Библиотека СОК

Г. В. Монахов
Ю. А. Войтинская

МОДЕЛИРОВАНИЕ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ

ББК 31.38
М 77
УДК 658.26:681.5.015

Рецензент Н.М. Зингер

Монахов Г.В., Войтинская Ю.А.

М77 Моделирование управления режимами тепловых сетей. — М.: Энергоатомиздат, 1995. — 224 с: ил.
ISBN 5-283-00234-9

Дан подробный анализ задач, решаемых АСУ ТП систем централизованного теплоснабжения. Особое внимание уделено методам оптимизации режимов работы и параметров тепловых сетей, методам оптимизации самих систем теплоснабжения, принципам построения математических моделей, используемых для комплексной оптимизации. Рекомендованы структурная схема управления системой теплоснабжения средней мощности, а также разработанные одним из авторов математические модели имитационного и оптимизационного типа.

Для инженерно-технических и научных работников, занимающихся проектированием, наладкой и эксплуатацией систем теплоснабжения.

2203070000-017
М ——————— Без объявл.
051 (01)-95

ББК 31.38

ISBN 5-283-00234-9

©Авторы, 1995

Предисловие

В отечественной и зарубежной литературе, посвященной проблемам математического моделирования процессов в инженерных сетях, в частности в системах централизованного теплоснабжения (СЦТ) накоплен довольно обширный материал, касающийся математических моделей стационарных теплогидравлических режимов в сетях. Несколько хуже обстоит дело с моделированием нестационарных (переходных) режимов — теплового и гидравлического. И, наконец, до настоящего времени нет ответа на вопрос: как управлять режимами? Эта проблема и стала основным побудительным мотивом авторов к написанию книги.

Еще одна причина способствовала выходу в свет этого труда. Дело в том, что до недавнего времени работы по математическому моделированию сложных инженерных объектов (к каковым следует отнести и СЦТ) носили более теоретический, нежели практический характер. Объяснялось это необходимостью применения мощных вычислительных ресурсов, в то время как уровень развития средств вычислительной техники не позволял сколь-либо эффективно применять разработанные модели на практике. Бурное развитие техники в последние годы сделало возможным «реанимирование» множества вычислительных алгоритмов и моделей и создание программно-технических комплексов принципиально нового качества, «понимающих» язык технолога, диспетчера и т.п.

Авторы книги имели своей целью систематизацию накопленных в этой области математических моделей и обобщение опыта по разработке и внедрению подобных систем на реальных объектах, а также построение моделей управления тепловыми и гидравлическими режимами в СЦТ.

За время, прошедшее с написания книги, тема автоматизации и внедрения информационных технологии стала еще более актуальной. Причина — значительный рост тарифов на теплоту и инженерно-управленческий труд. Новые условия хозяйственной деятельности позволили ускорить процесс реализации модель-

ной части в виде программного продукта для наиболее распространенного профессионального персонального компьютера, совместимого с IBM. Использование таких компьютеров позволяет вести моделирование на фоне графического представления объекта управления и режима, протекающего в нем. Так, в 1991г. разработана и внедрена в крупнейшей в мире теплоснабжающей системе г. Москвы задача представления тепловой сети на карте города, которая полностью заменила диспетчерский щит, а задачи моделирования тепловых и гидравлических режимов работают в режиме советчика при обработке нормальных и аварийных ситуаций, связанных с переключениями в тепловой сети. Графическая база данных объектов теплоснабжения позволяет решать и другие наиболее важные задачи: формирование плана ремонтов на основе обработки отказов в тепловых сетях, а также графические представления на профиле теплотрассы данных тепловизорной съемки и теоретических температурных полей; расчет нормативных и фактических тепловых потерь через тепловую изоляцию и с утечками; нормирование и анализ затрат электроэнергии на перекачку; нормирование и анализ технико-экономических поназателей для котельных и ТЭЦ.

Направление работ по непосредственному управлению технологическим процессом теплоснабжения также приобрело новые, не имеющие аналогов за рубежом свойства и характеристики.

Решения по созданию верхнего уровня управления тепловыми районами, основанные на тех же технических средствах, позволяют внедрить двухуровневую структуру. Первый уровень имеет гибкий интерфейс со средствами телемеханики и выполняет функции усреднения, отображения, архивирования технологической информации на фоне графического представления технологических схем. Через нижний уровень осуществляются все задачи после измерения, телесигнализации, управления и регулирования.

Верхний уровень выполняется на более мощной ПВМ типа IBM PC/AT-386/387, которая имеет интерфейс с нижним уровнем и выполняет функции моделирования и определения предельно допустимых значений для отображения на нижнем уровне. При этом задачи, описанные выше, используют данные непосредственных измерений.

За последние два года получили дальнейшее развитие работы по качественной оценке надежности систем теплоснабжения и прогнозированию теплопотребления в крупных тепловых районах.

Работы по надежности теплоснабжения основаны на нормативном методе. Вероятностная и детерминированная оценки узловой надежности, подкрепленные нормами СНиП, позволили более обоснованно вести проектирование систем теплоснабжения и автоматизированных систем по их управлению.

Прогнозирование теплоснабжения выполнено на основе временных рядов Бокса и Дженкинса. Моделирование позволяет получить с высокой вероятностью прогноз отпускаемой в район теплоты и температуры в подающей линии теплосети. Модель строится на основе многолетних данных и косвенно отображает такие свойства системы теплоснабжения, как нестационарность, распределенность и качество теплопотребления.

Таким образом, некоторые аспекты развития науки и техники теплоснабжения, которые считались надуманными и неактуальными, в связи с изменением хозяйственного механизма и уровня тарифов на теплоту приобретают решающее значение.

Авторы

Введение

Одним из главных путей интенсификации производства и повышения его эффективности является автоматизация на базе современных средств вычислительной техники. Важную роль в решении поставленных задач призваны сыграть автоматизированные системы управления технологическими процессами.

В жилищно-коммунальном хозяйстве и энергетике одной из основных подсистем является теплоснабжение. В настоящее время расход топлива на цели теплоснабжения превышает потребление топлива на выработку электроэнергии в 1,7 раза. Основными направлениями совершенствования теплового хозяйства следует считать развитие централизованного теплоснабжения и автоматизации.

Системы централизованного теплоснабжения являются сложными техническими системами, предназначенными для удовлетворения социальных нужд населения городов, так как более половины установленной мощности теплоисточников расходуется на покрытие нагрузки коммунально-бытовых потребителей. В этом смысле эффективность использования ресурсов в теплоснабжении можно рассматривать как с экономической, так и социальной точки зрения.

Существующие в течение многих лет системы теплоснабжения городов в 60—70-е годы значительно выросли и охватывают 70—80% всех потребностей, что поставило их в ряд таких важнейших подсистем городского хозяйства, как жилищная, транспортная, водо-и электроснабжения. Ускоренное развитие социальной сферы общества требует совершенствования систем городского хозяйства. Анализ потерь в системах теплоснабжения, приводящих к снижению эффективности использования ресурсов и качества отпускаемой теплоты, показывает, что значительная доля этих потерь возникает из-за несовершенства и несвоевременного решения задач управления. Исторически сложившиеся схемные решения не позволяют без изменения технологии сделать управление маневренным и гибким, применить то или иное рациональное экономически оправданное решение по автоматизации.

Для СЦТ характерно наличие существенных резервов экономии, которые могут быть реализованы путем повышения возможностей управления, созданием АСУ ТП СЦТ. В связи с этим использование ЭВМ является обоснованным при создании АСУ ТП для обеспечения задач управления режимами, а именно: представление режимов информации в форме, удобной для принятия решений; реализация имитационных, оптимизационных и прогнозных математических моделей, которые позволяют проигрывать варианты управления. Это приводит к необходимости разработки типовых алгоритмов и программ, в первую очередь для автоматизации тех функций управления, которые дают наибольший эффект.

Задачи оперативного управления в теплоснабжении традиционно решаются вручную, упрощенными методами.

В настоящее время отпуском и распределением теплоты управляют, как правило, без учета:

метеоданных, исключая температуру наружного воздуха;

специализированного прогноза погоды;

запаздывания по температуре теплоносителя, обусловленного емкостными и транспортными составляющими;

возможности программного изменения температуры воздуха в помещении;прогноза теплопотребления, который в свою очередь позволил бы управлять с упреждением;

практического решения оптимизационных задач на источнике;учета взаимовлияния элементов регулирующей аппаратуры.

Наиболее сложные из них не решаются вообще. Для их решения необходимо разработать математические модели.

Имитационное моделирование должно обеспечить выбор оптимального технологического режима функционирования. С созданием математических моделей, имитирующих процессы теплоснабжения, в рамках любой АСУ ТП теплоснабжающего предприятия появляется возможность расширить список решаемых задач и охватить наиболее сложные функции управления. Решение этих задач возможно только с помощью математических моделей и ЭВМ. Создание математических моделей на основе физических законов сохранения позволяет имитировать поведение СЦТ в процедурах планирования и оперативного управления. Такие модели должны составить основу математического и программного обеспечения АСУ ТП СЦТ.

Проблемой создания математических моделей режимов и процессов СЦТ занимаются в нашей стране и за рубежом на протяжении последних 40—15 лет. Наиболее весомые результаты получены в работах С.А. Чистовича, В.Я. Хасилева и Н.М. Зингера. Из зарубежных исследований необходимо отметить работы финских и немецких ученых Дрезденского технического университета и Института энергоснабжения, проводимые под руководством А. Дитмана и З. Хацияка.

Работы, связанные с созданием АСУ ТП теплоснабжения, выполняются у нас в стране впервые. Они по-существу относятся к техническому перевооружению объектов топливно-энергетического комплекса и системы жилищно-коммунального хозяйства и связаны с большим объемом научно-технических, опытно-конструкторских разработок по созданию и освоению новых видов регулирующей трубопроводной арматуры, принципиально новых средств управления на базе микропроцессорных контроллеров и производством работ в условиях непрерывно работающего оборудования.

В связи с вышеизложенным становятся актуальными разработка и реализация математических моделей для автоматизации планирования и оперативного управления режимами СЦТ на базе теории оптимального управления. При этом необходимо разработать условия выбора постановки задач в стационарных и нестационарных условиях с позиций системного анализа, требования к точности и адаптивности математических моделей для различных структур СЦТ, моделированию различных типов регуляторов, методам решения и др. Наибольшую трудоемкость при этом вызывает совершенствование методов решения нелинейных систем уравнений в реальном времени.

В гл. 1 рассматривается СЦТ как объект управления, совершенствование технологии и управления этими системами, а также основные задачи и проблемы создания АСУ ТП СЦТ.

В гл. 2 анализируются и синтезируются критерии управления автоматизированными СЦТ на различных иерархических уровнях.

В гл. 3 рассмотрены математические модели гидравлического и тепловых режимов в стационарных и нестационарных условиях.

В гл. 4 приводятся примеры использования общетеоретических выведенных положений для решения конкретных задач управления на алгоритмическом уровне.

Опыт создания и внедрения автоматизированных СЦТ приведен в гл. 5. Там также рассматриваются перспективы использования технических средств для автоматизированных систем и технико-экономические обоснования их применения.

Глава первая

Проблемы создания автоматизированных систем теплоснабжения

1.1. СЦТ как объект управления

Анализ работы СЦТ наряду с положительными особенностями (экологичностью и экономической эффективностью) выявил ряд существенных недостатков. Одним из главных недостатков СЦТ является плохая управляемость, которая проявляется в несогласованном изменении режима различных звеньев теплоснабжающей системы: источника теплоты, тепловой сети и тепловых пунктов.

Это происходит, с одной стороны, из-за отсутствия системы оптимального управления централизованным отпуском теплоты, а с другой стороны, из-за отсутствия в тепловых сетях и у потребителей автоматизированной системы распределения на основе регулирования, контроля и учета.

Современный этап развития СЦТ выдвинул на первый план системные задачи расчета и оптимизации СЦТ, предполагающие комплексную оценку решений с учетом экономичности, надежности, начального состояния и других факторов.

Анализ СЦТ как объекта управления показывает, что она представляет собой сложную динамическую систему, многие особенности которой присущи и другим большим системам энергетики [26].

В числе общих особенностей больших систем энергетики [29] следует назвать территориальную распределенность и разнообразие используемых технических средств. Система состоит из большого числа последовательно и параллельно включенных эле-

ментов, обладающих различными теплогидравлическими свойствами.

Магистральные трубопроводы и участки трубопроводов систем отопления, ограждения зданий различной теплоемкости, теплообменные аппараты в виде скоростных водоподогревателей в тепловых пунктах и нагревательные приборы в помещениях — таково значительное разнообразие элементов, составляющих СЦТ, их конструкции и широкий диапазон режимов их работы.

В числе общих особенностей больших систем энергетики [29] можно назвать: непрерывность и инерционность развития; неравномерность процесса потребления продукции; иерархичность, стохастичность, а также неполноту и недостаточную достоверность информации о параметрах и режимах системы.

Неопределенности объекта управления необходимо охарактеризовать следующим образом:

1) неопределенность модели объекта управления связана с нестационарностью параметров объекта: гидравлическая характеристика трубопроводов зависит от срока службы; состояние тепловой изоляции теплопровода — от ее увлажненности; теплопотери здания — от климатических данных и инфильтрации через дверные и оконные проемы, а также рассредоточенности потребителей по территории города;

2) неопределенность внешних возмущений определяется стохастическим характером климатического фактора и структурной потребляемой нагрузки, зависящей от времени суток, дня недели и т.д.,

3) неопределенность критериев управления проявляется в противоречии между производителем и потребителем. Производитель теплоты, особенно ТЭЦ, заинтересован отпустить максимум теплоты при минимальных затратах. Потребителя не интересуют отпущенное количество теплоты и затраты производителя. Его цель — удовлетворение собственных потребностей: для систем отопления — температура в помещении 22—24°С, для систем вентиляции — воздухообмен и температура 18—20°С, для систем горячего водоснабжения — температура 55—60°С и необходимый расход. Централизация производства теплоты выгодна производителю.

Помимо неопределенности общим является и вмешательство человека на различных уровнях иерархии СЦТ от главного диспетчера всей энергосистемы до жителя микрорайона.

К числу основных специфических особенностей СЦТ относится значительно более высокая, чем в электроэнергетических системах, инерционность процессов. Динамические свойства СЦТ характеризуются большими емкостными и транспортными запаздываниями по каналам передачи возмущений и управляющих воздействий. Инерционные свойства отдельных параллельно расположенных звеньев существенно отличаются друг от друга.

Тепловые волны, проходящие при колебаниях температуры наружного воздуха через теплоемкие ограждения (стены), в значительной мере затухают, отстают по фазе и могут быть охарактеризованы как медленные тепловые потери [34]. Тепловые волны, проникающие через нетеплоемкие наружные ограждения (окна), следуют практически синхронно за изменением наружной температуры и характеризуются как быстрые тепловые потери. Исследованиями С.А. Чистовича еще в 1961 г. установлено [112], что для оптимального автоматического управления отпуском теплоты необходимо предусматривать дифференцированный учет медленных и быстрых теплопотерь.

В связи с этим при управлении СЦТ приходится учитывать не только комплекс метеофакторов в данный момент времени, но и метеорологические условия за предыдущий период, а также их возможные изменения в будущем.

В отличие от других больших систем энергетики и крупных трубопроводных систем режим функционирования тепловых сетей характеризуется двумя различными по своей физической сущности параметрами: динамические характеристики по трактам передачи давления (изменение расхода) и температуры резко отличаются друг от друга. Расходы воды в сети практически меняются безынерционно. Процесс же прохождения температурной волны по разветвленной тепловой сети, определяемый скоростью движения теплоносителя, может длиться часами [34]. Помимо общих и специфических особенностей СЦТ отличают также:

высокий уровень автоматизации источника теплоты и почти полное отсутствие средств автоматизации теплосетевого оборудования и тепловых пунктов потребителей;

по тепловым сетям транспортируются, в отличие от других трубопроводных систем, не сам продукт, а его параметры (теплота, температура, давление), которые должны удовлетворить требованиям различных потребительских систем — отопления, вентиляции и горячего водоснабжения;

основная нагрузка потребителей — отопительная, характеризуется низкой чувствительностью к изменению параметров из-за высокой аккумулирующей способности зданий;

потребители теплоты находятся в различных режимных условиях, что вынуждает вести управление по «худшему» или «дальнему» потребителю, при этом остальные потребители получают ненужную теплоту, т.е. находятся в режиме «перетопа».

Из структурных особенностей СЦТ следует отметить локализацию СЦТ в пределах территории города и наличие, как правило, (одного -трех) крупных основных источников теплоты, определяющих многие характеристики системы в целом.

Структура, тепловые нагрузки и схема присоединения потребителей. Современные крупные СЦТ имеют радиус действия до трех десятков километров. Рассматриваются перспективные схемы транспорта теплоты на расстояния до 200 км. Причины, вызывающие такое удаление от источника, следующие:

рост единичной мощности не позволяет выбрать площадку для сооружения ТЭЦ в городской черте;

ужесточение санитарно-эпидемиологических норм по предельно допустимой приземной концентрации вредных веществ в сочетании с общим неблагоприятным фоном;

архитектурно-планировочные решения по городской застройке;

санитарные зоны в несколько десятков километров для ядерных источников теплоты;

реконструкция конденсационных тепловых электростанций на органическом топливе и использование сбросного тепла АЭС для целей теплоснабжения.

Вместе с тем продолжают строиться ставшие у нас в стране традиционными СЦТ от ТЭЦ и котельных средней и малой мощности.

В настоящее время вывод из работы трубопровода диаметром 1200—1400 мм приводит к отключению района города с расчетной нагрузкой 1200 МВт и количеством жителей 700 тыс. человек. Вывод такого участка, как правило, связан с коррозионным повреждением трубопровода. Такие условия повышают требования к надежности теплоснабжения. Надежность характеризуется временем перерыва в подаче теплоты и количеством таких перерывов. Эти два фактора взаимозависимы. Время перерыва можно уменьшить резервированием участка, однако возрастает общая длина сети, а следовательно, и количество отказов за отопительный се-

зон. В настоящее время перерывы в теплоснабжении могут достигать 2—3 сут, а это не обеспечивает живучесть СЦТ [30, 31].

Для моделирования процессов теплоснабжения всю совокупность СЦТ по технологическому управлению можно подразделить на три группы, структура которых во многом определяется мощностью источника (рис. 1.1).

Первая структура наиболее простой системы базируется на источнике теплоты мощностью до 800 МДж/с. В такой системе теплота, выработанная в водогрейной или паровой котельной, транспортируется по тепловым сетям непосредственно к тепловым пунктам потребителей (ТП), которые принято называть индивидуальными. Структура характеризуется незначительной протяженностью тепловых сетей и гидравлической устойчивостью. Технологические управление режимами теплоснабжения сосредоточено в котельной. Функции управления системой состоят в стабилизации расхода и давления и изменении температуры на выходе источника теплоты по прогнозу метеоусловий. Такое регулирование называют регулированием по возмущению или центральным качественным регулированием без обратной связи. Рассматриваемая структура системы теплоснабжения соответствует одно- или двухступенчатой иерархии. Вторая ступень имеет место при внедрении локальной автоматики на ТП. Эта структура системы характерна для предприятий теплоснабжения в коммунальном хозяйстве, фактически использующем более половины общего расхода топлива на нужды отопления и горячего водоснабжения.

Вторая структура системы базируется на ТЭЦ с размещением пиковой котельной на площадке ТЭЦ. Мощность такой системы варьируется от 200 до 1000 МДж/с. Для такой системы характерно, что выработанная на ТЭЦ теплота транспортируется по магистральным сетям до группового теплового пункта (ГТП), где поток теплоты разделяется, а параметры теплоносителя изменяются в соответствии с требованиями потребителей. Средства локальной автоматики используются для регулирования подачи теплоты в системе отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, кондиционирования и для технологических нужд. Кроме того, с ростом мощности СЦТ потребители удаляются от источника, что при значительных перепадах геодезических отметок местности обусловливает установку насосных станций. Такая структура характерна для предприятий тепловых сетей Минэ-

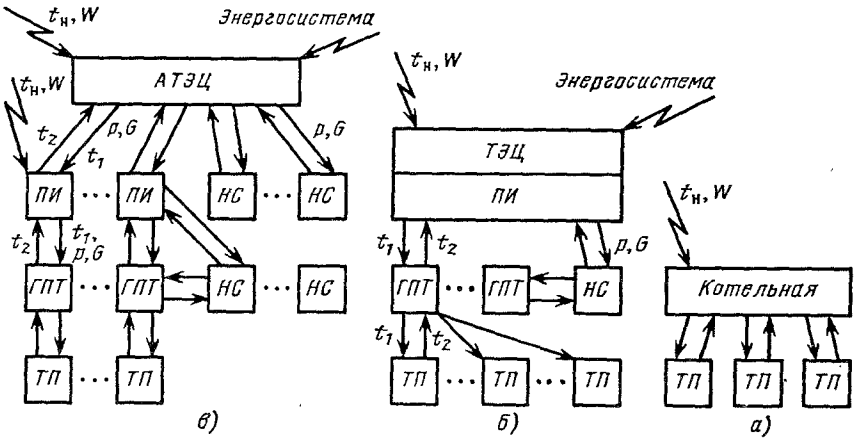


Рис 1.1 Структурные схемы управления процессами теплоснабжения: *а* — структура первой группы; *б* — структура второй группы; *в* — структура третьей группы; $t_н$ — температура наружного воздуха; W — скорость ветра; t_1, t_2 — температура в подающей и обратной линиях сети; p, G — давление и расход теплоносителя; *ПИ* — пиковый источник теплоты; *НС* — насосная станция

нерго, использующих примерно 40% топлива, и имеет трехступенчатую иерархию. Первой ступени соответствуют источники теплоты, выполняющие примерно те же функции управления, что и для структуры первой группы. Отличие заключается в совмещении выработки теплоты и электроэнергии и в удаленности от потребителя. В силу этого центральное качественное регулирование выполняется не чаще 3 раз в сутки по средним значениям метеоусловий. Второй ступени соответствуют ГТП, где с помощью гидравлических и электронных регуляторов осуществляется подрегулировка параметров теплоносителя, приходящего от ТЭЦ. Третьей ступенью является ТП.

Третья структура СЦТ имеет место при вынесенных в районы теплопотребления пиковых источниках, работающих последовательно с базовым. Для такой структуры характерно появление нового элемента — транзитных тепловых сетей с отличными от магистральных гидравлическим и температурным режимами. Мощность такой системы превосходит 1000 МДж/с, протяжен-

ность тепловых сетей – десятки километров, а транспортное запаздывание достигает 12—15 ч. Очевидно, такие системы должны иметь свой центр управления, который связан со всеми основными объектами-источниками, насосными станциями и ГТП. В настоящее время существуют единицы таких систем. Третья структура имсет четырехступенчатую иерархию управления, где первой ступенью является базовый источник и транзитные тепловые сети, второй – пиковый источник и магистральные тепловые сети, третьей – ГТП и четвертой – ТП.

Управление гидравлическими режимами таких сложных СЦТ заключается в оптимальном распределении теплоносителя между различными потребителями в нормальных и аварийных ситуациях.

Однако целесообразность строительства таких гигантов современной наукой подвергается сомнению. Для открытых СЦТ без насосных станций проф. С.А. Чистовичем предложен метод начальной регулировки с созданием так называемой горизонтальной дорожки на пьезометрическом графике. Сущность этого метода заключается в установке дроссельных диафрагм на подающем и обратном трубопроводах тепловой сети у потребителей теплоты. Сечения этих диафрагм определяются из условия равенства давлений в подающей и обратной трубах всех потребителей теплоты в расчетном режиме. Этот метод обеспечивает пропорциональное изменение расхода у всех потребителей при переменных нагрузках горячего водоснабжения.

Для СЦТ с насосными станциями решение этой задачи дополняется изменением диаметра подающей магистральной трубы. В начале магистральной тепловой сети, до насосной станции, диаметр подающего трубопровода снижается, а в конце увеличивается [34].

Различают потребителей с тремя видами тепловой нагрузки: отопление, вентиляция и горячее водоснабжение. Примерное соотношение между расчетными значениями этих нагрузок для современных городских районов с преобладающей нагрузкой жилищно-коммунального сектора составляет; отопление 60%, вентиляция 20%, горячее водоснабжение (средненедельное значение) 20%. Эти виды нагрузки имеют различные сезонные и суточные графики и требуют теплоты различного потенциала.

На рис. 1.2 и 1.3 представлены основные схемы присоединения установок отопления (зависимая и независимая) и горячего

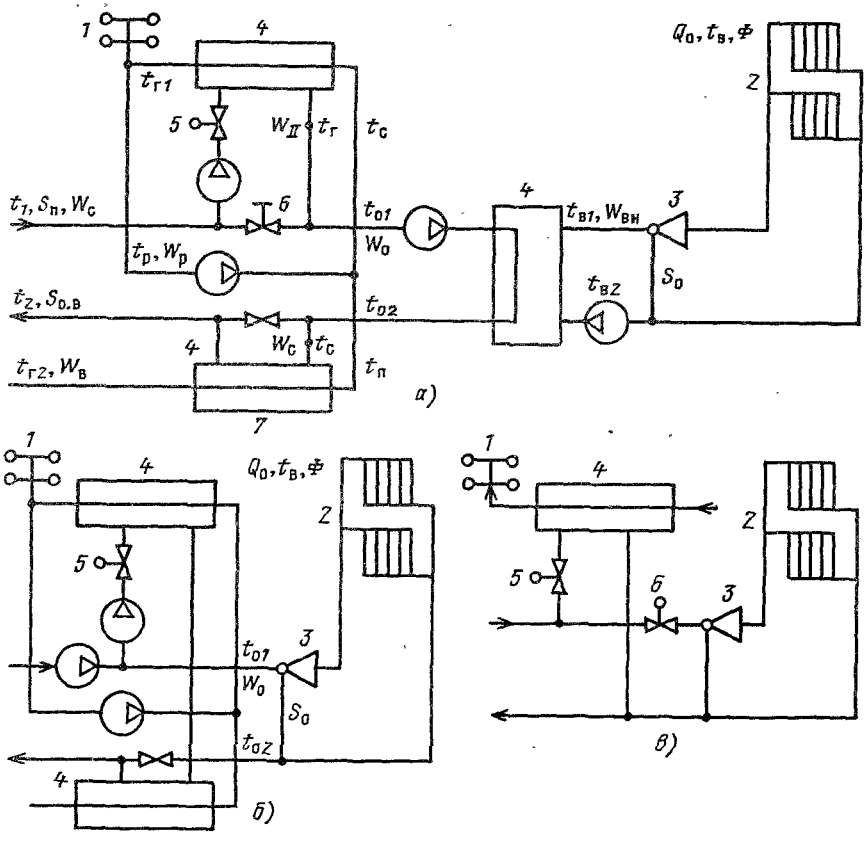


Рис 1.2. Структурные схемы присоединения тепловых пунктов закрытых СЦТ:

а — горячее водоснабжение — последовательная; отопление — независимая; *б* — горячее водоснабжение — смешанная; отопление — зависимая; *в* — горячее водоснабжение — параллельная; отопление — зависимая;

1 — система горячего водоснабжения; *2* — система отопления; *3* — водоструйный элеватор; *4* — подогреватели горячего водоснабжения и отопления; *5* — регулятор температуры; *6* — регулятор расхода; *7* — насос системы рециркуляции

водоснабжения (параллельная, смешанная, последовательная). На абонентских вводах обычно устанавливаются регуляторы температуры воды, поступающей в систему горячего водоснабжения

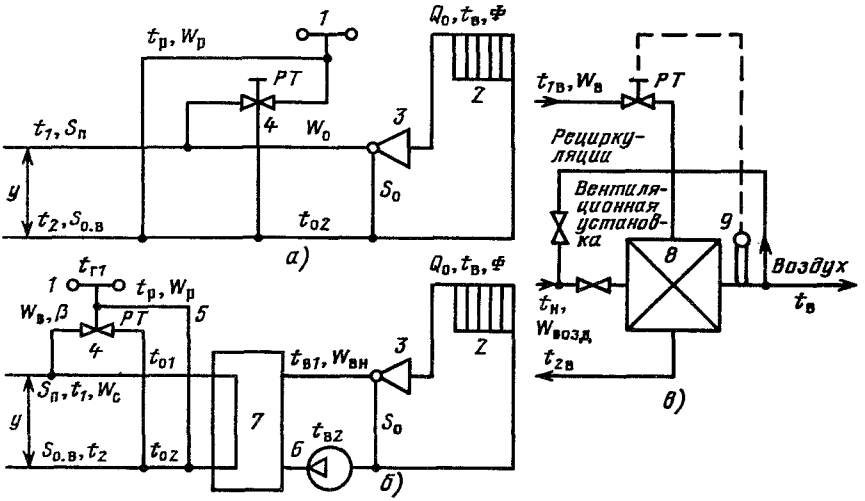


Рис 1.3. Схемы присоединения тепловых пунктов открытых СЦТ и вентиляции:

а — зависимое присоединение отопления, *б* — независимое присоединение отопления; *в* — вентиляционная установка; *РТ* — регулятор температуры; *1* — система горячего водоснабжения; *2* — система отопления; *3* — водоструйный элеватор; *4* — регулятор температуры; *5* — система рециркуляции, *6* — насос, *7* — подогреватель отоплеиия; *8* — калорифер; *9* — датчик температуры воздуха

(РТ), а также регуляторы расхода (РР), поддерживающие постоянный заданный расход.

Традиционно задача расчета температурного графика решается так же, как и для чисто отопительной системы теплоснабжения, когда рассматривают потребителя со смешанной или последовательной схемой присоединения и преобладающей структурой нагрузки [30, 31]. Такой подход приводит к перегреву отопительных систем и перерасходу топлива, так как температура воды, используемой для целей горячего водоснабжения, может колебаться в диапазоне 50—75°С в открытых и 60—75°С в закрытых СЦТ, в то время как системам отопления и вентиляции требуется более низкая температура. Это обстоятельство вызывает перегрев систем отопления в теплый период отопительного се-

зона, так как для обеспечения требуемых параметров на источнике необходимо поддерживать температуру в подающей линии сети не ниже 70°С в закрытых и 60°С в открытых СЦТ. Для поддержания комфортных условий в отапливаемых помещениях на абонентских тепловых подстанциях устанавливаются регуляторы отопления, которые изменяют расход сетевой воды в местных системах вплоть до полного их отключения (регулирование пропусками) [30, 31]. Применяются различные схемы автоматизации тепловых пунктов, в которых производится перераспределение поступившей теплоты по местным системам отопления и горячего водоснабжения.

Анализ приведенных схемных решений в свете решения проблемы снижения непроизводительных затрат теплоты на отопление жилых зданий показывает, что автоматизация отпуска теплоты на отопление приводит к изменению расхода сетевой воды в тепловых сетях. Для обеспечения нормальной работы СЦТ в условиях автоматизации тепловых пунктов необходимо комплексное рассмотрение режимов работы тепловых пунктов, тепловых сетей, насосных станции и источников теплоты.

Схемы тепловых сетей. В соответствии с нормативными документами схемы тепловых сетей принимаются тупиковыми, а при расчетном расходе теплоты в магистрали 350 МВт (300 Гкал/ч) и более при отключении любого участка этой магистрали в схеме сетей должно предусматриваться резервирование подачи теплоты по перемычкам от других магистралей того же или смежного района или от других источников теплоты таким образом, чтобы обеспечить подачу потребителя не менее 70% суммарного расчетного расхода теплоты (максимального на отопление и вентиляцию и среднечасового на горячее водоснабжение).

При параллельной схеме включения подогревателей горячего водоснабжения рост нагрузки горячего водоснабжения приводит к значительному увеличению расчетного расхода сетевой воды. Поэтому были разработаны и получили широкое применение в системах теплоснабжения СССР двухступенчатые схемы включения подогревателей горячего водоснабжения-смешанная и последовательная. Основным достоинством этих схем является использование теплоты сетевой воды после систем отопления для предварительного нагрева воды в системе горячего водоснабжения. Кроме того, в двухступенчатой последовательной схеме ис-

пользуется аккумулирующая способность зданий для выравнивания суточного графика тепловой нагрузки. Благодаря этому удается значительно сократить расчетный расход сетевой воды на абонентский ввод.

Применение двухступенчатой последовательной схемы особенно эффективно в случае, когда центральное регулирование отпуска теплоты (температурный график) рассчитано на совмещенную нагрузку отопления и горячего водоснабжения. В этом случае расход сетевой воды на ввод может быть снижен в пределе до относительного расхода.

На практике поэтапное сооружение тепловых сетей, необходимость резервирования, рост тепловой нагрузки в теплофицированных районах приводит к усложнению схем тепловых сетей, которые становятся сложными многокольцевыми гидравлическими системами. Обычно магистрали рассчитываются на постоянную удельную потерю напора. При этом по мере уменьшения расхода воды вдоль магистрали сокращается ее диаметр. Поскольку потеря напора в трубопроводе пропорциональна квадрату расхода, возможности увеличения расхода воды по магистрали при резервировании ограничены.

Абонентские теплопотребляющие установки. Основными абонентскими теплопотребляющими установками водяных тепловых сетей являются установки отопления, вентиляции, горячего водоснабжения. От схем присоединения этих установок к тепловым сетям и установленных регуляторов во многом зависит качество теплоснабжения, а также такие важные параметры работы сетей, как удельные расходы сетевой воды и ее температура в обратной линии. Поэтому схемы присоединения установок к тепловым сетям, их оборудование и системы авторегулирования постоянно совершенствуются с тем, чтобы обеспечить максимальный удельный расход сетевой воды и благодаря этому максимальную пропускную способность тепловой сети, а также минимальную температуру сетевой воды в обратной линии и благодаря этому максимальную удельную выработку электроэнергии на тепловом потреблении на ТЭЦ.

Системы отопления проектируются, как правило, на расчетный перепад температур 95—70°С, а в последнее время и на 105—70°С. Поскольку расчетный перепад температур в тепловой сети составляет обычно 150—70°С, то при непосредственном (зависимом) присоединении систем отопления к тепловой сети для сни-

жения температуры воды перед системами отопления устанавливаются смесительные устройства. Простейшим из них является водоструйный насос (элеватор) (см. рис. 1.3, *а* и *б*).

В последнее время распространение получает независимое присоединение систем отопления через водо-водяные теплообменники (см. рис. 1.2). Это обусловлено повышением требований к надежности теплоснабжения, а также всевозрастающей долей строительства зданий повышенной этажности.

При независимом присоединении систем отопления их гидравлический режим не зависит от гидравлического режима внешней сети. Для открытых систем теплоснабжения независимое присоединение систем отопления улучшает качество воды, поступающей в систему горячего водоснабжения, поскольку при этом вода не проходит через отопительные радиаторы, являющиеся отстойниками заягрязнений.

Горячая вода, поступающая к потребителю, независимо от принятой системы должна удовлетворять гигиеническим требованиям ГОСТ 2874-82* «Вода питьевая». Ее температура в местах водоразбора должна быть не ниже 60°С для систем централизованного горячего водоснабжения, присоединяемых к открытым системам и не ниже 50°С [illegible] закрытой системе. При обеих системах ее максимальная те[illegible]ра не должна превышать 75°С.

В закрытых системах подогр[illegible]тели горячего водоснабжения присоединяются к тепловой сети в основном по параллельной, смешанной и последовательной схемам, которые применяются как при зависимом, так и при независимом присоединении системы отопления. Применение той или иной схемы определяется отношением максимальной нагрузки горячего водоснабжения к расчетной отопления, применяемым в районе температурным графиком центрального регулирования отпуска теплоты, принятой в абонентских теплопотребляющих установках системой авторегулирования.

Сетевая вода поступает в абонентские теплопотребляющие установки через тепловые подстанции, называемые также тепловыми пунктами: местные (МТП), обслуживающие группу зданий, индивидуальные ТП (ИТП) – на одно здание. В тепловых пунктах закрытых систем располагаются теплообменники систем отопления и горячего водоснабжения, насосы рециркуляции, при необходимости подкачивающие и подмешивающие насосы, приборы авторегулирования и защиты, учета и контроля.

Раньше были распространены в основном ИТП, располагавшиеся в подвалах зданий. Начиная с 60-х годов обычно сооружаются групповые ТП (ГТП) различной тепловой мощности; в таких городах, как Москва и Киев, мощность ГТП составляет 3—10 МВт; в Харькове применяются крупные ГТП тепловой мощностью 20—30 МВт. Проведенные исследования и опыт эксплуатации показали целесообразность сооружения ГТП большой мощности.

В открытых системах обычно применяются МТП, однако в последнее время в крупных городах начинают применяться крупные ГТП с независимым присоединением систем отопления.

Методы регулирования отпуска теплоты. Системы отопления рассчитываются, как правило, на работу с неизменным расходом воды. Изменение тепловой производительности системы осуществляется изменением температуры воды. Аналогичный метод качественного регулирования принят и в системах централизованного теплоснабжения. Достоинством его является стабильность гидравлического режима тепловой сети, возможность по определенных условий работы без местных регуляторов, максимальная выработка электроэнергии на базе теплового потребления на ТЭЦ. При регулировании ступска теплоты по отопительному температурному графику температура сетевой воды должна изменяться от 150°С (при расчетной наружной температуре) до 49°С (при наружной температуре 8°С, соответствующей началу и окончанию отопительного сезона).

Присоединение к тепловой сети разнородной тепловой нагрузки, в первую очередь нагрузки горячего водоснабжения, требует изменения температурного графика качественного регулирования, а также установки на тепловых пунктах абонентов автоматических регуляторов.

Изменения температурного графика в основном сводятся к следующему:

1. При любой системе теплоснабжения и схеме присоединения потребителей температура сетевой воды не может быть ниже уровня, обеспечивающего подачу в систему горячего водоснабжения воды заданной температуры. Это означает, что на значительной части отопительного сезона в основном при плюсовых наружных температурах температура сетевой воды не снижается ниже 70—60°С. Эта температура превышает требуемую для систем отопления. При отсутствии дополнительного местного регу-

лирования это приводит к перерасходу теплоты на отопление и нарушению комфортных условий в помещениях.

2. В закрытых системах теплоснабжения с параллельной и смешанной схемами присоединения подогревателей горячего водоснабжения и отсутствии регулятора расхода перед системой отопления расход сетевой воды на горячее водоснабжение приводит к уменьшению располагаемых напоров в сети и снижению расходов воды на системы отопления. Это должно компенсироваться соответствующим повышением температурного графика сети. Аналогичные условия имеют место в открытых системах теплоснабжения при водоразборе из подающей линии. При водоразборе из обратной линии в период низких наружных температур, напротив, расход воды на системы отопления возрастает, что требует в этот период соответствующего снижения температурного графика.

3. В закрытых системах с последовательной схемой включения подогревателей увеличение расхода сетевой воды на верхнюю ступень приводит к снижению температуры воды, поступающей в системы отопления, что требует соответствующего повышения температурного графика. Это повышение растет при теплой погоде, когда нагрузка верхней ступени является максимальной.

Центральное качественное регулирование должно дополняться количественным регулированием у потребителей. Задачами этого регулирования являются (см. более подробно § 4.4):

стабилизация температуры воды в системе горячего водоснабжения при всех нагрузках горячего водоснабжения в течение всего года;

обеспечение заданных температур нагрева воздуха в системах вентиляции;обеспечение заданной температуры воздуха в отапливаемых помещениях.

Для регулирования применяются в основном регуляторы гидравлического и электрического типов. Первые две задачи не вызывают каких-либо затруднений. Последняя задача, т.е. регулирование отпуска теплоты на отопление, является весьма сложной, поскольку регулирумемый параметр — температура отапливаемых помещений зависит от большого числа как внешних, так и внутренних факторов. Важнейшими из них являются:

расчетный и фактический температурные графики центрального регулирования;

схемы присоединения потребителей к тепловой сети и расчетного расхода сетевой воды на абонентский ввод;

наличие групповых тепловых пунктов в системе;теплоаккумулирующая способность зданий, оценка внутренних тепловыделений;возможности пофасадного регулирования системы отопления.

Поэтому имеется большое разнообразие в схемах и аппаратуре автоматического регулирования отпуска теплоты на отопление у потребителей.

Анализ опыта эксплуатации крупных СЦТ выявил их существенные недостатки как объекта управления. В СЦТ управляемость определяется возможностью согласованного изменения режима работы всех трех основных элементов ее составляющих — источника теплоты, тепловых сетей и установок теплопотребления.

Основные причины недостатков функционирования неавтоматизированных СЦТ, которые остаются таковыми или усугубляются при их автоматизации, заключаются в несовершенстве схемных и конструктивных решений, неудовлетворительном в ряде случаев качестве строительства. Существующая схема построения СЦТ, при котором многочисленные абонентские установки подключаются к магистральным тепловым сетям без промежуточных узлов управления, является недостаточно маневренной, негибкой.

Размещение абонентских вводов в подвальных помещениях, недостаточно высокое качество монтажа, несовершенство технологических схем и теплосантехнического оборудования в неприспособленных подвалах и технических подпольях не позволяет применять современные технические средства автоматизации в достаточной мере.

Более 90% тепловых пунктов присоединены в районах старой застройки с помощью водоструйных элеваторов. Предложенный в 20-х годах элеватор представляет собой простое и надежное устройство. Вместе с тем принцип его действия находится в противоречии с условиями местного автоматического регулирования расхода теплоты (при проектировании тепловых пунктов обязательно предусматривать регуляторы расхода на отопление) - элеватор работает с практически постоянным коэффициентом смешения.

Потери ресурсов в современных СЦТ можно классифицировать следующим образом:уменьшение выработки электроэнер-

гии на ТЭЦ из-за увеличения отпуска теплоты или повышения температуры обратной сетевой воды [93];

увеличение затрат электроэнергии на перекачку за счет увеличения расхода сетевой воды в разрегулированных СЦТ [12];

увеличение теплопотребления из-за подачи нерасчетного количества теплоты в систему отопления и пропусков регуляторов в системах вентиляции;

увеличение количества отказов трубопроводов, приводящих к сливу и заполнению их заново теплофикационной водой.

1.2. Совершенствование технологии и управления в СЦТ

Экономические и экологические преимущества СЦТ и теплофикации в последние годы были оценены в ряде зарубежных стран.

Среди капиталистических стран централизованное теплоснабжение получило наибольшее развитие в странах с ограниченными запасами энергетических ресурсов — Швеции, Дании, Германии, Финляндии [42]. В частности, в послевоенный период в странах Западной Европы построено более трех четвертей существующих районных котельных и ТЭЦ, общая мощность которых составляет 100 тыс.МВт.

В настоящее время системами централизованного теплоснабжения обслуживается 35% потребителей Германии. Данные по Франции и Германии приведены в табл. 1.1 [168].

Таблица 1.1. Распространение СЦТ в западно-европейских странах

Страна	Мощность ТЭЦ, тыс. МВт	Потребители, обслуживаемые СЦТ, %	Год
Германия*	31,5	35	1983
Франция	16,4	20	1981
Швеция	16,0	18	1981

* Данные приведены для территории западной части Германии.

Интерес к теплофикации и централизованному теплоснабжению проявляется в странах, традиционно использующих для теплоснабжения жилищно-коммунального сектора индивидуальные теплогенераторы, — Великобритании, Норвегии, Швейцарии, США и др. В частности, в США делаются первые попытки объединить отопление комплекса зданий в единую систему. Это характерно для отопления зданий университетов и колледжей. В городах с развивающейся экономикой начинается строительство СЦТ. Так, в г. Сент-Поле запроектирована система, рассчитанная на теплоснабжение 100 жилых и административных зданий города [130]. Намечено строительство ТЭЦ в г. Трентоне, от которой по независимой схеме будет осуществляться теплоснабжение 75 зданий [131].

Системы централизованного тепло- и хладоснабжения становятся при сложившейся конъюнктуре цен на топливо и оборудование конкурентоспособными с децентрализованными системами, несмотря на значительные капиталовложения в строительство трубопроводов тепловых сетей и проблемы коррозии [156].

Так, по оценке специалистов [48] к 1995 г. в Великобритании останется не более 5 млн. жилых зданий, не охваченных централизованным теплоснабжением, а ежегодный прирост составит 200 тыс. зданий. Основной причиной изменения структуры теплоснабжения является сравнительно низкая стоимость природного газа: в 1975 г. — 1,4; в 1985 г. — 1,6; 1995 г. — 1,7 пенсов за 4 квт. Стоимость других видов энергии составит: уголь — 2,6; нефть — 2,8 (в 1995 г.); электроэнергия — 2,3.

Еще более выгодным делает централизованное теплоснабжение совместная выработка тепловой и электрической энергии [30]. Как известно, КПД ТЭЦ составляет 0,75—0,80, а КПД конденсационных электростанций 0,—35.

Благодаря комбинированной выработке электроэнергии и теплоты в Германии ежегодная экономия топлива составляет около 3 млн. т каменного угля или 2,5 млрд. л жидкого топлива. Отмечено, что применение теплофикаций сокращает примерно в 100 раз выброс вредных веществ в окружающую среду по сравнению с децентрализованным теплоснабжением. Степень централизации в 1985 г. теплоснабжения составила 76%, что значительно больше, чем в других странах Западной Европы [169].

В [163] отмечается положительное значение централизованного теплоснабжения в деле защиты окружающей среды от за-

грязнения и сбережения топлива. Так, в Вене после введения СЦТ в ряде районов города загрязнение воздуха зимой снизилось вдвое.

В общеэнергетическом смысле совершенствованию технологии способствует более глубокое использование энтальпии топлива.

Специалистами Германии проведено сравнение различных СЦТ по степени использования топлива [157]. Сравнивались системы отопления, использующие разные виды топлива и другие источники энергии с точки зрения технологии, экономики и экологии. Рассмотрены несколько типов различных СЦТ, централизованных и децентрализованных. Исследовались традиционные системы, использующие жидкое и газообразное топливо, а также системы с тепловыми насосами и установки с солнечными коллекторами.

Исследования показали, что наименьших капиталовложений требуют СЦТ, далее следуют местные системы на жидком и газообразном топливе, тепловые насосы. Системы на солнечной энергии и абсорбирующие энергию из других источников пока еще слишком дороги и применяются в экологически чистых системах.

Ужесточение экологических и планировочных решений также определяет требования к совершенствованию СЦТ [42, 147].

Способ подключения к существующей СЦТ новых жилых массивов, реализующий принцип более глубокого использования энтальпии теплоносителя путем последовательного подключения нагрузки по сетевой воде, разработан в Германии [166]. Предлагаются следующие варианты подключения новых абонентов к существующей теплосети: одноступенчатое подключение к обратной магистрали с использованием обратной воды в качестве теплоносителя с параметрами 80/40°С; одноступенчатое подключение к обратной магистрали с подмешиванием воды из подающей магистрали (параметры теплоносителя 110/70); двухступенчатое подключение к обратной магистрали с подмешиванием воды из подающей магистрали (параметры теплоносителя на первой ступени подключения 110/70, на второй — 80/40). Новый способ подключения реализуется при достаточной поверхности отопительных приборов, позволяет более эффективно использовать теплоту, снижает капитальные затраты и исключает перегрузку внутригородской теплосети.

Анализ 300 тыс. существующих систем от домовых и групповых котельных, проведенный в Германии, показал, что большая часть из них работает с большей, чем требуется, тепловой мощностью. Это свидетельствует о работе котлов в прерывистом режиме. По подсчетам специалистов путем более экономичной эксплуатации существующих отопительных установок можно почти вдвое снизить удельный годовой расход жидкого топлива на отопление, составляющий в настоящее время 33 л на 1 м^2 отапливаемой площади [152].

В Германии в последние десять лет СЦТ получили большое развитие в Мюнхене, затем в Гамбурге и Эссене. Распределение использования топлива: для ТЭЦ уголь 54%; для районной котельной газ более 45% + 26% нефть [147].

Используются из альтернативных источников для ТЭЦ мусоросжигание в г. Нордштадте, а также вторичные тепловые ресурсы от охлаждающих систем различных агрегатов [168].

Во Франции доминирующий вид топлива — нефть, как альтернативное топливо — уголь. Широко используются альтернативные источники. Используется вторичная теплота промпредприятий [168]. Общие тенденции в развитии СЦТ в Западной Европе можно охарактеризовать следующим образом:

вступили в силу несколько общегосударственных законов о снижении концентрации вредных веществ в дымовых газах;

был принят закон об экономии энергии, результат — создание энергоэкономичных технологий;начато решение экологических проблем, в итоге — развитие централизации на основе автоматизации потребления;

все шире используются для СЦТ тепловые насосы;

начато использование искусственных и естественных аккумуляторов теплоты большой вместимости.

В трудах отечественных и зарубежных специалистов сформулированы основные требования, предъявляемые к развитию СЦТ с учетом необходимости совершенствования их технологии и управления [163, 157]. Прогресс в системе отпуска и транспорта теплоты должен следовать по пути:

увеличения степени использования температурного потенциала сетевой воды;

производства теплоты с учетом теплопотребности объекта;

возможности центрального и местного регулирования с использованием диспетчеризации и телемеханики;

предпочтительного выбора энерго- и материалосберегающего оборудования, типизации оборудования и повышения степени заводской готовности;

внедрения взаимосвязанных систем регулирования отопления, вентиляции и горячего водоснабжения с ограничением суммарного расхода сетевой воды.

Основные направления повышения надежности СЦТ — повышение надежности элементов и структурной надежности.

Повышение надежности элементов достигается улучшением коррозионной стойкости трубопроводов, их гидроизоляции и применением высококачественного оборудования (спускники, задвижки компенсаторы и т.д.). Повышение надежности источников теплоты обеспечивается резервированием теплофикационной группы и блочным построением всей станции [97]. Насосные станции и ГТП имеют достаточно высокую надежность за счет ежегодных ревизий и резервирования основных агрегатов (насосных и теплообменников).

Основными путями повышения структурной надежности являются следующие принципы проектирования:

1) размещение пиковой мощности в районах теплопотребления;

2) создание целенаправленной резервной тепловой мощности в источниках теплоты;

3) усиление гидравлических связей между тепломагистралями и теплоисточниками;

4) надземная прокладка наиболее ответственных тепломагистралей (надежность надземной прокладки примерно равна коллекторной или туннельной);

5) присоединение потребителей к тепловым сетям через ГТП тепловой мощностью 20—50 МВт;

6) создание автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) и управления технологическими процессами теплоснабжения (АСУ ТП), которые позволяют уменьшить количество и глубину перебоев в подаче теплоты;

7) совершенствование хозяйственного механизма теплоснабжающих и теплопотребляющих предприятий.

Решение перечисленных проблем базируется на создании АСУ ТП, поэтому эффективность от внедрения АСУ ТП рассчитывается как доля от снижения потерь, связанных с повышением надежности СЦТ.

1.3. Основные подсистемы АСУ ТП СЦТ и задачи, решаемые этими подсистемами

За рубежом крупные общественные здания — конторы фирм, правления банков, учебные заведения — по своему инженерному оборудованию образуют сложные объекты управления, где отдельные элементы оборудования связаны в технологические цепочки, а контуры управления сходятся в центральном пульте управления инженерным оборудованием здания (ИОЗ). Сложность взаимосвязей между элементами ИОЗ заключается в количестве связей, в их взаимовлиянии. Расстройство лишь одной подобной связи или относительно небольшой их группы может вызвать неполадки во всей системе. Сложность управления такой системой состоит прежде всего в согласованности управления ее элементами.

С начала 70-х годов в США, а также в ряде стран Западной Европы наметился переход от автоматизации отдельных технологических процессов работы ИОЗ к полностью автоматизированным системам управления работой ИОЗ (АСУ ИОЗ). А начиная с 1973 г., когда разразился энергетический кризис, основной причиной перехода к АСУ ИОЗ стала экономия энергии. В последние годы системы управления потреблением энергии (EMGS - Energy Management & Control Systems) или АСУ экономии энергии — АСУ ЭЭ стали распространяться повсеместно и играть все более значительную роль, входя составной частью в АСУ ИОЗ, либо существуя самостоятельно в виде систем управления теплопотреблением.

Особенностью ИОЗ является обслуживание одновременно всего комплекса инженерного оборудования зданий с решением одновременно следующих задач [136]: создания комфортного микроклимата помещений для людей и необходимых условий для работы оборудования; экономии энергии; осуществления функций безопасности и охраны; управления электроосвещением; пожаробезопасности; планирования текущего ремонта; распечатки полученных результатов для целей текущей эксплуатации.

Согласно [124] приблизительно 70% всех объединенных АСУ ИОЗ создаются в основном из-за экономии энергии.

Системный подход проявляется в стремлении увязать все муниципальные службы, обслуживающие различные виды инже-

нерного оборудования в единый комплекс по информации и управлению.

В нашей стране тенденция комплексного подхода проявляется во внедрении в городском хозяйстве объединенных диспетчерских служб, берущих на себя эксплуатацию инженерного оборудования микрорайона [34], а также в переходе от АСУ ТП СЦТ к интегрированным АСУ. Так, в ряде городов страны уже длительное время функционируют объединенные диспетчерские службы (ОДС).

Они находятся в ведении жилищных трестов или контор и обслуживают весь комплекс ИОЗ, расположенный в микрорайоне. В настоящее время проектируется использование ЭВМ в ОДС для управления с применением телемеханических комплексов.

При эксплуатации систем ИОЗ необходимо определить общую структуру объединенной системы, организовать взаимодействия между подсистемами и элементами АСУ, учет влияния внешней среды и разработать оптимальные алгоритмы функционирования.

Как у нас, так и в зарубежной литературе различают два основных типа АСУ: системы организационно-экономического или административного управления (АСУ П) и АСУ ТП. Основной тенденцией в функционировании зарубежных автоматизированных систем является совмещение функций АСУ ТП и АСУ П. Таким образом, АСУ П и АСУ ТП создают интегрированные системы управления.

Всякая система управления с точки зрения ее функционирования решает три основные задачи: сбор и передачу информации об управляемом объекте, переработку информации и выдачу управляющих воздействий на объект управления [7].

Особенностью структуры систем ИОЗ является сочетание централизованного управления системой с локальным управлением отдельными объектами (или группами). Функции управления здесь разделены между центральным органом, который реализует алгоритм глобального управления системой и локальными органами, каждый из которых решает задачи управления некоторым подмножеством объектов в соответствии с управляющими воздействиями центрального органа.

Эти общие принципы управления применяются согласно [30, 121, 131] для задач экономии энергии, оптимальной эксплуата-

ции систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха (ОВ и КВ) и других задач.

Эффективность, с которой автоматизированная система позволяет экономить потребление и выработку энергии, стала определяющим фактором в выборе предлагаемых на мировом рынке АСУ ИОЗ и АСУ ЭЭ.

В рассматриваемых системах используется мультипрограммный режим работы, при котором в центральном процессоре ЭВМ одновременно решается несколько задач из числа поименованных выше. ЭВМ поочередно переходит к выполнению частей программы относящихся к различным задачам в заранее предусмотренном порядке.

Для решения задач минимизации потребляемой энергии уже с 1973 г. используются стандартные пакеты прикладных программ (ППП). При составлении пакета внимание акцентируется на вопросах внутренней структуры и организации пакета, в том числе и на автоматическом управлении соответствующим внутрипакетным вычислительным процессом.

Эволюция ППП состоит в максимальном упрощении работы пользователя с ЭВМ.

В стандартные ППП минимизации потребляемой энергии входят программы управления оборудованием систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха. Эти программы предусматривают управление локальными автоматическими системами (такими, как контуры циркуляции насоса и вентилятора). Программа обращается к записанным в памяти машины данным по режиму работ и проживанию людей (т.е., например, время перехода на дежурное отопление в воскресные и праздничные дни в зданиях общественного назначения). Она также анализирует изменение метеоусловий, внутренние тепловыделения и другие характеристики режима, предоставляемые датчиками. На основании суммирования этих данных программа оптимизирует время включения и продолжительность работы оборудования.

Данные по нахождению людей в здании, началу и окончанию работы, времени уборки, выходным и праздничным дням заложены в память ЭВМ, что обеспечивает включение оборудования в том случае, если помещение занято.

Оборудование включается до прихода людей заблаговременно и время включения определяется с помощью ЭВМ. При более низких температурах и более теплоустойчивом здании это вклю-

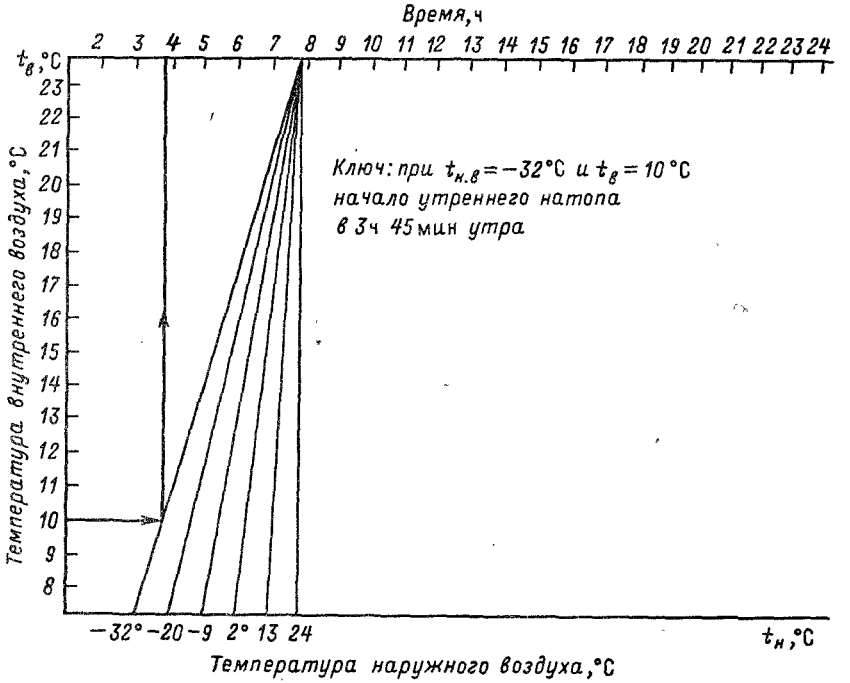


Рис. 1.4. Типичный режим прогрева в зависимости от наружной температуры

чение произойдет ранее, чем при более теплой погоде и менее массивных ограждениях.

Типичный режим прогрева в зависимости от наружной температуры приведен в соответствий с [121] на рис. 1.4.

Подсчитано, что дифференцированное включение подачи теплоты только лишь в зависимости от температуры наружного воздуха (без учета других метеоусловий) позволит сэкономить от 50 до 200 ч в год работы оборудования. Учет теплоустойчивости разных типов ограждений осуществляется за счет точного контроля температуры внутри ограждения.

Анализируя зарубежные источники, можно проследить эволюцию автоматизации систем ОВ и КВ.

Первоначально включение и выключение систем ОВ и КВ в больших комплексах осуществлялось вручную, и поэтому они

работали непрерывно. Сравнительно недавно как техническое новшество получили распространение регуляторы с программой на неделю, которые предусматривали автоматическое управление поступлением энергии в ночное время и в период отсутствия людей.

По данным Austin Co [121] уже переход на такой вид регулирования в здании штаб-квартиры фирмы позволил сэкономить 36% поступающей энергии.

Следующим шагом вперед по сравнению с регуляторами с программой на неделю явились АСУ ЭЭ, которые теперь наряду с регулированием поступления теплоты в отсутствие людей в ночное время включали различные системы ОВ и КВ в зависимости от времени суток и записи в памяти машины, оптимизируя также включение оборудования в зависимости от метеоусловий.

По данным [165] в дополнение к тем 36%, что дает регулятор с программой на неделю, АСУ ЭЭ добавляет еще от 5 до 25% экономии в зависимости от теплостойкости ограждений и климатического пояса.

С этими количественными оценками согласуются данные [137], в которых за счет оптимизации с учетом метеоусловий по сравнению с функционированием одного регулятора обеспечивается дополнительно экономия 2—15% в зависимости от конструкции ограждения здания, площади окон, длительности пропусков в снабжении теплотой.

Одно из направлений экономии энергии - долгосрочно действующие аккумуляторы теплоты. Наиболее дешевыми оказываются резервуары-аккумуляторы теплоты при атмосферном давлении [167]. В тех случаях, когда теплоноситель имеет значительную температуру, эффективны резервуары-аккумуляторы повышенного давления.

В частности, в Германии такая группа резервуаров суммарной вместимостью 600 м^3 эффективно заменяет работу пикового котла на жидком топливе [44].

Задачи, решаемые системами измерения и контроля. Объединенные автоматизированные системы обладают всеми видами энергетического контроля и учета любого вида энергии, поступающей в здание: электрической и тепловой энергии, а также газа и мазута.

Хотя известно, что сами по себе измерение и контроль не производят и не экономят энергию, однако более совершенный

учет расхода энергии и температурный контроль позволяют избежать ее перерасходов.

Так, в построенном в г. Чикаго 36-этажном административном здании поддержание температуры воздуха с точностью до ±1°С обеспечивает по данным [165] экономию энергии в размере 5—8%. Если суммировать экономию энергии по административным зданиям, учитывая, что их потребление энергии составляет приблизительно одну треть общего потребления теплоты в США [48], то можно судить о размерах экономии.

В США и Германии [123] продолжают оставаться в эксплуатации пневматические системы автоматизированного контроля которые все еще менее дороги и более распространены, чем системы непосредственного цифрового контроля и электронные системы. В протяженных системах крупных зданий, как правило, используются электронные устройства для измерения параметров и пневматические устройства для привода исполнительных механизмов, т.е. электронно-пневматические системы. Совершенствование пневматики сделало эти приборы совместимыми по размеру с электронными.

Задачи оптимизации потребления электроэнергии. За рубежом электроснабжающие компании имеют два вида тарифов для зданий общественного назначения. Первый вид — оплата за пиковые нагрузки, второй — за реально израсходованное количество энергии.

Для выравнивания «пиков» электропотребления число замкнутых контактов служит импульсом, передаваемым на центральный пульт управления, что записанный в памяти машины определенный предел превышен. Следующая за этим серия команд отключит ряд электроустановок здания. Количество отключаемых электроустановок, последовательность отключений и их длительность устанавливаются ЭВМ путем прогнозирования количества потребляемой энергии на основе изучения графиков электрической нагрузки здания. Следующая за этим серия команд отключит ряд нагрузок здания по заранее установленному приоритету для поддержания определенного уровня потребления.

Графики, приведенные на рис. 1.5, характеризуют выравнивание электропотребления в зданиях [48].

К этой же категории задач следует отнести программы автоматического управления освещением, которые предусматривают отключение освещения через 10 мин после окончания рабочего

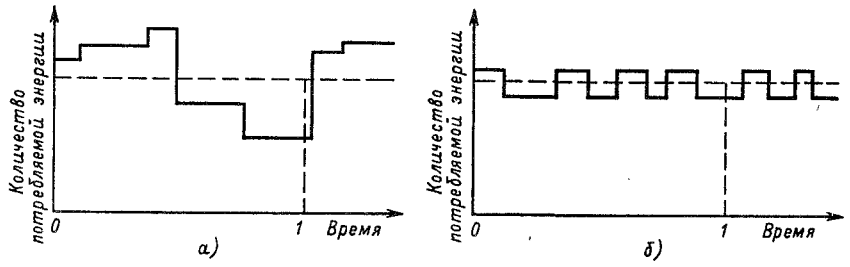


Рис. 1.5. Выравнивание электропотребления в зданиях

дня. Включение освещения определяется фотоэлементом. В качестве энергосберегающих мероприятий в США уже более десяти лет используют совмещенные осветительно-вытяжные приборы [170].

Так, для АСУ ЭЭ в г.Ла-Кроссе (штат Висконсин) согласно [129] за счет отключения определенных потребителей в период пика электропотребления нагрузка была снижена на 30%, что составило экономию 6,9 тыс. дол.

За счет отключения циркуляционных насосов горячего водоснабжения, отключения электродвигателей вентиляторов систем кондиционирования воздуха на 8 мин каждые полчаса и других мероприятий удалось сэкономить 150 Мвт.ч за год и окупить систему за 21 мес.

Задачи оптимизации использования наружного воздуха, теплонасосных установок, вторичной теплоты. Стандартные программы использования теплоты наружного воздуха характерны в основном для систем кондиционирования воздуха, используемых в США. На ЭВМ анализируются два параметра наружного воздуха (температура и влажность), используемого как охладитель и те же параметры для помещения. В зависимости от соотношения теплосодержания наружного и внутреннего воздуха ЭВМ оптимизирует поступление наружного воздуха посредством включения и выключения автоматизированных заслонок.

Широкое применение теплонасосные установки (ТНУ) получили в США для частичной или полной утилизации тепловыделений холодильных установок [170].

Таблица 1.2. Основные задачи, решаемые АСУ ТП СЦТ

Задача	Достигаемая цель
Задачи информации и контроля	Получение информации для контроля
Оптимизационные задачи	
Оптимизация производства тепловой и электрической энергии	Минимизация суммарных затрат на производство теплоты (различными теплоисточниками) и электроэнергии
Оптимизация режима отпуска теплоты потребителям	Обеспечение требуемого режима теплопотребления с минимальными затратами на производство, транспорт и распределение теплоты

Краткая характеристика (состав задач) и ссылка на литературу
Информация и контроль технологических и метеорологических параметров [34, 48, 49, 83, 87] Анализ информации [34, 48, 49] Связь с АСУ верхнего и нижнего уровней [34, 87, 124, 136]
Оперативное перераспределение тепловых нагрузок между источниками в зависимости от режима тепло- и электропотребления [45, 76] Обеспечение базисного режима более экономичных источников и пикового — менее экономичных [45, 76]
Оперативное управление отпуском теплоты на тепловом источнике, в КРП, в тепловых пунктах потребителей в зависимости от метеорологических условий, времени суток, технологического режима предприятий и других факторов Прогнозирование теплопотребления [83, 172] Расчет температурного и расходного графиков центрального регулирования [34, 83, 171] Расчет гидравлического режима при установившемся потокораспределении Расчет режимов работы потребителей — графики отпуска теплоты зданиям, параметров настройки регуляторов и устройств управления оборудованием [25, 74, 82, 87, 102]

Оптимизация потокораспределения в тепловых сетях	Обеспечение устойчивости работы тепловых сетей, снабженных от нескольких источников с минимальными затратами электроэнергии на транспорт теплоносителя
Оптимизация режимов работы основного технологического оборудования источников энергии	Минимизация затрат на выработку теплоты (данным источником)
Оптимизация режимов работы СЦТ в условиях дефицита теплоты и аварий	Минимизация ущерба от нарушений снабжения теплотой потребителей при авариях
Задачи расчета ТЭП и плановых норм	Ведение технико-экономических и плановых расчетов
Задачи планирования ремонта и профилактики	Эксплуатация с учетом оптимизации времени и сроков ведения

Оперативное управление гидравлическим режимом тепловой сети при перераспределении нагрузок между источниками, а также потребителями теплоты в зависимости от давлений в определяющих точках сети и других факторов [18, 19, 45, 64, 74, 76, 82]

Оперативное перераспределение нагрузок между отдельными агрегатами (котлами, насосами, деаэратором) в зависимости от изменения общей нагрузки для обеспечения наивысшего КПД [8, 66]

Расчет параметров теплоносителя в тепловой схеме источника [9]

Расчет заполнения баков-аккумуляторов [72]

Обнаружение и ликвидация аварий [11, 52, 56, 53, 88]

Расчет управления гидравлическими и тепловыми режимами в аварийных ситуациях [44, 52]:

управление состоянием насосных агрегатов и электрозадвижек в тепловых пунктах [44, 52]

расчет воздействий на задатчики регуляторов и исполнительные механизмы [44, 52]

Расчет расходов топлива, подпиточной воды и химреагентов [177]

Расчет ТЭП системы теплоснабжения [103, 179, 180]

Расчет оптимального маршрута обходчиков [34]

Планирование профилактических ремонтов [104, 34]

Расчет плановых удельных норм расходов ресурсов [103]

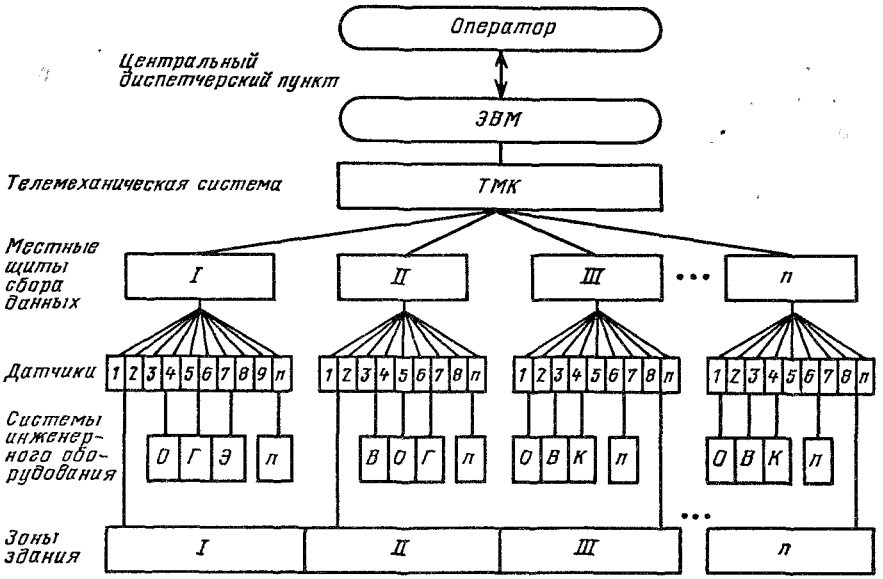


Рис. 1.6. Структурная схема АСУ ИОЗ:
О — система отопления, *Г* — система газоснабжения; Э — система электроснабжения; *П* — последующий щит сбора данных (датчик параметров, система ИОЗ, зона здания)

Многие системы ОВ и КВ используют тепловые насосы как для нагрева, так и для охлаждения воздуха. Причем при нагреве возможны варианты использования частичного смешения его с воздухом, уже прошедшим нагрев.

В Европе, судя по опубликованным материалам, наибольшее развитие теплонасосные установки получили в Германии. К 1981 г. около 80 фирм выпускало оборудование для теплонасосных установок [134].

В ГДР к 1985 г. предполагался ввод в эксплуатацию более 45 тыс. ТНУ для промышленности и крупных городов [109].

В системах централизованного теплоснабжения Швеции для утилизации вторичной теплоты используются тепловые насосы, отбирающие теплоту от коммунальных сточных вод и сточных вод промышленных предприятий [126].

Цель оптимизации в этих задачах — обнаружить на основании анализа внутренних параметров зону, где необходим дополнительный нагрев или охлаждение и направить туда подогретый воздух, учитывая, что КПД этого подогрева возрастет за счет использования теплонасосных установок.

На основе изучения отечественной и зарубежной литературы по вопросу автоматизации и компьютеризации отдельных функций составлена таблица задач, которые предлагались для решения в автоматизированных СЦТ (табл. 1.2). Как видно из табл. 1.2, круг оптимизационных задач, которые поставлены для автоматизированных СЦТ, учитывает большое количество факторов в расчете на широкое использование телемеханических связей.

В соответствии с задачами, решаемыми автоматизированными системами, анализ зарубежных материалов позволяет обобщить основные элементы и подсистемы, входящие в автоматизированную систему, как это представлено на рис. 1.6.

В целях контроля и управления отпуском и распределением теплоты здание обычно разделяется на зоны, в пределах которых параметры контролируются вне связи с другими зонами.

1.4. Проблемы создания АСУ ТП теплоснабжения

Согласно анализу литературы из предыдущих параграфов современное состояние вопроса в отношении развития автоматизированных систем характеризуется следующими результатами:

1) сформулированы основные принципы комплексной автоматизации СЦТ в работах С.А. Чистовича [34, 110, 111, 112], Н.К. Громова [12, 58], Г.В. Монахова [45, 87, 88, 105], Э.Л. Юдкина (Сибтехэнерго), И.М. Михайленко [83, 86];

2) в области совершенствования технологии отпуска и потребления теплоты в рамках традиционных исследований уже решен ряд вопросов совершенствования самих систем и методов управления ими, которые находят применение в практике эксплуатации и наладки и которые после известной корректировки можно применять в создаваемых автоматизированных системах [78, 101];

3) анализ работы автоматизированных систем отопления жилых зданий микрорайонов в Москве, Челябинске, Риге, Киеве, и др., где реализованы различные схемные решения автоматиза-

ции и технические принципы регулирования отпуска теплоты, показывает, что реальный экономический эффект от их внедрения возможен только при автоматизации всей СЦТ в комплексе с увязкой автоматизации ее элементов. В противном случае реальный экономический эффект с народнохозяйственных позиций будет равен нулю [73];

4) анализ АСУ ТП СЦТ, разработанных специализированными организациями показывает, что специфические особенности технологии СЦТ не находят там подробного освещения;

5) не решен вопрос о характере взаимодействия системной и локальной автоматики в СЦТ, а также ряд других важных вопросов, связанных с сочетанием и соотношением локального и централизованного управления. Необходим анализ принципиальных схем автоматизации тепловых пунктов при различных схемах присоединения их к тепловой сети.

Трудности сложившегося положения носят многоплановый характер. С одной стороны, это трудности, которые коренятся в несовершенстве самой технологии отпуска и потребления теплоты, а с другой — собственно создания автоматизированных систем.

Серьезным препятствием для создания эффективных автоматизированных систем является ведомственная разобщенность. Учитывая то, что цели управления теплоснабжением для отдельных ведомств четко не определены, а границы зон ответственности не обозначены, она приводит к замедлению и срыву выполнения решений, направленных на развитие и совершенствование систем, а зачастую порождает безответственность. Так, из-за ведомственной разобщенности распределительных тепловых сетей, ТЭЦ и абонентских вводов, отсутствия достаточного контроля со стороны энергоснабжающей организации не обеспечивается поддержание расчетного температурного графика и гидравлического режима при отпуске теплоты Орловской ТЭЦ [111]. Возникают трудности:

1) научно-методического характера, т.е. недоступность научно-методического руководства для всех разработчиков опытных систем;

2) материально-технического обеспечения. Не освоен выпуск необходимого для систем комплексной автоматизации оборудования;

3) организационного характера. Здесь наряду с уже указанными недостатками следует учесть отсутствие подготовленных кадров и слабое знание проблемы на всех уровнях управления.

Во многих городах проектирование схемы комплексной автоматизации теплоснабжения не осуществлялось, так как не был решен вопрос финансирования проектно-сметных работ.

Неполная и несвоевременная поставка материалов и оборудования не позволяет выполнить работы в полном объеме. Тормозом для создания автоматизированных систем является отсутствие материальной заинтересованности ряда категорий работников в рациональном и экономном расходовании тепловой энергии.

Так, для местных префектур, эксплуатирующих котельные, связанные общими сетями с ТЭЦ, оказывается нерентабельным закрывать эти котельные в периоды малых тепловых нагрузок, с тем, чтобы обеспечить все теплопотребление от ТЭЦ. Однако именно в работе на общие сети состоит выгода подобного мероприятия с народно-хозяйственных позиций. Одним из основных показателей оценки эффективности работы ТЭС является удельный расход топлива на отпуск электроэнергии. Этот показатель, стимулирующий увеличение производства электрической и тепловой энергии комбинированным методом, не способствует экономии теплоты на теплоисточниках Минэнерго: при снижении отпуска теплоты от ТЭЦ удельный расход растет, а перегревы зданий в переходный период отопительного сезона «улучшают» этот показатель.

У работников жилищных организаций отсутствуют экономические стимулы для установки приборов автоматического регулирования в тепловых пунктах, поскольку оплата за теплоту осуществляется на основе проектных данных, а не за фактически перерасходованную теплоту.

Непосредственные потребители теплоты в зданиях — жильцы. В настоящее время они также не заинтересованы в экономном расходовании теплоты как на цели отопления, так и горячего водоснабжения. Таким образом, возникает мощный фактор торможения для внедрения современных методов оптимального управления.

Теперь, когда с начала внедрения автоматизированных систем в энергетике и коммунальном хозяйстве прошло два десятка лет, можно говорить о первых итогах этого внедрения, о возникших проблемах и о способах их решения.

Анализ проблем, возникающих при разработке автоматизированных систем СЦТ, позволил классифицировать их на пять групп: организационно-технологические; проблемы, одинаково возникающие при разработке АСУ ТП различного профиля; проблемы математического моделирования; проблемы автоматического регулирования и используемых технических средств; выбора рациональной схемы управления.

Организационно-технологические проблемы. Все вопросы, которые для своего изучения и внедрения опираются на существующие организационные структуры теплоснабжения и существующую технологию производства, отпуска, потребления теплоты, неизбежно сталкиваются с трудностями, которые порождаются: ведомственной разобщенностью; действующим хозяйственным механизмом; необходимостью совершенствования самой технологии и организационной структуры.

По проблемам совершенствования технологии (см. § 1.2) в рамках традиционных исследований по вопросам регулирования систем теплоснабжения и систем отопления уже решен ряд вопросов совершенствования самих систем и методов регулирования, которые можно после известной корректировки применять в создаваемых АСУ ТП [78, 101].

Среди специалистов, занимающихся автоматизацией тепловых пунктов, не существует единого мнения по поводу выбора принципов регулирования расхода теплоты на отопление и регулируемого параметра. В связи с этим выпускаемые промышленностью автоматические регуляторы расхода теплоты на отопление, а также отдельные экспериментальные образцы регуляторов базируются на различных подходах к рассматриваемому вопросу. Так, применяют или рекомендуют к применению следующие принципы регулирования расхода теплоты на отопление:

1) по температуре наружного воздуха (в регуляторах «Электроника Р-1М», «Электроника Р-1П», Т48М-1, Т48М-6, РС.29.2) [80];

2) по отклонению температуры воздуха в контрольных помещениях, усредненной по нескольким датчикам (в регуляторах Т48М-3 и Т48М-4, последний — для пофасадного регулирования), [80];

3) по температуре наружного воздуха с коррекцией по температуре воздуха в контрольных помещениях (в регуляторах ЭРТ-1, Т48М-2 и Т48М-5, последний - для пофасадного регулирования) [80];

4) по внутренней температуре устройства, моделирующего тепловой режим здания [34, 100];

5) по инерционному датчику температуры наружного воздуха [71];

6) по приведенной температуре наружного воздуха (по компенсации внешних возмущающих воздействий) [34].

Основной задачей регулирования расхода теплоты на отопление является стабилизация на требуемом уровне температуры воздуха отапливаемых помещений зданий при квазистационарном режиме работы системы отопления либо изменение этой температуры во времени по заданному закону — при нестационарном режиме (программном регулировании).

Анализ показывает, что наилучший результат может дать регулирование по приведенной температуре наружного воздуха. Приведенная температура в отличие от физически измеренной текущей температуры учитывает комплекс возмущений, действующих на отапливаемое здание, а также тепловые динамические характеристики системы по каналам передачи возмущающих воздействий [116].

В качестве регулируемого параметра в автоматизированных системах отопления принимают или рекомендуют к применению [116]:

температуру теплоносителя, поступающего в систему отопления (в регуляторах «Электроника Р-1М», «Электроника Р-1П», ЭРТ-1, Т48М-1, Т48М-2, Т48М-6, Р6.29.2) [116];

температуру теплоносителя в обратном трубопроводе системы отопления [55];

разность температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах систем отопления (в регуляторах Т48М-1, Т48М-2, Т48М-5, Т48М-6, Р6.29.2) [80];

полусумму температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах системы отопления (среднюю температуру отопительных приборов) [89];

расход сетевой воды, поступающей на абонентский ввод или в систему отопления [100];

температуру воздуха внутри помещений, усредненную по нескольким датчикам (в регуляторах Т48М-3 и Т48М-4) [116].

Для обоснования выбора регулируемого параметра в [116] были исследованы корреляционные связи [63] между средней температурой воздуха в отапливаемых помещениях здания и применяемыми регулируемыми параметрами (табл. 1.3).

Температура воздуха в отапливаемых помещениях здания имеет наибольший коэффициент корреляции с температурой воды в

обратном трубопроводе системы отопления. Вместе с тем, при изменении температуры обратной воды в качестве регулируемого параметра надо иметь в виду ее инерционность, что неизбежно сказывается на качестве переходного процесса; поддержание температуры обратной воды на заданном уровне обеспечивает лишь частичную компенсацию возмущений, действующих на отапливаемые помещения здания.

В качестве регулируемого параметра при квазистационарных режимах работы системы отопления в [116] предлагается принимать полусумму температур воды в подающем и обратном трубопроводах системы отопления, которая однозначно определяет отпуск теплоты зданию (из уравнения теплоотдачи отопительных приборов) при качественном и качественно-количественном регулировании и хорошо сочетается с принципом регулирования по приведенной температуре наружного воздуха (до компенсации внешних возмущений воздействий).

Другие аспекты совершенствования технологии, наоборот, не вызывают дискуссий, а находят уже применение в производственных организациях. Пример использования прогнозирования всего комплекса метеопараметров (учет скорости и направления ветра и др.), ночного снижения температуры теплоносителя — в г. Каунасе [148].

Изучая данные наблюдения параметров климата (за 25—50 лет) городов Литвы на ЭВМ, были получены корреляционные зависимости наружных температур и скоростей ветра. Эти зависимости указывают, что средняя скорость ветра за отопительный сезон ниже расчетной, принимаемой при проектировании системы отопления. При этом наблюдается явная тенденция уменьшения скорости ветра при понижении температуры. На основе анализа влияния ветра на теплопотери зданий и необходимого соответствующего изменения отпуска теплоты с учетом зависимости между температурой и средней скоростью ветра проведена коррекция температурного графика качественного регулирования отпуска теплоты. Такая коррекция по подсчетам [118] экономит 1,5—2% отпускаемой теплоты.

Проблемы создания АСУ ТП. Об АСУ ТП в разных областях техники известно, что они трудно и медленно у нас внедряются.Системы теплоснабжения еще более сложны для внедрения АСУ, так как распределены в пространстве при точечном подводе энергии.

Когда разработкой АСУ ТП теплоснабжения занимаются специализированные организации, все исследования и технические решения в равной степени присущи другим автоматизированным системам (например, АСУ ТП водоснабжения). Вопросы, специфичные именно для СЦТ оказались не разработаны.

Об АСУ часто говорят, что «они не так внедряются, как следовало бы, а эффективность внедренных АСУ не та, на которую рассчитывали» — писал Н.Н. Моисеев еще в 1984 г. [25].

Совершенствование, а следовательно, изменение технологии и организации управления — это не только проблема трудная в научном плане, она сложна еще и тем, что имеет психологический аспект. Нигде привычка и предубежденность не оказывают такого сопротивления, как в вопросах управления и организации. Изменение организационных структур тесно связано с судьбами людей, изменением их интересов, их целей, их положения в обществе.

Проблемы формализации или математического обеспечения. При решении задач оптимизации последовательность действий обычно такова; сначала постановка задачи, затем формулировка целевой функции с четким определением исходных данных для постановки задачи и далее нахождение оптимума целевой функции.

Отыскание оптимальных значений целевых функций оказалось совсем непростой математической задачей, и основные усилия специалистов оказались направленными прежде всего на разработку математических методов определения оптимума целевых функций. Математические методы давали хороший результат тогда, когда было легко составить выражение целевой функции.

Постепенно специалисты по внедрению в практику новых методов обработки информации, математических моделей и электронной вычислительной техники поняли, что основные трудности здесь в составлении целевых функций, т.е. ясном понимании целей, которые надо достичь.

Анализ ряда моделей СЦТ, теплогидравлических режимов ее работы показал, что математические методы оптимизации ориентированы на решение задачи отыскания компромисса между множеством противоречивых целей. Эта проблема является математической, но кроме математиков, решать ее некому. Для решения задачи оптимизации надо из множества противоречивых целей уметь выбрать главную. Программисты и «чистые»

Таблица 1.3. Коэффициент корреляции между температурой воздуха в помещениях здания и принятым регулируемым параметрам

Регулирование	Период регулирования	Количество дней	Система отопления; схема присоединения	Здание	Коэффициент корреляции между				
					t_2	$\frac{t_1 + t_2}{2}$	t_1	t_1-t_2	G
Качественное	С 21 ч	27	Однотрубная с нижней разводкой с радиаторами МЗА-500; элеваторная	9-этажное; удельные теплопотери q=0,51 кКал/(м^3 ·ч· ^{0}С); объем 45 143 м^3; наружные стены — шлакобетонные панели	0,64	0,57	0,51	0,28	-0,19
			Однотрубная с верхней разводкой с радиаторами М-140; через скоростной водоподогреватель	14-этажное; удельные теплопотери q=0,46 кКал/(м^3 ·ч· ^{0}С); объем 22 635 м^3; стены — кирпичные, глиняные	0,76	0,7	0,64	0,26	0,18
Количественное	С 18 до 8 ч	19	Однотрубная с верхней разводкой с радиаторами М-140; элеватор-байпас, байпас использовался при потоке	4-этажное; q=0,38 кКал/(м^3 ·ч· ^{0}С); объем 200 000 м^3, стены—кирпич силикатный	0,74	0,69	0,61	-0,37	0,44

математики, как правило, не умеют этого делать. Часто сами технологи-разработчики не могут назвать точно цель изучаемого предприятия. Более того, даже заказчик, в интересах которого решаются задачи, также часто не может точно сформулировать свои цели, которых у него бывает немало.

Наличие проблемы существует также и в рациональном (а не избыточном) использовании вычислительной техники, когда невозможно положение, при котором нет полезного конечного продукта, а разработчики отделываются электронными полуфабрикатами. Важен вопрос о возможности переноса комплексов программных изделий, в частности пакетов прикладных программ. Пока подобный перенос (или увязка в АСУ независимо разработанных изделий) — настолько многотрудное дело, что, по свидетельству разработчиков программ, легче разработать свой комплекс, чем освоить чужой.

Анализ состава задач и их методологического обеспечения (см. таблицу задач в §4.2) позволяет сделать вывод, что большинство задач практически не разработано, а имеющиеся разработки требуют дополнительных затрат для применения их в АСУ теплоснабжения. Так, ни одна из приведенных (в табл. 3.1) программ не оформлена в соответствии с требованиями ЕСПД. Программы СЭИ часто моделируют трубопроводную систему без учета особенностей СЦТ, имеющих электронные регуляторы температуры и отопления. Программы ВТИ предназначены для анализа только двух схем присоединения потребителей. Все программы имеют довольно большое время счета и плохую сходимость вычислительного процесса. Исходя из сказанного выше, необходимо проанализировать имеющиеся решения и выработать требования к разработке математических моделей.

Проведенный анализ программ показал, что им всем свойственна одна общая черта: всемерное углубление своих подходов без оглядки на комплекс проблем и на общую целостную теорию процесса. Анализ (подробно приведен в гл. 3) показал увлечение авторов сложными математическими моделями. Ряд исследователей используют ЭВМ типа ЕС, так как не могут решать задачи на ЭВМ малой серии. Это оправдано в задачах потокораспределения и только для очень сложных кольцевых сетей. В остальных случаях это представляется избыточным.

За рубежом [96] большое внимание уделяют простоте компьютерных программ, стоимости их разработки и стоимости используемого машинного времени, которое занимает их прохождение.

В практике использования математических моделей для подбора оборудования подробность одних моделей сочетают с быстротой вычисления по другим и, совмещая их (что представляет известную трудность на программном уровне), добиваются успеха.

Системный подход к разработке комплексной оптимизации СЦТ, а также теоретические предпосылки создания АСУ ТП СЦТ позволили сформулировать требования к этому программному обеспечению.

Математические модели должны дифференцироваться в зависимости от их назначения: для оптимального проектирования АСУ ТП СЦТ или ИАСУ; для оптимального управления АСУ ТП СЦТ или ИАСУ; для целей взаимодействия с системами топливо- и электроснабжения, а также с другими системами инженерного оборудования в интегрированных АСУ (ИАСУ).

Таким образом, первое требование к моделям-интеграция их в комплекс и направленная дифференциация моделей по назначению. Второе требование — модели должны быть легко реализуемы на ЭВМ, причем в режиме реального времени, и не претерпевать значительных усложнений при получении новой инмации. Существуют математические подходы, позволяющие получать модели, отвечающие именно этим требованиям. Третье требование — использование принципов теории управления — так называемый кибернетический подход, который влечет за собой коренную перестройку взглядов на принципы управления в данных системах. Формулируя третье требование, следует отметить, что необходима обязательная система критериев, корректно увязанная со стоимостными показателями и технологическими ограничениями по системе.

Проблемы использования автоматических регуляторов. В последнее время большое внимание уделяется техническим вопросам, связанным с локальной автоматизацией СЦТ, тогда как разработка общей теории оптимального управления СЦТ, принципов построения режимов ее работы, создание математического и алгоритмического обеспечения АСУ СЦТ заметно отстают. Следует помнить, что, с одной стороны, локальная автоматика сама по себе, сколько бы ее не было, не решит поставленных задач. С

другой стороны, при отсутствии центральной координации она может привести систему в состояние неустойчивости.

Для осуществления оптимальных принципов и режимов регулирования отпуска теплоты на отопление, а также для повышения надежности и эффективности автоматизированных систем теплоснабжения необходимо разработать новые автоматические регуляторы на базе микропроцессорной техники, способные помимо решения перечисленных выше задач выполнять следующее:

реализовать скоординированный отпуск теплоты на отопление и горячее водоснабжение (уменьшать расход теплоты на отопление в периоды пиков горячего водоснабжения), что позволит уменьшить расчетный расход воды в тепловых сетях и капитальные вложения на их сооружение;

ограничить максимальный расход сетевой воды, поступающей в системы отопления и горячего водоснабжения (последние отключать при аварийных режимах), что позволит сохранить гидравлическую устойчивость системы теплоснабжения при ограничениях в располагаемой мощности источника теплоты;

производить адаптивное (самонастраивающееся) управление режимами системы отопления, учитывающее специфику каждого конкретного здания;

обеспечить подключение к районному диспетчерскому пункту с целью контроля и управления с него;

контролировать предельные значения параметров теплоносителя на абонентском вводе;

учитывать расход теплоты на отопление и горячее водоснабжение;

определять глубину и продолжительность программного снижения и время начала надтопа.

Общие недостатки локальных регуляторов с учетом их совершенствования освещает Н.К. Громов: «В том, что настроив их на определенный режим, мы не можем вмешиваться. В случае если надо вмешиваться, создается система диспетчеризации, которая будет дорогой, нежизнеспособной и многоэлементной. Таким образом, проблема перерастает в задачу о рациональной величине и структуре системы диспетчеризации автоматизированной СЦТ и ее взаимосвязи с работой локальных регуляторов.

Выбор рациональной степени диспетчеризации жилых микрорайонов диктуется в основном надежностью и экономичностью СЦТ и самих систем диспетчеризации.

Ряд авторов, в частности [79], считают, что наиболее перспективным направлением, особенно при дефиците теплоты в холодные периоды года, представляется именно диспетчеризация управления СЦТ крупных городов.

Специалистам по диспетчеризации, работающим в тесном контакте с технологами и специалистами по управлению, необходимы в первую очередь технические требования на создаваемую систему, т.е. те данные, которые помогут им определиться с объемом и необходимой надежностью системы диспетчеризации.

В эти требования входят меры, способные уберечь СЦТ от развала в аварийной ситуации. Неотъемлемой принадлежностью практически всех систем диспетчеризации и автоматизации являются приспособления, препятствующие развалу гидравлической системы при ограничениях в располагаемой тепловой мощности [42].

Для экспериментальной автоматизированной СЦТ Ленинграда ВНИИГС была разработана схема комплексной автоматизации [34, 111], где при диспетчеризации тепловых пунктов предусмотрено централизованное отключение нагрузки ГВС на каждом абонентском вводе.

Для условий систем с открытым водоразбором в [50, 51] было предложено также следующая работа на общие сети нескольких источников, категорирование и приоритетное снабжение потребителей, первоочередная диспетчеризация головных по схеме потребителей, крупных потребителей ГВС, выбор ограниченного числа контрольных абонентов первой очереди (сигнализирующих о состоянии района, по которым будет осуществляться управление источником), учет метеофакторов для управления источником, а также группами абонентов, прогноз теплопотребления района, применение адаптивного управления.

На одно из первых мест в этих работах ставятся те вопросы диспетчеризации в протяженных и разветвленных системах, которые помогут решить проблему выявления и локализации повреждений.

В работах Сибтехэнерго (Э.Л. Юдкин) также приводятся мероприятия, направленные на достижение надежности системы: категорирование потребителей, их укрупнение, а также создание системы диспетчеризации укрупненных потребителей.

В [51] обоснован подход к диспетчеризации СЦТ (учитывая, что стоимость телеизмерения на сегодняшний день еще значительна), которая должна одновременно обеспечивать (см. также

§ 45): точное управление по состоянию района; управление арматурой в тепловых сетях; обнаружение повреждений. В этом случае, по мнению авторов, достигается выбор рационального объема и степени диспетчеризации.

Проблема выбора рациональной схемы управления. До последнего времени при исследовании и разработке вопросов автоматизации теплоснабжения каждая ступень управления обычно рассматривалась без должной взаимосвязи с другими ступенями, без учета ее влияния на них. Отсутствие системного подхода приводило в ряде случаев к принятию недостаточно обоснованных решений.

Поскольку максимальная экономия теплоты, а в конечном итоге топлива, возможна только при комплексной автоматизации всей СЦТ (источника, тепловой сети и теплопотребляющих установок), большое значение приобретает установление иерархии управления, а также рациональное сочетание ступеней регулирования. С этими вопросами тесно связана задача определения приоритетности исследования и решения проблем управления.

Широкое внедрение мероприятий по автоматизации сдерживается в силу ряда причин, связанных в первую очередь с дефицитом ассигнований на эти цели. В этих условиях на первый план выдвигаются вопросы научно обоснованного определения очередности внедрения тех или иных этапов комплексной автоматизации.

Анализ литературных данных также показывает отсутствие единства взглядов на первоочередность и поэтапность внедрения. Все авторы сходятся в мнении, что в каждом конкретном случае необходимо делать тщательное и детальное технико-экономическое исследование схемы прежде, чем принять решение о создании системы.

Известно также, что соотношение стоимости топлива и промышленных изделий в большинстве индустриально развитых стран предопределяет экономическую целесообразность внедрения сложных, в основном электронных, систем регулирования у потребителей.

Рациональное сочетание степени и объема диспетчеризации с локальным автоматическим регулированием — принципиальный вопрос для первоочередного внедрения автоматизированных систем. Вопросы приоритетности внедрения и их технико-экономического обоснования приведены подробно в гл. 5.

Глава вторая

Основные принципы построения АСУ ТП СЦТ

2.1. Управление с учетом иерархичности системы

Для составления функциональной схемы управления технологическими процессами в СЦТ необходимо кратко охарактеризовать основные объекты управления: район теплоснабжения (РТ), распределительную тепловую сеть (ТС) и источник теплоты (ИТ).

Функциональная схема в свою очередь необходима для последующего исследования автоматизированной системы и составления алгоритма оптимального управления.

Район теплоснабжения был представлен разбитым на n групп, однотипных по тепловым и гидравлическим характеристикам абонентов. В каждой группе всего m_i абонентов, где $i=1,...,n$, в том числе l_i — контрольных. Здания в каждой группе предполагались аналогичными по суточному графику потребления горячей воды, суточному ходу внутренней температуры помещений tвн и транспортному запаздыванию.

Тепловые сети (ТС) как объект управления характеризуются значениями вносимого ими транспортного и емкостного запаздываний.

Для формирования критерия оптимизации функционирования всей системы имеют значение утечки воды в тепловых сетях, тепловые потери и износ.

Задачи управления состоянием источника теплоты возникают в связи с наличием собственной динамики и различных технологических ограничений.

Указанные в § 1.1 свойства СЦТ как объекта управления требуют применения методов системного анализа и оптимального управления при построении схем управления автоматизированными СЦТ. К указанным методам можно отнести следующие:

анализ внешних воздействий на объект управления (ОУ) (выделение детерминированных и стохастических воздействий);

декомпозиция объекта управления (представление совокупности его элементов и связей между ними в виде иерархической структуры подобъектов (подсистем));

анализ переменных для каждой подсистемы на каждом уровне иерархии с выделением переменных состояния и переменных управления;

формирование перечня параметров системы и подсистем;анализ выходных переменных для каждой подсистемы;

выявление способов преобразования входных переменных в выходные (способы регулирования режима работы системы);

формирование и согласование критериев функционирования объекта управления;

формирование ограничений на переменные состояния и управления;

организация обратной связи для обеспечения управляемости системы;

формирование концептуальной модели объекта управления.

Синтез автоматизированной системы управления (АСУ ТП) основывается на результатах применения перечисленных методов. При этом структура АСУ ТП должна соответствовать структуре ОУ. В частности, если ОУ имеет иерархическую структуру, для элементов которой характерны свои цели функционирования и свои ограничения, то для обеспечения эффективности управления объектом в целом АСУ ТП также должна иметь иерархическую структуру. В противном случае может оказаться невозможным обеспечить согласованное функционирование элементов, расположенных на разных уровнях иерархии.

Предлагаемые основные принципы построения АСУ ТП СЦТ базируются на последовательном применении указанных методов системного анализа сначала к объекту управления, а потом — при синтезе соответствующей структуры — системы управления. Существующие структуры СЦТ приведены в § 1.1.

Соответствующим уровням СЦТ 1-й и 2-й групп соответствуют уровни управления режимами работы системы. Верхнему уровню иерархии ОУ соответствуют источник теплоты или несколько источников (базовых или пиковых). Для соответствующего уровня АСУ объектом управления являются источники теплоты, транзитные и магистральные тепловые сети. Цель управления системой — обеспечение заданного диапазона параметров среды и потребителя и формирование значений параметров теплоносителя для нормального протекания технологических процессов с минимальными затратами на производство, транспорт и рас-

пределение теплоты, а в аварийных и послеаварийных ситуациях — обеспечение живучести системы. При этом планирование режима теплоснабжения должно производиться с учетом обеспечения заданной электрической нагрузки при приоритете последней. Формирование управлений проводится на модели ОУ.

В качестве переменных состояния модели ОУ принимаются удельный расход топлива, выдаваемая электрическая мощность, параметры теплоносителя в подающей и обратной магистралях, давление в точке подпитки, тепловые нагрузки обобщенных потребителей, положение регуляторов и задвижек.

Выходные переменные (результаты расчетов по модели) — приведенные затраты, необходимые для достижения поставленной цели (по вариантам), температурный график.

Переменными управления являются: изменения расхода и температуры теплоносителя на выходе источника теплоты, изменение давления в точке подпитки, изменение уставок регуляторов, положений задвижек, напоров насосов с переменной скоростью вращения, включение (выключение) насосных.

Внешние возмущения, влияющие на состояние ОУ: температура наружного воздуха, скорость ветра, значение инсоляции.

К параметрам модели ОУ относятся: гидравлические сопротивления участков транзитных и магистральных трубопроводов, предельные значения параметров теплоносителя на выходе источника теплоты, тепловая мощность источника, характеристики оборудования транзитных и магистральных сетей, теплогидравлические характеристики обобщенных потребителей (сопротивления, допустимые пределы изменения давлений, расходов и температур).

Аналогичное рассмотрение приводится и для других уровней иерархии модели объекта управления.

На сегодняшний день отсутствует действующая система оптимального управления отпуском теплоты на источнике с учетом требований всей системы. В большинстве случаев в тепловых сетях и у потребителей не установлены в достаточном количестве приборы автоматического регулирования и контроля параметров работы оборудования. Многие системы управления СЦТ имеют радиальную структуру, в то время как объект управления имеет иерархическую структуру. При этом на диспетчерский пункт

(ДП) параллельно поступает информация с различных уровней иерархии СЦТ, что затрудняет ее обработку и оперативное формирование управляющих воздействий. В отдельных случаях, например при неупорядоченном поступлении информации с различных уровней СЦТ, возможно появление неопределенности, что может привести к ошибочным действиям оператора. В некоторых схемах организации управления на центральном диспетчерском пункте тепловых сетей вырабатываются исполнительные команды для источника теплоты, КРП, групп зданий. В этом случае осуществляется независимое управление различными звеньями СЦТ. Информация поступает на ДП от источника теплоты, КРП, отдельных магистральных камер, из объединенных ДП, метеослужбы и диспетчерской службы энергосистемы. При таком способе сбора информации координированное управление различными звеньями системы весьма затруднено, возможно лишь независимое управление. Это связано с различием критериев управления на разных уровнях системы, связь между которыми в рассматриваемом случае не может быть учтена.

Таким образом, для существующих систем управления СЦТ характерно отсутствие согласованности структур системы управления и ОУ. Управление различными элементами СЦТ часто осуществляется независимо друг от друга. При иерархической структуре ОУ, как правило, отсутствует взаимосвязанная система критериев управления. Практически ни в одной работе не рассматриваются алгоритмы координированного управления системой иерархической структуры при наличии взаимосвязанных критериев управления работой отдельных подсистем. При таком построении системы управления возможность согласованного изменения режима работы источника теплоты, тепловых сетей и абонентских установок практически отсутствует.

Структурные схемы АСУ ТП теплоснабжения, увязанные со структурой СЦТ 1-й и 2-й групп, приведены на рис. 2.1, 2.2.

Ниже описывается структура (рис. 2.2), как наиболее часто встречающаяся. На верхней ступени иерархии находится центральный диспетчерский пункт города (ЦДПГ). На него поступает вся итоговая информация о работе СЦТ города; там же формируются управляющие воздействия по распределению нагрузок между источниками теплоты и потоков теплоносителя между тепломагистралями с целью обеспечения минимума суммарных эксплуатационных затрат при полном обеспечении нужд

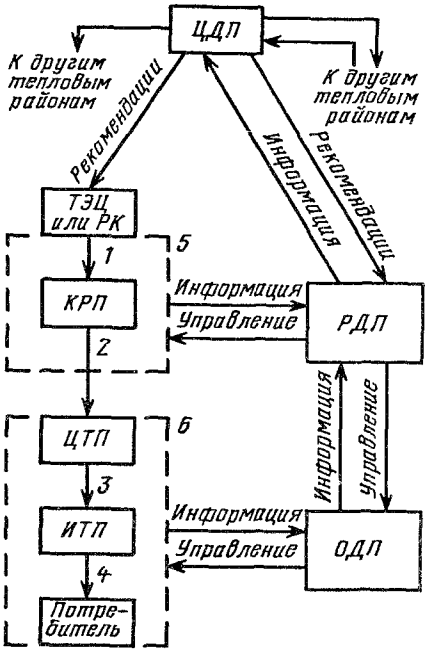


Рис.2.1. Структурная схема АСУ ТП СУТ (трехуровневая): *1-3* — магистральные, районные распределительные и внутриквартальные сети; *4* — местные трубопроводы; *5,6* — зоны управляющих воздействий от РДП и ОДП

потребителей или управляющие воздействия по их перераспределению в случае аварийных ситуаций и других отклонений от расчетного режима работы.

Из ЦДПГ выдаются команды на управление оборудованием (насосы, задвижки и т.п.), участвующим в перераспределении нагрузок между зонами действия теплоисточников (информация о состоянии этого оборудования вынесена на ЦДПГ), а также рекомендации по ведению технологического процесса внутри теплового района в случае изменения режимов и т.п.

На следующем уровне управления находятся центральные диспетчерские пункты районов теплоснабжения (ЦДПР), соответствующие зонам действия теплоисточников. На уровне ЦДПР формируются базовые значения параметров теплоносителя на выходе источника теплоты (температура, расход, напор). Эти величины определяют верхний предел возможных значений указанных параметров на нижнем уровне иерархии. Управление

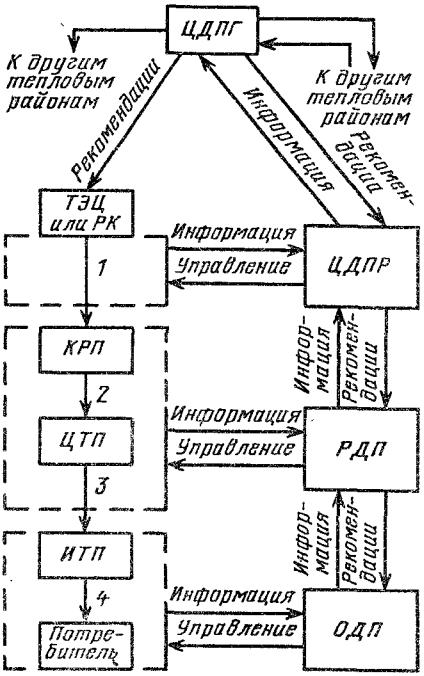


Рис. 2.2. Структурная схема АСУ ТП СЦТ (четырехуровневая):
1-3 — транзитные и магистральные, районные распределительные и внутриквартальные сети, *4* — местные трубопроводы

работой самого источника теплоты производится со щитов управления ТЭЦ или РК, а с ЦДПР выдаются рекомендации по значениям выходных параметров теплоисточников и производится управление теплосетью (насосными станциями, задвижками) на транзитных теплопроводах от выходных задвижек на тепломагистралях теплоисточников до контрольно-распределительных пунктов (КРП) (некий аналог РТП), оборудованием КРП и районными распределительными сетями.

Информация о работе оборудования и технологических параметрах КРП поступает на районный диспетчерский пункт (РДП).

На нижнем четвертом уровне принятой системы управления находится объединенная диспетчерская система (ОДС), обеспечивающая управление работой центральных и индивидуальных тепловых пунктов, а также внутриквартальными сетями.

На ОДП формируются условия, обеспечивающие требования потребителей. Этот уровень управления рассматривается при де-

тальном проектировании системы.На уровне ЦЛПГ решаются следующие задачи трех подсистем:

1) подсистема информационного обеспечения:

комплекс задач (КЗ) актуализации базы данных и реализации запросов на поиск, выборку и представление информации (реализуется СУБД);

КЗ приема, передачи и обработки телемеханической и оперативно-диспетчерской информации о режимах работы СЦТ;

2) подсистема технико-экономического планирования работы теплоисточников, транзитных и магистральных тепловых сетей в нормальных и аварийных ситуациях:

КЗ по расчету ТЭЦ по вариантам планирования режимов и формирования управляющих воздействий;

КЗ по краткосрочному и долгосрочному прогнозу тепловых нагрузок;

расчет нормальных и стационарных аварийных гидравлических режимов транзитных и магистральных тепловых сетей;

расчет центрального графика температур;

расчет нестационарных аварийных режимов в транзитных и магистральных тепловых сетях;

оптимизация распределения нагрузок между теплоисточниками;

КЗ по идентификации параметров транзитных и магистральных тепловых сетей;

КЗ по управлению режимами СЦТ в нормальных и послеаварийных ситуациях;оптимизация деления на тепловые районы;

КЗ оперативного управления отпуском теплоты на источнике;

3) подсистема оперативного управления (учет и контроль оборудования и приборов + контроль параметров):

формирование суточной диспетчерской ведомости на базе телеизмерений;

КЗ контроля состояния средств телемеханики, оборудования и арматуры транзитных магистральных сетей.

На уровне РДП решаются следующие задачи подсистем:

4) подсистема оперативного управления:

расчет уточненного прогноза тепловой нагрузки;

расчет нормальных и стационарных аварийных гидравлических режимов распределительных сетей;

расчет нестационарных аварийных гидравлических режимов в распределительных сетях;

КЗ идентификации параметров распределительных сетей;

КЗ по управлению теплогидравлическими режимами распределительных сетей;

КЗ по реализации управляющих воздействий на управляющих микропроцессорах КРП и ЦТП;

формирование диспетчерской ведомости;

контроль исправности состояния телемеханики, оборудования и арматуры распределительных сетей;

5) подсистема информационного обеспечения:

КЗ актуализации базы данных и обмена информации с ней;

КЗ приема, передачи и первичной обработки телемеханической и оперативно-диспетчерской информации на уровне РДС.

Суммируя сказанное выше о структуре управления и комплексах задач, необходимо привести несколько схем.

Функциональная схема на рис. 2.3 отображает одну из подсистем АСУ предприятия теплоснабжения. В общем случае структура АСУ предприятия включает подсистемы, решающие комплексы задач планирования и оперативного управления (рис. 2.4).

Подсистема контроля и управления технологическими процессами предназначена для решения задач автоматизированного сбора и переработки информации о протекании технологических процессов, о внешних возмущениях, а также информации о ресурсах и другой информации, поступающей с верхнего и нижнего уровней.

Подсистема технико-экономического планирования обеспечивает решение задач загрузки источников, оптимального деления на зоны, разработки графика центрального регулирования в зависимости от структуры присоединенной нагрузки, а также планирования себестоимости отпущенной теплоты, труда, заработной платы и подобных ТЭП.

Подсистема оперативного управления обеспечивает решение задач поддержания гидравлического и теплового режима в нормальных и аварийных ситуациях.

В основе решения режимных задач лежит расчет графика суточного отпуска и потребления теплоты с учетом ограничений, связанных с состоянием оборудования и плановыми заявками на ремонт или подключение новых потребителей теплоты. В случае аварийной ситуации задачей подсистемы оперативного управления является обеспечение живучести СЦТ и локализации аварийной ситуации.

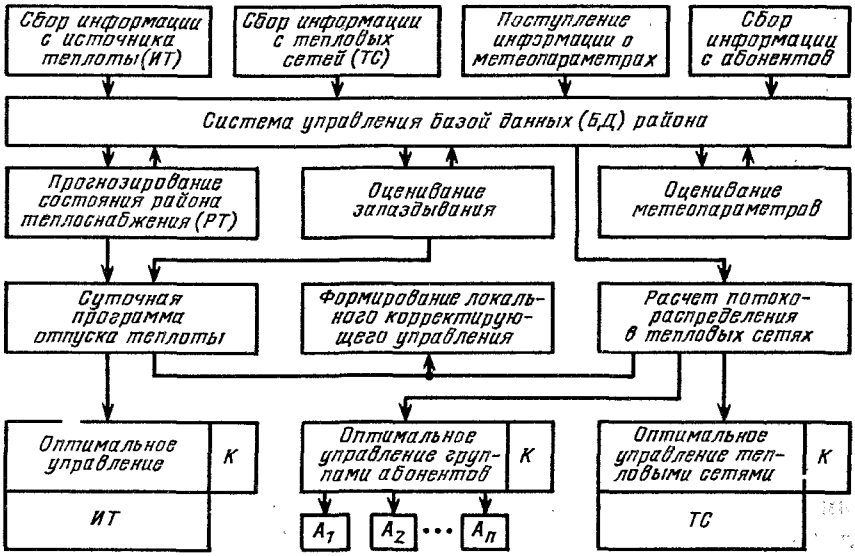


Рис.2.3. Подсистема оперативного управления

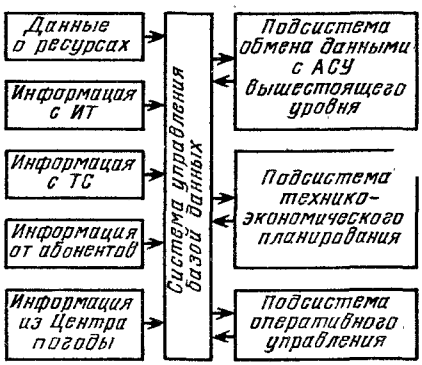


Рис. 2.4. Общая схема интегрированной АСУ

В соответствии с функциональной схемой на рис. 2.3 подсистема оперативного управления предусматривает решение следующих задач в [84]:

1) обоснование способов изменения состояния объекта; сбор, передача и предварительная обработка информации о состоянии основного технологического оборудования и параметрах технологического процесса; поступление информации в специально организованную базу данных. Способы ведения базы данных рассмотрены в [171];

2) разработка математической модели управления (ИТ, РТ, тепловой сети);

3) обоснование критерия оптимизации;

4) синтез оптимальных суточных программ отпуска теплоты на сутки вперед;

5) синтез оперативного локально-корректирующего управления, позволяющий откорректировать оптимальный отпуск теплоты.

Как видно из рис. 2.3, источник теплоты имеет самостоятельный контур управления, функционирующий по заданиям контура управления состоянием района теплоснабжения.

При рассматриваемом выше подходе единый метод анализа применяется ко всем уровням объекта управления. Это, однако, не означает, что реализация конкретной системы должна охватывать все эти уровни. Предварительный анализ, проделанный Внипиэнергопромом, показал, что АСИ ТП СЦТ должна строиться с расчетом на единую структуру информационных и управляющих связей для верхних уровней иерархии объекта управления, вплоть до крупных ЦТП (40—50 Гкал). Контроль состояния мелких ЦТП и ИТП следует проводить в ОДП.

2.2 Критерии управления на разных иерархических уровнях

Иерархическая структура системы управления теплоснабжением предполагает наличие системы взаимосвязанных критериев управления всех уровней иерархии, которые могут быть различными. Рассмотрим критерии для двух верхних уровней АСУ ТП.

Критерий управления для верхнего уровня (управление источником или источниками теплоты) должен характеризовать цель функционирования системы теплоснабжения в целом. Такой критерий, как правило, является экономическим (технико-эко-

номическим), например минимум суммарных эксплуатационных затрат на функционирование системы теплоснабжения. Ограничениями являются предельные значения параметров теплоносителя, которые могут быть реализованы при заданной технологической схеме источника теплоты (ТЭЦ или котельной), и заданный диапазон параметров среды и потребителя.

Критерий управления на уровне контрольно-распределительного пункта — минимальное отклонение параметров теплоносителя на выходе из КРП от заданных значений. Формализованная форма такого критерия может иметь вид минимума суммы квадратов отклонений температуры теплоносителя, его напора и расхода от заданных значений. Ограничения при этом определяются диапазоном регулирования оборудования, установленного на КРП, и допустимым диапазоном изменения регулируемых параметров.

Для формирования управляющих воздействий на каждом уровне системы управления осуществляется сбор информации о регулируемых переменных (переменные состояния), входящих в критерии и ограничения.

На рис. 2.5 показана общая схема координированного управления.

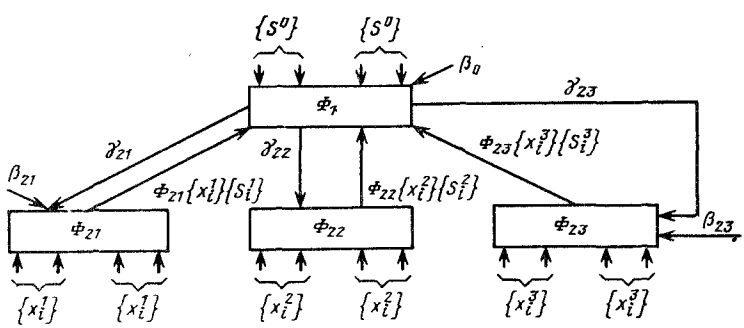


Рис. 2.5. Схема координированного управления иерархической системой

Функционирование такой системы управления описывается следующими уравнениями:

$$s_{k+1}^0 = s\left(s_i^k, s_2^k, s_3^k, s_0^k, s_0^k\right); \qquad (2.1)$$

$$s_i^{k+1} = s_i\left(s_i^k, \beta_i^k, x_i^k, \gamma_{2i}^k\right); \quad (2.2)$$

$$\Phi_{2i}^k = \Phi_2\left(s_i^k, \beta_i^k, x_i^k, \gamma_{21}^k,\right); \quad (2.3)$$

$$\Phi_i^k = \Phi_1\left(s_i^o, \beta_0^k, \gamma_{21}^k, \gamma_{22}^k, \gamma_{23}^k,\right); \quad (2.4)$$

$$\gamma_{2i}^{k+1} = \Gamma\left(\Phi_1^k, s_k^0, s_k^0, s_k^0,\right). \quad (2.5)$$

Уравнения (2.1) и (2.2) определяют порядок перехода системы от состояния к состоянию под воздействием внешних факторов и управляющих воздействий.

Уравнения (2.3), (2.4) определяют способ вычисления целевых функционалов верхнего и нижнего уровней на каждом шаге процесса формирования управляющих воздействий.

Уравнение (2.5) задает способ формирования координирующего воздействия для каждой локальной системы II уровня. Локальные переменные управления формируются независимо для каждой системы II уровня. Реализация схемы координированного иерархического управления для систем централизованного теплоснабжения определяется в том числе структурой задач управления. Представляется целесообразным выделить следующие классы задач управления режимами систем теплоснабжения:

управление системой в нестационарном аварийном режиме;

управление системой в стационарном аварийном режиме;

планирование стратегии управления в аварийных и послеаварийных ситуациях;

управление системой при отклонении от расчетного режима работы.

2.3. Управление системой теплоснабжения при отклонениях от расчетного режима

Отклонения от расчетного режима системы теплоснабжения могут быть вызваны нехваткой топлива, резким изменением наружной температуры, подключением новых потребителей, вводом новых мощностей.

При отклонениях от заданного теплогидравлического режима проводится анализ ситуации на модели координированного управления СЦТ. На верхнем уровне иерархии СУ (ЦДП) форми-

руются базовые значения параметров теплоносителя на выходе источника теплоты (температура, расход, напор). Эти величины определяют верхний предел возможных значений указанных параметров на нижнем уровне иерархии (КРП или ЦТП). На моделях КРП (ЦТП) имитируется регулирование теплогидравлического режима, обеспечивающее минимальное отклонение регулируемых параметров от заданных значений при соблюдении ограничений на выходные параметры теплоносителя. После завершения процесса регулирования на КРП (ЦТП) результирующие значения параметров теплоносителя, значения критериев, а если требуется, и сигналы о состоянии оборудования (при аварийных режимах работы) по каналу обратной связи передаются на верхний уровень модели управления, где формируется значение экономического критерия. После этого на модель источника и КРП передается новый координирующий сигнал (например, команда на включение подпитки на ТЭЦ при падении давления обратной сетевой воды, включение насосов на КРП и пр.) и процесс повторяется. Формирование управляющих воздействий продолжается до тех пор, пока не достигается стабилизация значения глобального критерия при выполнении ограничений на параметры теплогидравлического режима системы в целом или пока не будет исчерпан перечень возможных управляющих воздействий.

Для обеспечения сходимости процедуры формирования управляющих воздействий переменная состояния или их вектор (тепловая нагрузка, расход, температура, давление), по отклонению от которой формируется управление, должна на протяжении промежутка времени, необходимого для определения и реализации управляющего воздействия, сохранять постоянное значение. Это значение соответствует прогнозу переменной состояния на заданный период. Например, для тепловой нагрузки представляется целесообразным формировать прогноз на неделю. Для каждого следующего дня и далее для времени суток этот прогноз корректируется с учетом информации о текущей тепловой нагрузке, поступающей от потребителей, и климатологии. При необходимости управляющее воздействие формируется для интервала времени, в течение которого нагрузка считается постоянной. Значение тепловой нагрузки обобщенного потребителя может формироваться на уровне ОДС на основе сведений о тепловой нагрузке отдельных потребителей.

Модели управления СЦТ обладают существенной неопределенностью за счет стохастического характера некоторых переменных состояния: текущих температур наружного воздуха, нагрузки вентиляции и горячего водоснабжения. Стохастический характер имеют и параметры модели объекта управления: характеристики шероховатости труб тепловой сети, состояния тепловой изоляции трубопроводов и наружных ограждений.

Для заданного интервала времени управления вариации указанных характеристик различны. Для того чтобы модель ОУ была адекватна реальной системе, что является необходимым условием формирования эффективных управляющих воздействий СУ, требуется коррекция параметров модели ОУ и учет изменения переменных состояния ОУ. В связи с этим необходимо, чтобы СУ могла периодически производить идентификацию параметров и переменных состояния модели ОУ. При этом порядок формирования управляющих воздействий соответствует описанному для системы координированного управления, однако через некоторый интервал времени Т, зависящий от статистических характеристик стохастических переменных, включается алгоритм идентификации и модель ОУ подстраивается под новые условия. Для моделей СЦТ по информации, хранимой в базе данных системы, и по результатам текущих измерений должны периодически оцениваться параметры трубопроводов и характеристики оборудования сети и тепловых пунктов. При формировании управляющих воздействий необходимо учитывать на основе имеющихся ретроспективных данных и текущих измерений изменения температуры наружного воздуха и тепловых нагрузок. Блоки идентификации должны включаться в алгоритмы управления каждого уровня иерархии СУ; идентификация должна проводиться для моделей всех уровней иерархии ОУ. Частота идентификации возрастает от верхнего к нижнему уровню ОУ.

Общая схема идентификации для верхнего уровня иерархии ОУ в системе адаптивного управления СЦТ показана на рис. 2.6.

Программное обеспечение системы управления СЦТ включает следующие программы:

операционную систему, обеспечивающую взаимосвязанную работу вычислительных средств на разных уровнях иерархии, управление обменом данными, работу прикладных программ и системы управления базой данных;

сервисные программы, обеспечивающие вывод отчетов о работе системы управления, состоянии системы теплоснабжения, сформированных управляющих воздействиях; эти программы обеспечивают также вывод видеограмм для выработки управляющих воздействий, работу плоттеров, диалоговый режим работы и др.;

систему управления базой данных и базу данных, в которой содержатся три вида информации; нормативно-справочная (параметры оборудования источника теплоты, сетевого оборудования, данные о климатологии и структуре застройки района теплоснабжения, демографические данные, виды нагрузок и их размеры и другая информация), условно-постоянная (параметры стационарного теплогидравлического режима, температурные графики и др.), переменная информация (результаты опроса датчиков давления, расхода, температуры, текущие состояния оборудования и др.);

управляющую программу, обеспечивающую взаимодействие программ управления и различных уровней СУ между собой и с СУ БД; эта программа реализует обратную связь по данным (см. 3.3), а также формирование и передачу координирующих управляющих воздействий;

прикладные программы управления режимами работы разных уровней системы теплоснабжения;

программы управления исполнительными органами.

На рис. 2.3 указаны связи по управлению, определяющие иерархию и порядок работы соответствующих программ и связи по данным, отражающие порядок обмена данными между программами системы.

В результате рассмотрения вопросов синтеза систем управления СЦТ можно сделать следующие основные выводы:

1) ввиду развития весьма крупных систем централизованного теплоснабжения, которые представляют собой большие системы сложной структуры, проектирование этих систем и разработку соответствующих систем управления следует проводить на основе методов системного анализа;

2) структура системы управления СЦТ определяется структурой объекта управления, которая является иерархической;

3) процесс функционирования системы управления СЦТ должен соответствовать принципам координированного управления многоуровневыми системами. При этом выработка управляющих воздействий определяется иерархической системой взаи-

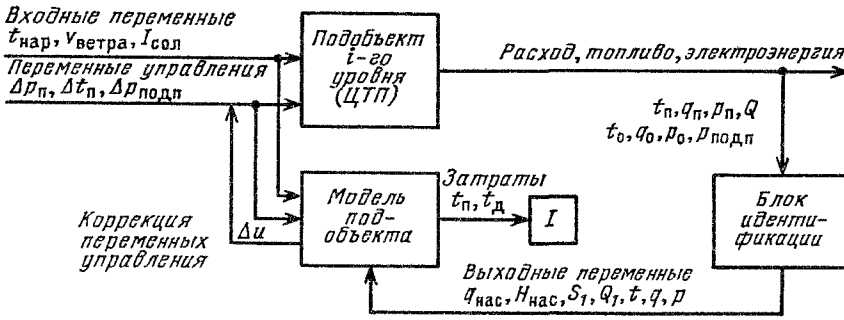


Рис. 2.6. Структура информационного и программного обеспечения: $\overline{q}, dp$— скорректированные переменные состояния, параметры; I — система управления.

мосвязанных критериев и систем ограничений и носит итерационный характер. Необходимым условием эффективного управления является передача координирующего сигнала с верхнего уровня (например, параметры теплоносителя на выходе источника теплоты) на нижний; выработка этого сигнала производится на основе информации, передаваемой по каналу обратной связи с нижнего уровня (например, с КРП) на верхний (пункт управления источниками теплоты);

4) реализация управляющих функций осуществляется на основе использования единой системы программного обеспечения иерархической структуры, которая включает: систему управления базой данных о работе системы централизованного теплоснабжения; управляющую программу; программы идентификации параметров моделей, управления режимами работа системы и контроля ее состояния.

Глава третья

Математические модели процессов теплоснабжения

3.1. Классификация подходов к математическому моделированию СЦТ

Применяемый в настоящее время математический аппарат для расчетов режимов СЦТ не учитывает ряда характерных особенностей этих систем, останавливаться на которых не имело большого смысла при неавтоматизированном управлении, но которые становятся принципиально важными на этапе комплексной автоматизации.

Исследования по моделированию СЦТ выполняются по следующим основным направлениям:

1) оптимальное проектирование, в том числе разработка общих структур, оптимизация параметров и схемных решений подсистем автоматизированных СЦТ;

2) оптимальное управление, в том числе прогнозирование (долгосрочное и оперативное) и нормирование теплопотребления, оперативно-диспетчерское и автоматическое управление, а также обнаружение аварий;

3) взаимодействие с системами топливо- и электроснабжения, а также с другими системами инженерного оборудования в интегрированных автоматизированных системах городского хозяйства.

Из приведенного анализа следует, что СЦТ различной структуры содержит элементы, которые должны быть отражены при моделировании процессов теплоснабжения. Наиболее сложны СЦТ третьей структуры. Потери от некачественного управления режимами в этой структуре также больше, поэтому эффективность применения автоматизированных процессов управления самая высокая.

Использование АСУ для СЦТ первой структуры не всегда может оказаться эффективным, так как затраты на автоматизацию задач планирования и оперативного управления могут превосходить полученный эффект. В этом случае целесообразно

применение АСУ на уровне предприятия теплоснабжения, включающего несколько СЦТ.

Анализ различных структур СЦТ показывает: с укрупнением СЦТ растет количество и сложность задач планирования и оперативного управления; при всех структурах СЦТ имеют одинаковые внешние возмущающие факторы (температура наружного воздуха, скорость и направление ветра и др.); планирование и управление режимами в системах второй и третьей групп необходимо согласовывать с режимами электропотребления в энергосистеме; управление режимами СЦТ может осуществляться на источниках теплоты, насосных станциях и ГТП.

Планирование и управление режимами теплоснабжения. Исторически системы теплоснабжения конструировались как отопительные, т.е. предназначенные для обеспечения отопительной нагрузки потребителя, которая остается определяющей и в настоящее время. Задача технико-экономического планирования состоит в определении расчетного, постоянного в течение всего отопительного периода расхода теплоносителя и зависимости

$$t_1 = f(t_н, w, Q_o),$$

где t_1 —температура теплоносителя на выходе источника теплоты; $t_н$, w — температура и скорость наружного воздуха; Q_o — нагрузка отопления.

Решают эту задачу аналитически [5, 20, 31], при этом вся система теплоснабжения рассматривается как один потребитель, нагрузка которого равна сумме всех нагрузок. Применение такого подхода в чисто отопительных системах дает удовлетворительные результаты. Однако чисто отопительные системы в настоящее время не используются.

Основными потребителями теплоты в городских районах теплоснабжения являются системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, горячего водоснабжения и технологическая. Базовыми системами были и остаются системы отопления. Системами вентиляции оснащаются лишь промышленные и общественные здания. Системы горячего водоснабжения имеются, как правило, во всех промышленных и жилых районах современных городов. Технологические системы имеются только на промышленных предприятиях. Для жилого района отношение средней нагрузки горячего водоснабжения к расчетной на-

грузке отопления в крупных городах составляет примерно 0,3. При этом годовые расходы теплоты на горячее водоснабжение и отопление примерно равны. Суточные и годовые графики этих видов нагрузок различны и требуют различных параметров теплоносителя, что осложняет задачу регулирования отпуска теплоты в СЦТ [20].

Сущность задач технико-экономического планирования для СЦТ всех структурных групп в настоящее время сводится к определению зависимости вида

$$t_1 = f(t_н,\ w,\ C_Q),$$

где C_Q — схема присоединения и структура присоединенной нагрузки, а также в определении зависимости

$$G = f(t_н),$$

где G — расход теплоносителя.

Традиционно эта задача решается так же, как и для чисто отопительной системы теплоснабжения, когда рассматривают потребителя со смешанной или последовательной схемой присоединения и преобладающей структурой нагрузки [185]. Такой подход приводит к перегреву отопительных систем и перерасходу топлива. Для обеспечения нормальной работы СЦТ в условиях автоматизации тепловых пунктов необходимо комплексное рассмотрение режимов работы тепловых пунктов, тепловых сетей, насосных станций и источников теплоты.

Применение математических моделей для решения задач планирования режимов позволяет снизить непроизводительные затраты теплоты.

В структурах первой группы систем снижение непроизводительных затрат за счет моделирования по сравнению с традиционным ручным расчетом заключается в том, что математическая модель позволяет учесть характеристики подогревателей ТП, структуру присоединенной нагрузки и обеспечить минимизацию перерасхода топлива посредством вариации параметров зависимости для t1 в смысле критерия:

$$Q_o = \min[Q_1(t_1),\ Q_2(t_2)...] \text{при } Q_1, Q_2... > Q_o, \qquad (3.1)$$

где Q_0 — отпуск теплоты предприятиям теплоснабжения за отопительный сезон; Q_1, Q_2, Q_3 — варианты отпуска теплоты для различных схем автоматизации и характеристик подогревателей [72].

В структурах второй группы систем существенным является не только снижение непроизводительных затрат теплоты, но и снижение температуры возвращаемой на ТЭЦ воды, что позволяет увеличивать комбинированную выработку электрической и тепловой энергии. Увеличение комбинированной выработки приводит к снижению расхода топлива на производство электроэнергии. Кроме того, в структурах 2-й и 1-й групп актуальным является снижение затрат на циркуляцию теплоносителя по тепловой сети. Затраты на циркуляцию зависят от произведения расхода циркулирующей воды G на напор, развиваемый насосами H. Известно, что перемещением насосной мощности от источника к потребителю можно снизить затраты на перекачку примерно в 2 раза, поэтому для структуры этой группы при планировании режимов возникает задача определения напора на источниках теплоты, насосных станциях и ГТП:

$$Z_{\text{ц}} = f\left(H, G\right) \rightarrow \min \text{ при } H^{\text{мин}} \le H \le H^{\text{макс}}, \qquad (3.2)$$

где H — вектор действующих напоров насосов источника, насосных станций и ГТП; $Z_{\text{ц}}$ — затраты на циркуляцию теплоносителя.

В структурах 3-й группы систем кроме перечисленных выше задач (3.1) и (3.2) актуальна задача планирования загрузки источников. Базовый источник АТЭЦ или атомной станции теплоснабжения (АСТ) обладает меньшими возможностями маневра мощности и существенно меньшими затратами на выработку единицы теплоты из-за относительной дешевизны ядерного горючего. Кроме того, из-за значительной удаленности базового источника от потребителя транзитные тепловые сети обладают возможностью аккумуляции теплоты и транспортного запаздывания.

Для предприятий теплоснабжения 2-й и 3-й групп характерно появление задач планирования суточного режима, где на каждый час суток рассчитываются параметры теплоносителя исходя из минимизации затрат на производство теплоты:

$$Z_0 = f\left(Q_б, Q_р^1, Q_р^2 \ldots\right) \rightarrow \min;$$
$$Q_б + Q_р^1 + Q_р^2 + \ldots > \sum Q_П, \qquad (3.3)$$

где Z_o —затраты напроизводство теплоты; $Q_б, Q_р^1, Q_р^2$ — тепловые нагрузки базового и пиковых источников теплоты; $Q_П$— тепловые нагрузки потребителей теплоты.

Задачи оперативного управления заключаются в определении параметров оборудования и настройки авторегуляторов, которые обеспечивают планируемые режимы, а также определение допустимых режимов в аварийных ситуациях и плановом выводе в ремонт оборудования. Поскольку в структуре любой группы управление может осуществляться только через изменение гидравлических параметров сети, основной математической моделью, обеспечивающей автоматизацию задач оперативного управления, является задача расчета гидравлического режима с изотермическими и неизотермическими процессами в системе теплоснабжения.

Второй по важности задачей оперативного управления является контроль за текущими параметрами режима СЦТ. При выходе контрольных значений давления и температуры за допустимые пределы необходимо оперативно выявить причину и принять меры по ликвидации возникающей ситуации. Для решения этой задачи в настоящее время нет полноценных алгоритмов, поэтому оперативный персонал действует интуитивно, что часто приводит к нежелательным последствиям. Автоматизация процесса выявления аварийной ситуации и процедур переключения для ее ликвидации является одной из целей настоящей работы.

Для решения задач оперативного управления необходимо знать текущее состояние оборудования. Информация об изменениях должна регулярно поступать в центр управления (см. рис.2.2) и легко вводиться в процедуру решения задач управления, что может быть достигнуто только с помощью ЭВМ.

Эффективное решение задач оперативного управления невозможно без обеспечения достоверности характеристик основных технологических объектов (рис. 3.1). Для этих целей разрабатываются алгоритмы оперативного контроля (см. рис. 2.3) и тестирования состояния поверхности трубопроводов и тепловой изоляции, которые позволяют адаптировать характеристики их по

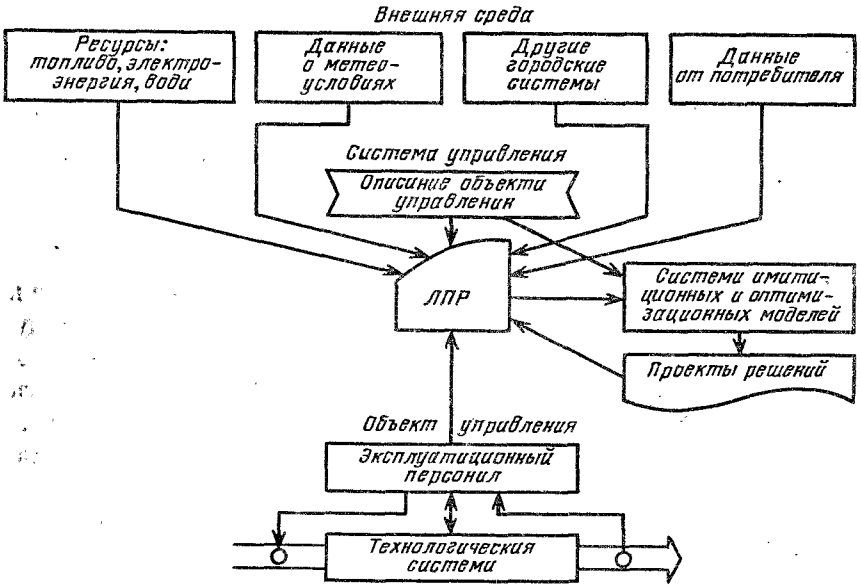


Рис. 3.1. Функциональная схема системы управления СЦТ

текущим параметрам теплоносителя без останова СЦТ [116]. При разработке таких алгоритмов необходимо учитывать точность штатных контрольно-измерительных приборов и места их эффективного расположения [88]. Задачи определения текущих характеристик основного оборудования называют задачами идентификации или обратной задачей теплового и гидравлического расчета. В настоящее время эти задачи решаются с помощью гидравлических и тепловых испытаний тепловых сетей, которые проводятся эпизодически. Результаты испытаний экстраполируются для рабочих условий без достаточного обоснования.

Задачи планирования и оперативного управления СЦТ. В табл. 3.1 приведен состав задач функциональных подсистем по структурным группам СЦТ и обеспеченность их математическими моделями и программами[1].

[1] Использованы материалы АКХ и др. Сокращенные названия организаций: ВНИИЭЭ — Всесоюзный научно-исследовательский институт электроэнергетики, СЭИ — Сибирский энергетический институт СО АН СССР, Союзтехэнерго — производственное объединение по организации эксплуатации энергетических объектов, ВТИ —Всероссийский теплотехнический научно-исследовательский институт им. Ф.Э. Дзержинского, АКХ — Академия коммунального хозяйства им. К.Д. Памфилова.

Тепловой режим отапливаемых зданий подвержен влиянию внешних и внутренних возмущений. К внутренним относятся бытовые тепловыделения, а также поступления от светильников и оборудования. К внешним возмущениям относятся влияния изменения температуры наружного воздуха, скорости и направления ветра, интенсивности солнечной радиации, влажности воздуха и т.п. Компенсация этих возмущений осуществляется изменением температуры и расхода теплоносителя, поступающего в нагревательные приборы.

Таблица 3.1. Состав задач функциональных подсистем организационно-технологической АСУ предприятия теплоснабжения

Наименование задачи
Подсистема технико-экономического планирования
Оптимизация загрузки источника теплоты:
котельные
ТЭЦ
АТЭЦ
Определение оптимальных зон деления СЦТ на тепловые районы
Расчет дроссельных диафрагм для стабилизации гидравлического режима
Расчет графика центрального качественного регулирования СЦТ
Подсистема календарного планирования
Оптимальная загрузка котлов
Подсистема оперативного управления
Расчет гидравлического режима в нормальных и аварийных ситуациях
Прогнозирование тепловых нагрузок на сутки
Расчет теплогидравлического режима в нормальной и аварийной ситуациях
Выбор допустимого режима в аварийной ситуации
Подсистема контроля и управления технологическими процессами теплоснабжения
Определение контрольных точек для анализа состояния СЦТ
Автоматическое обнаружение аварии в тепловой сети
Оперативная идентификация гидравлических характеристик трубопроводов
Оперативная идентификация состояния тепловой изоляции трубопроводов
Оперативный расчет уставок локальных регуляторов ГТП
Оптимальная нагрузка источника теплоты по периодам суток
Оптимальные режимы тепловых сетей по периодам суток

Научно-технические задачи автоматизации СЦТ (см. § 1.3) были сформулированы в работах проф. С.А. Чистовича [34, 112]. Там же предложено качественное описание постановок для решения основных оптимизационных задач.

Если с более общих позиций рассматривать СЦТ как большую систему энергетики, то для изучения проблемы комплексной оптимизации процессов в автоматизированной СЦТ имеется исходная научно-методическая база, разработанная для больших систем энергетики. Она основывается на межотраслевом опыте системных исследований и управления крупными объектами [23, 65].

Система централизованного теплоснабжения представляет собой многоуровневую сложную систему взаимодействующих элементов, каждый из которых является подсистемой со своими закономерностями функционирования и внутренними взаимосвязями. Изучение СЦТ в целом с кибернетической точки зрения распадается на ряд проблем, укрупненная классификация которых приведена в табл. 3.2.

Режим функционирования СЦТ характеризуют два различных по своей физической сущности параметра — количество отпускаемой теплоты определяется как температурой теплоносителя, так и его расходом. Динамические характеристики по тракту передачи расхода и тракту передачи температуры сильно отличаются друг от друга.

Из таблицы следует, что для того чтобы практически перейти от задач анализа (рассмотрения отдельных конкретных элементов) к задачам синтеза (т.е. создания автоматизированных систем), необходимо связать на основе системного анализа результаты, полученные при изучении и моделировании как отдельных элементов системы (см. табл. 3.2, п. 2.1, 2.2), так и их взаимосвязей.

Для математического описания режимов СЦТ используются различные математические подходы, которые условно можно поделить на детерминированные, вероятностно-статистические и комбинированные.

Таблица 3.2. Классификация задач АСУ с системных позиций

Название	Краткая характеристика применяемых методов решения
Исследование функционирования СЦТ в целом	1.1 Математические вопросы описания СЦТ как сложной системы 1.2. Методы структуризации для СЦТ, принципы ее декомпозиции
Исследование отдельных элементов СЦТ,их взаимодействия	2.1. Методы математического моделирования объектов СЦТ 2.2. Методы проведения натурных и модельных экспериментов для объектов СЦТ 2.3. Методы алгоритмизации и программирования для моделирования взаимодействия объектов СЦТ
Проблема согласованности функционирования объектов СЦТ (процессы получения и передачи информации, закономерности колебания режимов)	3.1. Методы теории информации 3.2. Математические методы описания случайных возмущающих воздействий 3.3. Методы комплексного оценивания состояния и параметров
Методы комплексной оптимизации АСУ ТП СЦТ признакам	4.1. Методы декомпозиции задачи управления по различным 4.2. Установление критериев оптимальности; а) в техническом аспекте; б) в экономическом аспекте; в) в экологическом аспекте; г) в социально-политическом аспекте 4.3. Математические методы решения минимаксных задач 4.4 .Исследование управляющих и регулирующих свойств автоматизированных СЦТ в различных режимах — нормальном, аварийном, послеаварийном
Создание комплекса управляющих, регулирующих и контролирующих объекты СЦТ программ	5.1. Создание банка данных о состоянии объектов 5.2. Создание банка управляющих воздействий в зависимости от: а) состояния объектов СЦТ; б) предполагаемых возмущений; в) ситуативного признака (п. 4.1) 5.3. Создание программного блока анализатора возможных последствий каждого конкретного управления с учетом аспектов, перечисленных в п.4.2 5.4. Создание технической базы для автоматизированной СЦТ

В настоящее время наиболее разработанными можно считать математические модели функционирования отдельных элементов СЦТ (см, табл. 3.2, п. 2.1, 2.2, 2.5, 5.2). Эти модели могут иметь различный вид (дифференциальных или интегральных уравнений, передаточных функций, регрессионных уравнений, моделей в пространстве состояний и др.). Почти все из этих моделей разработаны в жестких предположениях об осредненных характеристиках остальных элементов СЦТ.

При детерминированном подходе сеть представляют в виде одного потребителя с эквивалентными характеристиками, для которого определяются допустимые режимы [65]. В [55] анализируется влияние распределенности нагрузки по сети. При анализе динамических свойств системы ее рассматривали как совокупность большого числа теплообменных устройств, объединенных в единую систему генерации, транспорта, распределения и потребления теплоты. Сами теплообменные устройства в свою очередь могли быть классифицированы по видам теплопередачи, физическим свойствам теплоносителя и конструктивному выполнению [34, 102].

Соотношение для определения производительности любого конвективного теплообменного аппарата принимает следующий вид:

$$Q = W_{м} \varepsilon \, \Delta t_{макс} \tag{3.4}$$

где $W_{м}$ — тепловой эквивалент расхода греющей или нагреваемой среды (индекс обозначается меньший или больший по значению); ε — безразмерная удельная производительность теплообменного аппарата; $\Delta t_{макс}$ — максимальная разность температур теплообменивающих сред.

Зависимость удельной тепловой производительности от расхода и параметров теплообменника для среднелогарифмической разности температур принимает вид [20]

$$\varepsilon = \frac{1 - \exp\left[\omega\left(\frac{W_{м}}{W_{б}} - 1\right)\right]}{1 - \exp\left[\omega\left(\frac{W_{м}}{W_{б}} - 1\right)\right]\frac{W_{м}}{W_{б}}}, \tag{3.5}$$

где $\omega = kF/W_м$ — режимный коэффициент; kF — произведение коэффициента теплопередачи, кДж/(ч · м² · °С), на площадь поверхности, м².

Аппроксимация зависимости удельной производительности от расхода полиномом первой степени позволяет получить соотношение

$$\varepsilon = \frac{1}{a_0 + a_1 \dfrac{W_м}{W_б} + \dfrac{1}{\omega}}. \qquad (3.6)$$

К детерминированному подходу можно отнести модели помещения (в форме дифференциальных и разностных уравнений), которые основаны на описании физических процессов, происходящих при теплообмене в помещении. Динамические свойства теплоемких внешних ограждений описываются дифференциальными уравнениями Фурье в частных производных [34]. Нестационарному теплообмену в СЦТ посвящены работы [55, 102]. Внутренние тепловыделения, медленные и быстрые тепловые потери учитываются обыкновенными дифференциальными уравнениями в [34].

Выходными параметрами этого класса моделей служит температура внутреннего воздуха помещений $t_{вн}$, которая рассчитывается в зависимости от коэффициента температуропроводности и теплопроводности и метеопараметров. При использовании такого подхода в программно-алгоритмическом обеспечении АСУ ТП потребуется информация о характеристиках (и их возможных динамических изменениях) управляемого объекта, т.е. здания или помещения. Примером детерминированного подхода служит график центрального качественного регулирования, который в настоящее время используется повсеместно для отпуска теплоты от источников.

На основе детерминированного подхода были исследованы особенности гидравлического режима работы автоматизированной СЦТ с непосредственным водоразбором [115], эффективность качественно-количественного регулирования с изменением частоты вращения сетевого насоса на источнике теплоты [50], программное регулирование [113], режимы работы двухсоплового элеватора [114].

программное регулирование [113], режимы работы двухсоплового элеватора [114].

Более современный подход к разработке математической модели теплового режима изложен в [4]. Основной акцент сделан на анализ аналитических решений [39] и применение интегральных преобразований для решения уравнений стационарной и нестационарной теплопроводности. Авторами [4] разработаны методы решения одно- и многомерных задач, приведены программы, реализующие основные алгоритмы, оценивается сходимость численных методов, включая и метод конечных элементов, изложенный в [28]. Анализ работы [49] позволяет сделать вывод, что на основе общего подхода для каждой сложной задачи, какой является задача теплового режима, необходимо, используя особенности объекта исследования, конструировать собственную методику, удовлетворяющую поставленным целям и требованиям разработки.

В [77] обосновывается применение метода интегрального преобразования с ядром для получения аналитической хотя и очень громоздкой зависимости. Эта зависимость позволяет, по мнению автора, рассчитывать тепловой режим трубопровода. Оценка точности полученных уравнений не приводится, и отсутствует их сопоставление с численными методами расчета аналогичной задачи.

В работах проф. доктора техн. наук С.А. Чистовича [34] показано, что значительная доля теплопотерь современных зданий (до 50%) составляют так называемые быстрые теплопотери, которые связаны с инфильтрацией и радиацией через оконные проемы.

Подтверждение выводу [34] и количественная оценка составляющих теплопотерь отапливаемого здания разработаны в [102]. Для решения задачи нестационарной теплопроводности отапливаемого здания в [102] применяется преобразование Лапласа. В результате получена аналитическая зависимость для оценки температуры в помещении. Точность полученных соотношений подтверждается данными натурного эксперимента, проведенного в специальном помещении. Однако эта аналитическая зависимость предполагает точное знание теплодинамических свойств здания, которые изменяются от погодных условий и срока службы здания. Получение точных характеристик возможно при про-

ведении испытаний, которые ни одним нормативом [183] не предусмотрены.

Применение таких моделей для оперативного управления не всегда оправдано, так как СЦТ представляет собой сложную динамическую систему, подверженную случайным воздействиям, что вносит существенные ограничения в возможности применения детерминированных методов и аналитических расчетов. Многие возмущающие воздействия в СЦТ носят вероятностный характер, поэтому для построения моделей используются данные экспериментов на основе вероятностно-статистических методов. Параметрическое представление модели объекта предполагает, что связь между входом и выходом известна с точностью до некоторых параметров, которые подлежат оценке по экспериментальным данным.

Наиболее интересное решение дифференциального уравнения теплового баланса здания получено в [37].

Конечно-разностный метод позволяет учесть распределение температур по наружным и внутренним ограждающим поверхностям и неоднородность их теплофизических свойств.

При вычислении удобно использовать рекуррентное соотношение, полученное В.К. Аверьяновым и С.И. Быковым [37].

Для проверки точности получаемого решения в настоящей работе проведен вычислительный эксперимент, результаты которого отображены на рис. 3.2. Анализ полученных данных позволяет сделать вывод о возможности применения рекуррентного соотношения для решения задач оперативного управления и планирования.

Таким методом для двух жилых и общественного здания в опытном районе Ленинграда были получены уравнения регрессии для температуры внутреннего воздуха и температуры прямой воды, идущей на отопление [38]. Регрессионный анализ базируется на некоторых предпосылках, которые ограничивают его применение, в частности:

требования к распределению вероятностей входных и выходных переменных;

условия однородности дисперсии входных величин;

ошибки измерения входных переменных по сравнению с ошибками выходных.

Специфика технологических процессов теплоснабжения создает трудности в использовании регрессионного анализа, пос-

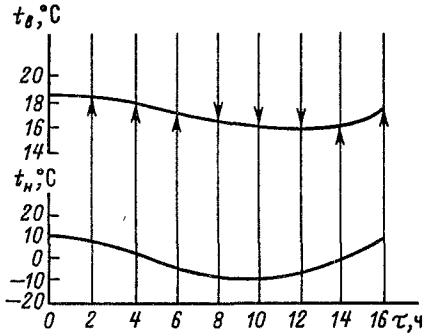


Рис. 3.2. Сопоставление расчетов температуры внутреннего воздуха:
кривые — по рекуррентному соотношению (3.11); стрелки — по конечно-разностному методу

кольку режимные параметры при нормальных условиях работы меняются мало и данные, подлежащие обработке, сводятся в одну точку. Это приводит к тому, что точность получаемой модели быстро убывает по мере удаления от центра эксперимента.

При математическом моделировании тепловых сетей как элемента СЦТ наиболее разработанными являются модели, служащие для распределительной задачи (распределения теплоносителя по зданиям района). Подробный обзор математических моделей потокораспределения теплоносителя, применяемых при описании гидравлических режимов тепловых сетей, в основе которых лежат законы Кирхгофа, приведен в [55, 25].

Уравнения, составленные на основе сетевых законов Кирхгофа, справедливы для любой трубопроводной системы с квадратичным законом течения.

Недостаточно освещены в литературе математические модели источника теплоты. В то же время даже при успешном решении проблем моделирования других элементов СЦТ и оптимальном управлении ими положительный эффект от такого управления будет сведен на нет при отсутствии моделей оптимальной выработки и отпуска теплоты.

В рассмотренных работах задачи моделирования исследовались как с позиций вероятностно-статистического, так и детерминированного подхода. Однако при их решении отсутствует необходимая комплексность: модели различных подсистем и элементов рассматриваются отдельно, модели гидравлических ре-

жимов в большинстве случаев рассматриваются в отрыве от моделей тепловых режимов и т.п.

Помимо отсутствия комплексности рассмотрения следует отметить, что для СЦТ, особенно с высокой степенью централизации выработки теплоты, характерна существенная неполнота и неопределенность исходной информации и значительное влияние на режимы случайных факторов.

В последние годы появились математические методы стохастического описания, способные учесть эти свойства СЦТ, сложных систем с использованием при их моделировании методов статистической оптимизации, идентификации и адаптации [14]. Применение этих методов для оценивания и прогнозирования СЦТ нашло свое отражение в [19]. В качестве координат теплового состояния района теплоснабжения были выбраны: температура обратного теплоносителя, средняя температура отапливаемых помещений и температура воды на ГВС. Состояние прогнозируется с учетом запаздывания транспорта теплоносителя, метеоусловий, внутренних возмущающих воздействий (таких, как нагрузка ГВС).

Возросшая сложность СЦТ вместе с постановкой новых, более сложных задач перед управляющей системой привели к тому, что проектируемая управляющая система может быть разработана только на основе современной теории оптимального управления, применение которой должно ориентироваться на ЭВМ. Это влечет за собой коренную перестройку взглядов на принципы управления в данных системах.

В работе академика Л.А. Мелентьева [24] показана роль системного анализа при создании математических моделей для решения задач энергетики. Система теплоснабжения по Л.А. Мелентьеву — это большая система, которая состоит из более мелких систем: котельных, ТЭЦ, потребителей и т.д. С позиций системного анализа при разработке моделей больших систем необходимо учитывать только те свойства малых систем, которые влияют на характеристики и параметры больших систем. Эти существенные с позиций системного анализа связи и определяют основные свойства большой системы. Для количественной оценки существенности тех или иных связей в гл. 4 определены требования и критерии их оценки. С этих позиций проведен краткий анализ работ в области тепловых режимов. На перспективу в области оперативного управления отпуском теплоты необходи-

мо отказаться от такого понятия, как «отопительный температурный график», считая, что оптимальные задачи на управляющие величины должны вырабатываться с помощью численной процедуры на ЭВМ, минимизируя в реальном времени некоторый показатель качества.

Централизованное управление СЦТ следует строить по замкнутому контуру, что наряду с необходимостью адаптации моделей требует развития теоретических и технических аспектов построения соответствующего информационного обеспечения.

Полный учет многообразия действующих на СЦТ возмущений, свойств распределенности параметров ее звеньев и сложной иерархии построения неизбежно приводит к чрезмерному усложнению модели. При этом сложность решения системы уравнений, составляющих основу такой модели, никак не оправдывается для условий оперативного управления ввиду недостаточной полноты и точности исходной информации.

Требования к моделированию процессов теплоснабжения. При разработке математических моделей для решения задач планирования и оперативного управления обычно используют два различных подхода.

Первый подход — сведение исследуемой технической задачи к решению совокупности систем линейных и нелинейных алгебраических и дифференциальных уравнений относительно параметров теплогидравлического режима. При этом на искомые параметры накладывают ограничения в виде начальных и граничных условий, вытекающих из постановки задачи. Такой подход называют обратной задачей исследования трубопроводных систем или задачей анализа [18].

Второй подход заключается в нахождении минимума или максимума некоторой функции, зависящей от параметров сети. Его называют прямой задачей исследования трубопроводных систем с комплексной оптимизацией параметров — задачей синтеза [19].

И тот и другой подходы применяются для выявления оптимальных теплогидравлических режимов СЦТ[1]. Определяющими условиями существования теплогидравлического режима явля-

[1] Под теплогидравлическим режимом понимают состояние системы, характеризуемое совокупностью параметров этого режима: напорами во всех узлах, расходами теплоносителя по участкам, тепловыми нагрузками источников и потребителей и температурами во всех узлах тепловой сети в какой-либо момент времени.

ется совокупность конструктивных и управляющих характеристик СЦТ (топологическая структура тепловых сетей; геодезический профиль местности; температура, заданная диспетчером на выходе из источников теплоты; климатологические и метеорологические факторы; гидравлические и тепловые характеристики потребителей; вероятностная нагрузка горячего водоснабжения и др.).

В результате моделирования гидравлические режимы отображаются в виде графиков напоров воды по узлам тепловой сети (пьезометрические графики), которые позволяют анализировать взаимное влияние многочисленных условий, определяющих гидравлический режим тепловой сети.

В проектной и эксплуатационной практике систем теплоснабжения гидравлический режим рассматривается, как правило, зависящим от гидравлических характеристик трубопроводов и насосных станций, а также от переменной во времени нагрузки горячего водоснабжения, подключения новых потребителей, изменения топологии сети (районирования) и аварийного отключения участков.

Гидравлические режимы СЦТ рассчитываются для характерных временных периодов. При этом рассматривается значительное количество таких периодов (существенно меньше, чем в сетях водоснабжения).

Согласно [185] обязательно рассматриваются гидравлические режимы для следующих условий:

отопительного сезона (в открытых СЦТ — с максимальным водоразбором из подающей линии сети, то же из обратной и при полном отсутствии водоразбора; в закрытых и открытых СЦТ — расчетный для выбора диаметров тепловой сети, аварийный — при отключении теплопроводов с нагрузкой 300 МДж/с и более);

неотопительного периода года (летний);

полного останова сети (статический).

На основе проведенных различными авторами исследований стационарных и динамических свойств СЦТ можно сделать следующие выводы: в настоящее время отсутствует непротиворечивая математическая модель, позволяющая анализировать температурную реакцию системы на внешние и внутренние возмущающие воздействия. Под внешними воздействиями понимают управляющие сигналы диспетчера и изменение метеорологических условий. Под внутренними воздействиями понимают взаимное

влияние регуляторов и оборудования в СЦТ, изменение тепловыделений в жилых и производственных помещениях и изменение режима потребления в системах горячего водоснабжения и вентиляции.

Разработанные аналитические и математические модели решают частные задачи гидравлического потокораспределения. Они представляют, как уже говорилось, сеть в виде одного потребителя с эквивалентными характеристиками и для этого потребителя определяют допустимые режимы [5, 30].

В зарубежных публикациях [127, 140, 137] рассматривается влияние распределенности нагрузки по сети. Оценивается влияние транспортного времени на экономические характеристики источников теплоты. Аналитическое исследование динамических свойств СЦТ для выбора мощности подпиточных насосов приведено в [140]. Результаты этих исследований в полной мере нельзя применить для отечественных систем из-за следующих кардинальных отличий в конструкциях и структурных схемах СЦТ:

присоединение потребителей производится через малошумные и бесшумные насосы смешения и теплообменные аппараты;

тепловые пункты, как правило, оснащены устройствами автоматического регулирования и защиты с применением микропроцессоров.

В нашей стране преобладает зависимая схема присоединения нагрузки отопления, которая, как правило, не имеет авторегуляторов, а применяемые гидравлические регуляторы типа РР и РД не обеспечивают необходимого качества регулирования.

Таким образом, в СЦТ, применяемых в нашей стране, существует прямая зависимость режима систем потребителя от изменения гидравлических и тепловых режимов в тепловой сети.

Создание математических моделей, охватывающих основные объекты и взаимосвязи СЦТ, является актуальной задачей при разработке организационно-технологической АСУ, а также для проектирования.

Для разработки моделей СЦТ обычно производится анализ математического аппарата, описывающего режимы работы элементов, источника теплоты, тепловой сети и потребителей теплоты. Выявляются существенные с точки зрения системного подхода, факторы и производится взаимная увязка математических моделей и методов, которые являются одними из основных методических компонентов АСУ теплоснабжения.

Основные требования, предъявляемые к моделированию процессов теплоснабжения в АСУ:

быстродействие — оптимизация режима СЦТ должна производиться на ЭВМ среднего класса в течение 1—2 ч на сутки вперед, определение допустимого гидравлического режима в аварийной ситуации должно производиться в реальном масштабе времени;

адекватность — погрешности моделирования не должны превышать погрешность исходных данных;

надежность — внутренний контроль модели должен исключить возможность ошибочного режима работы;

инвариантность — независимость от топологии и параметров конкретных СЦТ;

адаптивность — в процессе функционирования модель должна иметь средства коррекции основных характеристик системы, которые носят стохастический характер, т.е. не могут быть точно описаны детерминированными зависимостями, а определяются о помощью статистических оценок;

концептуальная целостность — информационная, методическая и математическая совместимость моделей.

3.2. Математические модели гидравлических режимов

На основе анализа, проведенного в гл. 1, следует, что для решения функциональных задач (см. табл. 1.2) всех трех структурных групп СЦТ необходимо разработать математическую модель гидравлического режима. Эта модель должна отвечать определенным в предыдущем параграфе требованиям и обеспечивать решение следующих задач:

определение оптимальных зон деления СЦТ на тепловые районы;

расчет гидравлического режима в нормальных и аварийных ситуациях;

расчет дроссельных диафрагм для стабилизации гидравлического режима.

Модель гидравлического режима должна стать основной вычислительной процедурой при разработке математических моделей, настроенной на решение следующих задач:

выбор допустимого режима в аварийной ситуации;

определение контрольных точек для анализа состояния тепловой сети;

автоматизированное обнаружение повреждений в тепловой сети.

Задача потокораспределения. Задачу потокораспределения для тепловой сети называют задачей расчета гидравлических режимов.

Согласно теории гидравлических цепей В.Я. Хасилева [25] для сети, состоящей из n ветвей, m узлов и k линейно независимых контуров можно составить систему из n уравнений, которые в компактном матричном виде представлены в (3.12):

$$Ax = Q;$$
$$B\,S\,X_x = BH,$$

где A - $[(m\text{-}1)\cdot n]$ — матрица соединении узлов и ветвей, элементы которой a_{ij} , $i = 1,...,m\text{-}1$, $j = 1,...,n$, принимают значения: $a_{ij} = 0$ при отсутствии соединения i-го узла и j-й ветви, $a_{ij} = 1$, если i-й узел выбран начальным для j-й ветви, и $a_{ij} = -1$, если i-й узел выбран конечным; A^T - $[n\cdot(m\text{-}1)]$ —транспонированная матрица A; x-n — мерный вектор расходов теплоносителя по ветвям; знак компоненты вектора определяет совпадение направления расхода с заранее выбранным направлением ветви; Q-$(m\text{-}1)$ — мерный вектор нагрузки потребителей и источников; знак минус компоненты присваивается потребителю; B-$(k\cdot n)$— матрица связи ветвей и контуров, элементы которой b_{ij} , $C = 1,2,...K$, $j = 1,2,...,n$ принимают значения: $b_{cj} = 0$ при отсутствии связи,: $b_{cj} = 1$ при совпадении направления ветви и направления обхода c-го контура, определяемого направлением хорды (ветвь, входящая в один контур), $b_{cj} = -1$ при несовпадении направления ветви и направления обхода; S - $(n\cdot n)$ — диагональная матрица коэффициентов гидравлического сопротивления ветвей , компонентами которой $S_{ii} = f\,(l_i\ ,\ D_i\ ,\ K_l^1\ ,\ \zeta_i\ )$ $i = 1...n$ являются коэффициенты гидравлического сопротивления ветвей, зависящие от длины l, диаметра D, коэффициента шероховатости K^1 и местных сопротивлений ζ; X - $(n\cdot n)$ —диагональная матрица модулей расходов теплоносителя на ветвях, компоненты которой $\left|X_{ij}\right|$ $i = 1,...,n$ — модули искомых расходов; H -n — мерный вектор действующих напоров насосных станций, элементы которого $H_i = 0$ при отсутствии на i-й ветви действующего

напора и $H_i = H_{0i}$, если на i-й ветви установлена насосная станция. Характеристика насосной станции в рабочей области с достаточной точностью аппроксимируется параболой вида $H_{pi} = H_{0i} - X_{0i}^2 S_{Hi}$, $i=1,\ldots,n$. Под действующим напором понимаем напор при нулевом расходе — $x_{0i} = 0$. Снижение напора при увеличении расхода относят к потерям на трение на ветви, т.е. S_{hi} суммируют с S_i -й ветвью; Q_m — линейно зависимая нагрузка в m-м узле.

Система (3.4) состоит из n уравнений относительно неизвестной x. Уравнения составлены на основе сетевых законов Кирхгофа. Они справедливы для любой трубопроводной системы с квадратичным законом течения.

Первое уравнение — аналог 1-го закона Кирхгофа — получено на основе закона сохранения материи, который для гидравлических систем называют законом неразрывности потока. Оно линейно относительно неизвестного расхода. Второе уравнение — аналог 2-го закона Кирхгофа — получено на основе закона сохранения энергии. Оно не линейно относительно расхода теплоносителя. Способы решения этих уравнений описаны во многих работах. Однако точное аналитическое решение получено только для случая двухконтурной сети [117].

В настоящее время наиболее эффективными методами расчета сети являются итеративные «увязочные» методы, которые в математическом отношении являются покоординатными релаксационными методами последовательных приближений.

В общем случае решение системы (3.12) может быть реализовано несколькими методами, каждый из которых обладает определенными преимуществами и несвободен от недостатков. Сложность решения системы (3.4) определяется ее большой размерностью (количество участков и узлов может достигать нескольких тысяч), нелинейностью зависимости потерь напора h от расхода x и незначительным в 10—12 раз разбросом коэффициентов гидравлического сопротивления S.

Первый метод, предложенный М.М. Андрияновым, В.Г. Лобачевым, Х. Кроссом и в несколько модифицированном виде [2], разработан для ручной «увязки» водопроводных сетей.

Определение вектора производят следующим образом: для каждого контура, т.е. строки второго уравнения (3.12), вычисляют «невязку» напора и приращение компоненты X_{xj}.

Последовательно вычисляя поправки по контурам (хордам) и значения расходов на ветвях x^{u+1}, сводят невязку ΔH к величине, которая меньше наперед заданной малой $\varepsilon 1$, определяющей точность расчета. Процесс заканчивается, когда в любом контуре $\Delta H \le \varepsilon 1$.

Первый метод реализован на ЭВМ в лаборатории трубопроводных систем Сибирского энергетического института [25]. Его достоинством является простота программной реализации и большая скорость выполнения каждой итерации. Метод нашел широкое применение в эксплуатационной и проектной практике.

К его недостаткам следует отнести:

существенную зависимость сходимости от начальных приближений по расходу x^o;

большее количество итераций;

зависимость от выбора системы главных контуров, т.е. метода выбора хорд;

плохая сходимость, а иногда и отсутствие сходимости для многосвязных, неплоских схем. Под многосвязными, неплоскими схемами понимают заполненность матрицы B ненулевыми элементами и возможность изображения схемы сети на плоскости без перечислений;

зависимость сходимости от диапазона значений гидравлических сопротивлений;

неустойчивость итерационного процесса при введении в схему гидравлических регуляторов расхода и давления, для которых гидравлическое сопротивление является функцией искомого расхода или давления.

Второй метод — метод Ньютона, который, как и первый метод, реализован в СЭИ [25]. С помощью преобразования Максвелла переходят от неизвестных расходов на ветвях к новым контурным неизвестным Δx_x :

$$2BSX^u B^T \Delta x_x^{u+1} = -\Delta H^u .$$

Система (3.13) линейна относительно неизвестного приращения расхода в контуре Δx_x .Матрица $2BSXB^T$ — симметрическая, ранг ее равен K.

Решение системы (3.5) производят точным методом Гаусса или релаксационным методом. Таким образом, решение нели-

(3.5) относительно x. Приращение расхода на ветвях определяют из соотношения

$$\Delta x_{\text{д}} = B^{\text{т}} \Delta X_x^u .$$

В отличие от первого метода во втором учитывается взаимное влияние контуров при вычислении поправки по расходам, что обеспечивает его более быструю сходимость. Однако в вычислительном отношении в нем присутствуют те же недостатки, что и в первом. Кроме того, для реализации требуется значительно больше памяти ЭВМ, и вычисления на одной итерации производятся примерно в 40—50 раз медленнее при общем снижении количества итераций.

Третий метод — «минимум мощности» или «контурных корней». Известно, что потокораспределение в гидравлической системе определяется минимумом энергетических затрат. Экстремальный метод расчета потокораспределения рассмотрен в [33].

Математическая постановка задачи:

$$N = SXXx \rightarrow \min \text{ при } Ax = 0.$$

Таким образом, решение системы (3.6) сводится к нелинейной оптимизационной задаче. Третий метод использует экстремальный подход и основан на минимизации энергетического функционала N при соблюдении материальных балансов в узлах.

Таким образом, третий метод, так же как и первый, можно назвать усеченным методом покоординатной релаксации [22], где координатой является компонента искомого вектора расходов в контуре. Вычисления поправочного расхода учитывает члены разложения относительно Δx второго порядка.

В отличие от первого и второго методов третий значительно более независим от начальных приближений по расходам на ветвях. Однако в области, близкой к решению, сходимость по третьему методу замедляется.

Таким образом, все реализации математической модели потокораспределения базируются на сетевых законах Кирхгофа для гидравлических цепей. Они отвечают всем требованиям к мате-

матическим моделям, за исключением требования быстродействия, т.е. быстрой сходимости вычислительного процесса.

Разработка математических методов и алгоритмов, ускоряющих сходимость решения задачи потокораспределения. Основой для разработки послужили особенности топологии и структуры СЦТ, а также анализ сходимости математических методов.

Разрабатываются алгоритмы реализации трех методов и вводятся математические дополнения, ускоряющие сходимость вычислительного процесса [87].

Сущность этих дополнений заключается в следующем.

1. Строится дерево минимальной длины

$$l = \sum_i S_i^* \to \min, i = 1,\ldots,(n-k). \tag{3.7}$$

2. Сходимость решения любой системы уравнений в первую очередь определяется соотношением коэффициентов диагонального и др. [24]. Специальный прием формирования фундаментальных циклов, позволяющий разместить неизвестные с наибольшими коэффициентами на диагонали матрицы инциденций $B \cdot B^T$, улучшает сходимость вычислений по первому и третьему методам примерно в 2 раза. Для второго метода система фундаментальных циклов может быть сформирована на каждой итерации ньютоновского процесса, т.е. перед решением линейной системы (3.5). В отличие от (3.7) дерево минимальной длины строится для произведений

$$l = \sum_i S_i x_i \to \min, i = 1,\ldots,(n-k). \tag{3.8}$$

Определение начальных приближений по расходам. Сходимость всех трех методов чувствительна к начальным приближениям. Для обеспечения сходимости разработано два алгоритма. Первый алгоритм: преобразуем уравнение для ΔX_{xj} к линейному виду заменой переменных в левой и правой частях на их радикалы, и решим его относительно x_0:

$$\left.\begin{aligned} \Delta H_j &= \sum_c \sqrt{S|x|^2 \operatorname{sign}(x)} - \sqrt{|H_j|}\operatorname{sign}(H_j); \\ \Delta X_{xj} &= \frac{\Delta H_j}{2\sum_c \sqrt{S|x|^2 \operatorname{sign}(x)} - \dfrac{\Delta H_j}{2\sum_c \sqrt{S|x|^2 \operatorname{sign}(x)}}}. \end{aligned}\right\} \quad (3.9)$$

Второй алгоритм построен на знании особенностей структуры СЦТ. Гидравлические сопротивления потребителей теплоты на три-четыре порядка выше, чем трубопровода. Учитывая эту особенность при построении дерева минимальной длины, ветви соответствующие потребителям, выбираются хордами. Для этих ветвей известны расходы, обеспечивающие нормальный тепловой режим, поэтому их принимаем как начальные приближения в контурах, содержащих потребители. Остальные расходы на хордах принимаем равными нулю.

Первый алгоритм позволяет получить начальные приближения, при которых евклидова норма вектора искомых расходов составляет 30—40% нормы вектора результата:

$$\|x_0\| \cong (0,3 \div 0,4)\|x\|.$$

Второй алгоритм обеспечивает начальные приближения для нормальных и переменных режимов СЦТ 80—90% результата:

$$\|x_0\| \cong (0,8 \div 0,9)\|x\|.$$

При моделировании аварийных режимов это соотношение уменьшается до 50%.

Определение сопротивления ветви с гидравлическими регуляторами расхода и давления. Решение задачи потокораспределения с гидравлическими регуляторами отличается тем, что часть компонентов вектора гидравлических сопротивлений, соответству-

ющих ветвям с регуляторами, зависит от неизвестных расходов и давлений. Работа гидравлических регуляторов расхода моделируется следующими соотношениями:

$$\left.\begin{aligned} h_{\text{р}} &= x_{\text{р}}\left|x_{\text{р}}\right|S_{\text{р}}\text{, если } h_{\text{р}}^{\text{мин}} \le h_{\text{р}} \le h_{\text{р}}^{\text{макс}}; \\ h_{\text{р}} &= x_{\text{р}}\left|x_{\text{р}}\right|S_{\text{р}}^{\text{мин}}\text{, если } h_{\text{р}} < h_{\text{р}}^{\text{мин}}; \\ h_{\text{р}} &= x_{\text{р}}\left|x_{\text{р}}\right|S_{\text{р}}^{\text{макс}}\text{, если } h_{\text{р}} < h_{\text{р}}^{\text{макс}}; \end{aligned}\right\} \qquad (3.10)$$

где $h_{\text{р}}, h_{\text{р}}^{\text{мин}}, h_{\text{р}}^{\text{макс}}$ —располагаемый напор регулятора расхода и его минимальное и максимальное значения, м; $x_{\text{р}}$ — регулируемое значение расхода, м^3/ч; $S_{\text{р}}$ — компонента вектора гидравлических сопротивлений, соответствующая регулятору, которая может изменяться в заданном диапазоне от $S_{\text{р}}^{\text{мин}}$ до $S_{\text{р}}^{\text{макс}}$ моделируя перемещение исполнительного механизма регулятора, ч^2/м^5; x — компонента вектора неизвестных расходов для ветви с регулятором.

Для совместного решения (3.4) и (3.10) разработан метод [25] двухцикловой итерационной увязки. Первый, внутренний цикл итераций обеспечивает решение (3.4) одним из трех, приведенных в настоящем параграфе методов. Второй, внешний цикл корректирует значение по полученным из первого цикла расходам следующим образом:

$$S_{\text{р}}^{u+1} = h_{\text{р}}^{u} / x_{\text{р}}^{2}. \qquad (3.11)$$

Однако сходимость этого метода не всегда удовлетворяет требованиям практики, поэтому разработан еще один метод «свертка-развертка». Сущность этого метода заключается в следующем: любое уравнение из (3.4) может содержать не более одной ветви с регулятором расхода [(это утверждение не требует доказательства, так как оно является следствием единственности решения (3.4)], поэтому достаточно ветвь с регулятором разместить на ди-

агонали, чтобы найти решение этого уравнения и исключить это уравнение из системы «свертка»:

решением системы (3.4) с исключенными уравнениями проверяем соотношение (3.10);

для регуляторов, не удовлетворяющих (3.10), т.е. не обеспечивающих регулируемое значение расхода, корректируем гидравлическое сопротивление на минимальное и максимальное значения и включаем эти уравнения в систему (3.4) — «развертка».

Алгоритмическое обеспечение этого метода заключается в специальной форме записи матрицы инциденций B в виде дерева со ссылками. Каждому компоненту дерева приписывается номер ветви по пути следования к корню, а каждой хорде — три списка: номер ветви дерева справа, номер ветви дерева слева и номер ветви дерева, содержащей корень цикла. Такая запись матрицы инциденций ветвей и контуров позволяет одним действием выключать уравнение из системы «свертка» или включать его в систему уравнений «развертка».

Для случая гидравлических регуляторов давления в рамках метода двухцикловой итерационной увязки разработано два подхода. Первый — коррекция компоненты вектора сопротивлений производится экстраполяцией. Для этого строится уравнение регрессии по данным предыдущих итераций. Второй подход основан на эквивалентной записи системы уравнений (3.10) относительно узлов сети:

$$\left.\begin{aligned} Ax &= Q_1; \\ A_p^T + H &= SX_{x1}, \end{aligned}\right\} \qquad (3.12)$$

где p - (m-1) — вектор линейно независимых давлений в узлах схемы СЦТ.

Система (3.12) имеет $n+m$-1 уравнений относительно n неизвестных расходов и m-1 неизвестных давлений. Компоненты вектора p для узлов, в которых поддерживается постоянное давление, можно исключить из числа неизвестных, заменив их константами, и тем самым понизить размерность решаемой задачи аналогично случаю с регуляторами расхода — «свертка». В случае невыполнения условий, аналогичных (3.10), — подключение неизвестных — «развертка».

В [19] отмечается предпочтительность второго метода перед первым и третьим, основанная на строгости математического доказательства, и апробация на примерах расчета вентиляции в шахтах. Специфические условия тепловых сетей выражаются в том, что матрица B имеет большинство нулевых членов. Взаимовлияние контуров в этих системах менее значительно. Кроме того, в тепловых сетях, в отличие от остальных трубопроводных систем, имеется значительный разброс значений коэффициентов гидравлического сопротивления. Это определило направление исследований в работе.

Для обеспечения сходимости вычислительного процесса автором разработан метод анализа и управления сходимостью. Анализ производился по норме вектора невязок ΔH, а управление заключается в переключении вычислений с одного метода на другой и переопределении фундаментальных циклов по принципу минимизации длины дерева. Вес ветвей принимается равным произведению Sx.

Алгоритм управления вычислительным процессом состоит из следующих операций:

1) решение системы уравнений (3.4) первым методом;

2) анализ изменения нормы вектора невязок по напорам в контурах;

3) при возрастании — анализ дерева расчетной схемы по критерию диагонального преобладания[1]. Если критерий не выполняется, то построение первого дерева минимальной длины по S и переход на п. 1, иначе переход на п. 4. При уменьшении — переход на п. 1;

4) решение системы уравнений (3.4) третьим методом;

5) анализ изменения нормы вектора невязок по напорам в контурах;

6) при возрастании — анализ дерева расчетной схемы по критерию диагонального преобразования. Если критерий не выполняется, то построение нового дерева минимальной длины по Sx и переход на п.4, иначе переход на п. 7. при уменьшении — переход на п. 4;

7) решение системы уравнений (3.4) вторым методом;

---

[1] Критерий диагонального преобладания выражается зависимостью.

$$a_{ii} > \left(\sum_{j=1}^{j=i-1} a_{ij} + \sum_{j=i+1}^{j=n} a_{ij} \right).$$

8) анализ изменения нормы вектора невязок по напорам в контурах;

9) при возрастании — анализ дерева расчетной схемы по критерию диагонального преобладания. Если критерий не выполняется, то построение нового дерева минимальной длины по *Sx* и переход на п. 7, иначе переход на п. 10. При уменьшении — переход на п. 7;

10) получение новых начальных приближений и переход на п. 1.

Таким образом, алгоритм управления вычислительным процессом позволяет использовать достоинства всех трех методов решения системы уравнений (3.4) в сочетании с математическими дополнениями, разработанными в настоящем разделе.

Разработка алгоритмов планирования режимов. Методологической базой для решения всех задач данного раздела служит алгоритм решения задачи потокораспределения (РОТОК) [178]. Укрупненная блок-схема его приведена на рис. 3.3.

Исходные данные для расчета потокораспределения:

информация по участкам, которая позволяет рассчитать коэффициенты гидравлического сопротивления, моделирующим трубопроводы тепловой сети, и сформировать подматрицу инциденций *A1*;

информация по узлам, позволяющая получить вектор узловых расходов *Q* и подматрицу *A2* для ветвей, моделирующих потребителей теплоты;

информация по источникам и насосным станциям, позволяющая определить параметры математической модели насосной станции, апроксимируемой соотношением

$$H = a_0 + a_1 G_2 \qquad (3.13)$$

(где a_0, a_1 — коэффициенты апроксимации; H,G — напор, м, и подача насосной станции. м^3/ч.) и сформировать подматрицу инциденций *A3* для ветвей, моделирующих источники теплоты и насосные смешения. Дополнить вектор узловых расходов компонентами, моделирующими подпиточные установки источников теплоты и баки-аккумуляторы сетевой воды, а также получить векторы гидравлических регуляторов расхода $x_{р.р}$ и давления $P_{р.д}$.

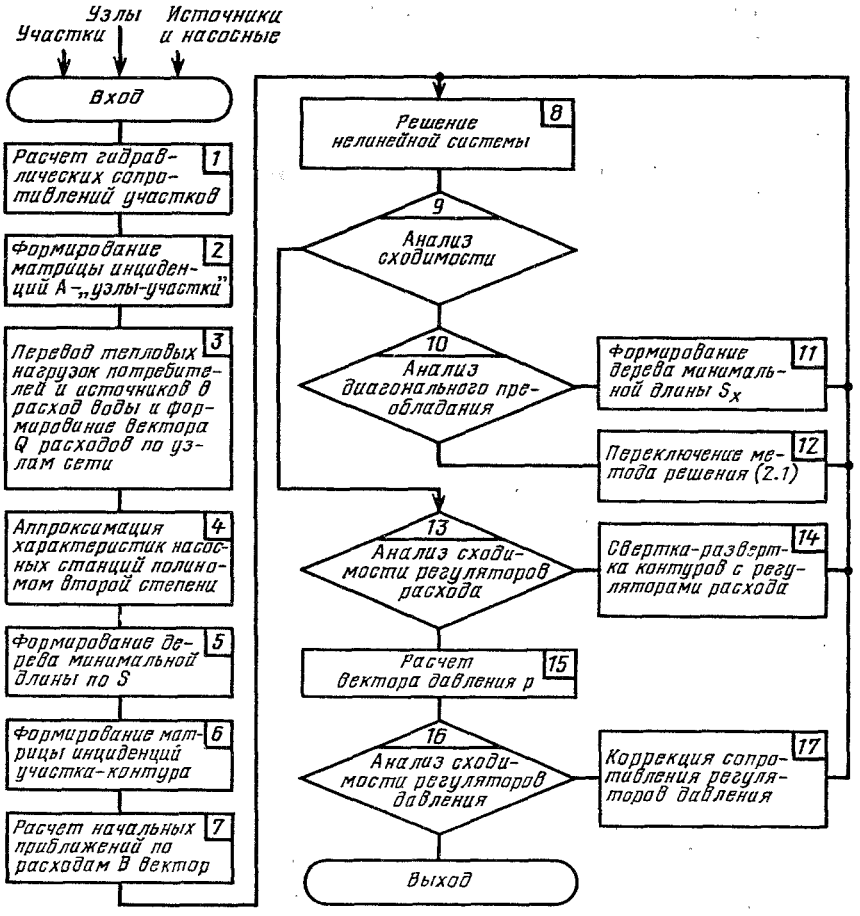


Рис. 3.3. Укрупненная блок-схема алгоритма решения задачи потокораспределения СЦТ

Кроме перечисленных таблиц исходных данных задаются: значение давления в узле, который соответствует главному источнику теплоты; удельные расходы теплоносителя для каждой системы потребителей; температура наружного воздуха и точность расчета.

Основные процедуры алгоритма РОТОК:

1) расчет гидравлических сопротивлений трубопроводов:

$$s_{ij} = 1{,}594 \cdot 10^6 \frac{l}{D_{вн}^5 \left(\lg 3{,}715 \frac{D_{вн}}{k_1} \right)^2} + 6{,}375 \cdot 10^3 \frac{\sum \xi}{D_{вн}^4}; \quad (3.14)$$

2) формирование подматрицы *A1*;

3) формирование вектора *Q*:

$$Q = Q_о q_о + Q_{г.в} q_{г.в} + Q_в q_в + Q_т q_т, \quad (3.15)$$

где $Q_о$, $Q_в$, $Q_{г.в}$, $Q_т$ — расчетные тепловые нагрузки потребительских систем (отопление, горячее водоснабжение, вентиляция и технологическая), кДж/ч; $q_о$, $q_в$, $q_{гв}$, $q_т$ — удельные расходы теплоносителя по видам нагрузок, м³/кДж;

4) формирование подматрицы *A2*;

5) формирование подматрицы *A3*;

6) дополнение вектора *Q* компонентами нагрузок источников теплоты и баков-аккумуляторов;

7) формирование вектора регуляторов расхода $x_{р.р}$ и давления $P_{р.д}$;

8) формирование вектора-функции действующих напоров (3.21);

9) формирование матрицы инциденций $A = A1 + A2 + A3$;

10) построение дерева минимальной длины по *S* и выделение хорд;

11) формирование матрицы инциденций *B* участков-контуров в виде трех списков: первый — номера ветвей, принадлежащих дереву; второй — номера ветвей, принадлежащих хордам; третий — ссылки начальных узлов хорд на порядковый номер ветви дерева, ведущей к корню; конечных узлов хорд на порядковый номер ветви дерева, ведущей к корню; на узел, равный корню контура; номера ветви дерева на порядковый номер другой ветви дерева, ведущей к корню;

12) расчет нулевых начальных приближений:

$$x_{дс} = -R_д Q_o; \quad (3.16)$$

13) расчет начальных приближений по методу (3.9);

14) алгоритм управления вычислительным процессом, изложенным в (2.2), изображенный на рис. 3.3 блоками 8 — 12;

15) анализ сходимости регуляторов расхода по соотношению (3.10);

16) алгоритм «свертки-развертки»;

17) расчет вектора давлений **P**;

18) анализ сходимости вычислений по регуляторам давлений:

$$P - P_{\text{р.д}} \le \text{E}_{\text{р.д}}; \qquad (3.17)$$

19) если условие (3.17) не выполняется, то коррекция Sp.д по (3.12), иначе выход.

Выходная информация алгоритма потокораспределения включает векторы: расходов теплоносителя по ветвям x, м^3/ч; потерь напора по ветвям h, м; давлений по узлам p, м.

Задача — оптимальное деление СЦТ на зоны. Укрупненная блок-схема этого алгоритма представлена на рис. 3.4.

Критерием оптимальности деления СЦТ на районы служит минимум эксплуатационных затрат

$$З = H_{\text{н}} G_{\text{н}} з_{\text{э}} + Q_{\text{п}} b_{\text{п}} з_{\text{т}} \qquad (3.18)$$

где $H_{\text{н}}$, $G_{\text{н}}$ — векторы напоров и расходов насосных станций и сетевых насосов источников теплоты; $з_{\text{э}}$, $з_{\text{т}}$ — тарифы на электроэнергию и топливо; $Q_{\text{п}}$, $b_{\text{п}}$ — векторы тепловой нагрузки и удельных расходов топлива источников теплоты. При этом должны выполняться ограничения по давлениям в узлах тепловой сети и производительности источников теплоты вида

$$P_{\text{мин}} \le P \le P_{\text{макс}};$$
$$Q_{\text{мин}} \le Q_{\text{п}} \le Q_{\text{макс}}. \qquad (3.19)$$

Входная информация по задаче содержит: входную информацию для алгоритма РОТОК, список секционирующих задвижек, векторы ограничений по давлениям и нагрузкам источников теп-

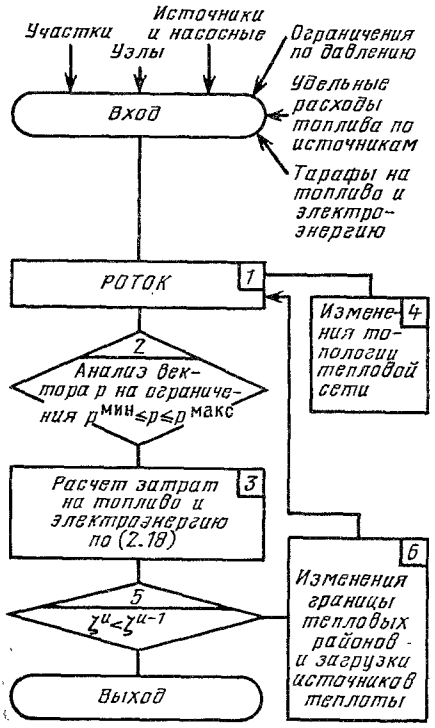


Рис. 3.4. Укрупненная блок-схема алгоритма решения задачи «Определение оптимальных зон деления СЦТ на тепловые районы»:
p, $p_{мин}$, $p_{макс}$ — узловые давления и ограничения по давлениям; $з^{u}$, $з^{u-1}$ — затраты на топливо и электроэнергию по вариантам

лоты, тарифы на топливо и электроэнергию, удельные расходы топлива по источникам теплоты.

Алгоритм решения задачи состоит из следующих укрупненных операций (см. рис. 3.4):

1) расчет потокораспределения при полностью открытых секционирующих задвижках и нагрузках потребителей, соответствующих отопительному или летнему сезону;

2) анализ вектора узловых давлений, содержащий проверку соблюдения ограничений (3.19) и определение точек изменения градиента давления по знаку (точек схода потоков);

3) если не соблюдаются ограничения, перемещение узлов, превышающих $P_{макс}$, в зону нормального давления путем закрытия/открытия секционирующих задвижек, т.е. изменение топологии тепловой сети или изменение напорно-расходной харак-

теристики насосных станций и сетевых насосов источников путем включения/выключения насосов, и переход на п. 1, иначе — переход на п. 4;

4) расчет эксплуатационных затрат по (3.18);

5) анализ полученного варианта деления СЦТ. Проверка ограничений по мощности источников теплоты и сопоставлению полученных затрат по варианту с затратами по предыдущему варианту. Если ограничения не соблюдаются или затраты превышают полученные в других вариантах, то изменение границ теплового района и загрузки источников путем увеличения загрузки наиболее экономичных источников и закрытием/открытием секционирующих задвижек и переход на п. 1, иначе выход.

Выходная информация по задаче содержит: векторы выходной информации алгоритма РОТОК, *P, H, G*; вектор тепловых нагрузок источников теплоты Q_1, Q_2, Q_3; список закрытых секционирующих задвижек 3, 6, 8 ...; эксплуатационные затраты по выбранному варианту.

Изложенный выше алгоритм обеспечивает решение задачи 2 подсистемы «Технико-экономическое планирование» (см. табл. 1.2). Эта задача решается для СЦТ второй структурой группы, которые обслуживают крупные города с населением более 500 тыс. чел. Деление на тепловые районы осуществляют 2 раза в год перед отопительным и летним сезонами.

Задача — расчет дроссельных диафрагм. Для решения многих функциональных задач гидравлического режима используется метод декомпозиции. Декомпозиция расчетной схемы тепловой сети заключается в представлении двухтрубных тепловых сетей в виде двух отдельных подающих и обратных трубопроводов. При этом элементы, моделирующие потребителей теплоты, ГТП, источники теплоты и насосные станции смешения, заменяются фиксированным расходом теплоносителя. Такое представление расчетной схемы называют однолинейным, а расчет гидравлического режима — расчетом с фиксированными расходами потребителей и источников. Этот метод использован при разработке алгоритма данной задачи.

Алгоритм расчета функциональной задачи «Расчет дроссельных диафрагм для стабилизации гидравлического режима» представлен на рис. 3.5. Входная информация для задачи полностью соответствует входной информации для алгоритма РОТОК:

1) информацию по участкам, узлам, источникам и насосным представим в виде двух входных потоков — подающей линии сети и обратной;

2) последовательно решаем задачу потокораспределения для подающей и обратной линий тепловой сети при средних нагрузках в системах горячего водоснабжения потребителей для закрытой СЦТ и при нулевой — для открытой. Запоминаем векторы узловых давлений и расходов для каждого расчета;

3) для узлов, в которых расположены потребители, рассчитаем $p_{\text{расп}}=p_1-p_2$;

$$\left.\begin{aligned} D_{\text{д}} &= 9{,}1\sqrt[4]{\frac{p_{\text{расп}}-\Delta H_1}{G_{\text{расх}}}};\\ D_{\text{с}} &= 9{,}1\sqrt[4]{\frac{p_{\text{расп}}-\Delta H_2}{G_{\text{о}}}};\\ D_{\text{д}} &= 9{,}1\sqrt[4]{\frac{p_{\text{расп}}-\Delta H_3}{G_{\text{г.в}}}}, \end{aligned}\right\} \qquad (3.20)$$

где $p_{\text{расп}}$, p_1, p_2 — векторы давления — располагаемый, в подающей и обратной линиях сети, м; $D_{\text{д}}$, $D_{\text{с}}$, $D_{\text{г.в}}$ — диаметры дроссельных диафрагм и сопл для ГТП, системы отопления и системы горячего водоснабжения, м; $G_{\text{расх}}$, $G_{\text{о}}$, $G_{\text{гв}}$ — узловые расходы для потребителя суммарные, на отопление и горячее водоснабжение.

Выходная информация содержит векторы, полученные из алгоритма РОТОК, и таблицу дроссельных органов по потребителям теплоты. Установка дроссельных органов у потребителей теплоты и ГТП обеспечивает стабилизацию гидравлического режима в структурных группах СЦТ 1 и 2. Решение изложенного выше алгоритма выполняется 1 раз в год перед отопительным сезоном.

Задача — расчет гидравлического режима в нормальных и аварийных ситуациях. Расчет нормальных гидравлических режимов

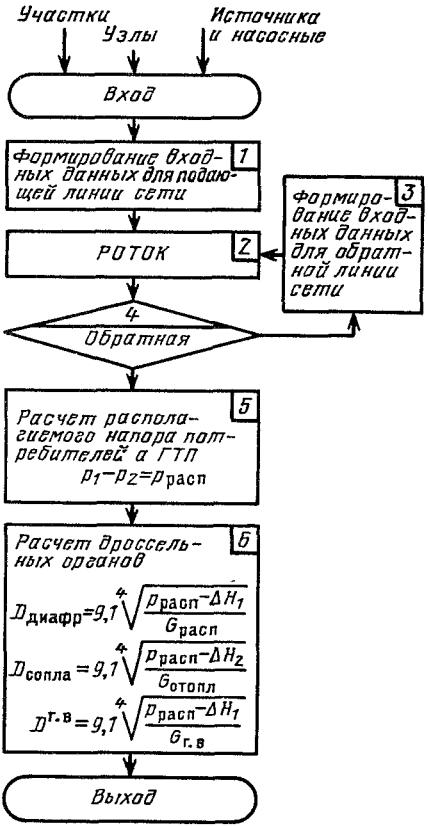


Рис. 3.5. Алгоритм расчета функциональной задачи «Расчет дроссельных диафрагм для стабилизации гидравлического режима»:
DH1, DH2, DH3 — потери напора у потребителя соответственно суммарные, в системе отопления и системе ГВС; P1, P2— давление в подающей и обратной линиях сети; D — внутренний диаметр дроссельной диафрагмы; Gрасч , Go, Gг.в — расчетные расходы соответственно суммарный, на отопление и горячее водоснабжение

проводится с целью проверки функционирования СЦТ при изменении нагрузки горячего водоснабжения или плановых отключениях трубопроводов, насосных станций или источников теплоты. Аварийные режимы связаны с выходом из строя тех же элементов СЦТ, поэтому алгоритм расчета для обеих задач один и тот же. Он приведен на рис. 3.6. Задача решается в составе

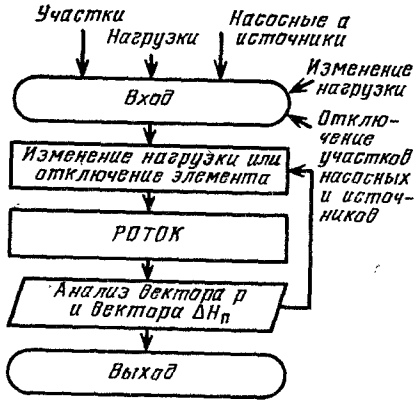


Рис. 3.6. Алгоритм решения функциональной задачи «Расчет гидравлического режима в нормальных и аварийных ситуациях»:
$\Delta H_п$ — располагаемый напор потребителей теплоты; P — давление

подсистемы «Оперативное планирование». Частота ее решения определяется прагматическими потребностями эксплуатационного персонала предприятия тепловых сетей. В отличие от предыдущей задачи схема тепловой сети представляется в двухлинейном изображении. Анализ полученных результатов позволяет сделать вывод о возможности функционирования СЦТ при переменной нагрузке горячего водоснабжения или отключенном оборудовании.

Разработка алгоритмов решения функциональных задач оперативного управления АСУ. Для решения задач данного раздела кроме модели потокораспределения используется запись 2-го закона Кирхгофа относительно узловых давлений:

$$q_i = \sum a_{ij} \sqrt{\frac{|P_i - P_j|}{S_{ij}}}, j = 1,\ldots,m. \qquad (3.21)$$

Определим функцию влияния изменения узловых расходов на изменение давления:

$$W_{ij} = \Delta p_j \,/\, \Delta q_i \,. \tag{3.22}$$

Обозначим правую часть уравнения (3.29) $F(p)$. Дадим приращение функции в окрестности точки p_o:

$$\Delta q = F'(p_0)\Delta p \,. \tag{3.23}$$

Отбросим малые второго порядка и приравняем конечные разности к дифференциалам. Получаем

$$W = 1 \,/\, F' . \tag{3.24}$$

Элемент матрицы влияния соответствует элементу обратной матрицы Якоби:

$$W_{ij} = \begin{cases} -a_{ij} \dfrac{1}{\sqrt{(p_i - p_j)s_{ij}}} \text{ для } i = j \,; \\ \displaystyle\sum_j \dfrac{1}{\sqrt{(p_i - p_j)s_{ij}}} \text{ для } i = j \,. \end{cases} \tag{3.25}$$

Аналогично определим функцию влияния изменения гидравлического сопротивления (аналог управления с помощью гидравлического регулятора или запорной арматуры) на изменение узловых давлений:

$$W_1 = \Delta p \,/\, \Delta S \,. \tag{3.26}$$

Преобразуем выражение (3.29) виду

$$F(P,S) = \sum_j \frac{\sqrt{a_{ij}(p_i - p_j)}}{S} - q_i = 0. \qquad (3.27)$$

Дадим приращение функции в окрестности точки P_o, S_o. Отбросим малые второго порядка и, приравняв дифференциалы к конечным разностям, получим

$$W_1 = F_p(p,S)\left[F_s'(p,S)\right]^{-1}. \qquad (3.28)$$

Таким образом, в результате преобразований (3.21)—(3.23) получена математическая модель для оценки управления по узловым расходам и гидравлическим регуляторам, что позволяет построить вычислительные алгоритмы для задач подсистемы «Контроль и управление технологическими процессами теплоснабжения».

Задача— выбор допустимого режима в аварийной ситуации. Сущность данной задачи заключается в определении безопасной последовательности действий оперативного персонала при ликвидации аварии. Под безопасными действиями понимают соблюдение ограничений по давлениям в узлах тепловой сети, связанных с прочностью трубопроводов, потребительских систем, основного оборудования источников теплоты, а также с образованием пароводяной смеси и оголением отопительных стояков. Несоблюдение перечисленных выше ограничений влечет за собой развитие аварии, т.е. выход из строя перечисленных элементов СЦТ.

Алгоритм решения задачи приведен на рис. 3.7. Входная информация для задачи кроме входной информации алгоритма РОТОК содержит вектор ограничений по узловым давлениям, список секционирующих задвижек и гидравлических регуляторов и месторасположение отказавшего элемента схемы.

Алгоритм решения задачи содержит следующие операции:

1) расчет потокораспределения;

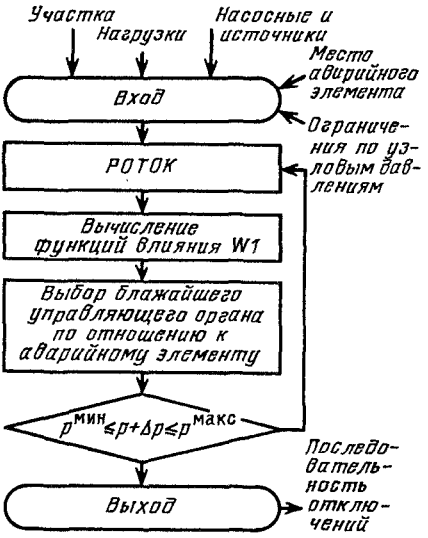


Рис. 3.7. Блок-схема алгоритма решения функциональной задачи «Выбор допустимого режима в аварийной ситуации»

2) вычисление функций влияния по (3.21) — (3.28);

3) выбор объектов управления по функции влияния;

4) проверку ограничений по узловым давлениям. Если ограничения не соблюдаются, то исключение тех управляющих органов, которые приводят к недопустимому режиму, и переход к п.1.

Выходная информация кроме векторов выходной информации РОТОК содержит последовательность и месторасположения управления задвижками, приводящими к допустимому режиму.

Задача решается в составе подсистемы «Оперативное управление». Частота ее решения определяется по мере обучения оперативного персонала (противоаварийные игры) или при возникновении аварийной ситуации.

Задача — определение контрольных точек для анализа состояния тепловой сети. Современные средства измерения параметров режима позволяют с достаточной степенью точности измерять давление в любых узлах схемы СЦТ. Однако причина возникновения изменения не всегда бывает ясна, поэтому для выяснения этих причин можно использовать функции влияния,

определяя наиболее чувствительные и избирательные узлы. Чувствительными будем называть узлы с наибольшим математическим ожиданием коэффициента влияния:

$$Ч_j = \frac{\sum_i^m W}{m}, \; j = 1,\ldots,m. \tag{3.29}$$

Избирательными узлами определим узлы с наибольшей дисперсией давления:

$$И_j = \frac{1}{m}\sum_i^m \left(W_{ij} - Ч_j\right), \; j = 1,\ldots,m. \tag{3.30}$$

Для анализа состояния тепловой сети необходимо выделить узлы у которых сочетание чувствительности и избирательности наибольшее:

$$КУ = ЧИ \rightarrow \max . \tag{3.31}$$

Алгоритм решения поставленной задачи следующий:

1) расчет потокораспределения для рабочего состояния тепловой сети;

2) вычисление элементов матрицы влияния W по (3.21) — (3.25);

3) вычисление элементов матрицы чувствительности $Ч$ по (3.29);

4) вычисление элементов матрицы избирательности $И$ по (3.30);

5) вычисление элементов матрицы $КУ$ по (3.31);

6) ранжирование узлов по индексу произведения чувствительности на индекс избирательности.

В результате работы алгоритма получаем матрицу влияния и список узлов, которые целесообразно использовать для контроля состояния тепловой сети. Задача решается при каждом изменении топологии тепловой сети, названном закрытием/открытием секционирующих задвижек, изменением зон деления СЦТ или другими причинами.

Алгоритм функциональной задачи «Автоматическое обнаружение аварий» разработан А.И. Фаенсоном [88], а также в [53, 52].

Все задачи базируются на одной математической модели потокораспределения. Это обстоятельство повышает важность выполнения требований по сходимости и быстродействию алгоритмов и методов ее решения. Задачи, алгоритмы которых разработаны в данном параграфе, обеспечивают планирование и оперативное управление для всех трех структур СЦТ. Математические методы и алгоритмы могут быть использованы при разработке программного обеспечения АСУ ТП.

3.3 Математические модели теплового и теплогидравлического режимов

Анализ структурных групп СЦТ обусловливает необходимость разработки математических моделей теплового и теплогидравлического режимов для решения задач планирования и управления второй и третьей структурной группы.

Модель теплового режима предназначается для решения следующих задач:

1) расчет графика центрального качественного регулирования;
2) оптимальная загрузка источника теплоты по периодам суток;
3) оптимальные режимы тепловых сетей по периодам суток;
4) расчет теплогидравлического режима в нормальной и аварийной ситуациях;
5) оперативная идентификация состояния тепловой изоляции трубопроводов тепловых сетей;
6) оперативный расчет уставок локальных регуляторов ГТП.

Задачи 3 и 4 обеспечиваются комплексом математических моделей теплового и гидравлического режимов.

Разработка математической модели теплового режима СЦТ. Модель теплового режима СЦТ представляет собой систему соотношений, построенных на основе законов сохранения и имитирующих тепловые процессы во всех элементах СЦТ. На вход модели подаются внешние возмущения, температура наружного воздуха, нагрузка горячего водоснабжения, температура теплоносителя на выходе источника теплоты, а на выходе модели получают расходные и температурные параметры в характерных узлах расчетных схем. Необходимость разработки такой модели возникла в связи с укрупнением СЦТ, удалением потребителя от источника и присоединением к системе разнородных потребителей теплоты. Таким образом, модель теплового режима долж-

на обеспечить решение функциональных задач для 2-й и 3-й структурных групп СЦТ.

Понятие, «тепловые процессы СЦТ» включает проце ссы отопления, горячего водоснабжения, вентиляции, тепловые потери трубопроводами магистральных и распределительных тепловых сетей.

На рис. 1.2 и 1.3 приведены структурные схемы исследуемых объектов СЦТ. Для моделирования тепловых процессов используются следующие условные обозначения:

$t_{г1}$ — температура горячей воды после подогревателя, °С;

$t_{г2}$ — температура холодной водопроводной воды, поступающей в подогреватель, °С;

$t_{н}$ — температура наружного воздуха, °С;

$t_{в}$ — температура внутри помещения, °С;

t_{1} — температура в подающей линии, °С;

t_{2} — температура в обратной линии, °С;

$t_{о1}$ — температура перед системой отопления, °С;

$t_{о2}$ — температура после системы отопления, °С;

$t_{п}$ — температура водопроводной воды после I ступени подогревателя, °С ;

$W_{о}$ — тепловой эквивалент расхода воды на систему отопления, кДж/(ч · °С);

$Q_{о}$ — тепловая производительность системы отопления, кДж/ч;

$t_{т}$ — температура сетевой воды на выходе из подогревателя, °С;

W_{II} — тепловой эквивалент расхода сетевой воды на II ступень, кДж(ч · °С);

$W_{с}$ — тепловой эквивалент расхода сетевой воды на I ступень подогревателя, кДж/(ч · °С);

$t_{р}$ — температура воды в системе рециркуляции, °С;

$W_{р}$ — тепловой эквивалент расхода воды в системе рециркуляции, кДж/(ч · °С);

$t_{с}$ — температура сетевой воды перед I ступенью, °С;

$W_{вн}$ — тепловой эквивалент расхода воды во внутриквартальной сети отопления, кДж/(ч · °С);

$t_{вн1}$ — температура на входе в систему отопления, °С;

$t_{вн2}$ — температура после системы отопления, °С;

$S_{о}$ — гидравлическое сопротивление системы отопления, ч^2/м^5;

Sп — гидравлическое сопротивление подающей линии сети, ч^2/м^5;

$W_{о.р}$ — тепловой эквивалент расчетного расхода на отопление, требуемый для заданной внутренней температуры помещения, кДж/(ч · °С);

$t_{в1}$ — температура сетевой воды перед системой вентиляции, °С;

$t_{в2}$ — температура сетевой воды за системой вентиляции, °С;

$W_{в}$ — тепловой эквивалент расчетного расхода сетевой воды на систему вентиляции, кДж/(ч · °С);

$S_{о.в}$ — гидравлическое сопротивление обратной линии сети, ч^2/м^5;

$Ч$ — гидравлическая характеристика источника теплоты, м$^{0/2}$;

Ф — удельная тепловая производительность системы отопления, мДж/(ч · °С);

ор — индекс, обозначающий расчетное значение параметра.

Система отопления. На основе анализа математических моделей система отопления может быть описана соотношениями, приведенными в [30, 31]. Их совместное решение позволяет определить тепловую производительность системы отопления для расчетных и переменных режимов. Модель переменных режимов для независимого присоединения систем отопления (см. рис. 4.2, а) может быть описана соотношениями из [20, 94, 95]. Таким образом, моделирование режимов системы отопления основано на решении нелинейной системы алгебраических уравнений теплового баланса и теплопередачи. В зависимости от функциональной задачи АСУ ТП входные данные процессов отопления и результаты расчета могут варьироваться следующим образом. Для задачи «Расчет графика центрального качественного регулирования» исходными данными являются температура воздуха в помещении, а результатом расчета — температура сетевой воды в подающей линии и расход теплоносителя на систему отопления (рис. 3.8, *а*). В остальных задачах заданной считается температура сетевой воды в подающей линии, а неизвестными — расход теплоносителя и температура воздуха в помещении (рис. 3.8, *б*).

Система горячего водоснабжения. Структурная схема системы горячего водоснабжения для открытых и закрытых СЦТ представлена на рис. 3.9. Математическая модель системы горячего водоснабжения описывается соотношениями из [94]. Их совместное решение позволяет определить тепловую производительность подогревателей горячего водоснабжения в различных режимах работы, а также параметры теплоносителя при разных схемах присоединений горячего водоснабжения по отношению к отоплению. Входными данными модели (см. рис. 3.9) являются: среднечасовая нагрузка системы горячего водоснабжения, температуры сетевой и водопроводной воды, поступающей в систему, а также конструктивные характеристики теплообменных аппара-

тов. Выходными — расходы сетевой и водопроводной воды, тепловые нагрузки подогревателей, температуры теплоносителя в характерных точках схемы.

Система вентиляции. Системы вентиляции устанавливаются в административных, общественных и производственных помещениях. По назначению они подразделяются на приточно-вытяжную и воздушное отопление. Разработано большое количество схем присоединения установок вентиляции, анализ особенностей которых выходит за рамки настоящей работы. Используя принципы системного анализа, разработана математическая модель режима системы вентиляции, схема которой представлена на рис. 1.3, в. Модель построена на базе соотношений [94]

$$Q_{в} = \frac{t_{в1} - t_{н}}{\frac{1}{2W_{возд}} + \frac{1}{2W_{в}} + \frac{1}{\Phi_{в} W_{возд}^{0,4} W_{в}^{0,15}}}, \qquad (3.32)$$

где $\Phi_{в}$ — параметр вентиляционной установки, определяемый из соотношения

$$\Phi_{в} = \frac{Q'_{в}}{W'^{0,4}_{возд} W'^{0,15}_{в} \Delta t'_{ср}}. \qquad (3.33)$$

Входными данными модели системы вентиляции являются: $Q_{в}$ — расчетная тепловая производительность, кДж/ч; $W_{возд}, W'_{в}$ — расчетные тепловые эквиваленты расхода воздуха и воды, кДж/(ч · °С); $t_{в1}$ — температура сетевой воды на входе в вентиляционную установку.

Выходными — температура сетевой воды на выходе из вентиляционной установки, расходы воздуха и сетевой воды, тепловая производительность вентиляционной установки.

Математическая модель теплового режима группового теплового пункта (ABONENT). Математическая модель группового теплового пункта [94] позволяет моделировать совместную работу систем отопления и горячего водоснабжения в переменных режимах. Она охватывает процессы в наиболее распространенных в настоящее время схемах присоединения отопления: зависимых

с элеватором и насосом смешения, независимых с отопительным подогревом, с регуляторами постоянства расхода на систему отопления и без них. Математическая модель учитывает также различные схемы присоединения систем горячего водоснабжения: смешанную, последовательную, параллельную, предвключенную, завключенную, которые оснащены регуляторами постоянства температуры горячей воды и системой рециркуляции обогреваемой воды (рис. 3.10).

Моделирование переменного режима ГТП заключается в определении расхода сетевой воды на вторую ступень подогревателя горячего водоснабжения при соблюдении законов сохранения энергии и обеспечении требуемой нагрузки горячего водоснабжения.

Для решения систем уравнений из [94] разработан метод, аналогичный методу хорд и секущих, краткое содержание которого состоит в следующем:

1) определить параметры для системы отопления Q_o, W_o, t_{02};

2) определить параметры теплоносителя для первой ступени подогревателя Q_I, $t_п$, t_2;

3) определить параметры теплоносителя для второй ступени подогревателя W_{II} , Q_{II}, $t_{г1}$, t_G;

4) если полученная температура водопроводной воды меньше требуемой, то расход определяется как минимальный $W_{II}^{мин}$, иначе, если полученная в п. 3 температура выше требуемой, то принятый расход определяется максимальным $W_{II}^{макс}$, иначе переход на п. 7;

5) если определен только минимальный или только максимальный расход, то следующее приближение по расходу на вторую ступень определяем методом касательных:

$$W_{II}^{u+1} = W_{II}^{u} + 0,02 W_{II}^{u}\left(t'_{г1} + t_{г2}^{u}\right) \qquad (3.34)$$

иначе следующее приближение определяем методом хорд:

$$W_{II}^{u+1} = \frac{W_{II}^{u\,макс} + W_{II}^{u\,мин}}{2} \qquad (3.35)$$

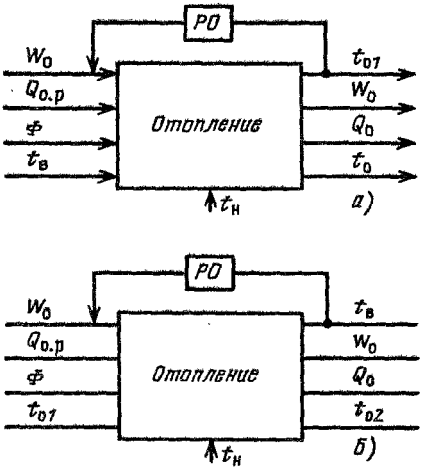


Рис. 3.8. Структурная схема процессов в системе отопления:
а — для моделирования задачи «Расчет графика центрального качественного регулирования», *б* — для остальных функциональных задач АСУ ОТ, РО — регулятор отопления или постоянства расхода теплоносителя на систему отопления

6) переход на п. 3;

7) если в результате выполнения п. 3—6 изменился расход на систему отопления, то переход на п. 1, иначе, если изменились параметры сетевой воды на входе в первую ступень, то переход на п. 2, иначе, если параметры теплоносителя не изменялись, то выход.

Блок-схема моделирования тепловых процессов ГТП приведена на рис. 3.10. В результате работы модели ГТП по известной схеме присоединения тепловой нагрузки, характеристикам подогревателей, расчетной нагрузке отопления, температуре сетевой воды, наружного воздуха и нагрузке горячего водоснабжения определяем параметры.

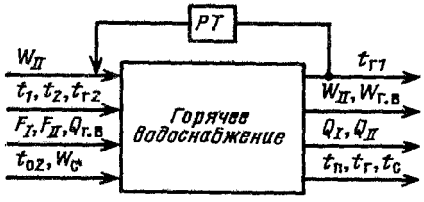


Рис. 3.9. Структурная схема математической модели горячего водоснабжения:
РТ — автоматический регулятор постоянства температуры

Математическая модель стационарного теплового режима процессов теплоснабжения. Все потребители СЦТ в зависимости от структуры, схемы присоединения и соотношения тепловой нагрузки ξ представим в виде 18 эквивалентных ГТП [95]. Блок-схема моделирования теплового режима СЦТ приведена на рис. 3.11.

Математическая модель теплогидравлического режима СЦТ. Тепловые процессы третьей структурной группы СЦТ характеризуются значительным транспортным и емкостным запаздыванием. Это обстоятельство вызывает необходимость разработки нестационарных моделей и совместное моделирование гидравлического и теплового процессов. Нестационарные тепловые режимы необходимо учитывать в системах отопления зданий и теплопроводах. Модель нестационарного теплового процесса отопления зданий описывается в [36].

Модель нестационарного теплового процесса трубопровода. В нестационарной постановке задача теплопроводности для изолированного трубопровода изложена в [102]:

$$CM\frac{dt}{d\tau}+cGL\frac{dt}{dl}=a_{ж}F(t-t_{и});$$
$$\frac{dt_{и}}{d\tau}=a_{и}\left(\frac{d^2t_{и}}{dR^2}+\frac{1}{R}\frac{dt_{и}}{dR}\right), \qquad (3.36)$$

при граничных условиях третьего ряда

$$\left.\frac{dt_{и}}{d\tau}\right|_{R=0}=\frac{a_{ж}}{\lambda_{и}}(t-t_{и});\left.\frac{dt_{и}}{dR}\right|_{R=R_{и}}=\frac{a_{l}}{\lambda_{и}}(t_{и}-t_{0}).$$

Решение задачи в нестационарной постановке в аналитическом виде методом замены переменных Даламбера [15]:

$x=L;\ y=Gt-L$

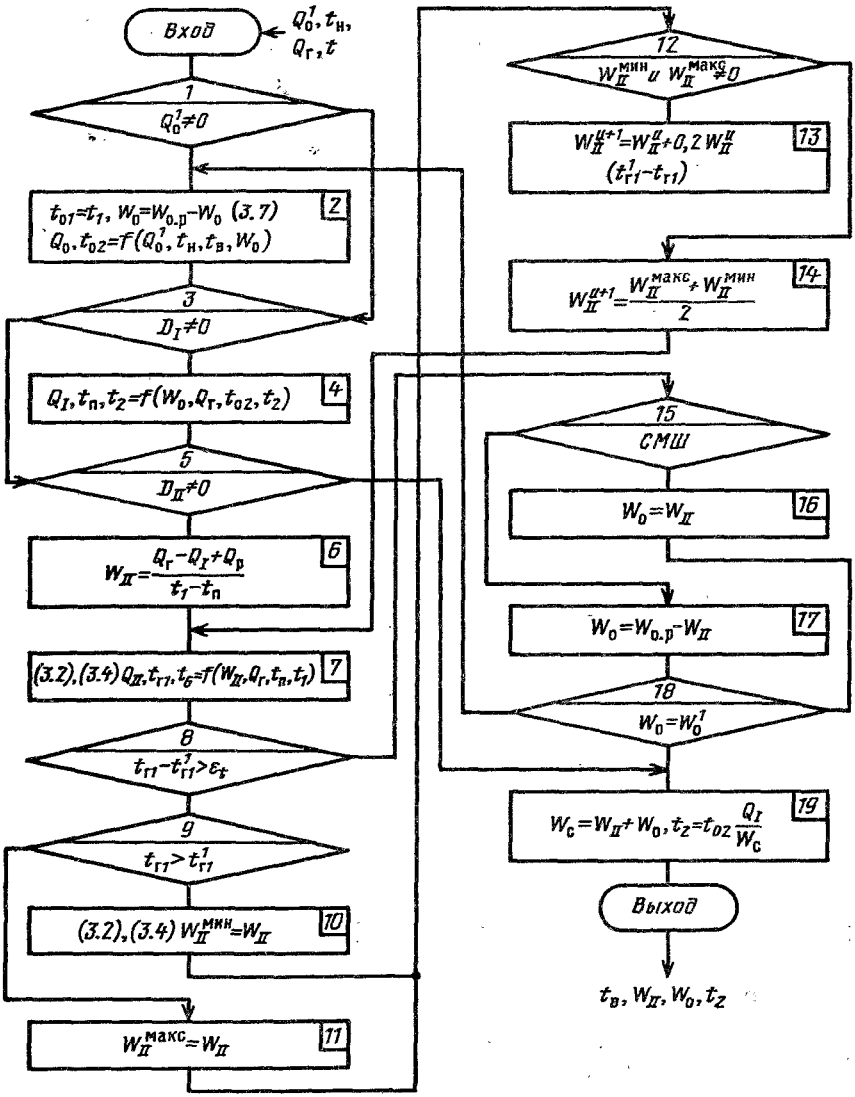


Рис. 3.10. Блок-схема моделирования тепловых процессов ГТП

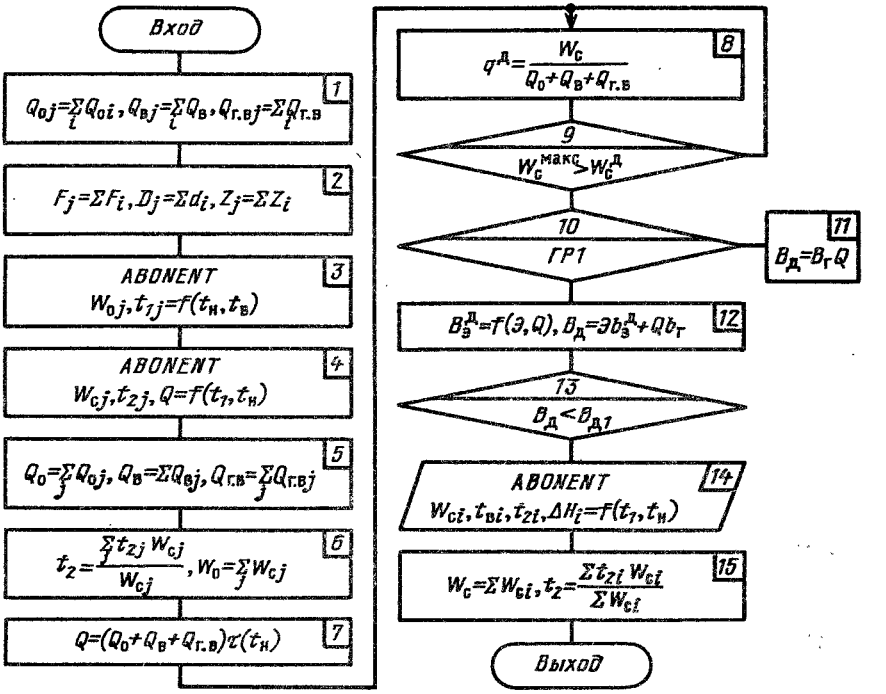


Рис. 3.11. Блок-схема моделирования теплового режима СЦТ

Заменяя переменные t и l на x и y следующим образом: $x=L$, $y=Gt-L$, получаем решение

$$t = f(Gt-L)\exp(a\tau), \qquad (3.37)$$

где $f(Gt-L)$ — начальное распределение температур теплоносителя по длине трубопровода; τ время, с; t_1, t_2, $t_н$ — температуры теплоносителя в начале и конце трубопровода, тепловой изоляции, °С; C — теплоемкость теплоносителя, кДж/(°С · м³); G — расход, м³/ч; $\alpha_ж$, α_1 — коэффициенты теплоотдачи жидкости и поверхности изоляции, кДж/(ч · м² · °С); a — коэффициент температуропроводности; L, R — длина и радиус трубопровода, м; о, и — индексы окружающей среды и изоляции.

Решение задачи в нестационарной постановке предлагается производить корректировкой стационарного решения, т.е.

$$t_2 = Kt_1\left(1 - e^{-\frac{\tau}{T}}\right), \tag{3.38}$$

где K — коэффициент изменения температуры в стационарном решении, $K = t_2/t_1$; T — постоянная времени трубопровода.

Решение нестационарной задачи конечно-разностными методами сеток, конечных элементов и т.д. [28, 77] при значительной неопределенности теплофизических свойств изоляции, грунта и воздуха в канале не отвечает требованиям к моделированию.

Алгоритм моделирования теплогидравлического режима СЦТ. Разделим весь расчетный временной интервал (1 или 2 сут) на отрезки по 5 мин. Для этих отрезков примем неизменным расход теплоносителя во всех элементах СЦТ. Определим начальное поле температур подающих и обратных трубопроводов при расчетном значении расходов у потребителей теплоты. Для этой цели с помощью модели теплового режима получим расходы у каждого потребителя, а затем с помощью модели гидравлического режима получим расходы теплоносителя по участкам трубопроводов тепловой сети.

Используя соотношения (3.37), (3.38), получаем поле температур подающих и обратных трубопроводов тепловой сети при $\tau = \infty$.

Процедура перехода от отрезка $\Delta\tau_i$ к последующему $\Delta\tau_{i+1}$ состоит из следующих операций:

1) моделируем нестационарный тепловой режим потребителя при следующих возмущениях: температура сетевой воды в подающей линии сети t_1 принимается равной значению, полученному на предыдущем шаге по времени для узла, к которому подключен потребитель теплоты; температуру наружного воздуха и скорость ветра принимаем по прогнозу метеоусловий; нагрузка горячего водоснабжения и вентиляции принимается по типовому для данного района графику;

2) полученные в результате моделирования теплового режима расходы потребителей сравниваем с расходом на предыдущем шаге; если расход изменился, то моделируем новый гидравлический режим;

3) моделируем нестационарный режим трубопроводов по соотношениям (3.37), (3.38) при $\tau = \Delta\tau$ и значениям температур, полученным на предыдущем шаге. В результате моделирования

получаем новое поле температур подающих и обратных трубопроводов тепловой сети.

Таким образом, моделирование теплогидравлического режима

$$t, G = F(t_н, W_в, Q_{гв}, Q_в, C_п, \tau) \qquad (3.39)$$

обеспечивает решение функциональных задач 3 и 4.

Блок-схема моделирования теплогидравлического режима СЦТ приведена на рис. 3.12.

Оптимизация суточного режима СЦТ. Рассмотрим СЦТ второй или третьей группы с одним или несколькими источниками теплоты. В качестве минимизируемой целевой функции примем сумму затрат на производство теплоты и перекачку теплоносителя:

$$Z = F[B(Q) + Э(Q)] \to \min \text{ при } Q^{мин} \le Q \le Q^{макс}, \qquad (3.40)$$

где Q, $Q^{мин}$, $Q^{макс}$ — тепловая нагрузка источников теплоты и ее предельные значения, мВт; Z, $B(Q)$, $Э(Q)$ — затраты соответственно на производство теплоты и перекачку теплоносителя, тыс.руб.

Для каждого временного интервала:

на первом этапе оптимизации методом динамического программирования определяем оптимальную загрузку источников теплоты. Для этого используем рекуррентное соотношение

$$B(Q) = \min[B_{i-1}(Q_\Sigma - \Delta Q) + B_i(\Delta Q)], \; i = 1, \ldots, n \qquad (3.41)$$

где Q_Σ — нагрузка СЦТ для рассчитываемого интервала, мВт; n — количество шагов по нагрузке; i — номер шага.

Если $к$ — количество источников теплоты, то процесс оптимизации распределения тепловой нагрузки между источниками производится за $к$ х n шагов по нагрузке.

Зависимость затрат на производство теплоты источником $B(Q)$ довольно точно аппроксимируется полиномом второй степени:

$$B(Q) = C(a_0 + a_1 Q + a_2 Q_2) \qquad (3.42)$$

где C — тариф на теплоту; a_0, a_1, a_2 — коэффициенты апроксимации расходной характеристики источника теплоты;

на втором этапе, используя полученные на первом этапе оптимальные значения загрузки источников, оптимизируем график

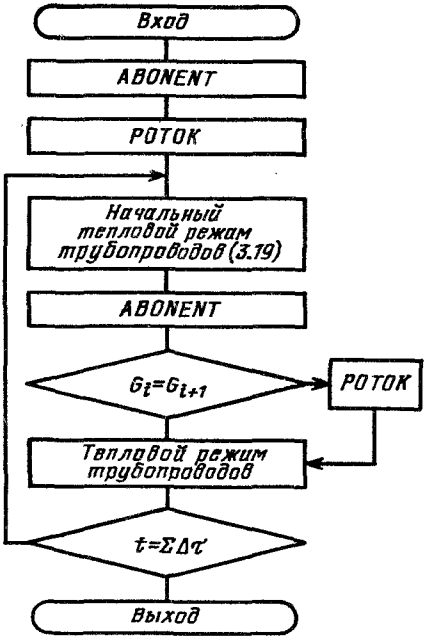


Рис. 3.12. Блок-схема моделирования теплогидравлического режима СЦТ

давлений в тепловой сети. Для этой цели может быть использована методика [25], позволяющая получить оптимальные затраты на перекачку теплоносителя, удовлетворяющие ограничениям по давлениям в узлах.

Исходными данными для оптимизации являются: суточный график нагрузки СЦТ (рис. 3.13, *а*) и оптимальные значения затрат на производство теплоты и перекачку теплоносителя, полученные из соотношения (3.4).

Используя схему метода динамического программирования последовательно от конца суток к началу, определяем оптимальные затраты на каждом шаге по времени (рис. 3.13, *б*), варьируя нагрузки СЦТ от минимальной до максимальной с шагом ΔQ_{Σ}. Каждому значению Q_{Σ} находим оптимальное продолжение на предыдущем интервале по времени.

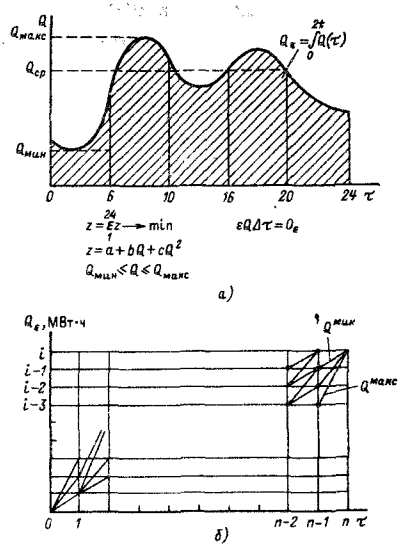


Рис. 3.13. Оптимизация суточного режима отпуска теплоты СЦТ:
а — суточный график тепловой нагрузки СЦТ;
б — процесс оптимизации методом динамического программирования;
$Q_{мин}$, $Q_{макс}$ — максимальная и минимальная нагрузки источника теплоты;
a, *b*, *c* — коэффициенты аппроксимации энергетической характеристики;
n, *i* — дискретные шаги по времени и нагрузке СЦТ

Оптимальная траектория определяется из аддитивных свойств функционала:

$$З = \sum_i з_i \to \min, \; i = 1, \ldots, 24, \qquad (3.43)$$

где *З* — затраты СЦТ на производство и транспорт теплоты за сутки; $з_i$ — затраты СЦТ на *i*-й временной интервал.

Таким образом, определяем оптимальный суточный режим СЦТ и загрузку источников теплоты, ГТП и насосных станций на каждый час суток, что обеспечивает решение 2-й и 3-й функциональных задач АСУ ОЭ.

3.4. Нестационарные гидравлические режимы в тепловых сетях

Квалифицированное внедрение средств системной и локальной автоматизации на источниках теплоты и теплопотребляющих установках практически невозможно без учета гидродинамических характеристик объекта регулирования.

В зависимости от инерционных свойств трубопроводной системы и характеристик возмущающего воздействия переходные гидравлические процессы могут иметь характер гидравлического удара или квазистационарного режима. Первые, характеризующиеся существенными значениями мгновенных давлений, вызываются, как правило, аварийным отключением (включением) сетевых и перекачивающих насосных агрегатов под нагрузкой, быстрым изменением гидравлического сопротивления запорно-регулирующих устройств, разрывом теплопроводов, снижением давления в отдельных точках системы до давления насыщения водяного пара. Вторые вызываются монотонными длительными возмущениями, при которых градиент скорости жидкости во времени незначителен (0,05 м/с^2).

Все гидравлические режимы рассматриваются при квазистационарных условиях. Расчет переходных теплогидравлических процессов, возникающих в СЦТ при различных управляющих воздействиях, а также при отказах сетевого оборудования, нормативом [185] не предусматриваются.

В то же время известно, что вероятность возникновения нестационарных (переходных) гидравлических режимов с опасными по условиям прочности последствиями возрастает при увеличении длины тепловой сети [57]. Аварийный останов насосов, разрыв трубопровода, срабатывание или отказ в работе регулирующей аппаратуры может привести к большим изменениям скорости теплоносителя во времени и вызвать гидравлический удар[1]. Исследованиям возникновения и средств защиты сети от гидравлических ударов посвящены работы Б.Н.Громова, Б.И.Свинухова [57] и др.

---

[1] Гидравлическим ударом называется переходный гидравлический режим, характеризующийся превышением давления над тем, которое устанавливается в начале и конце такого процесса.

Условия возникновения нестационарного теплового режима СЦТ определяются резким изменением подачи или отбора теплоты, которое происходит при выключении, включении теплогенерирующего оборудования, установок потребителей и изменений погодных условий.

Протекание нестационарных тепловых процессов в системе теплоснабжения определяется двумя основными факторами:

во-первых, скоростью течения теплоносителя, которая зависит от загрузки тепломагистралей, емкости систем отопления и работы гидравлических устройств автоматизации. В открытых системах теплоснабжения скорость течения теплоносителя значительно больше меняется в течение суток, чем в закрытых. Это объясняется изменением гидравлической характеристики сети при работе систем горячего водоснабжения. В закрытых системах теплоснабжения с полностью автоматизированными групповыми тепловыми пунктами при качественно-количественном методе центрального регулирования скорость теплоносителя может изменяться в 3—4 раза. Такие значительные изменения скорости, а следовательно, и производительности насосного оборудования, выдвигают новые требования по организации управления гидравлическими режимами. Сущность этих требований— в изменении производительности насосных групп и сетевых подстанций по центральному управляющему воздействию, т.е. создание насосных станций с переменной производительностью по импульсу от центрального диспетчерского пункта. Для сложной иерархической структуры управления только насосные группы позволяют обеспечить качество и живучесть системы теплоснабжения [53];

во-вторых, тепловой инерционностью основных элементов СЦТ, которая зависит от тепловой изоляции и способа прокладки трубопроводов объема отапливаемых помещений, теплоемкости их наружных ограждений и значения остекления наружных поверхностей. При прокладке трубопроводов в каналах инерционные свойства их увеличиваются (так как воздух и стенки канала являются своего рода аккумуляторами теплоты, а теплоемкость и теплопроводность тепловой изоляции в процессе эксплуатации во многом определяются миграцией влаги). Аналогичные процессы происходят и в отапливаемых помещениях, где воздух, внутренние ограждения и внутренние поверхности наружных ограждений

аккумулируют поступающую теплоту, а скорость изменения тепловых потерь остекленных наружных поверхностей в 10—15 раз превосходит скорость потерь через теплоизолирующие наружные стены.

Что касается скорости процессов в теплообменной аппаратуре подогревателей горячего водоснабжения, вентиляции, независимо присоединенных систем отопления, пароводяных теплофикационных подогревателей ТЭЦ и водо-водяных подогревателей котельных, то гидравлические и тепловые процессы в них происходят значительно быстрее. Поэтому динамику этих процессов можно не учитывать.

Различная удаленность потребителей от источников теплоты не позволяет наилучшим образом использовать выработанную теплоту без применения средств автоматики. Время транспортировки теплоносителя от источника до конечного потребителя в крупных СЦТ с неравномерной загрузкой сети составляет 15—20 ч и увеличивается при снижении расхода. Тепловые потери в трубопроводах тепловой сети, которые обусловливают падение температуры теплоносителя по длине сети, могут составить 15—20°С [34].

Исследованию и разработке методов расчета нестационарных тепловых режимов элементов СЦТ посвящены работы [3, 15].

Сопоставляя скорость протекания переходных тепловых и гидравлических процессов в СЦТ, можно сделать следующие выводы: условия возникновения их различны; характер гидравлических режимов — колебательный, а тепловых— асимптотический; скорость протекания процессов при гидравлических режимах на два-три порядка выше, чем тепловых; динамические свойства объекта, определяющие скорость протекания переходных процессов, во многом различны. Процессы теплоснабжения обладают большим самовыравниванием, а скорость изменения параметров при гидравлических возмущениях определяется скоростью распространения звуковой волны [57], при температурных — теплоаккумулирующими свойствами объектов [93].

Сопоставление времени переходных процессов по данным [16, 39, 55] и экспериментам в Риге и Шяуляе приведено в табл. 3.3.

По времени протекания переходных процессов объекты СЦТ можно условно разделить на две группы: первая группа — объекты № 3—6, 8, 9 — обладает большими инерционными свойствами,

$T = 0{,}5 \div 40$ ч; вторая группа — объекты № 1, 2, 7, 10 — обладает малой инерционностью, $T = 0{,}1 \div 0{,}5$ ч. Переходные режимы второй группы при решении задач планирования и оперативного управления режимами рассматривать нецелесообразно. Математические модели этих объектов следует представлять в виде систем алгебраических уравнений, которые будут рассмотрены ниже.

Таблица 3.3. Усредненные характеристики времени протекания переходных процессов в объектах теплоснабжения

Наименование объекта	Время, с
Пароводяной подогреватель	40
Сетевой насос типа СЭ	2
Водогрейный котел	300—600
Изолированный трубопровод надземной прокладки $D_y = 1$ м, $L = 1$ км	400—700
Изолированный трубопровод подземной канальной прокладки, $D_y = 1$ м, $L = 1$ км	500—800
Изолированный трубопровод подземной бесканальной прокладки	600—900
Водо-водяные теплообменные аппараты	100—200
Однотрубные системы отопления 5-этажного жилого здания	72 000—140 000
Двухтрубные системы отопления промышленного здания	66 000—78 000
Водяные калориферы	100—180

Первая группа объектов определяет инерционность СЦТ. Математические модели первой группы представляют в виде систем дифференциальных уравнений, составленных на основе законов сохранения. Если сопоставить условия протекания переходных режимов в СЦТ с другими трубопроводными системами водо- и газоснабжения, то можно выявить следующие принципиальные различия. В системах теплоснабжения сам транспортируемый продукт не потребляется, и поэтому режимы потребления не настолько жестко связаны с режимами производства теплоты. Исключение составляют открытые системы теплоснабжения, в которых непосредственный водоразбор практически мгновенно изменяет производительность насосной группы источников теплоты. Однако водоразбор является только частью транспортируемого продук-

та и значение его изменения так же, как и в других системах теплопотребления, зависит от параметров теплоносителя.

Принципиальная схема теплофикационной системы ТЭЦ приведена на рис. 3.14.

В связи с наличием циркуляции теплоносителя в системах теплоснабжения значение теплопотребления оказывает влияние на производительность источников с большим запаздыванием, которое составляет от 6 ч до нескольких суток.

Аккумуляция готового продукта в системах водо- и газоснабжения возможна только в специальных емкостях, в то время как аккумуляция теплоты в системах теплоснабжения осуществляется в трубопроводах тепловой сети и отапливаемых помещениях. Аккумулируемая теплота при этом может достигать суточной потребности системы.

Наличие циркуляции в системе теплоснабжения определяет турбулентный режим течения.

В нашей стране разработан и используется комплекс математических моделей указанных выше процессов, позволяющий провести расчетное исследование переходных режимов и уже на стадии проектирования предусмотреть необходимые защитные мероприятия. При этом методики расчета учитывают отличительные особенности водяных тепловых сетей от других систем транспортировки жидкости и газа. К основным из них относятся: многокольцевая замкнутая структура с большим количеством параллельно присоединенных теплопотребляющих установок, значительное число насосных станций с различными коммутационными схемами, возможность неодновременного отключения насосных агрегатов внутри каждой станции, наличие быстродействующих запорно-регулирующих устройств и высокотемпературного теплоносителя.

Программный комплекс, обеспечивающий детальный расчет параметров переходного гидравлического процесса, проверку работоспособности заранее выбранных защитных устройств, автоматизированный выбор защитных устройств, основан на методе волн и «фиктивных» диафрагм, представляющем собой физическую интерпретацию известного метода характеристик.

Оформленный в виде подпрограмм набор граничных условий позволяет рассчитывать нестационарные гидравлические режимы

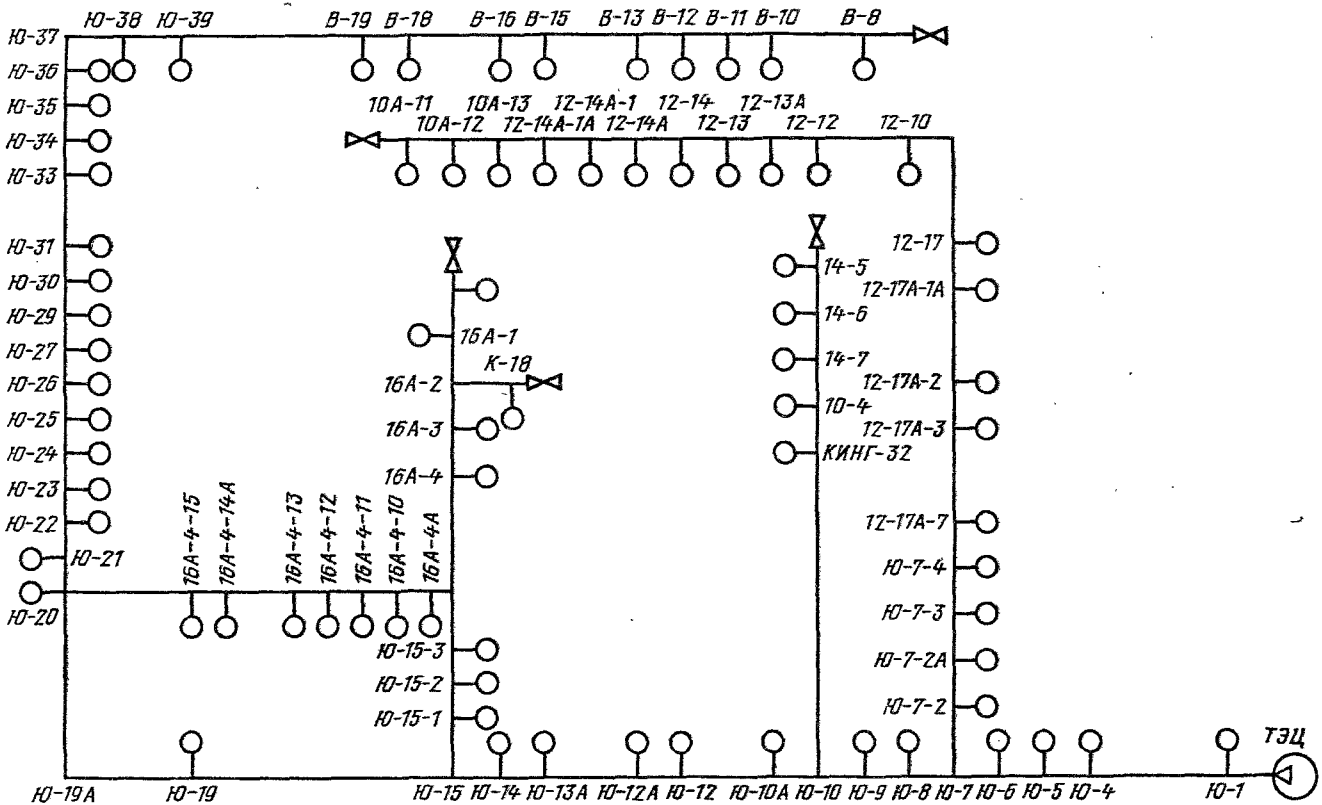


Рис. 3.14. Принципиальная схема теплофикационной системы ТЭЦ

в многокольцевых тепловых сетях, вызванные любой комбинацией наиболее возможных возмущений во времени, таких, как прекращение энергопитания насосов источников теплоты либо насосно-перекачивающих станций, включенных по различным схемам, изменение гидравлического сопротивления запорно-регулирующей арматуры, разрыв трубопроводов. Помимо этого обеспечивается автоматизированный поиск параметров противоударных устройств. Так, по заданному диапазону допустимого давления может быть получен требуемый закон регулирования сбросного устройства.

Для оценки экстремальных давлений при неустановившихся гидравлических режимах и определения защитных устройств для ряда простейших случаев разработаны инженерные методы расчета, основанные на упрощенных расчетных зависимостях параметров переходного гидравлического процесса. Адекватность разработанных методик расчета реальным физическим процессам в водяных тепловых сетях подтверждается хорошим совпадением расчетных и экспериментальных данных.

Для расчетов квазистационарных режимов используются хорошо апробированные математические методы стационарного потокораспределения. При этом сам процесс представляется как совокупность чередующихся стационарных режимов с учетом изменения внутренней потенциальной энергии системы, влияния сжимаемости жидкости и эластичности трубопроводов. Необходимо отметить, что используемая методика, в отличие от методики с фиксацией значения давления в одной или нескольких точках, позволяет определить положение пьезометрического графика при неконтролируемом давлении. Кроме того, методика позволяет определить требования к производительности подпиточно-сбросных устройств. Инерционные свойства трубопроводной системы в расчетах не учитываются.

Изменение мгновенных давлений на коллекторах ТЭЦ при отключении сетевых насосов приведено на рис. 3.15.

Экспериментальные исследования переходных гидравлических режимов позволяют выявить динамические характеристики объектов при наиболее вероятных нарушениях гидравлического режима работы систем теплоснабжения, проверить эффективность установки той или иной системы защиты от недопустимых давле-

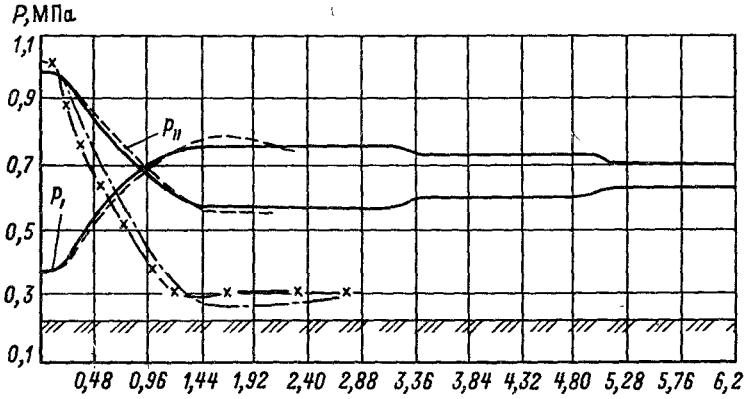


Рис. 3.15. Изменение мгновенных давлений на коллекторах ТЭЦ при отключении сетевых насосов:

—, — · — - расчетные исследования (с защитным устройством);

— —, —×— - натурные исследования (с защитным устройством)

ний, установить адекватность используемых математических моделей реальным физическим процессам.

При экспериментальных исследованиях переходных гидравлических процессов в действующих тепловых сетях и на экспериментальных стендах используется информационно-измерительный комплекс, включающий малоинерционные датчики параметров, регистрирующие приборы, синхронизацию записи параметров.

По принципу действия и назначению системы защиты от недопустимых давлений могут быть разделены на системы защит от гидравлических ударов и от недопустимых давлений при квазистационарных режимах. Данная классификация до некоторой степени условна. Известны такие устройства, которые своим действием, защищая от гидравлических ударов, изменяют и конечный стационарный режим, например сбросные устройства. Тем не менее требования к сбросным устройствам — быстродействие, пропускная способность и т.д. — могут существенно изменяться в зависимости от назначения клапана. Отличительной особенностью противоударных устройств является их быстродействие, которое может оказаться не более 0,1—0,3 с. Выбор системы защиты от недопустимых давлений при переходных гидравлических режимах

базируется на данных расчетного исследования. Необходимость использования той или иной методики расчета определяется процедурой предварительной оценки параметров переходного гидравлического процесса.

Среди противоударных устройств в системах теплоснабжения наибольшее применение нашли быстродействующие сбросные устройства — гидрозатворы, быстродействующие сбросные клапаны, мембранные предохранительные устройства. Каждое из них имеет ограниченную зону применения, выбор типа защитного устройства осуществляется расчетным путем.

Для защиты оборудования тепловых сетей осуществляется поставка быстродействующих сбросных клапанов диаметрами до 300 мм. Рабочий диапазон давлений этих клапанов составляет 0,2—1,0 МПа. Время полного открытия клапана в зависимости от давления настройки равно 0,3—0,5 с, что определяет время, за которое происходит возрастание давления от давления настройки до максимально допустимого значения.

Экспериментальными и расчетными исследованиями установлено, что градиент давления при переходных процессах может достигать 0,3—0,4 МПа/с, а время, за которое давление возрастает до максимального значения, может быть 0,1—0,3 с. Если при этом давление в нормальном гидравлическом режиме превышает 0,25 МПа, возможно применение защитного устройства, включающего в себя нормально открытый регулирующий клапан и две последовательно установленные разрывные мембраны. Время разрыва мембраны составляет около 0,05 с. В нашей стране налажен выпуск выпуклых разрывных мембран диаметрами до 300 мм.

Наиболее простым сбросным устройством, применение которого возможно при исходном давлении меньшем 0,25 МПа, является гидрозатвор.

Для формирования волн изменения давления с противоположным знаком применяется динамическая защита, использующая оставшееся в работе последовательно включенное насосное оборудование (наличие в системах нескольких насосных станций либо случай двух- и трехступенчатой схемы насосной станции).

Помимо указанных устройств ограниченную область применения нашли пневматические резервуары, маховые колеса на оси насосных агрегатов.

На основании задач моделирования были сделаны следующие выводы:

1. Анализ моделей гидравлического режима показывает необходимость разработки математического метода, обеспечивающего быструю сходимость итерационного процесса.

2. На основании анализа особенностей СЦТ разработаны методы и алгоритмы улучшения сходимости: автоматическое получение начальных приближений; оптимальность в смысле сходимости, формирования фундаментальных циклов; специальные алгоритмы для разрешения неопределенности, связанной с гидравлическими регуляторами расхода и давления.

3. Разработаны алгоритмы решения шести функциональных задач, основанных на математической модели гидравлического режима.

4. Анализ математических моделей тепловых процессов подсистем СЦТ позволяет обосновать математическую модель теплового режима, основанную на совместном решении соотношений для отопления, горячего водоснабжения и вентиляции.

5. Разработан математический метод решения модели теплового режима на базе метода хорд и касательных.

6. Разработана интегральная математическая модель теплогидравлического режима, учитывающая нестационарность тепловых процессов и транспортное запаздывание.

7. Разработан алгоритм оптимизации суточного режима СЦТ на основе схемы динамического программирования.

Глава четвертая
Методы реализации управляемых СЦТ

В настоящее время полностью автоматизированные СЦТ еще не функционируют ни в одном городе нашей страны. Однако решение оптимизационных задач из числа приведенных в предыдущих главах осуществляется в нескольких городах. В частности, решена задача распределения нагрузки между котлами котельной.

4.1. Оптимизация распределения нагрузок между котлами

В процессе создания опытных АСУ ТП теплоснабжения одной из важных задач является разработка системы оптимального управления источником теплоты, в частности котельной. Суммарная тепловая производительность источника теплоты должна меняться в широких пределах в течение сезона и суток, что обусловлено соответственно климатическими условиями и требованиями гибкого регулирования. В свою очередь, эта суммарная производительность складывается из составляющих ее производительностей отдельных котлов.

Поскольку КПД каждого котла в значительной степени зависит от нагрузки и ряда других факторов, задача оптимального распределения нагрузки между котлами приобретает ведущее значение при управлении источником теплоты.

В соответствии с данными [49, 68] в существующих автоматизированных котельных применяются системы логического управления, созданные зарубежными фирмами «Контрам» и «Ханивелл». Эти системы предусматривают работу одного из функционирующих котлов в каждый момент времени в регулировочном режиме, а остальных — в базисном. При этом по проектам фирмы «Контрам» при любой нагрузке котельной один и тот же котел работает в регулировочном режиме, а все прочие — в базисном с максимальными КПД.

В проектах фирмы «Ханивелл» все котлы поочередно в определенной последовательности работают в регулировочном режиме, но в каждом конкретном случае регулирование осуществляется лишь на одном из них, а остальные функционируют при постоянной нагрузке.

С целью нахождения оптимального распределения нагрузки в автоматизированных котельных трестом «Севзапмонтажавтоматика» проведен пассивный эксперимент. Установлено, что, поскольку в реальных источниках теплоты характеристики котлов изменяются во времени, система оптимального распределения нагрузок должна быть адаптивной, т.е. получать информацию о состоянии котлов, определять порядок их включения и отключения, а также конкретный котел, работающий в настоящий момент в регулировочном режиме. В основу выбора регулировочного котла, как и в

исследованиях [68], положен принцип максимального приращения КПД.

Таким образом, в работе треста предложен усовершенствованный принцип логического управления фирмы «Ханивелл», которое не является адаптивным. Несмотря на то что это предложение — шаг вперед по сравнению с системами зарубежных фирм, оно не лишено общего с ними недостатка — критерием выбора оптимальной загрузки котлов в котельной служит максимальный КПД одного котла, работающего в регулировочном режиме, или минимизация расхода топлива на этой котельной. Считается, что все прочие котлы работают с максимальным КПД.

Однако с позиций системного подхода единственно возможным критерием является максимальный КПД котельной или минимальный расход топлива в целом по котельной. При этом согласно алгоритму оптимизации распределения нагрузки между котлами все они работают в регулировочном режиме в зоне оптимальных нагрузок.

В настоящей работе под расходом топлива понимается обобщенный технико-экономический критерий, который учитывает все энергетические затраты котельной. Расход топлива каждым из котлов $B_i = B_i(q_i)$ (B_i — функция, отражающая характеристики работающего оборудования при $i = 1,...,n$; q_i — тепловая нагрузка i - го котла).

Задача формулируется как минимизация суммарного расхода топлива $B = \sum_{i=1}^{n} B_i(q_i)$ при заданной общей тепловой нагрузке в котельной $Q = \sum_{i=1}^{n} q_i$ с котлами одного типа, имеющими разные характеристики. В такой постановке эта нелинейная задача трудна для анализа вследствие многоэкстремальности целевой функции $B(\bar{q})$ и наличия разрывов ее производных. Дополнительные затруднения для анализа вносит ограничение

$$q_i \geq 0. \qquad (4.1)$$

Тем не менее рассмотрение задачи упрощает тот факт, что тепловые нагрузки котлов не должны значительно отклоняться от оптимальных q_i^* для i-го котла: $q_i \approx q_i^*$. При нашем подходе задача решается в три этапа: 1) определение состава работающего оборудования; 2) для каждого из найденных вариантов включения

котлов решение задачи оптимального распределения нагрузки между работающими котлами; 3) выбор глобального оптимума по всем найденным на втором этапе локальным оптимумам.

Состав и количество включенного оборудования выбирают таким образом, чтобы необходимую тепловую нагрузку покрывали котлы, работающие в наиболее близком к оптимальному режиме, т.е. удовлетворялось условие

$$Q \approx \sum_{i=1}^{n} q_i^*. \tag{4.2}$$

При наличии в котельной l_k котлов каждого из m типоразмеров ($k = 1,..., m$) определение количества включенных агрегатов x_k (целое) каждого типоразмера сводится к решению следующей задачи целочисленного линейного программирования для различных тепловых нагрузок Q (при $Q \le x_k \le l_k$):

$$\left.\begin{aligned} &\min \sum_{i=1}^{m} B_i\left(q_i^*\right) x_i; \\ &\sum_{i=1}^{m} q_i x_i \ge Q_k. \end{aligned}\right\} \tag{4.3}$$

Эта сложная при большой размерности m комбинаторная задача облегчается тем, что в котельной, как правило, не более двух-трех типов котлов.

Для случая, когда оптимальная производительность всех котлов одинакова, алгоритм выбора состава оборудования предельно упрощается и предусматривает следующие шаги: включение в работу котла с наибольшим КПД; повторение первого шага до тех пор, пока суммарная мощность включенных агрегатов не превысит заданное значение Q.

На втором этапе для каждого из L вариантов включения котлов решается задача по оптимальному распределению нагрузки между работающими котлами. При этом целевая функция будет обладать одним максимумом и нахождение оптимума в каждом из вариантов не представит особой сложности.

При разложении функции B_i (q_i) в ряд Тэйлора в окрестности оптимальной нагрузки q_i^* оставим три первых слагаемых:

$$B_i(q_i) \approx B_i^0 + B_i'(q_i - q_i^*) + B_i''(q_i - q_i^*)^2 / 2. \tag{4.4}$$

Необходимыми условиями минимума приращения суммарного расхода топлива $\Delta B = \sum_{i=1}^{n} \Delta B_i$ при приращении нагрузок каждого из котлов $\Delta q_i = q_i - q_i^*$ и заданном приращении нагрузки $\Delta Q = Q - \sum_{i=1}^{n} q_i^*$ будут уравнения (для k=1,...,n −1)

$$\left.\begin{aligned} &\frac{\partial \Delta B}{\partial q_k} = 0; \\ &\Delta Q = \sum_{i=1}^{n} \Delta q_i. \end{aligned}\right\} \qquad (4.5)$$

Число независимых переменных Δq составляет n −1, а приращение нагрузок n-го котла Δq_n определяется однозначно из (4.5).

Решая совместно (4.4) и (4.5) и опуская промежуточные выкладки, получаем (при k=1,...,n-1)

$$\left.\begin{aligned} &\sum_{j=1}^{n-1}\left[1+\delta_j^k\left(B_k''/B_n''\right)\right]\Delta q_j = \Delta Q + \left(B_n' - B_k'\right)/B_n''; \\ &\Delta q_n = \Delta Q - \sum_{i=1}^{n-1} \Delta q_i, \end{aligned}\right\} \qquad (4.6)$$

где δ_j^k — символ Кронекера 2-го ранга,

$$\delta_j^k = \begin{cases} 1, & \text{если } k = j; \\ 0, & \text{если } k \neq j \end{cases}$$

Матрица этой системы линейных алгебраических уравнений (n −1)- го порядка состоит из единиц, за исключением диагональных элементов, которые больше единицы. Для улучшения устойчивости решения этой системы рекомендуется нумеровать ее элементы таким образом, чтобы n-й элемент обладал наиболее пологой характеристикой в области оптимума, т. е. $B_n'' \leq B_k''$ для любого k =1, ..., n−1. Тогда все диагональные коэффициенты матрицы будут не меньше двух, что гарантирует устойчивость решения.

Действительная размерность системы (4.6) равна числу различных диагональных коэффициентов ее матрицы, так как из симметрии следует, что все идентичные агрегаты должны одинаково регулироваться. В частности, при равенстве всех коэффициентов система (4.6) приобретает вид

$$\begin{pmatrix} 21\ldots10 \\ 12\ldots10 \\ \vdots \\ 11\ldots20 \\ 1\ldots\ldots1 \end{pmatrix}_{n\times n} \begin{pmatrix} \Delta q_1 \\ \Delta q_2 \\ \vdots \\ \Delta q_{n-1} \\ \Delta q_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \Delta Q + \dfrac{B_n' - B_1'}{B_n''} \\ \Delta Q + \dfrac{B_n' - B_1}{B_n''} \\ \vdots \\ \Delta Q + \dfrac{B_n' - B_{n-1}'}{B_n''} \\ \Delta Q - \sum_{i=1}^{n-1} \Delta q_i \end{pmatrix}. \qquad (4.7)$$

В данном случае решение системы при $i = 1,\ldots, n$ имеет вид $\Delta q_i = \Delta Q/n$.

После нахождения глобального оптимума по локальным решение можно считать завершенным.

Для практического использования предложенного метода в котельной, функционирующей в рамках АСУ ТП, следует в результате решения системы уравнений (4.6) с помощью ЭВМ определить конкретные значения приращения нагрузки для каждого котла. Метод предусматривает работу всех включенных котлов в регулировочном режиме, дает возможность определить состав работающего оборудования, а также распределение нагрузки между всеми котлами в зависимости от их экономичности.

Экономичность работы котла или его энергетические характеристики определяют, как правило, тремя способами: путем проведения полного испытания агрегатов; по результатам экспресс-испытаний; с использованием методики технической диагностики [67], позволяющей с помощью анализа ограниченного объема опытных данных и основных признаков агрегата корректировать паспортные характеристики.

Экономия топлива за счет повышения КПД всей котельной на примере котельной опытного микрорайона подсчитывается по формуле

$$\Delta B = \left[Q_{\text{к}}(\eta_2 - \eta_1)\cdot 10^3\right] / \left(Q_{\text{н}}^{\text{р}}\eta_1\eta_2\right),$$

где Q = 1167 ГДж/ч — установленная теплопроизводительность котельной; τ =3500 ч — годовое число часов использования установленной теплопроизводительности; η_1, η_2 — КПД котельной до и после внедрения предложенного метода; $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ = 29 330 кДж/кг — низшая теплота сгорания 1 кг условного топлива.

В соответствии с данными [45] экономия топлива при подобном распределении нагрузки составит

$\Delta\eta = \eta_2 - \eta_1 = 2\%$;

$\Delta B = (1167 \cdot 3500 \cdot 0{,}02 \cdot 10^3)/(29\,330 \cdot 0{,}83 \cdot 0{,}85) = 3940$ т условного топлива.

Таким образом, предложенный метод с использованием данных технической диагностики позволит получить годовой экономический эффект для котельной $C = C_{\text{у.т}} = 3940$.

Аналогично решается задача с распределением нагрузки между агрегатами ТЭЦ, работающими в энергосистеме.

4.2. Оптимизация теплопотребления

Известно, что сама структура построения систем централизованного теплоснабжения больших городов, схемы тепловых сетей, принципиальные схемы тепловых пунктов и абонентских систем отопления, конструкции применяемого технологического оборудования отнюдь не являются оптимальными для комплексной автоматизации [34].

В последнее время наблюдается тенденция к появлению работ, которые на основе существующего опыта управления и технологии СЦТ с учетом теории оптимального управления, системных позиций обоснованно подходят к выбору структуры, размера, вида и других характеристик автоматизированных СЦТ.

Эти вопросы имеют принципиальное значение для научно обоснованного определения очередности внедрения элементов АСУ и соответствующих им этапов комплексной автоматизации.

Для оценки экономии от решения отдельных задач в автоматизированных СЦТ были проанализированы и систематизированы данные различных авторов (табл.4.1). В 1-й графе таблицы указа-

Таблица 4.1. Оценка экоиомичности решения отдельных задач АСУ ТП СЦТ для целей определения первоочередности и поэтапности внедрения

Наименование решаемой задачи	Где осуществляется регулирование	Отечественные данные	Зарубежные данные	Примечание
Оптимизация выработки теплоты на котельной (за счет оптимального распределения нагрузки между котлами)	Котельная	1,5-2% [68,136]; 1,4-2,5% [121]	3–4% [10]	
Оптимизация отпуска теплоты от котельной за счет:				
учета силы ветра	«	2% [126];		
ночного снижения температуры теплоносителя	«	2% [126]; 10% [44];		
учета комплекса метеопараметров, медленных теплопотерь, ночного снижения	«	9% [126]	18,7% [10]	
Экономия электроэнергии при гибком регулировании циркуляционного расхода	Несколько источников	15–20% [123]	40% [34,170]	
Оптимизация отпуска теплоты при качественно-количественном регулировании	Котельная	1% [123]; 5% [126]		
Оптимизация централизованного отпуска энергии				Теплота 18%; электроэнергия 20%
Экономия от снятия перегрева в переходный осенне-весенний период	ТП (тепловой пункт)	2% [62]; 2% [121]		
Экономия от ночного снижения температуры теплоносителя	То же	3%	21(13)% [137]; 2–8% [134]	График качественного регулирования проф. Чаплина дает экономию 8% [36]

Экономия теплоты за счет учета бытовых теплопоступлений	«	4% [121]		
Экономия теплоты за счет программного регулирования (ночное снижение + бытовое тепловыделение)	«	10,5% [121]; 10% [129]	10,5 [136] 24(16)% [167]	
Совместная экономия от котельной и местного регулирования	Котельная и ТП		15–25% [10]	
Оптимизация теплопотребления с учетом формализованных моделей			5% [137]; 2–15% [76]	
Экономия электроэнергии	ТП	6–7% [121]		20% тепловой энергии; 15% электроэнергии. Электроэнергия экономится или на ТП, или на источнике теплоты
Оптимизация теплопотребления	«			
Экономия от пофасадного регулирования	«		5% [134]	Дополнительно к регулированию на вводе при раздельной системе отопления
Оптимизация теплопотребления при помощи индивидуального регулирования	Отопительный прибор	15% [172]	5% [137]; 10–20% [119]	
Экономия за счет более оперативного выявления и локализации повреждений	СЦТ	2% [124]		166 тыс. руб. ежегодно [137]
Экономия автоматизации учета и контроля	«	0,05— 0,15% [146]	1 точка — 50 долл. [109]; 1м^2 — 0,25 — 2 долл.; 100 футов прокладки; 100 долл. в месяц эксплуатация телефонной сети	5-8% экономии дает поддержание температуры с точностью 1°С [109]
Оптимизация нормирования, планирования, прогнозирования			0,15-0,35% [146]	

ны наименования решаемых задач с максимально возможной степенью детализации. Средневзвешенные значения экономии в процентном отношении к годовым затратам ресурсов от решения задач оптимизации выработки, распределения и потребления теплоты по данным отечественных и зарубежных авторов приведены в графах 3 и 4

При функционировании автоматизированной системы оптимизация работы котельной осуществляется оперативно: по данным телеметрии для тепловой нагрузки котельной в каждый момент времени ЭВМ рассчитывает оптимальное распределение нагрузок между котлами. Алгоритм этого расчета сам по себе требует дополнительного учета многих факторов.

Согласно исследованиям ВНИИГС предложен алгоритм оптимизации распределения нагрузки между котлами, когда все они работают в регулировочном режиме в зоне оптимальных нагрузок (см. также §4.1) [45].

На кафедре теплопароснабжения и вентиляции Кишиневского политехнического института им. С. Лазо для составления режимных карт котельных также была выполнена оптимизация распределения нагрузок методом динамического программирования, обеспечивающая экономию топлива в размере 1,4-2,5% [49].

По данным АКХ [173] экономия топлива оптимального распределения нагрузок также составляет 1,5-2 %, а по данным болгарских специалистов [89] 3-4 %.

Повысить средний за год КПД котельной и получить экономию топлива можно как проведением ряда организационно-технических мероприятий, так и повышением уровня и качества эксплуатации котельной, в частности, за счет оптимальной нагрузки котлов и распределением нагрузок между ними [161, 181].

Для малых котельных от 3 до 10 ГКал/ч по данным АКХ экономия достигает 7,5-8,2% [173], при выработке теплоты на крупных источниках можно добиться максимальной экономии 3-4% [10].

Гибкое регулирование источника теплоты по температуре отпускаемого теплоносителя (когда не регулируется расход сетевой воды) дает возможность экономить теплоту на отопление зданий за счет устранения перегрева в переходный осенне-весенний период отопительного сезона и программного регулирования. По-

этому фактору экономии экспертные оценки варьируются в широких пределах.

Так, по данным фирмы «Юнкерс» (ФРГ) [137], которая выпускает все оборудование для регулирования отпуска теплоты от термостатического регулятора на отопительном приборе до сложнейшей оптимизирующей автоматики для котельной, экономия энергии в годовом размере составит 10-21%.

Следует отметить, что применение оптимизационных моделей дает, по мнению фирмы, еще 5% [137], а индивидуальное регулирование на приборах, в свою очередь, 5%. Таким образом, суммарная экономия от применения автоматики фирмы «Юнкерс» оценивается от 10 до 31% [137]. Многое зависит от того, что принимать за базисный вариант. Если в базисном варианте не было никакого регулирования, то общая суммарная экономия составит 31%. Использование управления по моделям в соответствии с [76] прибавляет 2-15% экономии. А индивидуальное регулирование на отопительных приборах в соответствии с отечественными данными [172] приносит 15% экономии, а в соответствии с зарубежными данными [119] — около 10-20%.

Те же значения имеются у Оллига [167] — 10,5-23,9% (осенне-весенний перегрев, программное регулирование).

Экономия тепловой и электрической энергии, достигаемая прогнозированием теплового потребления и оперативным поддержанием оптимальных режимов котельной и тепловых сетей района, может быть отнесена к совместному воздействию на систему теплопроизводства и отпуска (котельная), распределения (тепловые сети) и потребления (абонентские вводы), т.е. к общесистемным воздействиям.

Программное снижение температуры теплоносителя может осуществляться централизованно, может на тепловых пунктах, а может быть реализовано одновременно на обоих уровнях.

Удобнее и органичнее всего выполнять ночное снижение на абонентских вводах в зданиях. Однако опыт эксплуатации показывает, что часть программного снижения можно осуществлять на котельной [44], где в эксперименте получено 10% экономии. Более точным будет приближенное к абоненту регулирование на индивидуальных тепловых пунктах, где согласно [121] можно получить за счет программного снижения 7% экономии теплоты. В

литературе имеются данные по экономии на общественных зданиях до 36% [165].

Экономия на перекачку сетевой воды в магистральных тепловых сетях при качественно-количественном регулировании составит по данным [121] 7-8% только за счет устранения разрегулировки тепловых сетей, а при применении частотного регулирования на электродвигателях — еще 3% [121].

По данным ВНИИГС [123] многовариантные расчеты на ЭВМ показали, что введение отпуска теплоты по качественно-количественному графику дает возможность с увеличением комфорта в зданиях получить экономию электроэнергии на перекачку теплоносителя 15-20% годовых затрат электроэнергии за отопительный сезон и экономию теплоты 1%.

Заслуживающим доверия можно считать опыт Финляндии по эксплуатации СЦТ г. Хельсинки [33, 170]; за счет изменения подачи циркуляционных насосов при оптимизации перераспределения нагрузки между источниками получена экономия 40% общего годового расхода электроэнергии.

Как показали проведенные экспериментальные исследования автоматизированных ЦТП [129], в зависимости от технологической схемы, метода регулирования отпуска теплоты и применяемых регуляторов экономия теплоты за счет автоматизации ЦТП может составлять 2-10% годового расхода теплоты на отопление. При этом минимальная экономия теплоты может быть достигнута только в период срезки температурного графика, а максимальная — за счет дополнительного учета бытовых тепловыделений, программного снижения температуры воздуха в помещениях и коррекции температурного графика в течение всего отопительного сезона.

Значения экономии в работах некоторых зарубежных авторов [109, 137, 167] завышены, так как они за базисный вариант принимают отсутствие какого-либо регулирования. Если принять, что в нашей стране на крупных СЦТ повсеместно принят график качественного регулирования (график проф. Чаплина, обеспечивающий по [134] экономию 8%), то дальнейшую экономию можно получать уже за счет:

1) коррекции температурного графика качественного регулирования отпуска теплоты с учетом зависимости между температу-

рой и средней скоростью ветра; такая коррекция по данным [126] экономит 1,5-2% отпускаемой теплоты (в среднем за год);

2) централизованного ночного снижения — 2% [126];

3) централизованного качественно-количественного регулирования [126] — 5% отпускаемой теплоты. Итого только за счет выработки и отпуска на котельной при автоматизации источника можно получить в СЦТ следующие значения экономии:

$$\underset{\text{выработка}}{2} + \underset{\text{отпуск}}{2 + 2 + 5} = 11\% \text{ экономии.}$$

В результате введения количественного регулирования у абонентов [10] создались условия к переходу на работу с уменьшенным числом насосов или с уменьшенной частотой вращения насоса. Это, в свою очередь, предопределяет как снижение расхода сетевой воды, так и подаваемой теплоты на 15-25% [140].

Внедрение АСУ при решении задач учета, анализа, контроля, планирования (см. рис.2.4) позволит получить информацию повышенной точности и подготовить исходные данные для решения других задач управления.

Автоматизация комплексов задач нормирования, планирования и прогнозирования обеспечивает экономию топлива 0,15-0,35%, задач учета и анализа 0,05-0,15% [146].

Еще одной из статей экономии топливно-энергетических ресурсов является ускорение выявления и локализации повреждений при использовании автоматизированной системы (сокращение ущерба). По расчетам ВНИИГС [124] годовая экономия за счет сокращения потерь воды, теплоты, материальных и трудовых затрат составит 2%.

Анализ данных табл. 4.1 показал, что:

экономия энергоресурсов в одной и той же СЦТ может быть получена при регулировании на различных иерархических уровнях, т.е. перегревы можно снимать либо централизованно на источнике (КТП, ЦТП), либо в ИТП, либо в отапливаемом помещении, либо при произвольных комбинациях указанных выше уровней регулирования;

экономия энергоресурсов тем больше, чем выше точность управления, т.е. чем непосредственно ближе к потребителю реализовано управление, но составляет в сумме около 20%.

4.3. Выбор уровня иерархии управления

Возвращаясь сначала к постановке задачи (проблема выбора рациональной схемы управления), затем к функциональной схеме оперативного управления (см. рис. 2.1) и сопоставляя ее с таблицей экономии теплоты от решения отдельных задач, можно видеть, что коррекция состояний отдельных абонентов является необходимой составной частью формирования управления РТ (районом теплоснабжения). Чем выше точность распределения теплоты, тем с большим основанием может быть применено управление по среднему (но не худшему) абоненту и соответственно тем больше экономия энергетических ресурсов. Отсюда следует, что экономическая эффективность всей автоматизированной системы в основном обеспечивается именно этим контуром управления.

В контуре источника теплоты учитываются все технологические и энергетические ограничения на ИТ. Здесь энергетическая эффективность, обеспечиваемая управлением по состоянию района теплоснабжения, реализуется в виде конкретной экономии топлива и электроэнергии.

Для оценки оптимального управления СЦТ в [51] был принят критерий, руб/год, учитывающий точность управления:

$$П^* = \varepsilon_н K + И + C\tau, \qquad (4.8)$$

где $\varepsilon_н$ — нормативный коэффициент окупаемости капиталовложений; K— капиталовложения, тыс.руб/год; $И$ — эксплуатационные затраты, тыс.руб /год; C—коэффициент, связывающий точность управления τ со стоимостью.

Из (4.8), так же как и из табл. 4.1, видно, что более высокая точность управления позволяет получить дополнительную экономию энергии, но требует одновременно дополнительных затрат.

Каждый приближающийся к потребителю уровень управления дает повышение точности (качества) регулирования и соответствующую экономию теплоты и, как правило, связан с дополнительными затратами.

В [187] предлагается сравнивать последовательно все уровни управления, начиная от центрального регулирования, по цепочке друг с другом и исключать из рассмотрения ступени с коэффициентом экономической эффективности капвложений $\varepsilon_у < \varepsilon_н = 0{,}15$ ($\varepsilon_н = 0{,}15$ соответствует нормативному коэффициенту сравниваемой экономичес-

кой эффективности капвложений в новую технику).

Выбор различных схем управления в соответствии с [51] оптимизируется по критерию (4.8) в соответствии со следующими характеристиками системы: количество уровней управления; объем телеизмерений и телеуправлений по району; доля потребителей района, охваченных локальной автоматизацией.

В реальной системе могут присутствовать не все уровни. Количество уровней иерархии есть функция мощности источников теплоты, их числа, а также характера расположения абонентов в районе и разнообразия их режимов и параметров. Если сейчас, с одной стороны, количество уровней управления определяется исходя из интуиции и опыта разработчика, то в общем случае может и должно быть предметом оптимизации. С другой стороны, при сравнении вариантов одновременно с количеством уровней управления должны быть учтены рациональная степень диспетчеризации, увязка принципов локального регулирования с системой диспетчеризации.

Наиболее эффективно преимущества автоматизации управления в СЦТ могут быть реализованы только в условиях диспетчеризации СЦТ, т.е. оперативного руководства согласованной работой всех звеньев источник — сети — абонент.

Внедрение диспетчеризации, требуя значительных капитальных вложений на прокладку линии связи и другого оборудования средства телемеханизации (см. табл.4.1), вместе с тем повышает уровень эксплуатации за счет внедрения централизованного контроля за работой СЦТ (в том числе и более квалифицированным обслуживающим персоналом).

По данным [74] перевод тепловых узлов на диспетчерское управление позволяет сократить численность обслуживающего персонала на 70-80%. Однако следует учесть и противоположное мнение, что экономии на персонале при внедрении АСУ ТП не существует, так как обслуживание автоматизированных систем требует более высокообученного персонала, чем систем локальной автоматики. В связи с чем встают проблемы набора, обучения и переучивания персонала.

4.4. Оптимальное управление СЦТ в аварийных и послеаварийных ситуациях

Методы и алгоритмы оптимального управления режимами тепловых сетей не разработаны до настоящего времени. Задача уп-

равления теплогидравлическим режимом тепловых сетей вытекает из нестабильности этого режима. При этом можно выделить следующие виды возмущений: вызванные несоответствием между выработкой теплоты и тепловой нагрузкой; вызванные отказами оборудования или ошибками эксплуатационного персонала.

При этом возникает необходимость обеспечения живучести и качества работы системы теплоснабжения, что может быть достигнуто, в частности, стабилизацией давлений как в узлах присоединений к сети потребителей, так и в других звеньях сети. Изложенное позволяет сделать вывод об актуальности задачи управления гидравлическими режимами систем централизованного теплоснабжения.

На сегодняшний день в ряде работ по планированию режимов работы тепловых сетей и управлению ими в свете тематики данного исследования наибольший интерес представляют следующие.

В тепловых сетях Башкирэнерго введена в действие АСДУ. В настоящее время система работает в основном как информационная. Однако в составе программного обеспечения имеется оперативно-информационный программный комплекс (ОИК), на основе которого реализована оперативная информационная модель системы теплоснабжения. После реализации моделей управления формируемые управляющие воздействия через ОИК по каналам телеуправления можно будет передавать на исполнительные органы регулирующих устройств. В настоящее время команды управления насосными станциями передаются по устройствам телемеханики. Система управления имеет иерархическую структуру. На верхнем уровне расположена ЭВМ СМ-1420, на которой реализуются задачи планирования режимов и хранится база данных, которая состоит из двух частей: первая часть — оперативная, поступает через ОИК; вторая часть — параметры системы, вносимые персоналом. Первичная обработка телемеханической информации проводится на ЭВМ 2-го уровня СМ-1800, к которой подключены телемеханические каналы, передающие информацию о состоянии источников теплоты и насосных станций.

Анализ имеющихся на сегодняшний день математических моделей трубопроводных и гидравлических систем позволяет утверждать, что при большом их разнообразии задача управления переходом трубопроводной системы из одного состояния в другое

(заданное) не может считаться решенной. Дальнейшего исследования требуют как вопросы выбора вида модели, так и численных методов, обеспечивающих реальное время получения решения.

Оптимальное управление режимами в аварийных ситуациях требует разработки методических основ, алгоритмов и программ управления теплогидравлическими режимами СЦТ в оперативном режиме для обеспечения их живучести и экономичности.

При этом на текущем этапе рассматривается лишь первый класс задач — управление гидравлическими режимами тепловых сетей, решение которых необходимо для достижения поставленной задачи, а именно:

1) построение математических моделей процессов управления гидравлическими режимами;

2) исследование параметров гидравлического режима как функций состояния регулирующих органов — функций влияния и сравнение результатов математического моделирования и физического эксперимента;

3) расчет на моделях управляющих воздействий на регулирующие органы, обеспечивающих наилучшее приближение к заданному гидравлическому режиму;

4) программная реализация моделей, их тестирование и опытная эксплуатация.

Для многокольцевой тепловой гидравлической сети с несколькими теплоисточниками, телемеханизированными задвижками на магистральных трубопроводах и клапанами рассечки (которые через устройства сопряжения также являются объектами управления диспетчера) ставятся задачи:

1) поиска управляющих воздействий на регулирующие органы, переводящие систему в допустимый (безопасный) гидравлический режим при выводе из эксплуатации одного или нескольких участков трубопровода, или при других аварийных отклонениях от заданного режима (если такие воздействия существуют);

2) коррекции управляющих воздействий на регулирующие органы, обеспечивающей наилучшее приближение к заданному гидравлическому режиму, при условии, что решена предыдущая задача.

В качестве оптимизируемого функционала принят квадрат отклонения потерь напоров на участках трубопроводов от значений,

соответствующих заданному режиму. Это позволяет учесть допустимые диапазоны давлений в наиболее характерных точках сети, а также минимально допустимые расходы теплоносителя к потребителям первой категории.

Решение указанных задач позволит:

на уровне проектирования и планирования режимов определить параметры систем защиты от недопустимых конечных давлений;

на уровне эксплуатации повысить оперативность, безопасность и качество управления режимами, соответствующие сокращению времени локализации аварии и минимизации в отклонениях теплового режима потребителей. В случае, когда давления в узлах находятся в допустимых пределах, но не соответствуют расчетным значениям, следует в реальном масштабе времени выбирать управляющие воздействия для перевода системы в расчетный режим работы. Необходимо оснастить рабочее место диспетчера средствами вычислительной техники, позволяющими в реальном масштабе времени решать эти задачи.

Модель для одного регулятора. Задача управления гидравлическим режимом тепловой сети заключается в определении уставки регулятора или сопротивления клапана рассечки (управляющее воздействие) для достижения минимального отклонения от заданных падений напоров в ветвях сети.

В качестве регулирующего воздействия рассматривается изменение положения регулирующего органа через гидравлическое сопротивление r_V ветви с номером V, включающей регулятор или клапан рассечки. Это изменение приводит к изменениям падений напора теплоносителя в других ветвях.

Получим уравнения, связывающие малые приращения (дифференциалы) сопротивления регулятора и напоров в ветвях сети, для чего воспользуемся первым и вторым законами Кирхгофа [25].

Закон Кирхгофа для l-го узла:

$$\sum_{i \in V_l} q_i = 0, \tag{4.9}$$

где V_l — множество индексов ветвей, инцидентных узлу l.

Иначе (4.9) можно записать, используя h_i — падение напора в i-й ветви,

$$\sum_{i \in V_l} \sqrt{h_i / r_i}\, \operatorname{sign} h_i = 0 \qquad (4.10)$$

Продифференцируем уравнение (4.10) по r_V в предположении, что h_i (r_V) непрерывна и дифференцируема на всем диапазоне изменения r_V : $h_i \geq dh_i$ и sign($h_i + dh_i$)= sign h_i :

$$\sum_{i \in V_l} \frac{1}{2} \sqrt{\frac{r_i}{h_i}} \left(\frac{r_i \dfrac{dh_i}{dr_V} - h_i \dfrac{dr_i}{dr_V}}{r_i^2} \right) \operatorname{sign} h_i = 0 \ . \qquad (4.11)$$

Следует отметить, что

$$\frac{dr_i}{dr_V} = \begin{cases} 0 \text{ при } i \neq V; \\ 1 \text{ при } i = V. \end{cases} \qquad (4.12)$$

Отсюда, проделав несложные тождественные преобразования, получим

$$\sum_{i \in V_l} \sqrt{\frac{h_i}{r_i}} \frac{dh_i}{dr_V} \frac{\operatorname{sign} h_i}{h_i} = \sqrt{\frac{h_V}{r_V}} \frac{\operatorname{sign} h_V}{h_V} \qquad (4.13)$$

— уравнение для l-го узла, инцидентного ветви V с регулятором.

В случае, если l-й узел не инцидентен ветви с регулятором, уравнение выглядит следующим образом:

$$\sum_{i \in V_l} \sqrt{\frac{h_i}{r_i}} \frac{dh_i}{dr_V} \frac{\operatorname{sign} h_i}{h_i} = 0 \qquad (4.14)$$

Допустим, что в сети имеется n ветвей, m узлов ($n > m$).

Очевидно, что в этом случае недостающее количество уравнений мы получим, использовав II закон Кирхгофа для всех линейно независимых контуров:

$$\sum_{i \in I_p} h_i = \sum_{j \in I_p} H_j \,, \qquad (4.15)$$

где I_p — множество индексов ветвей, входящих в контур p.

Продифференцировав обе части уравнения (4.15), в предположении, что на рабочих интервалах изменения расхода для каждого насоса постоянны (его внутреннее сопротивление отнесено на j-ю ветвь), получим

$$\sum_{j \in I_p} \frac{dh_i}{dr_V} = 0. \qquad (4.16)$$

Таких уравнений имеем k, где k — число линейно независимых контуров в сети. Очевидно, что совокупность m уравнений (4.13) и k уравнений (4.15) представляет переопределенную систему, поскольку справедливо цикломатическое соотношение для связанного графа

$$n = m + (k - 1). \tag{4.17}$$

Для определенности следует из системы уравнений (4.13) исключить одно уравнение для какого-либо узла. Из практических соображений удобно исключать уравнение, соответствующее m-му узлу. Предположим, что установился стационарный аварийный режим. Соотношения, составляющие модель для одного регулятора, имеют вид

$$\Phi(r_V) = \sum_{i=1}^{l} [h_i(r_V) - h_i^*]^2 \to \min; \tag{4.18}$$

$$\sum_{i \in V_l} \sqrt{\frac{l_i}{r_i}} \frac{dh_i}{dr_V} \frac{\operatorname{sign} h_i}{h_i} = \sqrt{\frac{h_V}{r_V}} \frac{\operatorname{sign} h_V}{h_V}, \quad l = 1,\ldots,m-1; \tag{4.19}$$

$$\sum_{j \in I_p} \frac{\partial h_i}{\partial r_V} = 0, \quad p = 1,\ldots,k; \tag{4.20}$$

$$h_i^- \le h_i(r_V) \le h_i^+; \tag{4.21}$$

$$r_V^{\text{мин}} \le r_V \le r_V^{\text{макс}}; \tag{4.22}$$

$$h_i(r_V^{(0)}) = h_i^{(0)}, \tag{4.23}$$

где h_i^* — падение напора в i-й ветви в расчетном режиме; r_V — гидравлическое сопротивление ветви V с регулятором; h_i, r_i — падение напора и гидравлическое сопротивление для i-й ветви; $r_V^{(0)}$, $h_i^{(0)}$ — положение регулятора и падения напора на участках сети при стационарном аварийном режиме (начальные условия); ($r_V^{\text{мин}}$, $r_V^{\text{макс}}$) — диапазон изменения сопротивления регулятора; (h_i^-, h_i^+) — диапазон допустимых значений падения напора в i-й ветви; I_p — множество индексов ветвей, принадлежащих к p-му контуру сети; V_l —множество индексов ветвей, инцидентных l-му узлу сети.

Рассмотрим особенности решения задачи управления режимами в послеаварийной ситуации. Уравнения состояния (4.19) и (4.20) позволяют определить функции влияния положения регулятора на падения напоров во всех ветвях сети $h_i(r_V)$. Для определения

области допустимых значений r_V необходимо разрешить систему с учетом неравенств (4.21)—(4.22). Если система решения не имеет, то допустимый режим с помощью данного регулятора не может быть реализован. При наличии решения имеем область допустимых значений для каждой ветви:

$$r_V \in U_i \,. \tag{4.24}$$

Предварительный анализ показывает, что функции влияния монотонны. Тогда область допустимых решений — это общая область закрытых интервалов:

$$U_i = \left[r_V^- \;\; r_V^+\right],$$

где r_V^-, r_V^+ — соответственно решения уравнения

$$\begin{aligned} h_i(r_V^+) &= h_i^+; \\ h_i(r_V^-) &= h_i^- \end{aligned} \tag{4.25}$$

(при монотонном возрастании функции влияния).

Если функция $h(r_V)$ монотонно убывает, то в уравнениях (4.25) следует поменять местами правые части. Таким образом, задача сводится к минимизации функционала (4.18) в области (4.22). Минимум (4.18) достигается при выполнении условия

$$F(r_V) = \frac{d\Phi}{dr_V} = 2\sum_{i=1}^{l}[h_i(r_V) - h_i^*]\frac{dh_i(r_V)}{dr_V} = 0. \tag{4.26}$$

Необходимо найти решение уравнения (4.23) в области (4.22). Возможны четыре случая. Если уравнение $F(r_V)=0$ имеет в допустимой области более одного решения, то выбирается то значение, которое ближе к текущему (минимальное время регулировок). Возможен случай единственного решения. Наконец, возможен случай, когда решение (4.23) лежит за пределами области допустимых значений. Тогда в качестве наилучшего приближения к решению можно выбрать точку функции $F(r_V)$, ближайшую к оси абсцисс, т.е. глобальный минимум в допустимой области. Если же функция $F(r_V)$ в допустимой области монотонна, то лучшее приближение достигается на границе допустимой области. Во всех рассмотренных случаях наилучшее приближение к решению легко получить аналитически.

Модель для системы регуляторов. Пусть в рассматриваемой сети имеется S^* регулируемых сопротивлений. В отличие от предыдущего случая здесь задача управления сводится к определению уставок S^* регуляторов для достижения минимального отклонения

от заданных напоров в ветвях сети, а также к определению последовательности манипулирования этими регуляторами.

Предположим, что для любых r_{VS} (S=1,...,S^*), принадлежащих диапазонам изменения r_{VS}, существуют и определены частные производные $dh_i / d\, r_{VS}$, i=1,...,n.

Продифференцировав уравнение (4.10) по r_{VS} (S=1,...,S^*), где V_S — номера ветвей с регуляторами, получим с $l \times S^*$ уравнений чувствительности по I закону Кирхгофа:

$$\sum_{i \in V_l} \frac{1}{2} \sqrt{\frac{r_i}{h_i}} \left(\frac{r_i \dfrac{dh_i}{dr_{VS}} - h_i \dfrac{dr_i}{dr_{VS}}}{r_i^2} \right) \operatorname{sign} h_i = 0, \; S=1,...,S^*. \tag{4.27}$$

Учитывая, что

$$\frac{dr_i}{dr_{Vs}} = \begin{cases} 0 \text{ при } i \neq V_s; \\ 1 \text{ при } i = V_s, \end{cases} \tag{4.28}$$

получаем

$$\sum_{i \in V_l} \sqrt{\frac{h_i}{r_i}} \; \frac{dh_i}{dr_{VS}} \frac{\operatorname{sign} h_i}{h_i} = \sqrt{\frac{h_{VS}}{r_{VS}}} \frac{\operatorname{sign} h_{VS}}{r_{VS}}, \; S = 1,\ldots,S^* \tag{4.29}$$

— S^* уравнений для l-го узла. При этом правая часть уравнения (4.29) обращается в 0, если узел не инцидентен ветви с регулятором V_S.

Дальнейшие рассуждения полностью аналогичны приведенным для предыдущей модели, и по II закону Кирхгофа имеем $k \times S^*$ уравнений для k линейно независимых контуров системы:

$$\sum_{i \in I_p} \frac{dh_i}{dr_{VS}} = 0, \quad S = 1,\ldots,S^*. \tag{4.30}$$

Таким образом, в случае, когда в сети из n ветвей и m узлов имеется S^* регулируемых сопротивлений и нужно обеспечить допустимое давление в узлах сети, имеем следующую модель системы:

$$\Phi(r_{V1},\ldots,r_{Vs^*}) = \sum_{j=1}^{\alpha} \left[P_j(r_{V1},\ldots,r_{Vs^*}) - P_j \right]^2 \to \min \tag{4.31}$$

$$\sum_{i \in V_l} \sqrt{\frac{h_i}{r_i}} \; \frac{dh_i}{dr_{VS}} \frac{\operatorname{sign} h_i}{h_i} = \sqrt{\frac{h_{VS}}{r_{VS}}} \frac{\operatorname{sign} h_{VS}}{r_{VS}}, \; l = 1,\ldots,m-1; \tag{4.32}$$

$$\sum_{i \in I_p} \frac{dh_i}{dr_{VS}} = 0,\ p = 1,\ldots,k,\ S = 1,\ldots,S^*; \tag{4.33}$$

$$P_j = P_i^{(0)} + \sum_{r=2}^{m} h_r;\ P_1 = P_1^{(0)}; \tag{4.34}$$

$$P_j^- \le P_j(r_{V1},\ldots,r_{VS^*}) \le P_j^+;\ j = 1,\ldots,m-1; \tag{4.35}$$

$$h_i(r_{V1}^{(0)},\ldots,r_{VS^*}^{(0)}) = h^{(0)}; \tag{4.36}$$

$$r_{VS}^{\text{мин}} \le r_{VS} \le r_{VS}^{\text{макс}},\ S = 1,\ldots,S^*. \tag{4.37}$$

Правая часть (4.32) отлична от нуля, если ветвь V_S инцидентна узлу l; r_{VS} — регулируемое гидравлическое сопротивление ветви V_S; P_j — расчетное давление в узле j сети; $P_i^{(0)}$ — фиксированное давление в узле 1; (P_j^-, P_j^-) — диапазон допустимых значений давлений в узлах сети; $(r_{VS}^{\text{мин}}, r_{VS}^{\text{макс}})$ — диапазон изменения сопротивления регулятора в ветви V_S.

В (4.34) суммирование ведется по участкам пути, соединяющего узел j и узел i с фиксированным напором. В (4.36) описаны начальные условия, полученные при расчете стационарного аварийного режима.

Используя уравнения состояния (4.32) и (4.33), а также соотношения (4.34), получаем функции влияния $P_i\left(r_{V_i} = 1,\ldots,r_{V_i} = S^*\right)$, где r_{Vi} — гидравлическое сопротивление регулятора в V_i -й ветви. Как и раньше, решаем систему неравенств (4.35) относительно значений $\{r_{V1}, r_{V2}, \ldots, r_{VS^*}\}$. Если система совместна и функции $P_i\ (r_{V1},\ldots, r_{VS^*})$ монотонны по каждому аргументу, то область допустимых решений — прямоугольный параллелепипед U^h в пространстве L^h, ребра которого параллельны координатным осям.

Задача, таким образом, сводится к поиску минимума функционала (4.31) в границах прямоугольного параллелепипеда $U^h \subset L^h$, определяемого (4.35). Поиск минимума (4.31) сводится к решению системы уравнений

$$F_j = \frac{d\Phi(r_{V1},\ldots,r_{VS^*})}{dr_{Vj}} = 2\sum_{i=1}^{m} \frac{dP_i(r_{V1},\ldots,r_{VS^*})}{dr_{Vj}} P_i(r_{V1},\ldots,r_{VS^*}) - P_i^* = 0. \tag{4.38}$$

Если решение (4.38) удовлетворяет ограничениям (4.35), (4.37) и является единственным, то задача решена. Если в допустимой области U^h имеется более одного решения $r^{(j)}$ (j — номер реше-

ния), то выбирается то из них, которое ближе всего к текущему набору значений сопротивлений регуляторов, выбор по критерию

$$\min \sum_{S=1}^{S} (r_{VS}^{(j)} - r_{VS}^{(0)})^2. \tag{4.39}$$

Если решение (4.38) не удовлетворяет (4.35), (4.37), то ищем наилучшее приближение к решению, используя для этой цели подходящий метод оптимизации.

Модель (4.31)–(4.37) может быть обобщена на случай, когда в качестве переменных управления используются не только сопротивления регулирующих органов, но и напоры насосов с регулируемой скоростью вращения. Уравнения Кирхгофа в этом случае:

$$\sum_{i \in I_p} h_i = H_p^{(0)} + \sum_{z=1}^{Z_k} H_z; \tag{4.40}$$

$$\sum_{i \in V_i} \sqrt{\frac{h_i}{r_i}} \ \text{sign}\ h_i = Q_\alpha. \tag{4.41}$$

В данном случае

$h_i = h\ (r_{V1}, r_{V2}, ..., r_{VS^*}, H_1, ..., H_p)$,

где H_z – напор насоса с регулируемой скоростью вращения; Z_k – количество таких насосов в контуре κ; $H_p^{(0)}$ –суммарный напор, развиваемый обычными насосами в контуре p.

Продифференцируем (4.38) и (4.39) по $\{H_1, ..., H_p\}$:

$$\sum_{i=I_p} \frac{dh_i}{dH_Z} = 1; \tag{4.42}$$

$$\sum_{i=V_i} \frac{\text{sign}\, h_i}{\sqrt{h_i r_i}} \frac{dh_i}{dH_Z} = 0. \tag{4.43}$$

Дополнив задачу (4.31)–(4.37) уравнениями (4.42), (4.43), можно получить значения сопротивлений регуляторов и напоры насосов с переменной скоростью вращения, обеспечивающие для данного варианта топологии сети поддержание допустимых давлений в заданных узлах сети.

Последовательность манипулирования регуляторами может быть определена по критерию минимума регулировок, а именно: при регулировании гидравлического режима следует отдавать предпочтение тем узлам, где отклонение от заданного давления велико. При этом следует использовать те регуляторы, положение кото-

рых влияет достаточно сильно на давления в выбранных узлах, т.е. такие регуляторы, функции влияния которых обладают значительной крутизной (по сравнению с другими).

В алгебраическом виде критерий минимума регулировок определяется величиной

$$\xi_{VS} = \frac{\sum_{i=1}^{m_k} \frac{dP_i}{dr_{VS}}\Big|_{r_{VS} = r_{VS}^{(0)}} \left(P_i - P_i^*\right)}{\sum_{i=1}^{m} \left(P_i - P_i^*\right)}, S = 1,\ldots,S^*, \qquad (4.44)$$

где m_k — количество узлов сети, для которых необходимо стабилизировать давление; $r_{VS}^{(0)}$ — исходное значение сопротивления ветви V_S. Значение ξ_{VS} характеризует степень влияния регулятора в ветви V_S на давление в узлах сети.

Из (4.44) видно, что если при стабилизации гидравлического режима отдавать предпочтение регуляторам с большим значением ξ_{VS}, то условия критерия минимума регулировок будут выполняться и, таким образом, однозначно определяется последовательность манипулирования регуляторами, позволяющая перевести систему из исходного в конечное (заданное) состояние.

Для подтверждения работоспособности приведенных математических моделей был разработан тестовый вариант программной реализации модели для одного регулятора, подробное описание алгоритма и эксплуатационных характеристик программы TRUBA, реализующей математическую модель для системы с одним регулятором.

В рамках исследования математической модели проводилось сопоставление результатов физического эксперимента на реальном теплогидравлическом стенде и расчетов по модели с помощью упомянутой программы.

Следует отметить, что экспериментально были получены зависимости узловых давлений от положения штока регулятора давления. После этого по результатам измерения расхода была получена характеристика регулятора, т.е. зависимость его гидравлического сопротивления от положения штока.

Показания расходомеров отличаются невысокой точностью (10%); характеристика регулятора достаточно крута.

В связи с изложенным при построении зависимости давления после регулятора от его гидравлического сопротивления форма указанной зависимости несколько исказилась за счет накопленной ошибки. Тем не менее средняя относительная ошибка, рассчитанная по формуле

$$\delta = \left[\sum_{i=1}^{N} \left(\frac{P_{эi} - P_{pi}}{P_{эi}} \right)^2 \right]^{1/2},$$ не превышает 10%.

Была проведена аппроксимация экспериментальных функций влияния полиномом 3-го порядка. Максимальная ошибка аппроксимации 5%; максимальная относительная ошибка 12 %; средняя ошибка 7%.

Рост узлового давления при увеличении сопротивления регулятора в начале его закрытия объясняется незначительным снижением расхода через насос, установленный после регулятора. Это приводит к уменьшению падения напора в самом насосе и соответственно к увеличению давления с его напорной стороны. При этом давление за регулятором остается практически постоянным (регулятор в зоне регулирования).

В математической модели указанная зона не имеет адекватного описания и на расчетной функции влияния отсутствует.

Проведенные исследования позволили получить следующие результаты.

1. Анализ имеющихся результатов в области управления гидравлическими режимами теплоснабжающих систем показывает:

большинство внедренных работ посвящено расчету стационарных и нестационарных гидравлических режимов для фиксированной (для отдельного расчета) топологии сети и при заданных уставках регулирующих органов; работы, посвященные управлению потокораспределением, основываются на многовариантных расчетах стационарных гидравлических режимов;

имеется ряд работ, практические результаты которых могут быть использованы при решении задачи управления режимами;

не получили достаточного развития как в теоретическом плане, так и с точки зрения программной реализации математические модели и методы, обеспечивающие решение задачи о переводе теплоснабжающей системы из одного состояния в другое при соблюдении технологических ограничений.

2. Для целей оперативного управления, а также для решения задач планирования гидравлических режимов разработаны математические модели для определения:

зависимостей параметров гидравлического режима (напор, расход теплоносителя) от положения регулирующих органов (функции влияния);

положений регулирующих органов, обеспечивающих перевод системы в состояние с заданным гидравлическим режимом.

Модели разработаны для случая последовательного манипулирования регуляторами (модель для одного регулятора) и для системы регуляторов.

3. Разработана программная реализация модели последовательного манипулирования регуляторами (модель для одного регулятора), ориентированная на ЭВМ СМ-1420, даны результаты использования модели и сравнения численного и физического экспериментов.

Дальнейшие работы по этой теме будут проводиться в следующих направлениях:

использование модели последовательного манипулирования регуляторами для выбора положений регулирующих органов при защите от недопустимых давлений тепловых сетей;

анализ эффективности различных численных методов при реализации модели с одним регулятором для сетей большой размерности (до 1000 ветвей);

выбор разбиения системы регуляторов в зависимости от степени их влияния на заданные подмножества узлов сети;

программная реализация задачи управления для системы регуляторов и выбор эффективных способов построения функций влияния.

4.5. Выбор числа контрольных точек в автоматизированном микрорайоне

Выбор числа контрольных точек (точек отбора информации для управления отпуском и распределением теплоты) если суммировать подходы, имеющиеся в литературе [11, 52, 53, 86], основывается на методах слежения за гидравлическими параметрами; выявления повреждений на тепловых сетях; оценивания теплового состояния района.

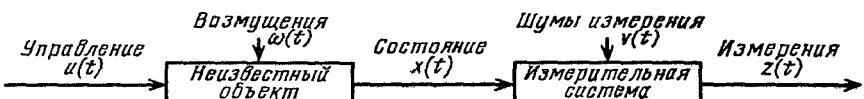


Рис. 4.1. Схема адаптивного управления

В работах Сибирского энергетического института СО АН СССР [11, 56], а также во многих известных исследованиях по автоматизированным системам управления технологическими процессами теплоснабжения [130, 168] указываются основные функции этих систем:

непрерывное и автоматизированное получение информации о давлении, температуре и расходе в отдельных элементах системы;

передача этой информации по телеметрическим каналам связи на диспетчерский пункт автоматизированной СЦТ;

переработка информации с помощью ЭВМ при соответствующем алгоритмическом обеспечении;

передача с ДП необходимых команд управляющим органам в отдельных элементах системы по каналам связи.

Важнейшей функцией любой автоматизированной системы управления технологическими процессами является оперативный сбор информации о текущем ее состоянии.

На рис. 4.1 показаны основные особенности управления с адаптацией в соответствии с поступившей информацией. В соответствии с [172], как видно из рис. 4.1, измеренный выходной сигнал $z(t)$ представляет собой искаженное состояние x (t). Для осуществления эффективного управления процессом необходимо найти «наилучшую» оценку $\hat{x}(t)$ истинного состояния системы x (t) по известному $z(t)$. В теории управления таким образом организована процедура оценивания.

Под состоянием в теории управления понимается переменная, полностью определяющая вместе с входным сигналом объекта его дальнейшее поведение.

Так как характеристики СЦТ известны нам с той или иной степенью неопределенности и меняются во времени под воздействием внешних факторов, ее невозможно априорно описать адекватной моделью. Процедура получения адекватной модели на ос-

новании знания входного сигнала $U(t)$, измерений $z(t)$ и некоторой априорной информации о структуре объекта называется идентификацией.

Применение детерминированных методов и аналитических расчетов для оперативного управления СЦТ не всегда оправдано, так как СЦТ представляет собой сложную динамическую систему, подверженную случайным воздействиям.

В последнее время появились математические модели прогнозирования теплового состояния района теплоснабжения (РТ), основанные на математических методах оценивания и прогнозирования состояний динамических стохастических систем [13, 86, 172]. В качестве координат теплового состояния РТ в них были выбраны: средняя температура теплоносителя на входе среднего абонента, средняя температура теплоносителя на выходе абонентов и средняя температура теплоносителя, поступающего для целей горячего водоснабжения.

Очевидно, что непосредственно измерять все компоненты вектора x затруднительно, и измерения, т.е. компоненты вектора z, будут включать в основном параметры, снимаемые на тепловых пунктах потребителей. Данные измерений z будут иметь с состоянием x лишь статическую связь.

При подходе к управлению отпуском теплоты на источнике по тепловому состоянию района теплоснабжения [83] исходят из оценки не одного среднего абонента, а множества абонентов района. Важнейшая задача моделирования в этом случае — построение оценок пространственного математического ожидания всех компонентов теплового состояния РТ. Число измерений состояний отдельных абонентов может быть ограниченным и быть намного меньшим общего числа абонентов в районе.

Состояние среднего абонента можно было бы получить осреднением координат состояния, измеряемых у всех абонентов. Суммарное теплопотребление района, в свою очередь, можно оценить снимая соответствующие телеизмерения у каждого потребителя (полученную оценку нужно суммировать с оценкой тепловых потерь в самих сетях), однако тогда затраты на измерительную систему окажутся неоправданно велики. Сократить число контрольных точек возможно за счет использования априорной информации о процессе теплопотребления. Тогда от системы телеизмерений

потребуется не вся необходимая информация, а лишь некоторая информация, дополняющая априорные данные.

С увеличением числа контрольных абонентов повышается точность оценки состояния района, что ведет к экономии теплоты и денежных средств, но, поскольку и сама система телеизмерений требует материальных затрат, возможно существование оптимального числа контрольных абонентов, меньшего, чем общее число абонентов в системе.

Для определения оптимального количества контрольных точек для оценивания теплопотребления СЦТ в [86] была использована теория оптимальных статистических решений [13].

В результате расчета получены параметры апостериорного нормального распределения:

среднее

$$\bar{\mu}(\bar{x}, M) = \frac{m\sigma^2 + M\bar{x}\sigma_\mu^2}{\sigma^2 + M\sigma_\mu^2}, \qquad (4.45)$$

где $\bar{x} = \frac{1}{\mu}\sum_{i=1}^{M} x_i$,

и дисперсию

$$D[\mu/M] = \frac{\sigma^2\sigma_\mu^2}{\sigma^2 + M\sigma_\mu^2}, \qquad (4.46)$$

где μ — значение параметра; m — среднее; σ_μ^2 — дисперсия.

Эти формулы дают возможность при определенной дисперсии оценки теплопотребления $D[\mu/M]$ находить требуемое для этого и меньшего значения дисперсии количество контрольных точек M.

В табл. 4.1 [86] даны результаты расчета количества контрольных точек в зависимости от пространственной дисперсии теплопотребления; временной дисперсии теплопотребления σ_μ^2; дисперсии оценивания теплопотребления $D[\mu/M]$. Из таблицы видно, что M слабо зависит от дисперсии априорных данных, но быстро увеличивается с увеличением пространственной дисперсии, т.е. чем больше неравномерность теплопотребления по району, чем больше разнообразие абонентов, тем больше необходимо контрольных точек.

Точность оценивания параметра теплопотребления связана с экономией материальных ресурсов. С одной стороны, чем больше

количество контрольных точек, тем больше экономия, но, с другой стороны, тем больше и затраты на саму систему телеизмерений.

Измеряя тепловую нагрузку у этих выборочных автоматизированных абонентов и строя оценку по зависимости в [86], будем получать действительную потребность в теплоте всего района.

Что касается локализации оптимального числа контрольных точек телеизмерений на схеме опытного района, то можно выдвинуть два требования: 1) дисперсия тепловых нагрузок по выбранным абонентам должна соответствовать дисперсии по всему району; 2) среднее запаздывание теплоносителя до выбранной группы абонентов должно соответствовать среднему запаздыванию для всего района.

Введение регуляторов на абонентских вводах приводит к изменению гидравлического режима во всей теплофикационной сети. Колебания давления в сети, как показали исследования ВНИИГС и исследования УзНПО «Кибернетика» [53], зависят от числа абонентов, глубоко регулирующих нагрузку на отопление.

Для каждой отдельно взятой системы значения этих изменений разные и зависят от размеров рассматриваемой системы, числа абонентов, выключивших отопление, и ее топологической структуры.

Наибольшие изменения в параметрах гидравлического режима имеют место в переходном периоде, во время суток с самыми высокими наружными температурами и в особенности ночью, когда нет нагрузки горячего водоснабжения. Для каждого участка сети расходы колеблются, как и давление и располагаемые напоры во всех узлах. Это обусловливает плавающий пьезометрический график, и некоторые абоненты могут оказаться в особо неблагоприятном положении, в особенности, если не все потребители автоматизированы.

Для успешного решения задач экономии топливно-энергетических ресурсов большое значение имеют возможности уменьшения времени выявления, определения местоположения и ликвидации мест повреждений на тепловых сетях.

В настоящее время факт повреждения в СЦТ устанавливается по резкому увеличению расхода подпиточной воды, понижению давления на коллекторах источника теплоснабжения, значитель-

ной разнице в расходах воды в прямом и обратном трубопроводах тепловой сети.

С целью выявления места повреждения производится внешний осмотр тепловой сети, а затем проводится проверка герметичности путем поочередного отключения от сети абонентских систем, квартальных участков тепловой сети и одновременное наблюдение за изменением расхода подпиточной воды. При отключении трубопровода с повреждением расход подпиточной воды резко сокращается, а на отключенном участке наблюдается быстрое падение статического давления.

Время, затрачиваемое на поочередное отключение участков тепловых сетей, исчисляется часами и зависит от сложности, технической оснащенности и схемы эксплуатации сети.

Проведенный анализ и исследования [56] по внедрению различных методов выявления и локализации повреждений в подземных трубопроводах показали, что наиболее эффективным из них является метод контролируемых давлений, предложенный в Сибирском энергетическом институте СО АН СССР. Этот метод основан на измерении давлений p в контролируемых узлах сети через заданные короткие промежутки времени, на вычислении приращений давления в этих узлах за период между очередными измерениями, сравнением полученных приращений между собой и с допустимыми при безаварийных режимах эксплуатации, т.е. с заданными уставками.

Исследования методов оперативного выявления и локализации повреждений в закрытых и открытых тепловых сетях [11] показали, что этот метод реализуем на базе имеющихся технических средств и аппаратуры, которой должны быть оснащены тепловые сети в соответствии со СНИП, а также позволяет с высокой степенью достоверности определить факт возникновения повреждений и поврежденный участок системы в течение нескольких минут.

Недостатком этого метода является необходимость установки датчиков давления во всех узлах (точках, где сходятся или расходятся потоки) тепловой сети. Для этого требуется большое число дорогостоящей аппаратуры, средств телемеханизации, а также значительная протяженность необходимых каналов связи. Помимо этого повсеместная установка датчиков затруднена

ввиду преимущественно подземной прокладки тепловых сетей.

В связи с техническими и экономическими трудностями, указанными выше, представляется целесообразным рассмотреть вопрос о выборе оптимального числа контролируемых узлов, которые сигнализировали бы о большинстве повреждений в сети.

Задача выбора на технико-экономической основе рационального числа точек контроля для выявления повреждений сводится, таким образом, к задаче отыскания минимального контролируемого (порогового) диаметра трубопровода D_x, при котором все участки равного ему диаметра в больших системах контролировались бы с целью выявления повреждений.

Рациональные (оптимальные) решения в настоящее время находятся по минимуму приведенных затрат, которые при завершении монтажа объекта в течение одного года определяются по формуле

$$П = \varepsilon_н K + И,$$

где K — полные капитальные вложения в систему выявления повреждений, тыс.руб.; $\varepsilon_н = 0{,}15$ — нормативный коэффициент эффективности при внедрении новой техники; $И$ — ежегодные эксплуатационные издержки на систему (включая ущерб от повреждений), тыс. руб/год, $И = Э + У$; $Э$ — стоимость эксплуатации и ежегодные отчисления на амортизацию, текущий ремонт и прочие расходы (12% по нормам); $У$ — ущерб от несвоевременного выявления повреждений, тыс.руб/год.

Капиталовложения в систему делятся на две составляющие — переменного и постоянного характера:

$$K = K_{пост} + K_{пер}.$$

Постоянная составляющая капиталовложений $K_{пост}$ не зависит от числа точек контроля и складывается из стоимости сооружения диспетчерского пункта $K_{д.п.}$, стоимости минимального телемеханического комплекса $K_{т.м.к.}$ и стоимости монтажных работ $K_{м.р.}$:

$$K_{пост} = K_{д.п.} + K_{т.м.к.} + K_{м.р.}.$$

В свою очередь, переменная составляющая капиталовложений $K_{пер}$ пропорциональна числу датчиков давления:

$$K_{пер} = C_д N, \qquad (4.47)$$

где $C_д$ — стоимость одного датчика давления, включая стоимость относящихся к нему средств телемеханики и каналов связи.

Число точек контроля N приближенно определяется числом контролируемых участков:

$$N = \sum_{D \geq D_x} n_D, \tag{4.48}$$

где n_D — число участков трубопроводов сети диаметром D; D_x — искомый пороговый диаметр.

Ущерб от несвоевременного обнаружения повреждений на неконтролируемых участках

$$Y = \sum_{D < D_x} f_D l_D y_D, \tag{4.49}$$

где f_D — частота возникновения повреждений на трубопроводах диаметром D, км$^{-1}$ · год$^{-1}$; l_D — суммарная длина участков сети диаметром D, км; y_D — ущерб от одного повреждения, невыявленного своевременно на трубопроводе диаметром D, тыс.руб.

Для определения частоты возникновения повреждений f_0 на трубопроводах диаметром D были использованы данные статистики повреждений [12] за 1970 и 1971 гг. и данные теплосети Ленэнерго за 1984-1986 гг. [52]. Для диаметров $D = 50 \div 1400$ мм на основе этих данных нами предложена зависимость

$$f_D = \exp[2{,}56 \cdot 10^{-3}(500 - D)]. \tag{4.50}$$

Для вычисления удельного ущерба y_D удобно рассмотреть три категории повреждений:

I — ущерб от которых сказывается преимущественно на источнике теплоты;

II — ущерб от которых вызван понижением температуры в помещениях у потребителя до 10-12 °С;

III — ущерб от которых вызван снижением температуры в отапливаемых помещениях ниже 0 °С.

Определение состояний, приводящих к ущербу той или иной категории, связано с выстыванием зданий и инженерных сетей ниже пороговых температур. При отключении системы отопления на время ликвидации повреждений наступает нестационарный переходный процесс выстывания зданий и инженерных сетей.

В настоящее время отсутствует метод количественной оценки ущерба от недоотпуска теплоты, что затрудняет разработку методики оптимизации надежности СЦТ.

При отключении зданий в результате повреждений температура внутреннего воздуха в помещениях, равная 10-12 °С, является показателем критического теплового состояния зданий, так как при этой температуре условия помещений относятся к области крайне неблагоприятных для человека. Резко повышается уровень заболеваемости. Кроме того, создаются аварийные условия работы инженерного оборудования. Дальнейшее понижение температуры в жилых помещениях до 0 °С характеризует катастрофическое тепловое состояние зданий, при котором невозможна работа инженерных систем.

В качестве одного из подходов к решению этой задачи можно условно принять, что при кратковременном (в течение 1-2 сут) снижении температуры в отапливаемых помещениях ниже 0 °С вероятно заболевание 10% населения этих зданий на срок в среднем 8 дней.

Социальный ущерб складывается из потерь на выплату по листкам временной нетрудоспособности 7 руб/сут [99] и ущерба недоданной промышленной и сельскохозяйственной продукции. Ущерб от недоданной продукции исчисляется как частное от деления общего валового национального продукта [1] на 128 млн. тружеников народного хозяйства и число дней в году, что составит 19 руб/сут.

В климатических условиях средней полосы европейской части нашей страны и севера Средней Азии плотность населения составляет 400 чел. на 1 МДж/с расчетной тепловой нагрузки или 400 · 1.16 =464 человека на 1 Гкал/ч.

При указанных условиях исчисление удельного социального ущерба, руб/повр., III категории для повреждения на трубопроводе диаметром D можно выполнить по формуле

$$y_D^{\text{соцIII}} = Q_D^{\text{расч}} \, C^{\text{соцIII}} \qquad (4.51)$$

где $Q_D^{\text{расч}}$ — расчетная тепловая нагрузка на среднестатистическом участке; $C^{\text{соцIII}} = 465 \cdot 0,1(7+19) \cdot 8 = 9672$ руб/Гкал — удельный социальный ущерб на 1 Гкал/ч расчетной нагрузки (8 — число дней болезни).

Для примера расчета $Q_D^{\text{расч}}$ принимается по таблице.

При кратковременном понижении температуры в отапливаемых помещениях до 12 °С, т.е. при частичном снижении подачи

теплоты на отопление, удельный социальный ущерб II категории может быть оценен в 40% удельного социального ущерба III категории ($C^{соцIII}$) на 1 Гкал/ч [99]. Следовательно,

$$y_Д^{соцIII} = 0,4C^{соцIII}Q_Д^{расч}. \quad (4.52)$$

При расчете социального ущерба по настоящим методическим указаниям не учтен ущерб, связанный с ухудшением метеоусловий в производственных помещениях у промышленных потребителей, который складывается из: снижения производительности труда; уменьшения эффективного фонда рабочего времени вследствие сокращения целодневных потерь по временной нетрудоспособности из-за болезней и травм, связанных с неблагоприятными условиями труда; понижения качества продукции, эффективности использования оборудования и степени непрерывности производства.

Для жилых помещений, для которых сделан расчет, помимо подсчитанного ущерба это еще и уменьшение продолжительности периода активной трудовой деятельности [176].

Суммарный удельный ущерб с учетом вероятности наступления повреждений всех трех категорий (от задержки во времени от обнаружения до локализации повреждений обычными средствами в сравнении с автоматизированной системой) рассчитывается по методике, разработанной ВНИИГС.

Дать корректную оценку времени, которое проходит от момента обнаружения до локализации мест повреждений $\Delta\tau$, представляется весьма затруднительным. Значительное влияние на эту величину оказывает схема и сложность сети, а также различные условия ее трассировки и эксплуатации. В качестве примерных для тепловых сетей опытного района приняты значения, приведенные в табл.4.2.

Постоянная составляющая капиталовложений для района мощностью 316 МВт по оценочным данным [179]

$K_{пост}$ = 50,0 + 25,0 + 50,0 = 125,0 тыс. руб.

Эксплуатационные затраты состоят из (взятых по оценочным данным) стоимости эксплуатации системы (абонирование телефонных сетей, расход электроэнергии и зарплата персонала) и составляют 13,3 тыс.руб. [128].

Таблица 4.2

D_x, мм	f_D, км$^{-1}\cdot$год$^{-1}$	$\Delta\tau_D$, ч	$У$, тыс.руб/год	$П$, тыс.руб/год
700	0,60	1	12,15	196,75
500	1,00	1	7,61	189,52
400	1,29	4	3,94	186,63
350	1,47	4	4,59	182,92
300	1,67	4	6,19	178,31
250	1,90	8	18,72	164,68
200	2,16	8	15,85	153,57
150	2,45	16	28,80	131,26
125	2,61	16	28,71	113,26
100	2,78	16	22,62	105,90
80	2,93	16	6,17	106,23
70	3,01	16	3,37	107,95
50	3,16	16	0,70	109,18

Примечание. Суммарное значение $У$ = 159,42 тыс. руб./год

Включая отчисления по амортизации, текущий ремонт и прочие расходы (0,12K), получаем

$Э = 0,12K + 13,3$ тыс. руб.

Тогда формула приведенных затрат будет иметь вид

$$П = \varepsilon_н(K_{пост}+K_{пер})+Э+У=(0,12+0,15)\cdot(125+0,65N)+13,3+У. \quad (4.53)$$

В примере принятого опытного района (см. табл.4.2) ущерб при отсутствии системы выявления повреждений (графа 4) равен 159 тыс.руб/год. Оптимальный (пороговый) диаметр равен 100 мм. При этом приведенные затраты минимальны и составляют 105 тыс.руб/год. Пределы возможного применения системы находятся в диапазоне приведенных затрат менее 159 тыс.руб/год и соответствуют диаметрам D = 50÷150 мм.

Глава пятая

Опыт создания автоматизированных СЦТ в нашей стране и за рубежом

5.1. О работе АСУ за рубежом

Как уже указывалось выше, использование автоматизированных СЦТ за рубежом насчитывает два десятилетия. Для целей управления распределением энергии в зданиях университетского городка в г. Роли (США) была разработана трехступенчатая АСУ экономии энергии, объединившая 12 учебных зданий и 16 общежитий [104].

Первая ступень управления базируется на центральной ЭВМ, установленной в центральном диспетчерском пункте (ЦДП). Эта машина имеет 32 канала внутренней памяти и 5 магнитных дисков-накопителей и соединена каналами связи со всеми зданиями городка.

В функции первой ступени АСУ входит сбор информации со всех объектов, ее хранение, разработки с учетом параметров наружного и внутреннего воздуха оптимального режима потребления энергии в каждом здании и последующая подача команд для реализации оптимального режима на объекте.

Вторая ступень АСУ, называемая модулем связи, состоит из промежуточной микро-ЭВМ, в функции которой входит обеспечение оперативной двухсторонней связи между центральной ЭВМ и объектами, а также обнаружение ошибок и неполадок в системе передачи данных.

Третья ступень является конечным технологическим звеном в АСУ и состоит из мини-ЭВМ, расположенных в каждом здании. Мини-ЭВМ принимают команды от центральной ЭВМ, осуществляют непосредственный контроль и управление системами ОВ и КВ в зданиях, передают по системе оперативной связи необходимую информацию обратно на центральную ЭВМ.

Каждая мини-ЭВМ снабжена специальной аварийной программой, разработанной в соответствии с характерными особенностями обслуживаемого здания. Мини-ЭВМ осуществляет управление

ИОЗ по аварийной программе в период неполадок на центральной ЭВМ или в системе оперативной связи.

Применение трехступенчатой автоматизированной системы управления распределением и потреблением энергии в зданиях университета позволило получить максимальную гибкость и высокую надежность в управлении, поскольку системы отдельных зданий не связаны между собой и выход из строя любого отдельного компонента (даже центральной ЭВМ) не отразится существенно на всей системе в целом.

Программы для ЭВМ АСУ были разработаны специализированной фирмой таким образом, это в процессе эксплуатации в программы могут быть внесены необходимые изменения путем простого клавишного ввода с пульта управления каждой ЭВМ.

Еще одним примером функционирования рассматриваемых АСУ может служить управление инженерным оборудованием университета в штате Миннесота (США). Инженерное оборудование университетского городка включает паровые котлы, теплообменники, бромисто-литиевые машины, кондиционеры, насосы, вентиляторы и др.

Автоматизированная система решает задачи оптимизации режимов работы системы, сигнализации при отказах и авариях, включения резервного оборудования и др. На центральный пульт управления, расположенный в г. Миннеаполисе, поступает информация о состоянии инженерного оборудования (количество его более 700 единиц), установленного во всех обслуживаемых зданиях, включая те из них, которые расположены на расстоянии более 100 км от пульта управления.

Информация о работе инженерного оборудования зданий поступает на устройства цифропечати, а также отображается на экранном пульте.

На экране могут быть воспроизведены принципиальная схема любого из объектов, потребляющих энергию, а также параметры каждого контролируемого с помощью АСУ объекта. Всего контролируется около 3000 параметров.

Печатающее устройство дает информацию по заданной программе, причем в случае аварии переходит на печатание красными знаками.

Автоматизированная система управления университетского города уже больше десяти лет работает по специальным программам управления оборудования систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, что позволило полностью автоматизировать работу этих систем. Данные об эксплуатации здания (часы начала и окончания работы, расписание занятий студентов, даты выходных и праздничных дней и др.) вводятся в память центрального процессора, чтобы каждый день механическое оборудование систем ОВ и КВ включалось только в тех помещениях, где работают люди.

Таким образом, оборудование работает столько, сколько требуется для того, чтобы создать требуемые комфортные условия в период пребывания людей в помещениях.

В целях экономии энергии с помощью АСУ ИОЗ университетского городка прогнозируются и реализуются следующие мероприятия: сокращение времени работы систем ОВ и КВ с учетом календарного планирования и циклической работы оборудования; эффективное использование наружного воздуха в системах ОВ и КВ; постоянный автоматический контроль параметров воздушной среды в помещениях.

Разработка, монтаж и наладка АСУ ИОЗ университетского городка выполнена фирмой Honeywell. Стоимость системы 2,5 млн.долл., срок окупаемости капиталовложений 2 года.

Анализируя аналогичные автоматизированные системы, запроектированные и работающие в США, можно обобщить их суммарные характеристики. Так, для крупного комплекса или группы зданий количество единиц контролируемого оборудования составляет 500-700; количество контролируемых параметров 1200-4000; стоимость создания автоматизированной системы составляет 1,25-2,5 млн.долл; срок окупаемости капитальных вложений от 2 до 3 лет.

О создании автоматизированных систем в ФРГ сообщается в [8], где АСУ ИОЗ здания фирмы Mess-und Regeltechnik может осуществлять измерения 192 параметров, имеет 48 выходных управляющих сигналов и 256 двойных входов-выходов. Управляющая ЭВМ обеспечивает оптимизацию режимов.

Основным недостатком известных технических решений является отсутствие системного подхода при разработке средств локальной автоматизации.

Примером автоматизированного и диспетчеризованного теплового пункта, лишенного этого недостатка, может служить система управления отпуском теплоты RECOS в одном из тепловых пунктов г. Кошице (ЧСФР) [135]. Для управления цельносборным тепловым пунктом (две модификации — для открытого и закрытого водоразбора) использовался стандартный блок управления DIAMOL, ранее применявшийся для управления технологическими процессами в промышленности.

Система RECOS, оснащенная тепломерами, работает по программе RECOS-k, которая в реальном времени фиксирует аварийные режимы и неисправности. Программа обеспечивает также измерение и пересчет аналоговых значений, расчет регулирующих воздействий регуляторов, изменение параметров количественного регулирования, отключения насосов и др.

Одновременно с разработкой системы автономного управления отпуском теплоты в тепловых пунктах были разработаны технические и программные элементы для ее объединения с системой диспетчерского управления СЦТ: подсистема диспетчерского управления на базе микропроцессора SWEP 50/40 и подсистема накопления данных KONDAT.

Радиус действия подсистемы MADIS составляет 15 км. Эта подсистема связывает между собой и накапливает данные 16 тепловых пунктов и уплотняет телефонные каналы. Подсистема MADIS исполняет основные функции диспетчерского управления: сбор данных от тепловых пунктов; обеспечение информацией диспетчера; локализацию неисправностей в рамках СЦТ; изменение уставок количественного регулирования; задание режима работы в ночное время; регулирование количества воды в системе ГВС. Подобная система внедряется в Германии на базе установок К 400, состоящих из центрального пульта управления и системы накопления данных [158].

Тепловые пункты по типу чешского RECOS изготавливаются промышленностью в виде полного сборного комплекса (рис.5.1), где на одних стойках размещаются измерительные, регулирующие приборы, технологические устройства и блок управления.

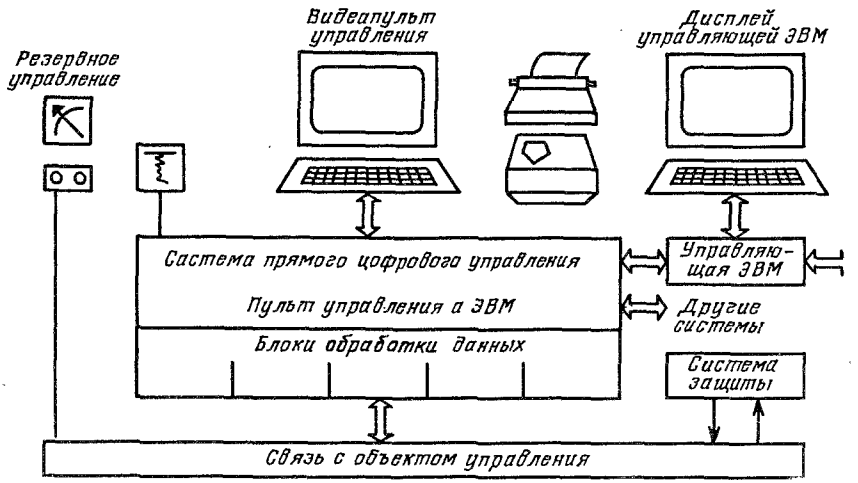


Рис. 5.1. Общая структурная схема прямого цифрового управления

По сообщению [149] этот ввод усовершенствован, что позволило на 600 кг снизить его общую массу, а за счет применения микропроцессора уменьшить затраты энергии на 5%.

Серийно выпускается система автоматизации и диспетчерского управления в Финляндии фирмой PROCOL. Система (см. рис.5.1) способна управлять котельными (разной производительности), насосными станциями, задвижками и другим оборудованием в теплофикационных камерах.

В системе используется три вида микропроцессоров: для насосных станций и теплофикационных камер RMT, для котельных небольшой производительности и для передвижных установок — микропроцессор. И в случаях, если логической мощности микропроцессора не хватает, используется терминал RST 400, включающий регулятор со сменными уставками.

5.2. Опыт комплексной автоматизации СЦТ в нашей стране

Принимая во внимание большое значение автоматизации теплоснабжения и трудности технического и организационного ха-

рактера, принято решение в 1989 г. провести в 17 городах эксперимент по комплексной автоматизации теплоснабжения и теплопотребления. Цель эксперимента — найти наиболее эффективный путь решения этой важной проблемы с целью выработки научно обоснованных рекомендаций для массового внедрения. Были разработаны и направлены в горисполкомы упомянутых городов проекты конкретных программ по поэтапному осуществлению комплексной автоматизации, определены региональные головные проектные организации.

Работу предполагалось осуществлять в четыре этапа:

I этап — обследование систем теплоснабжения и теплопотребления, установление объемов и уточнение стоимостей проектных и научно-исследовательских работ, определение технико-экономической целесообразности создания АСУ ТП или варианты системы комплексной автоматизации на основе телемеханики или без нее;

II этап -- разработка рабочей проектно-сметной документации по автоматизации, диспетчеризации, реконструкции СЦТ и т.д.,

III этап — выполнение строительно-монтажных и пусконаладочных работ;

IV этап — сбор данных по результатам работы автоматизированных СЦТ, сопоставление показателей работ до и после автоматизации, определение экономической эффективности.

В каждом из выбранных для эксперимента городов были определены опытные районы комплексной автоматизации, охватывающей все звенья СЦТ (тепловой источник — сети — абонентские теплопотребляющие установки) независимо от их ведомственной подчиненности.

Разнообразие местных условий, а именно различные схемы тепловых сетей (открытые и закрытые, с ЦТП и без ЦТП), разные источники теплоснабжения (ТЭЦ и районные котельные), неодинаковая организационная структура управления теплоснабжением, различные климатические условия, влияние предыдущего местного опыта работы систем автоматизации привели к существенному разнообразию принципиальных и технических решений, принятых при создании опытных систем. В табл. 5.1 приведены данные по комплексной автоматизации СЦТ ряда опытных городов.

Таблица 5.1

Город	Источник теплоты	Мощность источника теплоты, Гкал/ч	Характеристика водоразбора	Вид абонентского присоединения
Москва	Районная тепловая станция "Строгино"	600	Закрытый	ЦТП
Санкт-Петербург	Районная котельная "Молодежная"	278	Открытый	ИТП
Харьков	ТЭЦ-3, РК пос. Герцена	1200 400	Закрытый	ЦТП
Рига	РК "Иманта" РК "Засулаускас"	300 200	" "	ЦТП и ИТП
Челябинск	Северо-Западная котельная	500, в перспективе 800	"	ЦСП
Запорожье	Котельная, ул. Парамонова, 15а	150	"	ЦТП
Новосибирск	ТЭЦ-3, Кировская районная котельная	1090	"	"
Минск	Районная котельная "Кедышко"	400	"	ИТП; ЦТП
Алматы	Районная котельная района "Орбита"	210	Открытый	ИТП; ЦТП
Барнаул	ТЭЦ-2 РК	975 500	Закрытый "	" ИТП
Симферополь	Котельная жилмассива 187 и Лермонтова-Куйбышева	25 73	" "	ЦТП ИТП

Источниками теплоты в большинстве из 17 городов являются районные котельные с котлами ПТВМ и ДКВР, в ряде городов с ГВГ и КВГМ. В других городах опытные районы снабжаются теплотой от ТЭЦ (например, в г.Орле). В Новосибирске, Барнауле, Харькове и Ростове-на-Дону предусматривается параллельная работа ТЭЦ и котельной на общие сети; в Риге и Симферополе несколько котельных работают на общие сети.

В большей части опытных районов существующие СЦТ были запроектированы с закрытой схемой водоразбора. Автоматизация СЦТ с непосредственным водоразбором предусматривается в Санкт-Петербурге, Алматы, Ташкенте и Ростове-на-Дону.

Схемные решения подключения теплоиспользующих установок в 17 городах также различны. Так, в Санкт-Петербурге, Минске, Ростове-на-Дону, Орле потребители присоединяются к тепловым сетям главным образом через индивидуальные тепловые пункты (ИТП); в Москве, Запорожье, Симферополе — через центральные тепловые пункты (ЦТП); в Риге и Алматы часть потребителей присоединена через ИТП, а другая — через ЦТП. В Харькове и Барнауле абоненты присоединяются через контрольно-распределительные пункты (КРП), в Челябинске — через центральные смесительные пункты (ЦСП).

При разработке технических решений систем комплексной автоматизации в различных городах необходимо было учитывать схемотехнические особенности СЦТ как объекта управления. Для каждого города была принята своя схема с различной степенью учета этих особенностей.

Так, для района Строгино (Москва) принято следующее: применение центрального количественного регулирования отпуска теплоты с источника теплоты при стабилизации температуры теплоносителя на выходе выше 100 °С; автоматизация всех абонентских вводов; оптимизация процесса сжигания газа на источнике теплоты; телемеханизация ЦТП.

Для осуществления количественного регулирования запроектирована установка управляемого электропривода на сетевых насосах. Система оптимизации сжигания газа внедрена на всех котлах районной тепловой станции. Она обеспечивает его качественное сжигание независимо от тепловой нагрузки и метеорологических условий.

В Москве в опытном районе было исследовано пять схем автоматизации отпуска теплоты при зависимом подключении [47]. Наибольший экономический эффект был достигнут при использовании схемы, разработанной институтом «МосгазНИИпроект».

В Харькове разрабатывается и уже внедряется автоматизированная система управления теплоснабжения юго-восточного теплового района (АСУ ТП ЮВТР) [70]. Система теплоснабжения Харькова является весьма удобным объектом для внедрения АСУ ТП. Это обусловлено тем, что развитие СЦТ шло по пути создания крупных теплораспределительных станций (ТРС) тепловой мощностью 20-30 МВт. Наличие крупных потребителей сокращает количество необходимой аппаратуры локальной автоматики, линии диспетчерской связи и др. Проектом для Харькова предусмотрена установка на ТРС средств локальной электронной автоматики, обеспечивающих заданный технологический режим работы оборудования. Автоматизация всех потребителей ЮВТР дает возможность изменять расходы в тепловой сети не только в течение сезона, но и в течение суток.

Магистральные сети и источники с целью оптимизации расхода теплофикационной воды оснащаются средствами автоматизации гидравлического режима и регулирования производительности сетевых насосов для перевода СЦТ в режим качественно-количественного регулирования.

Передача на районный диспетчерский пункт (РДП) телеинформации о параметрах на ТРС и состояния оборудования, а также управляющих воздействий на ТРС с РДП осуществляется микропроцессорным телекомплексом «КТС ЛЕУС-2». В настоящее время 16 теплораспределительных станций ЮВТР подключены к АСДУ.

Система комплексной автоматизации опытного района Санкт-Петербурга от котельной мощностью 278,5 Гкал/ч (324 МВт) [79] предусматривает оснащение средствами локальной автоматизации котельной, тепловых сетей и абонентских теплопотребляющих установок.

Автоматизация котельной включает системы программно-логического управления, автоматического регулирования и защиты технологического оборудования с помощью объектно-ориентированных устройств управления типа КСУ разработки Чебоксарско

го ПО «Промприбор». Проект автоматизации котельной выполнен НИИпроектом г.Санкт-Петербурга.

Для управления потокораспределением в тепловых сетях, осуществления переключений в аварийных ситуациях контрольные точки сети оборудуют электрифицированными задвижками.

Для автоматизации работы индивидуальных тепловых пунктов использованы регулируемые двухсопловые элеваторы конструкции ВНИИГС.

В Санкт-Петербурге разработаны автоматизированные типовые ЦТП с использованием частотных регуляторов, изменяющих производительность насосов [41].

Управление отпуском теплоты от котельной производится на основе данных прогноза о размере тепловых нагрузок, а также о фактическом тепловом состоянии объекта (отапливаемых зданий) с использованием управляющего вычислительного комплекса (УВК) на базе ЭВМ СМ-4. Оценка теплового состояния района определяется контрольными точками, выведенными на управляющую вычислительную машину через телемеханическую систему.

Для сбора и передачи информации намечается использовать технические средства, которыми располагает объединенная диспетчерская служба (ОДС) жилищно-эксплуатационной организации. Те же каналы связи предполагается задействовать и при контроле режима давлений в тепловой сети.

Централизованное управление работой тепловых пунктов, применяемое в схемах Санкт-Петербурга, Алматы и Киева, позволяет снизить удельные капитальные затраты на автоматизирование систем отопления, упростить условия эксплуатации средств локальной автоматики.

Система комплексной автоматизации от котельной «Кедышко» г. Минска охватывает технологические процессы и уровни управления всех звеньев. По котельной предполагается: установить регулируемые приводы электродвигателей на сетевых насосах; автоматическое поддержание температуры сетевой воды в подающих магистралях в зависимости от температуры наружного воздуха.

Центральные тепловые пункты оснащаются регуляторами горячего водоснабжения, ограничения расхода, отпуска теплоты, напора, подпитки и теплосчетчиками с расходомером.

Решение по магистральным тепловым сетям принято с учетом анализа схем существующих тепловых магистралей и режима их работы, рассчитанных на ЭВМ по программе РОТОК. Определено 20 тепловых камер в узлах переключений и одна насосная станция, информация о рабочих параметрах которых и дистанционное управление задвижками осуществляются с помощью телемеханической системы.

Общее техническое решение по Новосибирску диктовалось существующей концепцией для крупных городов с большой долей промышленной нагрузки, а также условиями совместной работы ТЭЦ и котельных на общие тепловые сети.

Система комплексной автоматизации теплоснабжения Новосибирска предусматривает две ступени АСУ ТП: теплоснабжение и теплопотребление с безусловным выдерживанием температуры сетевой воды на источнике и ограничение в необходимых случаях расходов воды у потребителей при категорировании последних.

Одновременно предполагается изменить организацию эксплуатации объектов СЦТ, разграничив функции и зоны ответственности теплоснабжающих и теплопотребляющих организаций, повышая их заинтересованность в четком функционировании.

Для решения комплексной автоматизации Запорожья характерны полная автоматизация котельных с их дистанционным включением, программное регулирование в местных тепловых пунктах, а также использование ЭВМ для управления технологическими процессами.

Структура комплексной автоматизации в Симферополе решается также на двух ступенях. На нижнем уровне решаются локальные задачи по защите оборудования от аварийных ситуаций, а также управление электродвигателями и исполнительными механизмами. Следует отметить, что индивидуальные тепловые пункты оснащены регуляторами расхода теплоты на отопление оригинальной конструкции. На верхнем уровне будет осуществляться математическая обработка информации, поступившей с нижнего уровня, регистрация предаварийных ситуации и оптимизация процесса сжигания топлива и загрузки котлов.

В опытных районах Риги, Москвы, Барнаула, Симферополя и ряде других городов предусматривается автоматизация ЦТП: в Риге — на элементной базе ТМК «Контур» с электрическими исполни-

тельными механизмами типа МЭО; в Москве— по схеме МосгазНИИпроекта; в остальных случаях — с использованием локальной автоматизации.

В Риге, Челябинске, Ростове-на-Дону предусматривается пофасадное регулирование с регуляторами ПФР-11А и РТК-2217-ТС.

Наиболее эффективно преимущества комплексной автоматизации могут быть реализованы только в условиях диспетчеризации СЦТ, так как надежная и экономичная работа системы невозможна без оперативного управления согласованной работой всех звеньев: источник — сети — потребитель. Внедрение диспетчеризации на основе средств телемеханики требует значительных капитальных затрат на оборудование и прокладку линий связи. Вместе с тем она обеспечивает значительное сокращение трудовых затрат и повышает уровень эксплуатации за счет централизованного контроля квалифицированным обслуживающим персоналом.

Проектами предусматривается использование телемеханических систем в опытных районах городов: в Санкт-Петербурге и Алматы — ТМ-322; в Москве — финские системы Procol-240; в Харькове — микропроцессорные комплексы КТС ЛЕУС-2; в Минске — телемеханическая система «Гранит»; в Запорожье — система «Ветер» в Мытищах — «Контур-23»; В Риге диспетчеризация теплоисточников и магистральных теплосетей организуется на базе ГМ-130, а ЦТП, ИТП и распределительных сетей — на базе ГМ-321.

В практике проектирования и монтажа систем комплексной автоматизации в последние годы наметилась тенденция более широкого применения средств телемеханики и вычислительной техники. За последние годы обновляются конструкции, расширяется ассортимент приборов и средств автоматики, разрабатываются унифицированные приборы на микропроцессорной основе.

Работа по комплексной автоматизации систем теплоснабжения и теплопотребления находится в завершающей стадии; найдены оригинальные технические решения, которые показали свою работоспособность. Опыт показывает, что наряду с техническими вопросами необходимо решить организационно-экономические, такие, как организация учета теплоты, ее нормирование, материальное стимулирование экономии энергетических ресурсов.

Основным сдерживающим фактором внедрения комплексной автоматизации СЦТ (подробнее см. §1.4) является действующий хозяйственный механизм, при котором ни теплоснабжающие организации, ни потребители теплоты не заинтересованы в ее экономном использовании. Ситуация усугубляется в связи с переводом на полный хозяйственный расчет предприятий, участвующих во всем технологическом цикле теплоснабжения: производство — транспорт — потребление теплоты.

5.3. Перспективы развития технических средств

Наиболее важным требованием, предъявляемым к автоматизированному регулированию технологическими процессами в СЦТ, является обеспечение устойчивости, т.е. способности возвращаться в исходное состояние после снятия возмущений.

Отапливаемое помещение является объектом со сложными динамическими свойствами. Наружные возмущающие воздействия поступают в него через параллельно расположенные звенья — теплоемкие и нетеплоемкие ограждающие конструкции. Внутренние возмущения (бытовые выделения теплоты) воздействуют непосредственно на температуру воздуха в помещениях.

Управляющие воздействия передаются малотеплоемкими нагревательными приборами (радиаторами, конвекторами) или другими видами нагревательных приборов.

Переходные процессы в отапливаемых помещениях характеризуются непрерывным обменом энергии между отдельными элементами системы. В общем случае П-, ПИ- и ПИД- регулирование характеризуется кривыми на рис.5.2.

Максимальное отклонение переходного процесса t_m представляет собой максимальное отклонение заданного значения после скачкообразного изменения возмущающего воздействия. Таким образом, для пропорционального П-регулирования t_m является максимальным отклонением от $t_0 + \Delta t$ (рис.5.2), τ — время регулирования, по истечении которого вызванное возмущением отклонение регулируемой величины вновь будет равно 0. Для П-регулирования это наступает при τ, когда $t = t_0 + \Delta t$.

На рис.5.2 графически показаны возможные максимальные отклонения переходного процесса t_m и время регулирования τ для различных законов регулирования как при колебательном

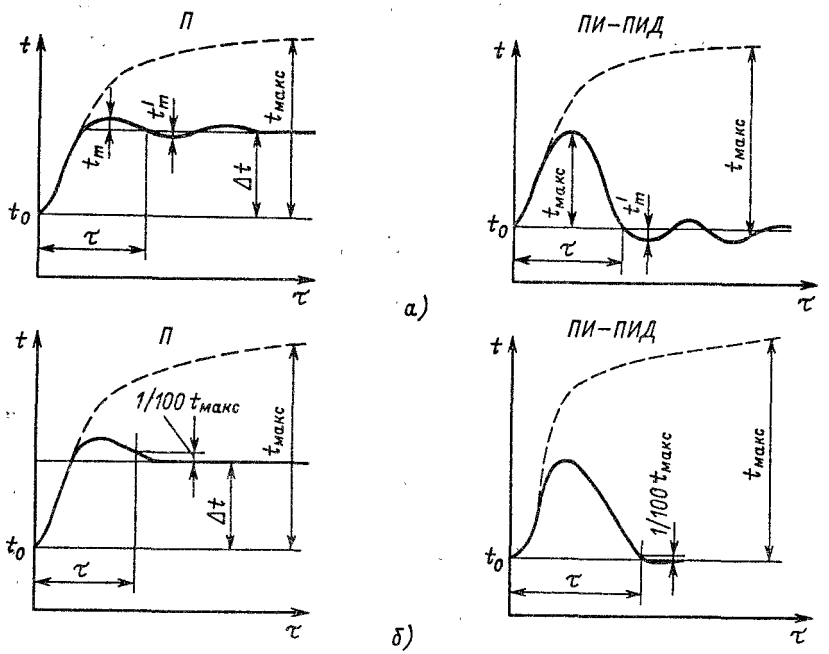


Рис. 5.2. Кривые переходных процессов:
а — при колебательном процессе; *б* — при расходящемся колебании; τ — время регулирования; $t_{макс}$ — максимальное отклонение регулируемой величины при втором колебании; t_0 — заданное значение регулируемой величины; t'_m — конечное отклонение регулируемой величины при отсутствии регулятора; Δt — остаточное отклонение регулируемого параметра при П-регуляторе

(рис.5.2,*а*), так и при монотонном характере (рис. 5.2,*б*) изменения регулируемого параметра.

Подсчитано [187], что, хотя П-регулирование обеспечивает стабильность, ошибка при регулировании составляет 4 °С *f* (около 2,2 °С). Как видно из рис.5.3 [187] эта ошибка приводит к значительным потерям в энергии.

В тех случаях, когда нагрузка изменяется очень быстро, рекомендуется использовать ПИД-закон регулирования.

На рис. 5.4 [187] продемонстрировано различие между П- и ПИ-регулированием. Переход на ПИ-регулирование приводит к

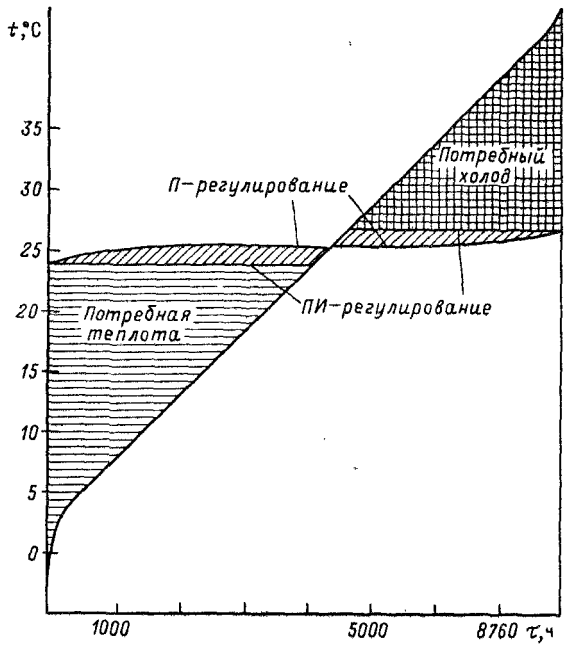


Рис. 5.3. Экономия теплоты на теплоснабжение за счет использования ПИ-регулирования вместо П-регулирования (по данным США)

повышению точности измерения и уменьшению потерь энергии при улучшении комфорта.

По оценкам [187] это дает от 5 до 20 % экономии.

Регуляторы, которые изготовляют зарубежные фирмы, отвечают специфическим требованиям к автоматизированным СЦТ по ограничению потребления энергии и охране окружающей среды и

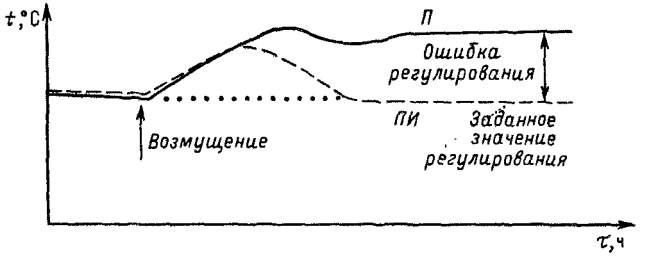


Рис. 5.4. Разница между П- и ПИ-законами регулирования, используемыми в АСУ ТП теплоснабжения

способствуют рациональному использованию оборудования и топлива.

За рубежом для автоматизации систем отопления производятся электронные регуляторы разных типов. Наиболее совершенные регуляторы выпускает фирма Samson (Германия) [18]. В комплект регулятора входят датчики погоды и температуры теплоносителя, регулирующий прибор, программное устройство, исполнительный механизм (ИМ) и четырехходовой регулирующий клапан (имеется модификация с трехходовым клапаном). Датчик погоды позволяет учитывать наряду с температурой наружного воздуха влажность и солнечную радиацию.

Настройка регулирующего прибора на выбранный отопительный график производится с помощью двух переключателей, из которых один служит для изменения угла наклона графика, а второй — для его параллельного смещения.

Механические регуляторы используются также в тепловых пунктах нашей страны и Германии. В [15] приведены схемы их включения для регулирования температуры, давления, а также в качестве ограничителей расхода и предохранительных устройств в магистралях СЦТ.

В основном за рубежом применяются электронные приборы регулирования. В частности, в Германии — это электронные приборы таких фирм, как Satsch-Birka regeltechnik, Cimbh, Junkers, Samson и др., для двух- или трехпозиционного регулирования.

С помощью двухпозиционных регуляторов регулируются горелки, насосы, воздухонагреватели, электрические воздухонагреватели, холодильные машины и т.д.

Трехпозиционные регуляторы (меньше-норма-больше) применяются для регулирования смесителей, приводов клапанов и клапанов.

В Швейцарии разработаны регуляторы на основе DDC-системы, работающие по следующему принципу: электрический аналоговый регулятор сравнивает фактическое значение регулируемой величины с заданной и по отклонению фактического значения определяет необходимое изменение регулирующей величины [139]. Большое внимание уделяется теплоизоляции трубопроводов. Разнообразная запорная, смесительная арматура выпускается фирма-

ми-изготовителями с ручным управлением и электроприводами [159].

Алгоритм оптимального распределения нагрузки между котлами реализуется в цифровом устройстве, выпускаемом английской фирмой Gernase Instruments Limited [159]. Система оснащена дифференциально-манометрическими датчиками, преобразователями расхода в ток 4-20 мА и микропроцессором.

Основу дальнейшего развития автоматизации создает быстрое развитие микроэлектроники и рост степени интеграции элементов технологии и микроэлектроники.

Если современной техникой являются кристаллы с миллионом компонентов и микрокомпьютеры на 32 бита, то в начале 90-х годов ожидаются кристаллы с миллиардом компонентов и микрокомпьютеры на 65 бит. Развитие основы приборной базы до 2000 г. представлено на рис.5.5.

Применение систем на микропроцессорной основе позволяет:

осуществлять регулирование на все более низких иерархических уровнях, т.е. ближе к процессу;

обеспечивать необходимое резервирование с меньшими затратами и на более высоких иерархических уровнях.

Именно развитие новых методов измерений и технологии изготовления датчиков стимулирует эффективное использование систем автоматизации.

Совершенствование техники измерения приводит к тому, что аналоговые сигналы измерения преобразуются в цифровую форму непосредственно рядом с измерением.

Снижение стоимости измерения, а также чувствительности к внешним помехам определяется следующими тенденциями развития датчиков:

увеличивается сама номенклатура параметров, которые можно измерять;

все большее количество измерений непрерывного действия заменяет измерения методом пробоотбора;

датчики приобретают интегрированную основу, когда механическая и интегральные схемы находятся в одном кристалле;

увеличивается количество датчиков на оптоэлектронике;

увеличивается количество датчиков с микропроцессором, способным производить статистическую обработку измерения.

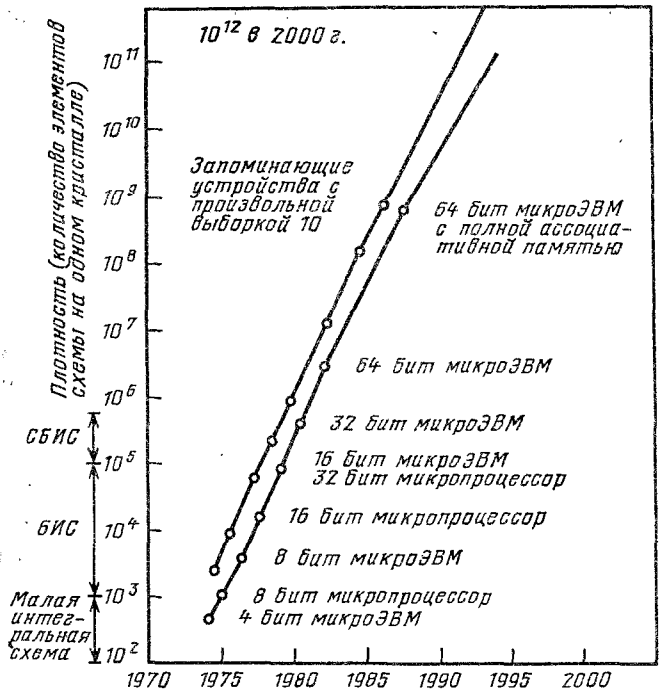


Рис. 5.5. Развитие степени интеграции микроэлектроники: СБИС — сверхбольшая интегральная схема

Новые направления техники измерения в автоматизированных СЦТ находят свое воплощение в следующих датчиках: измерения положения и движения на основе эффекта Холла; измерения давления на основе пьезоэффекта; неконтактные измерения расхода на магнитном или ультразвуковом принципе; основанные на базе техники излучения сверхпроводимости, высокой частоты(лазерная техника) и волоконной оптики.

Волоконная оптика используется, например, для оптических микровыключателей, где оптические сигналы преобразуют прямо в цифровую форму, пригодную для сопряжения с микропроцессором.

Техника ультразвука используется для измерения положения и расхода (загрязненность, содержание твердых частиц).

Оптические измерения, основанные на явлении флуоресценции, применяются для измерения давления, температуры, расхода, уровня химического состава и индикации газов, механического положения и вибрации.

В области исполнительных органов как принципиально новой техники тенденции проявляются в основном в улучшении свойств существующей арматуры.

Все большее развитие и внедрение в эксплуатацию получают технические решения, основанные на регулировании частоты двигателей насосов и вентиляторов. Новые технические решения направлены на уменьшение кавитации и шума. В связи с этим увеличивается срок службы арматуры. Одновременно со снижением стоимости улучшаются свойства створных и шаровых клапанов.

Продолжает уменьшаться использование жесткой связи в регуляторах. Локальная автоматизация постепенно уступает место системной. Разрозненные системы прямого цифрового управления становятся полностью интегрированными даже в части блокировок и защит. Местная автоматика, объединенная диспетчерской системой, превращается в интегрированную АСУ. Микропроцессоры обеспечивают сбор информации, распределяют базу данных, уменьшают до минимума необходимость передачи информации, нагрузку шин информации и облегчают резервирование.

Разрабатывают новые промышленные стандарты, что упрощает совмещение оборудования разных изготовителей. Использование каналов связи расширяется, с одной стороны, в направлении вниз, ближе к процессу, и, с другой стороны, в направлении вверх, к местным или общественным сетям информации.

Компьютерные сети являются первым шагом к полностью интегрированной системе автоматизации, в которой все операции, как, например, административное управление, автоматизация процесса, анализ параметров, присоединены к одной сети.

С помощью датчиков измеряются основные параметры инженерного оборудования (температура, давление, расход, напряжение и др.), а также параметры микроклимата в отдельных помещениях и зонах здания и метеоусловия. Выходные устройства

приводят в исполнение команду, полученную от ЦДП, путем манипулирования положением заслонок и клапанов (рис.5.5).

Следует отметить, что между ЦДП и исполнительными механизмами устанавливается телефонная связь.

Сигналы датчиков передаются на местные щиты сбора данных, откуда они в цифровой форме передаются на ЭВМ. Так, время включения вентилятора в системе воздухораспределения оптимизирует в ЭВМ для определенной зоны здания, передается на местный щит управления, откуда сигнал поступает на магнитный пускатель вентилятора.

Система передачи информации может иметь несколько различных форм. Обычно это всего два или четыре провода, передающих информацию в обоих направлениях в мультипрограммном режиме. При значительной протяженности передачи информации более оправданным представляется использование кабелей телефонной сети, которая способна передавать до 9600 бит/с. Эксплуатационная пропускная способность объемно не превышает 1200 бит. Протяженность каналов связи в этом случае обычно ограничивается стоимостью пользования кабелем телефонной сети, принадлежащим за рубежом телефонным компаниям.

Выбор места и количества контрольных точек (см. § 4.5) решается в США на основе технико-экономических расчетов, так как по ориентировочным оценкам каждая точка дистанционного измерения стоит 50 дол. [136]. Большую долю составляет стоимость прокладки кабеля по зданию и между отдельными корпусами. Стоимость различных типов прокладки кабеля, дол., и трудозатраты, ч, в расчете на 100 футов (33 м) приведены в табл.5.2 [136].

Использование телефонных линий для передачи данных требует тщательной регулировки частоты и силы сигнала посредством модема (моделирующе-демоделирующее оборудование). Большинство данных передается в цифровой форме, что удешевляет пользование арендуемыми линиями.

В последнее время находят применение каналы связи с использованием радио. Благодаря своему быстродействию при таком виде передачи информации мгновенно происходит изменение режима, что оказывается весьма эффективным для экономии.

Использование вычислительной техники в автоматизированных СЦТ. Вопрос о рациональном, а не избыточном использовании

вычислительной техники является тенденцией дальнейшего развития автоматизированных систем.

Таблица 5.2. Сравнительная стоимость прокладки каналов связи для АСУ ЭЭ в расчете на 100 футов[1]

Вид прокладки	Стоимость материала, дол.	Трудозатраты, ч
115-вольтовый двухканальный кабель (12-18)	70	10
24-вольтовый двухканальный кабель	20	2,5
Двухжильный изолированный кабель (ТИ в аналоговой форме)	18	3
Двухжильный неизолированный кабель (цифровое управление)	12	3
Коаксиальный низкочастотный кабель (20-канальный, 10-парный)[2]	50	3
Специальные телефонные линии[3]	300	За 1 мес
Городская телефонная сеть[3]	100	За 1 мес
Система электропроводки[4]	Не определены	
Существующая проводка частной телефонной сети[5]	Не определены	

[1] Все стоимости являются ориентировочными и колеблются в зависимости от местных условий

[2] Линии телефонной связи нуждаются в моделях при расстояниях более 1000 футов.

[3] Ориентировочная стоимость арендной платы за месяц.

[4] Радиосигналы по существующей в здании электропроводке.

[5] Обычно имеются в наличии только у телефонных компаний.

В нашей стране создано около 9 тыс. АСУ и более 5 тыс. вычислительных центров по данным центральной печати. Тем не менее эти системы используют в основном на 90 % для решения традиционных, а не новых задач. Дорогостоящий фонд алгоритмов и программ также используется лишь в незначительной степени

Зарегистрированные программные продукты с полным описанием алгоритма, инструкцией пользователю и т.д. пока явление довольно редкое в области создания автоматизированных СЦТ, так же как и наличие готовых автоматизированных СЦТ, где их можно было бы апробировать и опробовать.

Существуют пока еще трудности в переносе программных изделий, в частности пакетов прикладных программ.

Использование вычислительной техники и компьютерных программ для систем ОВ и КВ [48, 49] достигло значительного развития и продолжает расти.

Для систем ОВ и КВ в Англии специализированные ЭВМ изготовляются 13 фирмами, в то время как технические средства для АСУ СЦТ изготовляются 34 фирмами [160].

Расположенная на центральном диспетчерском пульте ЭВМ служит для обработки информации и, как всякая ЭВМ, состоит из арифметического и запоминающих устройств, устройств ввода и вывода информации, устройства управления, пульта программиста и выходных устройств.

Создаваемые машинно-вычислительные комплексы сравнимы по стоимости с крупными индустриальными объектами. Однако и в нашей стране и за рубежом пришли к выводу, что компьютеризация только орудие, но не решение проблемы. «Компьютерный бум» в деловом и истинно научном мире за рубежом давно закончился.

В самих ЭВМ в настоящее время совершается переход к компьютерам четвертого поколения, работающим на больших интегральных схемах. В логической структуре используемых ЭВМ произошли довольно большие изменения: они имеют не один процессор, а несколько, которыми оборудованы выносные пульты пользователей. Это позволяет им выполнять многочисленные вычисления почти одновременно.

Многопроцессорные системы получают распространение благодаря тому, что они дробят функцию управления на более мелкие процедуры и выход из строя в этом случае отдельного микропроцессора или даже ЭВМ не влечет за собой отказа системы в целом.

При таком построении вычислительного процесса в автоматизированной системе в задачу основной ЭВМ не входит контроль всей системы и управление всеми элементами АСУ. Это выполняют микропроцессоры.

Микропроцессор включает систему, изменяет ее производительность в зависимости от потребности в теплоте. В память устройст-

ва заложены два режима: «нормальный» — дневной и «пониженный» —ночной.

В рассматриваемых автоматизированных системах за рубежом обычно используются мини-ЭВМ — машины средней производительности (около сотен тысяч операций в секунду). Габаритные размеры их вместе с устройствами ввода-вывода всех типов и внешней памятью не превышают письменного стола. Помимо основных функций управления вычислительным процессом они способны обеспечивать режим разделения времени, управление банками данных и осуществлять разнообразный программный сервис.

В нашей стране к этому классу относится ЭВМ СМ-4, которая выполняет 1000 тыс.операций в секунду. Она располагает оперативной памятью 256 кбайт и позволяет подключать устройства внешней памяти на магнитных дисках и магнитных лентах. У нее есть устройство сопряжения с каналами связи, позволяющее подключить 256 терминалов и устройства ввода-вывода любых типов, в том числе и экраны-дисплеи. Ее операционная система достаточно развита и весьма совершенна. В ЭВМ такого типа значительно повысилась роль программного обеспечения. Уже к началу 70-х годов доля затрат на разработку математического обеспечения составляла 70-80 % стоимости разработки нового компьютера.

По данным [136] в США для ЭВМ последних моделей разработка технических средств и математического обеспечения составляет 1:10.

Фонды алгоритмов и программ существенно экономят труд математиков и программистов, связанных с постановкой, алгоритмизацией и программированием задач функционирования инженерного оборудования зданий и функций экономии энергий на ЭВМ.

В современных условиях уменьшилось значение памяти, постепенно отпадает необходимость в сервисных специализированных программах. Программы пишутся теперь на более совершенных языках, таких, как Фортран или Паскаль. Эти языки обеспечивают лучшее пользование программной документацией более надежные результаты вычислений, а также дают возможность пользователю вводить новые программы.

Одновременно растет уровень программного обеспечения. В частности, в связи с тем что теплогидравлические свойства регулируемых систем меняются во времени, используются адаптивные методы, которые вносят изменения в стандартные программы.

Средством общения самого пользователя с ЭВМ в рассматриваемых АСУ стали пакеты прикладных программ, т.е. совокупность программ, предназначенных для решения задач, перечисленных в гл.1. В пакет входят стандартные средства математического обеспечения: банк данных, операционная система, библиотека программ анализа и обработка результатов программ.

Устройство связи человек — машина обычно помещается на центральном диспетчерском пункте здания. Пульт оператора оснащен двумя или более дисплеями, печатающими устройствами и устройствами для передачи команд (рис.5.6) . Информация выводится на экраны, а также на алфавитно-цифровые печатающие устройства. На одном экране по желанию оператора может быть представлена принципиальная схема любого обслуживаемого инженерного оборудования: котла, теплообменника, бромисто-литиевых холодильных машин, центральных кондиционеров, автономных кондиционеров, насосов либо вентиляторов. На другом экране в случае необходимости в любой момент времени могут быть показаны параметры работы каждого объекта: температура, влажность, расход, давление.

Одно из печатающих устройств выдает непрерывно в заданной последовательности информацию об основных параметрах работы всех обслуживаемых установок. В это время другое печатающее устройство по запросу оператора позволяет выборочно получать информацию о том или ином объекте управления.

При аварийной ситуации на пульт управления поступает звуковой сигнал. Инженерное оборудование, требующее ремонта, автоматически отключается, а дежурный оператор по радио дает линейному персоналу указание на проведение соответствующих работ.

С помощью экранных пультов происходит диалог оператора с ЭВМ. Он вызывает на экранах необходимые ему схемы и узлы, вносит в них поправки с помощью светового карандаша.

За рубежом, так же как и в нашей стране, существуют проблемы введения информации о различного рода измерительных приборах и датчиках, поскольку это значительно увеличивает программ-

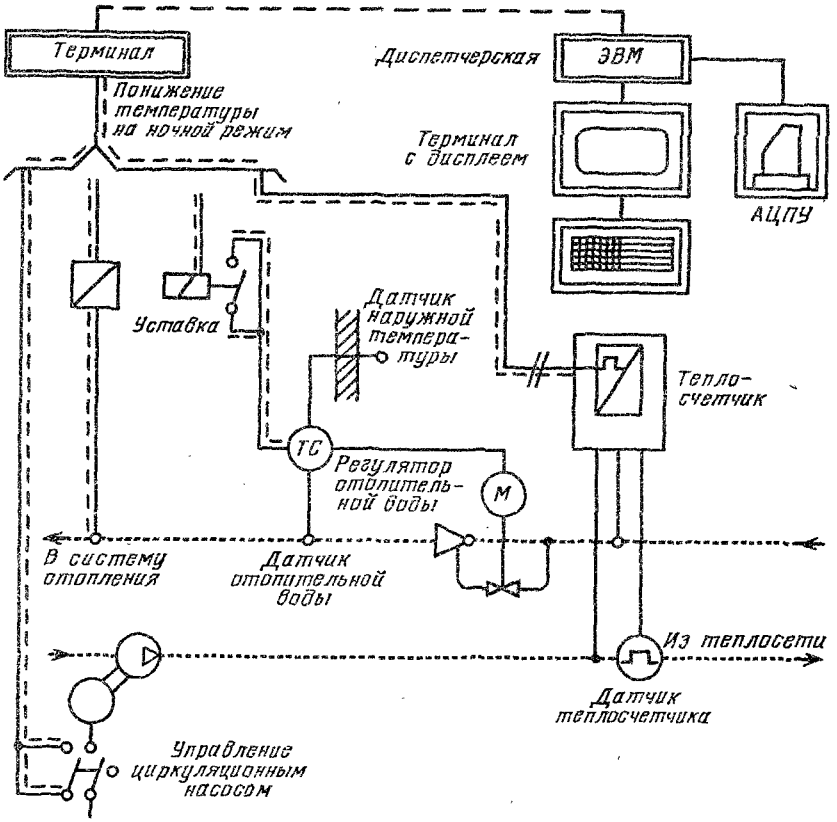


Рис. 5.6. Принципиальная схема управления автоматизированным ИТП:
.... - объект управления; — - местная система регулирования;
---- — система телеметрии и дистанционного управления

ное обеспечение ЭВМ. В конечном счете метод введения информации определяется наличием того или иного типа периферийных устройств на основании технико-экономического расчета.

Несмотря на то что в настоящее время ситуация в области вычислительной техники такова, что развитие компьютеров опережает прогресс в области практического их использования, пер-

спективы здесь всегда связываются с развитием самих ЭВМ, совершенствованием элементной базы, увеличением быстродействия, объемом памяти, пропускной способностью каналов и устройств ввода-вывода.

Наряду с дорогостоящими пакетами программ для дорогостоящих компьютеров созданы дешевые программы, пригодные для ЭВМ стоимостью менее 250 ф.ст.

Настоящий этап развития автоматизированных систем характеризуется широким использованием микроЭВМ. Перспективность этих устройств обусловливается: высокой живучестью; низкой стоимостью; малым энергопотреблением; небольшими габаритными размерами; возможностью использования языков высокого уровня, доступных непосредственно инженерам.

Высокая живучесть системы достигается в результате высокой надежности микроЭВМ, возможности широкого использования структурной избыточности (что обеспечивается низкой стоимостью средств), более глубокого контроля работоспособности систем и автоматической диагностики отказов на этой основе.

В западных странах широко распространены комплекты программ для расчета элементов систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха на микроЭВМ американской IBM и японских фирм. Цена одной программы на ленте или магнитном диске равна 30-40 ф.ст.

Программа RHLIMIT рассчитывает относительную влажность в помещении, при которой начинается конденсация влаги на поверхности или в толще строительных конструкций при данных внутренней и наружной температурах.

Разработаны программы для расчета: CONDCURE — производительности системы вентиляции; STEAM — массы пара для нужд парового отопления; REGRESSION — для определения мощности источника пара.

За рубежом при оценке компьютерных программ уделяется большое внимание: простоте программ; стоимости их разработки и используемого машинного времени, которое занимает их прохождение.

В США в практике использования математических моделей для подбора оборудования подробность одних моделей сочетают с быс-

тротой вычисления других и, совмещая их (что нелегко на программном уровне), добиваются успеха.

Анализ литературных данных, приведенных в § 4.3, показал отсутствие единства взглядов на первоочередность и поэтапность внедрения автоматизированных систем.

Анализ зарубежного опыта позволяет охарактеризовать перспективы развития АСУ в рассматриваемой области: применение менее дорогих, но более мощных ЭВМ, а также диалоговых систем с использованием светового карандаша; прямой цифровой контроль; внедрение оптоэлектроники для передачи данных и программирование в расчете на конечного пользователя. Однако все авторы сходятся во мнении, что создание автоматизированной СЦТ того или иного уровня определяется детальным технико-экономическим исследованием.

5.4. Технико-экономические аспекты создания автоматизированных СЦТ

Экономия топливно-энергетических ресурсов. Достигнутый уровень экономии топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) свидетельствует о преобладающем пока экстенсивном характере экономического развития. Чтобы убедиться в этом, достаточно сравнить тенденции изменения процессов энергопотребления в нашей стране и основных промышленно развитых странах мира.

Интенсивное развитие нефте- и газодобычи в 50-60-е годы привело к сокращению мировых природных запасов энергоресурсов, возрастанию вложений на поддержание объемов добычи нефти и на освоение новых месторождений. Национализация природных богатств во многих развивающихся странах и образование организации ОПЕК создали предпосылки для резкого подъема цен на мировом рынке в 1973-1974 гг., что привело к значительному увеличению доли затрат на энергообеспечение, развитие экономики в большинстве промышленно развитых стран. Возросла зависимость стран-импортеров от стран-экспортеров энергоресурсов [134].

Совокупность политических, экономических, а также экологических факторов остро поставила проблему сокращения темпов роста энергопотребления в целом и особенно потребления нефти и газа. Увеличение цен на мировом энергетическом рынке стимулировало активизацию проведения целенаправленной энергосбе-

регающей политики. Принятые меры по регулированию энергопотребления оказали существенное влияние на изменение тенденций развития энергопотребления: в большинстве промышленно развитых капиталистических стран практически прекратился суммарный рост потребления ТЭР (см. рис. 5.1) [135]. Абсолютные величины потребления энергии в 80-е годы для этих стран близки к уровням 1973-1974 гг. Одновременно с изменением общей тенденции в развитии энергопотребления произошли заметные изменения и в структуре использования ТЭР, связанные с замещением наиболее дефицитных и дорогих ресурсов менее дефицитными.

В отличие от характерного для основных промышленных стран перелома в тенденции энергопотребления, произошедшего в середине 70-х годов, характер роста энергопотребления в нашей стране практически не изменился. Так, общий прирост энергопотребления в СССР с 1973 по 1987 г. составил около 70 %, в то время как в США он был равен лишь 20 %, а в ФРГ близок к нулю. При этом за последнее пятилетие в ряде стран наблюдалось даже снижение уровней энергопотребления, в то время как в нашей стране продолжался его рост с темпами годового прироста 45-50 млн.т условного топлива [134].

Главным тормозом на пути экономии ТЭР стала совокупность причин, обусловленных действием преимущественно административного механизма управления экономикой страны. Можно отметить ряд негативных моментов, связанных с административным управлением теплоснабжением и другими отраслями потребления энергии: жесткая ведомственная структура не стимулировала менее энергоемкие отрасли общественного производства; отсутствие последовательного хозрасчета и самостоятельности предприятий сводило на нет меры по материальному стимулированию экономии энергии; перекос в системе цен противодействовал созданию условий экономически эффективного внедрения энергосберегающих технологий; ограниченность инвестиционных средств существенно затрудняла реконструкцию производственного оборудования предприятий, внедрение новейших методов регулирования и совершенствование технологии.

В настоящее время в процессе перестройки хозяйственного механизма управления появляется возможность по-новому подойти к проблеме экономии топливно-энергетических ресурсов —

это укрепление хозрасчета предприятий, изменение кредитно-финансовой и инвестиционной политики, создание рынка энергоресурсов, изменение системы ценообразования и пр.

Предлагаемые на мировом рынке объединенные АСУ ИОЗ и АСУ ЭЭ имеют широкий диапазон возможностей и особенностей.

Приобретение той или иной системы для комплекса зданий решается на основе технико-экономического расчета.

В соответствии с законом об экономии энергии в странах Западной Европы проводится ряд технических мероприятий, охватывающих системы отопления и горячего водоснабжения. Поквартирный учет теплomерами экономит 15-20 % теплоты (сравнить с данными табл. 5.2). Специальные измерения отходящих газов позволяют производить своевременные чистки теплообменных поверхностей котлов, чтобы не допускать работу котельных установок с пониженными значениями КПД. Газоанализаторы, выпускаемые фирмами, позволяют определять содержание углекислого газа в отходящих газах, а следовательно, регулировать полноту сжигания топлива.

В общем случае, как показано в §4.3, стоимость системы оптимизируется по критерию Π в соответствии с такими характеристиками системы, как количество уровней управления, объем телеизмерений и телеуправлений по району, доля потребителей района, охваченных локальной автоматизацией.

Выбор контрольных параметров, их количество, а также количество и номенклатура информации, поступающей с района в общем случае для СЦТ, определяется теми задачами, которые решает автоматизированная система. Основу такого расчета составляет стоимость ППП, как наиболее дорогой части системы.

Помимо стоимости аппаратного и программного обеспечения при расчете учитывается целая совокупность факторов, ранжированных в соответствии со «шкалой развития», которую можно охарактеризовать как степень подготовленности созданной системы для практического применения.

В число указанных факторов входят: степень отработки применяемых технических решений для внедрения их в массовое производство; наличие апробированных данных о надежности и долговечности применяемых устройств; степень изученности совместимости данной АСУ с другими способами регулирования

энергии на других уровнях; подготовленность кадров для проектирования сооружений и эксплуатации сравниваемой системы. Расчеты выполняются по каждой из выполняемых системой функций для определения экономии в топливном и стоимостном выражении.

Для существующей застройки для сравнения берется количество ежегодно потребляемой энергии.

Для новой застройки технико-экономический расчет оценит преимущество той или иной автоматизированной системы по специальной программе с учетом стоимости эксплуатации.

Анализ задач, решаемых системой с точки зрения эффективности использования ЭВМ и телемеханической связи, ответит на вопрос: рентабельно ли использование регуляторов с недельной программой [23] или выгодно использовать АСУ для конкретного комплекса зданий.

Для регулятора с недельной программой цена в США составляет около 50 долл. без проводки и монтажа, а АСУ ЭЭ с небольшим микропроцессором невозможно приобрести менее чем за 500 долл. Стоимость отдельных узлов и механизмов, а также монтажа электронных схем составляет 0,25-2 долл. на каждые 0,1 $м^2$ площади зданий, где они могут быть смонтированы. Помимо этого каждая точка дистанционного измерения стоит 50 долл. При создании АСУ тщательно анализируются количество и номенклатура телеизмерений и телесигналов. В ряде систем за рубежом поэтому часто применяется управление без обратной связи.

Наибольшую экономию энергии приносят программы включения и отключения оборудования. Однако известно, что любое периодически работающее оборудование рассчитано на определенное число включений и выключений. Влияние числа включений и выключений на пускатель электродвигателя и состояние приводных механизмов в плане амортизаций по данным [5] может возрасти до 50-100 тыс. долл. за несколько лет эксплуатации.

Обычно для создания АСУ основанием служат значительная протяженность передачи информации и необходимость решения многочисленных оптимизационных задач.

Основу всех расходов по созданию системы, как известно, составляет стоимость пакета прикладных программ, как наиболее дорогая часть системы.

В табл. 5.3 собраны данные по экономическим показателям за рубежом, дающие представление о порядке значений окупаемости систем.

Таблица 5.3

Наименование АСУ	Страна	Экономия	Срок окупаемости, лет
Колледж	Великобритания	Капиталовложения,40 тыс. ф.с., 10 %	3-4
	Германия	Низкие эксплуатационные расходы	2-3
Торговые и административные здания	США	15-40 %	2
Теплопотребление гостиниц	Великобритания	Капиталовложения 140 ф.с.	2,5
Инженерное оборудование зданий	США	40 %	2-3

Так, фирма [158] для колледжа создала систему, которая окупилась за 3-4 года. АСУ теплопотребления гостиниц окупается в течение 2-3 лет.

Анализируя аналогичные автоматизированные системы, можно обобщить их суммарные характеристики.

Прибыль от внедрения АСУ не так велика, как рекламируется фирмами. Часть получаемых прибылей может быть отнесена за счет модернизации систем ОВ и КВ и местной автоматики. Поэтому в каждом случае необходимо делать тщательное и детальное исследование необходимости и экономичности создания АСУ.

Технико-экономические показатели АСУ ТП. Для расчета технико-экономических показателей использованы следующие материалы:

для определения составляющих экономии затрат при внедрении АСУ ТП теплоснабжения — методика определения экономии ресурсов при внедрении АСУ ТП теплоснабжения, разработанная АКХ им К.Д.Памфилова;

для определения экономического эффекта — типовая методика определения эффективности капитальных вложений.

Проведенные исследования и опыт проектирования и эксплуатации систем теплоснабжения позволяет выделить несколько основных источников экономии ресурсов при внедрении АСУ ТП теплоснабжения.

Экономия затрат за счет оптимизации распределения тепловых нагрузок между работающими источниками теплоты. Экономия, достигаемая решением данного комплекса задач, включает экономию топлива за счет обеспечения работы источников теплоты в наивыгоднейшем режиме, т.е. при минимальных расходах топлива на выработку и отпуск электрической (для ТЭЦ) и тепловой (для ТЭЦ и РК) энергии.

Экономия топлива, т условного топлива, определяется по формуле

$$\Delta B_k = \alpha_k \beta \frac{\eta^{\text{норм}} - \eta^{\text{факт}}}{\eta^{\text{норм}}} B_{k_{kj}}^{\text{факт}},$$

где α_k — коэффициент влияния АСУ ТП, учитывающий дополнительные ресурсы для выполнения рекомендаций ЭВМ; β -- доля экономии топлива за счет оптимизации работы теплоисточников, $\Delta\eta = \eta^{\text{норм}} - \eta^{\text{факт}}$ — относительный прирост КПД источников.

По данным АКХ им. Памфилова принимается: $\beta = 0{,}2 \div 0{,}25$; B_k — фактический расход топлива на выработку теплоты; $\Delta B_k^{\text{факт}} = bQ_{\text{год}}$; b — удельный расход топлива на выработку теплоты; $\Delta B_k = 1 \cdot 0{,}2\ b\ Q_{\text{год}}\ \Delta\eta$.

В денежном выражении при цене топлива Z_b

$$S_x = B_k Z_b.$$

Экономия затрат за счет прогнозирования теплового потребления и оперативного поддержания заданных оптимальных режимов работы тепловых сетей. По прогнозу теплопотребления рассчитывается оптимальное распределение теплоносителя и напоры в представительных узлах.

Экономия электрической $\Delta Э_c$ и тепловой ΔQ_c энергии получается за счет устранения разрегулированности тепловых сетей путем уменьшения перерасходов сетевой воды :

$$\Delta Э_c = \alpha_c \frac{G_c^{\Phi} - G_c^{\text{р}}}{G_c^{\Phi}} (1 - X_c) Э_c^{\text{р}},$$

где $\alpha_с$ — коэффициент влияния АСУ ТП, принимается равным 0,9; $G_с^ф$, $G_с^р$ — фактические и расчетные значения расходов, т/ч; $Э_с^р$ — расчетные значения годового расхода электроэнергии на перекачку теплоносителя, кВт · ч/год; $X_с$ — усредненный за год коэффициент холостого хода сетевых насосов, принимаемый равным 0,4.

Получаемую экономию теплоты рассчитываем по формуле

$$\Delta Q_с = K_с \frac{\overline{Q}^ф_{о.ср} - \overline{Q}^р_{о.ср}}{\overline{Q}^ф_{о.ср}} Q^ф_{о.год},$$

где $Q^ф_{о.год}$ — фактический годовой суммарный расход теплоты на отопление, Гкал/ч; $\overline{Q}^ф_{о.ср}$, $\overline{Q}^р_{о.ср}$ — фактические и расчетные отопительные нагрузки при средней за отопительный сезон, в долях.

Оптимальные нагрузки определяются из уравнения

$$\overline{Q}^ф_{о.ср} = \left(\tau_{1ср} - t_в\right) \Big/ \left[\left(844 Q'_о / 1{,}163 \overline{G}_с\right) + \left(\Delta t'_{ср} / Q^{0,2}_{о.ср}\right)\right],$$

где $\tau_{1ср}$ — температура подающей сетевой воды при $t_н^{ср}$, °С; $t_в$ — температура воздуха в отапливаемых помещениях, равная 18 °С; $Q'_о$ — расчетный расход теплоты на отопление и вентиляцию (при расчетной наружной температуре), МВт; $\Delta t'_{ср}$ — расчетный средний температурный напор нагревательного прибора, °С:

$$\Delta t'_{ср} = \frac{\tau'_3 + \tau'_{о2}}{2} - t_в,$$

где τ'_3, $\tau'_{о2}$ — расчетная температура подающей и обратной воды в системе отопления; $Q_{о.ср} = \left(t_в - t_н^{ср}\right) \Big/ \left(t_в - t_н^р\right)$.

В денежном выражении найденная экономия составляет

$$S_2 = \Delta Э_с Z_э;$$
$$S_3 = \Delta B^ф_k Z_в,$$

где $B^ф_k = B\Delta Q_с$; $\Delta B_k = \alpha \Delta n B^ф_k$; $Z_э$, $Z_в$ — стоимость топлива и электроэнергии.

Экономия затрат за счет автоматизации регулирования расхода теплоты в тепловых пунктах и программного управления ЭВМ работой их оборудования. В тепловых пунктах дистанционно изменяются параметры задатчиков регуляторов и насосов подмешивания,

Получаемая экономия ресурсов включает:

1) экономию теплоты на отопление зданий за счет устранения перегрева помещений в переходный осенне-весенний период отопительного сезона, снижения отпуска теплоты зданиям в ночные часы, снижения перегрева помещений от избыточных теплопоступлений (от бытовых тепловыделений);

2) экономию электроэнергии на перекачку сетевой воды в магистрали за счет снижения расхода этой воды.

Оценка экономии теплоты $\Delta Q_{\text{т.п}}$ определяется по формуле

$$\Delta Q_{\text{т.п}} = \alpha_{\text{т.п}}\left(\Delta\overline{Q}_{\text{п}} + \Delta\overline{Q}_{\text{н}} + \Delta\overline{Q}_{\text{б}}\right)Q^{\text{р}}_{\text{о.год}} \cdot 10^{2},$$

где $\alpha_{\text{т.п}}$ — коэффициент влияния АСУ ТП принимается равным 1, $\Delta\overline{Q}_{\text{п}}, \Delta\overline{Q}_{\text{н}}, \Delta\overline{Q}$ — составляющие экономии теплоты на отопление соответственно от устранения перегрева в переходный период, снижения отпуска теплоты в ночное время и части перегрева от внутренних избыточных теплопоступлений.

Составляющая $\Delta\overline{Q}_{\text{п}}$ определяется по формуле

$$\Delta\overline{Q}_{\text{п}} = \frac{\tau^{\text{ср}}_{\text{с.п}} - \tau^{\text{ср}}_{\text{с.о}}}{\tau'_{\text{п}} - \tau'_{\text{о}}} \frac{t^{\text{ср}}_{\text{н.п}} - t''_{\text{н}}}{t_{\text{в}} - t''_{\text{н}}} \frac{T_{\text{п}} Q'_{\text{о}}}{Q^{\text{р}}_{\text{о.год}}} \cdot 100,$$

где $t''_{\text{н}}$, $t^{\text{ср}}_{\text{н.п}}$ — температуры наружного воздуха в точке излома графика и средняя за переходный период °С; $\tau^{\text{ср}}_{\text{с1}}$, $\tau^{\text{ср}}_{\text{с2}}$ — температуры подающей и обратной сетевой воды, °С; τ_1, τ_2 — то же, но при расчетной $t^{\text{р}}_{\text{н}}$, °С; $T_{\text{п}}$ — длительность переходного периода, ч/год.

Остальные составляющие экономии находятся по формулам

$$\Delta\overline{Q}_{\text{н}} = K_{\text{н}} \frac{\Delta t_{\text{в.б}} \cdot 0{,}33}{t_{\text{в}} - t^{\text{ср}}_{\text{к}}} \cdot 100;$$

$$\Delta\overline{Q}_{\text{б}} = K_{\text{б}} \frac{\Delta t_{\text{в.б}}}{t_{\text{в}} - t^{\text{ср}}_{\text{к}}} \cdot 100,$$

где $K_{\text{н}}$ и $K_{\text{б}}$ — понижающие коэффициенты меньше единицы, учитывающие, что при низких температурах снижение температуры внутреннего воздуха регулированием расхода теплоты нецелесообразно; $\Delta t_{\text{в.н}}$ — допустимое снижение t в ночные часы, составляющие 1/3 часть суток, °С, $\Delta t_{\text{в.б}}$ — усредненное за отопительный сезон превышение сверх комфортной от избыточных теплопос-

туплений, °С; $t_{н}^{ср}$ — средняя за отопительный сезон температура наружного воздуха, °С.

Значения параметров для расчета $\Delta\overline{Q}_{н}$ и $\Delta\overline{Q}_{б}$ можно принять:

$\Delta t_{в.н} = 2{,}2$ °С (с 18,5 до 16 °С);

$\Delta t_{в.б} = 1 \div 1{,}5$ °С (с 21-23 до 20-21,5 °С);

$K_{н} = 0{,}5 \div 0{,}6$; $K_{б} = 0{,}6 \div 0{,}7$.

Оценка экономии электроэнергии $\Delta Э_{т.п}$, кВт · ч/год, находится по формуле

$$\Delta Э_{т.п} = \alpha_{т.п} \Delta G_{т.п} (1 - X_{с}) Э_{с}^{р} \cdot 10^{-2},$$

где $\Delta G_{т.п}$ — снижение расхода сетевой воды в магистрали при автоматическом регулировании расхода теплоты на отопление, %, $G_{расч}$ (можно принять 5÷6 %).

В денежном выражении экономия составляет:

$$S_4 = \Delta Э_{т.п} Z_{э};$$

$$S_5 = \Delta B_k Z_{в};$$

$$\Delta B_k = \alpha \Delta\eta B_k^{р};$$

$$B_k^{р} = b \Delta Q_{т.п}.$$

Экономия затрат за счет оперативного контроля состояния тепловой сети. В случае возникновения аварийной ситуации с помощью АСУ ТП оперативно выявляется и локализуется аварийное место, система переходит в новый, послеаварийный режим с наименьшим сокращением отпуска теплоты.

Получаемая экономия включает экономию воды, теплоты, трудовых и материальных затрат. Эта экономия получается за счет уменьшения времени обнаружения, локализации и устранения аварий, обусловливающего снижение значения утечек воды и потерь теплоты с нею при авариях на магистралях и снижение затрат времени работы людей и автомашин, участвующих в устранении аварий.

Получаемая экономия воды $\Delta G_{а}$. Экономия теплоты $\Delta Q_{а}$, Гкал/год, определяется по формуле

$$\Delta Q_{а} = \Delta G_{а} (t_{с}^{ср} - t_{х}) \cdot 10^{3},$$

где $t_{в}^{ср}$ — температура подающей сетевой воды при $t_{н}^{ср}$, °С; $t_{х}$ — температура холодной воды °С ($t_{х} = 5$ °С).

Экономия трудовых и материальных затрат S_6, руб/год (в денежном выражении):

$$S_6 = \alpha_2 T_a \left(\frac{З_р}{n_р} N_р + a_м N_м\right) S_a Q_р,$$

где α_2 — коэффициент влияния АСУ ТП, принимается равным 0,5; T_a — фактическая средняя продолжительность аварийно-восстановительных работ при одной аварии, ч; $З_р$ — средняя зарплата рабочего, руб/(мес · чел); $n_р$ — число часов рабочего времени в месяц, ч/мес; $N_р$, $N_м$ — количество людей и машин, участвующих в аварийно-восстановительных работах; $a_м$ — часовая стоимость использования машин, руб/(чел · машина); S_a — количество аварий в год на 1 МВт суммарной тепловой нагрузки, авария/(МВт · год).

Экономия воды в денежном выражении:

$S_7 = \Delta G_п Z_a$,

где Z_a — стоимость 1 м^3 химически очищенной воды, руб/м^3;

$S_8 = \Delta B_a Z_в$; $\Delta B_a = b \Delta Q_a$.

Экономия затрат за счет централизованного контроля технологических параметров и учета состояния оборудования. Контроль технологических параметров позволяет экономить трудовые затраты за счет сокращения численности оперативного персонала (обходчиков, операторов и т.д.), руб/год:

$$И_п = 12 \sum_{i=1}^{n} З_{рi} N_i,$$

где $З_{рi}$, — месячная заработная плата работника; N_i — количество высвобождаемых работников; m — число групп работников.

Экономия топлива на ТЭЦ от снижения обратной сетевой воды. По упрощенной методике расчета параметров ТЭЦ получаем суммарную экономию топлива

$$\Delta B = \Delta B_{ТЭЦ} + \Delta B_{сист}; \; \Delta B_{ТЭЦ} = \frac{\Delta Q_п}{8{,}14 \eta_{тк} \eta_{ка}};$$

$\Delta B_{сист} = n_э N_э B_{КЭС}$,

или в денежном выражении

$S_д = \Delta B Z_в$.

Суммарная экономия ресурсов, руб/год, от внедрения системы

$S_{сум} = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5 + S_6 + S_7 + S_8 + S_9$.

Расчет показателей экономической целесообразности создания АСУ ТП теплоснабжения. Годовой экономический эффект

$$Э = S_{с,м} - 0,15K,$$

где K — капиталовложения в технические средства АСУ ТП; 0,15 — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений.

Срок окупаемости капиталовложений

$$T_{ок} = |K| / S_{сум}.$$

Коэффициент эффективности капиталовложений

$$E_р = 1/T_{ок}; E_р > E_и,$$

где $E_н$ — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений.

Создание АСУ ТП теплоснабжения следует считать экономически целесообразным, если $E_р > E_н$.

Расчет технико-экономического обоснования создания автоматизированной системы управления теплоснабжением города.

1. Основные положения. Определение экономической эффективности создания автоматизированной системы теплоснабжения производилось по «Методике определения экономической эффективности автоматизированных систем управления энергетическими и объединенными энергосистемами» [176] и «Рекомендации по расчету экономической эффективности интегрированных организационно-технологических АСУ энергосистем». Предприятия тепловых сетей (ПТС) входят в состав энергосистемы.

2. Факторы экономического эффекта. Слагаемые экономического эффекта зависят от ряда факторов: схемы теплоснабжения, структуры предприятия, степени автоматизации и телемеханизации объектов, структуры покрытия пиковых электрических нагрузок стоимости теплоты и химочищенной и деаэрированной воды. В зависимости от конкретных условий могут появиться дополнительные факторы.

Основные факторы экономической эффективности: повышение надежности, качества и бесперебойности теплоснабжения; экономия топлива на теплоисточниках в результате определения рационального температурного режима работы систем теплофикации и контроля; экономия электроэнергии на перекачку сетевой воды на теплоисточниках и насосных перекачивающих станциях в результате расчета и ведения оптимального гидравлического режима работы замкнутой системы (источник — сети — потребитель); диагностика состояния оборудования и сетей; возможность

быстрого определения направлений места нарушений гидравлической плотности системы с последующей ее локализацией; экономия подпиточной, химочищенной, деаэрированной воды; экономия теплоты за счет снижения перегрева зданий.

3. Расчет структуры показателей экономической эффективности АСУ ТП теплоснабжения города. Годовая экономия от функционирования автоматизированной системы теплоснабжения определяется по формуле

$$Э_г = \Delta AK_1 + \Delta B_к + \Delta Э_{эл} + \Delta Q_1 + \Delta W + \Delta Q_2 + \Delta C_{перс} - C_{АСУ},$$

где ΔAK_1 — прирост объема реализуемой продукции теплоты в год внедрения, тыс.руб/год; $\Delta B_к$ — экономия топлива за счет оптимизации распределения нагрузок между источниками теплоты и выбора рационального температурного режима работы систем теплоснабжения, тыс.руб/год; $\Delta Э_{эл}$ — экономия электроэнергии на перекачку сетевой воды в результате введения оптимального гидравлического режима и постоянного контроля за ним, тыс.руб/год; ΔQ_1 — экономия теплоты за счет снижения перегрева зданий от избыточных тепловых поступлений, тыс.руб/год; ΔW — экономия химочищенной деаэрированной воды, тыс.руб/год; ΔQ_2 — экономия теплоты от уменьшения утечек за счет оперативного централизованного контроля за состоянием сети, тыс.руб/год; $\Delta C_{перс}$ — экономия от снижения затрат на обслуживание тепловых сетей и тепловых пунктов за счет централизованного тепломеханического контроля их работы, тыс.руб/год; $C_{АСУ}$ — годовые эксплуатационные затраты, связанные с промышленной эксплуатацией системы автоматизации, тыс.руб/год.

Расчет показателей экономической эффективности АСУ ТП системы теплоснабжения:

экономия топлива за счет оптимизации распределения нагрузок между источниками теплоты и выбора рационального температурного режима работы системы теплоснабжения

$$\Delta B_к = K_1 Ц \left[10^{-3}(b'_т - b_т)Q_т + (b'_э - b_э)Э_т \cdot 10^{-6}\right],$$

где $\Delta B_к$ — экономия топлива, тыс.руб/год; K_1 — доля АСУ ТП в экономии топлива;

экономия электроэнергии на перекачку сетевой воды для определения и ведения оптимального гидравлического режима

$$\Delta Э_{эл} = \frac{\sum_{i}^{n}(H_i \Delta q_i) Q_{пол}}{367,2\eta_{н.у}} C_э K_2,$$

где $\eta_{н.у}$ — КПД насосной установки; H_i — напор насосной установки, м вод.ст.; Δq_i — снижение удельного расхода сетевой воды, т/Гкал; $\Delta Э_{эл}$ — экономия электроэнергии, руб.; K_2 — доля АСУ ТП в снижении затрат на электроэнергию (0,5 – 0,8);

экономия теплоты за счет снижения перегрева зданий от избыточных теплопоступлений

$$\Delta Q_1 = C_т\, Q_о\, K_э\, K_п,$$

где $Q_о$ — суммарный годовой отпуск теплоты на отопление, Гкал; $K_э$ — доля АСУ ТП в снижении перегрева зданий (0,5 – 0,8); $K_п$ — доля снижения перегрева зданий от годового отпуска теплоты;

экономия химочищенной деаэрированной воды

$$\Delta W_с = K_4 C_х (W - W') \cdot 10^{-3},$$

где W, W' — расход химочищенной деаэрированной воды до и после внедрения, т/год; K_4 — доля АСУ ТП в экономии подпиточной воды (0,2-0,4);

экономия теплоты за счет снижения расхода

$$\Delta Q_2 = K_5\, C_х\, \Delta W (t_п - t_х) \cdot 10^{-3},$$

где $t_п$ — температура воды в подающей линии, °С; $t_х$ — температура холодной воды, °С; K_5 — доля АСУ ТП в экономии теплоты за счет снижения расхода подпиточной воды (0,2-0,4);

экономия от снижения затрат по обслуживанию тепловых сетей и тепловых пунктов за счет централизованного контроля их работы тыс.руб/год,

$$\Delta C_{пер.} = \sum_{i=1}^{n} C_i,$$

где C_i — зарплата i-го человека, руб.; n —сокращение количества персонала.

Рост сложности и доли СЦТ сопровождается увеличением непроизводительных потерь топлива, энергетических ресурсов, теплоносителя, что, в свою очередь, является результатом неоптимальности функционирования этих систем. Поэтому становится очевидной та значительная экономия, которую должна принести оптимизация процессов управления в СЦТ.

По мощности ТЭЦ, отпуску теплоты и распространению комбинированного способа производства тепловой и электрической энергии наша страна занимает первое место в мире. Однако опыт создания и эксплуатации автоматизированных СЦТ в нашей стране еще не накоплен.

В последнее время наблюдается возрастающий интерес в зарубежных странах к централизованному тепло- и хладоснабжению в зарубежных странах, который обусловлен следующим: повышающейся стоимостью и дефицитностью жидкого топлива и газа; стремлением к вытеснению импортируемых нефтепродуктов из топливно-энергетического баланса; значительной долей энергоресурсов (до 30-40 %), расходуемых на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение в общем энергопотреблении; необходимостью решения экологических проблем.

В некоторых зарубежных странах, таких, как Финляндия, Германия и др., начаты работы по созданию и внедрению автоматизированных СЦТ.

Анализ отечественных и зарубежных научно-технических материалов выявил ряд апробированных представлений о путях научно-технического прогресса в этой области.

Несмотря на различия в организационной структуре и технологии выработки и распределения теплоты за рубежом и в нашей стране, решаются аналогичные комплексы задач контроля и управления. Общей для опубликованных зарубежных материалов является тенденция объединения АСУ разного назначения в одну интегрированную систему, где можно использовать общую базу данных и единый комплекс технических средств, т.е. интегрированные АСДУ, АСУ П, АСУ ТП, АСУ ОЭ и др. Для крупных городов в нашей стране создаются интегрированные системы, объединяющие автоматизированные системы организационно-экономического управления и АСУ ТП СЦТ. Несмотря на различие в организационной структуре предприятий

разных городов, технологии выработки, отпуска и распределения теплоты, автоматизированными системами решаются сходные комплексы задач контроля и управления. Автоматизированные системы проектируются для решения в режиме реального времени задач измерения, учета, контроля, диагностики технологического процесса и контроля состояния технологического оборудования, а также задачи оперативного управления производством и отпуском теплоты на источниках, распределением на ЦТП и потреблением на ИТП. Задачи предполагается решать с помощью широкого использования телемеханики и вычислительной техники.

На основе анализа зарубежных источников просматриваются общие тенденции развития автоматизированных СЦТ. Возросшее совершенство технологического оборудования, более тесная взаимосвязь технологии и вычислительной техники, а также развитие средств программирования в направлении использования готового программного обеспечения допускают применение эффективных алгоритмов управления. Например, большее применение находят модели нестационарных режимов многих процессов, в том числе самонастраивающиеся модели. Разрабатываются новые стандартные языки программирования. Производительность и гибкость автоматизированных СЦТ увеличиваются. Часть мощности АСУ может быть использована для внутренней диагностики и обеспечения систем разного вида, что увеличивает надежность; совершенствуется интерфейс —коммуникационные решения человек — машина. Все большее применение находят плоские дисплеи с использованием графического отображения. Экранами дисплеев управляют все более совершенные ЭВМ, которые обеспечивают оператора инструкциями в аварийных режимах и предлагают рекомендации, соответствующие ситуации. Несмотря на достигнутые в этом направлении успехи, у оператора больших систем при нарушениях процесса встречаются большие трудности в управлении. Для решения этой проблемы разрабатываются экспертные системы для конкретных специализированных областей. Они представляют собой записанные в формализованном виде опыт и знания ведущих операторов и инженеров. Органичным направлением развития экспертных систем являются диагностика процесса и советы диспетчеру в аварийных режимах.

Появление за рубежом объединенных автоматизированных служб инженерного оборудования зданий на базе общего КТС привело к внедрению микропроцессорной техники, а также способствовало переходу на цифровое управление. Одновременно с широким внедрением электроники в автоматизированные системы уменьшается их надежность. Повышение уровня надежности АСУ ТП достигается благодаря совершенствованию схемных решений, тщательному контролю всех комплектующих изделий и отработке конструкций слагающих систему элементов. Высокая аппаратурная надежность зарубежных автоматизированных систем обеспечивается применением бесконтактных элементов на основе унифицированных транзисторных блоков и схем с печатным монтажом. Требования к аппаратурной части систем едины для АСУ всех видов. Они должны быть блочными, взаимозаменяемыми, стандартизованными и унифицированными.

Постановка более сложных задач перед системой управления централизованным теплоснабжением возродила разработку методов управления, основанных на современной теории оптимального управления. К числу задач, решаемых на основе системотехнического подхода, обычно относят: определение общей структуры системы, организацию взаимодействия между подсистемами и элементами, учет влияния внешней среды, выбор оптимальной структуры, оптимальных алгоритмов функционирования.

В результате такого подхода разработаны и приведены в книге три математических метода решения системы нелинейных алгебраических уравнений, с помощью которых моделируются гидравлические режимы СЦТ. Эти методы обеспечивают ускорение сходимости вычислительного процесса при моделировании путем формирования целенаправленной системы фундаментальных циклов по критерию минимизации дерева схемы тепловой сети итерационной коррекции сопротивлений гидравлических регуляторов расхода и давления по специальному алгоритму. Имитационные математические модели теплового и гидравлического режима СЦТ получены на основе совместной системы уравнений теплового баланса и теплопередачи в системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. Для решения этой системы уравнений разработан комбинированный метод хорд и касательных. Адекватность полученных моделей проверена с помощью сопоставления резуль-

татов моделирования с экспериментальными данными конкретных СЦТ.

Математические модели реализованы в пакете прикладных программ «Теплоснабжение», функционирующем в среде ОС ЕС. Пакет обеспечивает автоматизированное решение задач планирования и оперативного управления режимами СЦТ и используется предприятиями в энергетическом и городском хозяйстве.

Необходимо отметить, что цель управления СЦТ в условиях хозрасчета, а именно достижение максимального народнохозяйственного эффекта при минимуме затрат на обеспечение требуемых качества и надежности теплоснабжения, не всегда совпадает с экономическими интересами ведомств — конкурентных участников процесса производство — транспорт — потребление теплоты

В новых хозяйственных условиях теплоснабжающие предприятия выступают в роли продавцов теплоты, заинтересованных в максимальном отпуске ее с минимальными затратами. Владельцы объектов теплопотребления являются покупателями теплоты, заинтересованными в сокращении затрат на ее приобретение при необходимом уровне удовлетворения своих потребностей. Именно в этом столкновении интересов надо искать новые подходы к выбору критериев функционирования подсистем СЦТ с целью достижения максимального народнохозяйственного эффекта. Критерии оптимизации при моделировании отдельных объектов должны отвечать экономическим интересам организаций, обслуживающих эти объекты.

Список литературы

1. **Материалы** центральной периодической печати. 1989-1990 гг.

2. **Абрамов Н.А.** Водоснабжение. М.: Стройиздат, 1974.

3. **Беллман Р., Дрейфус С.** Прикладные задачи динамического программирования. М.: Наука, 1965.

4. **Беляев Н. Н., Рядно А. А.** Методы теории теплопроводности. М.: Высшая школа, 1982.

5. **Богуславский Л.Д., Стражников А.М.** Эксплуатация инженерного оборудования зданий в условиях экономии энергетических ресурсов. М.: Стройиздат, 1984.

6. **Брайсон А., Хо Ю-Ши.** Прикладная теория оптимального управления. М.: Мир, 1972.

7. **Бусленко Н.П.** Моделирование сложных систем. М.: Наука, 1968.

8. **Волконысский Е.Г., Шустер А.Г.** Экономия топлива в котельных установках. М.: Энергия, 1973.

9. **Вульман Ф.А., Харьков Н.С.** Тепловые расчеты на ЭВМ теплоэнергетических установок. М.: Энергия, 1975.

10. **Глушков В.М.** Введение в АСУ. Киев: Техника, 1974.

11. **Горская Н.И.** Автоматизация выявления повреждений в тепловых сетях. Новосибирск: СО Наука, 1987.

12. **Громов Н.К.** Городские теплофикационные системы. М.: Энергия, 1974.

13. **Де Гроот.** Оптимальные статистические решения. М.: Мир, 1974.

14. **Гроп Д.** Методы идентификации систем. М.: Мир, 1979.

15. **Джеффрис Г., Свирс Б.** Методы математической физики. М.: Мир, 1970. Вып.3.

16. **Чермак И., Петерка В., Заворка И.** Динамика регулируемых систем в теплоэнергетике и химии. М.: Мир, 1972.

17. **Дудников Е.Е., Цодиков Ю.Н.** Типовые задачи оперативного управления непрерывным производством. М.: Энергия, 1979.

18. **Евдокимов А.Г.** Оптимальные задачи на инженерных сетях. Харьков: Высшая школа, 1976.

19. **Евдокимов А.Г., Тевяшев А.К.** Оперативное управление потокораспределением в инженерных сетях. Харьков: Вища школа, 1980.

20. **Зингер Н.М.** Гидравлические и тепловые режимы теплофикационных систем. М.: Энергоатомиздат, 1986.

21. **Комплексная** автоматизация теплосиловых систем / Под ред. Л.С.Попырина. М.: Наука, 1976.

22. **Кузнецов Ю.Н., Кузубов В.Н., Володенко А.Б.** Математическое программирование. М.: Высшая школа, 1976.

23. **Крумм Л.А.** Методы оптимизации при управлении электроэнергетическими системами. Новосибирск: СО АН СССР, 1981.

24. **Мак-Кракен Д., Дорн У.** Численные методы и программирование на Фортране. М.: Мир, 1977.

25. **Меренков А.П., Хасилев В.Я.** Теория гидравлических цепей. М.: Наука, 1985.

26. **Мелентьев Л.А.** Системные исследования в энергетике. М.: Энергоиздат, 1982.

27. **Моисеев Н.Н., Иванов Ю.П., Столяров Е.М.** Методы оптимизации. М.: Наука, 1984.

28. **Норри Д., де Фриз Ж.** Введение в метод конечных элементов. М.: Мир, 1981.

29. **Руденко Ю.Н., Ушаков И.А.** Надежность систем энергетики. М.: Наука, 1986.

30. **Соколов Е.Я.** Теплофикация и тепловые сети. М.: Энергоиздат, 1982.

31. **Теплоснабжение** / А.А.Ионин, Б.М.Хлыбов, В.Н.Братенков, Е.Н.Терлецкая. М : Стройиздат, 1982.

32. **Хрилев Л.С., Смирнов И.Л.** Оптимизация систем теплофикации и централизованного теплоснабжения. М.: Энергия, 1978.

33. **Цой С., Рязанцев Г.К.** Принцип минимума и оптимальная политика управления вентиляционными и гидравлическими сетями. Алма-Ата: Наука, 1968.

34. **Автоматизированные** системы теплоснабжения и отопления / С.А.Чистович, В.К.Аверьянов, Ю.Я.Темпель и др. Л.: Стройиздат, 1987.

35. **1984** Yearbook of World Energy Statistics. New York: United Nation, 1986.

36. **Аверьянов В.К., Быков С.И.** Вероятностно-статистическое описание режима системы теплоснабжения // Изв. вузов. Сер. Энергетика. 1979. № 11. С. 55-59.

37. **Аверьянов В.К., Быков С.И.** Теплообмен в помещениях при программном отпуске тепла // Инженерно-физический журнал. Минск. 1982. Т.43. № 3. С. 406-412.

38. **Использование** математической модели для отпуска теплоты в экспериментальном районе теплоснабжения / В.К.Аверьянов, А.И.Быкова, С.И.Быков, Ю.А.Войтинская // Сб. научных трудов ВНИИГС. Л.: 1984. Ч.II. С.52-58.

39. **Балтер И.В., Гуревич А.Г.** Оценка погрешностей инженерного расчета температурных полей и типовых потоков в бесканальных прокладках тепловых сетей // Конструкции и материалы в строительстве. Рига: Звайгис, 1982. С. 155-162.

40. **Белинский С.Я.** Развитие и режимы работы ТЖЦ в энергетических системах // Теплофикация СССР / Под ред. Н.К.Громова, Я.С.Белинского. М.: Энергия, 1977. С.25-50.

41. **Богуславский М.С., Иоффе Л.С., Пейсах Л.Е.** Автоматизированные центральные тепловые пункты для открытых систем теплоснабжения при независимом присоединении систем отопления // Материалы научно-практ. конф. 15-16 мая 1987 г. Л.: ЛДНТП. 1987. С.55-60.

42. **Международные** конференции по централизованному теплоснабжению / В.И.Борисов и др. // Теплоэнергетика. 1982. № 8. С. 2-3.

43. **Власов Д.С., Грислис В.Я.** Повышение эффективности теплофикации при использовании аккумуляции тепла // Изв. АН СССР. Сер. физ. и техн. 1976. № 5. С. 82-88.

44. **Винфрид Ш.** Диспетчерское управление и регулирование крупных систем централизованного теплоснабжения с аккумуляторами тепла // Сб. докл. V Межд. конф. по централизованному теплоснабжению. Секция V. Киев: 1982. Вып.2. С. 32-43.

45. **Вязнер Е.М., Войтинская Ю.А., Шепелева А.И.** Об оптимизации распределения нагрузки между котлоагрегатами котельной // Сб. научных трудов ВНИИГС. Л.: 1987. С. 71-76.

46. **Выбор** температурного графика регулирования отпуска тепла в системах централизованного теплоснабжения / М.М.Пик, И.А.Смирнов, Р.Л.Ермаков и др. // Теплоэнергетика. 1974. № 11. С. 16-21.

47. **Гайстер Ю.С., Здасюк С.Г., Яровой Ю.В.** Результаты внедрения комплексной автоматизации систем теплоснабжения и теплопотребления района Строгино Москвы // Матер. научно-практ. конф. «Проектирование, монтаж и наладка автоматизированных систем теплоснабжения». Л.: 1987. С. 11-13.

48. **Войтинская Ю.А.** Современные проблемы создания автоматизированных систем отпуска и потребления тепловой энергии // Обзорн. инф. ЦБНТИ Минмонтажспецстроя СССР. М.: 1984. Вып.4.

49. **Войтинская Ю.А., Смирнов С.В.** Тенденция развития автоматизированных систем теплоснабжения // Обз. инф. ЦБНТИ Минмонтажспецстроя СССР. М.: 1988. Вып.6.

50. **Войтинская Ю.А., Вязнер Е.М., Зуев И.Н.** Об эффективности качественно-количественного регулирования теплоносителя в системе теплоснабжения // Сб. научных трудов ВНИИГС. Л.: 1986. С.111-117.

51. **Войтинская Ю.А., Вязнер Е.М., Камышев Л.Н.** Экономия энергоресурсов при поэтапной автоматизации СЦТ // Тезисы республиканской научн.-техн. конф. (26 августа 1988 г.). Каунас: Литовское РП НТО ЭиЭП. 1988. С. 52-6..

52. **Войтинская Ю.А., Вязнер Е.М., Камышев Л.Н.** Выбор необходимого числа датчиков давления при оперативном выявлении повреждений в тепловых сетях // Сб. научных трудов ВНИИГС. Л.: 1988. С. 70-76.

53. **Оперативное** выявление повреждений в открытых тепловых сетях / Ю.А.Войтинская, Н.И.Горская, Г.В.Казанцева, Л.Н.Камышев // Сб. трудов ВНИИГС. Л.: 1986. С. 111-116.

54. **Грислис В.Я., Симановская А.Е.** К вопросу создания энергетических аккумуляторов тепловой энергии. Сер. Энергетика. // Изв. АН СССР. 1989. № 5. С. 129-134.

55. **Грислис В.Я., Фортынь Г.А.** Гидравлический и тепловой режим систем централизованного отопления с программными регуляторами абонентского ввода типа ПРР 6А // Автоматизированные системы теплоснабжения. Киев: Техника. 1967. С. 38-42.

56. **Громов Б.И., Горская Н.И.** Оперативное выявление повреждений в водяных тепловых сетях // Сб. научн. тр. ВНИПИэнергопром. М.: 1983. С. 45-48.

57. **Громов Б.Н., Сидлер В.Г.** Расчет нестационарных гидравлических режимов тепловых сетей на ЭЦВМ // Теплоэнергетика. 1973. № 3. С. 16-21.

58. **Громов Н.К.** О принципах построения схем тепловых сетей в городах, их автоматизация и телемеханизация // Теплоэнергетика. 1976. № 11. С. 28-34.

59. **Горшков А.С., Соколов Е.Я.** Пути повышения эффективности теплофикации и централизованного теплоснабжения // Теплоэнергетика. 1984. № 9. С. 2-6.

60. **Грудзинский М.М., Ливчак В.И.** Опыт автоматизации группового регулирования отпуска тепла на ЦТП жилого микрорайона // Автоматизация в жилищном хозяйстве. М.: Стройиздат, 1974. С. 18-22.

61. **Грудзинский М.М. Прохоров Е.И.** Определение качества тепловой изоляции трубопроводов систем горячего водоснабжения / Водоснабжение и санитарная техника. 1980. № 11. С. 10-12.

62. **Дашевский М.Г., Лоодус О.Т., Челышкова Б.Н.** Анализ систем автоматизации ЦТП // Сб. научн. трудов ЦНИИЭП инженерного оборудования. М.: 1983. С. 3-9.

63. **Дрейпер Н., Смит Г.** Прикладной регрессионный анализ. М.: Финансы и статистика, 1986.

64. **Евлокимов А.Г., Дубровский В.В., Тевяшев А.Д.** Потокораспределение в инженерных сетях. М.: Стройиздат, 1979.

65. **Журавель В.И., Зудин А.Н.** Постановка и программная реализация оперативного управления энергетическими системами// Тр. МФТИ. 1981. С. 4-18.

66. **Завадовский А.М.** Исходные данные для решения задач оптимизации режимов работы основного теплоэнергетического оборудования ТЭС // Промышленная энергетика. 1985. № 4. С. 33-35.

67. **Завадовский А.М.** Диагностическая служба на тепловой электростанции //Изв. вузов. Сер. энергетика. 1983. № 10. С. 15-19.

68. **Завадовский М.А., Литвинов Д.В., Демина Б.Г.** Способ подготовки данных для решения задачи оптимального распределения нагрузок между котлами котельной // Промышленная энергетика. 1983. № 5. С. 14-16.

69. **Зингер Н.М.** Современные тенденции развития теплофикационных систем и вопросы экономии тепла // Водоснабжение и санитарная техника. 1978. № 10. С. 10-13.

70. **Автоматизация** и диспетчерское управление системой теплоснабжения городского района / Н.М.Зингер, Л.С.Бармина, В.А.Сиротенко, А.М.Тарадай // Матер. научн.-практ. конф. Л.: ЛДНТП. 1987. С. 13-17.

71. **Зингер Н.М., Кононович Ю.В., Бурд А.А.** Исследование нестационарного режима подачи тепловой энергии на отопление // Теплоэнергетика. 1984. № 7. С. 21-26.

72. **Зингер Н.М., Монахов Г.В.** Оптимизация тепловых режимов систем теплоснабжения с помощью ЭВМ // Сб. докл. V Межд. конф. по централизованному теплоснабжению. М.: Информэнерго. 1982. Вып.2. С. 58-67.

73. **Ивянский А.З.** Автоматизация систем потребления теплоты // Водоснабжение и санитарная техника. 1986. № 12. С. 2-4.

74. **Карасев Н.И., Фольгарт В.И., Монахов Г.В.** Алгоритмы расчета стационарного потокораспределения в инженерных сетях // Автоматизация и информационно-метрологическое обеспечение производства. 1981. С. 60-70.

75. **Кейс В.М., Лондон А.А.** Компактные теплообменники. М.: Энергия, 1967.

76. **Килпинен У.** Использование регулируемых циркуляционных насосов в водяных системах теплоснабжения // V Межд. конф. по централизованному теплоснабжению. М.: 1982. Вып.1. С. 15-32.

77. **Кошелев А.А.** Методика учета и исследование взаимного влияния двух теплопроводов при бесканальной прокладке в мерзлоте.

78. **Краткие** тезисы докладов к всесоюзному науч.-техн. совещанию «Перспективы развития теплофикации и ее задачи в совершенствовании топливно-энергетического баланса страны». 16-18 октября 1984 г. Л.: ЛДНТП, 1984.

79. **Кромина Л.М., Войтинская Ю.А., Смирнов С.В.** Принципиальная схема комплексной автоматизации теплоснабжения // Сб. научных трудов ВНИИГС. Л.: 1987. С. 86-93.

80. **Ливчак В.И., Чугункин А.А., Оленев В.А.** Эффективность пофасадного автоматического регулирования систем отопления // Водоснабжение и сан. техника. 1986.№ 5. С. 14-18.

81. **Современная** концепция теплофикации страны / Л.А.Мелентьев, Г.Б.Левенталь, В.А.Чугреев, М.Г.Алиева // Теплоэнергетика. 1982. С. 8-13.

82. **Меренков А.П., Светлов К.С., Хасилев В.** Методы и средства для управления эксплуатацией и развитием трубопроводных систем // Оп-

тимизация и управление в больших системах энергетики. Иркутск: 1970. Т.2.

83. **Михайленко И.М.** Структурно-параметрический синтез автоматизированных систем отопления // Сб. научных трудов НИПТИ МЭСХ НЗ РСФСР. М.: 1982. С.13-18.

84. **Михайленко И.М., Войтинская Ю.А.** Создание автоматизированных СЦТ на основе системотехнического подхода. Тезисы семинара по автоматизации СЦТ при науч. совете АН СССР. Харьков: 1988. С. 52-58.

85. **Михайленко И.М., Кромина Л.М.** Оптимизация режимов и схем абонентских вводов в АСУ технологическими процессами централизованного теплоснабжения // Сб. научных тр. ВНИИГС. Л.: 1987. С. 77-85.

86. **Михайленко И.М., Чистович А.С.** Определение оптимального числа точек контроля теплопотребления района при автоматизации централизованного отпуска тепла // Оптимизация управления и проектирования в жилищно-коммунальном хозяйстве. М.: ОНТИ АКХ. 1984. С. 68-74.

87. **Монахов 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. ВНИПИэнергопром. 1983. С. 47-62.

88. **Монахов Г.В., Фаенсон А.И.** Определение информативных узлов закрытых систем теплоснабжения // Атомные системы теплоснабжения. ВНИПИэнергопром. 1984. С. 23-28.

89. **Регулирование** отпуска тепла в централизованной теплоснабжении жилых районов / Н. Николов, П. Ловчев, Ст. Рочев, Д. Вылкова // Сб. докладов V МКЦТ. Киев. 1982.

90. **Орлов Р.В., Сорокин И.С., Орлова Е.Р.** Проблемы энергосбережения в условиях реформы хозяйственного механизма // Промышленная энергетика. 1989. № 6. С. 2-6.

91. **Простак А.Я., Чарушников Б.Д., Монахов Г.В.** Использование атомных ТЭЦ в маневренном режиме при аккумулировании теплоты в транзитных трубопроводах // Атомные системы теплоснабжения. ВНИПИэнергопром. 1984 С. 57-71.

92. **Пути** повышения надежности теплофикации / В.И.Горин, Е.Я.Соколов, Н.М. Зингер и др. // Теплоэнергетика. 1982. № 8. С. 19-23.

93. **Развитие** теплофикации СССР, современное состояние и перспективы / Е.Я.Соколов, Е.И.Борисов, В.П.Корытников, С.Я. Белинский // Сб. докладов V Междунар. конф. по централиз. теплоснабжения. М.: Информэнерго. 1982. Вып.1. С. 100-115.

94. **Разработка** методов расчета абонентских теплопотребляющих установок с применением ЭЦВМ / Н.М.Зингер, А.И.Любарская, Г.В.Монахов, С.Д.Каплан // Теплоэнергетика. 1978. № 12. С. 25-29.

95. **Расчет** на ЭВМ оптимального режима отпуска тепла на ТЭЦ в район разнородной тепловой нагрузки / Н.М.Зингер, А.И.Любарская, Н.П.Белова и др. // Электрические станции. 1980. № 3. С. 32-35.

96. **Руиджи Д.** Автоматизированная централизованная система управления отопительными установками // Зарубежная электроника. 1986. № 4. С. 68-70.

97. **Соболь И.Д., Виноградов Ю.И., Векштейн Л.Н.** Промышленная теплотехника. М.: Высшая школа, 1975.

98. **Соколов Е.Я.** Состояние теплофикации в СССР и проблемы дальнейшего ее развития // Теплоэнергетика. 1982. № 8. С.4-7.

99. **Соколов Е.Я.** Современное состояние и основные проблемы теплофикации и централизованного теплоснабжения // Теплоэнергетика. 1982. № 3. С 2-6.

100. **Соколов Е.Я., Зингер Н.М., Кононович Ю.В.** О схемах автоматизации абонентских установок крупных городских систем централизованного теплоснабжения // Водоснабжение и санитарная техника. 1980. № 10. С. 16-19.

101. **Тезисы** докладов к совещанию «Экономия топлива, энергии и трудозатрат в системах теплоснабжения на основе новых достижений науки и техники, а также за счет повышения качества эксплуатации». Херсон. 1983

102. **Темкель Ю.Я.** Математическое моделирование нестационарного теплообмена в системах теплоснабжения // Тр. АКХ. 1973. Вып. 101. № 6. С. 81-85.

103. **Фаликов В.С., Дворецков Н.Г., Ефремов Е.А.** Методика определения экономии ресурсов при внедрении АСУ ТП теплоснабжения // Тр. АКХ. 1981г. Вып.189. С. 17-28.

104. **Фогельсон Ю.Б., Карлинская М.И.** Методы планирования капитальных ремонтов тепловых пунктов на основе единой информационной базы // Совершенствование методов создания АСУ жилищно-коммунальным хозяйством. М.: 1983. С. 58-65.

105. **Функциональные возможности** и структура пакета прикладных программ «Теплоснабжение» / Н.И.Карасев, В.И.Фильгарт, Г.В.Монахов и др. // Развитие автоматизированных систем управления технологическими процессами централизованного теплоснабжения. ВНИПИэнергопром. 1983. С. 66-83.

106. **Харви М. Бернстайн.** Предложения фирмы «Эпплайд менеджмент сайенсиз», США // Зарубежная электроника. 1986. № 8. С. 2.

107. **Хасилев В.Я.** Элементы теории гидравлических цепей // Изв АН СССР Сер. Энергетика и транспорт. 1964. Т.38. № 1. С. 120-127

108. **Хнацкин В.И.** Рост тепловых нагрузок / Под ред. Н.К.Громова С.Я.Белинского // Теплофикация СССР. М.: Энергия. 1977. С.144-152.

109. **Хайнзе Г.** Перспективы внедрения теплонасосных установок в ГДР // Энергетик . 1982. № 6. С. 35.

110. **Чистович С.А.** Влияние динамических характеристик систем теплоснабжения на тепловой режим зданий // Тр. АКХ. 1974. Вып.38. С. 17-21.

111. **Чистович С.А., Войтинская Ю.А., Година С.Я.** Комплексная автоматизация централизованного теплоснабжения ряда городов СССР // Водоснабжение и санитарная техника. 1989. № 7. С. 2-5.

112. **Чистович С.А.** Автоматизация систем теплоснабжения и отопления. М.: Стройиздат, 1964.

113. **Чистович С.А., Мелентьев А.Н., Шаган И.Б.** О внедрении программного отпуска тепла // Водоснабжение и санитарная техника. 1974 № 7. С. 25-28.

114. **Чистович С.А., Драчнев В.Г., Кыйв Т.-А.А.** Исследование нового регулируемого элеваторного узла // Водоснабжение и санитарная техника. 1979. № 5. С. 14-18.

115. **Некоторые** особенности гидравлического режима автоматизированных открытых систем теплоснабжения / С.А.Чистович, Ю.А.Войтинская, Р.Н.Зерцалова, Г.В.Казанцева // Сб. научн. тр. ВНИИГС. Л.: 1983 С. 32-58.

116. **Чистович С.А., Мелентьев А.Н., Быкова А.И.** Регулирование расхода теплоты на отопление при автоматизации систем // Водоснабжение и санитарная техника. 1988. № 3. С. 21-23.

117. **Шашков С.К.** Расчет потокораспределения в сложных тепловых сетях при помощи ЭЦВМ // Изв. вузов. Сер. Энергетика. 1973. Т.18. № 9 С. 19-23.

118. **Шляжас А.Ю., Марковенас Р.Ю.** Экономия тепловой энергии системами централизованного теплоснабжения г.Каунаса // Тезисы докл к Всес. совещанию. Херсон: 1983. С. 83-85.

119. **Шурихт В.** Диспетчерское управление и регулирование крупных систем централизованного теплоснабжения с аккумулятором тепла // Сб докл. V МКЦТ. Киев: 1982. С. 33-43.

120. **Эмбер К., Линтак А., Ухри Л.** Результаты мероприятий по экономии энергии в системах централизованных тепловых сетей в Будапеште // Сб. докл. V МКЦТ. Киев: 1982. С. 48-51.

121. **Baum** Dan FMS Users Question Safety of Multifunction System // Energy Users News. 1981. P. 4-8.

122. **Birkoff G., Kellog R.** Solution of Equilibrium Equations in Thermal Network//Proc. Symp. Generalised Networks. Brooklyn Polytechnic Press.1968. P. 443-452.

123. **Blodau A.** Regeltechnische Tendenzen in der Heizungs, Luftungs und Klimatechnik//Klima-Kalte-Heizung.1982. № 12. S. 451-456.

124. **College** uses Microprocessor Energy Management system// Air Conditioning, Heating & Refrigeration News.1980. Vol.149. № 3. P. 58.

125. **Diamant R.M.E.** Microcomputer Programs for HVAC design// Heating Air Conditioning J. 1985. Vol.55. № 641. P. 13-15.

126. **District** Heating Projects//Energy News Record. 1981. Vol. 207. № 20. P. 42-43.

127. **Dittman A., Haziak S.** Der Einfluss der Heiznetzausdehnung und der Abnehmerverteilung auf Probleme der Auslegung und Betriebsführung von Fernwärmenetzen//Tagungssheft V11 Fernwärmetagung.1979.

128. **Dijksra E.W.** A Note on Two Problems in Connection with graphs//Numerische Mathematik.1959. № 1. S. 269-271.

129. **EMS** Saves in years//Heating, Piping and Air Conditioning. 1983. Vol. 55. № 10. P. 40-42.

130. **Engineering** News Record.1981. № 11. P. 14-17.

131. **Engineering** News Record. 1983. Vol. 210. № 7. P. 28-29.

132. **Feiring B.R., Philips D.T.,Hoge G.L.** Computational experience with an Exact Penalty Function Technique//Comp. Ind. Eng. 1981. Vol. 5. P. 205-216.

133. **Fitrgerald D., Wye W.** The Designing by Computer of District heating Mains Sistem//Build. Serv. Eng. 1976. Vol. 44. № 1. P. 24-27.

134. **German** Heat Pump Market Cools off Elect. Record. 1981. Vol. 208. № 23. P. 66.

135. **Gombracek S.** Riadiaci automat DIAMO L preodovzdavacie stanice tepla a jego nadvaznost ns dispecerske riadenie // Pozemni stavby.1986. № 10. S. 452-454.

136. **Gunterman A.E.** Heating Energy Management Systems: Are They Cost Effective?//H.P.Air.C. 1982. № 9. P. 44-54.

137. **Hartman R.K.** Optimier- und Regelgeräte//TAB: Technik am Bau.1983. № 9. S. 693-696.

138. **Heating** control Features Computerized Control with Memory Specifying Engineer. 1981.Vol. 46. № 6. P. 137.

139. **Hefri H., Dolfus A.** Grundlagen der digitalen Reglung// TAB: Technik am Bau. 1985 № 2. S. 81-83.

140. **Herrman A., Hönig H., Scharicht W.** Rechnergestütster Dispatcher betrieb eines mengengeregelten Fernwärmeverbungsystems/ IX Kraftwerkstec hnisches Kolloguium, Dresden. 1977. S. 24-25.

141. **Honeywell** Update, № 118//Heat.-Pip.-Air Con.1981. Vol.11. P.51.

142. **Honeywell** Update, № 120//Heat.-Pip.-Air Con. 1982. Vol.54. № 4. P 68.

143. **Jones W.K.** Conputers for facilities & energy management //Energ Engineerin,. 1982. Vol. 79. № 1. P. 40-48.

144. **Kilpinen U.** Kernheiznetz mit Regelbauen Umwalzpumpen// Heizung Luftung und Klimatechnik. 1986. № 6. S. 305-309.

145. **Klosa F.** Warmwasserversorgung im energetischen Vergleich// Hei zung, Luftung, Klima Haustechnik. 1986. № 6. S. 291-295.

146. **Klosa F.** Energieverwendung in den Gebäuden//Technik am Bau.1986 № 6. S. 421-426.

147. **Knol K. Straube H.** Entwicklungs Stendenzen und Anforderingen a Heizungssysteme//Stadt- und Gebäudetechnik.1985. № 10. S.150-153.

148. **Krukof J.F.** On the shortest spanning subtree of a graf & the travellin Salesman problem//Proc.Amer.Math.Soc.1956. № 7. P. 48-50.

149. **Lison E.** Die Hausanschlussstation Typ HA-3 - ein neuentwickelte Erzeugnis des Kombinates technische Gebäudeausrüstung für die Fernwärme versorgung,'/Stadt und Gebäudetechnik.1985. № 3. S. 39-41.

150. **Meyer J.** Direktwirkende mechanische Regler in Stationen der Fer nwärmever orgung und ihre Auswirkungen auf die technische Konzeption//Stadt und Gebäudetechnik.1986. № 1. S. 13-15.

151. **Mirielinska K.** Metodika tworzenia optimalnych unladow sieci ci eplnych pierscilniowych i wielopir-scienowych dla aglomeracij miejskich/ Prace naukowe politechniki warsawskiej. 1976. № 51. S. 49-64.

152. **Modernization** Prospects // H&V Engineer. 1983. Vol. 57. № 65 P. 10-11.

153. **Ollif H.** Auftragbelesung durch aktive Energieberatung// Sanitär-Hei zung- und Klimastechnik. 1985. № 3. S. 344-354.

154. **Pao Y.C.** Solving large structural stiffness matrix equations in Resum ble segments//Comput. & Struct. 1981. Vol.14. № 3/4. P. 247-254.

155. **Procol** remote control & automation system//Finnish Trade Revie Energy.1985. № 1. P. 11.

156. **Pruke J.K.M.** District heating & Cooling — a reappearing tech nology wh ose time has come // Energy Engineering. 1985. Vol. 83. № 1 P. 25-29.

157. **Retz B.** Möglichkeiten der Intergration industrieller Wärmeverbra ucher in Heizwassersysteme // Stadte- und Gebäudetechnik. 1986. № 1 S.18-21.

158. **Riedel M.** Gebäudetechnikautoma tionsystem auf mikroelektronischer Basis// Stadt- und Gebäudetechnik. 1982. № 10. S. 305-308; 1982. № 12. S. 182-184.

159. **Rüb F.** Messgeräte und Zähler//Heizung, Klima. 1981. № 5. S. 30-38.

160. **Sanford L.** Towards the automatic buildilg// Heating & Air Conditioning J. 1985/1986. Vol. 55. № 644. P. 13-15,16,18,20.

161. **Sanitar**, Heizungs und Klimatechnik. 1983. № 8. S. 647-651.

162. **Schmee J., Hahn G.J.** A computer program for simple linear regression with sensored data//J. Qual Technol. 1981. Vol. 13. P. 264-269.

163. **Schotsch J.** Die Fernwärme als Instrument der Umweltpolitik//Aufbau. 1986. № 11-22.

164. **Specialised** boiler house controller//The Heating & Air Conditioning J. 1985. Vol. 55. № 643. P. 29.

165. **Specific** engineering. 1984. Vol. 51. № 2. P. 92-94.

166. **Technische** ökonomische Aspekt und Problem der Wärmeversorgung innerstädtischer Wohngebiete//Stadt- und Gebäudetechnik. 1984. № 6. S. 81-84.

167. **Thermal** storage economics//Heating & Ventilating Engineer.1983. Vol. 57. № 660. P. 12.

168. **Trends** in district heating in Mainland Europe.//Heating & Ventilating Engineer. 1985. Vol. 58. № 671. P. 6-7.

169. **Wärme** bei der Stromerzeugung ausgekoppelt// Heizung, Luftung, Klima Haustechnik. 1986. № 6. S. 315-316.

170. **What** can I do to save energy?//Air Conditioning, Heating & Refrigeration News. 973. Vol. 123. P. 1-4.

171. **Мелентьев А.Н.** Режимы программного регулирования отпуска тепла в системах централизованного теплоснабжения. Автореф. дис.... канд. техн.наук. Л. 1981.

172. **Чистович С.А.** Адаптивная идентификация параметров и прогнозирование состояний для автоматизированных СЦТ. Автореф. дис.... канд. техн. наук. Л., 1985.

173. **Временные** рекомендации по составлению технико-экономического обоснования целесообразности создания АСУ ТП городских систем теплоснабжения. М.: ОНТИ АКХ. 1982.

174. **Методика** определения экономической эффективности автоматизированных систем управления городским хозяйством. М.: НПО АСУ «Москва», 1982.

175. **Методика** определения экономической эффективности автоматизированных систем управления энергосистемами и объединенными энергосистемами. М.: Минэнерго СССР, 1979.

176. **Методические** указания по определению экономического эффекта наладки систем теплоснабжения. М.: Союзтехэнерго, 1980.

177. **Методические** указания по определению расходов топлива. М. Стройиздат, 1979. С. 5-21.

178. **Монахов Г.В.** Пакет прикладных программ «Тепловые сети». Гидравлические режимы (РОТОК). Инв. № 11006873. 1983.

179. **Рекомендации** по оценке экономической эффективности внедрения средств телемеханики в коммунальную энергетику. М. НТИАКХ 1984.

180. **Рекомендации** по составлению технического задания на создание АСУ ТП городских систем теплоснабжения. М.: ОНТИ АКХ, 1982.

181. **Рекомендации** по экономии топлива в отопительных котельных с чугунными котлами. М.: ОНТИ АКХ. 1978.

182. **Система** повышения эффективности теплоснабжения промышленных предприятий за счет переохлаждения обратной теплофикационной воды, возвращаемой на ТЭЦ // Рекомендации на проектирование М.: Госстрой СССР. 1986.

183. **Справочник** по наладке и эксплуатации водяных тепловых сетей / В.И.Манюк, Я.И.Каплинский, Э.Б.Хиж и др. М.: Стройиздат, 1977

184. **Строительные** нормы и правила. Нормы проектирования. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. М.: Стройиздат, 1976

185. **Строительные** нормы и правила. Нормы проектирования. Тепловые сети. М.: Стройиздат, 1975.

186. **Типовая** методика определения эффективности капитальных вложений, утвержденная Госпланом СССР и Госстроем СССР, № 695 от 12.07.79 г.

187. **New** control technology for air conditioning improves I indoor climate & saves energy//Tour & Andersson, Inc. 1986/Каталог.

188. **Automatic** healthy control the energy saving system which pays for itself fast// Каталог фирмы Junkers. Wernau. 1985. S. 12-13.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие ... 3
Введение ... 6
Глава первая Проблемы создания автоматизированных систем теплоснабжения ... 9
1.1 СЦТ как объект управления ... 9
1.2. Совершенствование технологии и управления в СЦТ ... 24
1.3. Основные подсистемы АСУ ТП СЦТ и задачи, решаемые этими подсистемами ... 29
1.4. Проблемы создания АСУ ТП теплоснабжения ... 40
Глава вторая. Основные принципы построения АСУ ТП СЦТ ... 54
2.1. Управление с учетом иерархичности системы ... 54
2.2. Критерии управления на разных иерархических уровнях ... 64
2.3. Управление системой теплоснабжения при отклонениях от расчетного режима ... 66
Глава третья. Математические модели процессов теплоснабжения ... 70
3.1. Классификация подходов к математическому моделированию СЦТ ... 70
3.2. Математические модели гидравлических режимов ... 89
3.3. Математические модели теплового и теплогидравлического режимов ... 110
3.4. Нестационарные гидравлические режимы в тепловых сетях ... 122
Глава четвертая. Методы реализации управляемых СЦТ ... 131
4.1. Оптимизация распределения нагрузок между котлами ... 132
4.2. Оптимизация теплопотребления ... 137
4.3. Выбор уровня иерархии управления ... 144
4.4. Оптимальное управление СЦТ в аварийных и послеаварийных ситуациях ... 145
4.5. Выбор числа контрольных точек в автоматизированном микрорайоне ... 157
Глава пятая. Опыт создания автоматизированных СЦТ в нашей стране и за рубежом ... 168
5.1. О работе АСУ за рубежом ... 168
5.2. Опыт комплексной автоматизации СЦТ в нашей стране ... 172
5.3. Перспективы развития технических средств ... 180
5.4. Технико-экономические аспекты создания автоматизированных СЦТ ... 194
Список литературы ... 210