от 58 до 720 руб/(МВт · ч) [32]. Таким образом, оценка ущерба от недоотпуска теплоты изменяется в чрезвычайно широких пределах от 40 до 720 руб./(МВт · ч). В этих условиях особенно важен вывод о независимости оптимального расстояния между секционирующими задвижками от удельного ущерба от недоотпуска теплоты.

Следует отметить особую эффективность оптимального секционирования протяженных надземных транзитных тепломагистралей от дальнего базового источника теплоты к пиково-резервным источникам в районах теплопотребления. Такие источники обеспечивают бесперебойность теплоснабжения автономных потребителей при аварии на транзитной магистрали, а также позволяют увеличить для них допустимую продолжительность ликвидации аварии по условиям снижения температуры воздуха в отапливаемых помещениях по сравнению с теплоснабжением неавтономных потребителей. Например, при осуществлении оптимального секционирования надземной двухтрубной транзитной тепломагистрали длиной 40 км и диаметром 1,4 м по сравнению с резервированием с помощью дублирования трубами диаметром 1 м (четыре трубы — две подающие и две обратные) экономия капиталовложений составит 15 млн. руб. и металла — 25 тыс. т. Это особенно важно в условиях широкого применения систем дальнего теплоснабжения.

Учитывая дефицитность и капиталоемкость трубопроводов для тепловых сетей, а также то, что аварии в тепловых сетях являются относительно редкими событиями, не следует стремиться к принятию высоких значений допустимой при аварии температуры воздуха в отапливаемых помещениях (более 10 °С [10, 60]).

По описанной методике при $t_{min} = 10$ °С и $\beta = 45$ ч проведена серия расчетов по определению минимально допустимой доли расчетного отпуска теплоты на отопление применительно к климатическим условиям городов Баку ($h_0 = 2856$ ч/год; $t_н = -4$ °С), Ташкента ($h_0 = 3120$ ч/год; $t_и = -15$ °С), Одессы ($h_0 = 3960$ ч/год; $t_н = -18$ °С), Москвы ($h_0 = 5112$ ч/год; $t_н = -26$ °С) и Якутска ($h_0 = 6096$ ч/год; $t_н = -55$ °С). Результаты расчетов показаны на рис. 13.

Анализ расчетов показывает, что при канальной прокладке оптимальное секционирование без резервирования допустимо лишь в условиях теплого и умеренного климата, причем если для Баку почти во всем диапазоне диаметров труб (до 1,2 м), то для Ташкента — до 0,4 м, Одессы — до 0,35 м и Москвы — до 0,2 м. При надземной прокладке секционирование без резервирования допустимо для Баку — во всем диапазоне диаметров труб (до 1,4 м), Ташкента — до 1,2 м, Одессы —

до 1,0 м и Москвы — до 0,9 м. В условиях сурового климата, например для Якутска, секционирование без резервирования не решает задачу обеспечения надежности теплоснабжения.

Следует отметить, что размещение пиково-резервных источников в центрах теплопотребления позволяет исключить резервирование транзитных тепловых сетей от базовых к пиково-резервным источникам в широком диапазоне значений коэффициента теплофикации. Например, в условиях Москвы при канальной прокладке трубопровода диаметром 1,4 м в аварийной ситуации следует подать всего около 50 % расчетного отпуска теплоты на отопление. Поскольку по данным [11] теплоотдача отопительных приборов при частичных расходах теплоносителя и расчетном перепаде температур 80 °С снижается пропорционально корню квадратному из расхода теплоносителя, то в рассматриваемом случае для обеспечения 50 % отпуска теплоты на отопление необходимо подать всего 25 % расчетного расхода теплоносителя.

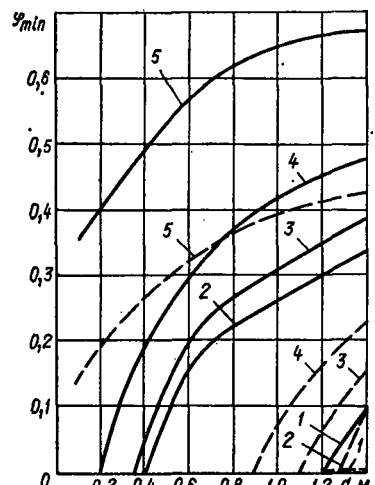


Рис. 13. График зависимости минимально допустимой доли расчетного отпуска теплоты на отопление φ_{min} от диаметра трубопроводов d при оптимальных расстояниях между секционирующими задвижками:
———— — канальная прокладка;
— — — — — надземная прокладка;
1 — Баку; *2* — Ташкент; *3* — Одесса; *4* — Москва; *5* — Якутск

Учитывая практическую возможность отключения нагрузки горячего водоснабжения в аварийный период, при кратковременном стоянии наиболее низких температур наружного воздуха (не более 60 ч/год) можно исходить из покрытия только отопительной нагрузки при резервировании тепловых сетей.

Таким образом возникает возможность существенного снижения затрат на резервирование тепловых сетей, особенно в условиях теплого и умеренного климата, по сравнению с обобщенными рекомендациями СНИП, ориентированными на наиболее неблагоприятный случай — суровые климатические условия при максимальных диаметрах трубопроводов. Полученные результаты можно использовать при разработке узловых норм аварийного отпуска теплоты потребителям по условиям сетевого резервирования.

3. СЕТЕВЫЕ МОДЕЛИ И ПОТОКОВЫЕ АЛГОРИТМЫ ОПТИМАЛЬНОГО СИНТЕЗА НАДЕЖНЫХ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

При перспективном проектировании на достаточно отдаленный период возрастающая неопределенность условий развития и функционирования СЦТ приводит к целесообразности применения упрощенных оптимизационных математических моделей (в первую очередь, линейных и непрерывных). В отличие от рассмотренных в гл. 4 матричных постановок транспортных задач оптимизации структуры СЦТ, в данной главе рассматриваются сетевые модели синтеза оптимальной структуры СЦТ с учетом надежности.

В матричной постановке транспортных задач все возможные пути прохождения потоков от источников к потребителям необходимо установить до решения оптимизационной задачи для определения удельных транспортных затрат. При сетевой постановке вся исходная информация задается на дугах расчетной сети, а оптимальные пути прохождения потоков определяются решением зедачи. Матричная и сетевая постановки транспортной задачи эквивалентны: любая матричная задача может быть представлена в сетевой форме и наоборот. Однако сетевая постановка обладает рядом практических преимуществ.

В частности, в сетевой модели нет принципиальной разницы между источниками теплоты, узлами ветвления тепловых сетей и потребителями (в матричной постановке источники и потребители строго разделены), что существенно облегчает моделирование сложных СЦТ с несколькими источниками теплоты, разветвленными и закольцованными тепловыми сетями. Пользуясь однажды составленной расчетной схемой СЦТ, можно с ее помощью решать большое количество различных оптимизационных задач, незначительно корректируя первоначальную конфигурацию схемы и часть исходных данных.

Сетевая постановка обеспечивает экономное представление информации, сокращая трудоемкость подготовки исходных данных, объем машинной памяти и вычислительных операций и повышая скорость решения задач (практически всегда число дуг на сети намного меньше числа клеток соответствующей матрицы). Сетевая постановка позволяет легко учитывать ограничения на мощность источников и пропускную способность сетей. Поэтому рассмотрим подробнее именно сетевые постановки транспортных задач оптимизации структуры СЦТ (выше была показана

возможность сведения производственно-транспортных задач к транспортным) и потоковые алгоритмы их решения.

Наиболее общая динамическая модель синтеза оптимальной структуры СЦТ с учетом требований резервирования в сетевой постановке имеет вид

$$\min \sum_{t=1}^{T} \sum_{(i,j)} (a_{ij}^t x_{ij}^t + b_{ij}^t u_{ij}^t) \tag{95}$$

при ограничениях:

на выполнение 1-го закона Кирхгофа (сумма потоков, входящих в узел, равна сумме потоков, выходящих из узла) в нормальном ($l = 0$) и аварийных (рассматриваются аварии дуг сети, подлежащих резервированию — $l = \overline{1, L_t}$) режимах

$$\sum_{i \in M_j^+} x_{ij}^{tl} - \sum_{i \in M_j^-} x_{ij}^{tl} = \begin{cases} -\varphi_i^t v_i; & j = 0; \\ 0; & j \neq 0, N; \\ \varphi_i^t v_i; & j = N; \end{cases} \quad \begin{matrix} (i, j) \in G_t; \\ t = \overline{1, T}; \end{matrix} \tag{96}$$

на пропускную способность дуг

$$0 \leqslant x_{ij}^{tl} \leqslant c_{ij}^{tl} + u_{ji}^{tl}; \quad (i, j) \in G_t; \quad t = \overline{1, T}; \quad l = \overline{0, L_t}; \tag{97}$$

на приращение пропускной способности дуг

$$0 \leqslant u_{ij}^{tl} \leqslant d_{ij}^{tl} = c_{ij}^{\max} - c_{ij}^{tl}; \quad (j, i) \in G_t; \quad t = \overline{1, T}; \quad l = \overline{0, L_t}; \tag{98}$$

на связь между пропускными способностями дуг в каждом l-м (последующем) и $(l - 1)$-м (предыдущем) аварийных режимах

$$c_{ij}^{tl} = c_{ij}^{t,l-1} + u_{ij}^{t,l-1}; \quad (i, j) \in G_t; \quad t = \overline{1, T}; \quad l = \overline{1, L_t}, \tag{99}$$

на связь между пропускными способностями дуг в $(t + 1)$-м и t-м интервалах расчетного периода

$$c_{ij}^{t+1,0} = c_{ij}^t + u_{ij}^t; \quad (i, j) \in G_t; \quad t = \overline{1, T}, \tag{100}$$

где $c_{ij}^t = \max\limits_l c_{ij}^{tl}$; $u_{ij}^t = \max\limits_l u_{ij}^{tl}$; $x_{ij}^{t0} = x_{ij}^t$;

x_{ij}^t и u_{ij}^t — соответственно искомые поток и приращение пропускной способности дуги (i, j) в t-м интервале расчетного периода; a_{ij}^t — удельные эксплуатационные затраты с учетом дисконтирования на дугу (i, j) в t-м интервале расчетного периода, отнесенные к единице передаваемого потока; b_{ij}^t — удельные затраты с учетом дисконтирования на увеличение пропускной способности дуги (i, j) в t-м интервале расчетного периода; G_t — множество дуг (i, j) избы-

точной схемы СЦТ, рассматриваемое на t-м интервале расчетного периода; M_j^+ — множество узлов, дуги из которых входят в узел j; M_j^- — множество узлов, в которые входят дуги, исходящие из узла j; $j = 0$ — обобщенный источник; $j = N$ — обобщенный сток; v_t — суммарный расчетный поток в сети в t-м интервале расчетного периода (например, расчетная тепловая нагрузка или расход теплоносителя для СЦТ в целом); φ_l^t — детерминированный относительный лимит для аварийного потока в узлы сети в t-м интервале расчетного периода для l-го аварийного режима; $c_{ij}^{\max}$ — максимально возможная пропускная способность дуги (i, j).

Рассмотрим возможности сведения решения общей задачи (95) — (100) к решению последовательности более простых задач, для которых имеются эффективные методы оптимизации.

В частности возможна декомпозиция непрерывной многоэтапной динамической задачи на решение последовательности статических задач на каждом из интервалов расчетного периода [16]. Так как задача (95) — (100) является непрерывной при практически неубывающих потребностях в узлах сети, решение на каждом интервале определяет оптимальное развитие системы, а полученные конечные значения пропускных способностей дуг являются начальными значениями для следующего этапа расчетов. Таким образом исходная задача распадается на решение T статических задач при фиксированном t, каждая из которых заключается в синтезе оптимального перехода системы в очередное состояние с учетом требований выполнения ограничений по резервированию:

$$\min \sum_{(i,j)} (a_{ij}x_{ij} + b_{ij}u_{ij}), \tag{101}$$

при ограничениях:

$$\sum_{i \in M_j^+} x_{ij}^l - \sum_{i \in M_j^-} x_{ij}^l = \begin{cases} -\varphi_l v, & j = 0; \\ 0, & j \neq 0,\ N; \\ \varphi_l v, & j = N; \end{cases} \quad \begin{matrix} (i,\ j) \in G \\ l = \overline{0,\ L}; \end{matrix} \tag{102}$$

$$0 \leqslant x_{ij}^l \leqslant c_{ij}^l + u_{ij}^l; \quad (i,\ j) \in G; \quad l = \overline{0,\ L}; \tag{103}$$

$$0 \leqslant u_{ij}^l \leqslant d_{ij}^l = c_{ij}^{\max} - c_{ij}^l; \quad (i,\ j) \in G; \quad l = \overline{0,\ L}; \tag{104}$$

$$c_{ij}^l = c_{ij}^{l-1} + u_{ij}^{l-1}; \quad (i,\ j) \in G; \quad l = \overline{1,\ L}, \tag{105}$$

где $x_{ij} = x_{ij}^0$; $u_{ij} = \max\limits_l u_{ij}^l$.

В свою очередь, решение статической задачи (101) — (105) также разбивается на решение последовательности

однотипных (для каждого режима $l = \overline{0, L}$ — нормального, а затем аварийных в порядке убывания пропускной способности нагруженных в нормальном режиме дуг) задач об оптимальном преобразовании заданной сети вида

$$\min \sum_{(i,j)} (a_{ij} x_{ij}^l + b_{ij} u_{ij}^l) \tag{106}$$

при ограничениях:

$$\sum_{i \in M_j^+} x_{ij}^l - \sum_{i \in M_j^-} x_{ij}^l = \begin{cases} -\varphi_l v, & j = 0; \\ 0, & j \neq 0, N; \\ \varphi_l v, & j = N; \end{cases} \quad (i, j) \in G; \tag{107}$$

$$0 \leqslant x_{ij}^l \leqslant c_{ij}^l + u_{ij}^l; \quad (i, j) \in G; \tag{108}$$

$$0 \leqslant u_{ij}^l \leqslant d_{ij}^l = c_{ij}^{\max} - c_{ij}^l; \quad (i, j) \in G. \tag{109}$$

Задача минимизации кусочно-линейной выпуклой функции потока и приращений пропускной способности дуг сети вида (106) — (109) известна в литературе, а ее решение можно свести к решению классической линейной задачи о циркуляции минимальной стоимости, для которой имеются эффективные потоковые алгоритмы [18, 58, 62, 63, 69].

Циркуляцией называется поток по дугам сети, для которого в каждом узле выполняется условие сохранения (1-й закон Кирхгофа). Сведение кусочно-линейной выпуклой сетевой задачи к линейной осуществляется путем введения дополнительных параллельных дуг, связывающих узлы i и j (число параллельных дуг равно числу интервалов кусочной линейности) [9], что применительно к задаче (106) — (109) показано на рис. 14.

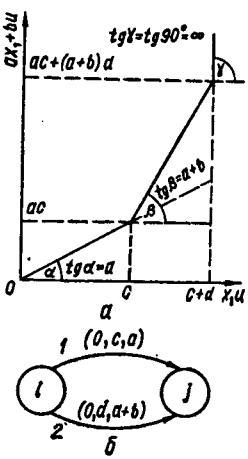


Рис. 14. Кусочно-линейная выпуклая функция затрат $(ax + bu)$ на дугу (i, j) в зависимости от потока (x) и приращения пропускной способности (u) (a) и сетевая модель $(б)$:
в скобках указаны нижний и верхний пределы пропускной способности дуги и удельные затраты на единицу потока; a — удельные эксплуатационные затраты на транспортировку единицы потока; b — удельные затраты на увеличение пропускной способности дуги; c — пропускная способность существующей части дуги; d — пропускная способность расширяемой части дуги

При увеличении потока между узлами i и j сначала будет загружаться дуга *1*, а когда ее пропускная способность c будет исчерпана, поток начнет идти по дуге *2*. Это произойдет вследствие того что в процессе поиска минимума выпуклой кусочно-линейной целевой функции из параллельных

дуг автоматически первой будет использоваться та, которая имеет меньшее значение удельных затрат на единицу передаваемого по ней потока.

С учетом изложенного получаем возможность сведения решения исходной динамической задачи синтеза оптимальной структуры СЦТ с учетом требований резервирования к многократному последовательному решению известной линейной задачи о циркуляции минимальной стоимости вида

$$\min \sum_{(i,j)} a_{ij} x_{ij} \tag{110}$$

при ограничениях: на сохранение потока в узлах сети (1-й закон Кирхгофа)

$$\sum_{i \in M_j^+} x_{ij} - \sum_{i \in M_j^-} x_{ij} = \begin{cases} -v, & j = 0; \\ 0, & j \neq 0, N; \\ v, & j = N; \end{cases} \quad (i, j) \in G; \tag{111}$$

на пропускную способность дуг

$$0 \leqslant x_{ij} \leqslant c_{ij}; \quad (i, j) \in G. \tag{112}$$

Рассмотрим краткую характеристику основных потоковых алгоритмов для решения задачи о циркуляции минимальной стоимости: Басакера — Гоуэна [18, 69], Клейна [58, 69], прямого базисного [18] и дефекта [18, 62, 63].

Алгоритм Басакера — Гоуэна (метод увеличения потока) выполняет последовательное наращивание потока через расчетную сеть до заданной величины, обеспечивая минимум стоимости при каждом значении потока. Метод состоит из двух итеративных шагов: определения кратчайшего (самого дешевого) пути из обобщенного источника в обобщенный сток, состоящего только из допустимых дуг, и увеличения потока вдоль найденного пути на максимально возможную величину. Изменение потока приводит к формированию новой ситуации в сети и происходит повторение первого шага. Процесс итераций продолжается до выключения одного из двух условий останова: если удовлетворена потребность в обобщенном стоке, то полученные дуговые потоки являются оптимальным решением задачи, а если потребность обобщенного стока еще не удовлетворена, но уже нельзя найти путь из обобщенного источника в обобщенный сток, то задача не имеет допустимого решения (заданный поток нельзя пропустить через расчетную сеть). Если величина максимального потока заранее неизвестна, то с помощью указанного алгоритма определяется максимальный поток минимальной стоимости.

Алгоритм Клейна базируется на теореме, согласно которой утверждается, что данный поток является потоком

минимальной стоимости только тогда, когда в сети отсутствует цикл (конечный путь, начальный и конечный узлы которого совпадают) отрицательной стоимости.

Прямой базисный алгоритм является аналогом симплекс-метода, используемого при решении общей задачи линейного программирования. В работе [18], где приведено подробное описание данного алгоритма, подчеркивается его эффективность в вычислительном отношении.

Алгоритм дефекта является наиболее общим методом определения потока минимальной стоимости с учетом как верхних, так и нижних ограничений на пропускную способность дуг. Величина дефекта характеризует для каждой дуги степень невыполнения для нее условий оптимальности. Основная идея алгоритма дефекта состоит в последовательном уменьшении до нуля величины дефекта какой-либо дуги без увеличения величин дефектов остальных дуг. Алгоритм дефекта подробно описан в работах [18, 62, 63], а в приложении к книге [62] приведен текст стандартной программы на ФОРТРАНЕ, реализующей этот алгоритм.

Задача о циркуляции минимальной стоимости в сети вида (110) — (112) занимает главное место в потоковом программировании [18]. К рассмотренной динамической задаче синтеза оптимальной структуры СЦТ (с учетом требований резервирования) сводятся и другие задачи оптимизации СЦТ, имеющие большое практическое значение. Так, решение задачи о циркуляции минимальной стоимости позволяет определить оптимальное потокораспределение в сети, включая выбор зон охвата потребителей от различных источников и определение целесообразности постоянного (нагруженного) резервирования или резервирования замещением (ненагруженного), т. е. решить задачу анализа сети.

Так как задачи с кусочно-линейными выпуклыми функциями стоимости дуг можно решать путем сведения их к линейным задачам о циркуляции минимальной стоимости, то эти задачи можно рассматривать в качестве одного из возможных вариантов экстремального перехода к решению задач о потокораспределении в гидравлических сетях [18] (в частности, в водяных, тепловых) нахождением минимума энергетического функционала, являющегося кубической функцией расхода теплоносителя [33].

В отличие от наиболее широко распространенных алгебраических методов решения задач потокораспределения в гидравлических сетях [33, 35] потоковые алгоритмы позволяют легко учитывать ограничения на пропускную способность участков сетей в процессе решения задачи (например, по скорости теплоносителя не более 3,5 м/с). Однако

конкурентоспособность потоковых алгоритмов по сравнению с алгебраическими методами нуждается в практической проверке, так как стремление к повышению точности расчетов увеличивает число параллельных дуг сети при кусочно-линейной аппроксимации, повышая размерность задачи и время счета на ЭВМ.

Важной практической задачей функционирования СЦТ является оптимальное распределение дефицита мощности источников и пропускной способности сетей в аварийных ситуациях. С точки зрения энергоснабжающей организации эта задача заключается в том, что при обеспечении φ %-ных норм для потребителей жилищно-коммунального сектора (ЖКС) необходимо минимизировать размер штрафа по 4-кратному тарифу за недоотпуск теплоты промышленным потребителям во время ликвидации аварии, т. е. передать максимум тепловой мощности, не задействованной для ЖКС, промышленным предприятиям без превышения их потребности. Эта проблема формализуется в виде задачи о максимальном потоке минимальной стоимости, решение которой сводится к последовательному решению серии задач о потоке минимальной стоимости с возрастающей величиной потока до тех пор, пока не будет установлено, что дальнейшее увеличение потока через сеть невозможно. В частности, на такой идее базируется известный алгоритм Басакера — Гоуэна [58, 69]. В описанной задаче φ %-ные ограничения для потребителей ЖКС задаются жестко, а для промышленных потребителей — $0 \leqslant \varphi \leqslant 1$ (узлы сети, в которые входят потребители обоих видов, условно разбиваются на соответствующую пару узлов).

Максимизация потока через расчетную сеть при его минимальной стоимости позволяет находить оптимальные варианты использования резервов мощности источников и пропускных способностей сетей, а также минимизировать ущерб энергоснабжающей организации в виде штрафов за недоотпуск теплоты промышленным потребителям. При наличии оценок вероятного времени восстановления теплоснабжения при авариях элементов источников теплоты и участков тепловых сетей [10] можно дать количественную оценку математического ожидания ущерба энергоснабжающей организации при авариях, руб./год,

$$M_{\text{у}} = c_{\text{т}} k_{\text{ср.от}} \sum_{l=1}^{L} \Delta Q_l p_l T_l,$$

где $c_{\text{т}}$ — удельный ущерб от недоотпуска тепловой энергии, руб./МВт · ч; $k_{\text{ср.от}}$ — относительная среднеинтегральная за отопительный период промышленная тепловая нагрузка;

ΔQ_l — недоотпуск тепловой мощности в СЦТ в результате l-й аварии, МВт; p_l — вероятность возникновения l-й аварии, год$^{-1}$; T_l — средняя продолжительность ликвидации l-й аварии, ч.

Учет математического ожидания ущерба в качестве слагаемого целевой функции в задаче синтеза оптимальной структуры СЦТ существенно увеличивает объем расчетов при оптимизации, так как в этом случае для любого варианта структуры в каждом интервале расчетного периода необходимо для всех аварийных режимов решать задачу о максимальном потоке минимальной стоимости. По-видимому, для решения задачи синтеза оптимальной структуры СЦТ с учетом ущерба необходима диалоговая процедура оптимизации (решение задач оптимального синтеза структуры СЦТ с учетом ограничений резервирования и оптимального распределения дефицита мощности источников и пропускной способности сетей с помощью оптимизационных моделей при задании человеком различных вариантов дополнительного усиления пропускных способностей дуг сети с расчетом дополнительных затрат на резервирование и определением математического ожидания ущерба).

В результате решения линейной динамической задачи синтеза оптимальной структуры СЦТ можно получить кусочно-линейные эпюры оптимального развития отдельных элементов системы, которые служат основой для выбора соответствующих дискретных вариантов. Учет дискретности основного оборудования источников теплоты и диаметров трубопроводов тепловых сетей возможен в рамках описанных выше производственно-транспортных моделей частично целочисленного программирования.

Значительные размерности подобных задач приводят к необходимости их декомпозиции на целочисленную задачу синтеза структуры системы и непрерывную задачу анализа с целью нахождения оптимального потокораспределения (циркуляции минимальной стоимости) [6]. Это легло в основу разработанного в лаборатории трубопроводных систем СЭИ СО АН СССР метода многоконтурной оптимизации [33, 57], реализованного в программно-вычислительном комплексе (ПВК) СОСНА. ПВК СОСНА позволяет решать статическую задачу оптимального синтеза трубопроводных (в частности, тепловых) сетей с учетом узловых норм надежности путем поочередной оптимизации диаметров трубопроводов тепловых сетей при заданном потокораспределении с помощью программы DIPR [19, 35] и нахождения потокораспределения в заданной сети с помощью программы АСИГР [35] до совпадения расходов теплоносителя на участ-

ках сети на соседних итерациях [33, 57]. Достоинством ПВК СОСНА является возможность учета дискретности диаметров трубопроводов и возможностей реконструкции тепловых сетей, выбора мест установки и параметров насосных станций, рельефа местности и 2-го закона Кирхгофа при решении задачи потокораспределения. Такое усложнение задачи, увеличивая потребные ресурсы памяти и быстродействия ЭВМ, все же приводит к возрастанию времени счета, что затрудняет непосредственное использование комплекса в диалоговом режиме.

Рассмотрение однолинейной сети (только подающей или обратной линий в отдельности) приводит к дополнительному увеличению объема расче-

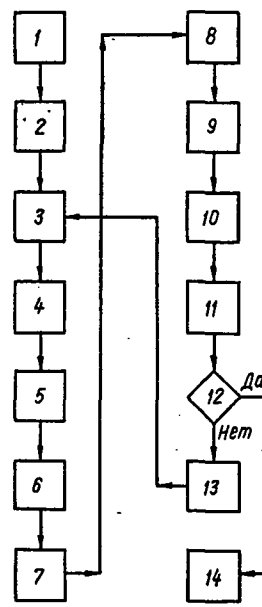


Рис. 15. Укрупненная структурная схема возможного решения задачи оптимального синтеза системы теплоснабжения с помощью человеко-машинных процедур:

1 — определение вектора начального приближения по зонам охвата от источников с помощью сетевых моделей и потоковых алгоритмов; *2* — определение целевой функции при традиционных значениях параметров системы теплоснабжения; *3* — комплексная оптимизация основных параметров подсистем методами нелинейного программирования; *4* — выбор оптимального состава основного оборудования источников теплоты; *5* — конструкторский технико-экономический расчет сетей методом динамического программирования (DIPR); *6* — поверочный гидравлический расчет нормальных и наиболее опасных аварийных гидравлических режимов алгебраическими методами (АСИГР) или методами потокового программирования; *7* — определение мероприятий по оптимальному резервированию с помощью решения задачи об оптимальном преобразовании заданной сети методами потокового программирования; *8* — определение целевой функции приведенных затрат на тепловую энергию; *9* — расчет показателей удельных приведенных затрат на генерирование и транспорт теплоты для каждой дуги расчетной сети; *10* — выбор конкурирующих вариантов источников на каждой площадке; *11* — решение производственно-транспортной задачи частично целочисленного программирования; *12* — проверка условий сходимости итерационного процесса по компонентам вектора расходов теплоносителя по участкам сети; *13* — запоминание рекордного значения целевой функции; *14* — печать результатов расчетов

тов. Поэтому представляется целесообразным сочетание использования упрощенных сетевых моделей оптимального развития СЦТ и потоковых алгоритмов для предварительной оптимизации предпроектных решений по развитию элементов СЦТ с учетом требований резервирования и применения методов дискретного программирования и многоконтурной оптимизации для уточнения основных технических решений при конкретном проектировании.

На рис. 15 изображена укрупненная структурная схема возможного решения задачи синтеза оптимального

развития и функционирования СЦТ на базе многометодной оптимизации (совместного использования методов потокового, линейного целочисленного, нелинейного, динамического программирования, а также алгебраических методов расчета стационарного потокораспределения).

Глава 6. ЭФФЕКТИВНОСТЬ И ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ КОМПЛЕКСНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ПЛАНИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Анализ изложенного в предыдущих главах материала позволяет сделать некоторые обобщения относительно эффективности комплексной оптимизации теплоснабжения при перспективном проектировании и планировании. Рассмотрим эффективность отдельных подзадач комплексной оптимизации. Результаты оптимизационных экспериментов по комплексной оптимизации основных параметров водяных и паровых СЦТ, приведенные в табл. 5, а также результаты практических расчетов, выполненных при разработке схем теплоснабжения некоторых крупных городов УССР, свидетельствуют о высокой экономической эффективности подобной оптимизации. В частности, относительный эффект от комплексной оптимизации основных параметров по приведенным затратам на тепловую энергию достигает до 1—8 % по сравнению с локальной оптимизацией и до 10—40 % и более — по сравнению с принятием традиционных значений основных параметров СЦТ без проведения какой-либо оптимизации. Столь широкий диапазон относительной эффективности комплексной оптимизации основных параметров СЦТ объясняется влиянием наборов значений факторов для конкретных объектов теплоснабжения. Однако принятие даже самых осторожных значений относительного эффекта при оптимизации параметров таких сложных систем как СЦТ приводит к абсолютной экономии приведенных затрат, измеряемой миллионами рублей в год на каждую СЦТ.

Указанный эффект достигается, главным образом, за счет экономии капиталовложений, металла и трудовых ресурсов на сооружение источников теплоснабжения и тепловых сетей, а также экономии топлива и электроэнергии при эксплуатации СЦТ. Не меньший экономический эффект (до

8—12 %) приносит оптимизация структуры СЦТ, что подтверждают фундаментальные исследования и многочисленные расчеты, проведенные СЭИ СО АН СССР по оптимизации структуры источников теплоснабжения [68] и тепловых сетей [19, 33, 35]. Таким образом, суммарный экономический эффект от комплексной оптимизации структуры и параметров СЦТ при перспективном проектировании достигает не менее 4—20 %, что в абсолютных цифрах составляет миллионы (а для крупных СЦТ — даже десятки миллионов) рублей в год.

Практическое воплощение методов комплексной оптимизации при перспективном проектировании и планировании наиболее рационально осуществлять в виде диалоговых человеко-машинных процедур, являющихся основой системы автоматизированного проектирования (САПР) централизованного теплоснабжения.

Сложность процессов функционирования и развития СЦТ требует совместного использования оптимизационных и имитационных моделей в человеко-машинной процедуре поиска оптимальных решений. Однако даже самые совершенные оптимизационные и имитационные математические модели СЦТ, реализованные на наиболее современных ЭВМ, являются инструментом, которым должны уметь пользоваться инженеры, работающие с помощью САПР. Причем возрастание сложности моделей и алгоритмов оптимизации требует повышения научно-технического уровня инженеров-пользователей САПР.

СЦТ является сложным многопараметрическим комплексом, что исключает как полный, так и только интуитивный перебор вариантов с помощью имитационных моделей, а ограниченные рамки оптимизационных моделей не позволяют учесть все многообразие сложных взаимосвязей в проектируемой системе. Кроме того, и те и другие модели не могут полностью учитывать трудно формализуемые вопросы процесса проектирования (например, замечания экспертизы, согласующих и утверждающих организаций). Этими моментами должен управлять человек, задавая их в виде тех или иных ограничений для математических моделей в процессе разработки и рассмотрения проектов.

Сложность не только СЦТ, но и моделей и средств автоматизированного проектирования, приводит к необходимости пересмотра традиционной технологии ручного проектирования и создания специальной системы инструкций и алгоритмов, составляющих основу новой технологии автоматизированного проектирования СЦТ. Эта новая технология должна позволять уже при перспективном проектировании

достаточно правильно выбирать структуру и основные параметры СЦТ, оценивать эффективность ее функционирования и развития и на протяжении всего процесса дальнейшего технорабочего проектирования контролировать изменение условий создания и функционирования системы путем выработки соответствующих технических решений и их реализации в виде проектно-сметной документации. Ошибку, допущенную в выборе структуры и параметров СЦТ при перспективном проектировании, трудно исправить при технорабочем проектировании, а тем более — при сооружении и эксплуатации теплоснабжающей системы.

Рассмотрим возможный вариант новой технологии автоматизированного проектирования применительно к разработке схем теплоснабжения. Вначале проанализируем недостатки традиционной ручной технологии разработки схем теплоснабжения.

В самых общих чертах эта технология предусматривает сбор и обработку исходных данных (о теплопотребности ЖКС и промышленности, о существующих источниках теплоснабжения, трубопроводах и насосных станциях тепловых сетей и возможностях их реконструкции и расширения, о площадках для сооружения новых источников теплоснабжения и насосных станций тепловых сетей, о возможных трассах новых тепловых сетей и др.), выбор ограниченного количества сопоставляемых вариантов теплоснабжения, расчет энергетических и технико-экономических показателей источников теплоснабжения и тепловых сетей и сравнение вариантов между собой с целью выбора рекомендуемого по минимуму приведенных затрат.

Традиционная технология перспективного проектирования СЦТ приводит к длительным срокам разработки схем теплоснабжения (значительную часть времени занимает сбор и обработка исходных данных), а ограниченные возможности ручного счета, который, как правило, не учитывает фактора времени, и субъективизм при выборе небольшого количества рассматриваемых вариантов не позволяют найти действительно оптимальный вариант.

Применение в САПР систем управления базами данных (СУБД) позволит во многом автоматизировать процесс сбора, обработки, хранения и использования исходной информации, включая распечатку текста пояснительной записки; имитационные математические модели позволят автоматизировать процессы инженерных расчетов СЦТ, графопостроитель — вычерчивание расчетных схем тепловых схем и пьезометрических графиков, графиков регулирования отпуска теплоты, изменения электрической мощности ТЭЦ,

тепловых карт и картограмм распределения выбросов из дымовых труб.

Однако выбор оптимального варианта невозможен без использования оптимизационных моделей в диалоговых системах оптимизации. При перспективном проектировании СЦТ целесообразно использовать рассмотренные выше модели комплексной оптимизации основных параметров СЦТ, выбора оптимальной структуры СЦТ с помощью потоковых алгоритмов решения транспортных задач в сетевой постановке, производственно-транспортных задач частично целочисленного линейного программирования, метода многоконтурной оптимизации и др. Указанные алгоритмы образуют пакет прикладных программ решения оптимизационных задач, необходимых для разработки схем теплоснабжения с помощью САПР.

Диалоговая система оптимизации реализует оптимизационно-имитационный подход к решению задачи оптимального синтеза СЦТ путем включения оптимизационных блоков в имитационную систему с возможностью последовательного использования различных методов в режиме многометодной оптимизации. Необходимость применения различных методов оптимизации в процессе человеко-машинного поиска оптимального варианта такой сложной системы как СЦТ обусловлена декомпозицией общей задачи синтеза на отдельные подзадачи оптимизации структуры и параметров, для решения которых эффективно применяются различные методы.

Рассмотрим одну из возможных схем взаимодействия оптимизационных (с различными алгоритмами оптимизации) и имитационных моделей в процессе решения задачи оптимального синтеза СЦТ. На базе моделей комплексной оптимизации основных параметров СЦТ, сетевых моделей и потоковых алгоритмов, изложенных в гл. 5.3, решается серия непрерывных статических задач оптимизации структуры и параметров СЦТ с учетом требований надежности на каждый этап расчетного периода. В результате получается кусочно-линейная эпюра развития производительностей элементов СЦТ (мощностей источников и пропускных способностей сетей) и предварительные значения оптимальных параметров. После этого человек уточняет возможные варианты источников теплоты и трубопроводов тепловых сетей с учетом дискретности типоразмеров оборудования, после чего решается динамическая производственно-транспортная задача частично целочисленного линейного программирования, описанная в гл. 5.1. После этого оптимальные диаметры трубопроводов тепловых сетей уточняются с помощью метода многоконтурной оптимизации. Затем с помощью

имитационных моделей определяются конкретные показатели источников теплоты и тепловых сетей. В диалоговом режиме производится коррекция мест расположения насосных станций и диаметров трубопроводов тепловых сетей путем анализа пьезометрических графиков, высвечиваемых на графическом дисплее по результатам гидравлических расчетов. Расчет загазованности позволяет уточнить ограничения на производительности городских источников теплоснабжения.

Описанная последовательность операций по человеко-машинной процедуре выбора оптимальных решений по схеме теплоснабжения может носить итеративный характер. Тогда с помощью подробных данных, полученных на последнем этапе, уточняются коэффициенты сетевой модели и осуществляется повторный цикл расчетов. В числе решений, принимаемых по каждой схеме теплоснабжения, необходимо определить кроме варианта, оптимального по приведенным затратам, также и набор вариантов, близких к нему по значению приведенных затрат, но существенно отличающихся по техническим решениям (например, по типу новых источников теплоснабжения — ТЭЦ или котельные на различных видах топлива и др.).

Эти варианты необходимы для выбора оптимальных решений на более высоком иерархическом уровне (например, подотрасль «Теплоснабжение» отрасли «Электроэнергетика») по всей совокупности рассматриваемых схем теплоснабжения с учетом ограниченных ресурсов. Решение задачи оптимизации теплоснабжения в отраслевом разрезе целесообразно осуществлять с помощью целочисленной производственной модели, рассмотренной в гл. 4.1.

В свою очередь результаты оптимизации подотрасли «Теплоснабжение» являются данными, поступающими на более высокий иерархический уровень для решения задачи оптимизации топливно-энергетического комплекса страны. Обратная связь с верхнего иерархического уровня (топливно-энергетического комплекса) поступает в подотрасль «Теплоснабжение» в виде значений замыкающих затрат на топливо и электроэнергию, а также в виде ограничений на дефицитные ресурсы.

2. СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Экономическая эффективность комплексной оптимизации теплоснабжения, определенная при проектировании СЦТ, должна быть реализована при их строительстве и экс-

плуатации. Однако реальные условия, при которых сооружаются и функционируют СЦТ, в силу различных причин отличаются от проектных, что определяет разницу между проектной и фактической эффективностями оптимизации. Кроме того, возникают задачи, являющиеся специфическими для строительства и эксплуатации СЦТ. Например, если в проектах организации строительства и производства работ определяются порядок, технология строительства и необходимые для этого ресурсы, то при строительстве часто возникает задача сооружения объектов в заданный срок при ограничениях на различные ресурсы на разных этапах строительства.

Принципиально эта задача, как и задачи проектов организации строительства и производства работ, относится к классу задач сетевого планирования [62], но постановочно имеет вышеуказанные отличия и должна решаться в рамках АСУ строительством. Ту же природу имеет задача оптимизации сетевого графика проведения ремонтных работ, которая решается уже при эксплуатации СЦТ.

Эксплуатация СЦТ, в особенности крупных городов, насчитывающих тысячи и даже десятки тысяч зданий, подключенных к общим тепловым сетям, запитанным от нескольких источников, представляет настолько сложную задачу, что для ее решения должны создаваться автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) теплоснабжения [39, 72].

АСУТП теплоснабжения предназначены для систематического решения в процессе функционирования СЦТ задач оперативно-диспетчерского и технологического управления на основе широкого применения экономико-математических методов, средств вычислительной техники, телемеханики и связи, повышения надежности и качества теплоснабжения при улучшении технико-экономических показателей.

В работе [39] выделены пять функциональных подсистем АСУТП теплоснабжения: 1) оперативного диспетчерского управления (оптимизация режима СЦТ, обнаружение и локализация мест повреждения, ведение оперативного журнала для фиксации параметров режима и переключений); 2) краткосрочного планирования (на сутки, неделю и месяц) для определения потребности района и города в теплоте, разработки суточного режимного графика, планирования загрузки и топливоснабжения источников теплоты; 3) сезонного планирования (оптимальное районирование СЦТ в отопительный и неотопительный периоды, присоединение новых потребителей, графики вывода в ремонт основного оборудования; 4) организации аварийно-восстановительной

службы и ремонтов основного и вспомогательного оборудования; 5) наладки и проведения тепловых и гидравлических испытаний оборудования источников теплоты, тепловых сетей и насосных станций.

Оптимизационные задачи, решаемые указанными функциональными подсистемами АСУТП теплоснабжения, можно разбить на два класса: 1) оптимизация текущего режима работы СЦТ; 2) оптимизация функционирования СЦТ в течение некоторого промежутка времени (суток, недели и месяца — для краткосрочного и сезона — для сезонного планирования). Состав оптимизационных задач обоих классов по инженерному смыслу одинаков. Отличие заключается в том, что при оперативном диспетчерском управлении рассматривается текущий момент времени, а при краткосрочном и сезонном планировании — промежуток времени (от суток до сезона).

Инженерный смысл оптимизационных задач АСУТП теплоснабжения включает оптимизацию производства тепловой и электрической энергии, режимов отпуска теплоты потребителям, потокораспределения в тепловых сетях, работы основного технологического оборудования энергоисточников, работы СЦТ в аварийных ситуациях [72]. Рассмотрим подробнее указанные оптимизационные задачи.

В задаче оптимизации производства тепловой и электрической энергии критерием оптимизации является минимум суммарных эксплуатационных затрат на производство тепловой (различными источниками) и электрической энергии в ОЭЭС. Оптимальное управление достигается обеспечением базисного режима работы более экономичных энергоисточников и пикового — менее экономичных. Такой режим с постепенным включением проранжированных по энергоэкономической эффективности в порядке убывания (по возрастанию удельных эксплуатационных затрат) источников теплоснабжения с ростом тепловой нагрузки возможен только при совместной работе источников на общие тепловые сети.

Задачей оптимизации режимов отпуска теплоты потребителям является обеспечение необходимого режима теплопотребления с минимальными эксплуатационными затратами на производство, транспорт и распределение теплоты. Решение указанной задачи на практике должно осуществляться путем оперативного управления отпуском теплоты на различных иерархических уровнях (источниках теплоты, контрольно-регулировочных пунктах и тепловых пунктах потребителей) в зависимости от метеорологических условий, времени суток, технологического режима предприятий и других факторов.

Задача оптимизации потокораспределения в тепловых сетях состоит в их устойчивой работе при снабжении от нескольких источников с минимальным расходом электроэнергии на перекачку теплоносителя.

Оптимизация режимов работы основного технологического оборудования энергоисточников заключается в минимизации эксплуатационных затрат на топливо и электроэнергию собственных нужд данными источниками при отпуске заданной тепловой и электрической мощности. Оптимальное управление осуществляется путем оперативного перераспределения нагрузок между отдельными агрегатами в зависимости от изменения общей нагрузки. Алгоритм оптимального распределения нагрузок аналогичен рассмотренному выше для оптимизации производства тепловой и электрической энергии; сначала включаются в работу более экономичные агрегаты, а затем, по мере необходимости, включаются менее экономичные в порядке убывания экономичности.

Оптимизация режимов работы СЦТ в аварийных ситуациях осуществляется с целью минимизации ущерба от нарушений теплоснабжения потребителей при авариях. Решение этой задачи заключается в минимизации времени обнаружения и ликвидации аварии, а также в управлении гидравлическими и тепловыми режимами в аварийных ситуациях. Для решения указанной задачи могут быть использованы методы решения задач оптимального распределения дефицита мощности источников и пропускной способности сетей, изложенные в параграфе 3 гл. 5.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Адлер Ю. П., Маркова Е. В., Грановский Ю. В.** Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий.— М. : Наука, 1976.— 279 с.

2. **Аршакян Д. Т.** Оптимизация теплоснабжающей системы в различных климатических условиях.— Ереван : Айастан, 1980.— 284 с.

3. **Бахтин А. Е., Колоколов А. А., Коробкова З. В.** Дискретные задачи производственно-транспортного типа.— Новосибирск : Наука, 1978.— 160 с.

4. **Бояринов А. И., Кафаров В. В.** Методы оптимизации в химической технологии.— М. : Химия, 1975.— 576 с.

5. **Вагнер Г.** Основы исследования операций.— М. : Мир, 1973.— Т. 3.— 501 с.

6. **Васильева Е. М., Левит Б. Ю., Лившиц В. Н.** Нелинейные транспортные задачи на сетях.— М. : Финансы и статистика, 1981.— 104 с.

7. **Венецкий И. Г., Венецкая В. И.** Основные математико-статистические понятия и формулы в экономическом анализе.— М. : Статистика, 1979.— 447 с.

8. **Волькенау И. М., Зейлигер А. Н., Хабачев Л. Д.** Экономика формирования электроэнергетических систем. — М. : Энергия, 1981.— 320 с.

9. **Гольштейн Е. Г., Юдин Д. Б.** Задачи линейного программирования транспортного типа.— М. : Наука, 1969.— 384 с.

10. **Горин В. И., Соколов Е. Я., Зингер Н. М.** Пути повышения надежности теплофикации // Теплоэнергетика.— 1982.— № 8.— С. 19—24.

11. **Громов Н. К.** Абонентские устройства водяных тепловых сетей.— М. : Энергия, 1979.— 248 с.

12. **Громов Н. К.** Городские теплофикационные системы.— М. : Энергия, 1974.— 256 с.

13. **Денисов В. И.** Технико-экономические расчеты в энергетике : Методы экономического сравнения вариантов.— М. : Энергоатомиздат, 1985.— 216 с.

14. **Дрейпер Н., Смит Г.** Прикладной регрессионный анализ.— М. : Статистика, 1973.— 392 с.

15. **Закс Л.** Статистическое оценивание.— М. : Статистика, 1976.— 598 с.

16. **Захаров В. П., Майзель С. Я., Лойтер Э. Э.** Требования к исходной информации при экономической оптимизации структуры энергосистем в динамике // Пробл. общ. энергетики и единой энерг. системы.— 1971.— Вып. 5.— С. 16—22.

17. **Инструкция** по определению экономической эффективности капитальных вложений в развитие энергетического хозяйства (генерирование, передача и распределение электрической и тепловой энергии).— М. : Энергия, 1973.— 56 с.

18. **Йенсен П., Барнес Д.** Потоковое программирование.— М. : Радио и связь, 1984.— 392 с.

19. **Каганович Б. М.** Дискретная оптимизация тепловых сетей.— Новосибирск : Наука, 1978.— 85 с.

20. **Казакевич Д. М.** Производственно-транспортные модели в перспективном отраслевом планировании.— М. : Экономика, 1972.— 295 с.

21. **Кафаров В. В.** Методы кибернетики в химии и химической технологии.— М. : Химия, 1976.— 464 с.

22. **Китушин В. Г.** Надежность энергетических систем.— М. : Высш. шк., 1984.— 256 с.

23. **Ковальчук Г. Б., Серов С. С., Уздемир А. П.** Математическое обеспечение целочисленных задач развития и размещения предприятий отрасли // Программ. обеспечение систем оптимизации систем. исследований.— 1982.— № 7.— С. 106—118.

24. **Комплексный** анализ эффективности технических решений в энергетике / Ю. Б. Гук, П. П. Долгов, В. Р. Окороков и др.— Л. : Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние 1985.— 176 с.

25. **Копьев С. Ф., Сигнал М. В.** Высокотемпературное теплоснабжение от крупных ТЭЦ // Теплоэнергетика.— 1973.— № 7.— С. 19—24.

26. **Кузовкин А. И., Панфилов В. Н.** Модели планирования капитальных вложений в энергетике.— М. : Энергия, 1980.— 136 с.

27. **Лазебник А. И., Цаллагова О. Н.** Оптимизация развития электрической сети на основе метода ветвей и границ // Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и трансп.— 1979.— № 3.— С. 6—12.

28. **Макаров А. А.** О методах учета фактора неопределенности при оптимизации развития больших систем энергетики.— Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и трансп.— 1975.— № 4.— С. 13—19.

29. **Математические** основы теории автоматического регулирования / Под ред. Б. К. Чемоданова.— М. : Высш. шк., 1971.— 808 с.

30. **Мелентьев Л. А.** Оптимизация развития и управления больших систем энергетики.— М. : Высш. шк., 1982.— 319 с.

31. **Мелентьев Л. А.** Системные исследования в энергетике : Элементы теории, направления развития.— М. : Наука, 1983.— 456 с.

32. **Меренков А. П., Сеннова Е. В.** Развитие методов исследования и обеспечения надежности теплоснабжающих систем // Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и трансп.— 1984.— № 2.— С. 58—65.

33. **Мереиков А. П., Хасилев В. Я.** Теория гидравлических цепей.— М. : Наука, 1985.— 278 с.

34. **Методические** указания к разработке государственных планов экономического и социального развития СССР.— М. : Экономика, 1980.— 776 с.

35. **Методы** и алгоритмы расчета тепловых сетей / В. Я. Хасилев, А. П. Меренков, Б. М. Каганович и др.— М. : Энергия, 1978.— 176 с.

36. **Михалевич В. С., Шор Н. З., Трубии В. А.** Оптимизационные задачи производственно-транспортного планирования : Модели, методы, алгоритмы.— М. : Наука, 1986.— 264 с.

37. **Моисеев Н. Н.** Математические задачи системного анализа.— М. : Наука, 1981.— 488 с.

38. **Моисеев Н. Н.** Элементы теории оптимальных систем.— М. : Наука, 1975.— 528 с.

39. **Моиахов Г. В., Карасев Н. И., Фольгарт В. И.** Структура и принципы построения автоматизированных систем управления технологическими процессами теплоснабжения крупных городов // Развитие автоматизированных систем управления технологическими процессами централизованного теплоснабжения.— М. : ВНИПИэнергопром, 1983.— С. 47—42.

40. **Надежность** систем энергетики : Терминология.— М. : Наука, 1980.— 44 с.

41. **Нейлор Т.** Машинные имитационные эксперименты с моделями экономических систем.— М. : Мир, 1975.— 500 с.

42. **Нестерович Н. Ф.** Приведенные затраты в водяную тепловую сеть городов // Водоснабжение и сан. техника.— 1975.— № 9.— С. 23—25.

43. **Оптимальный** план отрасли / Под ред. И. Я. Бирмана — М. : Экономика, 1970.— 431 с.

44. **Основные** методические положения оптимизации развития и размещения производства / Под ред. Н. П. Федоренко, А. Г. Аганбегяна — М. : Наука, 1978.— 272 с.

45. **Отладка** систем управляющих алгоритмов ЦВМ реального времени / Под ред. В. В. Липаева.— М. : Сов. радио, 1974.— 328 с.

46. **Пашкеев С. Д., Минязов Р. И., Могилевский В. Д.** Машинные методы оптимизации в технике связи.— М. : Связь, 1976.— 272 с.

47. **Планирование** развития централизованного теплоснабжения / Б. Н. Громов, Я. А. Ковылянский, В. П. Исмагилова, В. В. Плешаков // Системы централизованного теплоснабжения с теплоисточниками на органическом топливе.— М. : ВНИПИэнергопром, 1982.— С. 65—78.

48. **Попырин Л. С.** Математическое моделирование и оптимизация теплоэнергетических установок.— М. : Энергия, 1978.— 416 с.

49. **Правила** пользования электрической и тепловой энергией / Минэнерго СССР.— М. : Энергоиздат, 1982.— 112 с.

50. **Применение** пакетов прикладных программ по экономико-математическим методам в АСУ / Б. Я. Курицкий, Г. П. Алексеенко, Ю. В. Виткин и др.— М. : Статистика, 1980.— 196 с.

51. **Работа** ТЭЦ в объединенных энергосистемах / Под ред. В. П. Корытникова.— М. : Энергия, 1976.— 216 с.

52. **Рузинов Л. П., Слободчикова Р. И.** Планирование эксперимента в химии и химической технологии.— М. : Химия, 1980.— 280 с.

53. **Системный** подход при управлении развитием электроэнергетики / Л. С. Беляев, Г. В. Войцеховская, В. А. Савельев и др.— Новосибирск : Наука, 1980.— 240 с.

54. **Системы** теплоснабжения на базе атомных электростанций / В. И. Водичев, В. П. Корытников, Г. Б. Левенталь и др.— К. : Будівельник, 1982.— 128 с.

55. **Соколов Е. Я.** Теплофикация и тепловые сети.— М. : Энергоиздат, 1982.— 360 с.

56. **Справочник** проектировщика : Проектирование тепловых сетей / Под ред. А. А. Николаева.— М. : Стройиздат, 1965.— 359 с.

57. **Сумароков С. В.** Математическое моделирование систем водоснабжения.— Новосибирск : Наука, 1983.— 168 с.

58. **Сухарев М. Г., Ставровский Е. Р., Брянских В. Е.** Оптимальное развитие систем газоснабжения.— М. : Недра, 1981.— 294 с.

59. **Таблицы** планов эксперимента для факторных и полиномиальных моделей / Под ред. В. В. Налимова.— М. : Металлургия, 1982.— 752 с.

60. **Теплоснабжение** / А. А. Ионин, Б. М. Хлыбов, В. Н. Братенков, Е. Н. Терлецкая — М. : Стройиздат, 1982.— 336 с.

61. **Фельдбаум А. А.** Основы теории оптимальных автоматических систем.— М. : Наука, 1966.— 624 с.

62. **Филлипс Д., Гарсиа-Диас А.** Методы анализа сетей.— М. : Мир, 1984.— 496 с.

63. **Форд Л., Фалкерсон Д.** Потоки в сетях. М. : Мир, 1966.— 276 с.

64. **Хартман К.** Планирование эксперимента в исследовании технологических процессов.— М. : Мир, 1977.— 552 с.

65. **Хачатуров Т. С.** Эффективность капитальных вложений.— М. : Экономика, 1979.— 335 с.

66. **Химмельблау Д.** Прикладное нелинейное программирование.— М. : Мир, 1975.— 534 с.

67. **Хрилев Л. С.** Теплофикация и топливно-энергетический комплекс.— Новосибирск : Наука, 1979.— 277 с.

68. **Хрилев Л. С., Смирнов И. А.** Оптимизация систем теплофикации и централизованного теплоснабжения.— М. : Энергия, 1978.— 264 с.

69. **Ху Т.** Целочисленное программирование и потоки в сетях.— М. : Мир, 1974.— 520 с.

70. **Цвиркун А. Д., Акинфиев В. К., Соловьев М. М.** Моделирование развития крупномасштабных систем.— М. : Экономика, 1983.— 176 с.

71. **Цвиркун А. Д., Акинфиев В. К., Филиппов В. А.** Имитационное моделирование в задачах синтеза структуры сложных систем.— М. : Наука, 1985.— 176 с.

72. **Чистович С. А.** Научно-технические задачи автоматизации систем теплоснабжения // Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и трансп.— 1984.— № 1.— С. 99—107.

73. **Шеннон Р.** Имитационное моделирование систем — искусство и наука.— М. : Мир, 1978.— 420 с.

74. **Ширакс З. Э.** Теплоснабжение.— М. : Энергия, 1979.— 256 с.

75. **Шубин Е. П.** Основные вопросы проектирования систем теплоснабжения городов.— М. : Энергия, 1979.— 360 с.

76. **Экономика** энергетики СССР / А. Н. Шишов, Н. Г. Бухаринов, В. А. Таратин, Г. В. Шнеерова — М. : Высш. шк., 1979.— 448 с.

77. **Юфа А. И.** К выбору оптимальных значений давления пара в производственных отборах теплофикационных турбин // Сб. тр. ВНИПИэнергопром.— 1976.— Вып. 8.— С. 71—82.

78. **Юфа А. И.** Комплексная оптимизация основных параметров систем централизованного теплоснабжения // Пром. энергетика.— 1980.— № 6.— С. 32—37.

79. **Юфа А. И.** Комплексная оптимизация параметров теплофикационных систем дальнего транспорта тепла // Электр. станции.— 1985.— № 12.— С. 112—114.

80. **Юфа А. И.** Критерий экономичности систем централизованного теплоснабжения // Сб. тр. ВНИПИэнергопром.— 1975.— Вып. 7.— С. 37—47.

81. **Юфа А. И.** Метод определения параметров пара в начале теплотрассы при заданных конечных параметрах // Сб. ВНИПИэнергопром.— 1976.— Вып. 8.— С. 83—87.

82. **Юфа А. И.** Оптимальное секционирование водяных тепловых сетей // Теплоэнергетика.— 1985.— № 9.— С. 43—47.

83. **Юфа А. И.** Оптимизация структуры системы генерирования и транспорта теплоты при перспективном проектировании // Теплоэнергетика.— 1982.— № 8.— С. 55—57.

84. **Юфа А. И.** Отраслевая оптимизационная модель перспективного проектирования централизованного теплоснабжения // Перспективы развития централизованного теплоснабжения в СССР.— М. : ВНИПИэнергопром.— 1981.— С. 47—51.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

Автономность 6
Агрегирование 40
Адаптация 8
Адекватность 42
Алгоритм
— Басакера—Гоуэна 115
— дефекта 116
— Клейна 115
— моделирующий 44, 48
— потоковый 115, 116
— прямой базисный 116
Анализ инженерный 38, 43, 48, 54, 55
— системный 13, 24

Безопасность 99
Безотказность 98

Вариант базовый 26
Вложения капитальные 4, 15, 17, 48
Воздействие задающее 33
— управляющее 30
Воспроизводимость 42
Время восстановления 104, 106

Гибкость 7
График пьезометрический 124
— температурный 46, 47
— тепловой нагрузки 45

Динамичность 7
Дисперсия воспроизводимости 42
— остаточная 41, 51, 52
— относительно среднего 42
Долговечность 98

Живучесть 99

Задача анализа 36, 118
— Больца 30
— изопериметрическая 30, 31
— Лагранжа 31
— Майера 31
— о циркуляции минимальной стоимости 116
— производственная 80, 81, 86
— производственно-транспортная 80—82
— синтеза 35, 112, 118
— транспортная 80, 86, 87, 111
— — в матричной постановке 86, 87
— — в сетевой постановке 111
Задвижки секционирующие 102—110
Затраты замыкающие 23
— — на тепловую энергию 24
— — на топливо 23—25, 50
— — на электроэнергию 23—25
— приведенные 15, 16, 18—20, 25, 48

Иерархичность 6
Издержки ежегодные 15
Инерционность 7
Информация 38
Исследование операций 13
Исследования системные 5

Комплекс топливно-энергетический 5, 124
Коэффициент вариации 43
— дисконтирования 16—20
— нормативный эффективности капиталовложений 15, 18
— осцилляции 43, 53
— приведения разновременных затрат 16, 17
— теплоснабжения 79, 80
— теплофикации 49, 51, 54, 57, 58
Критерий Лапласа 28
— минимума приведенных затрат 15—20, 30, 35
— состоятельности уравнения регрессии 43, 52, 53
— Фишера 42, 51—53

Матрица инциденций дуг 44
— платежная 28, 29
Метод дополняющей электроэнергии 22, 25—28
— заменяемой электрэонергии 22, 26—28
— золотого сечения 65
— компенсирующей электроэнергии 22, 26—28
— многоконтурной оптимизации 213
— покоординатной оптимизации 65, 66
— Фибоначчи 65
Многокритериальность 9
Модель имитационная 39, 54
— математическая 13, 14, 44
— оптимизационная 55, 57, 61—65, 68

Надежность 8, 21, 36, 98
Недовыработка электроэнергии 58
Нормы надежности теплоснабжения 102, 103, 118

Оптимизация 13, 15, 20, 36
— многометодная 120
— параметрическая 36
— структурная 36, 91—95
— схемная 36

Пакеты прикладных программ 85, 96
Параметр 15, 36—40, 44, 49—54, 73
План ортогональный 40
— Хартли 68
Планирование долгосрочное 11, 12, 18
— краткосрочное 125
— оперативное 125
— сезонное 125
— эксперимента 39, 40
Подход оптимизационно-имитационный 121, 123
— системный 10
Помехи 31, 33—35
Поток отказов 101
Преобразование Лапласа 20
Прогнозирование долгосрочное 11
Программирование
— линейное 66, 89
— нелинейное 119, 120
— стохастическое 66, 67
— целочисленное 85
— частично-целочисленное 92, 93, 96
Проектирование перспективное 12, 37

Размах выборки 50
— вариационный 43
Район тепловой 5
Ранжирование факторов и параметров 41, 43, 50
Распределение дефицита мощности источников и пропускной способности сетей 117, 118
Резервирование 99
— временное 100
— замещением 100
— информационное 100
— постоянное 100
— скользящее 100
— структурное 99
— фиксированное 100
— функциональное 99
Ремонтопригодность 98
Самоорганизуемость 9
Связь компенсирующая 34, 35
— обратная 16, 32, 34, 35

Секционирование 99, 103
Система автоматизированного проектирования 121—123
— теплоснабжения 5
— — закрытая 37, 45—47
— — открытая 37, 47
— управления 32—35
— — замкнутая 32
— — разомкнутая 32
Сохраняемость 98
Способность пропускная 36, 112—114
Стабильность 7, 8
Степень конденсационности станции 49, 50, 51
— — турбин 48, 49, 51, 54
Схема теплоснабжения 12
— энергоснабжения 56, 57, 73
— — комбинированная 57, 73
— — раздельная 56, 73

Теплоснабжение централизованное 4
Теплофикация 23, 56

Управление развитием 11
— функционированием 11
Управляемость режимная 99
Уравнение регрессии 40—42, 51
Уровень значимости 42, 52
Условия краевые 30
Устойчивоспособность 98
Устойчивость 68, 72

Фактор 28, 29, 36—41, 44, 49—54, 68
— качественный 37, 48
— количественный 37, 48
— неопределенности 28
Функционал 30—31
Функция отклика 40, 41
— унимодальная 65
— целевая 40, 44, 45, 48

Централизация 6
Цикл жизненный 10, 16, 37, 43

Число степеней свободы 42
Чувствительность целевой функции 38, 68, 72, 80

Экономичность 8, 21, 37
Эксперимент активный 42
— имитационный 39, 48, 55
— оптимизационный 67, 68
— отсеивающий 38—40, 43, 50, 54
— пассивный 42

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

Предисловие 3

Глава 1. Оптимальное управление функционированием и развитием теплоснабжения 4

1. Основные свойства теплоснабжающих систем 4
2. Системный подход к комплексной оптимизации теплоснабжения 10
3. Критерии оптимальности систем централизованного теплоснабжения 15
4. Условия сопоставимости вариантов 21
5. Задача оптимального управления 29

Глава 2. Факторы и параметры, учитываемые при комплексной оптимизации систем теплоснабжения 36

1. Методика выбора существенных факторов и параметров 36
2. Имитационная математическая модель системы централизованного теплоснабжения 44
3. Определение существенности факторов и параметров с помощью отсеивающих имитационных экспериментов и инженерного анализа 48

Глава 3. Комплексная оптимизация основных параметров систем централизованного теплоснабжения 55

1. Оптимизационная математическая модель и алгоритм оптимизации 55
2. Анализ оптимизационных расчетов 67
3. Инженерная методика комплексной оптимизации параметров систем дальнего теплоснабжения 73

Глава 4. Экономико-математические модели оптимизации структуры систем централизованного теплоснабжения . . . 80

1. Классификация производственно-транспортных задач 80
2. Производственные модели оптимального отраслевого планирования теплоснабжения 82
3. Транспортные модели оптимального планирования теплоснабжения 86
4. Производственно-транспортные модели оптимизации структуры систем централизованного теплоснабжения 91

Глава 5. Модели и методы оптимального синтеза систем теплоснабжения с учетом надежности 97

1. Задача синтеза оптимального развития системы централизованного теплоснабжения с учетом надежности 97
2. Оптимальное секционирование водяных тепловых сетей 103

3. Сетевые модели и потоковые алгоритмы оптимального синтеза надежных систем централизованного теплоснабжения 111

Глава 6. Эффективность и практическое применение методов комплексной оптимизации теплоснабжения 120

1. Перспективное проектирование и планирование развития систем централизованного теплоснабжения 120
2. Строительство и эксплуатация систем теплосиабжения 124

Список литературы 128

Предметный указатель 132

Александр Ильич ЮФА
Дмитрий Романович НОСУЛЬКО

Комплексная оптимизация теплоснабжения

Редактор О. П. Веремейчик
Оформление художника В. Е. Полковникова
Художественный редактор В. С. Шапошников
Технический редактор С. В. Иванус
Корректор Л. В. Попович

ИБ № 3472. Производственное издание

Сдано в набор 18.09.87. Подписано в печать 19.01.88. БФ 08052. Формат 84×108/32. Бумага типографская № 2. Гарнитура литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 7,14. Усл. кр.-отт. 7,46. Уч.-изд. л. 8,11. Тираж 2000 экз. Зак. № 7—2784. Цена 50 к.

Издательство «Тэхника» 252601 Киев, 1, ул. Крещатик, 5.

Изготовлено с матриц Головного предприятия республиканского производственного объединения «Полиграфкнига». 252057, Киев, ул. Довженко, 3 в Нестеровской городской типографии, г. Нестеров, Львовской обл. ул. Горького, 8. Зак. 679.