

3. ПОВЫШЕНИЕ УРОВНЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

3.1 Совершенствование критериев для анализа уровня энергоэффективности тепловых сетей

Энергоэффективность тепловых сетей характеризуется отношением тепловой энергии, полученной всеми потребителями (потребляемый тепловой поток, подводимый к инженерным системам зданий, определяется на входных отключающих устройствах), к тепловой энергии, выданной от источника (располагаемый тепловой поток, отпущенный котельной в подающую магистраль тепловой сети, определяется на выходных отключающих устройствах).

Энергетическая эффективность процесса транспортировки теплоносителя по тепловой сети растет с уменьшением потерь тепловой энергии в ее теплопроводах. Эти потери происходят за счет теплопередачи через стенку теплопроводов от теплоносителя в окружающую среду и с утечками самого теплоносителя. Компенсация тепловых потерь и уменьшение температуры теплоносителя при его движении по теплопроводам происходит за счет подпитки.

В качестве набора показателей энергоэффективности тепловых сетей предлагаются следующие варианты:

- удельный расход сетевой воды на прикрепленный блок тепловой нагрузки;
- удельный расход электрической энергии на транспорт теплоносителя;
- температура теплоносителя в обратном трубопроводе в зависимости от температуры сетевой воды в подающем трубопроводе согласно температурного графика;
- потери тепловой энергии при транспорте теплоносителя, в том числе через изоляцию и утечки теплоносителя;
- потери сетевой воды.

Таким образом, для оценки энергетической эффективности процесса транспортировки теплоносителя наиболее целесообразно использовать коэффициент эффективного функционирования тепловой сети ($k_{тс}$) [88]:

$$k_{тс} = Q_{п}/Q_{отп}, \quad (3.1)$$

где $Q_{п}$ - тепловой поток (потребляемый), подводимый к инженерным системам зданий потребителя, Вт; $Q_{отп} = C \cdot G_{п} \cdot (t_{под} - t_{обр})$;

C – удельная теплоёмкость теплоносителя (горячей воды), Дж/(кг·К), $c=4,18$ кДж/кг·К;

$G_{\text{п}}$ – расход теплоносителя, подводимого по теплопроводам тепловой сети к индивидуальным тепловым пунктам инженерных систем зданий, кг/с;

$t_{\text{под}}, t_{\text{обр}}$ – значения температуры теплоносителя, соответственно, на входе и на выходе из индивидуальных тепловых пунктов зданий, °С;

$Q_{\text{отп}}$ – располагаемый тепловой поток, отпущенный котельной в тепловую сеть, Вт, $Q_{\text{отп}}=Q_{\text{ис1}}=Q_2$;

$Q_{\text{ис1}}$ – полезно использованный тепловой поток (затраченный на нагрев воды в котле);

Q_2 – тепловой поток, поступающий из котельной в подающую магистраль тепловой сети, определяется по формуле:

$$Q_2 = C \cdot G_2 \cdot (t_{\text{под}}^* - t_{\text{обр}}^*), \quad (3.2)$$

где $t_{\text{под}}^*, t_{\text{обр}}^*$ – значения температуры теплоносителя, соответственно, на входе в подающую магистраль и на выходе из обратной магистрали тепловой сети, °С, $t_{\text{под}}^* = t_{\text{под}} + \Delta t_{\text{под}}, t_{\text{обр}}^* = t_{\text{обр}} - \Delta t_{\text{обр}}$;

$\Delta t_{\text{под}}, \Delta t_{\text{обр}}$ – перепады температуры теплоносителя, соответственно, в подающей и обратной магистралях тепловой сети, °С;

G_2 – расход теплоносителя, поступающего из котельной в подающую магистраль тепловой сети, кг/с, $G_2=G_{\text{п}}+G_{\text{с}}$;

$G_{\text{с}}$ – утечки сетевой воды (количество теплоносителя, теряемого в тепловой сети), кг/с, $G_{\text{с}}=G_2 - G_{\text{п}}$.

Раскрыв через расчетные формулы величины, входящие в выражение (1) и выполнив необходимые преобразования, получим:

$$k_{\text{ТС}} = \left(1 - \frac{G_{\text{с}}}{G_2}\right) \cdot \left(1 - \frac{\Delta t_{\text{под}} + \Delta t_{\text{обр}}}{t_{\text{под}}^* - t_{\text{обр}}^*}\right) = \left(1 - \xi_{\text{рпот}}\right) \cdot \left(1 - \xi_{\text{пот}}\right), \quad (3.3)$$

где $\xi_{\text{рпот}}$ – доля теплоносителя, теряемого в тепловой сети; по определению $\xi_{\text{рпот}}=G_{\text{с}}/G_2$;

$\xi_{\text{пот}}$ – доля теплоты, теряемой в тепловой сети за счет теплопередачи:
$$\xi_{\text{пот}} = \frac{\Delta t_{\text{под}} + \Delta t_{\text{обр}}}{t_{\text{под}}^* - t_{\text{обр}}^*}.$$

Коэффициент эффективного функционирования тепловой сети $k_{\text{ТС}}$ характеризует долю отпущенной котельной тепловой энергии, поступающей потребителю.

Определение доли теплоносителя $\xi_{\text{рпот}}$, теряемого в тепловой сети, необходимо для оценки эффективности эксплуатации тепловой сети по потерям сетевой воды при транспортировке на основе сопоставления фактических и нормативно-фактических потерь с учетом дополнительных годовых потерь за год. Сопоставление по потерям сетевой воды выполняется путем расчета величины разности годовых массовых фактических и расчетно-фактических значений потерь сетевой воды, отнесенной к годовому расчетно-фактическому отпуску тепла от источника.

Определение доли теплоты $\xi_{\text{пот}}$, теряемой тепловой сетью за счет теплопередачи, необходимо для оценки энергетической эффективности эксплуатации по потерям тепла при транспортировке на основе определения разности фактических и нормативных годовых тепловых потерь за год. Сопоставление производится также на основании относительной величины отклонения тепловых потерь как разности фактических и нормативных значений потерь теплоты, отнесенных к расчетно-фактическому отпуску тепла.

Соответственно, доля тепловой энергии $\xi_{\text{тс}}$, теряемой в тепловой сети, определяется с использованием выражения (3) по формуле:

$$\xi_{\text{тс}} = \frac{Q_{\text{отп}} - Q_{\text{с}}}{Q_{\text{отп}}} = 1 - k_{\text{тс}} = \xi_{\text{рпот}} + \xi_{\text{пот}} - \xi_{\text{рпот}} \cdot \xi_{\text{пот}}, \quad (3.4)$$

где $Q_{\text{с}} = Q_{\text{отп}} - Q_{\text{п}}$ – тепловой поток, теряемый за счет утечек сетевой воды в тепловой сети.

Долю тепловой энергии, теряемой в тепловой сети, обязательно необходимо учитывать при определении одного из ключевых режимных параметров работы системы теплоснабжения в целом - относительной доли использования теплоты при проведении комплексной и сравнительной оценки эксплуатации тепловых сетей с различными проектными и эксплуатационными условиями, структурой, составом, нагрузкой и другими характеристиками оборудования.

Представленный в работе критерий $k_{\text{тс}}$ учитывает фактические режимы эксплуатации системы теплоснабжения, критерий прост для расчетов и требует минимального количества несложных измерений и приборов для оценки его реальных и достоверных значений. Критерий можно использовать в практических целях для анализа энергоэффективности систем теплоснабжения при энергетических обследованиях, а также при целевом энергетическом мониторинге в системах энергетического менеджмента для отслеживания эффекта от внедренных энергосберегающих мероприятий.

Простой в практическом применении критерий оценки

энергоэффективности систем теплоснабжения учитывает ключевые показатели энергоэффективности тепловых сетей – коэффициент эффективного функционирования тепловой сети $k_{тс}$. Коэффициент $k_{тс}$ в относительной форме представления показывает, какая часть тепловой энергии, отпущенной котельной, поступает в инженерные системы потребителей, что позволяет при минимуме измеряемых параметров и простоте расчета дать представление об энергоэффективности тепловой сети и определить долю тепловой энергии $\xi_{тс}$, теряемой в её трубопроводах.

Критерий $k_{тс}$ подходит как для оценки энергоэффективности отдельного участка тепловой сети, так и для тепловой сети в целом, а также для определения относительной доли использования теплоты в системе теплоснабжения при проведении комплексной и сравнительной оценки эксплуатации тепловых сетей с различными проектными и эксплуатационными условиями, структурой, составом, нагрузкой и другими характеристиками оборудования.

Для проведения конкретных расчетов и установления значений критериев при оценке энергоэффективности процесса транспортировки теплоносителя по трубопроводам тепловой сети в качестве исходных данных расчета необходимо определить следующие технологические и технико-эксплуатационные показатели эффективности работы тепловой сети [89, 90]:

- потери и затраты теплоносителя в процессе передачи и распределения тепловой энергии;
- потери тепловой энергии, обусловленные потерями теплоносителя;
- потери тепловой энергии за счет теплопередачи через изоляционные конструкции трубопроводов тепловых сетей;
- объем подпитки (компенсации потерь теплоносителя при транспортировке) тепловых сетей. Это одна из основных статей расходов теплоснабжающих организаций, уменьшение этого показателя напрямую связано с энергоэффективностью тепловой сети в целом;
- расход тепловой энергии (тепловой поток) в тепловой сети;
- температура теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети на источнике тепла;
- температура теплоносителя в обратном трубопроводе тепловой сети на источнике тепла;
- расход теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети;
- общие и удельные затраты электроэнергии на передачу тепловой энергии, включая затраты насосными группами источников теплоснабжения.

Эти данные могут быть получены в ходе проведения энергетического обследования тепловой сети на этапе выполнения инструментального

обследования выбранного участка тепловой сети.

Измерение температур на теплопроводах следует выполнять в ходе проведения тепловых испытаний с соблюдением соответствующих требований нормативного документа [91], согласно которых на испытываемых участках двухтрубной водяной тепловой сети для определения фактических тепловых потерь должно быть организовано циркуляционное кольцо большой протяженности (до нескольких километров) из прямого и обратного трубопроводов с перемычкой между ними.

При подготовке к тепловым испытаниям необходимо провести анализ схемы тепловой сети, температурных режимов ее работы, наружного диаметра и длины труб, типов прокладки (подземная бесканальная и в каналах, надземная) и конструкций тепловой изоляции, сроков службы трубопроводов (года ввода в эксплуатацию), характерных случаев и причин повреждаемости, схемы, режимов работы и состава оборудования водоподогревательной установки, а также данных о техническом состоянии тепловой изоляции и конструкций прокладок в целом.

Тепловые испытания следует проводить в конце отопительного периода, когда вся конструкция теплопроводов и прилегающий грунт прогреты достаточно равномерно, что гарантирует получение стабильных результатов. Перед испытанием целесообразно восстановить разрушенную теплоизоляцию, высушить камеры и каналы, проверить работа дренажных устройств. Тепловые пункты потребителей, все ответвления и отдельные абоненты должны быть отключены. Расход на всех участках тепловой сети следует поддерживать одинаковым, поэтому циркуляцию воды производится через перемычки.

Испытаниям необходимо подвергать участки тепловой сети, тип прокладки и конструкции тепловой изоляции которых являются характерными для исследуемой сети. При этом минимальный объем испытываемых участков должен составлять не менее 20% материальной характеристики для подающего или обратного трубопровода, целесообразно, чтобы теплоперепад составлял не менее $\Delta t \geq 8^\circ\text{C}$. Материальная характеристика сети M_c , м^2 , определяется как сумма произведений d_n (наружного диаметра труб, м, в пределах одного участка сети по подающей или обратной линии при равных диаметрах труб) на L (протяженность участка сети, м) и суммируется по всей сети в целом: $M_c = \sum(d_n \cdot L)$.

Для пересчета полученных при испытаниях результатов на различные эксплуатационные режимы работы сети и для определения температурных параметров испытаний необходимо собрать следующие климатологические данные для того населенного пункта, в котором расположена испытываемая

сеть:

- среднегодовые $t_{гр}^{ср.г.}$ и среднемесячные $t_{гр}^{ср.м.}$ температуры грунта на средней глубине заложения оси трубопроводов (для подземной прокладки);
- среднегодовые $t_{в}^{ср.г.}$ и среднемесячные $t_{в}^{ср.м.}$ температуры наружного воздуха (для надземной прокладки).

3.2 Совершенствование способов диагностирования тепловых сетей

Диагностирование тепловых сетей на основании классических методов

В качестве примера рассмотрим результаты тепловых испытаний участков тепловой сети, теплоснабжение по которому осуществляется от котельной филиала «Донецктеплосеть» ГУП ДНР «ДОНБАССТЕПЛОЭНЕРГО», расположенной в одном из микрорайонов г. Донецка. Общая протяженность тепловых сетей котельной составляет 132 км, средний расчетный диаметр теплопроводов тепловой сети 133 мм. Ежегодно «Донецктеплосеть» планирует замену 4 км труб на тепловых сетях котельной, поэтому расчет годовой экономии тепловой энергии выполнен для четырех километров изолирования планово заменяемых труб при использовании изоляции из пенополиуретана (ППУ).

Тепловые испытания по определению фактических тепловых потерь надземных и подземных трубопроводов тепловых сетей с различными типами прокладки, подключенных к указанной котельной, проводились на нескольких участках тепловых сетей.

Основные параметры тепловых испытаний на всех участках определялись расчётным путём для следующих исходных данных:

- расход сетевой воды на начальном участке испытываемого кольца;
- значения температуры сетевой воды в подающей линии;
- ожидаемые значения температуры воды в обратном трубопроводе, расход подпиточной воды и время пробега воды по испытываемому циркуляционному кольцу;
- ожидаемая продолжительность испытаний.

На всех участках циркуляционного кольца задавался температурный режим в соответствии со следующими условиями:

- понижение температуры воды в циркуляционном кольце за счёт тепловых потерь при испытаниях должно происходить в интервале $8^{\circ}\text{C} \leq \Delta t \leq 20^{\circ}\text{C}$;
- разность между средней температурой воды по всем участкам испытываемых теплопроводов и температурой окружающей среды должна быть близка к среднегодовому значению разности средней по подающей и

обратной линиям температуре воды и температуре окружающей среды для данной теплосети.

Перед проведением тепловых испытаний было выполнено следующее:

- составлена и утверждена техническая программа тепловых испытаний;
- во всех пунктах наблюдения температуры врезаны гильзы для установки эталонных термометров;
- отключены все потребители, присоединённые к испытываемому кольцу, согласно рабочей программе тепловых испытаний;
- смонтирована циркуляционная перемычка для перепуска воды из подающего трубопровода в обратный, с врезкой на перемычке гильзы под термометр.

Входе тепловых испытаний измерялись:

- расход воды, циркулирующей по испытываемому кольцу;
- расход подпиточной воды;
- температура воды в точках наблюдения.

Для измерения расхода циркулирующей воды в кольце использовался переносной расходомер российского производства, прошедший поверку. Температуры воды и наружного воздуха измерялись эталонными термометрами ТМЦ 9210, установленными во всех точках наблюдений. Измерения проводились через каждые 10 минут.

Температурную волну зафиксировали во всех точках наблюдений, что позволило определить фактическое время пробега воды по каждому участку испытываемого кольца. Запись показаний приборов в пунктах замеров велась с периодичностью каждые 5 минут.

В результате испытаний определены тепловые потери для каждого из участков испытываемого кольца, а также отдельно для подающего и обратного трубопроводов, и произведен расчёт фактических потерь тепловой энергии на этих участках. Полученные значения тепловых потерь по каждому испытанному участку пересчитывались на среднегодовые условия работы тепловой сети для сравнения с нормативными значениями.

Произведено сравнение фактических тепловых потерь в сетях с ППУ изоляцией с нормативными тепловыми потерями, принятыми в теплотрассах «Донецктеплосеть».

Установлено, что фактические тепловые потери в тепловых сетях в условиях котельной «Донецктеплосеть» для подземной прокладки превышают нормативные в 1,97-3,59 раза, а для надземной - в 5-11 раз:

- потери тепла на 1 км тепловой сети ($Q_{\text{ктс}}$) по нормам филиала «Донецктеплосеть» составляют 13,42%, что соответствует 172,25 Гкал/год:

$$Q_{\text{ктс}} = \frac{Q_{\text{отп}} \cdot 13,42}{100 \cdot L} = \frac{169428 \cdot 13,42}{100 \cdot 132} = 172,25 \text{ Гкал/год.}$$

где $Q_{\text{отп}}=169428$ Гкал/год - отпускаемая тепловая энергия (по данным «Донецктеплосеть»);

L - общая протяженность тепловых сетей, L=132 км;

- фактические потери тепла в неизолированных или при плохо изолированных трубопроводах составляют 20%, что соответствует 256,71 Гкал/год:

$$Q_{\text{ф}} = \frac{Q_{\text{отп}} \cdot 13,42}{100 \cdot L} = \frac{169428 \cdot 20,0}{100 \cdot 132} = 256,71 \text{ Гкал/год.}$$

- потери тепла в трубопроводах, изолированных ППУ изоляцией, составляют 2%, что соответствует 25,67 Гкал/год:

$$Q_{\text{ППУ}} = \frac{Q_{\text{отп}} \cdot 0,02}{100 \cdot L} = \frac{169428 \cdot 0,02}{100 \cdot 132} = 25,67 \text{ Гкал/год.}$$

Снижение тепловых потерь на 1 км теплотрассы составило:

- по сравнению с нормативами «Донецктеплосеть» при применении пенополиуретана:

$$\mathcal{E}_1 = 172,25 - 25,67 = 146,58 \text{ Гкал/год.}$$

- по сравнению с фактическими потерями:

$$\mathcal{E}_2 = 256,71 - 25,67 = 231,04 \text{ Гкал/год.}$$

Главным показателем тепловой эффективности тепловой сети являются тепловые потери (Вт/м) с наружной поверхности изолированными трубопроводами при бесканальной, канальной или воздушной прокладке, а также срок эксплуатации тепловой изоляции. Исходя из этих показателей высчитывают проектное значение КПД тепловой изоляции теплопроводов по формуле:

$$\eta_{\text{из}}^{\text{п}} = \frac{Q_{\text{тр}} - Q_{\text{из}}}{Q_{\text{тр}}}, \quad (3.5)$$

где $Q_{\text{тр}}$ – тепловые потери неизолированного теплопровода;

$Q_{\text{из}}$ – тепловые потери изолированного теплопровода.

Проектные значения КПД тепловой изоляции тепловых сетей принимают на уровне $\eta = 0,9 \dots 0,95$.

В нашем случае значения КПД тепловой изоляции тепловых сетей, рассчитанные в соответствии с нормативами «Донецктеплосеть» при применении в качестве теплоизоляции пенополиуретана, составит:

$$\eta_{\text{из}}^{\text{н}} = \frac{172,25 - 25,67}{172,25} = 0,85.$$

В КПД тепловой изоляции тепловых сетей, рассчитанные в соответствии с фактическими потерями, при применении в качестве теплоизоляции

пенополиуретана, составит:

$$\eta_{\text{из}}^{\text{ф}} = \frac{256,71 - 25,67}{256,71} = 0,9.$$

Сравнение полученных значений КПД использования тепловой изоляции при расчетах по нормативным и фактическим потерям тепловой энергии показывает, что они различаются между собой на 5%.

При этом значения коэффициентов превышения фактических потерь тепла $K_{\text{ф}}$ над нормативными значениями составят:

- на неизолированном теплопроводе:

$$K_{\text{ф}} = \frac{256,71}{172,25} = 1,49$$

- на изолированном теплопроводе:

$$K_{\text{ф}} = \frac{231,04}{146,58} = 1,58$$

Поскольку чем ниже значение коэффициента $K_{\text{ф}}$, тем выше энергетическая эффективность теплопроводов тепловой сети и теплообменного оборудования, то получается, что нанесение тепловой изоляции в данном конкретном случае не повышает, а наоборот, понижает энергетическую эффективность теплопроводов тепловой сети, что противоречит практике использования тепловой изоляции и здравому смыслу. Это означает, что нормативные тепловые потери были занижены минимум на 6% ($1 - 1,49/1,58 = 0,94$), что подтверждается анализом данных проведенных тепловых испытаний (фактические потери тепла в неизолированных или при плохо изолированных трубопроводах составляют 20% при нормативных 13,4%).

Диагностирование на основании идентификации критерия $K_{\text{тс}}$

В данной работе использование предлагаемого критерия и методики проведения исследования на его основе в целом проиллюстрировано на примере тепловых сетей в г. Донецке.

Необходимые температурные характеристики принимались как многолетние по материалам ближайшей к г. Донецку метеостанции, а также из справочников по климатологии.

В исследованных теплосетях г. Донецка встречаются три варианта типов прокладки и конструкций изоляции: подземная канальная прокладка с теплоизоляцией минеральной ватой, подземная канальная прокладка без теплоизоляции и надземная прокладка с изоляцией минеральной ватой.

Испытаниям подвергались участки сети, у которых типы прокладки и конструкции изоляции являются преобладающими (доля более 0,15 от обще-

го объема сети). Средняя температура за период испытаний на глубине залегания составляла +2°C, температура наружного воздуха: средняя -7,6°C; средняя за отопительный период: -1,64°C.

Анализ материальной характеристики тепловых сетей проводился по схемам внешних тепловых сетей обследуемых котельных.

Результаты испытаний и расчетов по тепловым сетям ряда котельных г. Донецка с подземной двухтрубной прокладкой в непроходных каналах с изоляцией минеральной ватой (на отдельных участках котельных № 11, 14 - надземная прокладка с изоляцией минеральной ватой) представлены в табл.3.1.

Таблица 3.1

Результаты испытаний и расчетов по тепловым сетям ряда котельных г. Донецка (основной вариант прокладки - подземная двухтрубная прокладка в непроходных каналах с изоляцией минеральной ватой)

Номер котельной	Суммарная длина участков, м	Материальная характеристика, м·м	Суммарный расход сетевой воды за отопительный период, тыс. м ³	Суммарный расход подпиточной воды за отопительный период, тыс. м ³	Годовой отпуск тепла, Гкал	Тепловые потери с подпиточной водой, Гкал	Суммарные потери тепла, Гкал/год	Температура средняя за отопительный период, °С		Доля потерь теплоносителя в тепловой сети $\xi_{\text{рплог}}$	Доля потерь теплоты в трубах за счет теплопередачи $\xi_{\text{плог}}$	Коэффициент эффективности работы тепло-вой сети $K_{\text{те}}$
								подающий трубопровод	обратный трубопровод			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	11010	3448,12	7206,912	9,535	34700	499,04	5532,4	59,30	42,86	0,0013	0,0144	0,9843
2	4137	602,33	2260,992	12,007	11162	545,65	1623	52,28	40,87	0,0053	0,0489	0,9461
3	3330	886,56	4259,232	3,103	10518	139,64	1344,7	51,83	43,10	0,0007	0,0133	0,9860
4	1092	266,85	1739,904	1,504	3822	66,221	601,42	50,84	43,55	0,0009	0,0173	0,9818
5	1856,6	570,93	1845,888	2,523	16618	115,47	1540	52,61	37,11	0,0014	0,0069	0,9917
6	890	100,56	724,224	0,712	3250,9	34,656	342,16	55,57	45,21	0,001	0,0107	0,9884
7	2250	679,43	1702,810	7,819	10382	379,51	1767,4	55,43	38,28	0,0046	0,0366	0,9590
8	1384	412,52	3166,272	3,505	17744	182,03	2223,4	58,89	38,27	0,0011	0,0103	0,9887
9	2765	728,00	2075,520	4,102	7135	191,41	874,31	53,52	42,32	0,0019	0,0268	0,9713
10	3963	889,19	1576,512	4,808	8611	204,95	979,35	49,41	42,20	0,0031	0,0238	0,9732
11	$\frac{3446}{1380}^*$	$\frac{474,78}{302,22}^*$	3511,603	5,206	10461	260,51	$\frac{1384}{674892}^*$	56,96	41,25	0,0015	0,0249	0,9737
12	3183	983,26	2461,920	7,600	10195	329,33	1683,5	50,13	40,06	0,0031	0,0323	0,9647
13	$\frac{6167}{1000}^*$	$\frac{2050,04}{650,00}^*$	1616,256	15,480	21438	715,64	$\frac{4266,8}{1195119}^*$	53,08	40,50	0,0096	0,0334	0,9574

* - надземная двухтрубная прокладка с изоляцией минеральной ватой.

Величины потерь сетевой воды и тепловой энергии (табл. 3.1) сведены к обобщенным относительным формам представления, что позволяет нивелировать схемные, структурные и другие особенности тепловых сетей. С другой стороны, эти показатели зависят от таких конкретных условий функционирования тепловой сети, как: срок эксплуатации, проектный температурный график, материальная характеристика и т.д.

Исходя из этого, необходимо сгруппировать тепловые сети так, чтобы можно было сравнивать показатели эффективности передачи тепла для сетей, попадающих в одинаковые группы, на основе сравнения показателей и диапазонов их изменения.

Примерный перечень таких показателей и диапазонов их изменения, обеспечивающих эквивалентность различных сетей, приведен в табл. 3.2. Показатели энергетической эффективности эксплуатации таких сетей могут сравниваться, в том числе, и по абсолютным значениям потерь энергоносителей при транспортировке.

Таблица 3.2

Группировка тепловых сетей по показателям и диапазонам их изменения

№ п/п	Показатели	Диапазоны изменения
1	Общий средний срок эксплуатации трубопроводов, лет	менее 5; от 5 до 10; от 10 до 15; от 15 до 20; от 20 и более
2	Средний (по материальной характеристике) диаметр трубопроводов тепловых сетей, мм	менее 200; от 200 до 400; от 400 до 600; от 600 до 800
3	Относительная материальная характеристика тепловой сети, м ² /(Гкал/ч)	менее 100; от 100 до 300; от 300 и более
4	Относительная структурная характеристика $L_o=L/L_c$, где L - средняя протяженность сети по основным магистралям выводов от источника тепловой энергии до наиболее удаленного потребителя; L_c - суммарная протяженность всех магистральных сетей	менее 0,1; от 0,1 до 0,3; от 0,3 до 0,6; от 0,6 до 0,9; от 0,9 и более
5	Доля тепловой энергии, теряемой в тепловой сети $\xi_{тс}$	менее 0,1; от 0,1 до 0,15; от 0,15 до 0,2; от 0,2 до 0,25; от 0,25 и более
6	Структура сетей по применяемой тепловой изоляции трубопроводов, в % к суммарной материальной характеристике: - надземная, - подземная (в непроходных каналах или бесканальная)	выбирается по наибольшему проценту

3.3 Выбор конструктивных решений для повышения уровня энергоэффективности тепловых сетей

Тепловые сети являются одним из самых ответственных и технически сложных элементов системы трубопроводов городского хозяйства и промышленности. Высокая рабочая температура и давление теплоносителя (воды) являются причиной повышенных требований к надежности сетей теплоснабжения и безопасности их эксплуатации. Использование традиционных методов и материалов, используемых при их строительстве и ремонте, при-

ведет к необходимости замены трубопроводов каждые 10-15 лет, к капитальному ремонту с полной заменой труб и теплоизоляции, а также к потерям до 25% транспортируемого тепла. Помимо этого, необходимо постоянно проводить профилактические работы, что также требует больших затрат материалов и средств.

Из вышесказанного можно сделать вывод, что проблемы теплоснабжения жилищно-коммунального хозяйства имеют не только экономический, но структурный характер. Одним из слабых мест является энергетическая составляющая, поскольку неэффективное использование тепловой энергии приводит к увеличению расхода топливных ресурсов и росту тарифов. Необходимы срочные действия для повышения энергоэффективности систем теплоснабжения, в том числе тепловых сетей.

Общими проблемами в работе тепловых сетей региона является то, что в тепловых сетях не выполнены наиболее выгодные и оправданные прокладки трубопроводов; не во всех тепловых сетях регулируется гидравлический режим, что приводит к увеличению расхода теплоносителя, и, следовательно, к излишним затратам на перекачку теплоносителя.

Анализ данных энергообследований состояния тепловых сетей Донецкой Народной Республики, выполненных в последние годы, выявил наличие участков тепловых сетей, на которых скорость теплоносителя меньше 0,5 м/с, что указывает на завышенные диаметры отводящего трубопровода. Если завышение диаметра магистрального трубопровода оправдано запасом для развития систем теплоснабжения и присоединения новых объектов, то завышение диаметра отводящего трубопровода является причиной неоправданных потерь тепла в сети, а также удорожания затрат на транспортировку, амортизацию и повышение тарифов. Поэтому одним из конструктивных решений для повышения уровня энергоэффективности тепловых сетей является замена отводящих трубопроводов на трубопроводы с более низким диаметром.

Поэтому, на наш взгляд, наиболее перспективным направлением повышения энергоэффективности работы оборудования и трубопроводов тепловых сетей является снижение средних диаметров трубопроводов тепловой сети путём замены используемых отводящих трубопроводов на трубопроводы меньших диаметров при аварийных или планово-предупредительных ремонтах. Такой подход позволит повысить энергоэффективность системы теплоснабжения в целом, сохраняя потенциал тепловых сетей по транспортировке энергии на случай подключения новых потребителей, оказывая наименьшее влияние на существующие системы теплоснабжения.

Высокие цифры потерь тепла через тепловую изоляцию и с утечкой теплоносителя (около 30% объема транспортируемой тепловой энергии в среднем, или от 20 до 50% выработки тепловой энергии в отопительный период и от 30 до 70% летом). Причины этого были описаны в предыдущих разделах: увлажнение (по разным причинам) теплоизоляции трубопроводов, приводящее к резкому увеличению потерь тепла, а также внешняя коррозия и чрезмерная утечка теплоносителя.

Общепринятой тенденцией при модернизации и ремонте тепловых сетей принят негласный стандарт на использование трубопроводов с тепловой изоляцией заводской готовности из пенополиуретана (ППУ). Как уже указывалось ранее в предыдущих разделах, такие трубы обладают наилучшим соотношением надёжности, теплозащиты, стоимости изготовления и монтажа. Для этих трубопроводов коэффициент теплопередачи изоляции слабо зависит от диаметра и приблизительно равен $0,6-0,7 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$. В существующих тепловых сетях из-за увлажнения изоляции этот коэффициент может увеличиваться в 2-3 раза.

Эти конструктивные решения в тепловых сетях активно применяются уже не один десяток лет, но не для экономии тепловой энергии, а потому, что на замену сетей при ремонтных работах требуется меньше капитальных затрат, повышается надёжность и долговечность тепловых сетей. При этом замена ветхих, но не выработавших полностью свой эксплуатационный ресурс трубопроводов, часто оказывается экономически невыгодной.

Поэтому возникает необходимость улучшения теплоизоляции отводящих трубопроводов (или замена ветхих старых труб) на предизолированные ППУ трубопроводы для снижения тепловых потерь в тепловой сети.

Наиболее распространённые как в регионе, так и по стране в целом способы отпуска теплоты потребителям – регулировка количества теплоты, подаваемой потребителям, при постоянном расходе теплоносителя за счет изменения температуры теплоносителя. В таком случае все потребители получают пропорциональное их тепловым нагрузкам строго определенное его количество теплоносителя из его общего расхода. В реальных условиях по ряду объективных и субъективных причин эти условия часто не выдерживаются, что приводит к снижению качества теплоснабжения отдельных потребителей. Для устранения этого недостатка теплоснабжающим организациям приходится увеличивать расходы теплоносителя, что ожидаемо приводит к росту затрат на электричество, увеличению утечек теплоносителя и к избыточному потреблению топлива на источниках теплоснабжения [91].

Решить эти проблемы можно путем периодического проведения мероприятий по совершенствованию гидравлического режима тепловой сети, главная цель которых – обеспечить распределение теплоносителя в сети пропорционально тепловым нагрузкам потребителей.

Таким образом, в перечень конструктивных решений для повышения уровня энергоэффективности тепловых сетей региона необходимо внести следующие:

- ликвидация длинных теплотрасс и паропроводов за счет создания локальных источников тепловой энергии с высокими экономическими показателями либо при отказе от использования пара в технологии и на нужды отопления;
- применение предизолированных труб с тепловой изоляцией заводской готовности из пенополиуретана (ППУ);
- замена отводящих трубопроводов с завышенным диаметром на трубопроводы меньшего диаметра;
- регулировка гидравлического режима водной тепловой сети за счет установки сужающих устройств на объектах тепловой сети.

Рассмотрим указанные конструктивные решения и методику их технико-экономического обоснования для повышения уровня энергоэффективности тепловых сетей региона.

1. Ликвидация длинных теплотрасс и паропроводов.

При разработке технико-экономического обоснования ликвидации длинных теплотрасс и паропроводов необходимо прежде всего оценить экономический эффект от проведения этого мероприятия. Он достигается за счет:

- устранения тепловых потерь по теплотрассе или паропроводу;
- снижения потребления электроэнергии.

Ликвидация длинных теплотрасс и паропроводов может быть осуществлена следующими способами:

- за счет создания локального источника тепловой энергии с высокими экономическими показателями;
- при отказе от использования пара в технологии и на нужды отопления.

Процедура определения экономии топлива от ликвидации длинных теплотрасс и паропроводов включает в себя следующие этапы расчета.

На первом этапе определение перерасхода топлива при отпуске тепловой энергии в виде горячей воды или пара. По результатам испытаний либо по расчету определяем потери $\Delta Q_{\text{пот}}$ по теплотрассе.

Далее определяем перерасход топлива, получаемый при использовании

теплопровода:

$$\Delta B_{тэ} = (Q + \Delta Q_{пот})b_{тэ}/1000 - Q \cdot b_{тэ \text{ л.и.}}/1000, \text{ т у.т.}, \quad (3.6)$$

где Q – количество полученной тепловой энергии, Гкал;

$\Delta Q_{пот}$ - потери по теплотрассе, Гкал;

$b_{тэ}$ – удельный расход топлива действующего теплоисточника, кг у.т./Гкал;

$b_{тэ \text{ л.и.}}$ – удельный расход топлива локального теплоисточника, кг у.т./Гкал;

Определяем расход электроэнергии $\mathcal{E}_{п}$, необходимой для передачи тепловой энергии по длинной теплотрассе:

$$\mathcal{E}_{п} = (Q + \Delta Q_{пот})\mathcal{E}_{тэ \text{ эл}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (3.7)$$

где $\mathcal{E}_{тэ \text{ эл}}$ – удельный расход электроэнергии, необходимой для транспорта и производства 1 Гкал тепловой энергии, кВт·ч/Гкал.

Определяем расход электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{л.и.}}$, необходимой для производства и транспорта тепловой энергии от локального источника:

$$\mathcal{E}_{\text{л.и.}} = Q \cdot \mathcal{E}_{тэ \text{ эл}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}. \quad (3.8)$$

Определим расход топлива, необходимый для покрытия перерасхода электроэнергии на производство тепловой энергии с учетом потерь в электросетях:

$$\Delta B_{э} = (\mathcal{E}_{п} - \mathcal{E}_{\text{л.и.}}) \cdot k_{пот} \cdot b_{э} \cdot 10^{-6}, \text{ т у.т.}, \quad (3.9)$$

где $k_{пот}$ – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях;

$b_{э}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт ч.

Таким образом, общая экономия топлива ΔB от ликвидации длинной теплотрассы составит:

$$\Delta B = \Delta B_{тэ} + \Delta B_{э}, \text{ т у.т.} \quad (3.10)$$

Далее для принятия окончательного решения о реализации данного конструктивного решения на основе оценки степени повышения энергоэффективности тепловых сетей при ликвидации длинных теплотрасс и паропрово-

дов предлагается использовать коэффициент эффективного функционирования тепловой сети $k_{тс}$, согласно формулы (3.3) п.3.1, характеризующий долю отпущенной котельной тепловой энергии, поступающей потребителю.

Такой подход позволит определить, какая часть тепловой энергии, отпущенной котельной, поступает в инженерные системы потребителей, и дать представление об энергоэффективности тепловой сети и определить долю теряемой в её трубопроводах тепловой энергии $\xi_{тс}$, рассчитанной по формуле (3.4) п.3.1 при минимуме измеряемых параметров и простоте расчета.

После принятия решения о реализации данного мероприятия выполняется расчет срока окупаемости ликвидации длинной теплотрассы и внедрения локального теплоисточника выполняется следующим образом.

На первом этапе определяется величина укрупненных капиталовложений:

- стоимость оборудования $C_{об}$ определяется на основании тендера;
- стоимость проектных работ принимается равной до 10% от стоимости строительно-монтажных работ $C_{смр}$;

- стоимость строительно-монтажных работ $C_{смр}$: 25–30% от стоимости оборудования $C_{об}$;

- стоимость пуско-наладочных работ: 3–5% от стоимости оборудования.

- капиталовложения в мероприятие $K_{л.и.}$:

$$K_{л.и.} = C_{об} + 0,1 \cdot C_{смр} + (0,25-0,3) \cdot C_{об} + (0,03-0,05) \cdot C_{об}, \text{ тыс.руб.} \quad (3.11)$$

На последнем этапе определяется срок окупаемости мероприятия $T_{ок}$:

$$T_{ок} = K_{л.и.} / (\Delta B \cdot C_{топл}), \text{ лет,} \quad (3.12)$$

где $K_{л.и.}$ - капиталовложения в мероприятие, тыс.руб.;

ΔB – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{топл}$ – стоимость 1 т у.т. (тыс.руб.), уточняется на момент составления расчета.

Установленный средний срок окупаемости такого конструкционного решения обычно составляет от 6 до 8 лет.

2. Применение предизолированных труб с тепловой изоляцией заводской готовности из пенополиуретана (ППУ).

При разработке технико-экономического обоснования конструктивного решения по применению предизолированных труб необходимо прежде всего оценить экономический эффект от проведения этого мероприятия. Он достигается за счет:

- сокращения тепловых потерь в теплотрассах;

- снижения потребления электроэнергии на транспорт тепловой энергии.

Процедура определения экономии топлива от применения предизолированных труб включает в себя следующие этапы расчета.

На первом этапе определяется перерасход топлива при отпуске тепловой энергии в виде горячей воды или пара. По результатам испытаний либо по расчету определяем потери $\Delta Q_{\text{пот}}$ по теплотрассе. Далее согласно принятым в п.1 обозначений и по аналогии с формулой (3.6) определяем перерасход топлива, получаемый при использовании данного теплопровода:

$$\Delta B_{\text{тэ}} = (Q + \Delta Q_{\text{пот}}) \cdot b_{\text{тэ}} / 1000 - (Q + Q_{\text{потПИ}}) \cdot b_{\text{тэ}} / 1000, \text{ т у.т.}, \quad (3.13)$$

где $\Delta Q_{\text{пот}}$ – потери по существующей теплотрассе, Гкал,

$Q_{\text{потПИ}}$ – потери по теплотрассе из предизолированных труб.

Далее в соответствии с формулой (3.7) определяем расход электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{п}}$, необходимый на передачу тепловой энергии по существующей теплотрассе:

$$\mathcal{E}_{\text{п}} = (Q + \Delta Q_{\text{пот}}) \cdot \mathcal{E}_{\text{тэ эл}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}. \quad (3.14)$$

Аналогично формулы (3.8) определяем расход электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{пи}}$, необходимой для производства и транспорта тепловой энергии по теплотрассе из предизолированных труб:

$$\mathcal{E}_{\text{пи}} = (Q + Q_{\text{потПИ}}) \cdot \mathcal{E}_{\text{тэ эл}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}. \quad (3.15)$$

Определим по аналогии с формулой (3.9) расход топлива, необходимый для покрытия перерасхода электроэнергии на производство и транспорт тепловой энергии с учетом потерь в электросетях:

$$\Delta B_{\text{э}} = (\mathcal{E}_{\text{п}} - \mathcal{E}_{\text{пи}}) \cdot k_{\text{пот}} \cdot b_{\text{тэ}} \cdot 10^{-6}, \text{ т у.т.}, \quad (3.16)$$

где $k_{\text{пот}}$ – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях;

$b_{\text{тэ}}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт ч.

Таким образом, общая экономия топлива ΔB от применения предизолированных труб составит (см. формулу (3.10)):

$$\Delta B_{\text{пи}} = \Delta B_{\text{тэ}} + \Delta B_{\text{э}}, \text{ т у.т.} \quad (3.17)$$

Расчет срока окупаемости применения предизолированных труб выполняется следующим образом.

На первом этапе определяется величина укрупненных капиталовложений (см. п.1) с учетом стоимости оборудования $C_{об}$, стоимость проектных работ, строительно-монтажных работ $C_{смр}$, стоимость пуско-наладочных работ, капиталовложения в мероприятие $K_{пи}$ (аналогично формулы (3.11)):

$$K_{пи} = C_{об} + 0,1 \cdot C_{смр} + (0,25-0,3) \cdot C_{об} + (0,03-0,05) \cdot C_{об}, \text{ тыс.руб.} \quad (3.18)$$

На последнем этапе определяется срок окупаемости мероприятия $T_{ок}$ по формуле (3.12):

$$T_{ок} = K_{пи} / (\Delta B_{пи} \cdot C_{топл}), \text{ лет,} \quad (3.19)$$

где $\Delta B_{пи}$ – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т..

Установленный средний срок окупаемости такого конструкционного решения обычно составляет от 8 до 10 лет.

Далее для оценки степени повышения энергоэффективности тепловых сетей при применении предизолированных труб, исходя из рассчитанных показателей, предлагается рассчитывать проектное значение КПД тепловой изоляции теплопроводов по формуле (3.5), приведенной в п.3.2.

Проектные значения КПД тепловой изоляции тепловых сетей, выполненные по нормативным потерям тепловой энергии, принимаются на уровне $\eta=0,9...0,95$, они сравниваются с КПД тепловой изоляции тепловых сетей, рассчитанными в соответствии с фактическим теплопотерями.

На следующем этапе сравнение значений коэффициентов превышения фактических потерь тепла $K_{ф}$ (п.3.2) над нормативными значениями (на существующем и на изолированном ППУ теплопроводах). В случае, если $K_{ф}$ на изолированном ППУ теплопроводе окажется ниже значения $K_{ф}$ на существующем теплопроводе, то это будет означать, что энергетическая эффективность теплопроводов тепловой сети в результате выполнения предложенного конструктивного решения повысилась, мероприятие выбрано верно.

Максимальную эффективность от внедрения от внедрения данного мероприятия можно наблюдать при перекладке трубопроводов тепловых сетей бесканально с использованием современных теплоизоляционных материалов типа пенополиуретан. Поскольку в настоящее время во многих регионах России прослеживается тенденция реализации перекладок трубопроводов имен-

но в ППУ-изоляции, внедрение предизолированных труб вместе с перекладками актуально для любой системы теплоснабжения.

3. Замена отводящих трубопроводов с завышенным диаметром на трубопроводы меньшего диаметра

Предлагается следующий способ повышения энергоэффективности тепловых сетей путём замены используемых отводящих трубопроводов на трубопроводы меньшего диаметра, позволяющий снизить капитальные затраты на проведение монтажных работ. Кроме того, данное конструктивное решение позволит уменьшить расход теплоносителя, и, следовательно, избежать излишних затрат на перекачку теплоносителя.

Как уже указывалось выше, если завышение диаметра магистрального трубопровода оправдано запасом для развития систем и присоединения новых объектов, то завышение диаметра отводящего трубопровода приводит к неоправданным потерям тепловой энергии в сети.

Суть способа заключается в прокладке новых прямого или обратного отводящего трубопроводов меньшего диаметра при проведении аварийных или планово-предупредительных ремонтов. При этом диаметры устанавливаемых трубопроводов выбирают таким образом, чтобы гидравлические сопротивления прямого и обратного трубопровода было максимально приближены к гидравлическим сопротивлениям сужающего устройства, но не превышало их. Преимущество должно отдаваться подающим трубопроводам, так как их потери тепловой энергии больше ввиду более высокой температуры проходящего по ним теплоносителя.

Снижение диаметров отводящих трубопроводов ведёт к снижению общей поверхности трубопроводов тепловых сетей и к увеличению скоростей движения в них теплоносителя, то есть к снижению потерь тепла.

Ещё одним важным аспектом реализации указанного конструктивного решения является увеличение скоростей движения теплоносителя по трубопроводам сети, что может привести к возникновению повышенного уровня шума и вибрациям трубопроводов. При возникновении таких явлений необходимо предусмотреть установку антивибрационных компенсаторов, которые позволяют обезопасить систему теплоснабжения потребителей от негативных последствий уменьшения диаметров трубопроводов.

Для проверки значений расходов сетевой воды используется величина скорости теплоносителя v , которая не должна превышать 1,5 м/с на магистральных и 0,5 м/с на отводящих трубопроводах тепловых сетей.

Скорость движения сетевой воды в м/с на расчетном участке трубопрово-

да определяется по формуле:

$$v = \frac{4 \cdot G_{\text{ч}}}{3,14 \cdot d_{\text{уч}}^2 \cdot 3600}, \text{ м/с}, \quad (3.20)$$

где $G_{\text{ч}}$ – расчетный расход сетевой воды на участке, т/ч;

$d_{\text{уч}}$ – диаметр расчетного участка трубопровода, м.

Если скорость на участках трубопроводов сети меньше 1,5 м/с (магистральные трубопроводы) либо меньше 0,5 м/с (отводящие трубопроводы), то делаем вывод, что в тепловой сети завышены диаметры, что приводит к большим потерям тепловой энергии. При этом необходимо учитывать, что в случае с магистральными трубопроводами уменьшать их диаметры не рекомендуется, так как возможно подключение новых потребителей при застройке прилегающей территории в будущем.

Определив величины оптимальных средних диаметров отводящих трубопроводов с учётом энергоэкономических показателей сети и сравнив полученные значения с существующим средним диаметром, можно разработать планы по приведению существующего диаметра к его оптимальному значению. Вычисленная таким образом величина оптимального диаметра будет зависеть как от энергетических параметров (качества изоляции трубопроводов тепловой сети, температурного графика, к.п.д. сетевых насосов), так и от экономических (соотношения тарифов на тепловую и электрическую энергию), и будет динамически изменяться с течением времени.

В соответствии с существующей методикой гидравлического расчёта тепловых сетей [92] минимальные диаметры трубопроводов могут быть рассчитаны по формуле:

$$d_{\text{мин}}^{5,25} = 0,0893 k_{\text{э}}^{0,25} \frac{G^2}{(h_{\text{м}} - h_{\text{п}}) \rho}, \text{ м}, \quad (3.21)$$

где G – расход теплоносителя, т/ч;

ρ - плотность теплоносителя, кг/м³;

$h_{\text{м}}$ - перепад давления на ответвлении от магистрального трубопровода к потребителю, Па;

$h_{\text{п}}$ - требуемый перепад давления для системы теплоснабжения объекта, Па.

$k_{\text{э}}$ – абсолютная эквивалентная шероховатость трубопроводов.

При расчётах минимального допустимого диаметра трубопроводов используется максимальное допустимое значение коэффициента шероховатости. При отсутствии более точных данных принимается значение $k_s=0,001\text{ м}$.

К установке принимаются трубопроводы с ближайшим по значению большим внутренним диаметром. Возможны варианты установки подающего и обратного трубопроводов разного диаметра, при этом средние диаметры отводящих трубопроводов данного участка сети должны быть больше минимально допустимых диаметров.

Тепловые потери $Q_{\text{тп}}$ в Гкал/ч расчетного участка трубопровода в соответствии с [93] определяются по формуле:

$$Q_{\text{тп}} = \frac{l_{\text{уч}} r_{\text{tot}}}{1,163 \cdot 10^3}, \text{ Мкал/ч}, \quad (3.21)$$

где $l_{\text{уч}}$ – длина расчетного участка трубопровода, м.

r_{tot} – норма плотности теплового потока в непроходном канале, Вт/м, [93].

Далее для принятия окончательного решения о реализации данного конструктивного решения на основе оценки степени повышения энергоэффективности тепловых сетей при замене отводящих трубопроводов с завышенным диаметром на трубопроводы меньшего диаметра предлагается использовать коэффициент эффективного функционирования тепловой сети $k_{\text{тс}}$, рассчитываемый по формуле (3.3) п.3.1, характеризующий долю отпущенной котельной тепловой энергии, поступающей потребителю.

Такой подход позволит определить, какая часть тепловой энергии, отпущенной котельной, поступает в инженерные системы потребителей, и дать представление об энергоэффективности тепловой сети и определить долю теряемой в её трубопроводах тепловой энергии $\xi_{\text{тс}}$, рассчитанной по формуле (3.4) п.3.1 при минимуме измеряемых параметров и простоте расчета.

Экономия от замены отводящих трубопроводов рассчитываем, предполагая, что новые трубопроводы выбираются меньшего диаметра (рекомендованного ранее). Формула для расчета экономии от замены отводящих трубопроводов имеет вид [94]:

$$\mathcal{E} = \sum Z_c - \sum Z_{\text{п}}, \text{ руб.}, \quad (3.20)$$

где $\sum Z_c$ - затраты на закупку трубопроводов существующих диаметров, руб.;

$\sum Z_{\text{п}}$ - затраты на закупку трубопроводов предложенных диаметров, руб.:

$$Z_i = C_i \cdot l, \text{ руб.}, \quad (3.21)$$

где C_i - цена погонного метра трубопровода, руб./м.п.,

l - длина трубопровода, м.п..

Основная величина расходов – стоимость труб для тепловой сети системы теплоснабжения (берется согласно [94]).

Замена труб осуществляется при ремонтных и аварийных работах.

Таким образом, для расчетов затрат на замену отводящих трубопроводов необходимо собрать следующие данные: длина подлежащих замене участков l , м; диаметр существующих трубопроводов, d_c , мм; цена погонного метра существующих трубопроводов, C_c , руб./п.м.; диаметр предложенных для замены трубопроводов, $d_{\text{п}}$, мм; цена погонного метра предложенных для замены трубопроводов, $C_{\text{п}}$, руб./п.м..

Экономический эффект от замены отводящих трубопроводов в виде разности капитальных затрат на проведение монтажных работ, вычисленной в рублях, рассчитывается по формуле (3.20).

Реализация конструктивного способа повышения энергоэффективности тепловых сетей путем замены отводящих трубопроводов с завышенным диаметром на трубопроводы меньшего диаметра актуальна только вместе с обновлением существующих сетей в системах теплоснабжения.

4. Регулировка гидравлического режима водной тепловой сети за счет установки сужающих устройств на объектах тепловой сети

Анализ работы теплосети показывает, что характерной для работы систем теплоснабжения региона является до конца не решенная проблема регулирования температуры теплоносителя, особенно в период осенней и весенней «срезки» температурного графика, когда имеют место «перетопы». Повсеместное отсутствие качественной наладки гидравлических режимов тепловых сетей приводит к значительному перерасходу электроэнергии. Учитывая эти факторы, регулировка гидравлического режима водной тепловой сети, в том числе за счет установки сужающих устройств на объектах тепловой сети, представляет собой перспективное направление повышения энергоэффективности тепловых сетей в целом.

Регулировка гидравлического режима водной тепловой сети за счет установки сужающих устройств на объектах тепловой сети включает три этапа:

- расчет гидравлического режима тепловой сети и разработки рекоменда-

ций;

- подготовительные работы;
- работы по установке в ТС и на объектах теплопотребления устройств, распределяющих общий расход теплоносителя.

В тепловой сети без регулировки гидравлического режима возможны три основных варианта:

- в тепловой сети занижены как расходы теплоносителя, так и температурный график, при этом регулировка позволит повысить качество теплоснабжения без экономии энергоресурсов;
- в тепловой сети завышены расходы теплоносителя и занижен температурный график, при этом регулировка приведет к снижению расходов электрической энергии, затрачиваемой на транспортировку теплоносителя;
- в тепловой сети завышены расходы теплоносителя при оптимальном температурном графике, при этом регулировка приведет к экономии тепловой энергии.

Регулировка гидравлического режима водной тепловой сети, прежде всего, предполагает настройку гидравлических характеристик потребителей. При этом многие реальные характеристики тепловые сети определить не представляется возможным или же этот процесс потребует затрат, не сопоставимых с экономическим эффектом от проведения мероприятия.

Предлагаемый способ регулировки предполагает установку сужающих устройств на объектах тепловой сети в строго определенном порядке.

Стабилизация гидравлического режима и поглощение избыточных напоров на тепловом пункте при отсутствии автоматических регуляторов производится за счет установки сужающих устройств в виде дроссельных диафрагм с постоянным гидравлическим сопротивлением перед системой теплопотребления или на обратном трубопроводе или на подающем и обратном трубопроводах в зависимости от необходимого гидравлического режима.

Дросселируемый в диафрагме напор находится в виде разности между располагаемым напором перед системой теплопотребления или отдельным теплоприемником и гидравлическим сопротивлением системы или сопротивлением теплообменника. Во избежание засорения не следует устанавливать дроссельную диафрагму с диаметром отверстия менее 3 мм. На тепловом пункте дроссельная диафрагма устанавливается в основном во фланцевых соединениях (после грязевика) между запорной арматурой, что позволяет заменять ее без спуска воды из системы.

Количество объектов, на которых производится установка сужающих

устройств, обосновано особенностями системы теплоснабжения и определяется экспериментальным путем. Установка сужающих устройств на нескольких объектах может привести к тому, что будут обеспечены потребности в теплоснабжении всех объектов. В некоторых системах для достижения таких результатов потребуется регулировка большинства объектов.

Такой подход позволяет уменьшить капитальные затраты на проведение регулировки гидравлического режима тепловой сети, а также уменьшить трудоёмкость и длительность регулировки тепловой сети.

Расчет технико-экономической эффективности от регулировки тепловой сети предполагает последовательность расчетов в соответствии со следующим алгоритмом.

Регулировка гидравлического режима водной тепловой сети ведет к изменениям следующих показателей:

- снижение расхода теплоносителя;
- снижение затрат на электроэнергию для обеспечения циркуляции теплоносителя;
- снижение утечки теплоносителя;
- повышение качества и надежности теплоснабжения.

Результат регулировки тепловой сети - снижение расхода теплоносителя на ΔG , т/ч:

$$\Delta G = G_1 - G_0, \text{ т/ч}, \quad (3.22)$$

где G_1 - фактический расход теплоносителя в сети, т/ч;

G_0 - расчетная величина расхода теплоносителя, т/ч.

Общая экономия от проведения регулировки \mathcal{E} , руб., представляет сумму величин:

$$\mathcal{E} = \Delta N \cdot T_2 + \Delta Q_1 \cdot T_1 + \Delta Q_2 \cdot T_1 + \Delta Q_3 \cdot T_3, \text{ руб.}, \quad (3.23)$$

где ΔQ_1 - экономия за счет уменьшения расходов тепловой энергии на нагрев теплоносителя на котельной, Гкал;

ΔQ_2 - экономия за счет уменьшения потерь теплоты при утечках теплоносителя, Гкал;

ΔQ_3 - экономия подпиточной воды за счет уменьшения утечек, м³;

ΔN - экономия за счет уменьшения расходов электрической энергии, кВт·ч;

T_1 - тариф на тепловую энергию, руб./Гкал;

T_2 - тариф на электроэнергию, руб./кВт·ч;

T_3 - тариф на воду, руб./т.

Рассмотрим подробнее все перечисленные составляющие общей экономии от регулировки.

Снижение расходов на тепловую энергию рассчитывается согласно [91]:

$$Q_1 = \frac{c_p \cdot \Delta t \cdot \Delta \tau \cdot \Delta G}{4,19 \cdot 1000}, \text{ Гкал}, \quad (3.24)$$

где Q_1 - экономия за счет уменьшения расходов теплоносителя, за период регулировки (отопительный сезон) $\Delta \tau$, ч, при уменьшении расхода на ΔG ;

Δt - средний температурный график за период регулировки (отопительный сезон) $\Delta \tau$, °С, ориентировочно $\Delta t = \Delta t_0$,

c_p – теплоёмкость теплоносителя, кДж/(кг·К).

Уменьшение расхода электрической энергии ΔN , кВт·ч, рассчитывается согласно [91]:

$$\Delta N = \frac{\Delta p \cdot \Delta \tau \cdot \Delta G}{\rho \cdot \eta \cdot 3600}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (3.25)$$

где η - КПД циркуляционных насосов, $\eta = 0,7$;

ρ – плотность теплоносителя, кг/м³;

Δp - перепад давления в тепловой сети котельной, Па.

Экономия за счет уменьшения утечек теплоносителя, Гкал, рассчитывается согласно [91]:

$$\Delta Q_2 = \frac{c_p \cdot \Delta t \cdot \Delta \tau \cdot \Delta q}{4,19 \cdot 1000}, \text{ Гкал}, \quad (3.26)$$

где Δq - сокращение утечек теплоносителя, т/ч.

Экономия подпиточной воды за счет уменьшения утечек рассчитывается согласно [91]:

$$\Delta Q_3 = \Delta q \cdot \Delta \tau, \text{ т}. \quad (3.27)$$

Тогда суммарная экономия тепла составит:

$$\Delta Q = \Delta Q_1 + \Delta Q_2, \text{ Гкал.} \quad (3.28)$$

Для расчета общего экономического эффекта подставим в формулу (3.23) выражения (3.24) - (3.28):

$$\Xi = \frac{c_p \cdot \Delta t \cdot \Delta \tau}{4,19 \cdot 1000} (\Delta G + \Delta q) \cdot T_1 + \frac{\Delta p \cdot \Delta \tau \cdot \Delta G}{\rho \cdot \eta \cdot 3600} \cdot T_2 + \Delta q \cdot \Delta \tau \cdot T_3, \text{ руб.} \quad (3.29)$$

Далее для принятия окончательного решения о реализации данного конструктивного решения на основе оценки степени повышения энергоэффективности тепловых сетей при регулировке гидравлического режима водной тепловой сети за счет установки сужающих устройств на объектах тепловой сети предлагается использовать коэффициент эффективного функционирования тепловой сети $k_{тс}$, рассчитываемый по формуле (3.3) п.3.1, характеризующий долю отпущенной котельной тепловой энергии, поступающей потребителю.

Такой подход позволит определить, какая часть тепловой энергии, отпущенной котельной, поступает в инженерные системы потребителей, и дать представление об энергоэффективности тепловой сети и определить долю теряемой в её трубопроводах тепловой энергии $\xi_{тс}$, рассчитанной по формуле (3.4) п.3.1 при минимуме измеряемых параметров и простоте расчета,.

Укрупненный расчет эффективности регулировки гидравлического режима предполагает, что капитальные затраты на регулировку на первые два этапа рассчитываются в зависимости от количества объектов теплоснабжения N тепловой сети. Капитальные затраты на заключительный этап рассчитываются по смете в зависимости от выбранного оборудования [91].

Капитальные затраты включают проектные расходы (C_1) при расчёте гидравлического режима тепловой сети, нормы затрат на материалы (C_2), используемые при проведении регулировки гидравлического режима на объектах теплоснабжения и производственные затраты (C_3) на амортизацию оборудования и оплату труда:

$$K_i = C_i \cdot N, \quad i=1,2,3 \quad (3.30)$$

Капитальные суммарные затраты по максимальным укрупненным показателям:

$$K=K_1+ K_2+ K_3, \text{ руб.} \quad (3.31)$$

Срок окупаемости проекта составляет:

$$T= K/\mathcal{E} \text{ лет отопительного сезона.} \quad (3.32)$$

Однако следует иметь в виду, что регулировка гидравлического режима за счет установки суживающих устройства, с одной стороны, является наименее затратным способом регулирования, а, с другой стороны, при допущении неточностей в выборе мест размещения и параметров суживающих устройств возможно возникновение проблем при взаимодействии сужающих устройств с существующей запорно-регулирующей арматурой. Более тонкая регулировка гидравлических режимов может быть проведена за счет использования частотного регулирования работы насосов на котельных или в теплопунктах.

Радикальным, наиболее эффективным и в то же время наиболее затратным способом решения проблем с гидравлическими режимами и утечками теплоносителя на уровне потребителя является использование независимых схем подключения и установка ИТП.

Проанализировав технико-экономическое обоснование предложенных конструктивных решений, можно сделать вывод, что в первую очередь необходимо произвести регулировку тепловых сетей, так как она несет небольшие капитальные затраты и экономически более выгодна. Регулировка позволит улучшить качество теплоснабжения в короткие сроки и приведет к экономии денежных средств. При планово-ремонтных работах или аварийных ситуациях рекомендуется производить замену существующих трубопроводов на трубопроводы с рациональными диаметрами. Данное мероприятие позволит без значительных капитальных вложений средств улучшить в целом состояние тепловых сетей.

3.4 Выводы

В качестве дополнительного критерия для анализа уровня энергоэффективности тепловых сетей предложен критерий $k_{тс}$, который учитывает фактические режимы эксплуатации системы теплоснабжения. Критерий прост для расчетов и требует минимального количества несложных измерений и приборов для оценки его реальных и достоверных значений. Критерий можно использовать в практических целях для анализа энергоэффективности систем теплоснабжения при энергетических обследованиях, а также при целевом энергетическом мониторинге в системах

энергетического менеджмента для отслеживания эффекта от внедренных энергосберегающих мероприятий.

Показаны примеры диагностирования тепловых сетей на основе классических методов и с использованием критерия $k_{тс}$, а также последующего ранжирования тепловых сетей по показателям и диапазонам изменения критериев.

В качестве наиболее перспективных способов повышения энергоэффективности тепловых сетей в условиях Донецкой Народной Республики выделены: ликвидация длинных теплотрасс и паропроводов за счет создания локальных источников тепловой энергии с высокими экономическими показателями либо при отказе от использования пара в технологии и на нужды отопления; применение предизолированных труб с тепловой изоляцией заводской готовности из пенополиуретана (ППУ); замена отводящих трубопроводов с завышенным диаметром на трубопроводы меньшего диаметра; регулировка гидравлического режима водной тепловой сети за счет установки сужающих устройств на объектах тепловой сети.

Для каждого из способов составлена методика оценки технико-экономической эффективности.