

УДК: 338.001:36

DOI: 10.14451/1.192.214

## ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ РАЙОНА ГОРОДА НА ОСНОВЕ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ И ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

© 2020 **Чекмарев Сергей Юрьевич**

кандидат экономических наук,  
заведующий кафедрой «Экономика и организация управления в энергетике»  
Петербургский энергетический институт повышения квалификации, Россия, Санкт-Петербург  
E-mail: serj.chekmarev@yandex.ru

© 2020 **Лягалов Никита Александрович**

магистр  
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Россия, Санкт-Петербург  
E-mail: nikita.lyagalov@yandex.ru

© 2020 **Малинина Татьяна Всеволодовна**

кандидат экономических наук, доцент  
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Россия, Санкт-Петербург  
E-mail: t\_malinina@mail.ru

Рассмотрены принципы и основы функционирования систем теплоснабжения. Выполнен анализ текущего состояния теплоснабжения и объектов перспективного строительства. Проведена экономическая и инвестиционная оценка прогнозируемых вариантов теплоснабжения на основе централизованной и децентрализованной систем теплоснабжения. Проанализированы варианты предполагаемого строительства объектов теплоснабжения и оценена перспективность инвестиций.

*Ключевые слова: система теплоснабжения, централизованное теплоснабжение, децентрализованное теплоснабжение, тепловая сеть, источник тепловой энергии.*

В условиях Российской Федерации теплоснабжение является одной из важнейших экономически и социально-значимых систем. Около трети используемых в стране первичных топливно-энергетических ресурсов идут на нужды теплоснабжения. По обороту теплоснабжение составляет 2,5% ВВП РФ, что исчисляется 1,5 трлн. руб. и достигает более 50% в платеже граждан за жилищно-коммунальные услуги [1].

На сегодняшний день состояние отрасли неудовлетворительно. Отпуск в системах централизованного теплоснабжения за последние 30 лет упал почти в 2 раза, наблюдается низкая загрузка ТЭЦ и котельных, темпы замены теплосетей отстают от темпов их износа. Доля теплосетей общего пользования, нуждающихся в замене, составляет 28,9%, 45% магистральных тепловых сетей отработали нормативный срок эксплуатации [2]. Такая ситуация сохраняется уже продолжительное время, в частности литературе [3] отмечалось, что в 2005 году около 50% объектов теплоснабжения и инженерных сетей требовали замены. Объем заменяемых тепловых сетей

в настоящее время составляет 2% в год, что не позволяет снизить динамику старения тепловых сетей: инвестиции в сектор распределения тепловой энергии в 2018 году в России составили 36% в номинальном выражении от объема инвестированных средств 2014 года.

Потери в тепловых сетях составляют до 30% выработки тепла [2], а по некоторым источникам величина потерь доходит до 55–60% [3]. Это приводит к снижению КПД, а в сочетании с физически и морально устаревшими основными средствами теплогенерирующих предприятий — к росту издержек, и, соответственно, к увеличению себестоимости отпускаемого тепла и необходимости роста тарифов.

Несмотря на то, что отпускная цена на тепло от ТЭС ниже, чем от котельных на всей территории России в 2018 г. (1028 руб./Гкал на ТЭС и 1775 руб./Гкал на котельных), низкая эффективность сферы передачи тепла приводит к значительным розничным ценам на теплоэнергию и росту количества децентрализованных источников тепла.

Согласно данным [2], основным направлением развития теплоснабжающих систем в РФ является увеличение количества автономных котельных мощностью до 3 Гкал/ч, отпуск тепла котельными вырос с 2014 по 2018 год на 5%, причем на 2018 год доля децентрализованных источников (котельных) по мощности составляет 69%, ТЭЦ — 31%.

Проблемы централизованного теплоснабжения делают актуальным вопрос рассмотрения альтернативных вариантов теплоснабжения, в качестве которых могут рассматриваться системы децентрализованного теплоснабжения. Современные автономные теплогенераторы имеют КПД, сопоставимые с КПД котельных или выше. Кроме того, использование децентрализованных систем теплоснабжения позволяет практически полностью исключить тепловые потери при передачи энергии в силу близкого расположения объектов генерации и потребления.

Наиболее сложным является выбор системы теплоснабжения в городах с уже сложившейся системой централизованного теплоснабжения.

В силу необходимости масштабной реконструкции основных средств теплогенерирующих объектов, с одной стороны, и привлекательностью децентрализованных источников тепловой энергии, с другой — возникает вопрос выбора оптимального варианта теплоснабжения города.

Для сравнения эффективности централизованного и децентрализованного теплоснабжения был выбран район города Кронштадт, где требовалось провести реконструкцию существующей системы теплоснабжения с учетом перспектив увеличения тепловой нагрузки района.

В процессе исследования были поставлены следующие цели:

1. Изучение характеристик различных систем теплоснабжения, изучение существующей системы теплоснабжения.

2. Проведение технико-экономического анализа развития централизованной и децентрализованной систем теплоснабжения.

3. Обоснование выбора оптимального варианта системы теплоснабжения.

В результате анализа данных о функционирующей системе теплоснабжения [6] были выявлены недостатки, свойственные как существующей системе района, так и системе централизованного теплоснабжения в целом, а

именно:

1. Невысокий коэффициент использования установленной мощности, составляющий 23% для котельной № 1 и 18,5% для котельной № 2.

2. Наличие неиспользуемых мощностей, требующих реконструкции, а именно двух паровых котлов ДКВр-20/13 мощностью 15,7 Гкал/ч на котельной № 1.

3. Высокий процент теплопроводов, исчерпавших свой эксплуатационный ресурс, составляющий 28,3% от общей протяженности трубопроводов.

4. Высокий показатель потерь тепловой мощности в теплосетях, существенно превышающий нормативный.

Проведенный анализ планов ввода объектов теплоснабжения нового строительства показал наличие нагрузки, не обеспеченной мощностью.

В качестве исходных данных использовались сведения о существующей системе теплоснабжения района, данные о тепловых потерях в теплосетях, баланс мощности и сведения о перспективной нагрузке, представленные в схеме теплоснабжения [4].

Для оценки стоимости строительства и реконструкции котельных, а также разделения затрат по этапам строительства использовался результат совместной работы АО «Газпром промгаз» и ФБГУ ВО «Санкт-Петербургский государственный экономический университет» в рамках проекта «Разработка методического обеспечения обоснования стоимости реализации адресных перечней мероприятий схемы теплоснабжения Санкт-Петербурга» [4].

Также использовались исходные данные ведущих теплоснабжающих организаций Санкт-Петербурга по проектам строительства и реконструкции систем теплоснабжения и данные проектов, выполненных АО «Газпром промгаз», по технико-экономическому обоснованию реконструкции и развития систем теплоснабжения в регионах РФ со сходными природными и климатическими условиями [4].

Для обеспечения новых потребителей тепловой энергией были рассмотрены два варианта проекта:

Проект 1 (централизованное теплоснабжение) — с присоединением участков к действующей теплосети со строительством подводящего трубопровода, поэтапным выводом из эксплуатации и демонтажем паровых котлов

ДКВр-20/13, и монтажом на освободившемся месте водогрейных котлов общей мощностью 40 Гкал/ч для обеспечения нагрузки. Горизонт планирования составляет 25 лет. Потери в теплосети взяты, исходя из текущих данных, и составляют 10% от отпускаемой тепловой мощности.

Проект 2 (децентрализованное теплоснабжение) — со строительством локальных источников тепловой мощности без присоединения к централизованной системе теплоснабжения. В силу близкого расположения потребителей мощности от теплогенерирующего объекта данный вариант теплоснабжения можно считать примером децентрализованного теплоснабжения. Основным оборудованием котельной были выбраны 3 котла КВ-ГМ-10 мощностью 10 Гкал/ч каждый. Общая установленная мощность котельной составила 30 Гкал/ч. При рассмотрении этого проекта не учитывались вложения в тепловые сети, так как котельная и потребители расположены в непосредственной близости друг от друга. При данной близости объектов теплогенерации и потребителей тепловой энергии сооружение магистральных теплосетей не требуется, а прокладкой внутриквартальных трубопроводов можно пренебречь в силу малой протяженности и низких удельных затрат. Горизонт планирования составляет 25 лет. Потери мощности при передаче принимались в размере 5%.

Для определения целесообразности инвестиций и выбора оптимального варианты централизованного и децентрализованного энергоснабжения были оценены показатели экономической эффективности (см. таблицу 1) [6].

Как видно из сравнительной таблицы 1, Проект 1 имеет незначительное предпочтение по сравнению с Проектом 2:

1) капиталовложения Проекта 1 меньше на 34,8 тыс. руб. или 8,7%, несмотря на дополнительные капвложения в строительство магистральных теплосетей;

2) себестоимость производства тепловой энергии у Проекта 1 ниже на 10 руб./Гкал или 0,6%. Подобную разницу можно считать незначительной, лежащей в пределах погрешности;

3) чистый дисконтированный доход за рассматриваемый период у Проекта 1 больше на 33077 тыс. руб. или на 21%;

4) период окупаемости Проекта 1 меньше за счет меньших капиталовложений и более высоких показателей прибыли.

Результаты сравнения вариантов показали примерную равноценность рассмотренных проектов по всем относительным показателям, однако ЧДД Проекта 1 (централизованное теплоснабжение) оказался выше, следовательно, на первый взгляд инвестиции в Проект 1 более оправданы.

Для более детальной оценки экономической эффективности был проведен анализ чувствительности в условиях отклонения реальных показателей от прогнозных. В качестве ключевого параметра при анализе чувствительности был выбран показатель нормы потерь в теплосетях. Были рассмотрены варианты с нормой тепловых потерь 15%, 20%, 25% и 30%. Показатели экономической эффективности для Проекта 1 при изменении теплотерь приведены в табл.2. Сравнительная оценка вариантов централизованного и децентрализованного теплоснабжения приведена на рис.1.

На основании результатов расчетов можно сделать вывод: с ростом потерь в теплосетях существенно снижается экономическая эффективность Проекта 1 — проекта централизован-

**Таблица 1. Сравнение инвестиционных проектов централизованного и децентрализованного теплоснабжения**

Наименование показателя	Обозначение	Единицы измерения	Значение	
			Проект 1	Проект 2
Стоимость реализации проекта	К	тыс. руб.	401,4	436,2
Себестоимость тепловой энергии	С	руб./Гкал	1570	1580
Чистый дисконтированный доход	ЧДД	тыс.руб.	156861,2	123784,2
Индекс доходности	ИД		1,43	1,31
Внутренняя норма доходности	ВНД	%	17,97	16,3
Средняя чистая прибыль	Пч.ср.	тыс.руб./год	57786,36	56944,25
Простая норма рентабельности	R		0,14	0,13
Срок окупаемости	Ток	лет	7	7,66

Таблица 2. Анализ влияния тепловотерь на доходность Проекта 1

Норма тепловотерь		10	15	20	25	30
Себестоимость тепловой энергии	руб./Гкал	1570	1620	1680	1740	1820
Чистый дисконтированный денежный доход	тыс.руб.	156861,2	134122,5	108541,4	79549,5	46416
Индекс доходности		1,43	1,37	1,29	1,22	1,13
Внутренняя норма доходности	%	17,97	17,13	16,17	15,08	13,8
Средняя чистая прибыль	тыс.руб./год	57786,36	54702,81	51233,8	47302,31	42810
Простая норма рентабельности		0,14	0,14	0,13	0,12	0,11
Срок окупаемости	лет	7	7,35	7,83	8,5	9,4

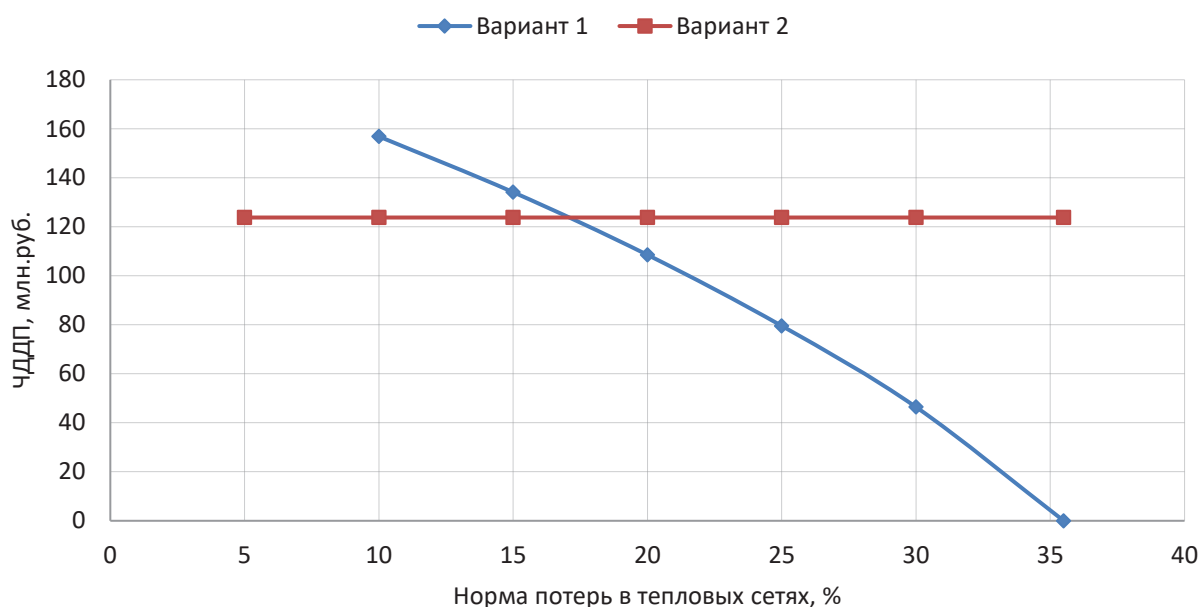


Рисунок 1. Зависимость ЧДД проектов от потерь в сетях

ной системы теплоснабжения.

График зависимости ЧДД от нормы потерь в тепловых сетях (рис. 1) показывает, что несмотря на то, что Проект 1 остается доходным при значении величины тепловых потерь в сетях, достигающей до 35%, он начинает проигрывать в эффективности Проекту 2 после превышения величины потерь в теплосетях, равной 17%. Необходимо отметить, что по оценкам некоторых специалистов [2], эта величина ниже средних потерь в существующих тепловых сетях.

Из этого следует, что эффективность децентрализованного теплоснабжения по сравнению с централизованным повышается с ростом значения потерь в теплосетях. Негативный эффект от увеличения потерь энергии в тепловых сетях свыше 15–20% перекрывает даже экономию, получаемую при предпочтении реконструкции

(централизованное теплоснабжение) новому строительству (децентрализованное теплоснабжение).

Сравнение вариантов теплоснабжения района города показало, что при текущем значении тепловых потерь в сети на уровне 10% предпочтительнее реконструкция действующей котельной, предусмотренная Проектом 1, то есть вариант централизованного теплоснабжения. Однако, учитывая прогнозную динамику состояния теплосети (значительный рост тепловых потерь), более перспективным является вариант строительства нового источника тепловой энергии, предложенного в Проекте 2, то есть децентрализованное теплоснабжение.

Таким образом, на основании проведенного исследования можно сделать вывод, что при низких значениях тепловых потерь в сетях

экономическая эффективность проектов реконструкции котельных, действующих в рамках централизованной системы теплоснабжения, выше, чем проектов строительства новых локальных котельных — децентрализованное теплоснабжение. Соответственно, если теплосеть, обслуживающая котельную, не изношена и функционирует с достаточно высоким КПД (85% и более), а также темпы модернизации не превышают темпы износа, то инвестиции в реконструкцию котельных (централизованное теплоснабжение) более целесообразны. Если же в

составе теплосети высока доля трубопроводов, исчерпавших свой эксплуатационный ресурс, и значение нормы потерь в тепловых сетях превышает 17%, то предпочтительным является децентрализованное теплоснабжение — строительство новых источников тепловой мощности, расположенных рядом с потребителями. Представляется, что при существующем уровне износа тепловых сетей и низких объемах их замены в перспективе приоритет следует отдать децентрализованной системе теплоснабжения.

### Библиографический список

1. Доклад Министра энергетики Российской Федерации А.В.Новака на совещании у Председателя Правительства Российской Федерации Д.А.Медведева о мерах, направленных на повышение темпов газификации в Российской Федерации URL: <https://minenergo.gov.ru/>.
2. Информационно-аналитический доклад «Теплоэнергетика и централизованное теплоснабжение России в 2014–2018 годах». Москва, 2020. URL: <https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/17737/116638>.
3. Асланян Г.С., Фаворский О.Н. Экономические механизмы повышения эффективности предоставления коммунальных услуг по энерго- и водоснабжению. Теплоэнергетика, 2005, № 2. с.24–30.
4. Схема теплоснабжения Санкт-Петербурга до 2031 года (актуализация на 2017 г.) Утверждена приказом № 1330 Министерства энергетики Российской Федерации от 16.12.2016 г. URL: <http://gov.spb.ru>.
5. Тузников, М.А. Методические указания для выполнения курсового проекта по дисциплине «Экономика инвестиционной деятельности» / М.А.Тузников. Санкт-Петербург, 2015. 46с.
6. Бугаева Т.М., Спицкая М.В. Перспективы развития системы теплоснабжения Приморского района г. Санкт-Петербурга. В сборнике: Эффективная энергетика — 2014 Труды Всероссийской научно-практической конференции. 2015. С. 316–328.
7. Барсков В.В., Белостоцкая А.А., Забелин Б.Ф., Конников Е.А. Актуальные вопросы производственного менеджмента в практической деятельности промышленного предприятия // Казань, 2017.
8. Галиева Д.А., Иванова Е.Г., Конников Е.А., Конникова О.А. Принципы формирования эффективных проектов в области повышения энергоэффективности деятельности предприятия // Экономические науки. 2020. № 188. С. 37–42.
9. Кичигин О.Э., Родионов Д.Г. Институциональный аспект формирования стратегических ориентиров государственной энергетической политики на региональном уровне при реализации стратегии национальной экономической безопасности // Экономика и предпринимательство. 2017. № 10–2 (87). С. 394–399.
10. Скворцова И.В., Конников Е.А., Курбанбаева А.Ф. Сравнительный технико-экономический анализ инновационной и традиционных систем теплоснабжения индивидуального жилищного строительства // Экономика и предпринимательство. 2016. № 4–2 (69). С. 307–311.
11. Родионов Д.Г., Владимирова И.Г., Семенова О.С. Экономические аспекты утилизации твердых бытовых отходов в городском хозяйстве мегаполисов // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. Экономические науки. 2008. № 1 (53). С. 75–80.