

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ  
МОСКОВСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

---

Е.Г. ГАШО

**ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ  
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

курс лекций

учебное пособие по курсу

«ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ»

для студентов, обучающихся по направлению «Теплоэнергетика  
теплотехника»

Москва

Издательство МЭИ

2015

Подготовлено на кафедре промышленных теплоэнергетических систем

Рецензенты: докт. техн. наук, проф. А.Я. Шелгинский

докт. техн. наук, проф. В.В. Бухмиров

**Гашо Е.Г.**

Особенности эксплуатации систем теплоснабжения : курс лекций : учебное пособие / Е.Г. Гашо. – М. : Издательство МЭИ, 2015. – 154 с.

Рассмотрены основные проблемы реальной эксплуатации элементов и систем теплоэнергоснабжения в целом. Приведены особенности режимов работы и примеры работы систем теплоснабжения крупных городов. Раскрыты как традиционные способы теплоэнергоснабжения городов, так и различные современные технологии без сжигания топлива: теплоснабжение от атомных энергоисточников, геотермальные установки, солнечные коллекторы, теплонасосные установки. Представлены основные положения нового Закона РФ №190-рф «О теплоснабжении», принятого в 2010 году и в значительной мере определяющего условия развития отрасли в настоящее время

Для студентов, обучающихся по направлению «Теплоэнергетика и теплотехника».

Национальный исследовательский университет  
Московский энергетический институт

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие .....	4
<b>ЧАСТЬ 1. СОСТАВ, СОСТОЯНИЕ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ, ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ, ТРАНСФОРМАЦИЯ</b>	
1. Особенности становления и развития систем теплоснабжения.....	5
2. Факторы перемен и современное состояние теплоснабжения... ..	19
3. Примеры работы СЦТ в городах и регионах страны.....	33
<i>Контрольные вопросы. Источники</i>	
<b>ЧАСТЬ 2. СОВРЕМЕННАЯ СИТУАЦИЯ, ВЛИЯЮЩИЕ ФАКТОРЫ, ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ</b>	
4. Децентрализованное теплоснабжение, малые ТЭЦ.....	51
5. Теплоснабжение от атомных источников, АЭС, АТЭЦ, АСТ.....	61
6. Нетрадиционные источники в теплоснабжении (ТБО).....	69
7. Нетрадиционные источники теплоснабжения (ТНУ).....	82
<i>Контрольные вопросы. Источники</i>	
<b>ЧАСТЬ 3. РАЗЛИЧНЫЕ ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ: МЕРЫ, МЕХАНИЗМЫ, ТЕХНОЛОГИИ</b>	
8. Нормативная база функционирования систем теплоснабжения.....	94
9. Схемы теплоснабжения городов: цели, задачи, итоги.....	106
10. Перспективы теплофикации и новый энергетический уклад.....	119
<i>Контрольные вопросы. Источники</i>	
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ</b>	
I. Зарубежный опыт эксплуатации систем теплоснабжения.....	134
II. Опыт организации теплоснабжения от АЭС.....	146
Литература по всему курсу.....	

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Дисциплина «Эксплуатация систем теплоснабжения» введена недавно в учебный план подготовки магистров по направлению «Теплоэнергетика и теплотехника» в развитие базового курса «Источники и системы теплоснабжения». Сопутствующей информационно-методической литературы по курсу явно недостаточно. Предлагаемое учебное пособие позволит хотя бы частично восполнить это отсутствие.

В учебном пособии отражены как теоретические представления, так и практические аспекты функционирования реальных установок и систем теплоснабжения в разных городах страны. Раскрыты и традиционные способы теплоэнергоснабжения городов, и различные современные технологии без сжигания топлива: теплоснабжение от атомных энергоисточников, геотермальные установки, солнечные коллекторы, теплонасосные установки. Представлены основные положения нового Закона РФ №190-рф «О теплоснабжении», принятого в 2010 году и в значительной мере определяющего условия развития отрасли в настоящее время.

В приложениях приведены некоторые особенности работы систем теплоснабжения в ряде зарубежных стран (Швеция, Финляндия, Франция), а также примеры обеспечения теплом населения от атомных энергоисточников.

## **ЛЕКЦИЯ 1. ОСОБЕННОСТИ СТАНОВЛЕНИЯ И РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ГОРОДОВ**

Теплоснабжение в России до 20-х гг. XX столетия осуществлялось в подавляющем большинстве путем индивидуального печного отопления, от домовых теплогенераторов, мелких городских и промышленных котельных. Производственные энергоустановки покрывали, как правило, нужды своих предприятий. Так продолжалось и в первые годы существования Советской власти.

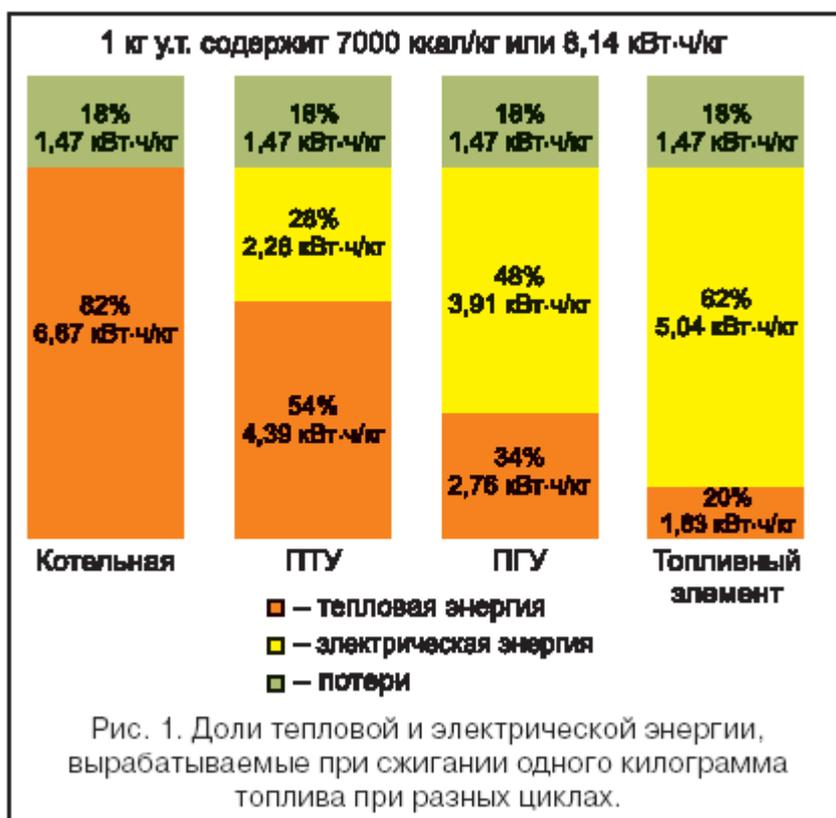
После принятия Советом Народных Комиссаров декретов о национализации «Общества электрического освещения 1886 года» (1917 г.) и промышленных электростанций (1918 г.) страна постепенно становилась на рельсы социально обоснованных принципов плановости и приоритетности общегосударственной эффективности в экономике. Одним из самых ярких примеров реализации этих принципов является план ГОЭЛРО, одобренный Всероссийским съездом Советов и утвержденный Правительством в 1920—1921 гг.

Рост и развитие систем теплоснабжения (и теплофикации) городов происходил в СССР по своему достаточно самобытному пути, как составная часть общего плана электрификации страны. Постепенно ведущим направлением в теплоснабжающем хозяйстве промышленных узлов и городов становится централизованное теплоснабжение.

Основным и достаточным признаком систем централизованного теплоснабжения (СЦТ), не зависимым от политических, экономических или субъективных предпочтений, считается наличие внешних тепловых сетей от источника тепла до потребителя. При этом, если в СЦТ в качестве источника тепла используется хотя бы одна тепловая электростанция (теплоэлектроцентраль (ТЭЦ), система называется теплофикационной, поскольку тепло и электроэнергия на ТЭЦ производятся комбинированно на базе теплофикационного цикла (самой эффективной из известных технологий теплоснабжения).

Несмотря на общие благоприятные условия (плановость экономики, развитие концентрированной многоэтажной застройки городов, крупноузловое размещение промышленности, отсутствие частной собственности на землю), теплофикация пробивала дорогу в трудных спорах и дискуссиях. Победила точка зрения о необходимости развития теплоэлектроцентралей общего пользования, от которых могли получать тепло и попутно вырабатываемую электроэнергию все городские потребители независимо от их ведомственной принадлежности.

С точки зрения теплоснабжения, ТЭЦ представляет из себя котельную, в которой вместо части тепловой энергии вырабатывается такое же количество электрической. КПД типовой котельной, с учетом теоретических затрат топлива на ее электроснабжение, примерно равняется суммарному КПД ТЭЦ по двум видам энергии (около 82%).



разных циклах различаются только доли тепловой и электрической энергии, вырабатываемые при сжигании одного килограмма топлива (или объем электроэнергии, вырабатываемый на 1 кВт·ч теплового потребления) (рис.1).

В котельной выработка электроэнергии отрицательна (на величину ее потребления для собственных нужд). Разные же типы ТЭЦ могут выработать в теплофикационном цикле 20-150% электрической энергии от величины теплового потребления.

Энергетические потребности городов обеспечиваются поставками в них с других территорий топлива и электроэнергии. Теплоисточники приходится размещать непосредственно в городе или неподалеку, так как дальний транспорт тепла экономически нецелесообразен. С точки зрения экологии поселений, котельные – это неизбежное зло. Передача электроэнергии на большие расстояния, наоборот, давно решенная техническая задача. Что же заставило нас разместить в городах еще и производство электроэнергии? Только экономическая выгода.

Обычно, вместо суммарного КПД, применяют другое название – коэффициент использования топлива (КИТ), его значение, при полной загрузке энергоисточников по теплу примерно одинаково для всех их типов, включая котельную, паротурбинные, газопоршневые, газотурбинные, парогазовые ТЭЦ и даже топливные элементы. При

Подавляющая часть населения Земли, живущая в холодных широтах, сосредоточена в России. Из-за особенностей климата, объем потребления тепловой энергии у нас в два раза больше, чем электрической, а по мощности централизованных систем теплоснабжения, мы опережаем весь остальной мир, вместе взятый.

В то же время на российских электростанциях, при производстве электроэнергии, как побочный продукт образуется тепло, в количестве, соответствующем нагрузке отопления всех зданий страны. Большая часть этого тепла либо подогревает атмосферу через градирни, либо нагревает воду в специально созданных водохранилищах. Полезное использование для целей теплоснабжения составляет менее 30%.

Задача обеспечить полезное использование всего сбросного тепла электростанций утопична, так как теплоснабжение неравномерно в течение года. При похолоданиях потребность в тепле растет быстрее, чем в электроэнергии. Необходимая максимальная тепловая мощность в 4 раза превышает максимальную электрическую, и хотя они по времени совпадают (период сильных похолоданий), без пиковых котельных нам не обойтись.

Опыт Дании, Финляндии и России показывает, что до 90% потребности городов в тепле и электроэнергии можно обеспечивать в совместном цикле их производства. Европейский союз принял директиву о развитии когенерации до уровня в 10% от общей выработки электроэнергии, но ее реализация затруднена из-за огромных затрат на выделение коридоров для строительства тепловых сетей и сложностей с убеждением потребителей в целесообразности переключения на централизованные системы теплоснабжения. У нас эти проблемы были решены еще на стадии планирования застройки. С точки зрения энергетического бизнеса, самое ценное, что есть в российских городах, – наличие объединенных сетями потребителей, использующих одновременно электроэнергию и тепло.

Как известно, теплофикация обеспечивает:

- экономию топлива, получаемую в результате использования теплофикационного цикла, а также замещения теплоэлектроцентралями (ТЭЦ) менее экономичных котельных;
- экономию капитальных затрат и затрат труда, связанную с централизацией теплоснабжения;
- улучшение экологической обстановки в населенных пунктах.

В конце 1924 года в г. Ленинграде от переведенной на ухудшенный вакуум турбины мощностью 680 кВт ЛГЭС впервые была подана

потребителям горячая вода. Вслед за Ленинградом вводится в действие первая теплофикационная система в Москве от ГЭС.

К 1930 году суммарная электрическая мощность теплофикационных агрегатов составила 210 МВт, протяженность тепловых сетей общего пользования достигла 45 км при годовом отпуске тепла 6,3 млн.ГДж.

Наглядная демонстрация эффективности теплофикации и энергичные действия Комитета по теплофикации Энергоцентра СССР послужили толчком к принятию на государственном уровне решения об ускоренном развитии теплофикации на базе крупных районных ТЭЦ. Началось сооружение теплофикационных установок в Харькове, Киеве, Ярославле, Иванове, Самаре, Казани и других городах. За 10 лет (1930 - 1940 гг.) число ТЭЦ достигло 116, а их суммарная мощность—2 млн.кВт. К 1940 году от ТЭЦ обеспечивалось покрытие 21% всех тепловых нагрузок систем централизованного теплоснабжения СССР.

Технический уровень энергооборудования ТЭЦ этого времени характеризовался начальными параметрами пара в основном 2,9 МПа, 450°С и менее. Единичная электрическая мощность теплофикационных турбин, вслед за чисто конденсационными турбинами (вырабатывающими только электроэнергию), непрерывно возрастала: 2,5, 4,0, 6,0, 12,0, 25,0 МВт. Все эти теплофикационные турбины имели, так называемую, «привязанную» конденсационную мощность, вследствие стремления использовать ТЭЦ в составе электроэнергетических систем в качестве источников электроэнергии.

На большинстве ТЭЦ, особенно недостаточно загруженных по теплу, выработка электроэнергии по заведомо менее экономичному конденсационному циклу превышала выработку электроэнергии по теплофикационному циклу. В результате на протяжении многих лет в теплофикации сохранялось парадоксальное положение: средний удельный расход топлива на ТЭЦ оказывался выше, чем на чисто конденсационных электростанциях.

Необходимо подчеркнуть, что, если принять удельные расходы топлива на выработку тепловой энергии на ТЭЦ как для котельной (150 г/кВт·ч при КИТ=82%), то удельные расходы для электроэнергии, выработанной на тепловом потреблении окажутся практически такими же, независимо от типа ТЭЦ. Изменяя состав оборудования и тепловой цикл ТЭЦ, можно вырабатывать больше или меньше электроэнергии с теми же удельными затратами топлива на 1 кВт·ч.

Принципиальный вывод – ТЭЦ позволяют производить в городе электроэнергию с удельными затратами топлива, недостижимыми вне теплофикационных циклов, и в количестве, необходимом для обеспечения

всех городских нужд. Необходимо только подобрать набор оборудования, соответствующий тепловым и электрическим нагрузкам.

Важным достижением этого периода является организация производства теплофикационного оборудования отечественного изготовления.

В период Отечественной войны были полностью или частично разрушено около 60 тепловых электростанций общей мощностью 5 млн.кВт, в том числе и многие ТЭЦ. Из окулированных районов было эвакуировано на Восток свыше 1 млн. кВт ТЭЦ. Но одновременно вводились новые ТЭЦ (Челябинская ТЭЦ, Новосибирская ТЭЦ, ТЭЦ Уральского турбомоторного завода и др.). Значительных масштабов достигло использование местных топлив.

По мере освобождения территории страны началось восстановление ранее демонтированного оборудования на ТЭЦ Москвы, Ленинграда, Харькова, Киева и других городов. Сооружались и новые ТЭЦ. За пять первых послевоенных лет были восстановлены все разрушенные ТЭЦ, а общее число действующих теплоэлектроцентралей достигло 700. К 1950 году от ТЭЦ обеспечивалось покрытие уже около 40% от всех тепловых нагрузок систем централизованного теплоснабжения СССР. Была получена реальная экономия топлива около 7,5 млн.т.т.

В эти годы ТЭЦ располагались, как правило, в черте городов или в границах промышленных предприятий. Оптимальным считался радиус теплоснабжения 4 - 6 км.

С начала 50-х годов в развитии теплофикации начался качественный скачок. Появляются разработки, обосновывающие эффективность систем дальнего транспорта тепла и совместной работы нескольких ТЭЦ на общие тепловые сети. Создаются мощные теплофикационные системы, охватывающие единой тепловой сетью несколько городов. Разрабатываются проекты теплофикационных систем промышленно-городских, агломераций.

Индустриализация новых регионов и территорий, масштабное строительство жилья, развитие централизованного теплоснабжения привело к существенному росту тепловых нагрузок, как в промышленности, так и в коммунальном комплексе. В соответствие с этим сооружались и системы жизнеобеспечения промузлов, городских поселений.

Наряду с существенным ростом единичной мощности ТЭЦ, росли магистральные и «вторичные» распределительные сети, к старым сетям подключались новые потребители пара, горячей воды. Интенсивный рост

жилищного строительства в стране требовал адекватного создания производственной инфраструктуры коммунального комплекса – систем тепло, водоснабжения, канализации (табл.1.1).

**Табл.1.1. Параметры теплофикации городов**

<b>Число городов</b>	<b>Доля теплофикации благоустроенного жилого фонда</b>	<b>% от общего числа городов</b>
21	~ 100 %	5,5 %
145	30 – 100 %	38,5 %
211	Менее 20 %	56 %

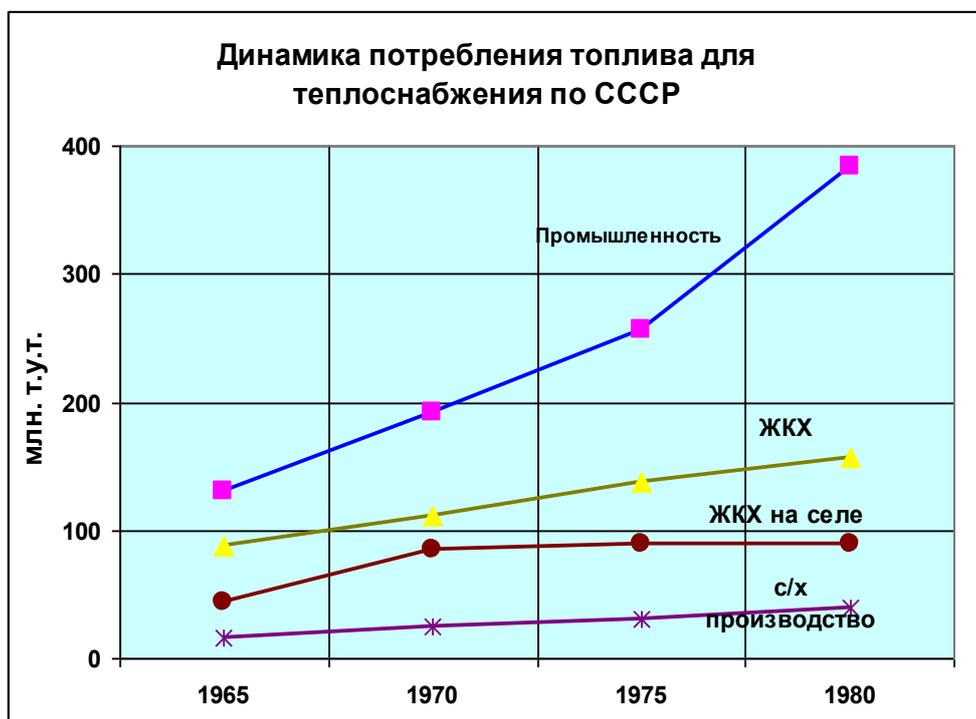
Теплофикационные турбины, начиная с 1948 года, выпускались с верхним пределом регулируемого отбора 0,25 МПа. Догрев сетевой воды в зимние пики осуществлялся дорогостоящими и одновременно остродефицитными энергетическими котлами через РОУ. Все это значительно удорожало ТЭЦ. Кардинальное решение этой проблемы последовало лишь в 1959 году, когда были созданы пиковые водогрейные котлы отечественных конструкций. Массовая установка таких котлов для подогрева сетевой воды со 110—115°С после турбин до 150°С обеспечила почти повсеместный переход ТЭЦ на работу с коэффициентом теплофикации 0.4—0,5. В результате число часов использования пара из отбором турбин возросло до 4000— 5000 часов с соответствующим сокращением выработки электроэнергии по конденсационному циклу. Одновременно внедрение водогрейных котлов снизило стоимость ТЭЦ.

Характерным примером является введенная в действие в 1959—1962 годах теплофикационная система дальнего транспорта тепла от Средне-Уральской ГРЭС (40 км до конечного потребителя), которая охватила единой тепловой сетью города: Свердловск, Среднеуральск, Верхнюю Пышму. 25-километровая транзитная тепломагистраль от СУГРЭС до г.Свердловска была построена для работы по схеме однострубногo транзита. В те годы катастрофического дефицита водопроводной воды в Свердловске, поданные от СУГРЭС 6000 т/ч горячей воды питьевого качества с температурой 180°С, использовались сначала для отопления, а затем отдавались потребителям на горячее водоснабжение. В первый же год эксплуатации дефицит воды в городе был ликвидирован.

**Табл.1.2. Динамика потребления топлива на теплоснабжение**

Расход топлива, млн.т.у.т.	1965	1970	1975	1980
Промышленность	131	192,3	257	384
ЖКХ	88,6	111	138	157
Города всего	219,6	303,3	395	481
с/х производство	15,8	25	31	40
ЖКХ на селе	43,9	85,3	90	90
Всего по сельскому хозяйству	89,7	110,3	121	130
Всего по СССР	309,3	413,6	516	611

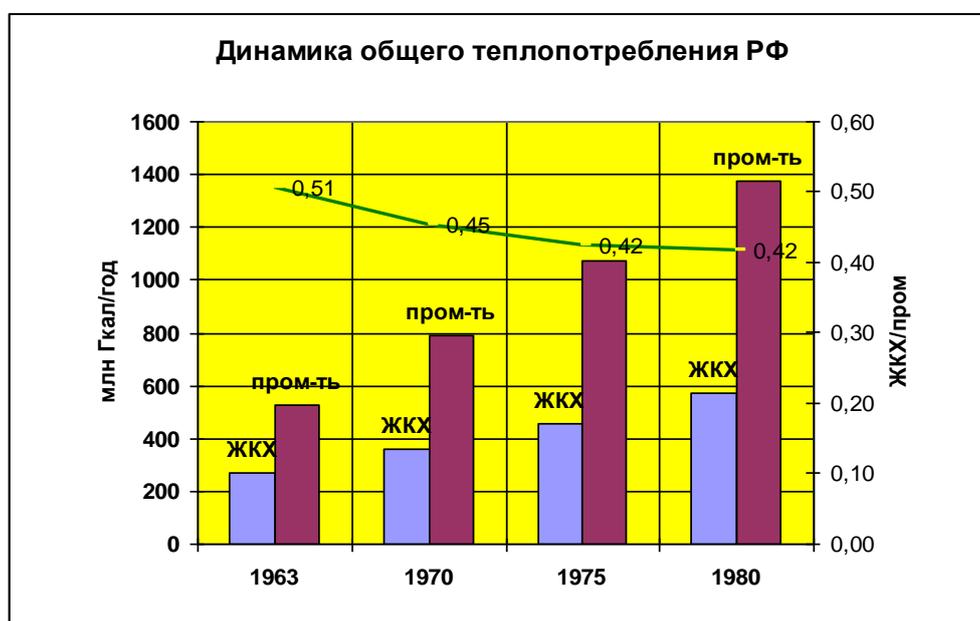
Крупные промузлы и предприятия, в том числе имеющие пром.ТЭЦ, обладали существенными количествами тепловых ВЭР, способными покрыть отопительную нагрузку прилегающих поселков. Сооружение городских ТЭЦ для отопления и сопутствующих теплосетей шло с определенным отставанием: доля покрытия коммунальной нагрузки от ТЭЦ за 1970-1980 гг. выросла с 26% до 42%.



**Рис.1.2 Динамика потребления топлива по СССР**

Динамика потребления топлива на теплоснабжение городов и промышленности представлена в табл.1.2 и на рис.1.2. Доля теплофикации в промышленности составляла 51 %, в ЖКХ – 26 %.

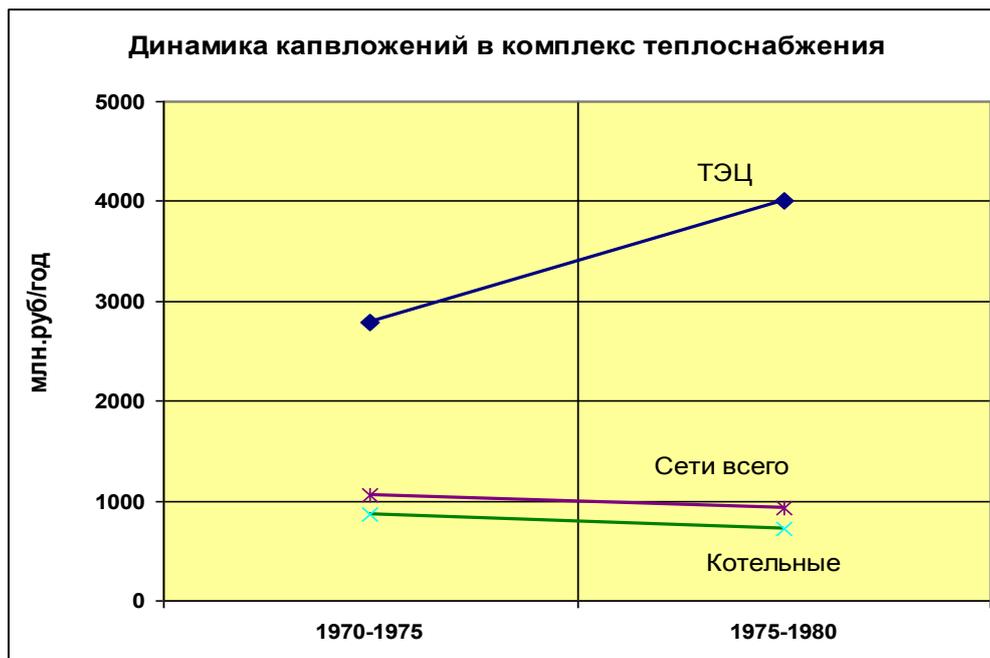
На графике наглядно видно существенное (в 2-2,5 раза) превышение промышленной тепловой нагрузки над коммунальной. Поскольку именно рост промышленности был важнейшим фактором урбанизации в СССР, то промышленные ТЭЦ и СТЭС стали в первую очередь неотъемлемой составляющей систем жизнеобеспечения промузлов и городов. Система теплоэнергоснабжения была в основном рассчитана на промышленное потребление (в разных регионах от 60 до 80 %), то собственно коммунальные нужды в первое время обеспечивались промышленно-отопительными котельными и ТЭЦ. Чисто отопительные ТЭЦ (в основном с параметрами пара на 13 МПа) сооружались уже в создаваемых крупных городах с высокой концентрацией тепловой нагрузки (рис.1.3).



**Рис.1.3. Динамика теплопотребления по регионам РФ**

Динамика капиталовложений на рис.1.4 демонстрирует рост инвестиций по ТЭЦ на 44-54 %, в котельные – снижение на 17 %, в сети – 12-13 %. Отставание строительства тепловых сетей, своевременного ввода тепловых нагрузок промышленности и ЖКХ, завышение тепловых нагрузок потребителей, изменение состава и технологии предприятий приводило к недопустимо долгому (10-15 лет) сроку вывода турбин на проектные параметры с полной загрузкой отборов.

Именно недостатки структурного развития систем теплоснабжения (нехватка пиковых агрегатов, неразвитость сетей, отставание ввода потребителей, завышение расчетных нагрузок потребителей и ориентация на строительство мощных ТЭЦ) обусловили существенное снижение расчетной эффективности теплофикационных систем.



**Рис.1.4. Соотношение инвестиций в разные элементы систем теплоснабжения**

Революционным достижением этого периода следует считать создание в 1965 году теплофикационной турбины типа Т-100-130 на давление пара перед турбиной 13 МПа. В конструкции этой турбины были реализованы два новых прогрессивных принципа: отказ от выработки теплофикационными турбинами «привязанной» конденсационной мощности и переход на давление отбираемого пара ниже атмосферного при трехступенчатом подогреве сетевой воды.

Турбина Т-100-130 и ее модификации стали основным типом теплофикационных турбин для районных ТЭЦ общего пользования. В последующие годы была создана турбина Т-250/300-240 такого же профиля на сверхкритические параметры свежего пара. Эта турбина и сейчас является наиболее экономичной и мощной из всех типов работающих в России теплофикационных турбин. В результате внедрения этих высокоэкономичных теплофикационных турбин на высокие параметры пара и без «привязанной» конденсационной мощности удельные расходы топлива на ТЭЦ стали быстро снижаться сначала до 400-480, а затем до 346-360 гу.т/(кВт.ч).

В 1956 году для возросших нужд промышленности были созданы турбины с производственным и теплофикационными отборами единичной мощностью 50-80 МВт сначала на давление пара 9 МПа, а затем с 1957 года — на 13 МПа.

**Табл.1.4. Особенности покрытия тепловых нагрузок от ТЭЦ в разных регионах страны**

Районы	Доля тепло- потребления ЖКХ	Покрытие от ТЭЦ нагрузки ЖКХ		Покрытие от ТЭЦ промнагрузки	
		1970	1980	1970	1980
Сев.Запад	39 %	41	63	48	56
Центральный	42 %	37,8	50,6	36,5	43,7
Центрально- черноземн.	28,5 %	29	42,7	58	55,6
Волго-вятский	31 %	25	37	54	56,7
Поволжский	19 %	28	40,7	76,5	69,8
Северо- кавказский	33 %	8	12,9	53,2	52,5
Урал	24 %	29	37,6	52	57
Зап. Сибирь	25 %	37	46	51	51,5
Вост. Сибирь	20,8 %	28	50	58	52
Дальний Восток	31 %	16	42,3	31	41,6

Много споров вызывало применение турбин с противодавлением, поскольку в эксплуатации такие турбины нередко недостаточно загружались. В 1933 году турбины с противодавлением были вообще исключены из стандарта. Эта положение было исправлено лишь к середине 70-х годов после обоснования эффективности использования турбин с противодавлением в режимах электроэнергетических систем и определения целесообразных масштабов их применения.

Интенсивное жилищное строительство в крупных городах (Москве, Ленинграде и др.) потребовало создания крупных отопительных ТЭЦ мощностью 300-400 МВт, и для этих целей были разработаны турбины Т-100-130, Т-175-130 и, впоследствии, турбина на сверхкритические параметры пара Т-250-240. К 1970 году только в системе Минэнерго СССР было сооружено более 100 новых ТЭЦ и установлено более 600 теплофикационных турбин. Суммарная мощность теплофикационных турбин увеличилась с 16,6 до 47 млн. кВт.

Ввод в эксплуатацию турбин на давление пара 13-24 МПа позволил значительно улучшить качественные показатели работы ТЭЦ. Расход условного топлива на лучших ТЭЦ с турбинами типа Т и ПТ снизился до 217 гут/(кВт.ч). В то же время удельный расход на лучших тепловых конденсационных электростанциях (КЭС) составлял в то время 368-363 гу.т/(кВт.ч).

**Таблица 1.5. Динамика изменения основных характеристик ТЭЦ.**

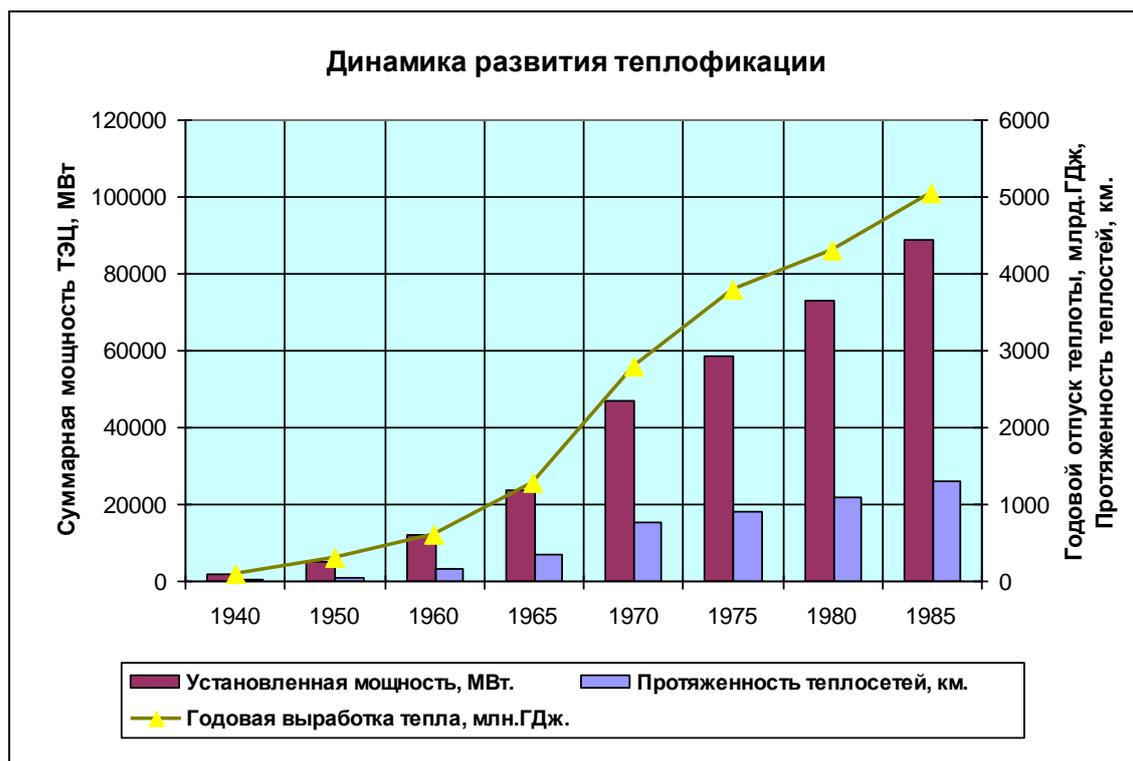
Параметры ТЭЦ	Создание теплофикации 1930 - 1955	Развитие теплофикации после 1960
Электрическая мощность, МВт	25 – 75	600 – 1000
Тепловая мощность, МВт	150 - 300	1700 – 2300
Радиус теплоснабжения, км	1,5 – 3	До 10 – 12

Быстрый рост мощности и экономичности КЭС и ТЭЦ с начальным давлением пара 13-24 МПа создал условия, при которых использование в энергосистемах оборудования ТЭЦ и КЭС с давлением 3,5 МПа (а впоследствии и 9,0 МПа), имеющих удельные расходы топлива на уровне 500-600 гу.т/(кВт.ч) практически стало приводить к значительному пережогу топлива. Поэтому были начаты работы по реконструкции таких конденсационных турбин путем устройства у них теплофикационных отборов, а также перевода на режимы работы с ухудшенным вакуумом.

Суммарная мощность различных конденсационных турбин, реконструированных в период 1960-1970 гг. в теплофикационные, составила около 2,85 млн.кВт. Единичная мощность отопительных ТЭЦ к 1970 году достигла 650 МВт (ТЭЦ-20 Мосэнерго), а промышленно-отопительных — 400 МВт (Тольяттинская ТЭЦ). Суммарная экономия топлива на ТЭЦ общего пользования Минэнерго СССР повысилась к 1970 году до 20,5 млн.ту.т/год.

С начала 70-х годов в развитии теплофикации начался новый этап. ТЭЦ становятся полноправным звеном не только теплоснабжающего хозяйства страны, но и важной составной частью электроэнергетических систем. Были разработаны и введены в действие теплофикационные турбины Т-175-130, Т-180-130 с промежуточным перегревом пара. Доля выработки теплофикационным оборудованием попутной электроэнергии на тепловом потреблении в 1970 году составляла 54%, в 1980 году достигла значения в 64,1%, а удельный расход условного топлива на ее отпуск 266,5 гу.т/кВт.ч.

Наряду с мощными теплофикационными турбинами нового поколения Т-100-130, Т-175/185-130, Т-250-240 получили развитие турбины с промышленными отборами пара для технологических нужд ПТ-60-130, ПТ-135-130, противодавленческие турбины Р-50-130, Р-100-130 для обеспечения технологическим паром крупных предприятий металлургии, химии, нефтехимии.



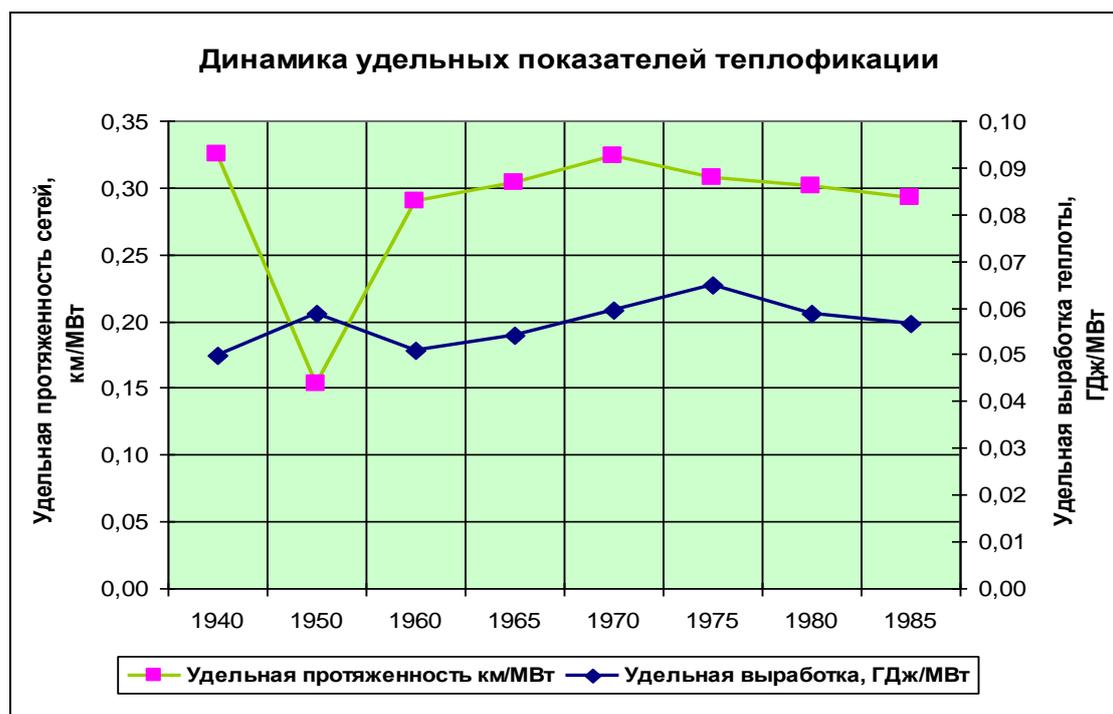
**Рис.1.5. Динамика основных параметров теплофикационных систем**

**Таблица 1.5. Динамика основных параметров теплоснабжения в СССР**

Параметры ТЭЦ	1940	1950	1960	1965	1970	1975
Установленная мощность, МВт.	2000	5000	11922	23743	47000	58500
Протяженность тепловых сетей, км.	650	763	3456	7198	15189	
Годовая выработка тепла, млн.ГДж.	100	293,3	607	1289	2800	3820
Удельная протяженность сетей, км/МВт	0,33	0,15	0,29	0,30	0,32	
Удельная выработка тепла, ГДж/МВт	0,05	0,06	0,05	0,05	0,06	0,07

Из табл.1.5 и рис.1.5 виден достаточно стремительный рост как мощностей ТЭЦ, так и протяженности инфраструктуры тепловых сетей. Рост промышленного и коммунального энергопотребления приводил к сооружению новых ТЭЦ с разводящими сетями, далее в регионе опять шло наращивание промышленного производства, интенсивное жилищное строительство.

При этом удельные показатели: удельная протяженность сетей на единицу установленной мощности, удельная выработка теплоты на 1 МВт (рис.1.6) практически не меняется, что свидетельствует об определенной сбалансированности развития источников и потребителей, т.е. элементах самоорганизации комплексов «ТЭЦ-потребители». Падение вполнину удельной протяженности сетей в 1950 году вызвано, скорее всего, разрушением инфраструктуры энергохозяйства во время войны.



**Рис.1.6. Динамика удельных показателей теплофикационных систем**

ТЭЦ Минэнерго СССР к концу 1990 года составляли 85% всей теплофикационной мощности страны. На них вырабатывалось порядка 87% электроэнергии. За счет комбинированной выработки на ТЭЦ в городах и поселениях городского типа страны обеспечивалась ежегодная экономия топлива в среднем 30 млн.тут. В значительной мере благодаря этому удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию по всей группе тепловых электростанций Минэнерго СССР (325 г.ут/кВт.ч) являлся одним из наиболее низких в мировой электроэнергетики.

Этот период отмечен развитием работ по обоснованию эффективности использования атомных энергоисточников для теплоснабжения: атомных ТЭЦ и котельных – атомных станций теплоснабжения (АСТ). Целесообразность сооружения атомных теплоисточников была доказана для 30 городов страны. В Горьком (Нижем Новгороде) и Воронеже началось строительство первых блоков

АСТ-500. Концепция развития атомного теплоснабжения базировалась на необходимости сокращения завоза органического топлива в Европейскую часть России и максимально возможного уменьшения вредного влияния энергетики на экологическую обстановку в городах. В первую очередь должно было использоваться тепло действующих и строящихся атомных конденсационных электростанций для теплоснабжения потребителей в радиусе до 100 км. Однако Чернобыльская трагедия остановила развитие атомного направления.

Если в период становления теплофикации, как уже отмечалось выше, доминирующую роль играла промышленная нагрузка, то в настоящее время ситуация полностью перевернулась. Распределение отопительных котельных (и общей выработки тепла) по территории федеральных округов полностью соответствует численности (и плотности) населения. Удельное потребление тепловой энергии на 1 чел. в разных регионах, разумеется, различается в соответствии с климатическими параметрами (градусо-сутками отопительного периода).

Таким образом, около 950 городов РФ численностью до 100 тыс. чел. имеют разрозненные «кустовые» схемы теплообеспечения, чуть больше 100 городов численностью 100-300 тыс. чел. развивают централизованные системы, потребляя около 16 % тепла, 50 городов численностью до 1 млн. чел. в разной степени используют теплофикацию, их потребление достигает 21% всей тепловой энергии. И, наконец, 15 мегаполисов имеют разветвленные системы энергообеспечения, суммарное потребление тепла ими составляет около 25 %.

Города с численностью до 300-350 тыс. чел. имеют, как правило, невысокую долю теплофикации, т.е. участия ТЭЦ в покрытии графика тепловой и электрической нагрузки. В большей степени активное участие ТЭЦ проявляется в достаточно крупных городах с численностью 350 – 550 тыс.чел. Таких городов в стране 35, общая численность проживающего в них населения составляет 14,6 млн.чел. Городов с численностью от 550 до 850 тыс.чел. в стране всего 10, в них проживает 6,15 млн.чел. Безусловно, существенную роль играют отопительные и промышленные ТЭЦ в энергообеспечении мегаполисов (15 городов с численностью ~14,7 млн.чел) и двух «столиц» - Москвы и Санкт-Петербурга с суммарной численностью около 15 млн.жителей.

## ЛЕКЦИЯ 2. СОВРЕМЕННЫЕ УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ТЕПЛОЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ И ПРОМУЗЛОВ

Значительное количество факторов повлияли на сегодняшнюю ситуацию с функционированием систем теплоснабжения. Все это привело к существенным отклонениям режимов эксплуатации от расчетных, что наблюдается во многих регионах страны. Если модернизация ТЭЦ, как уже отмечалось выше, была связана с новыми параметрами пара, совершенствованием турбоагрегатов, то развитие систем транспорта и распределения существенно отставало от общего роста масштабов и сложности централизованных систем теплоснабжения. Присоединение новых районных котельных также производилось по самым разным схемам, в зависимости от ситуации с водой в регионе и ряда других факторов. Есть города и регионы, где до сих пор работают безнадежно устаревшие ТЭЦ малой мощности с агрегатами полувекковой давности.

В связи с этим значительную часть тепловой нагрузки берут на себя муниципальные, ведомственные котельные, иногда промышленные ТЭЦ. Нарастание систем централизованного теплоснабжения (ЦТ) происходило в последнее время практически только за счет присоединения новых зданий и микрорайонов с распределительными сетями.

Инфраструктурная реконструкция тепловых магистралей проводилась крайне недостаточно: из этого вытекает необходимость рассматривать структуру источников тепла в динамическом развитии: то есть источники тепла должны в какой-то степени рассматриваться как временные, с постепенной заменой одних, модернизацией и реконструкцией других, изменением режимов функционирования. Вместе с тем динамика развития комплекса централизованного теплоснабжения несколько различается по электрической и тепловой составляющей.

Если электрическая мощность ТЭЦ выросла за 1950-1975 гг. в 12 раз, то тепловая – только в 9 раз<sup>1</sup>. Отставание сооружения тепловых сетей от источников в большей степени касалось именно коммунальной нагрузки с необходимостью распределённых сетей к ЦТП и зданиям. Поскольку распределённость сетей для промышленных потребителей требовалась существенно меньшая, промышленная теплофикация еще и по этой причине развивалась интенсивней. К примеру, если в среднем по стране в середине 70-х годов ТЭЦ обеспечивали ~ 42 % годового теплопотребления всех городских поселений, на Урале эта цифра выростала до 47 %, в Поволжье – до 56 %, а в восточной Сибири – до 63 %.

---

<sup>1</sup> Тепловые сети за период 1960-1975 гг. выросли в среднем в 5 раз.

Напомним, что промышленная нагрузка в силу значительного более ровного графика нагрузки требовала существенно меньших пиковых мощностей (кроме этого, пиковую нагрузку зачастую покрывали утилизационные установки, агрегаты промышленных ТЭЦ). В то время как разница в летнем и зимнем теплоснабжении городов составляет 2,5-3,5 раза, что одновременно ведет как к летней недозагрузке основного оборудования, так и к необходимости строительства значительных пиковых мощностей. Соответственно, сетевое хозяйство (диаметры трубопроводов, мощности насосных станций) также проектировалось на максимальные тепловые нагрузки.

Широкомасштабное жилищное строительство в 1955-1965 годах позволило поднять долю горячего водоснабжения до 10-12 % (и далее до 14-15 %), увеличив время загрузки соответствующих отборов турбин с 2200-2500 часов до 3500-3700 часов и более. Основные причины недостаточной системной эффективности ТЭЦ как части системы централизованного теплоснабжения (табл.4.1): существенное расхождение расчетных и фактических нагрузок (~48%), отставание магистральных и распределительных тепловых сетей (~33%), недостаточность пиковых агрегатов (~17%).

**Табл.2.1. Масштабы недоиспользования мощности ТЭЦ**

<b>Основные влияющие факторы</b>	<b>Количество ТЭЦ</b>	<b>Q<sub>проектн.</sub> Гкал/ч</b>	<b>Q<sub>недозагр.</sub> Гкал/ч</b>	<b>% недозагрузки</b>
Отставание потребностей и ошибочное завышение проектных нагрузок	47	40093	14258	35,6 %
Отставание строительства магистральных и распределительных сетей	32	23272	8675	41,5 %
Отсутствие или недостаток пиковой мощности	29	17479	4900	28 %
Несоответствие мощности пиковых водогрейных котлов номинальной при работе на мазуте	25	8120	800 - 1200	10- 12 %

Выше уже отмечалось, что энергоисточники, и в частности, ТЭЦ развивались в соответствии с логикой пространственного освоения страны с помощью создания и расширения территориально-промышленных комплексов. Это давало весьма существенные (не до конца оцененные в настоящем) инфраструктурные и ресурсные преимущества на источниках (экономия топлива за счет комбинированной выработки тепла и электроэнергии), в сетях (экономия капитальных затрат), у потребителей (невысокие тарифы за счет снижения общесистемных издержек), в экологической обстановке городов и др.

Расчетная эффективность системы обусловлена как оптимальными режимами составляющих ее элементов, так во многом и общесистемными факторами – структурой, составом, особенностями размещения в пространстве, типом взаимодействия элементов. Безусловно, системы в ряде случаев не достигали полной расчетной эффективности по ряду причин, рассмотренных в начале главы, в результате усиливающихся взаимодействий элементов. Тем не менее, именно такие системные преимущества позволили обеспечить надежным теплоснабжением постоянно растущий промышленный комплекс страны и выросший на порядок за 20 лет жилой фонд<sup>2</sup>, осуществить важный для государства этап освоения территорий Восточной Сибири.

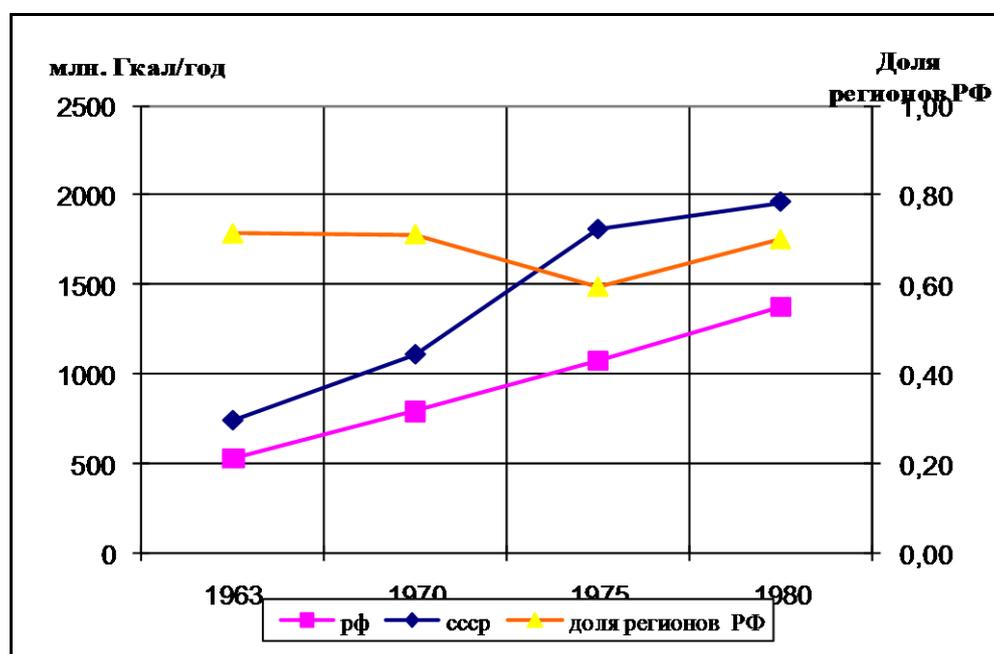


Рис.2.1. Суммарное теплопотребление регионами РФ и СССР в целом

<sup>2</sup> Рост жилого фонда был стремительным: если за предвоенный период было введено 127,9 млн.м<sup>2</sup> общей площади жилья, то за период 1956-1975 гг. было построено в 10 раз больше, т.е. 1284,2 млн.м<sup>2</sup>.

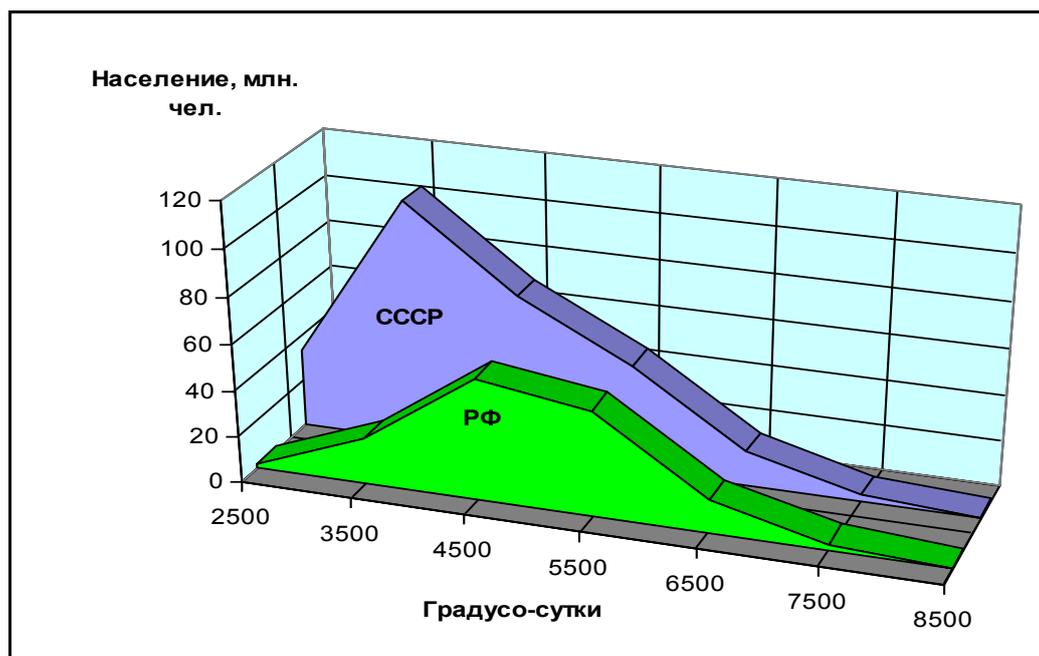
Можно сказать, что в основе всеобъемлющего и массового кризиса систем жизнеобеспечения (тепло-, водоснабжения) страны лежит целый комплекс причин, главные из которых не удорожание топлива, износ основных фондов, а существенное изменение расчетных условий эксплуатации систем, графика тепловых нагрузок, функционального состава оборудования, потеря накопленных инфраструктурных преимуществ.

На уровне метасистемы – комплекса всех региональных систем теплоэнергоснабжения, изменения также были более чем существенны. На рис.2.1 показана динамика суммарного теплопотребления территорий нынешних регионов РФ и СССР в целом, доля теплопотребления РФ колебалась в диапазоне 60-70%.

Соответственно, после распада СССР значительная доля промышленного комплекса и сопутствующих энергоисточников (как видно из рисунка, это около 30-35 % суммарного энергопотребления) оказалась вне России. Значительное число мощных энергообъектов, энергомашиностроительных заводов, инфраструктурных объектов, вспомогательных производств оказались на территории соседних государств (Казахстана, Украины, Беларуси и др.). Соответствующие разрывы технологических связей и систем энерго-, топливоснабжения послужили дополнительным фактором ухудшения условий функционирования систем жизнеобеспечения.

На уровне региональных комплексов - это радикальное изменение графиков тепловой и электрической нагрузки в результате падения промышленного производства и сопутствующая потеря экономии топлива от промышленной теплофикации. В результате значительное число турбин с промышленными отборами (турбин П, ПТ и турбин типа Р) оказались без загрузки и перешли в неэффективные конденсационные режимы, или были остановлены. Если раньше пиковые значения и характер графиков нагрузки определялся работой промышленности, то в настоящее время в большинстве крупных городов он в гораздо большей степени зависит от коммунально-бытовой сферы и сектора торговли и услуг.

Как видно из рис. 2.2, при уходе бывших республик СССР после 1991 г, население страны уменьшается на 45–46 %, при этом если большинство населения СССР (свыше 60 %) проживало с климатической зоне с ГСОП=3000-4000, то в границах современной РФ большинство населения (72 %) проживает при гораздо более неблагоприятных условиях с ГСОП=4000–6000. Это привело к росту доли пиковых и полупиковых режимов оборудования энергоисточников.



**Рис.2.2. Распределение населения СССР и РФ по ГСОП**

Если сопоставлять системные изменения общей тепловой нагрузки (и её структуры) систем теплоснабжения, необходимо обратить внимание на совместное действие нескольких факторов:

- сокращение территории страны на 30 % (а так называемой «эффективной» территории – практически вдвое);
- соответствующее сокращение численности населения на 46 %;
- резкое падение совокупной тепловой нагрузки в связи с промышленным кризисом и стагнацией;
- падение загрузки основного турбинного оборудования ТЭЦ и показателей эффективности их работы;
- износ основного и вспомогательного энергетического оборудования, тепловых сетей.

Основные факторы изменений внешних условий можно условно разделить на несколько групп, которые отражены в табл.2.2. Как видно, изменения затронули все сектора СЦТ: источники, распределительные сети, потребителей. При этом существенно выросла роль взаимовлияния элементов друг на друга (в особенности потребителей тепловой энергии).

Помимо существенного изменения режимных характеристик всего комплекса (источники, магистральные и распределительные сети), это также существенно меняет состав и номенклатуру необходимого для покрытия измененной нагрузки оборудования, делает более значимым и актуальным использование различного рода пикового, аккумулирующего оборудования.

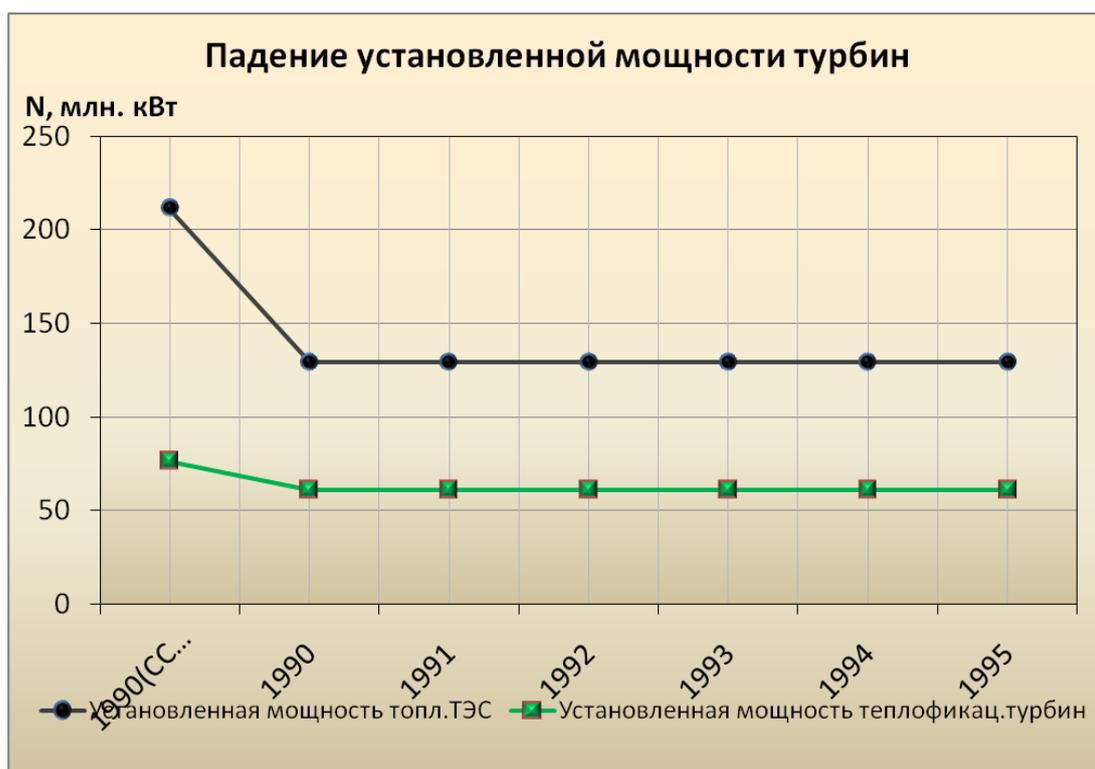
**Табл.2.2. Основные факторы снижения расчетной эффективности и надежности интегрированных систем теплоэнергоснабжения**

<b>Блоки факторов</b>	<b>Содержание</b>
Резкое изменение расчетных условий функционирования	Резкое сокращение промышленного теплопотребления
	Отставание ввода в строй источников и сетей по сравнению с потребителями
Изменение экономических условий хозяйствования	Разделение интегрированных систем на экономически независимые субъекты
	Рост цен на топливо, комплектующие
	Нехватка средств на амортизацию и реконструкцию сетей, источников
Организационно-информационные факторы	Нехватка квалифицированных кадров коммунальной энергетики
	Отставание освоения современных систем учета и мониторинга
Институциональные факторы	Ухудшение координации действий всех звеньев систем теплоэнергоснабжения
	Изменение правил расчета, оценки эффективности, экономического стимулирования

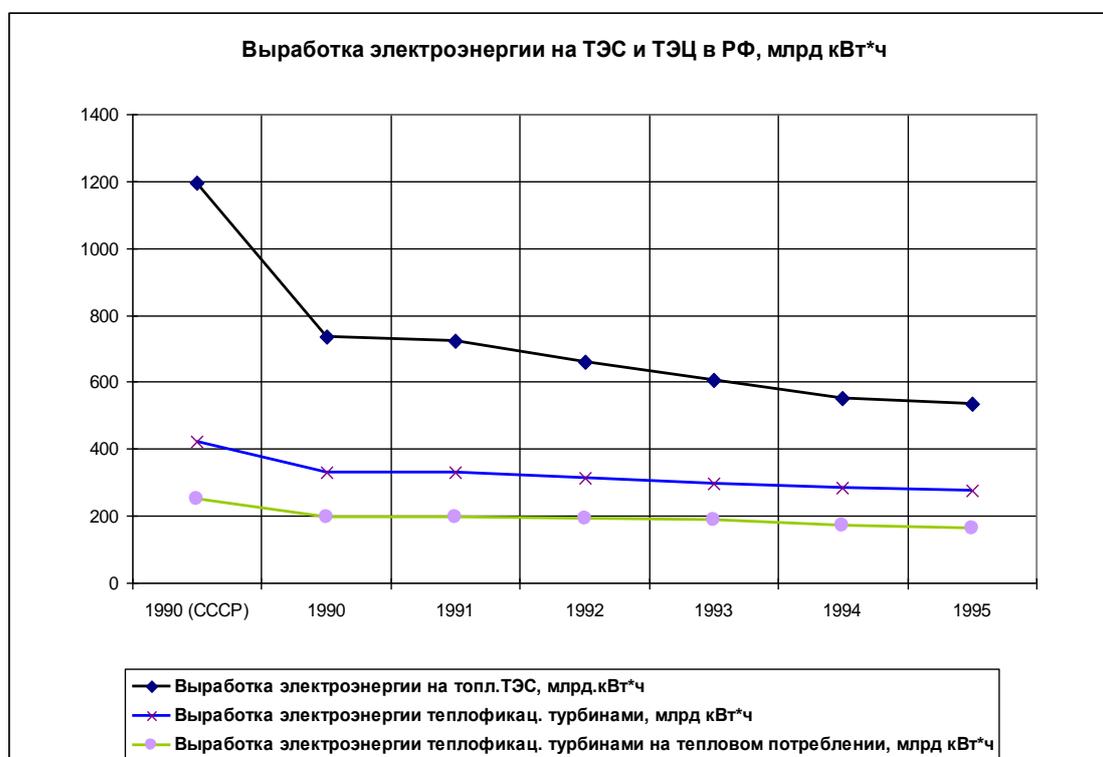
На следующем рис.2.3 наглядно видно существенное падение уставленной мощности турбоагрегатов тепловых станций общего пользования и ТЭЦ. График на рис.2.3 наглядно свидетельствует, что на территории РФ в процентном соотношении осталось намного больше мощностей ТЭЦ, чем ТЭС (ГРЭС).

Это связано в первую очередь с более суровыми климатическими условиями большинства регионов России по сравнению с остальными бывшими союзными республиками (Прибалтикой, Украиной, Средней Азией). Соответственно, значительно больше (на 37% против 21%) «просела» выработка электроэнергии именно на конденсационных тепловых электростанциях (рис.2.4). Россия была вынуждена сохранять мощности ТЭЦ, так как они являются ключевым элементом систем жизнеобеспечения подавляющего большинства населения.

Вместе с тем, хотя установленная мощность ТЭЦ на территории РФ в 1991-1995 годах практически не изменялась, выработка электроэнергии на ТЭЦ за это время упала на 18%, а тепла – на 25%. Также значительно за эти пять лет (около 27%) снизилась общая выработка электроэнергии на конденсационных теплоэлектростанциях РФ.

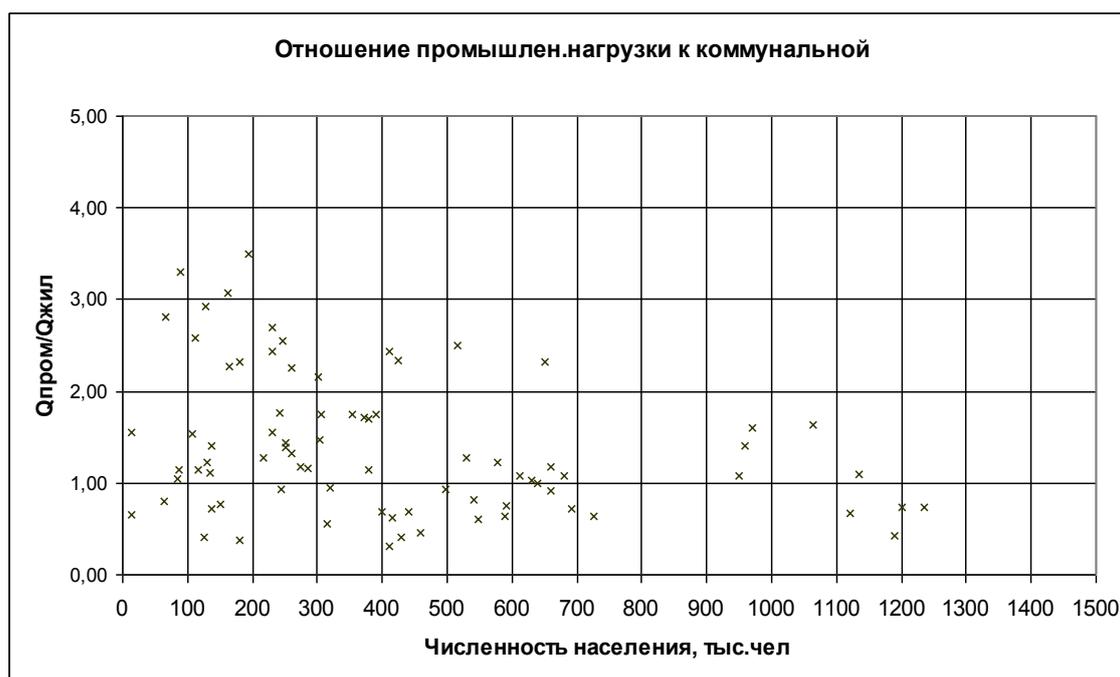


**Рис.2.3. Динамика установленной мощности турбоагрегатов ТЭС общего пользования и ТЭЦ на рубеже 1990-1995 гг.**



**Рис.2.4. Динамика падения выработки электроэнергии на ТЭС общего пользования и на ТЭЦ на рубеже 1990-1995 гг.**

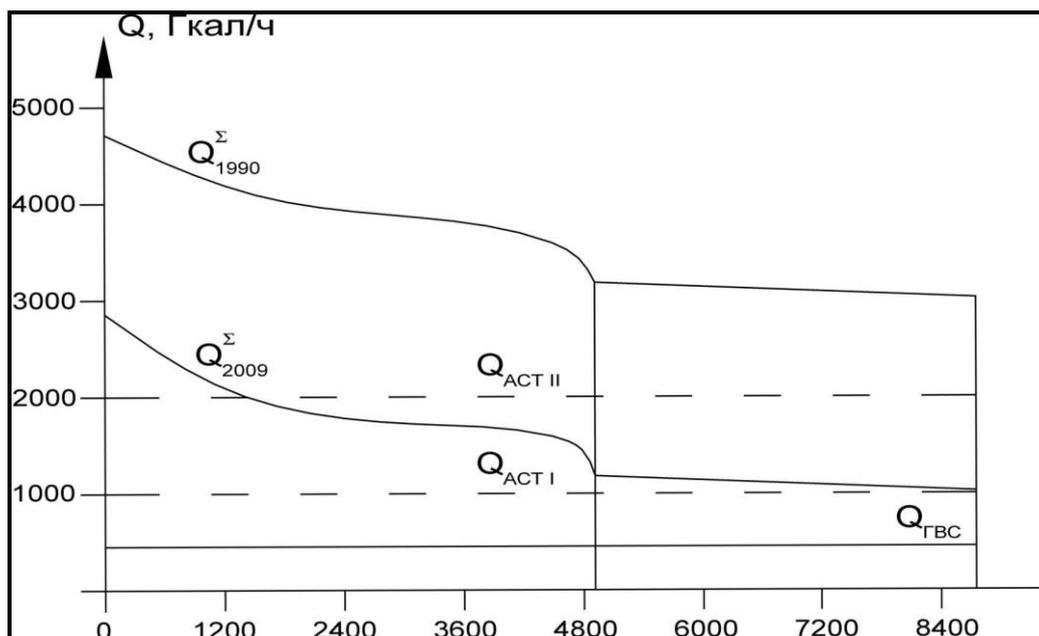
Как уже отмечалось выше, преобладание промышленной нагрузки ТЭЦ, превышающей отопительную нагрузку практически вдвое, во многом сглаживало сезонные пики коммунального теплоснабжения городов. Резкое сокращение промышленного теплоснабжения привело к переизбытку централизованных мощностей при возрастании роли именно пиковых источников и агрегатов. Проблема стоит острее именно в крупных городах с высокой долей промышленного энергопотребления, в небольших городах система легче выходит на расчетные параметры, но сталкивается с экономическими проблемами и износом сетевого хозяйства.



**Рис.2.5. Отношение промышленной тепловой нагрузки к коммунально-бытовой для городов с различной численностью населения**

Из графика на рис.2.5 видно, что превышение промышленной нагрузки над коммунальной практически не было связано ни с климатом, ни с размерами городов. Наибольшее падение промышленной нагрузки было связано с падением производства в машиностроении, обрабатывающих отраслях страны, снижением доли ВПК (Саратов, Пермь, Нижний Новгород, Волгоград, Воронеж), закрытием ряда производств в горнодобывающих регионах (Воркута).

В ряде случаев остановка промышленных предприятий дополнительно приводит и к депопуляции, еще больше сокращая тепловые нагрузки. На рис.2.6 показано изменение графика тепловой нагрузки для миллионного города (Воронеж) со значительным количеством котельных, несколькими ТЭЦ общего пользования, промышленными ТЭЦ.



**Рис.2.6. Динамика изменения графика тепловой нагрузки мегаполиса**

Даже в крупных городах в связи с резко выросшей стоимостью тепловой энергии некоторые предприятия задумались о собственных теплоисточниках (а имеющие средства воплотили эти проекты в жизнь), что еще больше ухудшает ситуацию в централизованной системе теплоснабжения.

В силу объективных и субъективных обстоятельств теплоснабжающее хозяйство России оказалось в весьма сложном положении. Почти повсеместное стремление в прошлые годы к созданию и развитию крупных и сверхкрупных теплоснабжающих систем, единичных мощностей теплофикационных энергоагрегатов и ТЭЦ приводило к длительным фактическим срокам строительства и выхода на режимы окупаемости. Соответственно, многолетние нерасчетные перерасходы топлива и омертвление материальных ресурсов

Все это существенно сказывалось на реальной эффективности теплофикации:

- инвестиции в развитие теплоснабжающего хозяйства десятки лет были недостаточны. Теплофикация так и не смогла достичь оптимальных уровней - 46% от суммарного теплопотребления страны. И в то же время установленная тепловая мощность источников тепла из-за неодновременности финансирования строительства источников тепла и тепловых сетей постоянно недоиспользуется и поныне на 20-30%;

- котлы и турбины теплоэлектроцентралей, агрегаты городских котельных в своем большинстве изношены физически и морально. Многие уже отработали свой технический ресурс;

- реконструкция, текущие и капитальные ремонты из-за недостатка средств многие годы ограничивались мерами по поддержанию работоспособности энергоисточников. Все это привело к массовому преждевременному старению энергооборудования:

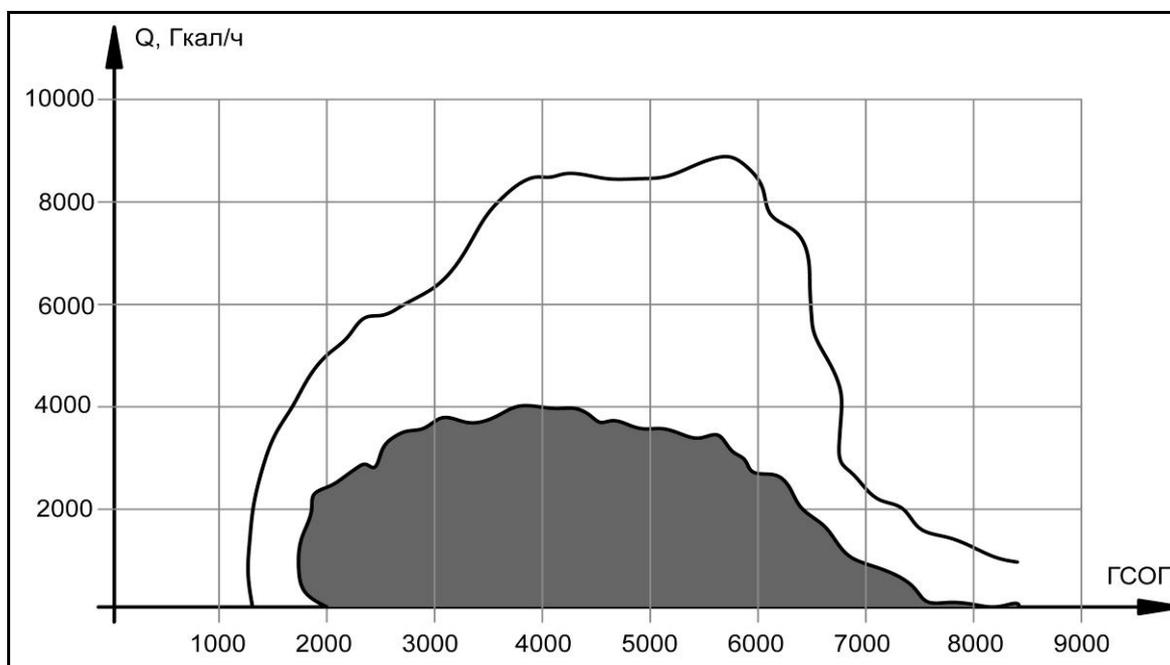
- объемы технического перевооружения не всегда предусматривали внедрение новых энергосберегающих технологий;

- теплоизоляция трубопроводов тепловых сетей, выполненная, как правило, из некондиционных, некачественных материалов, почти повсеместно частично или полностью пришла в негодность. В результате тепловые потери в 2-5 раз превышают проектные;

- практически все теплоснабжающее хозяйство СЦТ, — ТЭЦ, котельные, тепловые пункты, магистральные и распределительные тепловые сети, - не отвечает современным нормативам качества и надежности теплоснабжения;

- весьма значительно отрицательное воздействие на окружающую среду городов конденсационной выработки электроэнергии на ТЭЦ в размерах, превышающих местные городские потребности;

- актуальнейшие задачи энергосбережения и энергоиспользования в теплоснабжающем хозяйстве решались разрозненно, бессистемно.



**Рис.2.7. Условное соотношение совокупных тепловых нагрузок РФ (после развала страны и падения промышленности) и СССР**

На рис.2.7 показано сокращение общего разнообразия тепловых нагрузок городов страны в результате всех совокупных изменений. Помимо режимных параметров энергоисточников, изменилась и номенклатура необходимых агрегатов, перечень комплектующих устройств, автоматики и многое другое.

Комплекс вышеотмеченных изменений привел в ряде регионов к полной потере системных инфраструктурных преимуществ (табл.2.3): выгоды от комбинированной выработки тепла и электроэнергии на источниках стали достоянием в основном частных структур, сетевое хозяйство получило в наследство полный износ, потребители - завышенные и экономически необоснованные тарифы<sup>3</sup>. Лишь в ряде регионов Урала, Поволжья удалось сохранить инфраструктуру энергопромышленного комплекса с резко уменьшившимися преимуществами и пониженными возможностями для территориального развития

**Табл.2.3. Структура и трансформация инфраструктурных преимуществ РЭС**

<b>Компоненты РЭС</b>	<b>Источник и масштаб преимуществ</b>	<b>Трансформация преимуществ</b>
Источники (ТЭЦ)	Экономия топлива на ТЭЦ (25-30%), экономия выбросов в атмосферу	"Приватизация" преимуществ и отнесение их, как правило, на производимую электроэнергию
Сетевое хозяйство	Постоянные режимы сети, оптимальные удельные расходы теплоносителя (и электроэнергии), снижение удельных капитальных затрат	Изменение режимов сетей, избыточные диаметры трубопроводов, завышенные расходы на перекачку, резкий рост аварийности и потерь
Потребители (промкомплекс, ЖКХ)	Надежность энергообеспечения, возможность снижения тарифов	Отказ от взаимной сбалансированности тарифов разными потребителями и их рост
РЭС и регион в целом	Инфраструктурная сбалансированность источников, сетей, потребителей	Несоответствие источников потребителям (сетевому хозяйству), структурные дисбалансы

<sup>3</sup> Дорогое топливо, содержание избыточных мощностей, нерациональные потери тепловой энергии и теплоносителя, "инвест-программы" и др. – все это перекладывается на потребителя.

Многие крупные теплофикационные системы в России сейчас стоят на грани конкурентоспособности на рынке тепловой энергии, поскольку цена отпускаемого от них тепла выше, чем от местных теплогенераторов и котельных. Определенная доля вины лежит и на недостаточно гибком методе распределения затрат на ТЭЦ между теплом и электроэнергией.

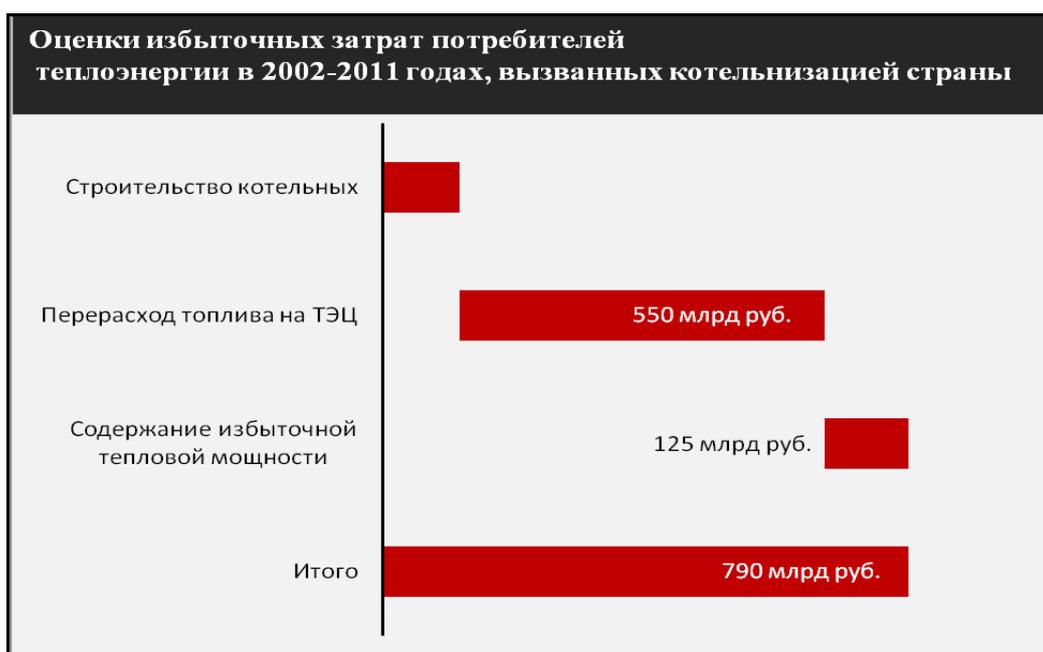
Теплофикационные системы большинства российских городов характеризуются сегодня следующими особенностями.

- Оборудование ТЭЦ и тепловых сетей имеет высокую степень износа.
- Часть ТЭЦ фактически являются крупными котельными с небольшой электрогенерацией.
- Многие крупные промышленные потребители отключились от централизованных систем теплоснабжения, либо резко сократили свое теплотребление. В сложившихся жилых районах, несмотря на уплотнительную застройку, теплотребление также снижается.
- Из-за несбалансированности экономических интересов, городские котельные не работают в пиковом режиме совместно с ТЭЦ.
- Из-за уменьшения тепловой нагрузки и соответствующего снижения КИУМ, некоторые ТЭЦ стали хронически убыточными.
- На рынке электрической энергии ТЭЦ, в части теплофикационного режима, работают по схеме ценопринимания (стоимость электроэнергии определяется не по заявке генератора, а по сложившейся на рынке в данный период).
- Электроэнергия, вырабатываемая ТЭЦ в конденсационном цикле, будучи у большинства из них дорогой, принимается рынком только в периоды максимального потребления. Примерно у 30 ТЭЦ стоимость электроэнергии иногда оказывается замыкающей для остальных участников рынка (по их ценовой заявке при пиковом потреблении определяется стоимость поставки электроэнергии во всей огромной ценовой зоне). Небольшая ТЭЦ в период пика может поднять цену всего рынка на 10-15%.
- В городах наблюдается максимальная суточная неравномерность электропотребления, а паротурбинные ТЭЦ, особенно не имеющие пиковых котлов, плохо приспособлены к регулированию (необходимо обеспечивать через турбину пропуск пара достаточный для обеспечения тепловой нагрузки). ТЭЦ чаще всего ссылаются на технологические ограничения, мешающие выполнить команду Системного оператора и снизить нагрузку в период ночного провала потребления электрической мощности.

- Рынок электрической мощности сформировался пока только в виде конкурентного отбора мощности (КОМ), с ограничением цены на мощность в большинстве зон свободного перетока. По техническому состоянию станций и/или высокой ценовой заявке на мощность некоторые ТЭЦ не прошли КОМ на 2011 год. В 2011 году для них введена процедура допуска на рынок мощности со статусом «вынужденной генерации».

Вопрос, что делать со станциями, не соответствующими условиям КОМ 2012 года, пока не решен. Часть из этих станций (около 2 ГВт установленной мощности) не имеют статус «вынужденной генерации» и в первом квартале 2012 г. вообще не получают плату за мощность. Перевод большинства этих станций в режим работы котельных приведет к росту себестоимости тепловой энергии (табл.2.4).

Для российских ТЭЦ характерна несбалансированность мощности и структуры оборудования с потребностью на тепловом и электрическом рынках. В электроэнергетике введена рыночная модель ценообразования, а в теплоснабжении сохранено государственное регулирование тарифов. Обе стороны считают, что противоположная решает свои задачи за счет неё.



**Рис.2.8. Избыточные затраты потребителей тепловой энергии**

Системам теплофикации необходима серьезная модернизация. Разрабатываемые сегодня изменения в модели рынков тепловой и электрической энергии и в методологии планирования энергетического развития должны создать правильные стимулы участникам рынка для создания надежных, сбалансированных по всем видам энергоресурсов, маневренных и экономичных систем.

**Таблица 2.4. Технические, организационные и экономические причины убыточности ТЭЦ**

<b>Технические</b>	<b>Организационные</b>	<b>Экономические</b>
Высокие удельные расходы на эксплуатацию и ремонт оборудования ТЭЦ из-за изношенности оборудования и большой численности персонала	Конкуренция ГЭС и АЭС, компенсирующих большую часть затрат из платы за мощность при низких переменных затратах	Формирование тарифов на тепло по предельным индексам роста (единожды заниженные тарифы нельзя поднять до уровня среднеотраслевых)
Низкий коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) и несоответствие структуры оборудования подключенной нагрузке	Использование, при формировании тарифов на тепло, заниженных удельных расходов топлива на выработку тепловой энергии от водогрейных котлов, с соответствующим повышением «удельников» на выработку электроэнергии	Несоответствие стоимости топлива, принятой в тарифах на тепло, и фактическое отсутствие корректировки в следующий регулируемый период из-за ограничений роста по предельным индексам
Длительное использование оборудования ТЭЦ в «горячем резерве» для обеспечения пиковых электрических нагрузок	Ночное маржинальное снижение цены на электроэнергию ниже топливных затрат	Влияние тарифных факторов только на ТЭЦ, производящих два товара, что снижает их конкурентоспособность
Работа ТЭЦ в конденсационном режиме	Утверждение органами местного самоуправления заниженных нормативов потребления тепла и ГВС для населения	Неплатежи, а также возврат завышенных или ненужных инвестиций

### **ЛЕКЦИЯ 3. Фактические особенности и режимы работы систем теплоснабжения в городах и регионах страны.**

Проявившиеся существенные «минусы» участия ТЭЦ в системах теплоснабжения связаны, как уже отмечалось выше, в-первых, с нерасчетными технологическими режимами функционирования и, во-вторых, с неразберихой и путаницей в придуманных на скорую руку «моделях рынка», всем комплексом негативных последствий «реформы электроэнергетики» страны.

Само наличие крупных систем централизованного теплоснабжения обусловлено только необходимостью сбора нагрузки для ТЭЦ, так как, только в этом случае затраты на магистральные тепловые сети компенсируются через экономию топлива.

При принятых в тарифах удельных расходах по теплу 130-150 кг/Гкал для ТЭЦ наиболее выгоден абонент, потребляющий тепла больше, чем электроэнергии, а это, в первую очередь, население. При детальном расчете может оказаться, что существующее «перекрестное субсидирование» по электроэнергии в пользу бытовых потребителей для крупных городов обосновано. В Дрездене, для удержания жилых домов в системе централизованного теплоснабжения, жителям продают сразу два товара и дают скидку на стоимость электроэнергии.

Не менее значим другой аргумент в пользу теплофикации – существенно меньшие затраты на передачу электроэнергии потребителям. Электроэнергию, выработанную непосредственно на территории города, нет никакого смысла передавать на дальние расстояния в экологически благополучные районы с соответствующими потерями энергии и затратами на строительство/содержание ЛЭП.

При единообразном подходе к формированию тарифов на передачу электрической энергии в пределах ценовой зоны, потребители, получающие ее от ТЭЦ, субсидируют остальных потребителей, подключенных к удаленным источникам. Существует своеобразный конфликт между городом и деревней, так как удельные затраты на поставку электроэнергии в последнюю иногда чрезмерно велики, и оправдываются только за счет перекрестки от городских потребителей.

Еще в начале прошлого века отечественными специалистами было доказано, что доставлять топливо в места энергетических нагрузок существенно дешевле, чем передавать на дальние расстояния электричество (меньше капитальные и эксплуатационные затраты, а также величина потерь).

Сегодня, когда электростанции работают в основном на газе, это положение еще более оправданно, так как стоимость передачи газа к любой электростанции региона практически одинакова и нет проблем со складированием отходов сжигания.

Также надо учитывать, что наличие ТЭЦ повышает надежность электроснабжения городов в большей степени, чем резервирование линиями электропередач.

В целом ТЭЦ – более надежный теплоисточник, чем подавляющее большинство котельных

Повышенная надежность определяется следующими факторами:

- относительно высокой надежностью основного оборудования;
- наличием резервного топлива;
- надежностью электроснабжения сетевых насосов;
- мощностью водоподготовки;
- квалификацией персонала.

Недостатки ТЭЦ тоже различны:

а) Экологическое воздействие на атмосферу городов, включая выброс вредных веществ и изменение городского климата (особенно для крупных станций). Конденсационная выработка на ТЭЦ в базовом режиме лишена смысла, так как экономии топлива нет, а экологические последствия, по сравнению с загородной ТЭС, существенно выше.

Созданные в советское время системы передачи электрической энергии не предназначены для выдачи электрической мощности из городов. Существующая схема распределения электроэнергии от крупных федеральных электростанций в города существенно дешевле системы сбора излишней электроэнергии из них, да и потребителя для этой энергии обычно нет.

В последнее время в некоторых городах России начали возводиться ПГУ блоки, заведомо предназначенные для работы большей частью в конденсационном режиме. Почти все они строятся по схеме договора поставки мощности (ДПМ), т.е. одобрены государством и финансируются за счет «перекрестки» при оплате мощности.

Получается, что в стране, являвшейся раньше примером планового развития теплофикации, ситуация с ней сегодня доведена до абсурда. Фактически в городах строятся малые ГРЭС с соответствующими экологическими последствиями и затратами на выдачу излишней электрической мощности из них.

б) Сложность существенной электрической разгрузки паротурбинных ТЭЦ в части оборудования, работающего в теплофикационном цикле, из-за необходимости обеспечения расхода пара в теплофикационных отборах. Даже если имеются пиковые котлы, перевод тепловой нагрузки на них для разгрузки паровых турбин, весьма длительная операция. Использование РОУ также не оправданно. Сегодня рынком электрической энергии принимается вся электроэнергия, выработанная в теплофикационном цикле.

в) Низкое число часов использования установленной теплофикационной мощности. По нагрузке ГВС оборудование может быть загружено круглогодично, то есть 8760 часов, а по пиковой нагрузке отопления – практически в сто раз меньше. Многие ТЭЦ обеспечивают всю нагрузку теплофикационным оборудованием без пиковых котлов и пиковых котельных, соответственно, большую часть года оно либо простаивает, либо работает в конденсационном режиме.

В средней полосе России 50% реально используемой мощности теплоисточников обеспечивают 90% реализации тепловой энергии. Значительное количество теплогенерирующего оборудования вообще не используется, так как рассчитано на обеспечение завышенных договорных нагрузок потребителей.

Рассмотрим несколько ключевых примеров работы энергоисточников в системах теплоснабжения городов и регионов в разных климатических условиях. Видно, что в малонаселенных северных регионах (Архангельская, Вологодская область, ХМАО и др.) существенную роль играют системы теплоэнергоснабжения удаленных и труднодоступных поселений (табл.2.1 – 2.2).

В ряде северных городов (Воркута) закрытие промышленного производства в зоне действия ТЭЦ привело в существенному сокращению тепловой нагрузки, падению эффективности ее работы, соответствующему росту издержек и тарифов на тепловую энергию (табл.2.3). Если жители центральной части страны получают необходимую им 1 Гкал/чел теплоты с издержками преобразования около 0,25-0,3 Гкал, то жители Воркуты вынуждены за необходимые им 2 Гкал/чел получать с общими издержками до 2 Гкал, что естественно весьма существенно удорожает стоимость этого количества необходимого потребителям тепла.

Сводный топливно-энергетический баланс теплового узла Воркуты представлен на рис.3.1.

**Таблица 2.1 Особенности ситуации в секторах энергопроизводства и потребления ХМАО**

Показатели	Энергоисточники	Распределительные сети	Потребители энергоресурсов
Удельные расходы энергоресурсов	<p>В среднем по ХМАО <math>B_{эл}=320</math> г/кВт*ч</p> <p>Расход топлива на отдельных котельных достигает 500 кг/Гкал</p> <p>Удельный расход топлива на ДЭС в удаленных поселениях в 1,75 раза выше</p>	<p>Физический износ магистральных и распределительных сетей – 27 %, подстанций – 44 %, сетей среднего и низкого напряжения – 52 %</p> <p>Потери тепла в сетях 12,2 % (в муниципальных сетях до 20%)</p>	<p>Удельный расход электроэнергии населением 760-770 кВт*ч/чел</p> <p>В целом потребление энергоресурсов населением на бытовые нужды – 1,24 т.у.т./год</p>
Оценка ситуации в секторе	<p>Значительное число населения, проживающего в поселках и небольших городах, в том числе в зонах децентрализованного энергоснабжения</p>	<p>Дисбаланс между генерирующими мощностями (с загрузкой на 50% мощности) и предельной загрузкой электросетей (дефицит пропускной способности сетей)</p> <p>Нуждаются в замене 23% тепловых сетей, 22 % водяных сетей</p>	<p>Удельный расход тепловой энергии на отопление в пересчете на градусо-сутки 165-170 кДж/м<sup>2</sup>*ГСОП – превышает среднероссийские показатели на 35 % (нормативы на 65-70 %)</p> <p>Водопотребление населением в пределах нормы (124-165 л/сутки).</p>
Направление повышения эффективности в секторах	<p>Развитие инфраструктуры в секторах децентрализованного энергоснабжения, в том числе с использованием местных ресурсов</p>	<p>Оптимизация систем транспорта нефти и газа.</p> <p>Модернизация распределительных электрических сетей низкого напряжения</p>	<p>Повышение энергоэффективности в промышленности</p> <p>Модернизация жилых зданий и объектов бюджетной сферы, замена осветительных приборов на более энергоэффективные</p>

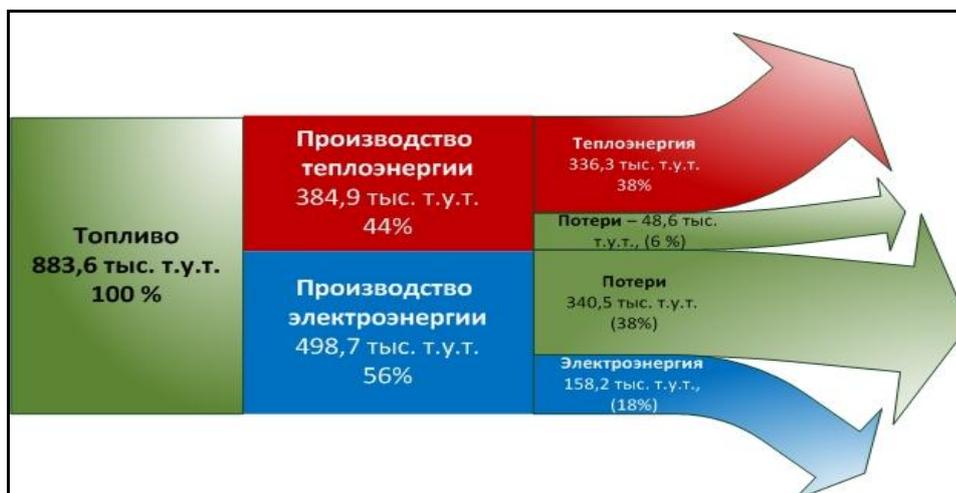
**Таблица 2.2 Особенности ситуации в секторах энергопроизводства и потребления Архангельской области**

Показатели	Энергоисточники	Распределительные сети	Потребители энергоресурсов
Удельные расходы энергоресурсов	В среднем по области $V_{эл}=320$ г/кВт*ч Расход топлива на отдельных котельных достигает 500 кг/Гкал Удельный расход топлива на ДЭС в удаленных поселениях в несколько раз выше	Физический износ магистральных и распределительных сетей – 27 %, подстанций – 44 %, сетей среднего и низкого напряжения – 52 % Потери тепла в сетях 12,2 % (в муниципальных сетях до 20%)	Удельный расход электроэнергии населением 760-770 кВт*ч/чел В целом потребление энергоресурсов населением на бытовые нужды – 1,24 т.у.т./год
Оценка ситуации в секторе	Значительное число населения, проживающего в поселках и небольших городах, в том числе в зонах децентрализованного энергоснабжения	Нуждаются в замене 23% тепловых сетей, 22 % водяных сетей	Удельный расход тепловой энергии на отопление в пересчете на градусо-сутки 165-170 кДж/м <sup>2</sup> *ГСОП – превышает среднероссийские показатели на 35 % (нормативы на 65-70 %) Водопотребление населением в пределах нормы (124-165 л/сутки).
Направление повышения эффективности в секторах	Закрытие мелких, устаревших котельных. Развитие инфраструктуры в секторах децентрализованного энергоснабжения, в том числе с использованием местных ресурсов	Перекладки изношенных участков тепловых сетей (Архангельск) Модернизация распределительных электрических сетей низкого напряжения	Модернизация жилых зданий и объектов бюджетной сферы, замена осветительных приборов на более энергоэффективные

**Таблица 2.3 Общая проблематика системы энергообеспечения г.о. Воркута**

<b>Первичные факторы</b>	<b>Технологические проблемы</b>
--------------------------	---------------------------------

<p>Снижение совокупной нагрузки энергосистемы в результате закрытия шахт, сокращения населения (общая избыточность энергоисточников для промузла и г.о. Воркута)</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Рост удельных расходов топлива на ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, собственных нужд энергосистемы.</li> <li>2. Недогрузка распределительных сетей и большинства трансформаторных подстанций, износ оборудования.</li> <li>3. Существенный рост потерь электроэнергии в сетях потребителей свыше 15 %.</li> <li>4. Разбалансирование тепловых сетей, ставшие избыточными диаметры трубопроводов и мощности насосного оборудования приводят к неустойчивой работе сетей, перекачке избыточного количества воды и перерасходу электроэнергии.</li> </ol>
<p>Территориальная неравномерность недогрузки основного оборудования энергосистемы</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Наиболее современный и мощный энергоисточник (ТЭЦ-2) не имеет достаточных потребителей тепловой энергии, так как расположен на удалении 16 км от основной застройки.</li> <li>2. Рост потерь (сбросов) тепловой энергии на ТЭЦ-2 и сокращение выработки электроэнергии в комбинированном цикле.</li> <li>4. Непосредственно г.о. Воркута снабжается тепловой энергией от морально и физически устаревшей (~50 лет) ТЭЦ-1 и дорогой мазутной водогрейной котельной.</li> </ol>
<p>Износ и зашламованность инженерных систем зданий</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Низкий теплосъём и высокий расход теплоносителя в сетях.</li> <li>2. Перерасход электроэнергии на перекачку как горячей, так и холодной воды.</li> <li>3. Завышенный ночной водоразбор из системы теплообеспечения.</li> </ol>



**Рисунок 1.1** Диаграмма энергетического баланса ТЭЦ г. Воркуты

Необходимо подчеркнуть, что, если принять удельные расходы топлива на выработку тепловой энергии на ТЭЦ как для котельной (150 г/кВтч при КИТ=82%), то удельные расходы для электроэнергии, выработанной на тепловом потреблении окажутся практически такими же, независимо от типа ТЭЦ. Изменяя состав оборудования и тепловой цикл ТЭЦ, можно вырабатывать больше или меньше электроэнергии с теми же удельными затратами топлива на 1 кВтч.

Принципиальный вывод – ТЭЦ позволяют производить в городе электроэнергию с удельными затратами топлива, недостижимыми вне теплофикационных циклов, и в количестве, необходимом для обеспечения всех городских нужд. Необходимо только подобрать набор оборудования, соответствующий тепловым и электрическим нагрузкам.

На производство электроэнергии в конденсационном цикле на той же ТЭЦ потребуется гораздо больше топлива, даже на номинальных режимах:

- ГТУ-ТЭЦ с КПД 24% – 512 г/кВтч;
- ГТУ-ТЭЦ или ПТУ-ТЭЦ с КПД 35% – 351 г/кВтч;
- ПГУ-ТЭЦ с КПД 51% – 241 г/кВтч.

Надо также учитывать, что КПД выработки электроэнергии существенно снижается при уменьшении электрической нагрузки. Этот эффект наиболее существенен при применении газовых турбин, например, разгрузка парогазовой ТЭЦ может снизить ее электрический КПД почти в 2 раза.

Специалисты уже более 50 лет спорят о методах разнесения экономии топлива от теплофикации между тепловой и электрической энергией. Регионы и муниципальные образования заинтересованы в снижении удельных расходов по теплу:

- тепловая энергия потребляется непосредственно в городах региона, а стоимость электрической устанавливается усредненно по большой ценовой зоне, и пониженные тарифы на тепло воспринимаются как плата за экологическое воздействие ТЭЦ;

- основным потребителем тепла от централизованных систем является население;
- снижение тарифов на тепло повышает конкурентоспособность ТЭЦ и за счет подключения к ЦТ новых потребителей позволяет сдерживать дальнейший рост тарифов.

Энергетические компании наоборот, обычно предпочитают относить большую часть экономии на электроэнергию, что дает им конкурентные преимущества на рынке. Для присоединения потребителей по теплу, большие надежды возлагаются на административные меры (запрет на поквартирное отопление, распределение нагрузки в схемах теплоснабжения) и на проекты объединения систем теплоснабжения от котельных и ТЭЦ в одном предприятии.

В зависимости от позиции региональной тарифной службы и доли пиковых котлов, удельные расходы на производство тепловой энергии от ТЭЦ устанавливаются в пределах 130-150 кг/Гкал (112-129 г/кВт·ч). В общем виде все варианты искусственного разнесения затрат соответствуют следующему графику (рис. 2).

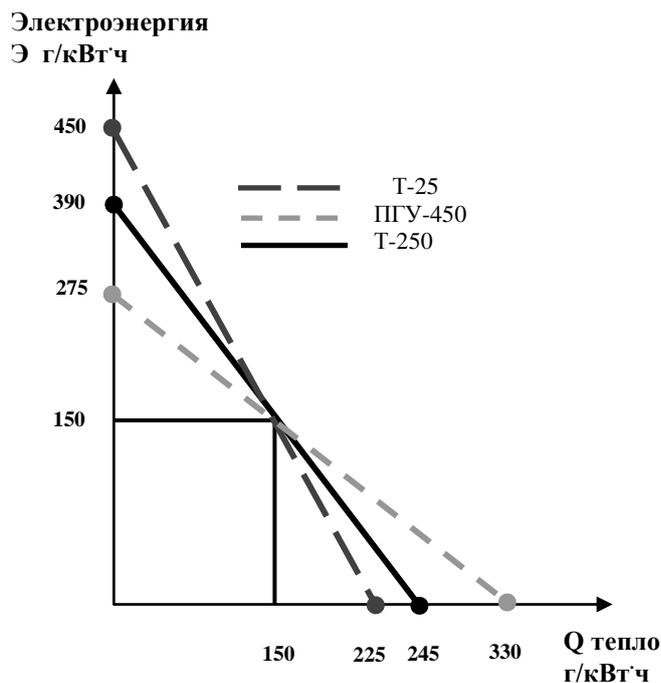


Рис. 1.2. График взаимозависимости удельных расходов на выработку электроэнергии и теплоты для блока Т-250 ( $\mathcal{E}=250/300$  МВт,  $Q=400$  МВт) при его полной нагрузке и любых возможных вариантах распределения топлива между двумя товарами.

В конденсационном цикле при мощности в 300 МВт паспортный расход топлива составляет 325 г/кВт·ч. При нулевой стоимости тепла, разница в удельных затратах топлива между теплофикационным и конденсационным режимами составляет 65 г/кВт·ч (390-325). При пересчете ее в полном объеме на тепло, получим 40 г/кВт·ч или около 45 кг/Гкал. Это реальные затраты топлива на производство тепла в теплофикационном режиме с позиции производства электроэнергии. Необходимо также учитывать снижение электрической мощности в теплофикационном режиме на 50 МВт.

Таблица 2.4

Общая проблематика системы энергообеспечения Краснодарского края

Первичные факторы и особенности	Технологические проблемы энергоснабжения и энергоэффективности
Теплый климат и небольшая продолжительность отопительного периода	Наличие централизованных систем отопления только в 5 крупных городах региона. Существенные потери тепловой энергии в тепловых сетях, нестабильные гидравлические режимы. Наличие существенных перепоставок тепловой энергии («перетоков») потребителям.
Высокая распределенность и плотность населения в небольших городах и поселках	Сниженное удельное потребление электроэнергии, повышенное потребление природного газа для нужд отопления, горячего водоснабжения, пищевого приготовления и др.
Существенная зависимость от внешних поставок газа, электроэнергии	Дефицит собственной генерации, значительные внешние поставки электроэнергии (около 67%), дефицит мощности, неустойчивое энергоснабжение значительной части территории края
Значительный рост нагрузок жилья, торговой сферы, рекреационных объектов	Наличие ограничений в подключении мощных потребителей, необходимость снижения пиковых нагрузок, применений энергоэффективных систем жизнеобеспечения в торгово-офисных комплексах
Наличие значительных ресурсов возобновляемых источников энергии	Применение около 750 тыс.м <sup>2</sup> гелиоколлекторов для горячего водоснабжения. Проработанные проекты сооружения ВЭС Анапы. Проекты сооружения мини ГЭС разной мощности. Пилотные проекты использования геотермальной энергии (пос. Розовый, Апшеронск).

Несмотря на совершенствование конденсационных тепловых электростанций, теплофикация остается техническим способом, обеспечивающим минимальные удельные расходы топлива на выработку тепловой и электрической энергии (лучше быть уже не может, при любом суперсовременном оборудовании).

В части электроэнергии, выработанной в теплофикационном цикле, ценовые заявки ТЭЦ на рынке «на сутки вперед», в большинстве случаев, ниже предложений ГРЭС. Нет никакой необходимости в уменьшении доли теплофикации в большинстве существующих систем централизованного теплоснабжения, это приведет к увеличению потребления топлива внутри страны и создаст проблемы с экспортными поставками

Даже в не самую холодную зиму 2011-2012 г. электростанции России уже испытывали серьезные проблемы с поставками газа и недостаточностью предложения на рынке резервного топлива – мазута. Учитывая приоритетность экспортных поставок, надо понимать, что без развития теплофикации потребности энергетики в газе обеспечены быть не могут.

За исключением территорий с избытком дешевой электроэнергии от ГЭС и АЭС, экономически целесообразно производить большую часть электроэнергии, потребляемой городами, непосредственно в них. При обеспеченности тепловой нагрузкой, проекты строительства новых ТЭЦ должны учитываться Генеральной схемой размещения объектов генерации в приоритетном порядке, так как они имеют лучшую окупаемость и снижают затраты на сетевое строительство.

Конденсационная выработка электроэнергии в городах не рациональна по экологическим соображениям. Она может вытесняться с рынка путем постепенного введения повышенных экологических платежей на соответствующую часть вредных выбросов и/или плату за работу градирен.

Также, исходя из экологических и общеэкономических принципов, нет смысла производить в городах излишнюю электроэнергию, не потребляемую в самом городе или его пригородах. Для каждого города в схемах энергоснабжения необходимо обосновать тепловую и электрическую мощность ТЭЦ, исходя из обеспеченности тепловой нагрузкой, наличия районов неплотной застройки, продолжительности холодных периодов, состояния оборудования существующих ТЭЦ и планов их реконструкции, потребности в электрической мощности и системных возможностей обеспечения пиковых электрических нагрузок.

Большую часть тепловой нагрузки горячего водоснабжения городов в летний период целесообразно сосредоточить на ТЭЦ. Это позволит выработать на ней больше электроэнергии в экономичном режиме, снизить потребность в мощности систем передачи электроэнергии и в летний период.

Величина электрического КПД для городских ТЭЦ не имеет принципиального значения, гораздо важнее общий коэффициент использования топлива (КИТ), характеризующий суммарные потери в окружающую среду. Возможно введение понятия КИТ для всего города. При этом структура оборудования ТЭЦ должна обеспечить глубокое регулирование электрической мощности, без выхода из теплофикационного цикла даже в периоды минимальных и максимальных электрических нагрузок.

В сегодняшней логике рынка электрической энергии нет проблем с выводом излишней для рынка электрической мощности. За повышение стоимости тепла структуры, управляющие рынком, формально не отвечают. Фактически, сегодня это проблема мэров и губернаторов.

Если в отношении ТЭЦ инициирован процесс вывода из эксплуатации, а быстрый перевод станции в режим котельной нецелесообразен по причинам роста тарифов на тепло, необходимо иметь возможность введения временных прямых розничных договоров с уполномоченной муниципалитетом сбытовой компанией на поставку электрической энергии для социальных нужд.

Дело в том, что стоимость тепла для жителей гораздо более болезненна, чем стоимость электроэнергии из-за больших потребляемых объемов. Во всяком случае, муниципалитет просчитает реальную выгоду от связанной закупки. Далее муниципалитет разрабатывает схему теплоснабжения, в которой определяется судьба теплоисточника и, при необходимости, объявляется инвестиционный конкурс на создание нового, либо в разных вариантах привлекаются средства потребителей.

Имеется существенный набор средств для улучшения экономики ТЭЦ.

- Переключение на ТЭЦ нагрузки собственных и муниципальных котельных, включая объединение большей части городской нагрузки ГВС перемычками малых диаметров (снижение удельных расходов топлива на тепло и электроэнергию, повышение КИУМ). Основной выигрыш при загрузке ТЭЦ образуется не на тепловом рынке, а на рынке электроэнергии.

- Формирование выгодных предложений по стоимости пара и горячей воды для предприятий, имеющих собственные производственные котельные, например, по цене топливной составляющей в производстве тепла на их собственных котельных.

- Привлечение, совместно с муниципалитетами, инвесторов для строительства энергоемких объектов (производства, использующие пар, холодильники с абсорбционными машинами, производства с процессами сушки), в первую очередь, для увеличения потребности в тепле в летний период.

- Юридическое разделение ТЭЦ с малой электрогенерацией на собственно ТЭЦ и котельную, для учета в тарифах на тепло реальных затрат топлива.
- Перевод ТЭЦ на работу по тепловому графику, вплоть до снятия лопаток в ЦНД паровых турбин и ликвидации градирен (исключение убыточных режимов работы оборудования).
- Снижение температурного графика теплосети. Переход на количественное регулирование.
- Вывод из эксплуатации или консервация излишнего худшего энергетического оборудования, в том числе и задействованного в теплофикационных режимах, но используемого менее 1000-2000 часов в год, с компенсацией тепловых пиков пиковыми котлами или котельными, переведенными в пиковый режим (существенное снижение затрат на эксплуатацию незагруженного оборудования).
- Надстройка ТЭЦ газовыми турбинами (снижение удельных расходов топлива, существенное повышение прибыльности летних режимов, дополнительные доходы от продажи электроэнергии и участия в покрытии пиков потребления).
- Внедрение комплекса мер по повышению собираемости платежей потребителей.
- Создание системы мотивации персонала к снижению издержек.

В последние годы кардинально изменилась ситуация с обеспечением запасными частями для всего основного оборудования ТЭЦ. Современные многокоординатные станки позволяют по образцу изготовить любые лопатки. Предлагаются узлы гидравлической автоматики и других сложных устройств.

Учитывая, что продление ресурса обходится существенно дешевле, чем строительство замещающей мощности, такой вариант окажется предпочтительным для многих старых ТЭЦ, увеличение мощности которых нецелесообразно по общесистемным потребностям.

При модернизации необходимо решать задачу максимальной автоматизации техпроцессов, так как большое количество персонала обычно определяет высокие условно постоянные затраты. В отличие от ГРЭС, работающих на низких параметрах пара, аналогичные ТЭЦ могут быть вполне конкурентоспособными при работе по тепловому графику.

В таблицах 2.5 – 2.7 представлены важнейшие особенности работы систем теплоэнергоснабжения такого важного и крупного региона, как Московская область.

Таблица 2.5 Ключевые особенности теплоэнергетики Московского региона

№ п/п	Важнейшие особенности региона	Влияние на системы энергообеспечения
1	Сильное разнообразие систем теплоснабжения различных поселений области	Необходимость разнообразных мер по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в системах разного типа
2.	Изношенность теплосетевого хозяйства в большинстве районов области	Значительные потери тепловой энергии (до 30%) и теплоносителя (10-15%)
3.	Значительный износ и неудовлетворительное состояние котельных небольшой мощности	До 15% действующих котельных не оборудованы системами химводоподготовки
4.	Низкая эффективность систем теплоснабжения (в основном на источниках и в тепловых сетях)	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии в среднем по котельным составляет более 216 кг/Гкал (кпд менее 65%)
5.	Значительный потенциал применения когенерации на котельных средней мощности	Суммарная мощность котельных средней мощности (от 20 до 100 Гкал/ч) на 2013 г. составляет свыше 22 тыс. Гкал/ч
6.	Некачественное выполнение схем тепло- и водоснабжения значительного количества городских и сельских поселений	Невозможность выявления ключевых резервов снижения потерь и повышения эффективности использования топлива и тепловой энергии в системах теплоснабжения
7.	Значительные запасы торфа (1700 месторождений, 319,6 млн. т)	Возможность строительства в отдельных районах области мини-ТЭЦ или коммунальных котельных на фрезерном торфе
8.	Большой объемы ТБО от Москвы и городов Московской области	Значительный потенциал в развитии системы управления отходами и использования ТБО в качестве топлива

**Таблица 2.6 Ключевые особенности системы топливоснабжения Московского региона**

№ п/п	Важнейшие особенности региона	Влияние на системы энергообеспечения
1	Невозможность существенного наращивания потребления газа областью	Необходимость существенной экономии природного газа для обеспечения возможности растущей электрогенерации
2.	Существенная монотопливная зависимость энергетики области (88% блоков электростанций и 82% котельных работают на газе)	Дисбаланс «топливной корзины» системы энергоснабжения чреват возможностями серьезных аварий в случае нарушения поставки базового топлива на крупные энергоисточники
3.	Дефицит природного газа для котельных ряда районов области	Невозможность покрытия растущих тепловых (и электрических) нагрузок от новых энергоисточников, дополнительный перерасход топлива на старых котельных
4.	Нехватка резервного топлива на крупных энергоисточниках (ТЭЦ, ГРЭС)	Невозможность перейти на резервное топливо в случае затруднений и перебоев с основным топливом
5.	Высокий уровень газификации городских и сельских поселений области	Наличие газа для нужд отопления, пищеприготовления, горячего водоснабжения для 93% постоянного населения области
6.	Значительный потенциал избыточного давления на ГРС системы газоснабжения	Возможность выработки дополнительной электроэнергии на детандер-генераторных установках на ГРС (до 200 МВт)

**Таблица 2.7 Комплекс мер повышения энергетической эффективности**

<b>Сектор энергохозяйства</b>	<b>Направления повышения эффективности</b>	<b>Ориентировочные эффекты</b>
Производство тепловой энергии на котельных области	Установка ГТУ, ГПА когенерационных блоков на 20% котельных мощностью от 20 до 100 Гкал/ч	Выработка до 4000-4500 МВт мощности без дополнительных затрат топлива
	Замена и модернизация котлов с высокой степенью износа и низким КПД	Экономия ориентировочно 7-8 млн тута затрачиваемого на производство тепла топлива
	Коррекция схем теплоснабжения городских поселений	
Выработка тепловой и электрической энергии	Использование биотоплива, ТБО, торфа, отходов лесопереработки	Экономия ориентировочно до 9 млн тута в год
Производство электроэнергии	Развитие сети мини ГЭС на реках области (в том числе с аккумулированием энергии)	Установка до 350-450 МВт электрических мощностей
Тепловые сети	Модернизация, перекладка сетей (с меньшим диаметром)	Сокращение потерь тепловой энергии с 30% до 10%
Электрические сети	Модернизация подстанций, переход на 20 КВ, компенсация реактивной мощности	Сокращение потерь электроэнергии, пропускной способности ЛЭП и КЛ
Сети и крупные потребители ТЭР	Гибридные системы аккумулирования тепловой и электрической энергии, использования ВЭР	Сокращение пиковой потребляемой мощности (на 12-15%)
Электрический и автомобильный транспорт	Использование газомоторного топлива, строительство скоростных линий, КАД	Повышение мобильности населения, снижение удельных расходов на тон*км
Конечное потребление энергоресурсов	Управление спросом и пропаганда энергосбережения	5-8 % снижения потребляемых ТЭР и до 10-13 % мощности

## **Переключение тепловой нагрузки котельных на ТЭЦ**

Если вся электрическая энергия, потребляемая городом, производится на городских ТЭЦ в теплофикационном режиме, то количество топлива, необходимого для обеспечения его электро- и теплоснабжения, рассчитывается весьма просто: суммарный объем отпуска тепловой и электрической энергии от котельных и ТЭЦ в кВтч, умноженный на 150 г/кВтч и на переводной коэффициент из условного в натуральное топливо.

Таким образом, количество необходимого топлива не зависит от того, какой объем тепловой энергии мы вырабатываем в котельных, а какой на ТЭЦ. Не влияет и моральный и физический износ оборудования ТЭЦ, так как на «хвосте» турбины все превращается в тепло. Важно только, чтобы тепловой нагрузки ТЭЦ хватало для выработки всей необходимой электроэнергии в теплофикационном цикле, а эту задачу можно решить как расширением зоны действия ТЭЦ по теплу, так и переходом на парогазовые технологии.

При оптимизации системы энергоснабжения города можно выбирать из нескольких вариантов:

- ✓ закрытие котельных;
- ✓ перевод котельных в пиковый режим работы;
- ✓ переключение на ТЭЦ части нагрузки котельных с консервацией/демонтажем излишнего оборудования последних;
- ✓ совершенствование теплофикационного цикла ТЭЦ с увеличением выработки электроэнергии на том же тепловом потреблении.

Наиболее рационально использование котельных только для покрытия пиковой части тепловой нагрузки, но часто это требует существенных затрат на строительство тепловых сетей.

Мера, оправданная практически во всех городах, это переключение на ТЭЦ большей части нагрузки горячего водоснабжения, то есть обеспечение ТЭЦ тепловой нагрузкой в период минимальных ее значений.

Принципиально важным является то, что объединение летних тепловых нагрузок от котельных и ТЭЦ обычно не требует существенных затрат. Можно обойтись малыми диаметрами трубопроводов и малыми их длинами, так как перемычки можно делать в местах стыковки зон деятельности, а не между магистралями больших диаметров.

### Вместо заключения

Любую убыточную ТЭЦ можно рассматривать как лучшее место для размещения новой станции с набором оборудования, соответствующим нагрузке. Соответственно, при развитии замещающих ТЭЦ закрытие проблемных должно предусматриваться схемами теплоснабжения.

При избыточном предложении в регионе дешевой электроэнергии от ГЭС и АЭС, решение о необходимости ликвидации убыточных ТЭЦ должно рассматриваться и в территориальных схемах электроснабжения. Необходимо составить реестр проблемных ТЭЦ и разработать для каждой программу реабилитации с использованием типовых решений, апробированных в других городах.

На ТЭЦ, не прошедшие КОМ, необходимо распространить правила для станций мощностью до 25 МВт, не участвующих в оптовом рынке. По абсолютно конкурентной процедуре потребитель сможет выбрать для себя лучшее ценовое предложение.

Учитывая, что отказ от теплофикации повысит стоимость теплоснабжения, необходимо ввести нижнюю границу рыночной стоимости электроэнергии, производимой в теплофикационном цикле, на уровне топливной составляющей.

Так как ввести государственное регулирование цен на твердое и жидкое топливо не реально, а государственное регулирование тарифов на тепло сохранится на всю обозримую перспективу, имеет смысл ввести государственные закупки такого топлива для нужд теплоснабжения (по типу закупок для госрезерва), синхронизированные по времени с утверждением тарифов. Такой механизм будет также способствовать снижению цен на топливо за счет объема закупок и ликвидации коррупционной составляющей.

При тарифном регулировании в теплоснабжении необходимо признать фактические тепловые потери в сетях в обмен на качественную программу их снижения, при существенных штрафах за ее невыполнение. Это, в частности, позволит постепенно ликвидировать ситуацию, когда генерирующие компании, выделяя теплосеть в отдельное предприятие, зарабатывают на продаже сверхнормативных потерь.

### Контрольные вопросы

1. Каковы основные этапы развития и становления систем централизованного теплоснабжения Советского Союза?
2. Каковы ключевые преимущества теплофикации при теплоэнергоснабжении городов и промузлов?
3. Какова доля промышленного теплоснабжения и роль промышленных ТЭЦ в покрытии тепловых нагрузок?
4. Каковы факторы сбалансированности источников и сопутствующих систем теплоснабжения?
5. Каковы особенности современной ситуации в теплофикации в РФ?
6. Каковы графики тепловой нагрузки в мегаполисах?
7. Каковы основные источники инфраструктурных эффектов от применения теплофикации в масштабах страны?
8. В городах какого размера реализуются инфраструктурные эффекты теплофикации?
9. Какова роль энергетических инфраструктур в динамике роста городов в СССР?
10. Почему ТЭЦ проигрывают конденсационным КЭС при конкурентном отборе мощности?

### Литература

1. 100 лет теплофикации и централизованному теплоснабжению./ Сборник статей. Под ред. В.Г.Семенова. – М.: Новости теплоснабжения, 2003 г.
2. Гашо Е.Г. Особенности эволюции городов и промузлов, территориальных систем жизнеобеспечения. – М.: Центр системных исследований, 2006.
3. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. - М.:, Издательство МЭИ, 2008 г.
4. Теплофикация СССР. Сборник статей под общ. ред. С.Я. Белинского, Н.К. Громова. – М., «Энергия», 1977
5. Яковлев Б.В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения. – М. Новости теплоснабжения, 2008 г.

#### ЛЕКЦИЯ 4. Децентрализованное теплоснабжения, малые ТЭЦ

В настоящее время децентрализованными способами теплоснабжения (ДЦТ) обеспечивается около 20-25 % теплотребления России. При этом процент охвата ДЦТ в населенных пунктах изменяется в зависимости от величины населенного пункта и его месторасположения, климатических параметров. В пределах селитебной застройки городов с населением более 100 тыс. человек ДЦТ обычно не превышает 3-9%. В городах от 100 до 50 тыс. человек ДЦТ (от 10 до 40%). А в населенных пунктах с населением 20-50 тыс. человек (от 30 до 60%). В поселениях менее 20 тыс. человек ДЦТ может доходить до 100%. В таблице 3 показан уровень распространения ДЦТ в процентах от расчетной потребности в тепле в зависимости от региона России.

Доля централизованного сектора теплоснабжения, составляет ориентировочно 68-69%, что примерно соответствует доле городов с населением более 100-150 тыс. чел. (табл.2.1).

**Таблица 2.1. Характеристики городов и их тепловых нагрузок<sup>4</sup>.**

Характеристики городов	Показатели населения, числа городов, тепловой нагрузки				
	До 100	100 - 300	300 – 490	500 – 1000	Свыше 1000
Население, тыс.чел.	До 100	100 - 300	300 – 490	500 – 1000	Свыше 1000
Количество городов	948	106	29	21	13
Доля в общем числе городов	84,9 %	9,5 %	2,6 %	1,9 %	1,1 %
Численность населения, млн.чел.	40,5	17,5	11,02	12,4	27,4
Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч	до 150	150-500	500-1000	1000-3500	Более 3500
Годовое количество тепла, тыс. Гкал/год	До 500	500-1500	1500-2000	2500–4000	Более 4000
Доля в суммарной нагрузке, %	37,6 %	16 %	9,6 %	11,4 %	24,7 %
Суммарные доли, %	53,6 %		21 %		24,7 %

<sup>4</sup> Расчет числа городских поселений выполнен на основе данных последней переписи населения 2002 г.

Соответственно, можно примерно установить условную границу централизованных систем теплоснабжения на уровне 150-200 тыс. населения. Таким образом, всего 63 города (~6% общего числа) можно считать имеющими СЦТ, остальные 1054 (~94%) – имеют разнородные автономные «кусты» теплоснабжения. Вместе с тем отмеченные 6% городов потребляют на отопление, как можно видеть из таблицы 2.1, около 46% всей тепловой энергии, 10 % городов среднего размера потребляют еще 16% тепла, и 85% небольших городов – оставшиеся 37,6%. Вместе с тем в городах с населением 50-150 тыс. чел. в достаточной степени развиты так называемые «кустовые» схемы, когда существующие городские отопительные (промышленно-отопительные) котельные обслуживают свой ареал потребителей, при этом перемычек между этими «кустами», как правило, нет.

При этом нет строго понятийного определения «децентрализованных систем», к ним могут относиться встроенные, крышные, домовые котельные, системы с поквартирными теплогенераторами, теплоисточки на несколько жилых или общественных зданий, не имеющие связи с другими энергоисточниками, геотермальные тепловые насосы коттеджей, солнечные коллекторы и др.

Понятно, что наиболее эффективные, или приемлемые сферы распространения децентрализованного теплоснабжения (ДЦТ) - сельская местность и пригородная (коттеджная) индивидуальная застройка. Что касается городской застройки в пределах селитебной территории, то целесообразность распространения ДЦТ следует рассматривать не только с технико-экономической, но и с экологической стороны.

Действительно, расчеты показывают, что ДЦТ, например, на базе «крышных» котельных всегда требует меньших капиталовложений, чем любая котельная централизованного теплоснабжения. Капиталовложения в «крышные» котельные, рассчитанные на одно здание, в среднем не превышают 100 тысяч долларов США на 1 МДж/с тепловой мощности.

Однако удовлетворительное решение экологических проблем при установке домовых теплогенераторов любой известной конструкции пока не найдено. Поэтому «Инструкцией по проектированию крупных котельных», 1996 г. (дополнение к СНиП 11-35-76 и СНиП 2.04.87-87\*) в России размещение, в частности, «крышных» котельных не допускается на зданиях школ, дошкольных и лечебных учреждений, санаториев и домов отдыха, а также над некоторыми производственными и общественными зданиями. Проблемы развития децентрализованного теплоснабжения являются не только технико-экономическими, но и социальными, требующими в первую очередь решения экологических задач.

Применение в децентрализованном теплоснабжении современных домовых и поквартирных теплогенераторов (в том числе и так называемых «крышных» котельных), работающих на высококачественном топливе – природном газе имеет как преимущества, так и недостатки по сравнению с СЦТ (табл.2.2).

**Таблица 2.2. Особенности децентрализованных систем теплоснабжения**

<b>Преимущества</b>	<b>Недостатки</b>
Отсутствие тепловых сетей	Недопустимый по современным требованиям уровень загрязнения окружающей среды, особенно в городских кварталах с недостаточным уровнем самоочищения атмосферы
Минимальный уровень тепловых потерь в системе	
Высокая степень надежности и живучести теплоснабжения	Максимальная степень отрицательного воздействия на здоровье населения
Простейшая возможность быстрого и безинерционного регулирования температур в помещениях	Удорожание распределительных водопроводных и газопроводных систем и увеличение суммарной материалоемкости всей инженерной инфраструктуры. (в ряде случаев металлоемкость ДЦТ превышает металлоемкость СЦТ)
Возможность привлечения средств потребителей к сооружению и текущей эксплуатации источников	

В настоящее время в качестве источников тепловой энергии получают широкое распространение и различные комбинированные (когенерационные) источники энергии – газотурбинные, газопоршневые агрегаты с утилизацией теплоты.

Длительное использование турбин малой мощности в 40-х годах в СССР и за рубежом показало их высокую надежность (коэффициент готовности 0,995) при минимальном количестве обслуживающего персонала. Кроме того, применение МТЭЦ имеет следующие преимущества:

- уменьшаются трудозатраты при строительстве за счет перехода к крупноблочной заводской поставке и монтажу на уровне блоков «котел», «турбогенератор»;
- сохраняются выгоды от теплофикации при меньших удельных капиталовложениях, по сравнению с мощными ТЭЦ;
- снижается окупаемость капиталовложений до минимальных величин при одновременном ускорении сроков ввода теплофикационных

систем в действие;

- снижаются удельные расходы топлива при одновременном сокращении абсолютных расходов топлива (за счет исключения производства электроэнергии по конденсационному циклу).

Как известно, развитие газотурбинных технологий в России и за рубежом в настоящее время идет преимущественно полиции совершенствования парогазовых установок (ПГУ) и котлов-утилизаторов (КУ.). Именно это направление обеспечивает наивысший КПД цикла и делает его наиболее привлекательным. Однако фактическая эффективность установки будет различной в зависимости от того, вырабатывается ли электроэнергия по конденсационному или теплофикационному циклу. Экономичность теплофикационных ГТУ весьма высока по сравнению с паротурбинными ТЭЦ, удельный расход топлива на отпускаемую электроэнергию на них ниже на 20-25 г.у.т./кВт.ч.

При практической реализации ряда фактических проектов ГТУ-ТЭЦ в разных городах страны высветился ряд нерешенных проблем и задач:

- выбор оптимальной доли газотурбинной мощности в отпускаемой тепловой мощности и числа часов ее использования;
- трудности изыскания дополнительной площади для размещения непосредственно у действующей котельной генерируемой электроэнергии в стесненной городской застройке;
- необходимость дополнительных объемов природного газа для ГТУ;
- необходимость в некоторых случаях повышения давления природного газа для ГТУ.

Вместе с тем необходимо не забывать, что максимальная эффективность использования ГТУ обеспечивается при максимальной выработке электроэнергии на тепловом потреблении. Таким образом, в основу применяемых технологических решений ГТУ-ТЭЦ должны быть положены следующие рекомендации:

- мощность ГТУ целесообразно принимать по величине постоянной нагрузки бытового или технологического горячего водоснабжения;
- водогрейный котел должен быть рассчитан на возможность дожигания в нем (как в котле-утилизаторе) круглогодично выхлопных газов работающей по графику электрической нагрузки ГТУ;
- тепловая нагрузка водогрейного котла, получаемая за счет дополнительного прямого сжигания в нем природного газа в среде выхлопного газа ГТУ, определяется расчетной величиной нагрузки отопления и вентиляции.

Одной из важнейших задач, которая сегодня стоит перед энергетиками, является повышение надежности энергоснабжения потребителей. Она зависит от многих причин, но основными из них являются:

- появление в целом ряде регионов России дефицита в электрической энергии из-за роста энергопотребления;
- моральное и физическое старение оборудования энергопредприятий;
- недостаточная сбалансированность между потреблением и генерацией в сочетании с ветхостью и недостаточной пропускной способности электрических сетей;
- угроза террористических актов в отношении энергетических объектов, ЛЭП, газо- и нефтепроводов;
- аномальные и стихийные климатические явления.

Исторически сложилось, что на территориях с развитой генерацией количество электростанций достигает десятка, тогда как в большинстве республик, краев и областей их можно пересчитать по пальцам. Например, на территории Калмыкии вообще нет генерирующих источников, в Курганской области одна ТЭЦ, Марийская и Мордовская республики имеют по 2—3 источника, суммарная мощность которых колеблется от 250 до 350 МВт, в Ивановской и Омской области всего по три электростанции. И этот список можно продолжить. Ясно, что надежность энергоснабжения конечных потребителей в такой ситуации определяется, в основном, надежностью работы электросетевого хозяйства региона (подстанций и электрических сетей).

Надежность же работы самих электростанций, а следовательно, и надежность поставки продукции в сети, зависит от количества одновременно работающих турбогенераторов, котлов. В летнее время на некоторых ТЭЦ из-за отсутствия или отказа потребителей от тепловых нагрузок возникают режимы, когда приходится оставлять в работе один турбогенератор с одним котлом. При этом резко увеличивается вероятность посадки этой станции на нуль.

Также общеизвестно, что столицы республик, областей и краев, то есть большие города регионов, особенно «миллионники» зимой и летом испытывают дефицит в электрической мощности, которая традиционно доставляется по ВЛ-500, 220 кВ от крупных энергоисточников – ГЭС, ГРЭС, АЭС, расположенных далеко от этих городов. Поэтому надежность электроснабжения крупных городов также в значительной степени уязвима

из-за отсутствия баланса генерации и потребления в пределах самого города.

Обычно понятие «малая» энергетика включает в себя генерирующие установки мощностью до 30 МВт: это маломощные теплоэлектроцентрали (за рубежом их чаще называют «когенерирующие установки»), малые гидроэлектростанции, установки перерабатывающие энергию ветра и солнца и т.д. Известен еще один термин – «распределенная» энергетика. Это определенный уклад системы организации электро- и теплоснабжения в регионе. Это пласт в диапазоне мощностей агрегатов, которые потенциально могут быть установлены как генерирующие источники на разбросанных по территории региона объектах, работающие в общую сеть, а также и на существующих ныне электростанциях, особенно на ТЭЦ. Образуется так называемая распределенная (рассредоточенная) по территории региона сеть электростанций (или распределенная энергетика), в основном из объектов «малой» энергетика.

Так что, термины «малая» и «распределенная» энергетика в рассматриваемом случае являются синонимами, и употребляется, чтобы обозначить ту нишу, которая пока не востребована и не занята в отечественной энергетике. «Малая» энергетика может сыграть весьма важную и положительную роль в повышении комплексных показателей эффективности и надежности «большой» энергетика.

Чтобы лучше понять некоторые технические аспекты распределенной энергетика представим себе следующее. На территориях, где раньше размещались 2-3 крупных генерирующих источника, появляются несколько десятков центров генерации, расположенных преимущественно в районных центрах, маленьких городах и на территориях предприятий. Электрическую энергию эти потребители раньше получали издалека по электрическим сетям, но сейчас она производится и, в основном, потребляется непосредственно на месте. Если возникает излишек, то продукция отпускается во внешнюю сеть, если дефицит, то недостающая часть баланса, как и раньше, поступает по электрическим сетям.

Очевидно, что надежность энергоснабжения потребителей при появлении объектов «распределенной» энергетика резко возрастает. Ранее отключение единственной действовавшей магистральной электрической сети привело бы к отключению всех потребителей, подключенных к этой линии.

С появлением генерирующих источников на местах можно создать такие устойчивые системы и связи, что если не все, то многие потребители не почувствуют отключение той или иной линии по каким-то причинам. Хотя в некоторых случаях (например, при достаточно развитой мощности ветряных электростанций) они могут усложнить работу системного оператора, но эта проблема чисто инженерная и легко решаемая.

Однако думается, что ни у кого не вызывает сомнения тот факт, что «малая» энергетика в виде распределенных по территории региона генерирующих источников существенно повышает надежность

энергоснабжения потребителей. Реализация концепции распределенной энергетики будет способствовать снижению физических потерь в существующих электрических сетях из-за уменьшения перетоков по линиям электропередач. Поэтому вопросы развития и технического перевооружения электрических сетей и размещения генерирующих источников в регионах должны рассматриваться в комплексе и совместно.

Это может способствовать оптимизации (существенному снижению) затрат как при размещении генерации, так и при обновлении сетевого хозяйства на местах в сравнении с вариантом решения этих проблем независимо друг от друга. В свою очередь у сетевиков появится возможность концентрировать финансовые средства для реализации проектов строительства стратегически важных ЛЭП и ПС, способствующих дальнейшему развитию Единой Энергетической Сети России. Можно будет осуществить переброску мощностей крупных перспективных Сибирских угольных ТЭС, ГЭС в зоны Уральского и Центрального регионов, а также построить линии для экспортных поставок за рубеж.

Размещение источников генерации «малой» энергетики не должно быть самоцелью. Результат ее внедрения должен заключаться в повышении не только надежности, но и эффективности и других важных показателей энергопроизводства. В первую очередь, необходимо реализовать возможность ликвидации или уменьшения дефицита энергомощностей крупных городов с полумиллионным и миллионным населением. Как правило, это областные и краевые центры, столицы республик. Современные объекты распределенной энергетики позволяют осуществить этот замысел с большим экономическим эффектом.

Сегодня уже многим понятно, что существующие традиционные ТЭЦ (как правило, работающие на газообразном топливе) являются прекрасным объектом для установки там ГТУ мощностью от 20 до 150 МВт в качестве надстройки к существующей инфраструктуре. В секторе теплоснабжения страны действуют 486 ТЭЦ, и их потенциал надстроек таков, что ТЭЦ России готовы вместить в себя несколько инвестиционных проектов размером 30-40 тыс. МВт.

Эти довольно мощные объекты «распределенной» энергетики будут располагаться на территории действующих ТЭЦ таким образом, что их установленная мощность может в зависимости от потребности города и региона возрасти на несколько сотен мегаватт, вплоть до обеспечения баланса потребности города в электрической энергии и мощности.

Следующими потенциально интересными объектами размещения «малых» генерирующих источников в виде ГТУ являются многочисленные котельные, расположенные не только в больших, но и в малых городах, а

также в поселках городского типа. Их по стране насчитывается около 6,5 тыс. от 20 до 100 Гкал/ч, более 180 тыс. котельных меньшей мощности, где с термодинамической точки зрения газ сжигается неразумно.

Ныне во многих регионах 40-60% газовое топливо горит в коммунальных котельных и в быту для нужд населения. Здесь могут найти широкое применение объекты «малой» энергетики мощностью от сотен кВт до нескольких МВт. И они реально будут распределены по территории региона.

Достоинство объектов «малой» энергетики заключается не только в повышении надежности энергоснабжения потребителей в целом. Еще одним неоспоримым преимуществом является то, что в ее установках электрическая энергия вырабатывается комбинированным способом, которому нет альтернативы в сегодняшней теплоэнергетике. Используя существующий тепловой рынок, «распределенная» теплоэнергетика своими лучшими по сравнению с «большой» энергетикой технико-экономическими показателями (ТЭП) помогает заметно улучшить ТЭП в целом по отрасли.

Например, в результате реконструкции Елецкой ТЭЦ предполагается улучшить технико-экономические показатели станции:

- повысить электрический КПД в комбинированном цикле до 47%, а коэффициент использования топлива до 85%;
- увеличить выработку электроэнергии с 55 до 350 млн кВт·ч/год;
- снизить удельные расходы топлива: на отпуск электроэнергии с 474 до 210 г/кВт·ч, на отпуск теплоэнергии – с 161 до 145 кг/Гкал.

Влияние на ТЭП газопоршневых агрегатов в региональном масштабе на примере Башкирской энергосистемы таково: по итогам работы за 2005 г.  $b_{\text{гп}}=207,2$  г у.т./кВт·ч. Это намного ниже среднего по паротурбинным ТЭЦ значения равного 322,8 г у.т./кВт·ч. По результатам работы в 2005 г. эксплуатация газопоршневых ТЭЦ позволила снизить общий удельный расход топлива на отпуск электроэнергии по ТЭЦ энергосистемы на 2,5 г у.т./кВт·ч.

«Малая» энергетика способна сыграть свою положительную роль в обеспечении энергетической безопасности страны. Маркетинговые исследования, проведенные по оценке рынков СМР, ПИР, оборудования, стройматериалов, необходимых для реализации проектов 5-летней инвестиционной программы Холдинга РАО ЕЭС по объектам тепловой генерации показали, что возможности отечественного машиностроения не способны удовлетворить планы обновления тепловой генерации страны.

По объему вводимых мощностей мы будем вынуждены прибегнуть к услугам иностранных фирм, это касается, в первую очередь, оборудования для мощных блоков ПГУ 400, 800 МВт. Как уже было сказано, имеющийся мощный потенциал теплового рынка многочисленных котельных в процесс производства дешевой электроэнергии пока не задействован. По статистической отчетности его величина в целом по стране оценивается цифрой 1 млрд. Гкал.

Чтобы понять, каков потенциал выработки электроэнергии при отпуске этого количества тепловой энергии комбинированным способом представим, что она полностью отпускается ГТУ или ГПА после утилизации их уходящих газов самым простым способом, то есть передачей тепла сетевой воде. На примере ГТУ-25 (НК-37) видно, что отпуская в год 18 тыс. Гкал тепловой энергии, они вырабатывают 16 млн кВт·ч электроэнергии.

Если бы весь миллиард Гкал тепла отпускали бы подобные агрегаты, то они при этом выработали бы 890 млрд кВт·ч электроэнергии. Для сравнения вспомним, что в России в 2005 г. произведено 951,1 млрд кВт·ч электрической энергии, в том числе 665,4 млрд холдингом РАО ЕЭС. При этом их суммарная установленная мощность при круглогодичном использовании равнялась бы 100 ГВт.

Как видно, это почти три пятилетние инвестиционные программы холдинга по 34 000 МВт. Если взглянуть на этот потенциал с точки зрения повышения эффективности использования поставляемого газа, то сжигание его когенерационным способом позволило бы уменьшить потребление газа до 1,5 раз, или в столько же раз увеличить генерацию электрической и тепловой энергии при сохранении уровня потребления поставляемого газа.

Для надстройки теплового рынка этих котельных могут быть востребованы ГПА и ГТУ мощностного ряда от 1 до 30 МВт. ГПА отечественного производства, удовлетворяющих требованиям энергетики, пока почти нет. А вот отечественные производители ГТУ мощностного ряда 2,5; 4; 6; 8; 10; 12; 16; 20; 25 МВт буквально «выстроились на старте и ждут лишь отмашки». Это отечественные моторостроительные и авиационные заводы. Их оборудование уже прошло этап апробирования для наземных целей, находит широкое применение на объектах «Газпрома», и используются как опытно-промышленные энергоисточники в других отраслях. Потенциал отечественного авиационного машиностроения для энергетики пока еще ни со стороны энергетиков, ни со стороны коммунальщиков не востребован.

Сопутствующее оборудование для ГТУ «малой» энергетики: котлы-утилизаторы, генераторы и др. также может быть поставлено отечественными производителями.

По мере наработки опыта, числа часов использования и числа агрегатов и последующего усовершенствования, отечественная «малая» энергетика будет способна успешно конкурировать с агрегатами производства передовых иностранных фирм. Да и сейчас показатели эффективности у многих из них уже находятся на передовом мировом уровне, хотя как было выше сказано, при комбинированном способе их использования этот показатель определяющей роли не играет. Возможность же их производства на нескольких отечественных заводах дают заказчику право выбора, оптимизируя их стоимость. В свою очередь «малая» энергетика способна внести большой вклад в дело обеспечения энергетической независимости России.

## ЛЕКЦИЯ 5. Теплоснабжение от атомных энергисточников

Органическое и ядерное топливо являются исчерпаемыми природными ресурсами, поэтому всегда актуальными будут проблемы повышения эффективности их использования как на основе совершенствования энергетического оборудования, так и создания новых высокоэффективных технологий производства тепловой и электрической энергии. В силу ограниченных возможностей добычи органического топлива и его значительного удорожания в начале 1980-х гг. широкое развитие начала получать атомная энергетика: только в течение 1981-1985 гг. в СССР намечалось ввести на АЭС 24-25 ГВт мощностей.

Вместе с тем медленные темпы внедрения атомных ТЭЦ (АТЭЦ) и атомных станций теплоснабжения (АСТ) сдерживали покрытие прироста тепловых нагрузок. В связи с этим как одно из направлений атомной теплофикации начали рассматривать возможность использования АЭС для теплоснабжения городов и агломераций, что определялось следующими соображениями:

- теплоснабжение от АЭС можно осуществить в сжатые сроки и быстрее начать вытеснение органического топлива;
- АЭС являлись новыми источниками и располагали значительными возможностями к совершенствованию и форсированию тепловой мощности реакторов;
- при теплоснабжении от АЭС совпадали сроки службы станции и транзитных теплопроводов, в то время как действующие КЭС на органическом топливе значительно выработали свой ресурс. Кроме того, КЭС должны были участвовать в покрытии переменных электрических нагрузок энергосистем;
- использование АЭС для теплоснабжения улучшало экологическую обстановку городов.

Важным направлением повышения эффективности атомных станций является их многоцелевое использование, например, путем комбинирования технологического процесса производства электроэнергии, теплоты и дистиллята из загрязненной или засоленной воды.

Оптимальные технические характеристики и параметры систем теплоснабжения в значительной степени определяются источниками энергии, которые используются в системах. Применение атомных энергетических установок (АЭУ) существенным образом меняет условия функционирования систем теплоснабжения.

Анализ показывает, что нельзя рассматривать ввод АЭУ как обособленное действие. Появление АЭУ вызывает серьезные возмущения во всех звеньях системы. Меняются функции и условия работы существующих источников, надежность и параметры теплоснабжения, структура топливного баланса и экологические (включая радиационную) нагрузки города, изменяются сроки вывода и обновления существующего оборудования ТЭЦ, котельных и тепловых сетей, т.к. становится существенным фактор их морального старения и уровень загрязнения окружающей среды, изменяется экономика энергоснабжающего комплекса и энергосистемы в целом.

Отсюда следует, что вопросы оптимального функционирования систем ЦТ при внедрении АЭУ должны тщательно прорабатываться на стадии исследования (обоснования решений) и конкретного проектирования. Для этого необходимо иметь математическую модель и критерии, на основе которых можно было бы производить выбор оптимальных решений и оптимизацию основных параметров и характеристик систем теплоснабжения.

Многие рассмотренные положения учитывались при корректировке и разработке «ВНИПИэнергопром» перспективных схем теплоснабжения городов, где предусматривались атомные источники теплоты (Москва, Минск, Киев и др.), а также при технико-экономическом обосновании применения различных источников теплоты, например АЭС.

Комплексные технико-экономические исследования показали следующее (исследования проводились в 80-90 гг. прошлого века с учетом действовавших в тот период цен на ТЭР).

1. Экономическая конкурентоспособность АЭС как источников теплоснабжения в сравнении с вариантами теплоснабжения от районных котельных на угле, газе, мазуте и АСТ выглядит таким образом.

При удалении АЭС от города на 30-40 км теплоснабжение от нее находится вне конкуренции с любыми из вышеназванных источников. Теплоснабжение от АЭС равноэкономично теплоснабжению от угольных котельных при удалении АЭС от потребителя на 45-50 км и экономичнее, чем теплоснабжение от котельных на газомазутном топливе и АСТ при удалении до 55-75 км.

Увеличение мощности системы ЦТ, повышение температуры теплоносителя в транзитном теплопроводе, затрат на органическое топливо, а также переход на открытую систему теплоснабжения расширяют зону конкурентоспособности АЭС как источника теплоснабжения.

2. Оправдан переход на температуру теплоносителя в транзитном теплопроводе от АЭС до 170-200 °С. Вместе с тем пологий оптимум затрат в систему теплоснабжения в зависимости от температуры теплоносителя дает определенную свободу выбора технических решений по использованию станции для теплоснабжения и прежде всего турбины. Оптимальная температура теплоносителя слабо зависит и от расстояния транспорта теплоты. Повышение температуры составляет примерно 0,5 °С на каждый километр увеличения расстояния.

3. Если АЭС как источник теплоснабжения подключается к подготовленной тепловой нагрузке, то оптимальное значение часового коэффициента теплофикации  $\alpha_{\text{АЭС}}$  находится в пределах 0,5-0,6. Для вновь создаваемых систем теплоснабжения  $\alpha_{\text{АЭС}}=0,7-0,8$ .

4. Применение однострубногo транспорта теплоты целесообразно в том случае, когда минимально возможная мощность реконструируемых конденсационных турбин или устанавливаемых на АЭС теплофикационных турбин значительно меньше суммарной тепловой нагрузки системы теплоснабжения (города) и соизмерима с нагрузкой ГВС. При однострубногo транспорте теплоты предельное расстояние от АЭС до города может превышать 100 км. Здесь возможны варианты аккумулирования сетевой воды либо ее использования для подпитки смежных районов теплоснабжения города.

5. Увеличение числа зон теплоснабжения (числа самостоятельных теплопроводов) от АЭС, т.е. разукрупнение тепловых нагрузок, приводит к уменьшению экономически оправданного расстояния транспорта теплоты в 1,5-2,7 раза в зависимости от числа транзитных теплопроводов (см. рисунок). В то же время подключение к общему транзитному теплопроводу попутных потребителей слабо влияет на предельное расстояние транспорта теплоты по сравнению с выдачей теплоты по нескольким теплопроводам, что весьма существенно.

6. Учет эколого-экономического фактора существенно повышает конкурентоспособность АЭС как источника теплоснабжения. Например, при замещении районных котельных на мазуте и угле экономически предельное расстояние транспорта теплоты от АЭС возрастает на 30-100%.

7. Предпочтительным вариантом модернизации турбин АЭС для отпуска теплоты является организация нерегулируемых отборов для многоступенчатого подогрева сетевой воды. Как показали расчеты, оптимальный отбор необходимого количества пара на теплофикацию из проточной части турбин не вызовет значительных колебаний давлений в отборах, не приведет к заметному изменению экономичности работы последних ступеней и мощности турбины.

Наиболее простым вариантом модернизации, например, турбины К-500-65/3000 является устройство одного отбора пара после ЦВД. Но при этом существенно снижается мощность турбины. Возможные варианты приспособления такой турбины для отпуска теплоты в блоке с реактором были проработаны совместно с ХТГЗ и Гидропроектом применительно к Курской АЭС при разработке обосновывающих материалов по использованию станции для теплоснабжения. Далее такие проработки были выполнены для Балаковской АЭС.

В то же время, как показали проектные проработки, размещение дополнительного оборудования на действующих АЭС для отпуска теплоты в больших количествах (от турбин или реакторов) является довольно сложным. Поэтому было предложено в проекты новых станций или следующих очередей закладывать компоновочные и технические решения, позволяющие превращать АЭС в АТЭЦ, в том числе за счет установки теплофикационных турбин типа ТК-500 с оптимальными для этих условий работы параметрами отборов и низкопотенциальной части. Площадки для новых АЭС – потенциальных источников теплоснабжения – должны выбираться с учетом выполненных исследований.

Строительство атомных электростанций усугубляло проблему регулирования графика электрических нагрузок энергосистем ввиду отсутствия специальных маневренных установок и исчерпания регулировочных возможностей у привлекаемых для этих целей существующих морально и физически стареющих конденсационных блоков на органическом топливе. Поэтому не исключалась в перспективе работа в маневренном режиме и атомных электростанций.

В отличие от станций на органическом топливе на атомных станциях имеется жесткое ограничение по разгрузке реактора, что не согласуется с возможной глубиной разгрузки по электрической мощности турбин. Это соответственно обуславливает выбор способа и технических решений по их разгрузке. И наиболее приемлемой для АТЭЦ представляется разгрузка аккумулярованием тепловой энергии и за счет специальных котельных.

В частности, в свое время задача аккумулярования теплоты решалась при проектировании и сооружении загородной Минской АТЭЦ, строительство которой велось в 1980-х гг. в 40 км от г. Минска, однако после аварии на Чернобыльской АЭС ее возведение было прекращено. Минская АТЭЦ проектировалась электрической мощностью 2000 МВт и тепловой 2100 МВт (1800 Гкал/ч), с реакторами ВВЭР-1000 и турбоустановками ТК-450/500-60. АТЭЦ должна была работать в базе тепловых нагрузок совместно с существующими городскими источниками теплоснабжения (ТЭЦ, котельными).

Для дальнего транспорта водяного теплоносителя с постоянной температурой 145°C транзитные теплосети должны были иметь два подающих и два обратных трубопровода диаметром по 1200 мм при сооружении на трассе подкачивающей насосной станции или диаметром по 1400 мм без нее.

Разгрузка станции по электрической мощности в ночные часы может производиться увеличением расхода пара в теплофикационный отбор до максимально возможного с целью зарядки аккумулятора сетевой воды либо отключением одного из турбогенераторов и использованием высвобождающейся теплоты пара реакторной установки для зарядки аккумулятора горячей воды.

Особую актуальность приобретает применение аккумулирования теплоты на ядерных энергоисточниках, работающих в изолированных системах электро- и теплоснабжения. Примером может служить Билибинская АТЭЦ, участвующая в регулировании графика электрической нагрузки, хотя такой режим противоречит экономической сути производства электроэнергии и теплоты на ядерном горючем.

Использование аккумуляторов теплоты при автономной работе АТЭЦ может дать значительный экономический эффект благодаря заметному увеличению ее номинальной мощности в часы прохождения максимума нагрузок энергосистемы. Выполненные исследования показали перспективность применения систем аккумулирования теплоты на АТЭЦ, работающих в изолированных энергосистемах.

Наряду с аккумулированием была исследована эффективность использования АТЭЦ в маневренном режиме при совместной работе со специальными котельными, компенсирующими недоотпуск теплоты. Отсутствие капитальных вложений при использовании резервных котельных в качестве компенсирующих тепловых источников увеличивает конкурентоспособность данного способа получения маневренной мощности на АТЭЦ. Результаты исследований апробированы при разработке обосновывающих материалов по теплоснабжению от Курской АЭС (получение маневренной мощности на КАЭС за счет передачи части нагрузки системы теплоснабжения на выведенные в резерв котельные).

В комплексе проблем энергообеспечения крупных промышленных городов наиболее актуальными являются проблемы водообеспечения и очистки сточных вод. Поэтому значительный интерес представляет возможность использования атомной энергии как источника низкопотенциальной теплоты для опреснения и очистки соленых, солончаковых и сточных вод.

Типы и параметры опреснительных установок тоже еще далеко не исследованы. Существенным является и такой момент, что АЭС и АТЭЦ должны иметь мощность 2000-4000 МВт и более, что приводит к большим потребностям в технической воде. Например, суточная компенсация потерь воды в системе оборотного водоснабжения с градирнями для АТЭЦ мощностью 2000 МВт, которая может обеспечить теплоснабжение города с полумиллионным населением, составляет 0,25-0,3 млн м<sup>3</sup>, что составляет суточное водопотребление самого города. И в условиях водного дефицита могут возникнуть трудности с размещением АТЭЦ, что имело место при выборе площадки для Минской АТЭЦ.

Возможное развитие атомной теплофикации, опыт в области термического опреснения соленых вод, а также проведенные исследования по дистилляции городских сточных вод создают реальную возможность для практического применения атомных станций трехцелевого назначения – атомных водотеплоэлектроцентралей (АВТЭЦ). Они являются по существу теми же АТЭЦ, в которых теплофикационные агрегаты совмещены с дистилляционными установками. Эти станции позволяют одновременно производить электроэнергию, теплоту и дистиллированную воду.

За счет выработки дистиллята на тепловом потреблении отборов турбины значительно снижается расход теплоты на получение дистиллята и его стоимость по сравнению с получением дистиллята в отдельных опреснительных установках. Это позволяет использовать дистилляцию как экономически выгодный способ опреснения соленых вод и глубокой очистки сточных вод в больших масштабах. Осуществляя дистилляцию городских сточных вод и вовлекая в повторное использование дистиллят, полученный из них, можно, во-первых, создать оборотные системы водоснабжения городов по замкнутому циклу, а во-вторых, прекратить сброс сточных вод в природные водные источники и этим в значительной мере предотвратить или полностью исключить их загрязнение.

Результаты сравнения усредненных годовых показателей потребления электрической энергии, воды и сброса сточных вод города с населением порядка 1 млн чел., отнесенные на единицу потребляемой теплоты, с усредненными годовыми показателями производства электрической энергии, дистиллята и забора сточных вод на АВТЭЦ с турбинами ТК-450/500-60, также отнесенными на единицу отпускаемой теплоты, показали, что при покрытии определенной доли тепловых нагрузок ( $\alpha_{\text{АТЭЦ}}$ ) города за счет АВТЭЦ можно полностью обеспечить его электропотребление и осуществить дистилляцию всех сточных вод, что на 70-80% обеспечит водопотребление города.

Все возрастающий дефицит органического топлива, необходимость улучшения экологической обстановки в густонаселенных промышленных районах, высокий уровень тепловых нагрузок зоны эффективности атомных ТЭЦ обуславливают использование ядерного топлива для теплоснабжения на основе атомных котельных или станций теплоснабжения (АСТ). При анализе системы централизованного теплоснабжения с АСТ и АТЭЦ выявлены следующие их основные особенности:

- целесообразные масштабы концентрации тепловых нагрузок при сооружении АТЭЦ значительно превосходят optimum укрупнения теплофикационных систем с ТЭЦ и котельными на органическом топливе, тогда как для АСТ они находятся примерно в этих же масштабах;
- в крупных системах теплоснабжения существенно возрастает влияние затрат в тепловые сети. Например, при тепловых нагрузках около 3500 МВт (3000 Гкал/ч) и трех радиальных выводах тепломагистралей от АТЭЦ капиталовложения в тепловые сети почти вдвое превышают капиталовложения в АТЭЦ. В этих условиях возрастают требования к обеспечению надежности теплоснабжения;
- экономически целесообразный масштаб концентрации тепловых нагрузок для АТЭЦ свыше 1750 МВт, что вызывает размещение большой электрической мощности вблизи крупных городов;
- для АСТ имеется техническая возможность создания низкотемпературного реакторного оборудования – экономически эффективного и экологически безопасного. На АСТ использование теплоты топлива близко к 100%, т.к. в реакторе ее получают почти при той же температуре, которая требуется для системы теплоснабжения.

По предварительным исследованиям, зона возможной конкурентоспособности систем теплоснабжения с АСТ находится в диапазоне тепловых нагрузок 900-1700 МВт. В некоторых районах со специфическими условиями (изолированность, сложность доставки топлива и оборудования, отсутствие или ограниченность энергетических ресурсов и др.) целесообразным может быть сооружение АСТ малой и средней мощности при нагрузках 30-100 МВт.

Выбор единичной мощности (модуля) реактора и числа реакторов на АСТ определяется приростами тепловых нагрузок и условиями работы АСТ в системах теплоснабжения. Анализ существующих и прогнозируемых ежегодных приростов тепловых нагрузок в крупных системах теплоснабжения показал, что АК могут сооружаться при двух-трех очередях ввода тепловой мощности по 250-500 МВт.

Экономичность и надежность систем теплоснабжения с АСТ повышается при их совместной (последовательной) работе с котельными на органическом топливе на общую тепловую нагрузку при использовании последних для покрытия пиков тепловых нагрузок и для резерва. При этом АСТ работают в базовом режиме и их доля в покрытии годовой тепловой нагрузки находится в пределах 0,5-0,8 в зависимости от конкретных условий.

Система теплоснабжения с АСТ и пиковыми котельными на органическом топливе дает техническую возможность снизить капиталовложения в тепловые магистрали. Так как теплота потребителям распределяется от обычных котельных, размещенных в центре тепловых нагрузок, по температурному графику 150/70 °С, то температура прямой сетевой воды, циркулирующей по контуру АСТ – транзитные магистрали, не связанному с потребителем, может быть 170-180 °С, что существенно уменьшает расход сетевой воды. Величина температур сетевой воды не связана с какими-либо техническими ограничениями со стороны АК и может быть принята по минимуму затрат в тепловые сети и местные отопительные системы абонентов.

Чтобы повысить загрузку и эффективность АСТ, требуется оптимизация условий совместной (последовательной, параллельной) работы АСТ с другими источниками теплоты на общие тепловые сети в системах теплоснабжения. Надлежащая радиационная безопасность теплоснабжения от АСТ обеспечивается ее технологической схемой. По условиям размещения АСТ непосредственно или вблизи населенных пунктов исследовались проектные концепции подземного и полуподземного расположения реакторных установок в герметичных помещениях, позволяющих обеспечить максимальную степень безопасности атомных источников теплоты.

Для АСТ целесообразно создание специальных низкотемпературных реакторов, отличающихся от энергетических реакторов простотой конструкции и эксплуатации, большей надежностью, более низкой топливной составляющей, возможностью изготовления нестандартного оборудования любыми машиностроительными заводами. Снижение температуры теплоносителя в реакторах, что в основном определяет композицию активной зоны, значительно упрощает все инженерные проблемы, способствует повышению надежности и безопасности.

## **ЛЕКЦИЯ 6. Теплоснабжение от нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, сжигания ТБО.**

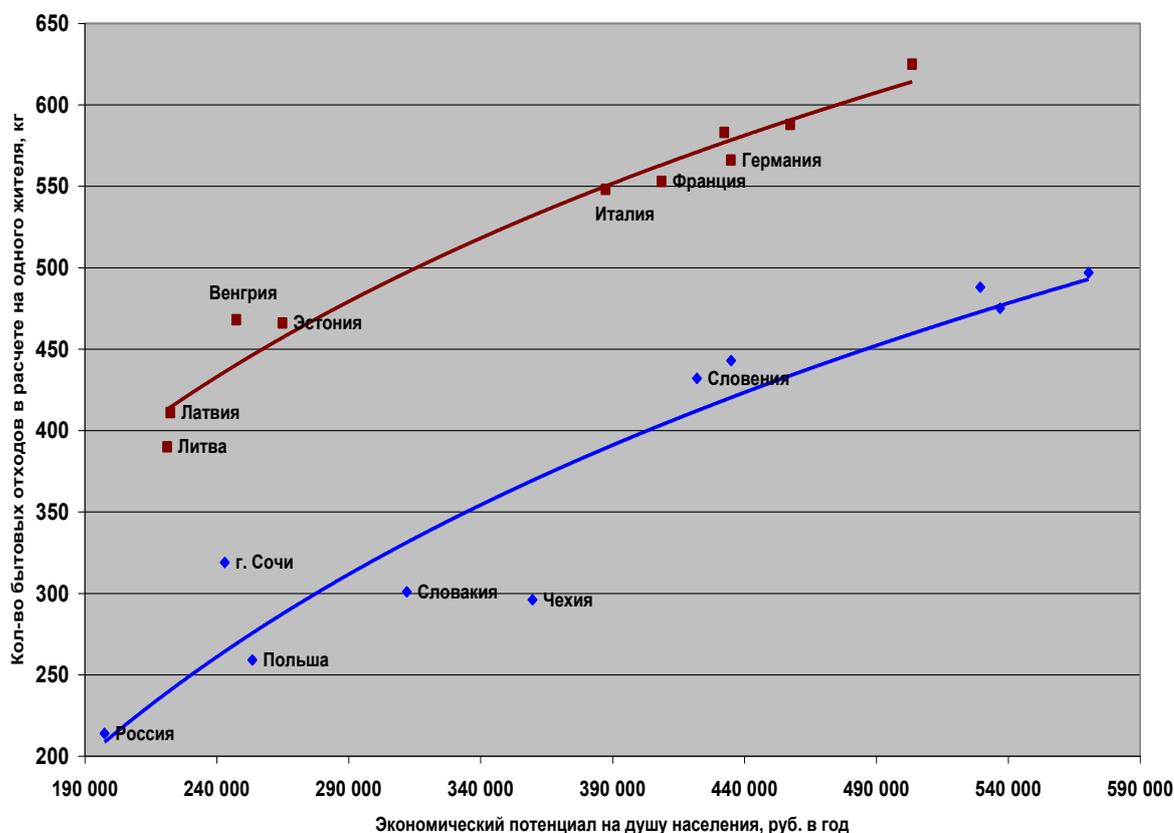
В России ежегодно образуется около 130 млн. м<sup>3</sup> твердых бытовых отходов (ТБО). Из 27 млн. тонн ТБО (один кубический метр отходов до уплотнения весит 200 кг) промышленной переработке подвергается порядка 3%, остальное вывозится на свалки и полигоны-захоронения с отчуждением земель в пригородной зоне. Значительное количество ТБО попадает на несанкционированные свалки, количество которых постоянно растет. Поэтому ТБО представляют собой источник загрязнения окружающей среды, способствуя распространению опасных веществ. Вместе с тем они содержат в своем составе ценные компоненты, которые могут быть использованы в качестве вторичных ресурсов.

В то же время свалки занимают не так уж много места, по крайней мере, в географическом масштабе: например, все бытовые отходы, производимые в России современными темпами в течение 500 лет можно было бы уместить на площадке 20 на 30 км при толщине слоя мусора всего в 25 метров.

Таким образом "физическое" измерение проблемы ТБО - не только не единственное, но даже и не самое важное. Существуют другие взаимосвязанные аспекты этой проблемы, которые делают ее насущной именно в наше время, перечислим их кратко:

1. Объем ТБО - непрерывно возрастает как в абсолютных величинах, так и на душу населения;
2. Состав ТБО резко усложняется, включая в себя все большее количество экологически опасных компонентов;
3. Отношение населения к традиционным методам сваливания мусора на свалки становится резко отрицательным;
4. Законы, ужесточающие правила обращения с отходами, принимаются на всех уровнях правительства;
5. Новые технологии утилизации отходов, в том числе современные системы разделения, мусоросжигательные заводы-электростанции и санитарные полигоны захоронения, все более широко внедряются в жизнь;
6. Экономика управления отходами усложняется. Цены утилизации отходов резко возрастают. Современное управление отходами невозможно представить без частных предприятий и крупных инвестиций.
7. Энергетическое использование мусора представляет собой важный резерв экономии энергии для крупных городов, решающий сразу несколько проблем.

Все эти аспекты проблемы завязаны в узел, который затягивался в развитых странах на протяжении последних 20-30 лет все туже и туже.



**Рис.6.1. Количество мусора на душу населения в разных странах мира**

Необходимость переработки во многих регионах постоянно увеличивающихся твёрдых бытовых отходов, настоятельно требует расширения строительства мусоросжигательных заводов с выработкой тепла и электроэнергии. Сортировка отходов, как с точки зрения экологии, так и с точки зрения экономики является самым целесообразным способом переработки. В связи с резким увеличением объема коммерческих отходов (картонные, пластиковые, стеклянные упаковки) процесс сортировки приобретает все больший экономический эффект

В последнее время активно ведется поиск источников энергии, альтернативных природному топливу. При этом все чаще и чаще взоры обращаются на использование в качестве топлива твердых бытовых отходов (ТБО). Преимущество ТБО заключается в том, что их не надо искать, не надо добывать, но в любом случае их надо либо уничтожать, либо использовать. Период их уничтожения, т. е. складирования на полигонах, прошел - наступил период их активного использования, в том числе и в виде топлива.

Сегодня мусоросжигательных заводов, производящих энергию, много в Германии, Японии, Швейцарии, Бельгии и других странах. В России такие заводы имеются во Владивостоке, Владимире, Москве, Мурманске, Пятигорске, Сочи и Челябинске. Строится такой завод и Санкт-Петербурге. В Москве имеется программа строительства 10 таких заводов.

В настоящее время в мире работает более 2500 МСЗ, утилизирующих около 200 млн.т ТБО в год и вырабатывающих около 130 млрд.кВт\*час электроэнергии ежегодно. Распределение таких заводов по странам Европы показано в табл.6.1.

**Табл.6.1 Количество заводов и их средняя мощность в странах ЕС**

№ п/п	Страна	Количество заводов	Средняя мощность, т/ч
1	Австрия	8	20
2	Бельгия	18	20
3	Великобритания	21	24
4	Венгрия	1	60
5	Германия	73	36
6	Дания	31	16
7	Италия	51	14
8	Испания	10	24
9	Люксембург	1	16
10	Нидерланды	11	62
11	Норвегия	13	11
12	Португалия	3	68
13	Франция	127	15
14	Чехия	3	40
15	Швейцария	28	16
16	Швеция	30	22

Целенаправленное промышленное использование ТБО как топлива началось со строительством первого "мусоросжигательного заведения" близ Лондона в 1870 году. Однако активное применение ТБО как энергетического сырья началось с середины 70-х годов в связи с углублением энергетического кризиса.

Было подсчитано, что при сжигании 1 т ТБО можно получить 1300-1700 кВт\*ч тепловой энергии или 300-550 кВт\*ч электроэнергии.

**Таблица 6.2 Образование и переработка мусора в России и в Японии**

<b>Страна</b>	<b>Россия</b>	<b>Япония</b>
Население, млн. чел	146,3	127,3
Отходов на 1 чел	1,05	0,95
Всего отходов, млн. т	55	45
Заводов по переработке	10	1211
Объем полигонов захоронения	173 млн м <sup>3</sup>	1,6 млн м <sup>3</sup>

В России термическая переработка ТБО началась с 1972 года, когда в восьми городах СССР было установлено 10 мусоросжигательных заводов первого поколения. Все эти заводы были практически без газоочистки и почти не использовали вырабатываемое тепло. В настоящее время все эти заводы морально устарели и не отвечают современным требованиям по экологическим показателям. В связи с чем большая часть этих заводов закрыта, а остальные подлежат реконструкции.

В 2002 году в Москве пущен в эксплуатацию мусоросжигательный завод производительностью 300 тыс. т ТБО в год. Завод состоит из отделений подготовки и сортировки ТБО, сжигания не утилизируемой части ТБО, очистки дымовых газов от вредных примесей, переработки золы и шлака, энергоблока и других вспомогательных отделений.

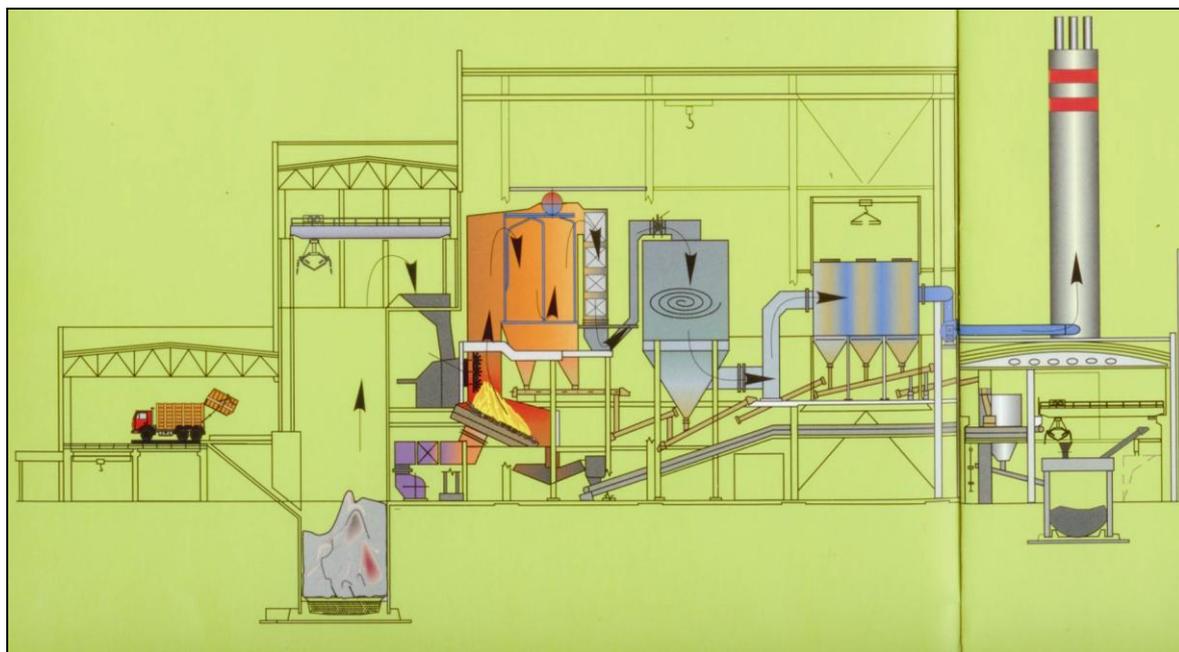
На заводе внедряется ручная и механическая сортировка ТБО и его дробление. Такая технологическая переработка ТБО позволяет: во-первых, отобрать ценное сырье для его вторичной переработки; во-вторых, отобрать пищевую фракцию ТБО для его последующего компостирования; в-третьих, отобрать сырье, представляющее экологическую опасность при его сжигании; и, наконец, это позволит повысить теплотехнические и экологические показатели сырья, предназначенного для сжигания.

Благодаря такой подготовке низшая теплота сгорания ТБО, предназначенного к сжиганию, достигнет 9 МДж/кг, а по содержанию золы, влаги, серы и азота характеристики ТБО будут практически соответствовать аналогичным характеристикам подмосковных бурых углей.

Однако следует отметить, что низкие параметры пара, применяемые на отечественных мусоросжигательных заводах ( $G=15-35$  т/ч,  $T=240^{\circ}\text{C}$ ), существенно снижают удельные показатели по выработке электроэнергии по сравнению с паросиловыми электростанциями ( $G=640$  т/ч,  $T=540^{\circ}\text{C}$ ). Применение аналогичных мощностей и параметров пара на МСЗ ограничено свойствами ТБО: кусковое топливо, низкая температура плавления золы и коррозионные свойства дымовых газов, получаемых при сжигании ТБО.

«Спецзавод № 2» ГУП «ЭкоТехПром», расположенный на севере Москвы, был пущен в эксплуатацию в 1975 г. (на тот момент он располагался в промышленной зоне на окраине столицы), который стал первым мусоросжигательным заводом на территории бывшего СССР, полностью отвечающий всем действующим на тот момент требованиям по охране окружающей среды.

Технологическое оборудование для завода в составе двух технологических линий производительностью по 8,3 т ТБО в час каждая, поставленное французской фирмой «КНИМ», позволяло обезвреживать 72 тыс. т бытового мусора в год. Газоочистное оборудование состояло из электростатических фильтров, которые обеспечивали действующие на тот период нормативы по выбросам вредных веществ. За 20 лет эксплуатации завода требования к организации процесса сжигания отходов и качеству очистки дымовых газов, экологической безопасности и технологической надежности работы оборудования значительно выросли.



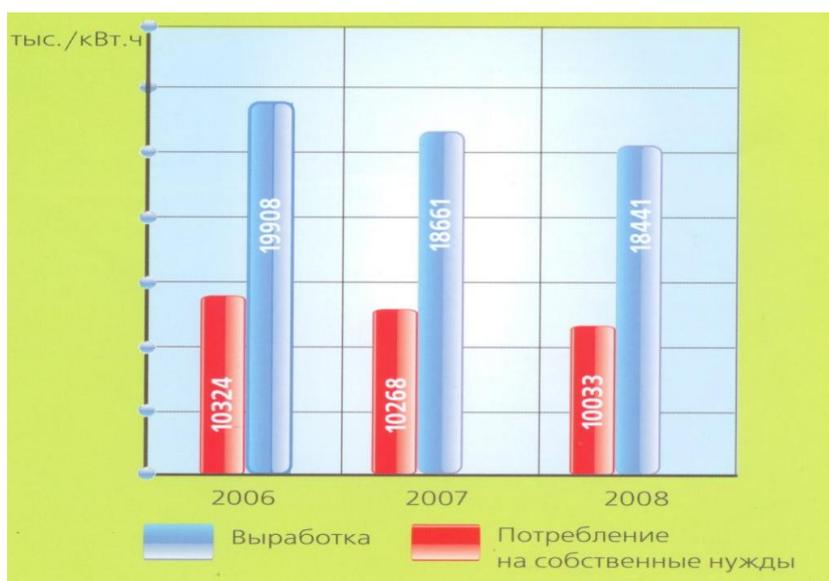
**Рис. 6.2. Общая схема утилизации ТБО на заводе**

Выросли за эти годы городские жилые массивы, и мусоросжигательный завод оказался в зоне жилой застройки. Поэтому в соответствии с «Программой санитарной очистки г. Москвы» в 1995 г. завод был остановлен на реконструкцию. За 20 лет работы завода претензий к технологическому оборудованию французской фирмы не было, а вот качество эксплуатации было на тот момент не на высоком уровне, что за эти годы эксплуатации сказалось и на заводском оборудовании, которое к началу 1990-х гг. пришло в негодное состояние.

В ходе реконструкции выбор на поставку основного технологического оборудования обоснованно пал на ту же французскую фирму «КНИМ». В состав поставки французского оборудования вошли три технологические линии, состоящие из паровых котлов с колосниковыми решетками для сжигания бытовых отходов, комплектной системы газоочистки, системы контроля и управления технологическим процессом, системы постоянного экологического мониторинга и мостовых кранов. Увеличение количества технологических линий с двух до трех при сохранении их единичной производительности, равной 8,3 т ТБО в час, позволило повысить надежность, обеспечить стабильную работу завода и увеличить его ежегодную производительность до 150 тыс. т ТБО.

Бытовые отходы доставляются на завод автотранспортом. По прибытии мусоровозы взвешиваются, грузоподъемность которых не должна превышать 11 т, и проверяются на отсутствие радиационных излучений для чего на пункте взвешивания установлено четыре радиологических датчика (за время работы предприятия в общей сложности было 4-5 случаев превышения допустимых радиологических норм, у нас есть четкая инструкция по ликвидации таких прецедентов). Пройдя приемное отделение, машина проезжает по эстакаде на разгрузку в бункер-накопитель, объем которого составляет 39 тыс. м<sup>3</sup>. Два мостовых грейферных крана распределяют мусор по бункеру, перемешивая его и удаляя из общей массы бытовых отходов крупногабаритные предметы, после чего происходит загрузка мусора в приемные воронки котлов.

Паровой котел имеет колосниковую решетку для лучшего сжигания ТБО. После загрузки в воронку котла ТБО питателем подается на колосниковую решетку, где и происходит сгорание мусора. Питатель и колосниковая решетка приводятся в движение гидроцилиндрами возвратно-поступательного хода. Через щели между колосниками поступает подогретый до +170 °С первичный воздух, который необходим для горения мусора и охлаждения колосников. Вторичный воздух подается через форсунки из общего воздухозаборного устройства с двух сторон топki котла.

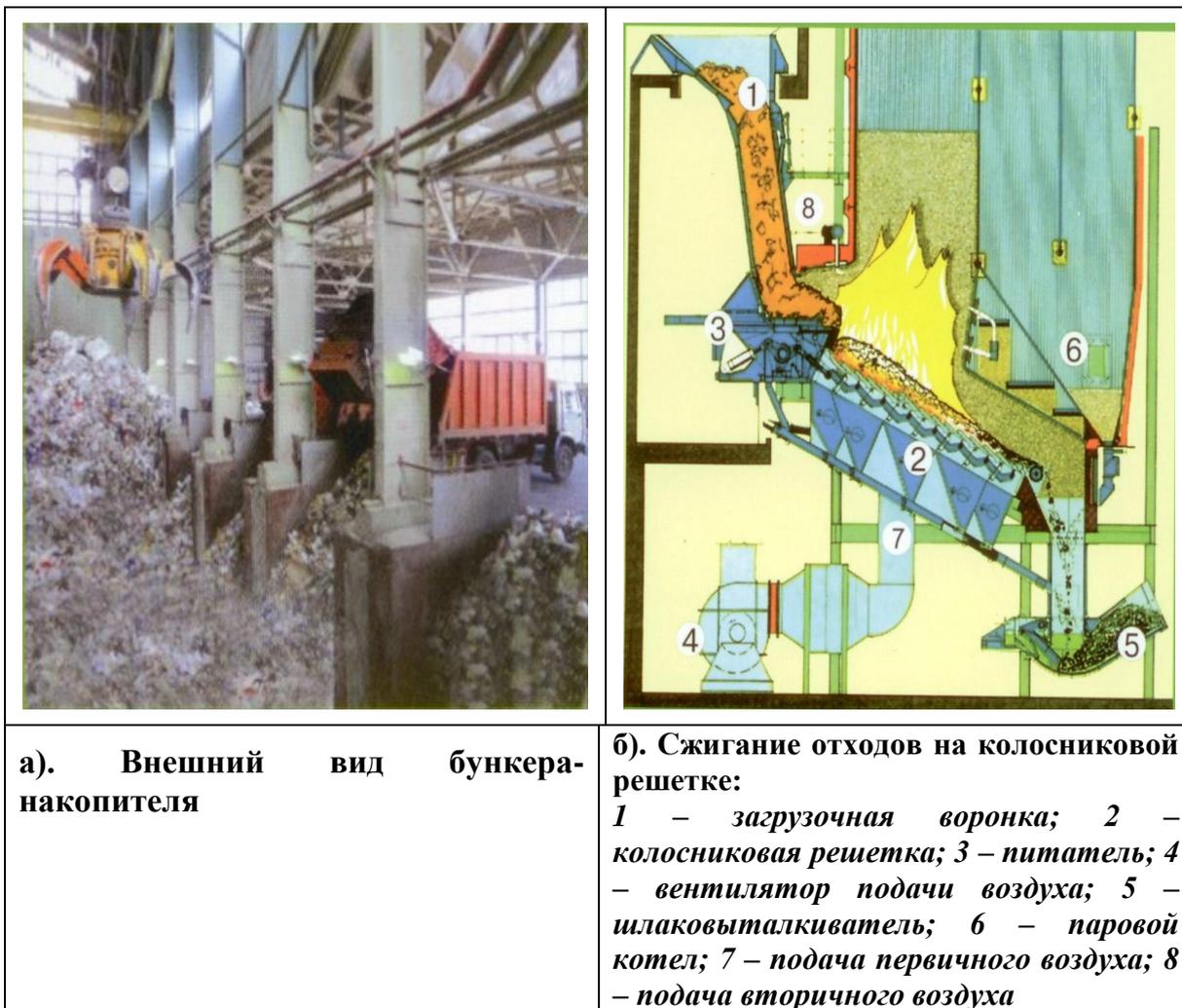


**Рис. 6.3. Баланс выработки и потребления электроэнергии**

Образующиеся при сжигании газы с температурой около 900 °С поступают в паровой котел, надстроенный над колосниковой решеткой, в котором происходит утилизация тепла и снижение температуры уходящих газов до 240 °С. Получаемый в котле пар под давлением 15 атм и температурой 240 °С направляется на один из трех турбогенераторов электрической мощностью 1,2 МВт каждый.

Треть от производимой электроэнергии полностью обеспечивает собственные нужды завода, а излишки подаются в городскую электрическую сеть. Вырабатываемый пар также полностью покрывает собственные нужды завода в тепловой энергии, остальной пар направляется в воздушные конденсаторы, а образовавшаяся вода на выходе из конденсаторов вновь используется в технологическом цикле. Пар, вырабатываемый в котлах, используется на нужды завода в тепловой и электрической энергии. Выработка электроэнергии происходит в паровых турбинах, излишки которой отдаются в городскую электросеть ОАО «Мосэнерго».

Шлак, образовавшийся после сжигания мусора на колосниковой решетке, направляется в водяную ванну на охлаждение до температуры 50-60 °С, откуда специальным устройством охлажденный шлак выгружается на ленточный транспортер с помощью которого он транспортируется в бункер-накопитель. По ходу движения в бункер-накопитель из шлака отделяется черный металл, который затем прессуется и продается для переработки, годовой объем этого металла составляет около 1,5 тыс. т. Шлак составляет 25% от сожженного количества ТБО по весу и 1/12 часть по объему.



**Рис.6.4**

Шлак из бункера-накопителя упаковываются и направляются на два наших полигона для захоронения, также он может использоваться для подсыпки дорог или изготовления тротуарной плитки. Таким образом, реализуется практически безотходное производство.

Показатели работы многоступенчатой системы газоочистки полностью удовлетворяют современным требованиям европейских и российских нормативов по очистке дымовых газов, что позволяет значительно сократить выбросы вредных веществ в атмосферу.

На предприятии впервые в России организована четырехступенчатая система газоочистки, которая полностью удовлетворяет требованиям европейских норм на выбросы вредных веществ, а по отдельным позициям даже перекрывает их. Технологическое оборудование для очистки дымовых газов мусоросжигательных котлов завода, за исключением оксидов азота, было поставлено в комплекте с основным оборудованием французской фирмой.

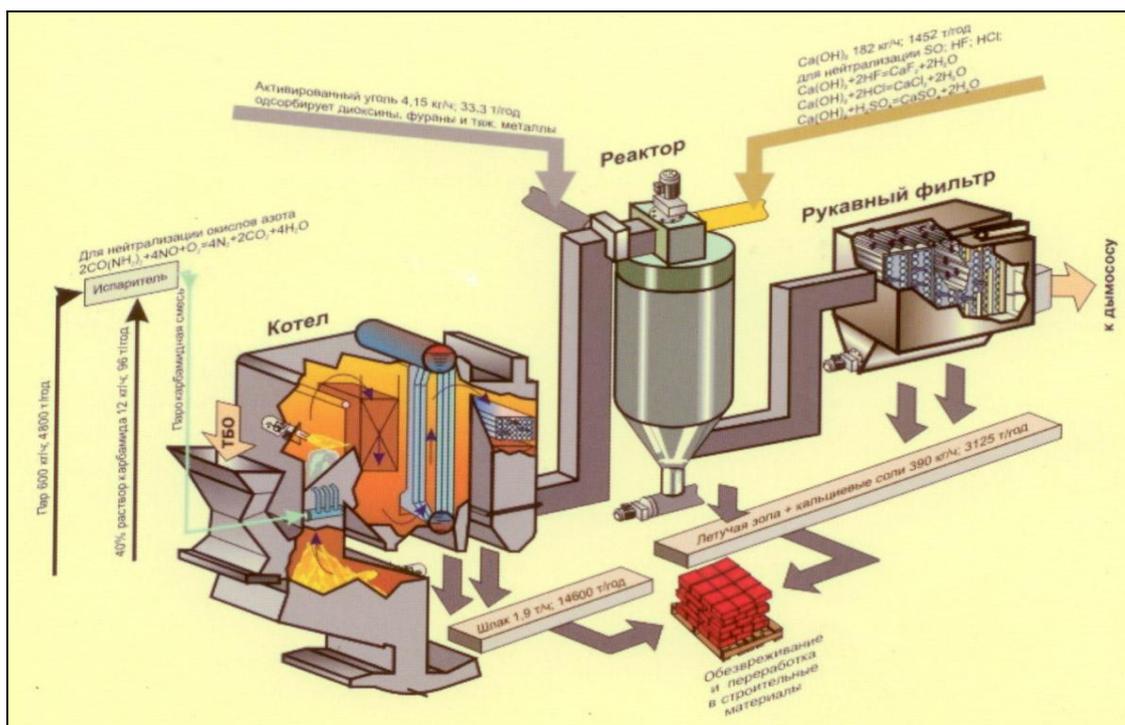
Для очистки газов от оксидов азота была использована отечественная технология, разработанная и запатентованная Российским государственным университетом нефти и газа им. И.М. Губкина.

Очистка дымовых газов начинается уже в котле, который является своего рода первой ступенью очистки дымовых газов: за счет оптимизации режима горения в радиационной части котла поддерживается температура 900 °С, и дымовые газы находятся в этой зоне более 2 секунд, что обеспечивает разложение диоксинов (наличие которых является основной экологической проблемой при сжигании ТБО, поэтому очень важно обеспечить их разложение). В случае снижения температуры ниже 850 °С, автоматически включается газовая горелка, которая поддерживает температуру дожигания в нужном диапазоне.

Кроме этого, в зону высокой температуры котла подается парокрбамидная смесь для подавления оксидов азота, содержание которых снижается до 50 мг/м<sup>3</sup>, что в 4 раза ниже, чем на аналогичных европейских заводах. Здесь стоит также отметить следующее, т.к. завод расположен в зоне жилой застройки, Департаментом природопользования и охраны окружающей среды г. Москвы был установлен лимит по выбросам, соответствующий концентрации оксидов азота в дымовых газах 50-70 мг/м<sup>3</sup>.

Технологическая схема системы некаталитической очистки дымовых газов мусоросжигательных котлов от оксидов азота, реализованная на МСЗ № 2, такова. Твердый карбамид из хранилища с помощью винтового питателя поступает в емкость для приготовления раствора, куда одновременно подается химочищенная вода. Приготовленный 40%-ый раствор карбамида автоматически по сигналу датчика уровнемера перекачивается в рабочие емкости, затем насосами-дозаторами подается в смесители, где смешивается с паром.

Полученная восстановительная смесь посредством специальной распределительной системы вводится в расчетную зону топочной камеры мусоросжигательных котлов. Система очистки изготовлена на основе отечественного оборудования, в качестве восстановителя используется гранулированный карбамид. При температуре порядка 850 °С степень очистки составляет около 60%, с увеличением температуры до 900 °С она возрастает до 70% и достигает максимальных значений на уровне 80-85% при температуре 970-990 °С. По основным технологическим показателям (степени очистки газов от оксидов азота и содержанию аммиака в очищенных газах) система очистки превосходит зарубежные аналоги, а ее стоимость примерно на порядок ниже.



**Рис.6.5 Система очистки дымовых газов**

Внедрение данной отечественной технологии очистки на МСЗ № 2 обеспечило экономию средств за счет замещения импортной технологии около 3,5 млн долл. США. Кроме контроля за содержанием NO<sub>x</sub>, газоанализатор постоянно замеряет содержание NH<sub>3</sub> и SO<sub>2</sub>, концентрация которых находится в пределах 10 и 30 мг/м<sup>3</sup> соответственно, что лучше европейских нормативов почти в 1,5 раза. Концентрация аммиака в очищенных газах при температуре выше 900 °С, характерной для штатного режима работы мусоросжигательных котлов, не превышает 10 мг/м<sup>3</sup> и составляет, как правило, 3-5 мг/м<sup>3</sup>.

В котле за счет изменения направления движения (вверх – вниз) дымовых газов на 180° частично выделяется летучая зола, которая удаляется конвейером в систему золоудаления. По ходу движения дымовых газов из котла ко второй ступени газоочистки – реактор – в них подается активированный уголь для нейтрализации диоксинов, фуранов и солей тяжелых металлов.

Вторая ступень очистки – реактор – это газоход цилиндрической формы вертикального исполнения. Здесь происходит разбрызгивание известкового молока и нейтрализация кислой составляющей газов. Содержание HCl в дымовых газах постоянно контролируется и составляет около 3 мг/м<sup>3</sup>. Известковое молоко подается насосами к турбине, установленной на головке реактора.

За счет высоких оборотов турбины (6000 об./мин) происходит разбрызгивание известкового молока в объеме реактора и нейтрализация кислых газов.

После реактора дымовые газы поступают в рукавный фильтр импульсно-струйного типа, где происходит улавливание летучей золы, пыли и продуктов газоочистки (кальциевых солей, образующихся при контакте дымовых газов с известковым молоком), а также активированного угля, который подается в дымовые газы перед реактором. Пыль оседает на внешней стороне рукавов, чистка которых происходит автоматически пульсацией воздуха, подаваемого от компрессорной. Содержание пыли после рукавного фильтра составляет  $6 \text{ мг/м}^3$ , как после бытового пылесоса.

На заводе создан своего рода симбиоз оборудования: основное оборудование, состоящее из трех технологических линий, включая автоматику управления их технологическими процессами, является импортным, все остальное оборудование – отечественное. Этот симбиоз себя прекрасно зарекомендовал практически за 10-летний период работы МСЗ № 2. Данное обстоятельство позволило существенно сэкономить на капитальных затратах в ходе реконструкции завода в 2001 г.

Предприятие является единственным в мировой практике, которое успешно занимается утилизацией всего объема получаемой золы по отечественной запатентованной технологии. Зола, проходя весь газовый тракт котла, адсорбирует на себе соли тяжелых металлов, диоксины и фураны, что относит ее к третьему классу опасности. К примеру, за рубежом нет решений по безопасной утилизации золы.

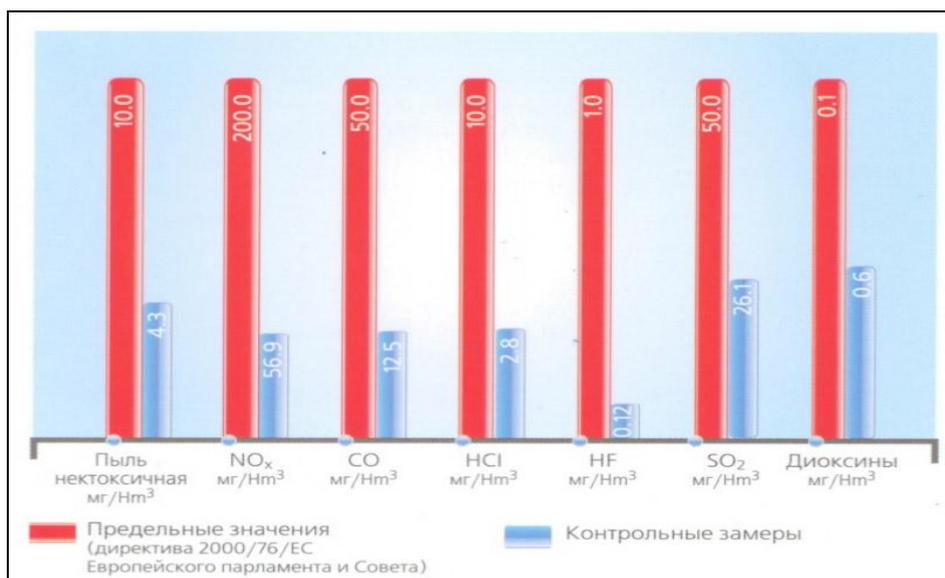


Рис.6.6. Параметры загрязняющих веществ в сравнении с нормативами

В одних странах (например, в Германии) производят ее захоронение в специальных солевых шахтах на глубине около 300 м, в других (в частности, во Франции) зарубежных странах ее закапывают на специальных полигонах, в Австрии золу мусоросжигательных заводов используют в процессе получения исходной массы, из которой потом приготавливается бетон, но эта доля золы составляет только 5% (остальную большую часть золы хоронят в солевых шахтах), при этом в стране ведутся работы по увеличению доли золы.

При реконструкции МСЗ № 2 проектом предусматривалось сжигание ТБО с теплотворной способностью до 1500 ккал/кг, но почти за 10-летний период эксплуатации реконструированного завода теплотворная способность «современного» мусора увеличилась почти до 2000 ккал/кг. В связи с этим изменилась производительность котлов по сжиганию ТБО – уменьшилась с 8 до 6,5 т/ч, т.е. при повышении теплотворной способности ТБО номинальная паропроизводительность котлов стала достигаться при меньшем объеме сжигания мусора.

Учитывая, что первоочередная задача завода – сжигание мусора, поэтому снижение объемов утилизации ТБО в данных условиях для предприятия вызывает соответственно определенные проблемы. Если бы перед заводом стояла первоочередная задача в продаже излишков вырабатываемой тепловой и электрической энергии внешним потребителям и была такая возможность, то вышеуказанное обстоятельство для предприятия превратилось бы из недостатка в преимущество. Предварительно при разработке проекта реконструкции завода предусматривалась передача вырабатываемой тепловой энергии внешним потребителям. Но выяснилось, что тепловая энергия, вырабатываемая на МСЗ № 2, оказалась не нужна городу, т.к. в Москве имелся достаточный резерв по теплу.

В связи с тем, что на момент реконструкции МСЗ № 2 возникла проблема передачи тепловой энергии внешним потребителям, было принято решение переориентироваться на выработку электроэнергии. Первоначально планировалась установка паровых турбин противодавленческого типа, но т.к. тепловая энергия оказалась не востребована городом, было установлено три блочных турбогенератора с конденсатором отечественного производства (которые изначально разрабатывались для военных морских судов и АПЛ). Таким образом, сегодня предприятие полностью покрывает свои собственные нужды в тепловой и электрической энергии, отдавая излишки электроэнергии в электросети ОАО «Мосэнерго», о чем упоминалось выше. Электроэнергия, идущая на собственные нужды предприятия, первоначально подается на заводскую понижающую подстанцию 0,4 кВ.

Перед подачей излишков электроэнергии в городскую электросеть она подается на повышающую подстанцию 10 кВ. Излишки электроэнергии продаются по тарифу около 0,6 руб./кВт·ч. Доходы от продажи электроэнергии в месяц у нас составляют около 450-500 тыс. руб., которые в силу их малых объемов можно считать дополнительными доходами, к сожалению.

Иногда предприятие полностью переходит на работу в автономном режиме (имея при этом два ввода по электроэнергии) без сброса излишков электроэнергии в городскую электросеть, но приходится разгружать котлы и турбины, т.к. для обеспечения собственных нужд не требуется полная загрузка энергооборудования. Например, при аварии на электроподстанции № 510 «Чагино» в мае 2005 г., когда без электроснабжения осталось несколько районов Москвы, МСЗ № 2 работал в автономном режиме без каких-либо сбоев.

К сожалению, на момент разработки проекта реконструкции МСЗ № 2 в 1990-х гг. разработчиками было принято безграмотное решение в части использования котлов и турбин низких параметров, оборудование высоких параметров даже не рассматривалось, что естественно сказалось на объемах выработки тепло- и электроэнергии.

Всего на территории России в настоящее время расположено не более 10 мусоросжигательных заводов, причем некоторые из них в силу разных причин находятся в нерабочем состоянии. Например: завод в г. Сочи изначально работал сравнительно плохо, при этом на нем не было хороших квалифицированных специалистов; завод в г. Владимир сгорел из-за воспламенения мусора в приемном отделении, т.к. в ходе строительства завода имели место определенные нарушения.

На всех МСЗ в России в качестве основного технологического оборудования в основном используется зарубежное (производство Франции, Чехии, Австрии).

Не смотря на малое число действующих мусоросжигательных заводов в России (в сравнении с зарубежными странами), актуальность сжигания мусора возрастает с каждым годом, что требует строительства дополнительного количества МСЗ на территории страны. Например, два московских полигона в течение ближайших 5 лет будут полностью заполнены, и вывозить большую часть мусора станет просто некуда (в год в Москве образуется около 3,5 млн т ТБО). Тариф на захоронение ТБО на полигонах и на их утилизацию на столичных мусоросжигательных заводах практически сравнялся: 2140 и 2000 руб./т соответственно.

## **ЛЕКЦИЯ 7. Теплоснабжение от нетрадиционных источников энергии (топливные элементы, солнечные коллекторы, ТНУ)**

Солнечная энергия - самый крупный энергетический источник на Земле. Количество тепла, поступающего на 1 кв. м поверхности Земли в год, оценивается в  $3,16 \times 10^9$  КДж. Общее количество солнечной энергии в 20 тыс. раз превышает современное потребление энергии мировым хозяйством. Производство установок для использования альтернативной энергии солнца за последние 4 года увеличилось в мире в несколько раз. Предполагается, что к 2020 г. за счет солнечной энергии мировые потребности в электроэнергии будут удовлетворяться на 15-20%.

Солнечная энергия, преобразованная в тепловую, используется в мире для разных целей: для отопления и горячего водоснабжения жилых и производственных помещений, сушки фруктов, сельскохозяйственных продуктов, сена, подогрева воды в бассейнах. Все эти системы и установки работают на базе солнечных коллекторов (СК) жидкостных или воздушных. Как правило, в жидкостных нагревается вода, изредка – незамерзающая жидкость (разновидности антифриза).

На сегодняшний день вводится в эксплуатацию более 3 млн. гелиосистем в год, и эта статистика получена не только за счет стран с теплым климатом. Свою эффективность солнечные коллекторы доказали даже в климатических условиях северных регионов. Система солнечных коллекторов подходит для всех типов климата. С использованием контроллеров система автоматически поддерживает самые оптимальные параметры циркуляции, имеет режим антизамерзания, обеспечивает комфортную заданную температуру. При отсутствии достаточной солнечной активности контроллер может включать дополнительный электронагреватель, установленный в теплоаккумуляторе.

Обобщающим показателем развития этого направления в мире является суммарная площадь солнечных коллекторов. Ситуация по странам и ближайшая перспектива представлены в табл. 7.1 и 7.2: в мире в 2000 г. находилось в эксплуатации свыше 70 млн. кв. м СК, к 2005 г. эта цифра удвоилась.

Неудивительны масштабы использования солнечных коллекторов в странах, где много солнца: США (18 млн. кв. м), Япония (11 млн. кв. м), Китай (17,5 млн. кв. м), Израиль (4,35 млн. кв. м). Однако есть страны, где солнца не так много, а масштабы использования коллекторов также весьма значительны: это страны средней и северной части Европы - Германия (3,1 млн. кв. м), Австрия (1,6 млн. кв. м).

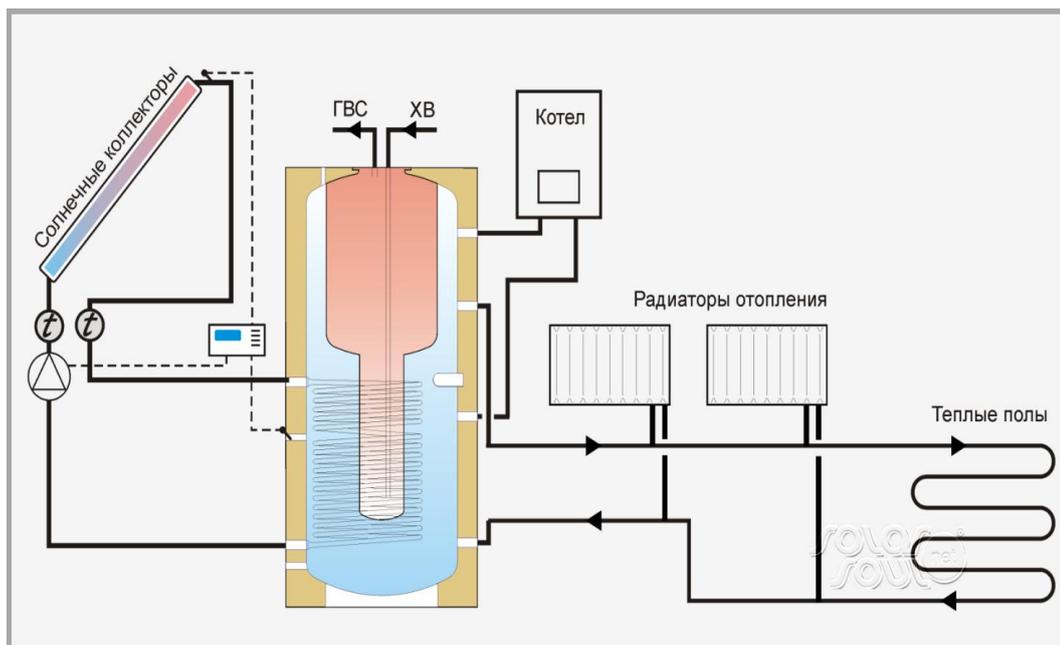
Таблица 7.1 Площадь СК, установленных в странах мира на конец 2000 г.

№ п/п	Страна, континент	Площадь СК, тыс. кв. м
1	Австрия	1 646
2	Бельгия	22
3	Дания	297
4	Финляндия	19
5	Франция	303
6	Германия	3 109
7	Греция	2 815
8	Ирландия	2
9	Италия	271
10	Израиль	4 350
11	Нидерланды	178
12	Норвегия	8
13	Португалия	226
14	Испания	353
15	Швеция	172
16	Швейцария	269
17	Великобритания	151
18	Кипр	750
	<b>Европа, всего</b>	<b>14 891</b>
19	Китай	17 500
20	США	18 000
21	Япония	11 000
22	Австралия	3 900
23	Индия	550
24	Остальная Азия	5 500
	<b>Всего</b>	<b>71 341</b>

В статистику установленных солнечных коллекторов попадают самые разные системы: нагревательные элементы на отдельных жилых зданиях, санаториях и пансионатах, и более крупные СЦТ.

Таблица 7.2 Примеры крупных СЦТ с гелиоустановками

город (страна)	население, тыс.чел.	мощность СЦТ, МВт	мощность гелиосистем, МВт	мощность потребителя, МВт	длина теплосетей, км
Грас (Австрия)	250	740	3,5 (21)	510	270
Уэльс (Австрия)	60	82	2,7	72	35
Линц (Австрия)	15	44,5	0,5	44,6	52
Брэдstrup (дания)	10	33	5,6	-	52

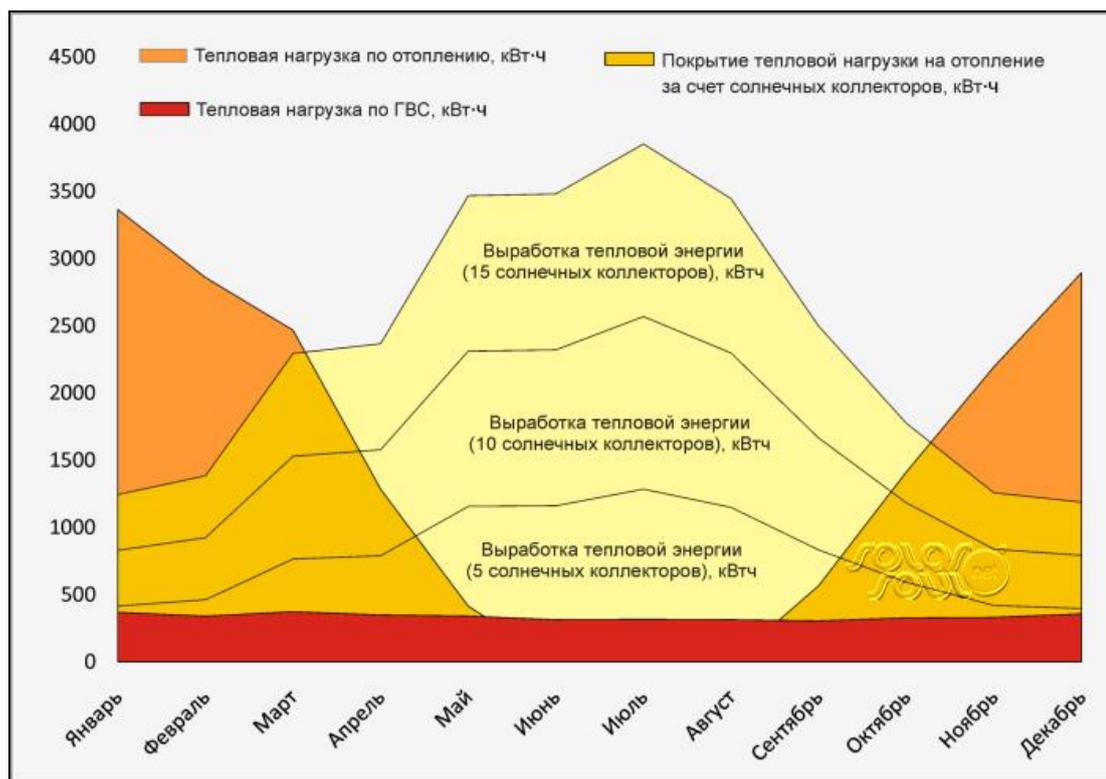


**Рис. 7.1** Принципиальная схема теплоснабжения здания от солнечных коллекторов

В самом общем виде схема теплоснабжения на основе солнечных коллекторов представлена на рис.7.1. В зависимости от применяемых типов коллекторов и масштабов установок, в системах могут использоваться дополнительные элементы для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей. Безусловно, для обеспечения крупных тепловых нагрузок, в системе, как правило, имеются баки-аккумуляторы нагретой воды.

**Табл. 7.3** Наиболее крупные гелио-установки в мире

города	страна	площадь СК, м <sup>2</sup>	объем баков- аккумуляторов, м <sup>3</sup>	год начала эксплуатации
Марсталь	Дания	18 300	2 100 (10 000)	1996
Кунгёльв	Швеция	10 000	1 000	2007
Брэдstrup	Дания	8 000	2 000	2007
Нукван	Швеция	7 500	-	1984
Грас	Австрия	5 600	-	2006
Фалкенберг	Швеция	5 500	1 100	1989
Некарсулм	Германия	5 470	63 300 (20 000)	1997
Грэйлшейм	Германия	5 470 (8 500)	37 500 (10 000)	2003
Улстед	Дания	5 000	1 000	2006
Ароскобинг	Дания	4 900	1 400	1998



**Рис.7.2 График покрытия тепловой нагрузки солнечными коллекторами**

Как видно из графика на рис.7.2, максимальная выработка солнечной энергии гелиосистемой приходится на летнее время года. Энергия, выработанная солнечной системой, лишь частично покрывает тепловую нагрузку и практически полностью обеспечивает нагрузку горячего водоснабжения. В большей мере максимальная экономия приходится на межсезонье и незначительно в зимнее время года. Чем больше площадь гелиосистемы и соответственно, ее мощность, тем больше и значение экономии энергоресурсов.

Нехватку тепловой мощности гелиосистем можно компенсировать разными способами: аккумулярованием тепловой энергии (суточная или недельная неравномерность), использованием дополнительных пиковых (теплонасосных) или резервирующих (резервный бойлер) устройств и систем.

Удельная стоимость коллекторов находится в пределах 300-400 долл./кв.м. Анализ структуры стоимости солнечных водонагревательных установок в Германии показывает весьма существенное снижение стоимости установки – всего за 3 года на 36%, уменьшение их удельной стоимости (в 2,2 раза) по мере увеличения площади коллектора с 5 до 200 кв. м, соответственно уменьшается и стоимость тепловой энергии.

Высокая удельная стоимость бака-аккумулятора (представляющего собой простейшее устройство: металлическую емкость с тепловой изоляцией) отражает высокую стоимость металла в Европе.

В Германии уже есть опыт работы установок с сезонным аккумулярованием энергии и большим полем СК (2000 кв. м). Удельные характеристики этих установок примерно равны и даже несколько лучше удельных характеристик малых установок (табл.7.3). Весьма перспективными схемами применения СК являются гибридные установки с тепловыми насосами.

Еще одним важным нетрадиционным источником энергии является геотермальное тепло, динамика геотермальной теплоэнергетики мира представлена в табл. 7.4. За 30 лет с 1970 по 2000 гг. установленная тепловая мощность возросла с 800 до 17 175 МВт-т, т.е. в 21 раз. Только с 1995 по 2000 гг. установленная тепловая мощность увеличилась почти в 2 раза, т.е. среднегодовой прирост составил 20%.

**Таблица 7.4. Развитие геотермальной теплоэнергетики мира**

Год	Установленная мощность, МВт (т)	Годовое производство тепловой энергии, ГВт·ч	Страны, приславшие отчет	
			Количество	Наименование
1960	-	-	5	Исландия, Италия, Новая Зеландия, Япония и Кения
1970	800	2 200	6	Венгрия и СССР – Кения
1975	1 300	-	10	Франция, Филиппины, Турция и США
1980	1 950	-	14	Австрия, Германия, Чехословакия и Тайвань
1985	7 072	23 980	24	Австралия, Канада, Китай, Колумбия, Дания, Мексика, Польша, Румыния, Швейцария и Югославия
1990	8 064	-	30	Алжир, Бельгия, Болгария, Эфиопия, Греция, Гватемала, Таиланд и Тунис – некоторые страны не представили доклад
1995	8 664	31 236	30	Аргентина, Грузия, Израиль, Македония, Сербия, Словения и Швеция – некоторые страны, не приславшие отчет
2000	17 175	51 428	55	

Лидером в использовании геотермальной теплоэнергетики по производству тепла является Япония – 7,5 ТВт·ч (тепл.), далее следуют Исландия – 5,88, Китай – 4,72, США – 3,97, Венгрия – 3,29 ТВт·ч (тепл.).

Любопытная особенность: США и Китай являются лидерами по установленной тепловой мощности, но по выработке тепла лидируют другие страны. Это объясняется разными направлениями использования геотермальной энергии (табл.7.6). Так, тепловые насосы по мощности занимают первое место (42,2%), а по вырабатываемой энергии – третье место (14,3%). Интересные данные по показателям использования геотермальной энергии в мире приведены в табл.7.5.

**Таблица 7.5 Использование геотермальной энергии для производства тепла в странах мира на рубеже 2000-х годов**

Страна	Установленная мощность, ГВт (тепл)	Производство тепла в год, ТВт·ч (тепл)
Япония	1,16	7,5
Исландия	1,44	5,88
Китай	1,91	4,72
США	1,91	3,97
Венгрия	0,75	3,29
Турция	0,64	2,50
Новая Зеландия	0,26	1,84
Франция	0,31	1,36
Италия	0,31	1,03
Германия	0,31	0,81
Грузия	0,25	нет данных
Сербия	0,09	0,67
Россия	0,21	0,67
Румыния	0,14	0,53
Швейцария	0,19	0,42
Словацкая Республика	0,08	0,38
Швеция	0,05	0,35
Тунис	0,07	0,35
Болгария	0,10	0,35
Израиль	0,04	0,33
Македония	0,08	0,15
Польша	0,04	0,14
<b>Всего:</b>	<b>10,44</b>	<b>38,20</b>

**Таблица 7.6. Распределение по направлениям использования геотермальной тепловой мощности и энергии (по данным 55 стран\*) 2000 г.**

Направление использования	Тепловая мощность, %	Тепловая энергия, %	Коэффициент полезного использования тепла
1. Тепловые насосы	42,2	14,3	0,11
2. Прямой обогрев зданий	30,6	36,8	0,38
3. Бассейны	11,1	22,2	0,63
4. Теплицы	8,5	11,8	0,44
5. Аквакультуры	3,2	6,6	0,65
6. Промышленность	3,0	6,5	0,68
7. Выработка холода и кондиционирование	0,7	0,6	0,29
8. Сушка сельскохозяйственных культур	0,4	0,6	0,44
9. Другие	0,3	0,6	0,7
<b>Всего</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>0,32</b>
<i>* Без данных по Японии и Венгрии.</i>			

Тепловые насосы (теплонасосные установки) позволяют нагревать воду для отопления и горячего водоснабжения путем отбора теплоты из окружающей среды или от низкотемпературных бытовых и промышленных отходов. Они не производят тепловую энергию, а за счет использования внешней работы переносят теплоту от теплоносителя, имеющего температуру 5...40°C (называемого низкопотенциальным) к теплоносителю, применяемому для отопления и горячего водоснабжения (называемого высокопотенциальным), нагревая его до 50...80°C.

Преимущество применения теплонасосных установок (ТНУ) в системах теплоснабжения по сравнению с другими способами теплоснабжения состоит в значительной экономии затрат энергии. Тепловые насосы можно отнести к отдельному виду теплоэнергетического оборудования, для них нельзя использовать привычное понятие коэффициента полезного действия, так как ТНУ позволяют вырабатывать тепловой энергии в 2,5-6 раз больше, чем в них затрачивается электроэнергия. Отношение выработанной теплоты к затраченной энергии на осуществление цикла теплонасосной установки называется коэффициентом преобразования теплоты  $\eta$ , значение которого в тепловом насосе составляет от 2,5 до 8.

Первая схема теплового насоса, названная «умножителем тепла», предложена Кельвиным в 1852 г. Патент на технологию тепловых насосов выдан в 1912 году в Швейцарии. В 20-х XX века в Англии была создана первая теплонасосная установка для отопления и горячего водоснабжения, использующая теплоту окружающего воздуха. Теплонасосная установка, установленная в 30-е годы XX века в здании энергетической компании в штате Коннектикут, США, работает до сих пор. В Европе первая крупная теплонасосная установка построена в Цюрихе в 1938-1939 гг, она имела мощность 175 кВт, работала на теплоте речной воды и вырабатывала горячую воду с температурой 60°C. Для покрытия пиковой нагрузки в системе имелся электронагреватель, а в летнее время установка работала на охлаждение. Интенсивный рост производства тепловых насосов произошел во время энергетических кризисов 1973 и 1979 г. Объем использования теплонасосных установок в настоящее время представлен в табл. 1 и 2.

Высокое значение коэффициента преобразования теплоты  $\eta$ , позволяет обеспечивать теплоснабжение с минимальными затратами первичной энергии. В ряде случаев применение ТНУ в системах теплоснабжения более выгодно, чем использование ТЭЦ и индивидуальных котельных. По прогнозам Мирового энергетического комитета (МИРЭК) к 2020 г. в передовых странах доля отопления и горячего водоснабжения тепловыми насосами составит 75%..

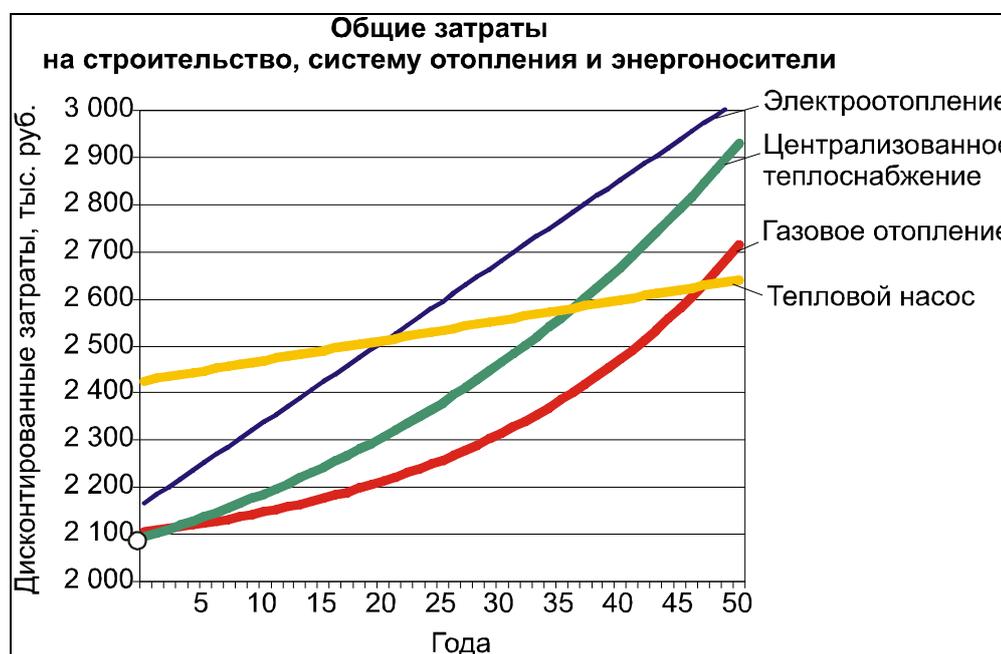
**Таблица Количество эксплуатируемых тепловых насосов**

Страна	Количество эксплуатируемых ТНУ, млн	Количество производимых ТНУ, млн в год
США	25 (около 60% в жилом фонде)	1 (в том числе 0,5 на экспорт)
Япония	5	0,5
Китай	18	1
Европа	4 в 1996 г. (около 70% в жилом фонде)	Нет данных

Эффективность работы теплового насоса зависит от температуры низкопотенциального теплоисточника: чем он выше, тем меньше в тепловом насосе затраты электроэнергии. В табл. приведена оценка эффективности тепловых насосов, применяемых для разных видов теплоснабжения, в зависимости от температуры низкопотенциального источника.

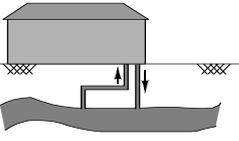
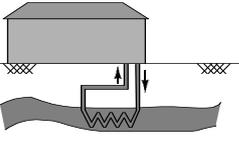
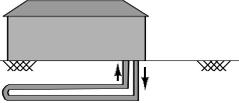
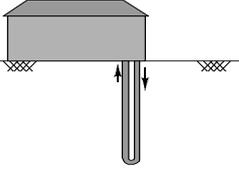
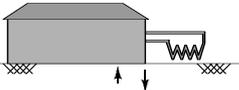
**Таблица Мировой уровень использования тепловых насосов**

Страна	Установленная мощность оборудования, МВт	Произведенная энергия, ТДж/год	Страна	Установленная мощность оборудования, МВт	Произведенная энергия, ТДж/год
Австралия	24,0	57,6	Польша	26,2	108,3
Австрия	228,0	1094,0	Россия	1,2	11,5
Болгария	13,3	162,0	Сербия	6,0	40,0
Великобритания	0,6	2,7	Словакия	1,4	12,1
Венгрия	3,8	20,2	Словения	2,6	46,8
Германия	344,0	1149,0	США	4 800,0	12 000,0
Греция	0,4	3,1	Турция	0,5	4,0
Дания	3,0	20,8	Финляндия	80,5	484,0
Исландия	4,0	20,0	Франция	48,0	255,0
Италия	1,2	6,4	Чехия	8,0	38,2
Канада	360,0	891,0	Швейцария	300,0	1 962,0
Литва	21,0	598,8	Швеция	377,0	4 128,0
Нидерланды	10,8	57,4	Япония	3,9	64,0
Норвегия	6,0	31,9	Всего:	6 675,4	23 268,9



**Рис. Сопоставление полных затрат в разных способах теплообеспечения**

**Таблица Использования низкопотенциальной теплоты в тепловом насосе**

Наименование	Особенности схемы	Параметры теплоносителя
<p>Открытый цикл</p> 	<p>Используются грунтовые воды, теплоноситель забирается из водоносного слоя и возвращается в него. Схема характеризуется простотой, так как отсутствует промежуточный контур теплоносителя, но стоимость монтажа водозабора может быть высокой</p>	<p>При использовании теплоты грунтовых вод промежуточный теплоноситель – вода с температурой 8...15°C, воды из открытых водоемов – антифриз или рассол (1...10°C),</p>
<p>Закрытый цикл</p> 	<p>Промежуточный теплоноситель прокачивается через замкнутый контур, расположенный в водоеме, водоносном слое или бытовых стоках. Высокая стоимость монтажа испарителя.</p>	<p>При использовании теплоты грунтовых вод теплоноситель – вода с температурой 8...15°C, воды из открытых водоемов – антифриз или рассол (1...10°C), бытовых стоков – вода (10...17°C)</p>
<p>Грунтовый горизонтальный теплообменник</p> 	<p>Замкнутый контур теплообменника укладывается в горизонтальные траншеи глубиной 4...6 м и длиной до 100 м. Требуют большой площади поверхности</p>	<p>Промежуточный теплоноситель – антифриз или рассол. Температура грунта на глубине свыше 4 м постоянна и соответствует среднегодовой температуре воздуха (2...10°C).</p>
<p>Грунтовый вертикальный теплообменник</p> 	<p>Замкнутый контур теплообменника устанавливается вертикально в пробуренные отверстия на глубину до 100 м. Применяется в тяжелом грунте или при ограниченной площади поверхности.</p>	<p>То же</p>
<p>Воздушный теплообменник</p> 	<p>Испаритель помещается в вентиляционные воздуховоды, удаляющие нагретый воздух из помещения, или в атмосферный воздух. Использование воздуха характеризуется быстрым падением мощности при снижении его температуры, образованием измороси на поверхности испарителя при температуре воздуха ниже 6°C</p>	<p>Промежуточного контура нет, температура вытяжного воздуха 18...25°C, атмосферного воздуха в отопительный период –10...10°C</p>

### Примеры использования тепловых насосов в системах теплоснабжения

Наименование объекта	Источник низкопотенциальной теплоты	Мощность, кВт	Производитель тепловых насосов
с. Большие Орлы Нижегородской области, отопление жилого дома площадью 200 м <sup>2</sup>	Грунтовая вода, 5...10°C	24	ТН-24, ЗАО «НПФ Тритон»
г. Нижний Новгород, отопление зданий, складов и гаража площадью 1200 м <sup>2</sup>	Грунтовая вода, 5...10°C	45	ТН-45, ЗАО «НПФ Тритон»
г. Нижний Новгород, горячее водоснабжение гостиничного комплекса площадью 7000 м <sup>2</sup>	Грунтовая вода, 5...10°C	600	ТН-600, ЗАО «НПФ Тритон»
г. Москва, здание пожарной части	Речная вода, 5...20°C	16 (□=3,4)	фирма «Экип», г. Москва
г. Москва, плавательный бассейн	Сбросная вода душевых, 30...40°C	Нет данных (□=6,1)	фирма «Экип», г. Москва
г. Москва, аквапарк	Сбросная вода, 20...30°C	1500	ЗАО «Энергия»
Тюмень, отопление поселка	Питьевая вода из водозабора, 7...9 °C	3700	2 насоса НТ-3000, ЗАО «Энергия»
г. Карасук Новосибирской обл., отопление школы	Грунтовая вода, 24 °C	700	2 насоса НКТ-300, ЗАО «Энергия»
г. Горноалтайск, Отопление здания ЦСУ	Грунтовая вода, 7-9 °C	270	Насос НКТ-300, ЗАО «Энергия»
г. Елизово Камчатской обл., отопление здания	Питьевая вода из водозабора, 2...9 °C	270	Насос НКТ-300, ЗАО «Энергия»
п. «Мирный» Алтайского край, отопление поселка	Грунтовая вода, 23 °C	1000	3 насоса НКТ-300, ЗАО «Энергия»
Литва, г. Каунас, завод искусственного волокна, отопление цехов завода.	Сбросная технологическая вода, 20 °C	3300	2 насоса НТ-3000, ЗАО «Энергия»
Курорт «Горячинск», Бурятия. Отопление курорта	Термальная вода, 51 °C	1000	2 насоса НКТ-300, ЗАО «Энергия»
п. Щербаки Новосибирской обл., отопление поселка	Грунтовая вода, 35 °C	1200	Насос НТ-1000, ЗАО «Энергия»
Новосибирск, горячее водоснабжение Академгородка.	Вода Обского моря, 5...22°C	1000	Насос НТ-1000, ЗАО «Энергия»

### Контрольные вопросы

1. Каковы преимущества и недостатки сооружения малой распределенной энергетики?
2. Каковы оптимальные «ниши» активного применения малой и распределенной энергетики?
3. Какие установки и устройства могут применяться в составе малой генерации?
4. Каков масштаб централизованного теплоснабжения от атомных энергоисточников?
5. Чем определяется эффективность функционирования систем теплоснабжения от атомных источников?
6. Каковы пути применения атомных энергоисточников для систем теплоснабжения в крупных городах страны?
7. Основные пути использования солнечной и геотермальной энергии в системах теплоснабжения.
8. Какие технические устройства более широкому использованию солнечной, геотермальной энергии, тепла стоков в системах теплоснабжения разной мощности?
- 9.

### Литература

1. Салихов А.А. Недооцененная и непризнанная «малая» энергетика. – М.: Изд-во «Новости теплоснабжения», 2009 г.
2. Хрилев Л.С. Теплофикационные системы.- М., Энергоатомиздат, 1988 г.
3. Яковлев Б.В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения. – М., 2008 г.

## ЛЕКЦИЯ 8. Законодательные основы теплоснабжения

Федеральный закон № 190-ФЗ "О теплоснабжении", принятый Государственной Думой Федерального Собрания Российской Федерации летом 2010 года, послужил законодательной основой выстраивания и интеграции политики в области теплоснабжения. Закон определяет общие принципы организации теплоснабжения, методы регулирования тарифов, вводит несколько достаточно новых механизмов: обязательность схем теплоснабжения городов, необходимость разработки топливно-энергетических балансов регионов и муниципальных образований.

Статья 3 закона определяет общие принципы организации отношений и основы государственной политики в сфере теплоснабжения:

1) обеспечение надежности теплоснабжения в соответствии с требованиями технических регламентов;

2) обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;

3) обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения;

4) развитие систем централизованного теплоснабжения;

5) соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;

6) обеспечение экономически обоснованной доходности текущей деятельности теплоснабжающих организаций и используемого при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения инвестированного капитала;

7) обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;

8) обеспечение экологической безопасности теплоснабжения.

Государственная политика в сфере теплоснабжения направлена на обеспечение соблюдения общих принципов организации отношений в сфере теплоснабжения, установленных настоящей статьей. Вместе с тем уже из этих формулировок видно, что некоторые из них вступают в определенное противоречие друг с другом и не могут быть реализованы сами собой, без дополнительных нормативных документов.

Для успешной реализации Закона «О теплоснабжении» разработаны, внесены в Правительство Российской Федерации и находятся в стадии утверждения следующие проекты постановлений:

- «Об утверждении Правил организации теплоснабжения»
- «Основы ценообразования в сфере теплоснабжения» (пункты 7,8 9, 15, 31 Плана)
- «О правилах согласования и утверждения инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения»
- «О правилах подключения к системам теплоснабжения и о внесении изменений в отдельные акты Правительства Российской Федерации»
- «Об утверждении Правил вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии, тепловых сетей»

Принципы регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения и полномочия органов исполнительной власти, органов местного самоуправления поселений, городских округов в области регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения указаны в статье 7 закона:

- 1) обеспечение доступности тепловой энергии (мощности), теплоносителя для потребителей;
- 2) обеспечение экономической обоснованности расходов теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций на производство, передачу и сбыт тепловой энергии (мощности), теплоносителя;
- 3) обеспечение достаточности средств для финансирования мероприятий по надежному функционированию и развитию систем теплоснабжения;
- 4) стимулирование повышения экономической и энергетической эффективности при осуществлении деятельности в сфере теплоснабжения;
- 5) обеспечение стабильности отношений между теплоснабжающими организациями и потребителями за счет установления долгосрочных тарифов;
- 6) обеспечение открытости и доступности для потребителей, в том числе для населения, процесса регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения;
- 7) определение размера средств, направляемых на оплату труда, в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями;

8) создание условий для привлечения инвестиций;

9) обязательный раздельный учет организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, объема производства тепловой энергии, теплоносителя, доходов и расходов, связанных с производством, передачей и со сбытом тепловой энергии, теплоносителя;

10) контроль за соблюдением требований законодательства об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности в целях сокращения потерь энергетических ресурсов, в том числе требований к разработке и реализации программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, требований к организации учета и контроля используемых энергетических ресурсов.

Любопытно – насколько отличаются законодательные подходы к теплоснабжению в нашей стране и на западе. Различия в институциональной целостности правовых документов такого уровня хорошо видны на примере сравнения закона № 190-ФЗ «О теплоснабжении» с Датским законом "О теплоснабжении", принятым без малого два десятилетия назад (табл.). Более компактный Датский закон вводит более принципиальные требования подключения новых потребителей, использования комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, экологические аспекты и энергосбережение.

Важность ситуации в системах жизнеобеспечения, на наш взгляд, предопределяет создание специального Кодекса об основах политики обеспечения жизнедеятельности и безопасности страны, определяющего рамочные условия функционирования систем энергообеспечения на основе реализации базовых конституционных прав и свобод.

**Табл.. Ключевые новации Законодательства о теплоснабжении**

Определение приоритетов СЦТ	Принципы развитие теплоснабжения: надежность, доступность, энергосбережение, развитие СЦТ
Создание системы энергетического планирования	Обязательность разработки Схем теплоснабжения городов
	Составление текущих и перспективных топливно-энергетических балансов
Управление СЦТ	Создание единых теплоснабжающих организаций
Принципы формирования тарифов	Доступность тарифов, экономическая обоснованность, обеспечение индексации инвестированного капитала

Табл.5. Сравнительные параметры Российского и Датского законодательства о теплоснабжении

Параметры законов	Датский закон о теплоснабжении	Федеральный Закон от 15 июля 2010 г. № 190 "О теплоснабжении"
Год принятия	июнь 1990 г.	июль 2010 г.
Цели, задачи закона. Основные принципы развития теплоснабжения.	<p>- обеспечение наиболее социально-экономического и экологически безопасного использования энергии для отопления зданий и снабжения их горячей водой;</p> <p>- снижение зависимости энергосистемы от нефти</p> <p>Окружной совет должен следовать тенденциям к объединению с коллективной системой теплоснабжения в своем муниципалитете. В этом отношении предприятие, которое обеспечивает централизованное теплоснабжение и подачу природного газа, должно предоставлять окружному совету каждый последующий год, начиная с 1 января 1991 г., отчет о присоединении. В случае, если такое предприятие работает на коллективную систему теплоснабжения в двух или более муниципалитетах, отчет должен включать план темпа присоединений в каждом муниципалитете и во всей снабжаемой местности.</p>	<p>- обеспечение надежности теплоснабжения в соответствии с требованиями технических регламентов;</p> <p>- обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;</p> <p>- обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения;</p> <p>- развитие систем централизованного теплоснабжения;</p> <p>- соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;</p> <p>- обеспечение экономически обоснованной доходности теплоснабжающих организаций и используемого при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения инвестированного капитала;</p> <p>- обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;</p> <p>- экологическая безопасность теплоснабжения.</p>

<p>Основные субъекты и процедуры управления</p>	<p>Окружной совет должен гарантировать, что любой проект теплоснабжающего предприятия коллективного пользования будет учитывать следующие положения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- что оно снабжает определенный район тепловой энергией для целей отопления в конкретных размерах;</li> <li>- что оно проектируется так, чтобы обеспечить наиболее экономное использование энергии;</li> <li>- что его работа скоординирована с деятельностью других подобных предприятий;</li> <li>- что любое предприятие свыше 1 МВт будет преобразовано для комбинированного производства тепловой и электрической энергии</li> </ul>	<p>Процедуры управления закреплены в соответствии с распределением полномочий между Федеральным, региональным уровнем и органами местного самоуправления.</p> <p>Контроль за соблюдением правил и требований законодательства теплоснабжающими организациями осуществляется саморегулируемыми объединениями.</p> <p>Государственный контроль (надзор) за деятельностью саморегулируемых организаций в сфере теплоснабжения осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее - орган надзора за саморегулируемыми организациями), путем проведения плановых и внеплановых проверок.</p>
<p>Ключевые механизмы законов</p>	<p>Если теплоснабжающее предприятие коллективного пользования предполагает, что оно не будет в состоянии выполнить распоряжение о создании предприятий по комбинированному производству тепла и энергии, оно обязано пригласить другую организацию, готовую взять на себя ответственность по созданию и руководству предприятием и по его расширению при необходимости, а также работу оборудования и всей установки.</p>	<p>Реализация включенных в схему теплоснабжения мероприятий по развитию системы теплоснабжения осуществляется в соответствии с инвестиционными программами теплоснабжающих организаций или теплосетевых организаций и организаций, владеющих источниками тепловой энергии, утвержденными уполномоченными в соответствии с настоящим Федеральным законом органами в порядке, установленном правилами согласования и утверждения инвестиционных программ в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.</p>
<p>Особые условия</p>	<p>В случае необходимости экспроприации для проведения трубопроводов и оборудования для теплоснабжения, необходимых для создания</p>	<p>Теплоснабжающие организации и теплосетевые организации, осуществляющие свою деятельность в одной системе теплоснабжения, ежегодно до начала</p>

	<p>коллективного предприятия по теплоснабжению, а также для установки сооружений, необходимых для подачи и распределения природного газа с иными целями, чем отопление, может быть осуществлено следующее:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- приобретены права собственности на землю, постройки и недвижимость, на любые аксессуары, закрепленные по праву собственности за землей или постройками;</li> <li>- постоянно или временно ограничено право распоряжения такой недвижимостью или может быть приобретено право на распоряжение недвижимостью для особых целей;</li> <li>- права на недвижимость могут быть постоянно или временно приобретены или могут быть наложены ограничения в этой области</li> </ul>	<p>отопительного периода обязаны заключать между собой соглашение об управлении системой теплоснабжения в соответствии с правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.</p> <p>Необходимость разработки ТЭБ регионов, обязательность схем теплоснабжения городов.</p> <p>Органы местного самоуправления поселений, городских округов и органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации составляют топливно-энергетические балансы соответственно поселений, городских округов и субъектов Российской Федерации в порядке и по форме, которые утверждаются федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения.</p>
<p>Тарифная политика, формирование Комитета по ценам</p>	<p>Цена на природный газ в тепловых единицах не может превышать потребительскую цену. Министр Энергетики должен сформулировать административные положения, определяющие метод расчета, после предоставления их на рассмотрение и утверждение Парламентскому Комитету по Энергетике.</p> <p>В случае, если цена или условия, которые расцениваются комиссией необоснованными или противоречат разделу 20 настоящего Закона, не могут быть приняты путем переговоров, Комитет должен указать на</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- обеспечение доступности тепловой энергии (мощности), теплоносителя для потребителей;</li> <li>- обеспечение экономической обоснованности расходов теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций на производство, передачу и сбыт тепловой энергии (мощности), теплоносителя;</li> <li>- обеспечение достаточности средств для финансирования мероприятий по надежному функционированию и развитию систем теплоснабжения;</li> <li>- стимулирование повышения экономической и энергетической эффективности при осуществлении деятельности в сфере теплоснабжения;</li> </ul>

	<p>необходимость изменения цены или условия.</p> <p>Если цена или условие может показаться ведущей к неэкономичному использованию энергии, нарушающему общественные интересы, после обсуждения этого раздела, Комитет может издать приказ об изменении цен или условий.</p> <p>Комитет по Ценам на Газ и Тепло должен включать председателя и 13 других членов, назначенных Министром Энергетики. Председатель и 7 членов должны быть независимыми от интересов снабжения и муниципальных интересов, они должны представлять интересы потребителя и осуществлять необходимую экспертизу. Из числа оставшихся членов (6 человек), один должен быть рекомендован Ассоциацией по производству энергии Дании, один – Ассоциацией Окружного обеспечения теплом Дании, один – Компанией с ограниченной ответственностью «Природный газ Дании», один по совместной рекомендации распределительных компаний природного газа, один – Национальной Ассоциацией Местной власти Дании и один – по совместной рекомендации Муниципалитетов Копенгагена и Фредериксбурга</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- обеспечение стабильности отношений между теплоснабжающими организациями и потребителями за счет установления долгосрочных тарифов;</li> <li>- обеспечение открытости и доступности для потребителей, в том числе для населения, процесса регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения;</li> <li>- создание условий для привлечения инвестиций;</li> <li>- определение размера средств, направляемых на оплату труда, в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями;</li> <li>- обязательный отдельный учет организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, объема производства тепловой энергии, теплоносителя, доходов и расходов, связанных с производством, передачей и со сбытом тепловой энергии, теплоносителя;</li> <li>- контроль за соблюдением требований законодательства об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности в целях сокращения потерь энергетических ресурсов, в том числе требований к разработке и реализации программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, требований к организации учета и контроля используемых энергетических ресурсов.</li> </ul>
--	--	---

Что еще вводит важного новый Закон «О теплоснабжении»?

Законом впервые определяются обязательность разработки для всех городов (и муниципальных образований) Схем теплоснабжения. Т.е. уполномоченные в соответствии с настоящим Федеральным законом органы должны осуществлять разработку, утверждение и ежегодную актуализацию схем теплоснабжения, которые должны содержать:

1) определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления;

2) решения о загрузке источников тепловой энергии, принятые в соответствии со схемой теплоснабжения;

3) графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, и котельных, в том числе график перевода котельных в "пиковый" режим функционирования;

4) меры по консервации избыточных источников тепловой энергии;

5) меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;

6) радиус эффективного теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе;

7) оптимальный температурный график и оценку затрат при необходимости его изменения.

Развитие систем теплоснабжения поселений, городских округов осуществляется в целях удовлетворения спроса на тепловую энергию, теплоноситель и обеспечения надежного теплоснабжения наиболее экономичным способом при минимальном вредном воздействии на окружающую среду, экономического стимулирования развития и внедрения энергосберегающих технологий.

Развитие системы теплоснабжения поселения или городского округа осуществляется на основании схемы теплоснабжения, которая должна соответствовать документам территориального планирования поселения или городского округа, в том числе схеме планируемого размещения объектов теплоснабжения в границах поселения или городского округа.

Реализация включенных в схему теплоснабжения мероприятий по развитию системы теплоснабжения осуществляется в соответствии с инвестиционными программами теплоснабжающих организаций или

теплосетевых организаций и организаций, владеющих источниками тепловой энергии, утвержденными уполномоченными в соответствии с настоящим Федеральным законом органами в порядке, установленном правилами согласования и утверждения инвестиционных программ в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Особое внимание уделяются понятиям надежности и безопасности теплоснабжения. При разработке схемы теплоснабжения должна быть обеспечена безопасность системы теплоснабжения, определяемая следующими показателями:

- 1) резервирование системы теплоснабжения;
- 2) бесперебойная работа источников тепловой энергии, тепловых сетей и системы теплоснабжения в целом;
- 3) живучесть источников тепловой энергии, тепловых сетей и системы теплоснабжения в целом.

В системе теплоснабжения с учетом резервирования должен быть обеспечен баланс тепловой энергии (мощности) и тепловой нагрузки как в расчетных условиях, так и (с учетом резервных источников тепловой энергии, принадлежащих потребителям, и резервирования в системе теплоснабжения) в вероятных нерасчетных погодных условиях.

Требования к содержанию схем теплоснабжения и порядку их разработки определяются правилами, утвержденными Правительством Российской Федерации. В частности, это определено Постановлением Правительства РФ № 154.

Порядок разработки схем теплоснабжения в соответствии с правилами, утвержденными Правительством Российской Федерации, должен обеспечивать открытость процедуры их разработки и утверждения, участие в этой процедуре представителей теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций, потребителей тепловой энергии.

Обязательными критериями принятия решений в отношении развития системы теплоснабжения являются:

- 1) обеспечение надежности теплоснабжения потребителей;
- 2) минимизация затрат на теплоснабжение в расчете на каждого потребителя в долгосрочной перспективе;
- 3) приоритет комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с учетом экономической обоснованности;

4) учет инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, и программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности указанных организаций, региональных программ, муниципальных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

5) согласование схем теплоснабжения с иными программами развития сетей инженерно-технического обеспечения, а также с программами газификации.

Кроме схем теплоснабжения, федеральным законом «О теплоснабжении» вводится обязательность разработки еще одного документа энергетического планирования: топливно-энергетических балансов. Органы местного самоуправления поселений, городских округов и органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации составляют топливно-энергетические балансы соответственно поселений, городских округов и субъектов Российской Федерации в порядке и по форме, которые утверждаются федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения.

Распределение тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии в системе теплоснабжения между источниками тепловой энергии, поставляющими тепловую энергию в данной системе теплоснабжения, осуществляется органом, уполномоченным в соответствии с настоящим Федеральным законом на утверждение схемы теплоснабжения, путем внесения ежегодно изменений в схему теплоснабжения.

В схеме теплоснабжения должны быть определены условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения. При наличии таких условий распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии осуществляется на конкурсной основе в соответствии с критерием минимальных удельных переменных расходов на производство тепловой энергии источниками тепловой энергии.

В структуре коммунальных платежей населения около 56% составляют платежи за тепловую энергию (38% – за отопление помещений и 18% – за горячее водоснабжение). Соответственно рост тарифов в этой области имеет серьезные социальные ограничения. На экономику ТЭЦ существенное влияние оказывает состояние теплосетевой инфраструктуры.

Даже если теплоснабжающее предприятие, обслуживающее тепловые сети, не аффилировано с владельцами ТЭЦ, общей, как минимум, является проблема неплатежей. Только через развитие сетей можно обеспечить переменные режимы, позволяющие обеспечить совместную работу ТЭЦ и котельных, использовать аккумулирующую способность сетей и т.д.

Тепловые сети большинства российских городов необходимо серьезно модернизировать и при этом не просто восстановить ресурс, а создать системы теплоснабжения качественно другого уровня. Проблема только в высокой стоимости этих обновлений и сложности достижения принципиально новой конфигурации сетей путем небольших постепенных обновлений, без масштабной реконструкции.

Идеология закона «О теплоснабжении» и подзаконных актов направлена на преодоление ситуации тарифного стимулирования роста затрат:

- рост тарифов и издержек будет ограничиваться;
- планируется постепенный отказ от типа тарифов «затраты +»;
- тарифы корректируются в соответствии с достигнутым уровнем надежности;
- инвестиционные программы должны соответствовать схемам теплоснабжения;
- выполнение инвестпрограмм должно подтверждаться улучшением показателей деятельности;
- вводится комплекс мер стимулирования когенерации;
- при массовой установке приборов учета выявятся фактические потери в сетях;
- стимулируется энергосбережение у потребителей;
- на вновь построенные сети вводится 10-летняя гарантия и т.д.

Для обеспечения собственного выживания, теплоснабжающим организациям придется заниматься обновлением сетей, используя для этого не только привычный путь тарифного регулирования, но и другие методы:

- снижение собственных издержек за счет автоматизации, уменьшения аварийных служб (предотвращение разрывов вместо быстрого реагирования на них);
- оптимизация использования платы за подключение;

- улучшение гидравлических режимов вместо увеличения диаметров трубопроводов;
- оптимизация температурных графиков;
- разделение и отслеживание в непрерывном режиме технологических и коммерческих потерь, создание стимулов для персонала к их снижению;
- учет снижения удельных затрат на выработку электроэнергии ТЭЦ при подключении нагрузки котельных;
- повышение ресурса существующих сетей;
- внедрение реальных стимулов для персонала;
- снижение связанных бюджетных затрат;
- рост капитализации.

Но у большинства энергоснабжающих организаций нет опыта разработки таких проектов. «Технари» не владеют экономикой, а экономисты в службах развития мыслят категориями финансовых потоков, не понимая влияния на них технологических изменений. При кажущейся простоте, реальные проекты оказываются многовариантными как в технических, так и в связанных с ними экономических решениях:

- нарушение температурных графиков и режимов теплоснабжения приходится компенсировать увеличением диаметров с соответствующим увеличением затрат на сетевое строительство;
- режимные сетевые ограничения приводят к необходимости функционирования излишнего количества энергоисточников;
- низкое качество прокладки сетей (особенно в ППУ изоляции) приводит к недостижению заявленного эффекта по сроку службы и величине потерь;
- нарушение водно-химического режима провоцирует внутреннюю коррозию и отложения в элементах системы, приводя к значительным сливам и затратам на преодоление последствий;
- энергосбережение у потребителей снижает подключенную нагрузку быстрее ее прироста за счет нового строительства;
- неоптимальная загрузка источников и ограничения по подключению новых потребителей повышают совокупные затраты;
- невыполнение работ по сохранению и восстановлению ресурса в разы увеличивает затраты на вынужденную замену.

## **ЛЕКЦИЯ 9. Документы энергетического планирования: Схемы теплоснабжения городов, топливно-энергетические балансы.**

Потребление тепловой энергии в централизованных системах теплоснабжения в России в 2010 г. составило 1329 млн. Гкал. на общую сумму более 900 млрд. руб. Теплоснабжение за прошедшие 20 лет характеризуется снижением эффективности, в том числе за счет износа оборудования и тепловых сетей, а также снижения доли тепловой энергии, вырабатываемой в режиме когенерации.

- Суммарная протяженность тепловых сетей - более 172 тыс. км
- 60% тепловых сетей нуждаются в модернизации и перекладке;
- Потери в тепловых сетях – 20-30% (за рубежом – 6-8 %)

Доля когенерации в ОЭС Центра, Северо-Запада и Урала снизилась с 34% в конце 1980-х г. до 28% в 2010 г. Коэффициент использования топлива на ТЭС по отрасли снизился с 57% в 1992 г. до 52% в 2008 г.

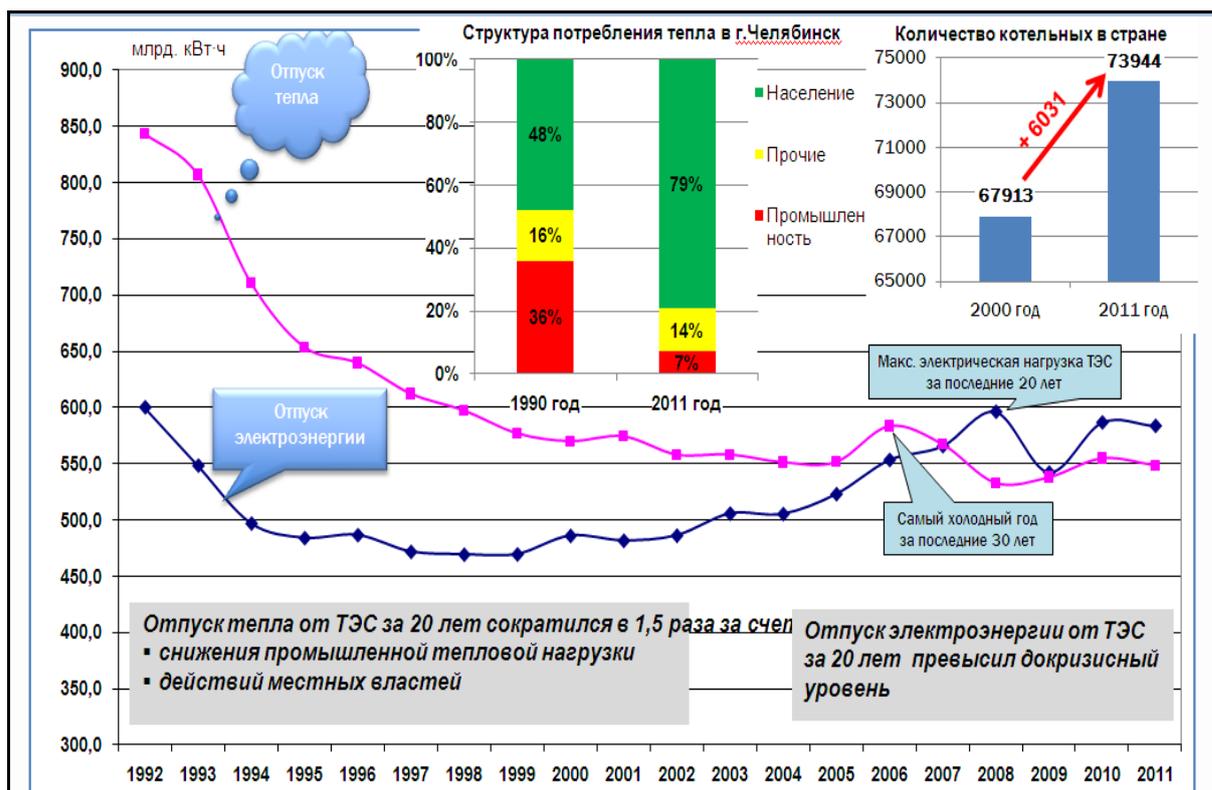
Для улучшения ситуации в сфере энергообеспечения городов и городских поселений Федеральным Законом № 190-рф «О теплоснабжении» вводится обязательность формирования топливно-энергетических балансов территорий, разработки схем теплоснабжения городских поселений.

**Схема теплоснабжения** – документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Собственно схемы теплоснабжения в составе 10 разделов; обосновывающих материалов в составе 11 глав; и технического задания на проектно-изыскательские работы. Качественная разработка схемы теплоснабжения подразумевает создание электронной модели, что значительно облегчает дальнейшее использование результатов, а также ежегодную актуализацию.

За разработкой схемы следуют Программы комплексного развития территории, инженерной инфраструктуры, конкретные проекты, на которые финансирование которых можно подавать уже обоснованные заявки.

Схемы теплоснабжения городов призваны определить основные резервы в системах теплоэнергоснабжения, выявить возможности сокращения издержек и потерь, снижения тарифов на тепловую энергию.



**Рис. 9.1** Динамика важнейших показателей развития систем теплоэнергоснабжения в РФ

Постановлением Правительства РФ от 21 октября 2011 г. № 853 утверждено распределение полномочий между федеральными органами в сфере теплоснабжения. К полномочиям Минэнерго отнесено утверждение схем теплоснабжения городов с населением 500 тыс. чел. И более, включая города федерального значения Москву и Санкт-Петербург.

Постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2011 г. № 154 утверждены Требования к схемам теплоснабжения и порядку их разработки и утверждения. Постановлением предусмотрена разработка Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения городов.

Проект схемы теплоснабжения городов и городских поселений разрабатывается

- уполномоченными органами местного самоуправления поселений, городских округов;
- юридическими лицами
- либо совместно органами местного самоуправления и юридическими лицами

В случае разработки проекта схемы теплоснабжения теплоснабжающими и (или) теплосетевыми организациями расходы на

разработку схемы теплоснабжения не учитываются при установлении тарифов в сфере теплоснабжения.

Схема теплоснабжения разрабатывается:

- на основе документов территориального планирования поселения, городского округа, утвержденных в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности
- в соответствии с требованиями к схемам теплоснабжения, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. N 154
- согласовывается с программами развития электроснабжения, газоснабжения, водоснабжения

Схема теплоснабжения разрабатывается на срок не менее 15 лет (как правило на период, на который утвержден Генплан города) с соблюдением следующих принципов:

- безопасности и надежности теплоснабжения потребителей
- обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения
- обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки тепловой и электрической энергии
- минимизация затрат на теплоснабжение в расчете на единицу тепловой энергии для потребителя в долгосрочной перспективе

Есть определенные различия в процедурах разработки схем теплоснабжения для городов разного размера. К примеру, для городов численностью не более 500 тыс. чел. схемы теплоснабжения разрабатываются и утверждаются в следующем порядке:

1. Органы местного самоуправления (ОМС) размещают на официальном сайте поселения, городского округа уведомление о начале разработки схемы и информацию о порядке предоставления сведений разработчику проекта схемы теплоснабжения.

2. Органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации предоставляют разработчикам схем теплоснабжения по их запросам в течение 14 календарных дней с даты получения запроса действующие на момент разработки схемы теплоснабжения инвестиционные программы теплоснабжающих и теплосетевых организаций, а также информацию о тарифах в сфере теплоснабжения.

3. ОМС размещают схему в течение 15 календарных дней с даты поступления ее на рассмотрение в полном объеме на официальном сайте, за исключением сведений, составляющих государственную тайну, и электронной модели схемы теплоснабжения.

4. ОМС обеспечивает рассмотрение проекта схемы путем сбора замечаний и предложений, а также организации публичных слушаний. Срок сбора замечаний - не менее 30 календарных дней с даты опубликования проекта схемы теплоснабжения.

5. Определение в схеме теплоснабжения единой теплоснабжающей организации (организаций) осуществляется в соответствии с критериями и порядком определения единой теплоснабжающей организации, установленными Правилами организации теплоснабжения.

6. Актуализация - изменения в схему теплоснабжения в части ежегодного распределения тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии должны быть осуществлены не позднее 15 апреля года, предшествующего году, на который актуализируется схема.

Целевые показатели функционирования систем теплоснабжения определены новым законодательством (Федеральным законом «О теплоснабжении»):

1. (Физическая доступность) Все объекты нового строительства должны быть обеспечены теплоснабжением;

2. (Экономическая доступность) присоединение и плата за теплоснабжение должны соответствовать возможности потребителей оплачивать присоединение и ресурс ( предельный индекс совокупного платежа граждан)

3. Повышение эффективности производства транспорта и распределения тепла

4. Повышение надежности и качества теплоснабжения

5. Обеспечение экологической безопасности производства и передачи тепла.

Несколько иной порядок утверждения для городов более 500 тыс. чел

1. Орган местного самоуправления после рассмотрения и согласования направляет проект схемы теплоснабжения для утверждения в Минэнерго России;

2. Минэнерго России рассматривает проект схемы в течение 30 дней в соответствии с Административным регламентом;

3. Минэнерго России может затребовать обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения;

4. По истечении 30 дней Минэнерго России обязано утвердить схему теплоснабжения или направить ее на доработку с обоснованием отклонения;

5. Орган местного самоуправления обязан доработать схему или обратиться за рассмотрением разногласий, которые рассматриваются в судебном порядке.

№ п/п	Город	Численность населения, тыс. человек		№ п/п	Город	Численность населения, тыс. человек
1	Москва	11 514,3		19	Ижевск	628,1
2	Санкт-Петербург	4 848,7		20	Ульяновск	613,8
3	Новосибирск	1 473,7		21	Барнаул	612,1
4	Екатеринбург	1 350,1		22	Владивосток	592,1
5	Нижний Новгород	1 250,6		23	Ярославль	591,5
6	Самара	1 164,9		24	Иркутск	587,2
7	Омск	1 154,0		25	Тюмень	581,8
8	Казань	1 143,6		26	Махачкала	578,0
9	Челябинск	1 130,3		27	Хабаровск	577,7
10	Ростов-на-Дону	1 089,9		28	Новокузнецк	547,9
11	Уфа	1 062,3		29	Оренбург	547,0
12	Волгоград	1 021,2		30	Кемерово	532,9
13	Пермь	991,5		31	Рязань	525,1
14	Красноярск	973,9		32	Томск	522,9
15	Воронеж	890,0		33	Астрахань	520,7
16	Саратов	837,8		34	Пенза	517,1
17	Краснодар	744,9		35	Набережные Челны	513,2
18	Тольятти	719,5		36	Липецк	508,1
				37	Тула	501,1

**Рис. 9.2 Перечень городов численностью свыше 500 тыс.чел**

Для содействия качественной разработки схем теплоснабжения Постановлением Правительства РФ № 154 утверждены методические рекомендации по разработке Схем теплоснабжения

Цель: обеспечить качественную разработку схем теплоснабжения поселений, городских округов, а также качественную, прозрачную и адекватную экспертизу и оценку разработанных схем теплоснабжения поселений уполномоченными в соответствии с Федеральным законом «О теплоснабжении» органами.

Требования к разделу «Описание существующего положения в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»:

- Рекомендации по разработке описания и анализу функциональной структуры существующих систем теплоснабжения поселения.

- Рекомендации по установлению и оценке базовых значений ключевых показателей энергетической и технико-экономической эффективности существующих систем теплоснабжения поселений.

(фактические показатели – госстатистика (форма 6-ТП и 1-ТЭР) и НУРы и НПТЭ на год базового периода, т.е старые, действующие приказы по нормативам)

•Рекомендации по установлению зон действия источников тепловой энергии (мощности) «Методы и рекомендации по разработке электронной модели системы теплоснабжения поселения (для городов с населением более 100 тыс. человек)»

«Методы и рекомендации по разработке предложений по новому строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них» должен содержать:

•Рекомендации по разработке планов нового строительства тепловых сетей для обеспечения:

•теплоснабжения потребителей в районах комплексной застройки городской территории;

•перераспределения тепловой нагрузки между действующими источниками комбинированной выработки тепловой и электрической энергии;

•расширения зон действия источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в зоны действия котельных.

В 2011-2014 гг. в целях выполнения требований Федерального закона № 190 «О теплоснабжении» городские поселения заказывали и выполняли генеральные схемы теплоснабжения городов, призванные найти резервы сокращения потерь и повышения эффективности городского теплового хозяйства.

Работа эта, увы, была сделана неудовлетворительно, и тем не менее принята органами власти (как генеральными заказчиками схем по законодательству). Вот основные выявленные недостатки сотен разработанных схем:

1. Нет адекватного анализа существующего положения основных элементов и систем теплоснабжения в целом, не выявлены ключевые проблемы их функционирования и развития. Нет балансов поставок тепловой энергии, балансов мощности (в том числе с учетом собственных нужд источников, потерь тепловой энергии).

2. Нет оценки перспективных нагрузок (и ее структуры) по основным территориальным «кустам», в том числе с привязкой с магистральным (или распределительным) тепловым сетям. Тепловые нагрузки нового строительства взяты без учета требований актуализированной версии СНиП «Тепловая защита зданий» (в лучшем

случае согласно практически не действующего уже Приказа Минрегиона РФ № 262).

3. Не учитываются возможности энергосбережения в зданиях (капитального ремонта фонда), возможности возобновляемых или вторичных энергоресурсов города, промышленных предприятий, местные виды топлива. Не учитываются результаты энергетических обследований зданий, тепловых сетей, источников тепловой энергии, нет оценок фактических тепловых потерь в теплосетях.

4. Гидравлическая модель «надета» на сети только теоретически, без проверки и калибровки на реальных участках и магистралях. Не выполнены оценки надежности теплоснабжения в соответствии с требуемыми нормативными документами.

5. Нет оценок тарифных последствий модернизации теплоисточников, тепловых сетей, насосных станций, выбор тех или иных вариантов развития осуществляется по непонятным критериям. По таким же непонятным критериям производится «выбор» единой теплоснабжающей организации.

Крайне недостаточно используются такие эффективные и «продвинутые» меры:

- использование результатов энергетических обследований котельных, тепловых сетей, потребителей для уточнения нагрузок
- использование данных приборов учета различных потребителей, информационных систем мониторинга теплопотребления
- сопоставление тепловых и электрических нагрузок потребителей для выявления их взаимообусловленности и выявления резервов
- использование распределенных источников покрытия тепловых нагрузок (ГПУ, ГТУ, топл.элементы) в качестве пиковых с более полной загрузкой существующих ТЭЦ
- проработка вариантов использования ТБО, возобновляемых источников энергии, вторичных энергоресурсов для работы в систем теплоснабжения города
- проработка вариантов использования атомных энергоисточников (существующих и перспективных) для теплоснабжения городов разного размера
- информационная поддержка выполнения мероприятий региональной программы энергосбережения

Приведем несколько примеров. В городах и муниципальных образованиях Свердловской области был проведен анализ эффективности систем теплоснабжения городских поселений небольшого размера.

Анализ подтвердил наличие в них типичных проблем, уже упоминавшихся выше (существенных потерь тепла в сетях и у потребителей).

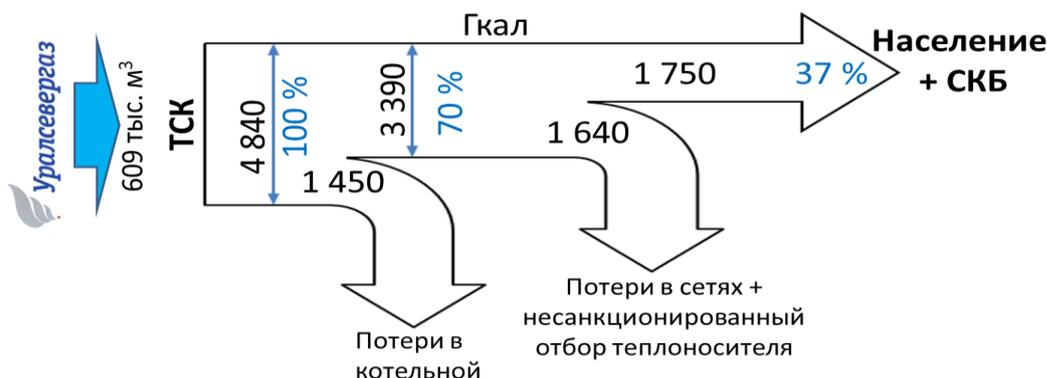


Рис. 9.3 пример теплового баланса пос.Леневка.

Как видно, эффективность системы теплоснабжения – 37%, именно столько тепла доходит до потребителя. Как показывают расчеты по первым территориям, оптимизация схемы теплоснабжения может дать эффект по снижению потребления газа более, чем на 40%, а проект по модернизации может окупиться менее чем за 3 года.

При этом, если нарисовать финансовый баланс, ситуация обратная.

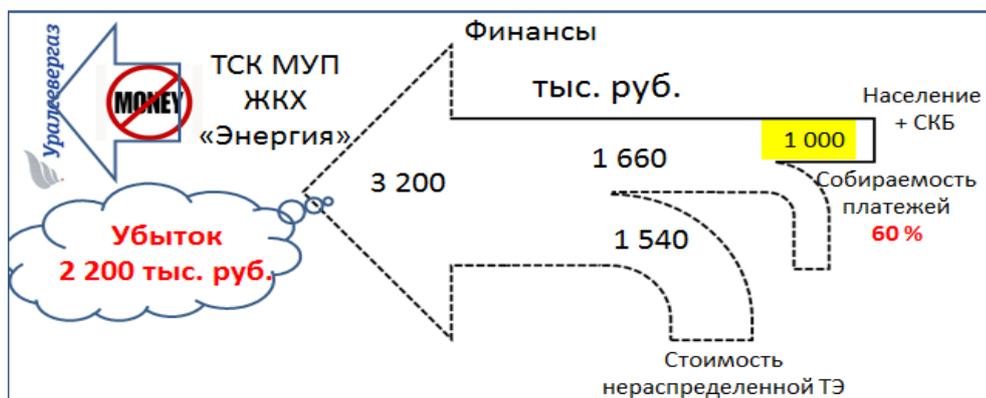


Рис. 9.4 Баланс расчетов за поставленную тепловую энергию

Для данного поселка были предложены следующие мероприятия: Вывод из эксплуатации существующей котельной (3,0 МВт) и насосной станции, строительство блочной газовой котельной для отопления 2х-этажного жилого сектора и объектов соцкультбыта (0.2 МВт), газификация оставшегося жилого сектора (10 домов) + фельдшерско-акушерский пункт, перевод одноэтажного жилого фонда на индивидуальное поквартирное отопление, ремонт остающихся тепловых сетей (2км)

### Некоторые примеры выявления и реализации резервов в Схемах теплоснабжения городов

Общие особенности и параметры городских поселений	Особенности системы теплоэнергоснабжения, теплоисточников, сетей	Выявленные ключевые проблемы и резервы повышения эффективности	Принятые в Схеме решения, недостатки и достоинства
Переславль-Залесский, Ярославская обл.,	Значительный избыток установленной мощности котельных, существенные потери в сетях (до 30%)	Необходимость замены. перекадок, изоляции сетей. загрузка избыточных мощностей котельных	Не просчитанное по тарифным последствиям сооружение мини ТЭЦ с ГПА
Воркута, республика КОМИ	Существенный избыток тепловой мощности ТЭЦ в связи с падением промышленной нагрузки, отъезда населения.	Зашлакованность инженерных систем зданий, необходимость их промывки, замены, модернизации зданий.	Повышение загрузки угольных ТЭЦ, перевод мазутной котельной в пиковый режим
Таганрог, Ростовская обл.	Значительное количество мелких котельных, индивидуальных теплогенераторов	Необходимость покрытия тепловой нагрузки источниками с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии	Предложены различные варианты установки ПГУ ТЭЦ отечественного производства
Калининград	Значительные резервы мощности на большинстве городских теплоисточников, потери в сетях	Недозагрузка новой ПГУ на Калининградской ТЭЦ (необходима реконструкция тепловых сетей)	Решения сосредоточены в основном на строительстве новых котельных, без учета загрузки новой ПГУ ТЭЦ

Общие особенности и параметры городских поселений	Особенности системы теплоэнергоснабжения, теплоисточников, сетей	Выявленные ключевые проблемы и резервы повышения эффективности	Принятые в Схеме решения, недостатки и достоинства
Крым и Севастополь	Существенный электропик за счет электроотопления даже в условиях теплого климата. Нехватка пресной воды. Дефицит электро-мощностей. Высокие потери в сетях. Наличие значительных мощностей ветро- и солнечной энергетики.	Полное отсутствие энергосбережения в зданиях. Взаимувязка тепло- и электропотребления при похолоданиях. Актуальность модернизации тепловых и электрических сетей. Необходимость вовлечения значительных мощностей ВИЭ в энергобаланс Крыма.	Сбалансированное сокращение тепловых потерь зданиями, отказ от электроотопления, развитие централизованного хладоснабжения и тригенерации на источниках. Использование мощностей ВИЭ для выработки холода и пресной воды.
Москва	Значительная доля комбинированной выработки тепла и электроэнергии на ТЭЦ. наличие существенных избытков тепловой мощности. Взаимувязка теплового и электрических пиков при похолоданиях. Проявление пиков электро-потребления в жаркую погоду.	Необходимость передачи тепловой нагрузки котельных и РТС на ТЭЦ. Проработка вариантов ГТУ надстройки на крупных котельных. Элементы использования ВИЭ и нетрадиционных источников (биогаз, детандеры-генераторы), загрузка заводов переработки ТБО с выработкой тепла и электроэнергии.	Сбалансированное энергосбережение на всех этапах: в генерации (ПГУ), в сетевом хозяйстве (перекладки сетей) и у потребителей (реконструкция, капитальные ремонты зданий), установка ИТП, активная пропаганда водо- и теплосбережения у потребителей.

Выявление основных проблем и особенностей в сфере энергоснабжения территории является основой при разработке схемы теплоснабжения, которые необходимо в первую очередь учитывать при разработке возможных вариантов развития систем теплоснабжения города.

Проведенный экспресс-анализ схем теплоснабжения городов Ростовской области численностью населения от 100 тыс. чел. и выше показал, что все города области уникальны по своему, поэтому их индивидуальные особенности в обязательном порядке должны приниматься во внимание при разработке схемы теплоснабжения, чтобы рекомендовать оптимальные решения по развитию систем теплоснабжения с обязательной проработкой нескольких вариантов.

При этом без создания рабочего инструмента электронного моделирования работы систем централизованного теплоснабжения как в существующем состоянии, так и в перспективе (по всем предлагаемым вариантам развития) разработать качественную схему теплоснабжения города невозможно (в первую очередь для городов численностью населения от 100 тыс. чел. и выше). Все предлагаемые решения должны найти свое отражение при прогнозировании величины тарифа на тепловую энергию и электрическую энергию (в случае наличия в схеме комбинированного источника выработки энергии).

Действующими нормативными документами предусматривается разработка весьма большого количества документов территориального энергетического планирования:

- Генеральная схема размещения объектов генерации,
- Топливо-энергетические балансы территорий и поселений,
- Территориальные схемы электроснабжения,
- Градостроительные планы с разделом по энергетике,
- Схемы теплоснабжения,
- Схемы газоснабжения,
- Программы комплексного развития инженерной инфраструктуры,
- разного рода программы энергетического развития региона, стратегии, концепции энергетической безопасности и т.д.

Все эти документы плохо увязаны между собой, но, если бы это удалось, стало бы еще хуже. Громадьё планов энергетического строительства не способен выдержать никакой тариф. Какой из документов главнее – непонятно, и объект генерации, возникший случайно в одном из них, начинает перекочевывать во все остальные, так как никто не возьмет на себя ответственности по его исключению при отсутствии формализованной процедуры и критериев.

В реальности, корректировка энергетических планов происходит постфактум, по причине их неисполнения. Ни муниципалитеты, ни регионы, самостоятельно секвестировать планы не будут (а вдруг выкинешь что-то не то, и придется отвечать).

Остро необходима структура, отвечающая за комплексную оптимизацию энергетического развития. Если муниципалитет будет нести ответственность за недозагрузку оборудования, построенного под фантастические планы нового строительства (например, через процедуру страхования инвестиционных рисков), то планы эти моментально уменьшатся в разы.

Естественно, что в стране есть регионы с мощностью электростанций, превышающей потребности региона. Электроэнергия, производимая ими, должна где-то потребляться. Но при территориальном планировании каждый регион, получающий электроэнергию из другого, объявляет себя энергодефицитным и разрабатывает программу преодоления дефицита (которого по факту нет).

В противовес территориальному планированию надо ввести планирование по узлам энергетической нагрузки. Спланировав оптимальную структуру энергоисточников в каждом узле, можно сравнить ее с вариантами поставки электроэнергии от федеральных электростанций, реализовав, таким образом, планирование их строительства снизу – от потребителя, в отличие от применяемого сегодня планирования сверху - от ожидаемого суммарного по стране прироста электропотребления.

Необходимо определить источник финансирования для разработки методологии оптимизации и выполнение самих оптимизационных расчетов (желательно объем финансирования увязать с полученным эффектом сокращения затрат).

Оптимизация планов ввода энергетических мощностей должна происходить через сравнение вариантов:

- ✓ строительства федеральных электростанций и электрических сетей,
- ✓ строительства/реконструкции ТЭЦ общего пользования,
- ✓ модернизации и продления ресурса существующего генерирующего оборудования,
- ✓ создания локальных систем из нескольких энергоисточников малой и средней мощности,
- ✓ экономического стимулирования строительства промышленных ТЭЦ,
- ✓ строительства пиковой генерации в центрах нагрузок,

- ✓ управления суточными графиками электрической мощности,
- ✓ снижение влияния погодного фактора на величину пикового потребления за счет улучшения режимов теплоснабжения и применения теплонакопителей (перевод нагрузки электроотопления в ночь),
- ✓ стимулирования энергосбережения у потребителей, участвующих в формировании пиковой нагрузки,
- ✓ создания рынка высвобождаемой мощности.

1) Обеспечить реальную конкуренцию проектов с разными вариантами обеспечения мощности.

2) Провести многофакторный анализ каждого крупного узла энергопотребления на предмет комплексной оптимизации структуры энергоисточников на принципах минимума совокупных затрат с корректировкой инвестиционных планов (стратегическое планирование развития энергетики снизу).

Определив перспективную мощность энергоисточников, приближенных к центрам нагрузок, обосновав их структуру и расположение в схемах теплоснабжения, сформировать потребность в федеральных электростанциях, газовых и электрических сетях.

3) Ввести преференции для источников, производящих электроэнергию в центре нагрузок в теплофикационном цикле, включая приоритетность учета в Генеральной схеме размещения объектов генерации.

4) Разработать и утвердить объективные критерии вывода оборудования ТЭЦ из эксплуатации.

5) Принять требования к инвестиционным программам развития систем теплоснабжения не только в части конечных результатов их реализации, но и к методологии их разработки.

6) Определить меры ответственности муниципальных образований за неэффективные инвестиции в энергетическую инфраструктуру из-за недостоверности прогнозов прироста нагрузок (в разы).

7) Осуществить комплексную оценку надежности энергоснабжения городов с учетом взаимовлияния систем электро-, тепло- и газоснабжения.

8) Определить целевые показатели развития теплофикации и разработать Комплексную государственную программу их достижения.

## **ЛЕКЦИЯ 10. Теплофикация в современных условиях и новый энергетический уклад**

Существуют объективные показатели, не зависящие от моды, смены руководителей, модели рынка и т.д. Для энергетики российских городов это климат, наличие мощных систем теплоснабжения, существенная неравномерность энергопотребления в течение суток и по временам года, недостаточность мощности регулирующих электростанций. Подобного набора нет нигде в мире, соответственно и нет потребности в маневренных ТЭЦ (хотя случаи надстройки ТЭС весьма многочисленны).

В Норвегии большая часть электроэнергии производится на ГЭС и весьма велика доля электроотопления (в том числе, с помощью тепловых насосов). В Швеции значительная часть электроэнергии производится из возобновляемых энергоресурсов, ТЭЦ, в основном, работают по тепловому графику. Кольцевая тепловая сеть обеспечивает возможность конкуренции по теплу разных типов присоединенных к ней теплоисточников. В Хельсинки парогазовые ТЭЦ работают по тепловому графику, пики электропотребления обеспечиваются за счет покупки электроэнергии на рынке, в том числе в России.

Системное рассмотрение полной энергоемкости (то есть удельных затрат топлива на выработку и распределение тепловой и электрической энергии потребителям) предполагает анализ теплового (топливного) и электрического потребления во взаимосвязке потребителя с энергоисточником и учетом ключевых региональных особенностей и факторов. Тогда под величиной полной, «сквозной» энергоемкости процесса или объекта мы понимаем количество затраченной энергии (топлива) непосредственно на источнике, и именно этот показатель является одним из ключевых при оценке эффективности всей системы теплоэнергоснабжения.

Как было указано выше, структура энергоемкости именно для городских потребителей весьма сильно разнится: если для российских условий единица потребляемой электроэнергии дополняется двумя-тремя единицами тепла (климат!), для большинства западных стран это соотношение полностью обратно.

Попробуем выделить ключевые тенденции и факторы, влияющих на график, структуру и объем энергопотребления в городах в последнее время. Изменения на стороне источников – это требуемая гибкость работы,

ГТУ надстройка, эффективные микротурбины, ВИЭ всех видов, топливные элементы (табл.1).

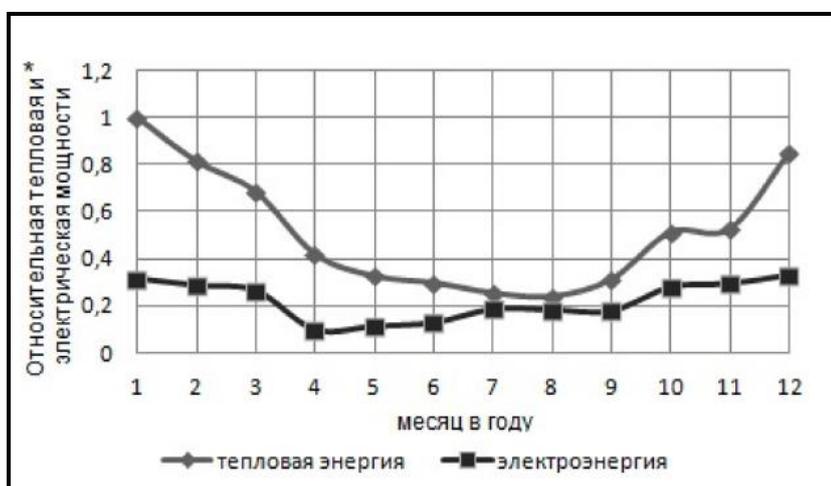
**Табл.10.1. Комплекс изменений и факторов, влияющих на эффективности и надежность энергоснабжения**

<b>Влияющие факторы на стороне потребителей</b>	<b>Влияющие факторы на стороне источников</b>
Повышение теплозащиты строящихся зданий и снижение расчетных тепловых нагрузок на отопление	Реконструкция и вывод из эксплуатации устаревших котлов и турбин, с переходом на ГТУ и ПГУ
Рост доли новых (отремонтированных) зданий с повышенной теплозащитой	Строительство ТЭЦ с повышенной долей электрической мощности (ПГУ)
Проведение реконструкции зданий с заменой инженерных коммуникаций, систем освещения	Оснащение крупных котельных газотурбинными агрегатами для комбинированной выработки
Оснащение зданий системами управления теплопотреблением	Рост «распределенной генерации» разной мощности (в том числе на ВИЭ)
Рост оснащенности зданий бытовой электропотребляющей техникой (в том числе системами кондиционирования)	Наличие пиковых (аккумулирующих) энергоисточников разной мощности в городских районах
Рост развлекательных, торгово-офисных, центров с преобладанием электрической нагрузки	Использование промышленных ТЭЦ, теплоутилизационных ТЭЦ, других различных ВЭР
Рост пиковых электрических нагрузок различной природы	Использование местных ресурсов для развития дополнительной генерации

На стороне потребителей – новые здания с улучшенной теплозащитой потребляют меньше тепла, но больше электроэнергии: и прежнее соотношение  $Q/N$  падает от 3,5-4/1 к 1,5/1 и кое-где даже сравнивается. Во многих крупных (и не всегда южных) городах впервые за многие годы проявляется летний пик электропотребления за счет массовой и бессистемной установки различных систем кондиционирования.

Ситуация в крупных городах «дрейфует» к западной (где  $Q/N = 1/3 - 1/2$ ). Отличия весьма кардинальные – и именно поэтому у нас были востребованы паротурбинные ТЭЦ с соотношением тепло- и электрической мощности – 1,5/1, а в Европе – газотурбинные и парогазовые установки с обратным соотношением  $Q/N = 1/2$ . Но ведь это влечет за собой соответствующий набор энергоисточников и структуру мощностей,

графики потребления и взаимообусловленность энергоносителей. Кроме того, не будем забывать, что именно электроэнергия – наиболее «ценный» энергоресурс и именно электровооруженность является основой экономического развития в современном мире.



**Рис.10.1.Соотношение тепловых и электрических нагрузок мегаполиса**

На рисунке 1 приведена типовая зависимость соотношения тепловой и электрической нагрузок региональной генерирующей компании (ТГК) в средней полосе РФ. Из приведенных данных видно, что тепловая нагрузка в течение года значительно превалирует над электрической, соотношение мощностей за отопительный период изменяется от 1,2 до 3 раз.

Исходя из этого, сформулируем общие принципы и приоритеты нового энергетического уклада:

1. Необходимость учета ключевых факторов в структуре потребления энергии в увязке с ситуацией на энергоисточниках;
2. Сбалансированное сочетание традиционных и нетрадиционных энергоисточников в зависимости от региональных факторов и особенностей;
3. Сочетание централизованных и распределенных энергоисточников для обеспечения разнородной тепловой и электрической нагрузки потребителей в базовом и пиковом режимах;
4. Включение современных информационно-аналитических систем, мониторинга базовых показателей функционирования энергосистем в цикл принятия ключевых решений развития энергокомплекса;
5. Учет особенностей потребителей, методы управления спросом, активная пропаганда энерго- и ресурсосберегающего образа жизни.

Отметим, что пиковые нагрузки можно уменьшать как технологическими (теплонасосные установки), так и организационными (наладка режимов теплоснабжения), тарифно-экономическими (управление спросом) способами.

**Таблица 10.2. Принципы и методы сбалансированного развития городских систем энергоснабжения**

Источники	Сети	Потребители
Модернизация параметров N/Q энергоисточников в зависимости от графиков нагрузки	Оптимальные схемные решения для городов разного размера и разных климатических зон	Экономически оптимальная теплозащита зданий (в том числе при ремонтах и модернизации зданий)
Тригенерация в городах южной части страны (+ ТНУ на тепло-хладоснабжение городов)	Технологически оптимальная степень централизации регулирующих систем (ИТП, ЦТП, КТП)	Наличие пиково-аккумулирующих устройств на крупных потребителях
Местные, нетрадиционные, возобновляемые виды топлива (торф, ТБО, стоки, утилизация ветвыбросов)	Оптимальная степень распределенности энергоисточников разной мощности	Методы управления спросом (широкое тарифное меню, пропаганда энергосбережения)
Рациональное развитие теплоснабжения от атомных источников (АТЭЦ, АЭС, ПАТЭС)	Автоматизированные системы взаимоувязки режимов потребления и генерации (smart grid)	Информационно-аналитические системы учета и мониторинга, биллинга

Энергетическая система СССР и восточно-европейских стран была задумана как уникальный проект нивелирования суточных пиков за счет объединения нагрузки потребителей, находящихся в разных часовых поясах. Сегодня основная часть мощности вырабатывается и используется в диапазоне двух часовых поясов, то есть с суммированием пиков и провалов потребления.

Самая идеальная нагрузка для ТЭЦ – это потребление тепла на горячее водоснабжение. В целом по стране, реально подключить к ТЭЦ порядка 25-30 тыс. Гкал такой нагрузки (включая летние потери в сетях и промышленное потребление пара). Если обеспечивать ее в парогазовом теплофикационном цикле, то можно строить порядка 40 ГВт суперэффективной электрической мощности (175 г/кВт·ч и 130 кг/Гкал).

Для сравнения, при использовании 130-атмосферных паротурбинных теплофикационных блоков, удельный расход по электроэнергии составит 220 г/кВт·ч, а вырабатываемая мощность 18 ГВт.

40 тыс. МВт мощности хватит для обеспечения коммунально-бытовых потребностей в электроэнергии всего населения страны, а остальное летнее электропотребление можно будет обеспечивать в основном от ГЭС и АЭС.

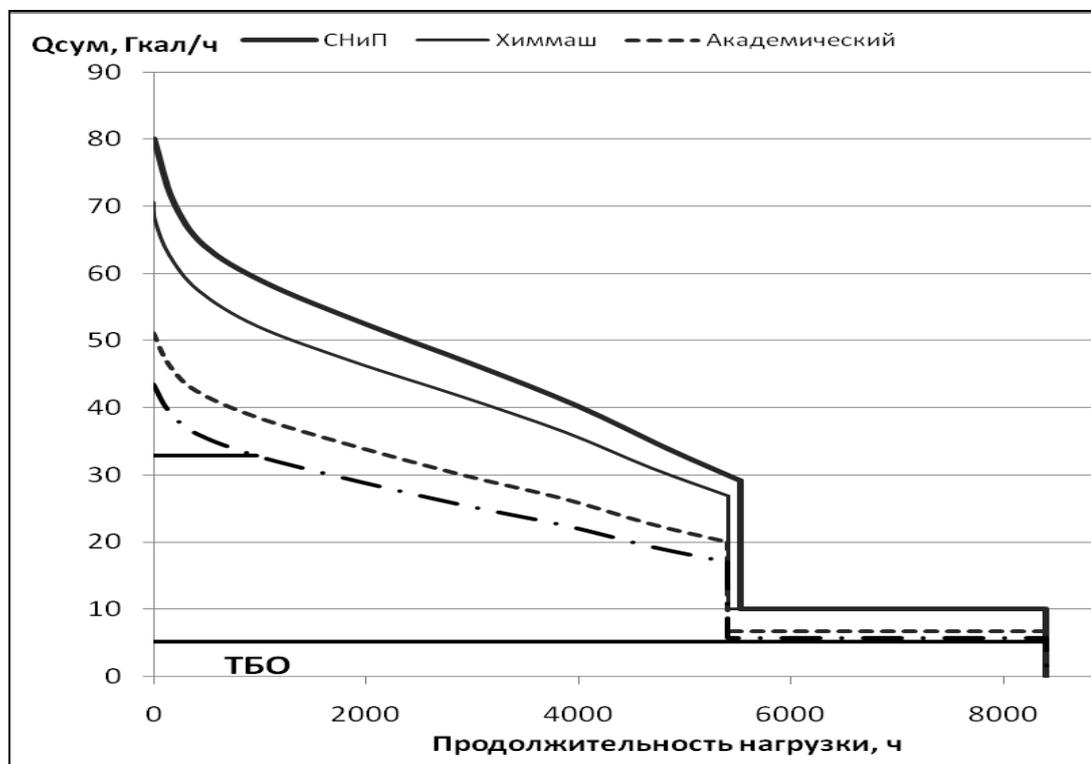


Рис.10.3

Суточную летнюю неравномерность электропотребления (сегодня 20 ГВт) можно частично регулировать за счет ГЭС, остальное – газовыми турбинами ТЭЦ. Компенсацию снижения нагрузки ГВС в ночной период можно осуществить использованием емкости тепловой сети в качестве теплонакопителя. Если всю электроэнергию на тепловом потреблении города производить в парогазовом цикле, то окажется, что столько ее и не нужно (превышение потребности по электрической мощности до 5-8 раз). Электропотребление в холода возрастает, но этот рост существенно отстает от роста теплотребления.

Исходя из вышеназванного посыла, что лишнюю электроэнергию производить в городе неразумно, лучше существующую отопительную нагрузку продолжать обеспечивать большей частью от паротурбинного оборудования, имеющего соотношения тепловой и электрической мощности соответствующие потребности. Излишнюю паротурбинную мощность можно законсервировать/демонтировать, так как использовать ее в пиковом режиме по теплу экономически нецелесообразно. Тепловые пики, особенно при работе на газе, дешевле покрывать пиковыми котлами

или пиковыми котельными (при избыточной мощности ТЭЦ можно использовать пром-отборы).

Основная задача – обеспечить всю выработку электроэнергии только в экономичном теплофикационном режиме. По мере вывода из эксплуатации «дорогой» генерации, обеспечивающей сегодня на рынке высокую стоимость пиковой электроэнергии, заинтересованность энергокомпаний в строительстве городских ПГУ блоков, не обеспеченных тепловой нагрузкой, будет снижаться. Повлияет также ожидаемое повышение в городах уровня экологических платежей.

При строительстве новых выделенных парогазовых блоков появляются и новые проблемы:

- Загрузка новых блоков по теплу существенно снижает их и так не большие возможности работы в переменных электрических режимах. Пар на турбину надо обеспечить в зависимости от тепловой нагрузки, а это определяет загрузку котлов-утилизаторов и, соответственно, газовых турбин. Оборудовать котлы-утилизаторы мощными устройствами дожига топлива дорого и неэффективно. Большая часть уже построенных на ТЭЦ ПГУ блоков работает с небольшой загрузкой по теплу, либо вообще в конденсационном цикле.

- Разгруженное паросиловое оборудование ТЭЦ становится еще более неэффективным, так как работает в переменной части графика электрических нагрузок с возрастанием доли вращающегося «горячего резерва». При разгрузке паровых турбин снижается и тепловая мощность, которую в холода приходится компенсировать пиковыми котлами.

- Если же перевести в режим глубокого регулирования ПГУ блок, то его электрический КПД снижается до уровня старого паротурбинного оборудования при существенно худшем КИТ. Проблемы с ПГУ особо обостряются, когда их становится много, а уже появились города в которых электрическая мощность ПГУ превышает его потребности.

Большая часть выпускаемых в мире газовых турбин мощностью от 60 до 120 МВт обеспечивает покрытие пиков электропотребления. К одному из основных достоинств газовых турбин относится малая инерционность. Прибавил топлива, и турбина практически моментально выдала большую мощность. В паротурбинном цикле набор мощности требует испарения большего количества воды в котле, нагрева пара в пароперегревателе, набора мощности в тяжелой паровой турбине. Процесс настолько инерционный, что для обеспечения относительно быстрого набора нагрузки утром, приходится оставлять паровые турбины в горячем

резерве, то есть с вращающимся ротором и бесполезными затратами энергии на работу котлов, турбин, питательных насосов и т.д.

Учитывая, что в поселениях особенно существенна суточная неравномерность электропотребления, предпочтительней является схема объединения пиковой ГТУ-ТЭС и существующих паротурбинных ТЭЦ, путем надстройки последних газовыми турбинами. Сохранение энергетических котлов и работа котлов-утилизаторов на общий паровой коллектор, позволят реализовать парогазовый цикл, и в широком диапазоне варьировать мощность ТЭЦ без существенных потерь энергоэффективности. Мы получим гибкие схемы ТЭЦ, позволяющие работать в принципиально разных режимах:

- максимальная выработка электроэнергии на тепловом потреблении при недостатке летних тепловых нагрузок;
- умеренная выработка электроэнергии в зимних режимах при больших тепловых нагрузках;
- быстрый сброс/набор нагрузки газовыми турбинами без вращающихся в «горячем резерве» инерционных паровых турбин и без потерь эффективности цикла (в пиковом режиме электрический КПД даже возрастает);
- тепловой график загрузки оборудования с внутростанционной оптимизацией между паротурбинным, газовым и парогазовым циклами.

Предлагаемую схему можно реализовывать на паротурбинных ТЭЦ с любым рабочим давлением пара. Но наиболее эффективна она для надстройки паровых турбин низких параметров, так как котел утилизатор получается относительно дешевым.

Если по ресурсу оборудования проще установить новую паровую турбину, главное сохранить энергетические котлы, так как они позволяют обеспечить маневренный режим при параллельной схеме включения с котлами утилизаторами. В современных ПГУ блоках применяются паровые машины низких давлений пара (от 40 кг/см<sup>2</sup>), то есть тех давлений, которые массово используются на старых ТЭЦ. При работе на общий паровой коллектор по параллельной схеме, ликвидируется проблема синхронизации характеристик паровых и газовых турбин.

Учитывая снижение температуры на выхлопе газовой турбины при понижении температуры наружного воздуха, для поддержания температуры пара после котла утилизатора, лучше использовать менее совершенные (соответственно менее дорогие) газовые турбины (например,

типа 6FA, производство которых осваивается в России) без дожига топлива в котле-утилизаторе.

С учетом общесистемных эффектов, экономическая эффективность надстройки паротурбинных ТЭЦ может оказаться очень высокой за счет:

- максимального использования существующей инфраструктуры ТЭЦ с меньшими затратами на новое оборудование;
- сохранения загрузки и, соответственно, экономичности действующего паротурбинного оборудования;
- участия ТЭЦ в обеспечении пиковой электрической нагрузки;
- высокоэкономичных летних режимов работы станции;
- предотвращения строительства новых электрических сетей высокого напряжения;
- создания в процессе реконструкции общей системы автоматизации и управления распространяющейся на старое оборудование.

Для этого необходимо проработать разные схемы маневренных ТЭЦ для полного использования тепла уходящих газов ГТУ, включая сбросные схемы и варианты подогрева во втором/третьем контуре котла-утилизатора воздуха, питательной воды вместо регенерации, подпиточной или сетевой воды.

Возможно также производство в этих контурах пара низких параметров с использованием его на старых турбинах низкого давления, или в цилиндрах низкого давления турбин высокого давления, разгруженных по острому пару, и/или в паровом приводе компрессоров и циркуляционных насосов. К сожалению, в энергокомпаниях сформировалось мнение, что надстройка ТЭЦ экономически менее эффективна, чем строительство выделенных ПГУ блоков. Причин этого несколько:

- из-за отсутствия рыночных стимулов к строительству пиковой генерации все стремятся конкурировать за базовую нагрузку, и расчет окупаемости отдельного блока осуществляют в сценарии его максимальной загрузки по теплу и электроэнергии;
- в проектах окупаемости отдельных блоков, естественно, не учитываются системные эффекты оптимизации затрат на газовые и электрические сети;

- не учитывается, что ПГУ блоки не имеют резервного топлива (в лучшем случае только аварийное с ограничением времени работы на нем) и, с точки зрения надежности, паротурбинные блоки должны оставаться системообразующими, так как при похолоданиях возрастающие ограничения по газу надо чем то компенсировать;
- не в полном объеме оцениваются последствия разгрузки существующего паротурбинного оборудования в реальных режимах при максимальной загрузке новых блоков;
- не учитывается реальная экономичность ПГУ блоков в переменных режимах;
- порочен сам принцип оплаты в договорах поставки мощности по повышенной ставке только прибавляемой мощности, в этом случае модернизация существующего оборудования при перекрестном финансировании не учитывается, даже если от паровой турбины остается только корпус.

Паровые энергетические турбины имеют реально длительный эксплуатационный ресурс и на многих ТЭЦ могут использоваться в качестве паровой части парогазовых установок. Надстройка существующих ТЭЦ газовыми турбинами с сохранением энергетических котлов позволяет обеспечить потребность городов в тепле и электроэнергии с минимально достижимыми удельными расходами топлива, в том числе, в периоды пиковых электрических нагрузок. Такой вариант по совокупным приведенным затратам обходится существенно дешевле строительства выделенных ПГУ блоков, или пиковых мощностей

**Таблица 33. Примеры надстройки паротурбинных электростанций газовыми турбинами**

Станция и год	Содержание работ
Молдавская ГРЭС 1982 год.	Надстройка 2-х блоков К-210-130 газотурбинными агрегатами ГТ-35-770 со сбросом газов в энергетические котлы. Блоки работают в переменной части графика с полным отключением газовых турбин на ночь. Через 30 лет работы блоков намечена замена газовых турбин на более современные
Казанская ТЭЦ-1 2006 год	Выполнена надстройка старого оборудования двумя отечественными газовыми турбинами НК-37 мощностью по 25 МВт. После парового котла-утилизатора пар с давлением 30 кг/см <sup>2</sup> поступает в общий коллектор (сегодня

	30-ти атмосферная 1-я очередь ТЭЦ остановлена и пар поставляется потребителям)
Калужская ТЭЦ 2011 год	Установлена газовая турбина GE мощностью 30 МВт с паровым котлом-утилизатором. Станция работает по парогазовому циклу
Рязанская ГРЭС 2011 год	Запущен в работу парогазовый блок 420 МВт, созданный путем надстройки паровой турбины К-310-240. После отечественной газовой турбины ГТД-110 продукты сгорания попадают в котел-утилизатор (первоначально предназначавшийся для МГД генератора) с выработкой острого пара 240 кг/см <sup>2</sup> и 565 °С, поступающего в общий коллектор с паром от энергетических котлов
Новокуйбышевская ТЭЦ 2012 год	Завершение монтажа трех газовых турбин 6FA мощностью по 77 МВт, надстраиваемых над существующим оборудованием паротурбинной, с обеспечением совместного парогазового цикла

Учитывая, что тепловая нагрузка в городах практически не увеличивается, а электрическая растет, надстройка газовыми турбинами может осуществляться поэтапно по мере потребности (без увеличения паротурбинной мощности). Создание подобных маневренных ТЭЦ упростит прохождение ночного минимума электрических нагрузок без выхода из теплофикационного режима и без перевода паровых турбин в горячий резерв.

Применение такой схемы для пылеугольных ТЭЦ позволит достичь высокого электрического КПД станции при относительно небольшом потреблении газа (сетевого, СПГ, от газификации угля).

Повышение маневренности ТЭЦ с приоритетом теплофикационного режима позволит отказаться от использования хотя бы части градирен, и даже демонтировать концевые лопатки паровых турбин с исключением вентиляционного пропуска пара. Возможно использование относительно дешевых газовых турбин с высокой температурой уходящих газов без привязки их мощности к конкретной паровой турбине. Возможен также постепенный прирост мощности ТЭЦ, увеличением количества газовых турбин, соответствующий росту потребности в электроэнергии, при отсутствии прироста потребности в тепле.

Большую часть отопительной нагрузки ТЭЦ экономичней обеспечивать в паросиловом цикле. Электрическая мощность ТЭЦ, обеспечиваемая в парогазовом цикле, должна, как минимум, соответствовать летней тепловой нагрузке. В условиях ДПМ при создании

маневренных ТЭЦ должна учитываться и реконструируемая паровая мощность. Величина платы за электрическую и тепловую мощность должна учитывать наличие на энергоисточнике резервного топлива.

При отсутствии потребности в дополнительной электрической мощности, для конкретных ТЭЦ потребуется только вывод из эксплуатации излишнего оборудования, а для теплоснабжения районов новой застройки наиболее целесообразным может оказаться даже строительство котельных. Но, в подавляющем большинстве случаев, у существующих ТЭЦ имеется значительный потенциал модернизации и развития.

В результате реализации условий договоров на поставку мощности (ДПМ), на рынке впервые за несколько десятков лет появилась излишняя электрическая мощность (не оправдался прогноз по приросту потребности в ней). Соответственно, появилась уникальная возможность закрыть самые неэффективные мощности.

Всё или часть оборудования примерно 40 ТЭЦ не прошли конкурентный отбор мощности на 2012 год. С 1 июля некоторые из них получают статус «вынужденной генерации» на срок до двух лет, остальные должны вывести оборудование из эксплуатации, либо работать без оплаты мощности.

*Пример – Камышинская ТЭЦ в Волгоградской области (ОАО «Лукойл»). Электрическая мощность 72 МВт и тепловая 678 Гкал/ч, в том числе по теплофикационному циклу 148 Гкал/ч. Поскольку в этом районе нет проблем с электрической мощностью, станция работает только по тепловому графику, что предопределяет ее вполне приличные показатели энергоэффективности – 309 г/кВт·ч и 133 кг/Гкал, несмотря на низкие параметры пара (90 атм) и работу летом в режиме котельной.*

*По оборудованию станции нет ни одного предписания надзорных органов о замене хотя бы одного серьезного элемента или устройства. Установка дополнительного пароводяного бойлера позволила обеспечивать все теплоснабжение от отборов турбин с консервацией водогрейных котлов.*

*В 2011 году совместно с городом проведены работы по улучшению функционирования системы теплоснабжения. Осталась всего одна проблема, прорабатываемая сейчас – улучшение структуры оборудования для повышения экономичности в летнем режиме. Станция удачно подходит для города по электрической мощности, не превышая на всех режимах потребности в ней. В то же время при повреждении обеих*

*питающих ЛЭП, она несколько раз спасала город, в том числе в зимний период.*

*Рыночная цена на электроэнергию подавляющую часть времени превышает себестоимость ее производства. В 2011 году рентабельность составила 18%. ТЭЦ не прошла отбор по критериям КОМ на 2012 год. Перевод ее в режим котельной приведет к росту себестоимости тепла примерно на 35%.*

С точки зрения электроэнергетики, ТЭЦ закрывать проще всего – мощности относительно небольшие и весьма старые, но по результатам отбора проявилось несколько проблем.

Многие ТЭЦ, которым, скорее всего, будет присвоен статус «вынужденной генерации», минимум до июля месяца будут работать без оплаты мощности, соответственно, не будут обеспечены достаточными средствами для проведения ремонтной компании. Содержание этих мощностей за счет других электростанций для большинства компаний проблематично. Например, в ТГК-14 КОМ не прошли все электростанции, а прекращение теплоснабжения Читы и Улан-Удэ недопустимо.

Перевод ТЭЦ, не получивших статус «вынужденной генерации», в режим работы котельной, приводит к существенному росту себестоимости теплоснабжения. В условиях сдерживания роста тарифов, деятельность по теплоснабжению становится убыточной.

В соответствии с 190-ФЗ «О теплоснабжении» муниципалитет может задержать на 3 года вывод котельной из эксплуатации, но одновременно должен компенсировать убытки теплоснабжающей организации. Следует ожидать, что муниципальные и региональные органы власти обратятся в Правительство РФ за финансовой помощью, так как решения о выводе оборудования ТЭЦ принимались на федеральном уровне.

- Отклонение заявки ТЭЦ из-за высокой заявляемой стоимости мощности, при всей вроде бы логичности такого решения, может увеличивать цену для потребителей, так как уменьшится предложение дешевой электроэнергии на текущем рынке на сутки вперед (РСВ).

- Вывод «по возрасту» оборудования, работающего в теплофикационном цикле, без его замещения новым, приведет к увеличению конденсационной выработки и, соответственно, общему увеличению потребления топлива в стране.

Надо понимать, что временное прекращение функционирования ТЭЦ не реально, потому что уволятся квалифицированные специалисты, новое оборудование быстро не появится, так как проектных заделов нет, а ввод новой мощности по ДПМ превышает прирост потребности. При этом

администрации потратятся на новые котельные, и потом уже не будут способствовать их закрытию. Таким образом, введя конкурентный отбор мощности на один год, мы закрываем ТЭЦ на многие годы или навсегда.

Нельзя решать долговременные задачи исходя из текущей ситуации на одном из взаимосвязанных энергетических рынков. Законодательно определено, что даже в масштабах одного города энергетическое развитие должно прорабатываться в многовариантных схемах энергоснабжения.

С введением условий КОМ, позволяющих вообще не оплачивать мощность, мы фактически заменили энергетическое планирование конкурсом текущего предложения цены на электрическую мощность, без учета рисков роста цены электроэнергетики на оптовом рынке и тарифов на тепловую энергию.

Если паротурбинная ТЭЦ имеет возраст в 55 лет, но:

- ✓ ресурс ее основного оборудования без проблем продляется каждые 4 года;
- ✓ удельные затраты топлива такие же, как на самой современной ПГУ ТЭЦ и лучше, чем у ПГУ ГРЭС;
- ✓ затраты на модернизацию существенно ниже строительства новой мощности, а сетевая инфраструктура уже имеется;

то возникает естественный вопрос, зачем вместо ее модернизации строить новые мощности, не работающие в теплофикационном цикле, ведь уровня энергоэффективности даже старых ТЭЦ они достигнуть не смогут.

Сегодня многие ТЭЦ имеют проблемы, транслируемые с рынка тепловой энергии, но если ТЭЦ закрыть, то проблемы останутся и даже усилятся, а на рынке электрической энергии от такого отмежевания лучше не станет.

1) В стране достаточно и успешных, и отрицательных примеров функционирования ТЭЦ. Для каждой из них по апробированным методикам можно проработать варианты развития в сравнении со строительством мощностей на замещающих ГРЭС.

2) Часть ТЭЦ действительно надо закрывать, но в плановом порядке. Это старые ТЭЦ с малой подключенной тепловой нагрузкой в зонах избытка электрической мощности.

3) КОМ нужен больше для пиковой мощности. Так как пиковым электростанциям сегодня невозможно обеспечить безубыточную деятельность, все хотят работать в базе. Имеет смысл трансформировать КОМ для разных типов мощности (базовая, полубазовая, пиковая).

4) К техническим ограничениям лучше отнести фактическое состояние оборудования и удельные расходы топлива. Задача КОМ вывести с рынка «покойников» по факту, а не по паспорту.

К наиболее странным сегодняшним условиям прохождения КОМ для старого оборудования является проведение модернизации в период 2010-2011 годов, без учета ранее осуществленной.

5) Условия участия ТЭЦ должны иметь принципиальные отличия от условий для конденсационных электростанций, так как даже при более высокой стоимости мощности для ТЭЦ рынок суммарно выигрывает от низкого ценового предложения на РСВ (условия ценопринимания).

6) Повышенная ставка за мощность для ТЭЦ по сравнению с ГРЭС в масштабах всего рынка будет компенсироваться также снижением в стоимости электроэнергии сетевой составляющей.

7) Многие ТЭЦ можно ограничивать не по конкретному оборудованию, а по максимальной величине выдаваемой электрической мощности, соответствующей полубазовой величине тепловой нагрузки (когда ТЭЦ как пиковый источник не нужна).

8) Надо также определиться с условиями функционирования станций с мощностью до 25 МВт, они не должны принципиально отличаться от крупных и средних ТЭЦ в части возможности заключения прямых договоров.

### Контрольные вопросы

1. Каковы приоритеты развития теплоснабжения, заложенные в Законе РФ № 190 «О теплоснабжении»
2. Каковы основные цели и задачи разработки Схем теплоснабжения городов?
3. Из каких основных разделов состоит схема теплоснабжения?
4. Какие различия в схемах теплоснабжения больших и маленьких городов?
5. В чем состоят основные изменения ситуации в системах теплоснабжения на стороне источников и потребителей?

### Литература

4. Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения, утвержденных совместным приказом Минэнерго России и Минрегиона России № 565/667 от 29 декабря 2012 г.
5. Основы современного теплоснабжения: учебник / А. Л. Шкаровский, В. И. Шаврин. – СПб.: Агентство «Вит-Принт», 2011. – 384 с.
6. Постановление Правительства РФ № 154 от 22.02.2012 г. «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
7. Постановление Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Правительства Российской Федерации».
8. Федеральный закон от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
9. Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении».

## Приложение I. Зарубежный опыт эксплуатации систем теплоснабжения.

Пройденный западными странами путь повышения энергетической эффективности в системах энергоснабжения городов можно условно разделить на два этапа. На первом этапе (1974-1990 гг.) происходило интуитивное формирование законодательной базы, поиск правильного соотношения между законодательно-принудительными и экономическими инструментами. Полная и надежная информации для принятия решений отсутствовала. В этой связи возникла необходимость разработать и внедрить систему мониторинга и оценки (чтобы отслеживать – что из этих механизмов работает, а что нет). Нет сомнения, что наличие адекватной статистики имеет решающее значение для выработки эффективной политики.

**Табл.1. Основные этапы и особенности проведения политики энергосбережения в странах Евросоюза**

Период времени	Особенности проведения политики энергосбережения
1974 - 1990 гг.	<p>Работа началась с программ по НИОКР в области отдельных технологий;</p> <p>Программы, адресованные отдельным секторам экономики были разработаны позже;</p> <p>Началась разработка национальных программ Европейских государств;</p> <p>Первоначально были слабо проработаны цели и мониторинг программ;</p>
1990 – 2010 гг.	<p>Когда давление на политику в области энергоэффективности возросло (экология, изменение климата), законодательство ЕС стало играть важную роль, благодаря растущему числу мер и росту их экономической эффективности;</p> <p>Гармонизация и интеграция национальных политик в единую политику ЕС (этот процесс потребовал много времени);</p> <p>Информационные инструменты (справочники наилучших доступных технологий энергоэффективности), стандарты и менеджмент энергоэффективности</p>

Отсутствие необходимого инструментария для выработки политики (сводных энергобалансов, сценариев энергоэффективности, детальной информации по секторам) заставило создавать специальные органы, которые координировали эту работу.

Системы статданных (энергобалансы), дополненные программами (обследованиями) - основные источники информации, но их формирование требует времени. Работа начиналась с программ предприятий и отраслей, разнообразных механизмов поддержки ВИЭ и поэтапно переходила на уровень государственной политики.

На втором этапе (1990-2010 гг.) образованные органы и Агентства энергоэффективности централизуют информацию и ее анализ, а также координируют работу между различными организациями на национальном уровне и на уровне ЕС в целом. Общеввропейская рамочная политика работает на практике, но подразумевает определенную гибкость на уровне отдельных стран. Мониторинг и оценка эффективности политики стали более значимыми, значительно возросло влияние "зеленой" составляющей энергосбережения. По мнению ряда ведущих специалистов в этой отрасли, льготы и "мягкие" меры поддержки не заработали, пока не были дополнены довольно жесткими штрафными санкциями и ограничениями. Институциональный баланс был найден поэтапно, в процессе "проб и ошибок", которые можно избежать в нашей стране для экономии времени (а также усилий и средств).

В качестве другого примера можно обратиться к опыту совсем других стран, также создающих свою целостную политику энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Именно необходимость повсеместных энергетических обследований, необходимость жесткого государственного контроля присуща политике Индии и Китая. Похожим образом развивалась ситуация в Белоруссии, которой удалось за 15 лет практически вдвое снизить энергоемкость ВВП последовательными и выверенными мерами государственной поддержки информационной и ресурсосберегающей политики.

Табл.2. Предпосылки и особенности проведения политики энергосбережения в разных странах

	США	Северная Европа	Индия, Китай	Белоруссия
Внешние предпосылки и факторы	Озабоченность сохранением национальных запасов природных ископаемых для будущих поколений	Озабоченность климатическими изменениями, исчерпанием запасов нефтегазовых месторождений Северного моря и ростом зависимости от импорта энергоресурсов	Озабоченность сохранением высоких темпов роста в условиях нехватки полезных ископаемых	Озабоченность развитием экономики в условиях высокой зависимости от импорта ТЭР
Особенности потребления ТЭР экономикой	Высокое потребление энергоресурсов недвижимостью, малым бизнесом, населением	Высокое потребление энергоресурсов недвижимостью, малым бизнесом, населением	Высокое потребление промышленностью	Высокая энергоемкость экономики, повышенное потребление ТЭР недвижимостью
Поддержка и осведомленность населения	Ограниченная поддержка населением усилий Правительства	Поддержка общественностью действий Правительства	Низкая осведомленность населения	Определенная поддержка населением действий Правительства по снижению энерго-зависимости страны
Приоритетные меры и направления	Маркировка, строительные стандарты, НИОКР, запрет неэффективных товаров, требования к эффективности бюджетных учреждений	Маркировка, строительные стандарты, НИОКР, соглашения с предприятиями, налоги на выбросы, требования к эффективности бюджетных учреждений	Обязательный энергетический аудит, создание координирующего органа, запрет неэффективных товаров, строительные стандарты, требования к эффективности бюджетных учреждений	Обязательный энергетический аудит, создание координирующего органа, запрет неэффективных товаров, строительные стандарты, требования к эффективности бюджетных учреждений

## Финляндия

В 2006 г. выработка тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения (ЦТ), доля которых составляет 49% от всего теплового рынка, в целом по стране составила 31,8 ТВт·ч (27,35 млн Гкал), из них 74% было получено в комбинированном цикле; было продано 29,4 ТВт·ч (25,3 млн Гкал). Средняя цена на тепловую энергию составила (включая налоги) 4,4 евро центов за 1 кВт·ч (примерно 1890 руб./Гкал), в стоимостном выражении продажи тепловой энергии (включая налоги) составили 1,3 млрд евро. Основными видами используемого топлива являются: нефть, уголь, природный газ, торф и древесина, динамика потребления которых, начиная с 1976 г., представлена на рис. 1.

В стране насчитывается порядка 150 теплоснабжающих компаний, у каждой из которых есть собственные стратегия, тарифы. Муниципалитеты имеют контроль над теплоснабжающими компаниями (по собственности, т.к. приватизации не было). Порядка 40 теплоснабжающих компаний занимаются также выработкой электроэнергии по комбинированному циклу.

Тарифы на тепловую энергию в стране никак не регулируются (они свободные). При подключении к сетям ЦТ потребитель обязан заплатить за присоединение к ним. Закона по ЦТ нет, но есть общие законы в этой сфере бизнеса. Например, Ведомство по конкуренции следит за тем, чтобы не было нарушений (злоупотребления) конкуренции со стороны теплоснабжающих организаций, занимающих доминирующее положение. Энергоснабжающие организации должны соблюдать определенные требования, в частности:

- цены на тепловую энергию обязательно должны быть обоснованы перед Ведомством по конкуренции;
- обращение (деловые отношения) с потребителями, входящими в одну группу (тип), должны быть одинаковыми для всех;
- если различные виды продукции (тепло- и электроэнергия) поставляются одному и тому же потребителю, то цены на них не должны быть искусственно связаны между собой, другими словами не должно возникать перекрестного субсидирования;
- дополнительные услуги, предоставляемые организациями, должны отражать их реальную стоимость (не завышенную).

В результате компании работают, соблюдая вышеуказанные требования, с потребителями следующим образом.

1. При установлении цен они должны быть прозрачными – потребители одного типа имеют одинаковые цены.

2. Плата за подключение к сетям ЦТ и условия продаж тепловой энергии чаще всего соответствуют рекомендациям Финской энергетической организации.

3. В среднем для каждого потребителя допускается прекращение теплоснабжения на 1 час в год (надежность систем ЦТ в стране составляет 99,98%).

Благодаря тому, что теплоснабжающие организации работают по этим правилам, потребители удовлетворены качеством предоставляемых им услуг; а Ведомство по конкуренции и органы по правам потребителей получают только 2-3 жалобы в год. При этом государство практически не вмешивается в регулирование теплового рынка. На рис. 2 наглядно показано как работают между собой различные игроки на рынке тепловой энергии.

На сегодняшний день в стране перед Финской энергетической организацией стоят следующие глобальные задачи:

- Увеличение доли использования различных видов топлива с низкими выбросами CO<sub>2</sub>;
- Развитие когенерации (мини-ТЭЦ);
- Максимальное использование утилизированного тепла от промышленных сбросов;
- Развитие тригенерации (когенерация и централизованное тепло- и холодоснабжение);
- Получение прибыли (в полном объеме) за возможность снижения выбросов парниковых газов;
- Снижение инвестиционных рисков и получение инвестиций в нужном объеме.

### **Дания**

В Дании на основании действующего законодательства предусматривается бесприбыльная работа теплоснабжающих организаций (в случае получения какой-либо теплоснабжающей организацией прибыли, она направляется государством в виде дотаций на оплату энергосберегающих мероприятий у потребителей). Благодаря чему с 1980 г. ВВП вырос практически в 1,8 раза, а по валовому потреблению энергии рост оказался практически нулевым, что наглядно видно из рис. 3.

В стране нет приватизированных систем ЦТ, они, в основном, принадлежат самим потребителям. Но часто происходит передача полномочий (собственник передает в управление объекты различным специализированным компаниям).

В настоящее время Дания является независимой страной от импортируемого топлива (страна может обойтись без него, но это вовсе не значит, что совсем не импортируют топливо). Когенерация является одним из важнейших инструментов снижения потребления топлива, 76% тепловой энергии вырабатывается, как раз, по комбинированному циклу.

В Дании работает Ассоциация по ЦТ, которая в частности занимается сравнительными показателями разных компаний – кто как работает. В Ассоциацию ЦТ Дании входит 400 компаний, 350 из них – это бесприбыльные (кооперативные – потребители) компании.

Истории энергетического планирования в Дании более 30 лет. Ведется районирование по плотности нагрузки, при этом нет конкуренции между системами газоснабжения и ЦТ (смотрят только на плотность нагрузки и, исходя из этого, выбирают ту или иную систему).

Плотность застройки делится следующим образом: индивидуальное отопление (на различных видах топлива за исключением природного газа) – меньше 20 МВт/км<sup>2</sup>; системы газоснабжения – больше 20 МВт/км<sup>2</sup>; системы ЦТ – больше 30-45 МВт/км<sup>2</sup>. Электроотопление в стране запрещено (хотя еще осталось несколько домов, которые отапливаются электрокотлами).

В Копенгагене 21 муниципалитет подключен к одной компании ЦТ, все источники работают на общую систему. Приоритет по загрузке следующий: в первую очередь загружаются все источники по сжиганию отходов и утилизации тепловой энергии от промышленных сбросов, затем загружаются системы ЦТ и только потом – пиковые котлы. Все ТЭЦ работают по тепловому графику.

В целом по стране стоимость тепловой энергии для потребителей от систем ЦТ в два раза ниже по сравнению с индивидуальными источниками отопления на природном газе. При этом цены на газ очень высокие и они дифференцированы: чем меньше потребитель, тем цена выше (для индивидуального потребителя на сегодняшний день она составляет ~1100 евро за 1000 м<sup>3</sup>).

В Дании имеется Национальная система планирования теплоснабжения. Муниципалитеты обязаны планировать развитие систем теплоснабжения (но не обязаны создавать эти системы). Проект также могут инициировать и потребители, и газовики, но те и другие должны доказать социальную и экономическую пользу своего решения (выбора) для общества, при этом все обсуждается открыто.

Плата за подключение к сетям ЦТ существует, хотя многие компании подключают потребителей за собственные средства. При переводе «старых» зданий (с другой системой теплообеспечения) на ЦТ

есть одна особенность: если «старое» здание на 50% и выше мощности получает от ВИЭ, то его «не трогают», т.е. не переводят на ЦТ. В остальных случаях действуют на основании существующих требований энергетического планирования.

С целью повышения эффективности использования и работы систем ЦТ теплоснабжающие организации делают акцент на проведении следующих стандартных для них мероприятий: повышение качества воды в системе (на данном мероприятии делается большой акцент); выявление и ликвидация утечек; использование инфракрасного способа обнаружения утечек; проведение предупредительного технического обслуживания (это очень важный момент); аккумулирование тепловой энергии (в стране очень развита аккумуляция тепла, объем аккумуляторов равен объему системы ЦТ, т.к. в Дании величина тарифа (в зависимости от его типа) зависит от времени потребления); снижение температуры обратной сетевой воды; обучение персонала и др.

Сейчас одним из новшеств в стимулировании энергосбережения у потребителей является уменьшение величины тарифа за снижение температуры обратной сетевой воды, с обязательным соблюдением определенных требований для потребителей. При этом, так же как и при введении любого новшества по стимулированию энергосбережения у потребителей, большая роль отводится информационному обеспечению, чтобы потребители, получая через СМИ определенную информацию, в итоге могли отдавать себе отчет насколько большей может быть получаемая ими экономия при потреблении энергоресурсов.

### **Франция**

Во Франции сектор теплоснабжения управляется как муниципальными предприятиями, так и частными компаниями. Большая часть тепловых сетей управляется именно частными структурами, но приватизации объектов теплоэнергетики практически не было, поэтому источники и тепловые сети, как правило, остались в муниципальной собственности. На тепловом рынке существуют также компании со смешанной собственностью, например, в Париже и Гренобле, где 51% акций находится у муниципалитета, остальные 49% – у одной из крупнейших в мире частной энергосервисной компании Dalkia. Доля этой компании на тепловом рынке Франции составляет примерно 70%. В связи с тем, что Dalkia работает на большей части теплового рынка страны, хотелось бы отметить принципы ее работы. Компания Dalkia с муниципалитетами и энергоснабжающими организациями работает по следующим основным формам сотрудничества.

- Компания берет в управление энергетические объекты, с целью улучшения качества предоставляемых услуг от них потребителям. Как правило, срок управления объектами составляет от 2 до 5 лет;
- Строительство – эксплуатация – передача (сроком от 10 до 30 лет). Работая по данной схеме Dalkia «включается» в работу на этапе строительства объекта, затем занимается его эксплуатацией и по истечении определенного срока, установленного договором, передает объект в собственность новому владельцу (например, энергоснабжающей организации) для последующей эксплуатации;
- Также компания активно работает по таким схемам как лизинг (срок договора от 7 до 15 лет) и по договору концессии (сроком от 15 до 50 лет);
- В компании Dalkia распространена практика покупки энергообъектов в собственность. Например, у компании в собственности находятся объекты (система теплоснабжения в целом) в таких странах Восточной Европы как Польша, Чехия, Словакия и др. на сумму в несколько сотен миллионов евро.

Возвращаясь к описанию работы систем ЦТ Франции стоит отметить, что в стране сегодня насчитывается (по данным 2005 г.) порядка 560 источников тепла, количество Тепловых сетей составляет 425, установленная тепловая мощность – 17,83 ГВт, количество проданной тепловой энергии потребителям в 2005 г. составило 24,86 ТВт·ч (21,38 млн Гкал). Основным потребителем тепловой энергии систем ЦТ является население (потребляет более 70% от общей выработки). Во Франции 796 ТЭЦ, в основном, малой мощности, это объясняется тем, что в стране нет крупных тепловых сетей, за исключением теплосетей больших городов, и в большинстве случаев в качестве когенерационных установок используют ДВС.

Еще 10-15 лет назад когенерация не была так развита во Франции как сейчас, в первую очередь это обстоятельство было связано с относительно не высокой ценой на природные ресурсы. В настоящее время ситуация изменилась с точностью наоборот, т.к. использование когенерационных установок, в связи с резким увеличением стоимости различных видов ископаемого топлива (в первую очередь природного газа), стало экономически выгодным по сравнению с другими способами выработки тепло- и электроэнергии.

В соответствии с директивами ЕС по когенерации и по ВИЭ сегодня во Франции (и в других странах ЕС) достаточно много развивается мини-ТЭЦ и котельных на биомассе, а также заводов по выработке тепло- и электроэнергии на базе сжигания твердых бытовых отходов.

В качестве основного вида топлива в стране используется природный газ, при этом ведется активная работа по снижению доли газа в общем топливном балансе страны, в первую очередь за счет увеличения доли ВИЭ.

Если говорить о системе теплоснабжения столицы Франции – Париже, то здесь также можно выделить несколько особенностей ее работы. В Париже преобладает паровая система теплоснабжения, но при этом подача пара напрямую потребителям категорически запрещена (видимо, в первую очередь в целях безопасности). Тепловые сети находятся в эксплуатации до 70 лет, хотя сегодня в городе имеется сеть, возраст которой составляет более 80 лет! При этом в сетях за год происходит до 50 повреждений (первопричиной которых является затопление из-за дождей и наводнений). В качестве основного метода диагностики тепловых сетей используется инфракрасная съемка.

При выработке тепловой энергии сначала загружаются источники по сжиганию мусора (сегодня в Париже действуют три мусоросжигательных завода), затем источники на угле, природном газе и только потом на мазуте. Одной из основных проблем в системе ЦТ Парижа, с которой сталкиваются эксплуатирующие организации, является воровство конденсата из сети, причем эта величина может быть колоссальной – до 50-70% от объема системы. В связи с этим объем подпиточной воды, идущей ежедневно на водоподготовку, может составлять 100 тыс. м<sup>3</sup>!

В заключение, говоря о Париже, стоит отметить, что в столице Франции также самая большая в мире система централизованного хладоснабжения (в городе даже имеется «холодная» тепловая сеть, по которой напрямую от ТЭЦ подается холод потребителям).

## **Швеция**

В Стокгольме действует одна из крупнейших в мире по размерам система централизованного охлаждения, ее протяженность достигает семи миллионов квадратных метров. Принцип аналогичен нашей системе централизованного отопления, только по трубам подается не тепло, а холод. Система кондиционирования работает за счет естественного охлаждения морскими водами, когда температура морской воды слишком высока, ее охлаждают с помощью тепловых насосов ТЭЦ.

Воду озера еще с 90-х годов прошлого века (Стокгольм на самом деле состоит из множества островов) и собственно Балтийское море здесь используют как охлаждающий элемент для офисов и жилых домов центральной части Стокгольма.

Прошедшую по трубам воду не просто сливают, ее сначала очищают и лишь потом возвращают в море. Отоплением и охлаждением шведской столицы занимается ТЭЦ «Вяртаверкет», принадлежащая концерну Fortum. Она вполне могла бы служить экспонатом музея промышленного дизайна: построена в 1903 году, сохранились ажурный балкон из стальных прутьев, оригинальный арочный проем, а стены одного из машинных залов облицованы симпатичной кафельной плиткой. Однако станция работает, постоянно развивается и расширяется. Станция производит электро- и теплоэнергию, может работать на разных источниках топлива.

Торжеством модернизации стала маленькая оливковая косточка – ее изображение красуется на главном здании «Вяртаверкет». Измельченные оливковые косточки (10% от общей массы) перемешиваются с известняком (он нужен для улавливания серы) и углем. Затем все это в виде пасты подается в котлы. В результате улучшается горение топлива и снижаются выбросы CO<sub>2</sub>.

В столице Швеции проживает 850 тысяч человек, с прилегающими районами набирается два миллиона. Каждый год Стокгольм пополняется еще на 10 тысяч жителей. Понятно, что городу надо развиваться и строиться. Однако вместо массивов многоэтажек местные власти сделали ставку на экокварталы. Первым стал Хаммарбю Шьостад, по праву претендующий на звание самого чистого района одного из самых чистых городов Европы. Лет 20 назад на этом месте располагались мастерские, цеха, различные производства и перед началом строительства пришлось даже провести очистку и обеззараживание почвы.

Район строился в основном на деньги частных инвесторов, лишь 15% – из бюджета. Тем не менее с первого же дня городские власти ввели жесткие требования к зданиям, техническим сооружениям и транспортному потоку. Концепцию, которую теперь называют моделью Хаммарбю, общими усилиями разработали Fortum, Стокгольмская водная компания и Стокгольмская администрация по управлению отходами. Ее суть – в объединении и эффективном взаимодействии различных технических систем, необходимых для жизнедеятельности людей. А также в обеспечении комфортного во всех смыслах проживания граждан.

Дома строят так, чтобы всем хватало солнца, с ограничением по этажности: у воды – не выше пяти этажей, на центральных улицах – до семи (исключение – несколько офисов). На крышах домов, правда, не на всех, расположены солнечные панели – благодаря получаемой таким образом энергии подогревают воду. По словам специалистов, панели на одном здании удовлетворяют его полугодовую потребность в горячей воде.

Кроме того, для производства энергии применяются продукты биогаза – станции расположены вокруг города. А тепло, произведенное из отходов, в цикле теплоснабжения используется повторно. Энергоэффективность налицо: если 15 лет назад район потреблял 200 кВт\*часов в год на квадратный метр, то теперь – всего 50 (включая и тепло, и электроэнергию).

Каждая деталь местного пейзажа имеет свое «полезное» объяснение: крыши, покрытые травой, – вовсе не дань экодизайну, просто растения собирают воду, которая стекала бы в канализацию (той же цели подчинены зеленые лужайки и дубовый лесок). Канал в самом центре района, по которому постоянно плавают утки, аккумулирует дождевую воду из близлежащих домов и садов. Вода проходит через несколько водоемов, где оседает возможный осадок, а затем попадает в озеро. Ну и конечно, контейнеры по сбору отходов, которые поначалу никак не ассоциируются с мусорной системой.

В Хаммарбю Шьостад сейчас живет более 25 тысяч человек. Здесь есть магазины, школы, церковь, дом культуры с театром, библиотека, дом престарелых, специальные квартиры для студентов, инвалидов. 60 процентов жилья продано, остальные сдаются в аренду. Площадь квартиры (две спальни, гостиная, кухня) варьируется от 40 до 120 кв. м, в среднем – 75. На улицах Хаммарбю Шьостад не столкнешься с пробками, минимум машин и возле домов – автомобили ставят в подземные гаражи. Кроме того, здесь хорошо развит общественный транспорт – по трамваям и автобусам можно сверять часы, по каналам курсируют бесплатные паромы. В общем, получился своего рода город в городе. Средний возраст жителей – 35 лет, часто можно встретить мужчин, гуляющих с маленькими детьми.

Ежедневно стокгольмцы производят 230 тысяч тонн бытовых отходов, но такого понятия, как свалка, в столице Швеции нет. Оно исчезло 40 лет назад, когда была пущена электростанция «Хогдален», работающая на отходах. Впрочем, это не значит, что все содержимое мусорных ведер прямым путем поступает на ТЭЦ. Первым делом – сортировка. У шведов даже мысли не возникает, что можно сложить в один пакет пищевые отходы и бумагу, металлические предметы и пластик. На каждой кухне есть минимум четыре разных контейнера, а в Хаммарбю Шьостад – и того больше, например для электроники, пластика и так далее.

Дисциплинированный швед раскладывает все эти отходы «по полочкам», а потом направляется с ними к разноцветным трубам на улице. Каждая из них предназначена для определенного вида отходов.

По вакуумным трубам мусор со скоростью 70 км/час (кстати, быстрее, чем автомобили на улицах) летит вниз и собирается в едином центральном подземном хранилище. Отходы складываются в контейнеры под землей и вывозятся на специальных грузовиках. Так что увидеть мусоровозы в Стокгольме – большая редкость, они не объезжают дворы и кварталы, а кратчайшим путем направляются к месту утилизации. В общем, все логично и продуманно. Да, сбой пару раз (за несколько лет!) были, подтвердили специалисты. Например, однажды в трубу засунули... ёлку – видно, слишком бурно отмечали Рождество.

Если отходы не поддаются переработке, их сжигают на теплоэлектростанциях. Только к ТЭЦ «Хогдален» ежедневно подъезжают 200 грузовиков. В год здесь сжигается полмиллиона тонн бытового мусора, за счет чего производится 1,7 МВт\*ч тепла и 450 млн кВт\*ч электричества.

При этом строго отслеживается соблюдение требований по охране окружающей среды, шведы считают сжигание мусора более безвредным, чем хранение на свалках. Выбросы на ТЭЦ очищаются с помощью электрофильтров, улавливающих зольную пыль. Затем высушенную золу доставляют в цех переработки, где формируют из нее бетонные блоки. Топочные газы подвергаются влажной очистке и так далее, этот сложный процесс постоянно совершенствуется.

Весь этот путь шведского мусора можно проследить на макете Хаммарбю Шьостада, который демонстрируют всем желающим. Можно и заглянуть через стеклянное окошко в подземный город и увидеть маленькую частицу системы жизнеобеспечения Стокгольма.

## Приложение II. Опыт организации теплоснабжения от АЭС

Территория Швейцарии составляет около 41,3 тыс. км<sup>2</sup>, 60% которой занимают горные Альпы. Население Швейцарии – 7,2 млн чел., плотность населения составляет 176 чел./км<sup>2</sup>. Швейцария – федерация, состоящая из 26 автономных кантонов (регионов), состоящие в свою очередь из округов, каждый из которых включает в себя коммуны (муниципалитеты). Число проживающих в коммунах колеблется от 17 чел. до 100 тыс. чел.

После энергетического кризиса 1970-х гг. энергетическая политика Швейцарии направлена на снижение доли энергии, получаемой при сжигании органических видов топлива, за счет ее замещения различными альтернативными видами энергии, источниками которой являются: вода, солнце, ветер, биомасса и атомная энергия. При этом в стране большое внимание уделяется повышению энергоэффективности действующего оборудования.

В Швейцарии атомная энергетика достаточно развита. Сегодня в стране эксплуатируется пять атомных блоков на четырех АЭС (три из которых расположены на севере, а одна на западе страны) суммарной электрической мощностью 3077 МВт, годовая выработка электроэнергии атомными станциями составляет около 40% общего объема генерации электрической энергии в Швейцарии. Самый первый атомный энергоблок «Безнау-1» (Beznau-1) был введен в эксплуатацию в 1969 г., а самый «молодой» блок «Лайбштадт» (Leibstadt) – в 1984 г.

С точки зрения передачи тепловой энергии от действующих АЭС внешним потребителям, интересны две станции: «Гёсген» и «Безнау». АЭС «Гёсген» установленной электрической мощностью 970 МВт с 1980 г. снабжает близлежащий целлюлозно-бумажный завод паром температурой 220 °С. Не смотря на то, что АЭС «Безнау» является самой старой станцией в Швейцарии, она стала вторым атомным источником в стране, от которого производится утилизация сбросного тепла, но в тоже время является единственной атомной станцией, снабжающей тепловой энергией как промышленных потребителей, так и население. АЭС «Безнау», расположенная в 35 км к северо-западу от Цюриха, сегодня осуществляет теплоснабжение 11 коммун и нескольких промышленных потребителей, что в общей сложности составляет 2600 потребителей (или около 15 тыс. чел.).

По состоянию на 1997 г., годовой отпуск тепловой энергии с АЭС «Безнау» и АЭС «Гёсген» был практически одинаков и составлял 141 и 142 ГВт·ч (или 121 и 122 тыс. Гкал) соответственно.

**Система ЦТ на базе АЭС «Безнау».** Атомная станция «Безнау» расположена в южной части одноименного небольшого острова на р. Аарэ (Aare). Первый энергоблок «Безнау-1» на АЭС был запущен в работу в 1969 г., менее чем через два года (в 1971 г.) был введен в эксплуатацию второй блок «Безнау-2».

В апреле 1981 г. восемь коммун, ряд промышленных и коммерческих потребителей и несколько национальных исследовательских институтов, которые все расположены в кантоне Ааргау в различной степени удаленности от атомной станции «Безнау», приступили к изучению проекта по созданию системы ЦТ на базе АЭС «Безнау». Реализация такого проекта позволяла решать национальные задачи по снижению объема импортируемого органического топлива (нефти) и улучшению экологической обстановки в стране.

В 1983 г. на основе публичного голосования эти восемь муниципалитетов стали акционерами новой теплоснабжающей организации Refuna AG и приступили к строительству одноименной системы ЦТ на базе АЭС «Безнау».

Объем инвестиций на создание системы ЦТ (магистральные и распределительные сети) составил в 1983 г. 100 млн франков, из них 40 млн франков пошло на строительство магистральных теплосетей и 60 млн франков – на строительство распределительных сетей (включая затраты на подключение домов и монтаж узлов учета тепловой энергии).

Каждая из восьми коммун в границах своей территории вела строительство распределительных тепловых сетей (от магистральных тепловых сетей до потребителей) и в дальнейшем вела их эксплуатацию. В 1985 г. было принято решение о расширении зоны действия системы ЦТ за счет строительства распределительных тепловых сетей в трех новых муниципалитетах. Таким образом, с 1985 г. теплоснабжающая компания Refuna стала осуществлять теплоснабжение 11 населенных пунктов (рис. 2).

В ходе планово-предупредительного ремонта (ППР) на АЭС «Безнау» летом 1983 г. на одной из двух конденсационных турбин ( $2 \times 190$  МВт) второго блока были проведены соответствующие работы по обеспечению возможности нерегулируемого отбора пара из нее (между ступенями высокого и низкого давления). В машинном зале был установлен кожухотрубный теплообменный аппарат для нагрева сетевой воды в системе ЦТ паром из отбора. Монтаж еще одного теплообменника на первом энергоблоке, который абсолютно идентичен второму блоку и имеет две конденсационные турбины такой же мощностью, был произведен в 1984 г.

Выполненная модернизация позволила производить отбор пара (температурой 122/128 °С и давлением 2,2/2,8 бар соответственно) от одной из двух турбин каждого энергоблока АЭС «Безнау». Данная схема позволяет обеспечивать бесперебойное теплоснабжение потребителей даже при проведении планового обследования одного из двух энергоблоков, которые с 1994 г. проводятся 1 раз в 1,5 года.

В случае возникновения неполадок на обоих энергоблоках одновременно, нагрузка «перебрасывается» на существующие пиково-резервные котельные на жидком органическом топливе, общей установленной мощностью 66 МВт (56,8 Гкал/ч), покрывающие до 80% тепловой нагрузки в пиковом режиме (по состоянию на 1998 г., такая ситуация случалась лишь однажды и длилась всего несколько часов).

В ноябре 1990 г. на блоке «Безнау-1» был смонтирован еще один теплообменник, более эффективный, в котором нагрев паром сетевой воды производился по двухступенчатой схеме, что позволяет снижать недовыработку электроэнергии на тепловом потреблении: на первой ступени идет нагрев сетевой воды паром из турбины низкого давления до температуры 85 °С, а во второй ступени она подогревается до температуры 125 °С паром из турбины высокого давления. Кроме этого, ввод этого теплообменника обеспечил возможность покрытия возрастающей общей тепловой нагрузки.

Нагретая в теплообменнике сетевая вода поступает в центральную насосную станцию (ЦНС). Отпуск тепла от атомной станции осуществляется по методу количественного регулирования. Температура в подающем трубопроводе зимой составляет около 125 °С, а летом – 80 °С. Температура в обратном трубопроводе – около 50 °С. В общей сложности в системе ЦТ работает 9 подкачивающих насосных станций для обеспечения необходимого перепада давлений у самых удаленных потребителей, расположенных на расстоянии до 12 км от АЭС «Безнау».

Несмотря на высокую надежность атомной станции, дополнительно обеспечивается защита теплоносителя в системе теплоснабжения от радиоактивных продуктов. Давление сетевого теплоносителя постоянно поддерживается выше давления греющей среды (пара), т.е. сетевая вода в системе ЦТ имеет давление 16 бар, в то время как пар, отбираемый из турбин, имеет давление не более 2,8 бар. Всего три специалиста компании Refuna постоянно обслуживают все магистральные тепловые сети, а также распределительные сети в трех самых малых коммунах. Восемь других муниципалитетов самостоятельно эксплуатируют распределительные тепловые сети, находящиеся у них в собственности.

В случае возникновения каких-либо проблем в системе теплоснабжения, привлекаются соответствующие сторонние специалисты, включая сотрудников компании Refuna, оказывается инжиниринговая поддержка и помощь.

Сегодня общая протяженность магистральных и распределительных тепловых сетей около 137 км в двухтрубном исчислении условным диаметром 350÷20 мм. Магистральные теплопроводы составляют около 25% общей протяженности (более 35 км). Все трубопроводы тепловых сетей предизолированные пенополиуретаном (ППУ) с системой оперативного дистанционного контроля проложены бесканально (подземная прокладка), кроме участков тепловых сетей, которые имеют воздушную прокладку вдоль мостов при пересечении рек. Применяется два вида труб: стальные трубы в ППУ изоляции и гибкие трубы из нержавеющей стали в ППУ изоляции (типа «Касафлекс») одной из швейцарско-немецких фирм.

Тепловые потери в магистральных тепловых сетях составляют около 6%, в распределительных сетях – от 6 до 12%. Общие потери тепловой энергии при транспорте теплоносителя всей системы ЦТ составляют около 15%. Стоит отметить, что частные дома, в которых проживает одна или две семьи, составляют основную часть всех потребителей – около 75%, что обуславливает низкую плотность тепловой нагрузки по отдельным территориям.

Водяной объем всех тепловых сетей (системы ЦТ) составляет порядка 2500 м<sup>3</sup>. Нормативные утечки теплоносителя составляют от 1 до 1,5 м<sup>3</sup> в день (т.е. от 0,04 до 0,06%). В случае превышения величины утечки теплоносителя до 20-25 м<sup>3</sup> в день, сразу же принимаются необходимые меры по нахождению мест утечек, благодаря использованию различных методов (в частности, применяется тепловизионная диагностика).

Общее количество потребителей, по данным компании Refuna, составляет около 2600. Подключенная тепловая нагрузка от АЭС «Безнау» составляет около 80 МВт (68,8 Гкал/ч). Подключение потребителей тепловой энергии, идущей на нужды отопления и ГВС, производится по независимой схеме через индивидуальные тепловые пункты (ИТП).

Только один промышленный потребитель был подключен по зависимой схеме, система отопления которого также как и система ЦТ работает под давлением 16 атм. При подключении нового потребителя с него взимается соответствующая плата, а также плата за реконструкцию существующей системы отопления в доме, если это не новое здание и оно ранее было подключено от другого источника и по другой схеме.

Другие жители коммун, не подключенные к системе ЦТ от АЭС «Безнау», получают тепловую энергию, как правило, от котельных на органическом виде топлива или за счет установленных тепловых насосов. Стоит отметить, что в Швейцарии малые и средние ГЭС в количестве 1300 шт. ежегодно вырабатывают около 56% всей электроэнергии, что способствует широкому использованию тепловых насосов.

Тариф на тепловую энергию является двухставочным: переменная (за количество потребленной тепловой энергии) и постоянная (за подключенную нагрузку) ставки. Для потребителей, «запитанных» от системы ЦТ, тариф не менялся уже долгие годы и сегодня составляет в среднем 0,08 франков за 1 кВт·ч (2830 руб./Гкал). Стоимость же тепловой энергии, получаемой потребителями от котельных на органическом виде топлива, в период с 1997 г по 2011 г. возросла в среднем с 0,05 до 0,09 франков за 1 кВт·ч (с 1770 до 3160 руб./Гкал). Стоимость тепловой энергии, полученной в тепловом насосе, в среднем сегодня составляет 0,05 франков за 1 кВт·ч (1770 руб./Гкал). Все тарифы указаны без учета инвестиционной составляющей и различных издержек со стороны компаний-поставщиков энергии.

Утилизация части сбросного тепла АЭС «Безнау» (около 100 тыс. МВт·ч/год или 86 тыс. Гкал/год), которое традиционно сбрасывалось в р. Аарэ, позволяет ежегодно экономить до 20 тыс. т жидкого топлива за счет полезного использования тепла от атомной станции, что в пересчете на годовой объем выбросов вредных газов составляет: 50 тыс. т CO<sub>2</sub>, 100 т SO<sub>2</sub> и 50 т NO<sub>x</sub>. Помимо улучшения экологической обстановки в стране решается и такая важная национальная задача, как снижение объемов сжигания импортируемого органического топлива.

В течение 2010 г. велась работа по определению дальнейшей судьбы ряда АЭС в Швейцарии. Так, проведенный в начале 2010 г. по заказу Swissnuclear (ядерное подразделение организации сетевых компаний Swisselectric) телефонный опрос общественного мнения показал, что 54,6% респондентов выступили за строительство новых АЭС взамен старых.

Опрос продемонстрировал также, что, как и в прошлые годы, абсолютное большинство (82,4%) считает швейцарские объекты использования атомной энергии безопасными.

Если говорить об АЭС «Безнау», то в ее отношении первоначально рассматривался вариант продления рабочего ресурса атомной станции еще на 20 лет, что потребовало бы от руководства станции вложений в объеме 850 млн долл. США (примерно такая же сумма была потрачена на модернизацию этой АЭС за ее 40-летний срок эксплуатации).

В ноябре 2010 г. Федеральная инспекция по ядерной безопасности Швейцарии ENSI дала Министерству энергетики страны положительное заключение на строительство трех новых АЭС на месте старых в Нидерамте (вместо Гёзгена), Безнау и Мюлеберге. В заявках речь идет о строительстве современных реакторов мощностью от 1100 до 1600 МВт с использованием гибридных охлаждающих систем, способствующих снижению водопотребления. Они придут на смену двум реакторам мощностью 365 МВт в Безнау, одному реактору мощностью 985 МВт в Гёзгене, а также реактору мощностью 372 МВт в Мюлеберге, которые предполагается вывести из эксплуатации в 2019-2029 гг. (АЭС в Лайбштадте мощностью 1165 МВт планируется к выводу из эксплуатации в 2034 г.).

Ввод новых атомных энергомошностей является частью энергетической политики Швейцарии, принятой правительством в 2007 г. с целью избежать предполагаемого дефицита энергии к 2020 г. с закрытием старых реакторов и окончанием срока действия соглашения с Францией об импорте электроэнергии.

Атомная энергетика занимает доминирующее положение в производстве электрической энергии в Словакии. В стране работает две атомные станции с реакторами ВВЭР-440: АЭС «Богунце» (Bohunice) и АЭС «Моховце» (Mochovce).

При присоединении к Евросоюзу Словацкой республике пришлось заплатить высокую цену: в соответствии с соответствующим соглашением 31 декабря 2006 г. был остановлен энергоблок № 1, а 31 декабря 2008 г. – энергоблок № 2 первой очереди АЭС («Богунце-V1»), которые в общей сложности вырабатывали около 20% всей электроэнергии в стране; не смотря на то, что на этих блоках в разное время было сделано более 1000 технических модификаций, что позволило довести в 2000 г. уровень их безопасности до «международно-приемлемого». В результате вывода из эксплуатации двух блоков ВВЭР-440 Словакия превратилась из экспортера электроэнергии в импортера.

Из двух атомных станций только с энергоблоков второй очереди АЭС «Богунце» утилизируется тепловая энергия, идущая на нужды теплоснабжения нескольких городов. Атомная станция «Богунце» расположена на расстоянии 2,5 км от населенного пункта Ясловске-Богунце (находящийся в регионе Трнава – Западная Словакия).

В 1983 г. началось строительство системы ЦТ от второй очереди АЭС «Богунце» (ввод блоков № 3 и № 4 второй очереди состоялся в 1984 г. и 1985 г.) для обеспечения теплоснабжения потребителей г. Трнава

(Трнава), численностью около 68,6 тыс. чел., которая была запущена в эксплуатацию в декабре 1987 г. Расстояние от АЭС «Богунце» до г. Трнава, судя по карте, составляет около 16 км.

Нагрев сетевой воды осуществляется на теплообменной станции мощностью 240 МВт (206 Гкал/ч), расположенной на АЭС «Богунце», паром из нерегулируемых отборов турбин. В отопительный сезон нагрев сетевой воды производится на теплообменной станции от 70 (на входе) до 130 °С (на выходе). Подключение потребителей к системе ЦТ производится по независимой схеме. Циркуляция теплоносителя в транзитных магистральных тепловых сетях (2Ду700 мм) обеспечивается тремя насосами номинальной производительностью 1200 т/ч каждый, изменение величины расхода в диапазоне 600÷1200 т/ч производится за счет регулирования числа оборотов двигателей насосов от 600 до 1450 об./мин.

В 1997 г. от действующей системы ЦТ на базе АЭС «Богунце» были «запитаны» по теплу еще два города: Леополдов (Leopoldov) и Глоговец (Hlohovec) за счет строительства новых ответвлений тепловых сетей (судя по карте, протяженностью около 10-15 км). В 1987 г. отпуск тепловой энергии со станции составлял всего 12 тыс. Гкал, а в 2004 г. он уже был на уровне 364,5 тыс. Гкал.

На рынке теплоснабжения г. Трнава доля тепловой энергии от АЭС «Богунце» составляет 60%. Для потребителей стоимость тепловой энергии от АЭС «Богунце» ниже стоимости тепла от традиционных источников тепла (на органических видах топлива).

С остановкой первой очереди АЭС «Богунце» страна стала импортером электроэнергии. Производство атомной энергии возрастет по завершении работ по запуску третьего и четвертого реакторов ВВЭР-440 на АЭС «Моховце», однако они будут запущены не ранее 2012 и 2013 гг. соответственно. Известно, что энергоблоки второй очереди АЭС «Богунце» останутся в работе минимум до 2015 г., в 2009 г. было принято решение о строительстве нового энергоблока «Богунце-5».

На Украине действуют четыре АЭС с 15 энергоблоками (все типа ВВЭР). Запорожская АЭС (рис. 5) с шестью энергоблоками ВВЭР-1000 является крупнейшей в Европе. Строительство первой очереди Запорожской АЭС (ЗАЭС) из четырех блоков началось в 1980 г., они были введены в работу в период с 1984 по 1987 гг. В 1988 г. был предложен проект расширения станции (вторая очередь), предусматривающий строительство еще двух энергоблоков с аналогичными реакторами. Пятый блок был введен в работу в 1989 г. .

Под давлением общественности в августе 1990 г. Верховный Совет Украины принял постановление о моратории на строительство новых атомных станций на Украине, поэтому строительство шестого энергоблока, готового на 90%, также было приостановлено. Однако имеющийся дефицит электроэнергии заставил общественность изменить свое мнение относительно атомных станций. В 1993 г. после отмены моратория было продолжено строительство шестого энергоблока. В 1995 г. блок № 6 был введен в эксплуатацию. По состоянию на 2009 г., вклад атомной энергетики составлял 48% от общего производства электроэнергии в стране.

В 2006 г. специалистами ОАО «ДнепрВНИПИэнергопром» (г. Днепропетровск, Украина) была выполнена предпроектная проработка обеспечения теплоснабжения от ЗАЭС правобережной части г. Запорожье (а именно Хортицкого и Ленинского районов Запорожья, общей численностью 265 тыс. чел.). Проектом предусматривается строительство тепловой подстанции для нагрева сетевой воды паром из нерегулируемых отборов турбин, основного магистрального теплопровода протяженностью около 55 км диаметром 2Ду900 мм и двух насосных подстанций, а также создание всей необходимой основной и вспомогательной технологической инфраструктуры. По пути транспорта тепловой энергии от ЗАЭС до города по планируемому маршруту имеется один проблемный участок протяженностью 4 км, идущий через Каховское водохранилище, где тепловые сети необходимо прокладывать в дюкере. Общая тепловая нагрузка от ЗАЭС может составить около 370 Гкал/ч. Подключение потребителей планируется производить по независимой схеме.

Сейчас теплоснабжение г. Запорожье обеспечивается за счет газовых котельных общей установленной мощностью около 1200 Гкал/ч. Стоимость природного газа в период с 2005 по 2009 гг. возросла в 4 раза. Действующий сегодня тариф на тепловую энергию для населения г. Запорожья составляет около 240 гривен за 1 Гкал (около 890 руб./Гкал), тариф на тепло от ЗАЭС (для потребителей г. Энергодар, который является городом-спутником ЗАЭС) установлен на уровне 45 гривен за 1 Гкал (около 165 руб./Гкал).

При реализации проекта по теплоснабжению правобережной части г. Запорожье от ЗАЭС планируется перевод расположенных там котельных в пиково-резервных режим. По мнению специалистов ОАО «ДнепрВНИПИэнергопром», внедрение проекта позволит решить ряд важнейших социально-экономических, экологических и энерготехнологических проблем для г. Запорожье:

- перейти на более дешевый источник тепловой энергии;

- уменьшить потребление природного газа теплоснабжающими предприятиями на 300-320 млн м<sup>3</sup> в год (или на 37% от общего объема потребления газа);
- повысить надежность, качество и бесперебойность работы систем теплоснабжения (т.е. повысить энергетическую безопасность региона);
- уменьшить объем вредных выбросов в атмосферу.

Одно из главных преимуществ проекта – возможность сдерживать рост тарифов на тепловую энергию для потребителей.

Ориентировочная стоимость проекта составляет около 2 млрд гривен (7,4 млрд руб.). Срок окупаемости составит всего несколько лет с учетом динамики роста цен на природный газ.

Европейский банк реконструкции и развития профинансировал подготовку упрощенного ТЭО данного проекта, которая сейчас выполняется одной из чешских фирм.

В Финляндии сегодня в эксплуатации находится две атомные станции, каждая из которых имеет по два реактора: АЭС «Ловииса» (Loviisa) и АЭС «Олкилуото» (Olkiluoto), кроме того, в стране действует один исследовательский реактор. В феврале 2005 г. было получено заключительное разрешение на строительство пятого промышленного реактора, которое сейчас ведется на АЭС «Олкилуото». В 2009 г. доля электроэнергии, произведенной на атомных станциях Финляндии, составила 33,1% общего потребления электрической энергии в стране.

АЭС «Ловииса» (рис. 6) находится на острове Хястхолмен (Hästholmen) в 15 км юго-восточнее г. Ловииса. На станции два энергоблока на базе реактора ВВЭР-440, которые начали свою работу в 1977 г. и 1980 г. соответственно (основное оборудование для станции поставлялось из бывшего СССР). В результате проведенной реконструкции в период с 1997 по 2002 гг. электрическая мощность каждого реактора была увеличена с 440 до 488 МВт. С 1998 г. АЭС «Ловииса» принадлежит финскому энергетическому концерну Fortum (который, в частности, владеет 94% акций ОАО «Фортум» и 25% акций ОАО «ТГК-1» в России).

В 2006 г. компания Fortum подала заявку в Госсовет Финляндии на продление срока эксплуатации блоков станции на 20 лет. В начале 2009 г. концерн Fortum подал заявку в кабинет министров Финляндии на получение разрешения на строительство третьего блока на АЭС «Ловииса».

При этом проектом предусматривается утилизация тепловой энергии от планируемого блока и ее передача на нужды теплоснабжения территории большого Хельсинки. Забегая вперед, скажем, что весной 2010 г. Правительство Финляндии отклонило заявку компании Fortum на строительство третьего блока на АЭС «Ловииса», но этот проект в данном контексте интересен нам с точки зрения дальнего транспорта тепла от атомной станции до большого Хельсинки, особенности которого рассмотрены ниже.

Большой Хельсинки состоит из трех частей: собственно г. Хельсинки (населением около 500 тыс. чел.), г. Эспоо (300 тыс. чел.) и г. Вантаа (200 тыс. чел.), теплоснабжение которых осуществляется тремя разными компаниями (см. также статью В.И. Закржевского, В.С. Чекалина «Опыт Финляндии в сфере теплоснабжения», журнал НТ, № 3, 2005 г. – *прим. авт.*). Базовыми источниками теплоснабжения большого Хельсинки являются газовые и угольные ТЭЦ, ежегодные атмосферные выбросы которых составляют около 5-7 млн т CO<sub>2</sub>. Пиково-резервные котельные используются для покрытия пиковых тепловых нагрузок, а также «подхватывают» нагрузку ТЭЦ в случае их останова (во время проведения ППР на ТЭЦ). В большом Хельсинки действует три отдельных системы ЦТ, контуры которых разделены теплообменниками.

Тепловые сети закольцованы между собой. Размер тепловой нагрузки большого Хельсинки в зависимости от времени года и потребления меняется от 400 МВт (344 Гкал/ч) в летний период до 3500 МВт (3010 Гкал/ч) в пике потребления зимой. В среднем ежегодное потребление тепловой энергии всего большого Хельсинки составляет около 11-12 ТВт·ч (9,5-10,3 млн Гкал), при этом за счет тепловой нагрузки не более 1000 МВт (860 Гкал/ч) покрывается до 60% годовой потребности в тепле большого Хельсинки. Система теплоснабжения непосредственно г. Хельсинки, составляющая более 90% доли рынка тепла в городе, самая большая их трех систем ЦТ всего большого Хельсинки. Общая протяженность тепловых сетей в г. Хельсинки около 1200 км (ежегодно вводится в эксплуатацию более 20 км новых трубопроводов теплосетей).

В г. Хельсинки общая установленная электрическая мощность составляет 1150 МВт, а тепловая – 3600 МВт, в городе находится три ТЭЦ, которые обеспечивают большую часть базовой нагрузки всего большого Хельсинки. От одной из трех ТЭЦ (Vuosaari) подача тепловой энергии в центр г. Хельсинки обеспечивается через тепловую сеть, проложенную в тоннеле протяженностью около 30 км, который является самым длинным во всей Европе.

В г. Эспоо общая установленная электрическая мощность – 360 МВт, тепловая мощность – 1300 МВт; в г. Вантаа общая установленная электрическая мощность составляет около 200 МВт, а тепловая мощность – 1000 МВт.

Проект «Теплоснабжение большого Хельсинки от АЭС «Ловииса». Атомная станция «Ловииса» находится в 75 км восточнее большого Хельсинки. Проектом строительства третьего энергоблока на станции предусмотрена работа турбин в комбинированном режиме по производству тепло- и электроэнергии; тепловая мощность составит около 1000 МВт (860 Гкал/ч), при этом потери по электрической мощности на тепловом потреблении будут около 160-180 МВт.

Идея дальнего транспорта тепловой энергии от АЭС «Ловииса» на территорию большого Хельсинки не нова. Такая возможность исследовалась при пуске обоих блоков атомной станции, но в то время это решение практически было нереализуемо (с точки зрения имеющихся технологий и экономической эффективности проекта). Сегодняшние реалии и возможности позволяют реализовывать такого рода проект.

Для передачи тепловой нагрузки требуется строительство протяженных транзитных тепловых сетей. Рассматривается два варианта: строительство трубопроводов длиной 85 и 100 км от теплообменной станции на АЭС до локальной теплообменной станции (в г. Хельсинки).

Первый вариант более является более сложным в плане технической реализации, но при этом расстояние между АЭС и г. Хельсинки сокращается на 15 км. Диаметр транзитных тепловых сетей в обоих случаях составляет Ду1200 мм. Проектом предусматривается строительство нескольких подкачивающих насосных станций в количестве от 4 до 7 шт., общей мощностью 40-50 МВт. Для повышения надежности предусмотрено 100% количественное резервирование мощности насосов на подкачивающих станциях.

Нагрев сетевой воды должен производиться паром из отборов турбины. Предусмотрено количественное регулирование: в подающем трубопроводе – 120 °С, в обратном трубопроводе – 60 °С. Для подключения транзитных трубопроводов от АЭС к системе ЦТ г. Хельсинки требуется установка теплообменных аппаратов и мощного бака аккумулятора тепловой энергии для кратковременного хранения тепла.

Таким образом, передача тепловой энергии от АЭС «Ловииса» производится по магистральным транзитным теплопроводам протяженностью от 85 до 100 км (в зависимости от маршрута следования) до теплообменной станции в г. Хельсинки, от которой тепло уже

передается в систему ЦТ города и может соответственно передаваться в системы ЦТ г. Эспоо и г. Вантаа. При этом передача тепловой энергии от АЭС позволит «заместить» часть тепловой нагрузки наименее эффективных ТЭЦ, что приведет к ежегодному снижению выбросов парниковых газов в объеме 4 млн т CO<sub>2</sub>.

Специалисты компании Fortum признают, что реализация такого проекта (по транспорту тепловой энергии от АЭС) возможна только при сотрудничестве со всеми теплоснабжающими организациями Большого Хельсинки (с учетом политической воли). Реализация данного проекта должна быть, в первую очередь, экономически привлекательна для всех сторон.

Независимое изучение проекта, проведенное консалтинговой фирмой Pöyry Management Consulting, показало, что теплоснабжение на базе третьего блока АЭС «Ловииса» (причем, именно с точки зрения передачи больших тепловых мощностей) является более экономичным и экологически чистым способом для большого Хельсинки. Не смотря на это, в апреле 2010 г. Правительство Финляндии отклонило заявку компании Fortum по строительству третьего энергоблока АЭС «Ловииса», что соответственно является барьером на пути организации дальнего транспорта тепла от атомной станции. Но компания Fortum не собирается останавливаться, и уверена, что рано или поздно данный масштабный проект будет реализован.

к лекции № 6

1. насколько производство мусора людьми в разных странах связано с материальным уровнем?
2. в каких странах наиболее сильно и успешно развивается переработка ТБО с выработкой энергии?
3. какие принципы и системы очистки дымовых газов применяются при сжигании ТБО?

к лекции № 3

1. какими важными факторами определяется надежность существующих ТЭЦ в системе теплоснабжения?
2. какие ключевые особенности современных систем теплоснабжения в небольших поселениях в Северной части РФ?

к лекции № 8

1. Каковы цели и задачи теплоснабжения в соответствии с Российским законодательством:
2. Какие технические новации введены в действие Законодательством о теплоснабжении как обязательные?
3. Каким образом определяются и утверждаются тарифы на тепловую энергию?

к лекции № 10

1. Каковы ключевые особенности и изменения в системах теплоснабжения на стороне потребителей?
2. Каковы ключевые особенности и изменения в системах теплоснабжения на стороне энергоисточников?
3. Каковы основные принципы нового энергетического уклада в системах теплоэнергоснабжения городов?