

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ ДАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ НОВЫХ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ

Б.В.Яковлев, профессор, зав. сектором
Г.А.Бондаренко, Ю.Б.Яковлев, инженеры РУП
“БелНИПИэнергопром”

В.А.Бородуля, чл.-кор., зав. лабораторией
ГНУ ИТМО им. А.В.Лыкова НАНБ

Н.Г.Хутская, доцент БНТУ

ВВЕДЕНИЕ

Принципы формирования инфраструктуры крупных городов и экологические факторы мотивируют применение систем централизованного теплоснабжения с крупными удалёнными источниками энергии (ТЭЦ, АТЭЦ, АСТ), что видно на примере многих городов, в том числе Минска, Гомеля, Гродно. Однако использование при этом традиционного водяного теплоносителя, даже высокотемпературного, сопряжено со значительными затратами на транспорт теплоты ввиду большой материалоемкости, капиталоемкости и энергоёмкости тепловых сетей. Например, капитальные затраты в тепловые сети, связывающие Минскую АТЭЦ электрической мощностью 2000 МВт и тепловой 2000 Гкал/ч с Минском (4 теплопровода диаметром по 1400 мм и длиной почти 40 км), которую планировалось ввести в 90-х гг. (строительство прекращено после аварии на ЧАЭС, а на этом месте сооружается Минская ТЭЦ-5), составляли почти половину стоимости АТЭЦ.

Водяные тепловые сети традиционной конструкции характеризуются недостаточной надёжностью, долговечностью и экономичностью: у них значительные потери теплоты (и теплоносителя) при транспорте (10–15%) и расход электроэнергии на перекачку теплоносителя (25–30 кВт·ч/Гкал). Они требуют немалых постоянных затрат на обслуживание и ремонт.

В этом отношении предпочтительны сети, по которым транспортируется газообразный энергоноситель (например, природный газ), обладающие одновременно гораздо большей энергопропускной способностью при одинаковых с водяными сетями диаметрах трубопроводов.

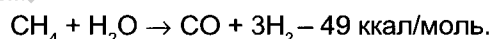
Исследования тенденций развития теплоснабжения крупных городов показывают, что основным направлением повышения эффективности топливоиспользования останется централизация теплоснабжения с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии [1, 2]. При этом следует ожидать, что возможности повышения эко-

номичности традиционных технологий производства и транспорта теплоты в скором будущем будут исчерпаны. Поэтому необходимо обеспечить научно-технический задел по освоению выявленных к настоящему времени принципиально новых способов производства и транспорта теплоты, что позволит приступить в дальнейшем к их промышленному освоению.

Одной из перспективных представляется система транспорта теплоты в химически связанном состоянии, основанная на процессах паровой каталитической конверсии метана (эндотермическая реакция) и его синтеза из окислов углерода и водорода (экзотермическая реакция) [1, 3], технико-экономические аспекты которой рассматриваются в данной статье.

ФИЗИЧЕСКАЯ И ТЕХНИЧЕСКАЯ ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ

Обратимая химическая реакция паровой каталитической конверсии метана описывается уравнением



Процесс паровой каталитической конверсии метана широко используется в химической промышленности как основное звено технологического цикла получения аммиака, метанола, высших спиртов и др.

Вопросы использования тепловой энергии атомных станций в замкнутом цикле химической реакции и дальнего транспорта теплоты рассмотрены в ряде зарубежных и отечественных работ. Например, высокотемпературный ядерный реактор, разработанный в Германии в рамках проекта NFE (ядерное транспортируемое тепло), рассчитан на мощность 3000 МВт (тепловых), из которых 1770 МВт (59%) передаётся на расстояние 70 км в виде химически связанной энергии смеси ($\text{CO} + 3\text{H}_2$), 235 МВт (8%) идут на выработку электроэнергии. Схема цикла, получившего название Адам-Ева, представлена на рис. 1.

Газовый теплоноситель (гелий) с температурой 950°C поступает из реактора 1 в трубную печь 2, где нагревает метан и водяной пар до 800°C. Происходит конверсия метана. Полученная смесь газов ($\text{CO} + 3\text{H}_2$) быстро охлаждается в теплообменниках 3 до температуры порядка 30°C, отдавая теплоту воде и генерируя пар для турбины. Охлаждённая смесь поступает в газопровод для по-

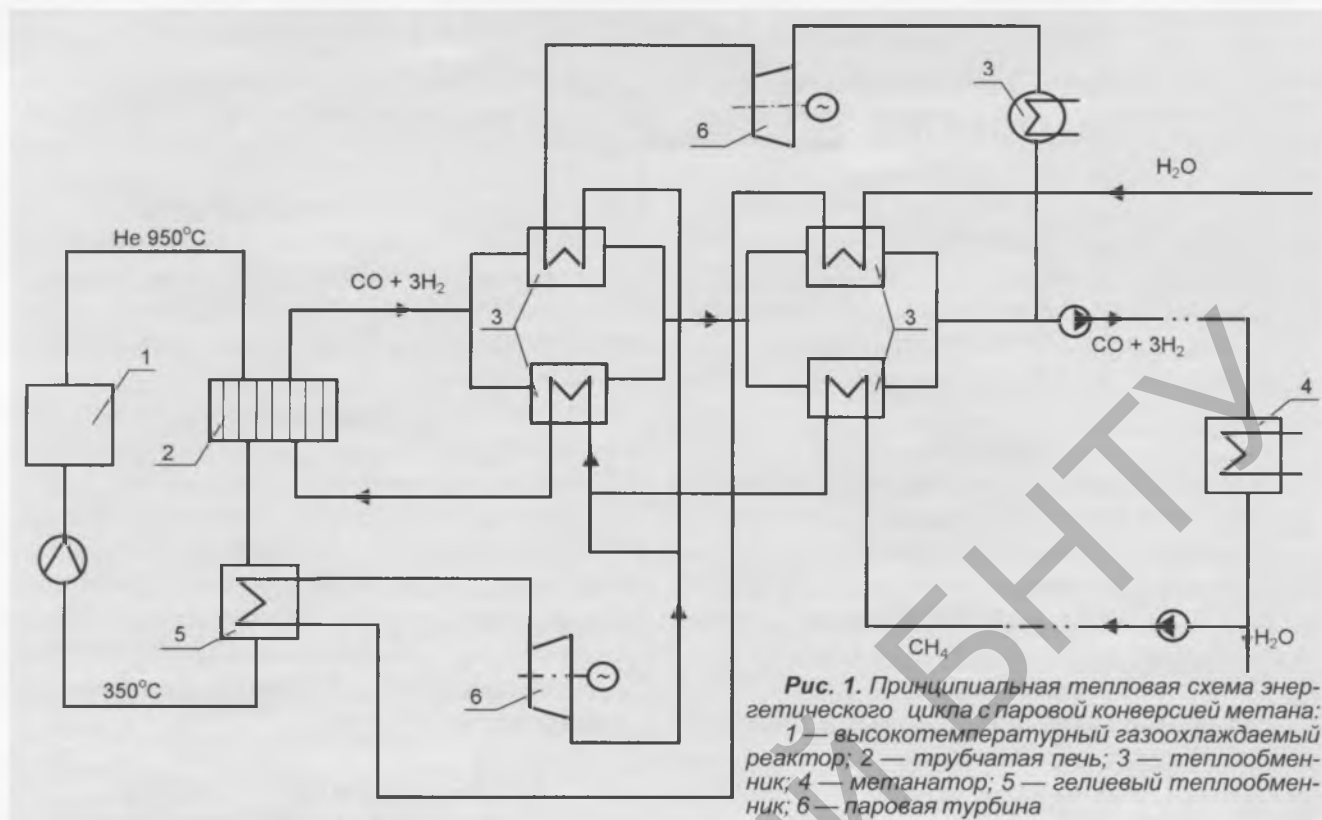


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема энергетического цикла с паровой конверсией метана: 1 — высокотемпературный газоохлаждаемый реактор; 2 — трубчатая печь; 3 — теплообменник; 4 — метанатор; 5 — гелиевый теплообменник; 6 — паровая турбина

дачи её в метанатор 4. Гелий, выйдя из трубчатой печи, проходит теплообменник 5, охлаждаясь до 350°C и генерируя водяной пар, поступающий на турбину 6. Газовая смесь (CO + 3H₂) в метанаторе, расположенном вблизи потребителя, подвергается каталитической экзотермической реакции. Параметры реакции: давление — 3,0 МПа, температура — 350°C. При этом выделяется 2700 ккал/м³ CH₄. Вновь образовавшийся метан и водяной пар после разделения либо возвращаются в контур, либо направляются к потребителям. Целесообразность того или иного варианта определяется конкретной технико-экономической ситуацией.

Таким образом, технологическая схема разделяется на три части:

- теплогенерирующую, включающую высокотемпературный газовый реактор, устройство для конверсии метана (трубчатую печь), высокотемпературные теплообменники и паровые турбины;
- транспортную — газопровод для транспорта газовой смеси (CO + 3H₂);
- метанаторы, в которых происходит реакция рекомбинации с выделением теплоты.

В метанаторе в зависимости от нужд потребителя можно получить теплоту при температуре 450–550°C, так что от этого источника может работать энергетическая установка либо отпускаться значительное количество горячей воды при температуре 130–160°C для теплоснабжения потребителей.

Использование теплоты высокотемпературных реакторов в описанном процессе связано с решением ряда технических проблем, в частности с созданием и отработкой надёжных ядерных реакторов с температурой теплоносителя на выходе не менее 900°C, а также надёжных технических средств для передачи теплоты из активной зоны ядерного реактора в рабочий объём технологических аппаратов.

За рубежом накоплен многолетний опыт успешной эксплуатации экспериментальных высокотемпературных газовых реакторов типа HTGR, в том числе АЭС с реактором AVR, обеспечивающим температуру теплоносителя на выходе 950°C. Выполнены разработки промышленных реакторов HTGR для получения технологической теплоты с температурой теплоносителя на выходе из реактора 950°C и более. В ИАЭ им. И.В.Курчатова разработаны варианты возможного развития атомной энергетики, где технической основой должны стать, наряду с бридерами, высокотемпературные гелиевые реакторы. В НИКИЭТ прорабатывались аналогичного типа реакторы для технологических процессов в химии и металлургии.

Используемые в аммиачном производстве реакционные трубы имеют ресурс работы до 105 часов при температуре 850–980°C и давлении до 4 МПа и могут служить инженерной основой для создания новых трубчатых печей, получающих теплоту от ядерного реактора.

Таблица 1. Технические характеристики транспорта теплоты в виде смеси газов ($\text{CO} + 3\text{H}_2$) и воды

Наименование	Размерность	Величина тепловой нагрузки, Гкал/ч					
		1000	2000	3000	4000	5000	9000
Расход транспортируемой газовой смеси ($\text{CO} + 3\text{H}_2$), в том числе:							
CH_4	нм ³ /ч	$1,48 \cdot 10^6$	$2,96 \cdot 10^6$	$4,44 \cdot 10^6$	$5,92 \cdot 10^6$	$7,4 \cdot 10^6$	$13,2 \cdot 10^6$
H_2O	нм ³ /ч	$3,70 \cdot 10^5$	$7,40 \cdot 10^5$	$1,10 \cdot 10^6$	$1,48 \cdot 10^6$	$1,85 \cdot 10^6$	$3,30 \cdot 10^6$
	т/ч	297	594	891	1190	1487	2650
Расчётный диаметр газопровода смеси ($\text{CO} + 3\text{H}_2$)	мм	750	1000	1120	1250	1400	2×1400
Диаметр обратного газопровода (CH_4)	мм	500	600	700	800	900	1000
Диаметр водовода (для перекачки того же количества воды)	мм	230	325	400	460	520	700
Расход теплоносителя воды (водяная система)	т/ч	10000	20000	30000	40000	50000	90000
Количество труб (прямых и обратных) и диаметр трубопровода	шт. x мм	1×1200	2×1200	3×1200	4×1200	5×1200	5×1400

Процессы метанизации также освоены в химической промышленности. Однако в рассматриваемой энерготехнологии блок теплоиспользующего устройства требует специальной разработки. Соответствующие экспериментальные работы выполнены в ГИАП. Но даже при успешном решении отмеченных научно-технических проблем возможного применения паровой конверсии метана в системах дальнего энергоснабжения, транспорт больших количеств газовой смеси от трубчатой печи к метанаторам может оказать существенное влияние на технико-экономическую эффективность такой системы, что рассматривается ниже.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ХЕМОТЕРМИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

С целью определения технико-экономических показателей транспорта газовой смеси предварительно были рассчитаны необходимые диаметры газопроводов для различных тепловых нагрузок. Расчётное давление в газопроводе принималось 7 МПа, что соответствует рабочему давлению в магистральных газопроводах.

Результаты расчёта в сравнении с традиционными тепловыми сетями представлены в табл. 1.

Оценочные расчёты экономичности рассматриваемой технологии производства и транспорта теплоты выполнены с применением методических положений [1] при ставке дисконтирования 0,12 и общих эксплуатационных издержках в размере 10% от капзатрат.

Сравнительная оценка удельных капиталовложений в АЭС с реакторами HTGR и αWR ($N_{\text{эл}} = 1000$ МВт), сделанная в США, показала, что они примерно на

20% выше, чем капиталовложения в АЭС с реакторами типа αWR . При этом удельные затраты на реакторную установку АЭС с HTGR на 60–70% превышают соответствующие затраты в АЭС с αWR . Предварительные оценки, проведённые в бывшем СССР, показали, что внедрение высокотемпературных ядерных реакторов в промышленную технологию может сопровождаться положительным экономическим эффектом, если удельные капиталовложения в них не будут превышать таковые в энергетические реакторы АЭС более чем в 1,5–2,0 раза.

Удельные капиталовложения в химическую часть технологической схемы (трубчатые печи, метанаторы и т.п.) были приняты по данным для производства аммиака. При никелевых катализаторах капиталовложения в оборудование для CH_4 и метанизации составляют примерно 0,33 USD/нм³ CH_4 , т.е. незначительную часть общих капиталовложений, и в ориентировочных расчётах могут не учитываться. Капиталовложения в газопроводы и водовод приняты по проектным нормативам.

Для каждого значения тепловой нагрузки рассмотрены два варианта схем транспорта теплоты (рис. 2).

Первый вариант (рис. 2а). Система замкнута по газу. После экзотермической реакции в метанаторе метан возвращается в контур источника энергии, а отделённая вода используется потребителями. Альтернативой этому является теплоснабжение от АТЭЦ с традиционным транспортом теплоты в виде горячей воды и независимый транспорт воды для технического водоснабжения.

Второй вариант (рис. 2б). Полученные в метанаторе газ и вода направляются соответствующим потребителям. Альтернативой этому является теп-

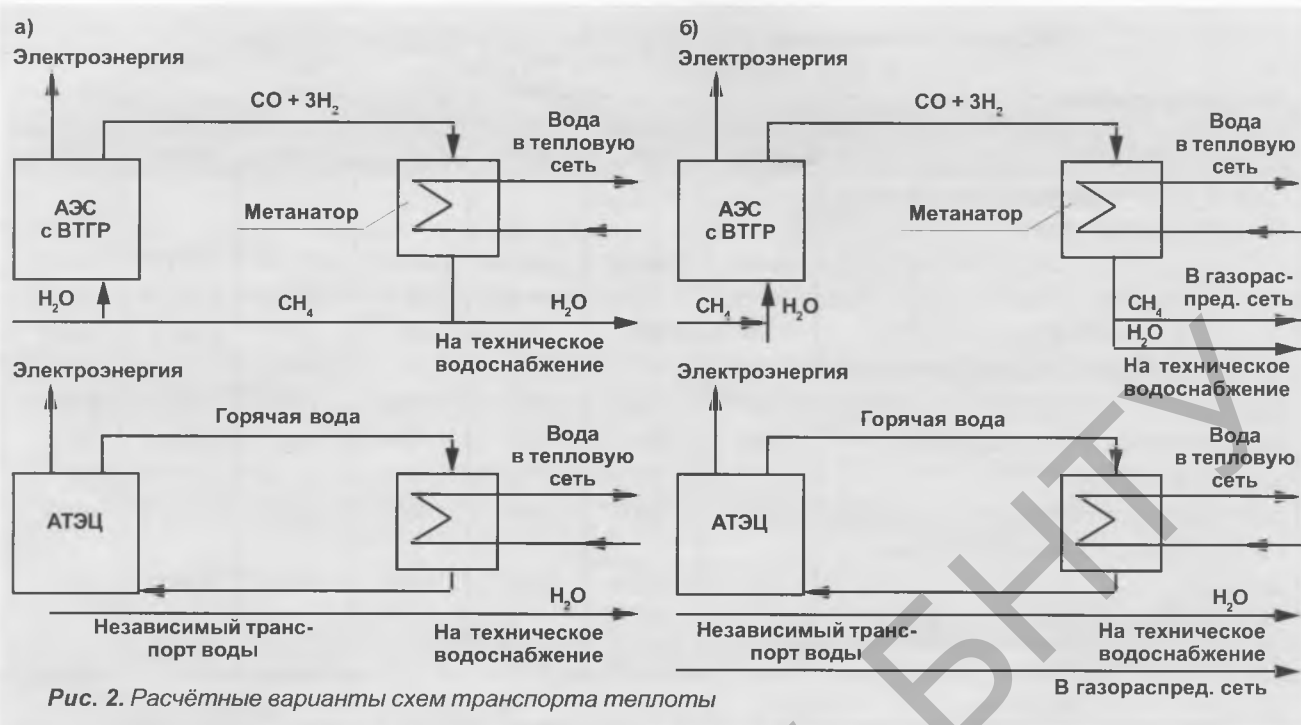


Рис. 2. Расчётные варианты схем транспорта теплоты

лоснабжение от АТЭЦ и независимые транспорт воды и газа.

Расчётные затраты в транспорт теплоносителя в виде горячей воды и газовой смеси (CO + 3H₂) представлены в табл. 2 и на рис. 3. Как видно, удельные расчётные затраты (на 1 км в год) в транспорт газовой смеси, например для тепловой нагрузки в 9000 Гкал/ч, примерно в 20 раз меньше величины расчётных затрат в транспорт горячей воды.

В табл. 3 даны сравнительные данные капиталовложений в сооружение АТЭЦ с реакторами

ВВЭР и АЭС с реакторами ВТГР. Эти оценки сугубо ориентировочные ввиду отсутствия достаточного опыта строительства и эксплуатации промышленных атомных станций с реакторами ВТГР, т.е. неопределённости технических характеристик и экономических показателей таких станций.

Допустимая величина капиталовложений в станции с реакторами типа ВТГР определяется отличительными особенностями хемотермической системы теплоснабжения:

- прежде всего, возможностью передачи теплоты практически на любые расстояния. По на-

Таблица 2. Расчётные затраты на трубопроводный транспорт теплоты, воды и газа, тыс. USD/км·год

Вид затрат	Тепловая нагрузка станции, Гкал/ч					
	1000	2000	3000	4000	5000	9000
1-й вариант						
Газопровод газовой смеси (CO + 3H ₂)	33,1	49,7	60,0	72,5	84,9	151,1
Газопровод CH ₄ (обратный)	8,9	11,0	13,8	16,0	18,4	36,9
Суммарные затраты П. 1 и П. 2	42,02	60,65	73,90	88,39	103,29	187,96
Традиционный водяной теплопровод	426,4	852,8	1279,3	1705,7	2132,1	3519
Водовод	66,2	70,4	74,5	95,2	95,2	103,5–124,2
Суммарные затраты в независимый транспорт П. 4 и П. 5	492,7	923,2	1353,8	1794,7	2227,3	3622,5–3643,2
2-й вариант						
Газопровод газовой смеси (CO+ 3H ₂)	33,1	49,7	60,0	72,5	84,9	151,1
Тепловые сети	426,4	852,8	1279,3	1705,7	2132,1	3519
Водовод	66,2	70,4	74,5	95,2	95,2	103,5–124,2
Газопровод CH ₄ (прямой)	8,9	11,0	13,8	16,0	18,4	36,9
Суммарные затраты в независимый транспорт П. 2, П. 3 и П. 4	501,3	934,2	1367,3	1816,9	2348,7	3659,4–3680,0

Таблица 3. Технико-экономические показатели систем теплоснабжения с АТЭЦ и АЭС с ВТГР

Наименование	Размерность	АТЭЦ с ВВЭР и трубопроводом горячей воды		АЭС с ВТГР и трубо- проводом газовой смеси ($\text{CO}+3\text{H}_2$) и CH_4	
Тепловая нагрузка	Гкал/ч	3600	9000	3044	9133
Количество блоков	шт.	2	5	2	6
Годовая выработка электроэнергии	млн. кВт·ч	11956	32184	3290	9810
Годовая выработка теплоты	тыс. Гкал	23060	42382	21303	63938
Годовая недовыработка:					
- теплоты	тыс. Гкал	—	20559	1752	—
- электроэнергии	млн. кВт·ч	—	—	8666	22374
Капвложения в энергоблоки	млн. USD	1157,2	2448,8	1366,2	3467,3
Капвложения в транспорт теплоты	млн. USD	217,4	776,3	15,5	33,1
Расчётные затраты в систему теплоснабжения	млн. USD/год	302,2	710,0	304,3	772,1
Затраты в производство замещающей энергии:					
- тепловой	млн. USD/год	—	296,0	25,3	—
- электрической	млн. USD/год	—	—	251,1	647,9
Затраты в водород	млн. USD/год	82,8	165,6	—	—
Расчётные затраты, приведённые к одинаковому эффекту	млн. USD/год	385,0	1376,6	579,6	1420,0

Примечание:

1. Число часов использования установленной мощности — 7000 ч/год.
2. Длина магистральных трубопроводов — 40 км.

шим ориентировочным оценкам, такая система теплоснабжения и производства электроэнергии будет экономически эффективней обычной системы с АТЭЦ при удалении атомных станций от по-

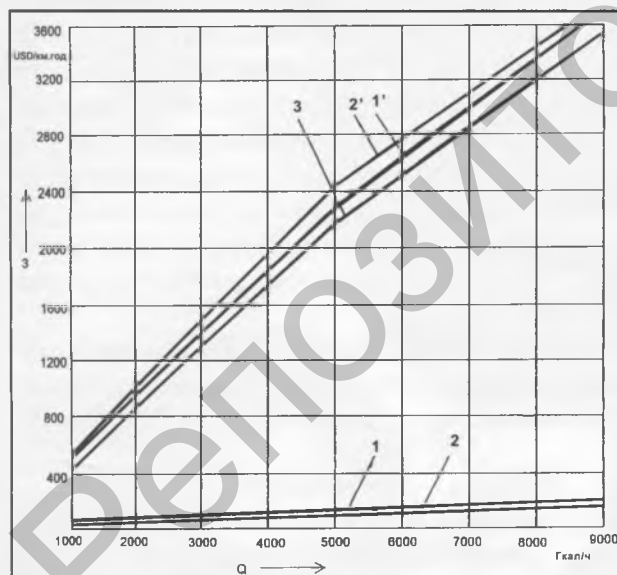


Рис. 3. Зависимость суммарных удельных расчётных затрат (3) транспорта газовой смеси ($\text{CO}+3\text{H}_2$), горячей воды и химически связанных компонентов (CH_4 и H_2O) от тепловой нагрузки (Q): 1 — суммарные расчётные затраты в газопровод газовой смеси и обратный газопровод; 1' — суммарные расчётные затраты в независимый транспорт теплоты и воды, включающий традиционный водяной теплопровод и водопровод; 2 — расчётные затраты в газопровод газовой смеси; 2' — расчётные затраты в независимый транспорт теплоты, воды и прямой газопровод; 3 — расчётные затраты в тепловые сети

требителей на расстояние 50–200 км в зависимости от величины тепловой нагрузки и капвложений в энергоблоки;

- независимостью места расположения станции от зон концентрации теплопотребителей;
- возможностью равномерной загрузки реактора независимо от режима теплопотребления.

Для двух нагрузок (3600 и 9000 Гкал/ч) дополнительно были выполнены расчёты по оценке влияния на дальность транспорта теплоты типа применяемого реактора и величины капиталовложений в них, которые варьировались в пределах от 1,2 до 2 от капиталовложений в энергоблоки АТЭЦ с реакторами ВВЭР (рис. 4).

Расчёты показали, что при нагрузке 3600 Гкал/ч зона конкурентоспособности АЭС с ВТГР лежит в пределах удаления от потребителя 50–120 км и зависит от капиталовложений в блоки с высокотемпературными газовыми реакторами. При нагрузке 9000 Гкал/ч АЭС с ВТГР становятся конкурентоспособными с АТЭЦ на больших расстояниях — 100–200 км.

Представленные оценочные экономические данные говорят об очевидном преимуществе водородосодержащих систем энергоснабжения по сравнению с традиционными.

Однако для практического внедрения рассмотренной системы теплоснабжения необходимо решение следующих научных и технических задач:

- всесторонних приближённых к реальным условиям технико-экономических и оптимизационных

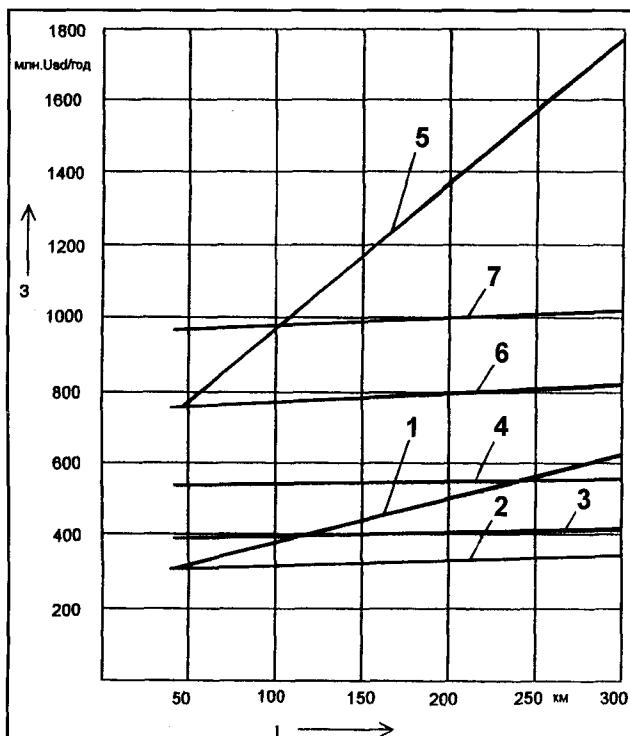


Рис. 4. Зависимость расчётных затрат (З) в системе теплоснабжения с АТЭЦ (реактор типа ВВЭР и транспорт теплоты в виде горячей воды) и АЭС (реактор типа ВТГР и транспорт теплоты в виде газовой смеси $CO + 3H_2$) от расстояния “энергоисточник—теплопотребитель” (L) и тепловой нагрузки: 1, 5 — система теплоснабжения с АТЭЦ соответственно в 3600 и 9000 Гкал/ч; 2, 3, 4 — при капвложениях в АЭС с ВТГР, составляющих соответственно 1,18, 1,5, 2,0 от капвложений в АТЭЦ 2300 Гкал/ч; 6, 7 — то же, что и 2, 3 для 9000 Гкал/ч

исследований схем и параметров оборудования энерготехнологической схемы;

- разработки технологических схем и оборудования атомной станции с высокотемпературным газовым реактором и паровой конверсией метана;
- разработки станций теплоснабжения на основе метанаторов;
- исследований по транспорту и хранению больших количеств водородосодержащих энергоносителей.

В 80-х гг. ВНИПИэнергопром совместно со специализированными организациями (НИКИЭТ, ГИАП) были проработаны возможности комбинированного энергоснабжения с применением хемотермических систем с ядерным энергоисточником [1], предусмотренных в Концепции по перспективному развитию теплоснабжения в СССР на базе новых энерготехнологий, в том числе в Беларуси. Применительно к Беларуси рассматривался ядерный конверсионный центр (ЯКЦ), располагаемый в 40 км от Минска (в зоне, где должна была вво-



Рис. 5. Предполагаемая в 1980-х гг. система дальнего транспорта теплоты в химически связанном виде от ЯКЦ в города Беларуси

даться АТЭЦ — ныне ТЭЦ-5) с разветвлённой системой связей дальнего транспорта теплоты в химически связанном виде для теплоснабжения ряда городов Беларуси (рис. 5) с перспективной тепловой нагрузкой на уровне 2020 г.

Эта проблема не утратила своей актуальности и в связи с подготовительными работами, проводимыми в Беларуси по возможному сооружению в будущем надёжного и экономичного ядерного энергоисточника. Необходимы новые проработки по созданию на его базе энерготехнологического центра с организацией дальнего транспорта тепловой энергии в химически связанном виде. При этом следует иметь в виду, что с учётом научно-технического прогресса создание конверсионных центров возможно с применением парогазовых энерготехнологий на основе высокотемпературных газовых турбин [4].

Это должно войти в важнейшую государственную программу по проблеме “Надёжное, экономичное и независимое функционирование ТЭК страны”.

ЛИТЕРАТУРА

1. Яковлев Б.В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения.— Минск: Адукацыя і выхаванне, 2002.— 448 с.
2. Яковлев Б.В. Теплофикация сегодня // Энергия и менеджмент.— 2003.— №6.— С. 15–19.
3. Яковлев Б.В. Системы энергоснабжения будущего // Энергоэффективность.— 2003.— №7.— С. 10–11.
4. Верхивкер Г.П., Кравченко В.П., Лагута С.М. К вопросу повышения КПД парогазовых установок // Теплоэнергетика.— 2002.— №10.— С. 60–64.