

УДК 662.614.2:536.13:621.1

**А.И. Пятничко\*, Т.К. Крушневич\*\***

Институт газа НАН Украины, ул. Дегтяревская, 39, г. Киев, Украина, 03113

\*e-mail: alexig@ukrpost.net

\*\*e-mail: tk38@mail.ru

## ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ УКРАИНЫ

Газотранспортная система (ГТС) Украины нуждается в серьёзной модернизации. Государственной энергетической стратегией, разработанной до 2030 г., предусмотрена реализация до 2010 г. ряда наиболее важных первоочередных мероприятий. Серьёзное внимание в стратегии уделяется снижению затрат энергии и, как следствие, расхода газа на обеспечение энергоёмкого оборудования самой ГТС. В настоящее время на собственные производственно-технологические нужды расходуется до 7 млрд. м<sup>3</sup>/год природного газа или 3,25 % от объёма его поступления в ГТС. Приводятся результаты сравнительного анализа различных установок для энергообеспечения компрессорных станций (КС). Обращается внимание на целесообразность полезного использования вторичных энергоресурсов для снижения расхода газа на нужды КС. Делается вывод о перспективности применения в составе КС высокоэффективных газопаровых установок. Показано, что их эффективность может быть увеличена до 60,1 % за счёт утилизации в них дополнительной теплоты, отбираемой от газоперекачивающих агрегатов. Рассматриваются и другие резервы ГТС для производства дополнительных количеств энергии: теплоутилизационная установка с циклом на n-пентане; установки, предназначенные для использования в них перепада давлений с целью генерирования электроэнергии на газораспределительных станциях.

**Ключевые слова:** Природный газ. Газотранспортная система. Компрессорная станция. Газораспределительная станция. Газоперекачивающий агрегат. Газопаровая установка. Когенерация. Вторичные энергоресурсы. Установки с низкокипящими рабочими телами. Энергосбережение.

**A.I. Pyatnichko, T.K. Krushnevich**

## BASIC DIRECTIONS OF PERFECTION OF GAS-TRANSPORT SYSTEM AT UKRAINE

Gas-transport system (GTS) of Ukraine requires a serious modernization. The state power strategy developed till 2030, stipulates realization till 2010 of some most important prime actions. The serious attention in strategy is given for decrease of expenses of energy and, as consequence the charge of gas, on maintenance of the power-intensive equipment itself GTS. Now up to 7 billion m<sup>3</sup>/year of natural gas is spent for own industrial - technological needs or 3,25 % from volume of its receipt in GTS. Results of the comparative analysis of various plants for power supply of compressor stations (CS) are resulted. It is paid attention to expediency of use of waste energy for decrease of gas charge for needs CS. A summary of perspectivity application in structure of CS a highly effective steam-and-gas units is concluded. It is shown that their efficiency can be increased up to 60,1 % due to recycling in them of additional heat, bleeds from gascompressor units. Other reserves of GTS for manufacture of additional energy are also considered: heat-utilization unit with cycle on n-pentan; the plants intended for use in them of pressure differential with the purpose of generating of electric power on gas-distributing stations.

**Keywords:** Natural gas. Gas-transport system. Compressor station. Gas-distributing station. Gascompressor unit. Steam-and-gas unit. Co-generation. Waste energy. Units with volatile working bodes. Energy saving.

## 1. ВВЕДЕНИЕ

Газотранспортная система (ГТС) Украины является важнейшей составляющей энергетической и экономической безопасности Украины. Поэтому нынешнее её состояние должно вызывать беспокойство. Физический износ и моральное старение используемого в ней оборудования обуславливают острую необходимость модернизации ГТС с целью обеспечения надёжного и эффективного её функционирования. В настоящей статье рассматриваются некоторые направления повышения эффективности ГТС.

## 2. ХАРАКТЕРИСТИКА СОСТОЯНИЯ ГТС УКРАИНЫ

ГТС представляет собой сложный комплекс, в состав которого входят магистральные газопроводы протяжённостью более 37 тыс. км с различной пропускной способностью, 73 компрессорных станции (КС) с 703 газоперекачивающими агрегатами (ГПА), более 1600 газораспределительных станций (ГРС), 12 подземных хранилищ газа (ПХГ) с активным запасом более 32 млрд. ст. м<sup>3</sup>, а также соответствующие объекты инфраструктуры. Обеспечение газом украинских потребителей осуществляется через газораспределительные пункты (ГРП) численностью около 51 тыс. Протяжённость газораспределительных трубопроводов с давлением до 1,2 МПа составляет более 280 тыс. км.

Газотранспортная система Украины на входе может принять до 290 млрд. ст. м<sup>3</sup> в год\* природного газа (ПГ) и транспортировать 175 млрд. ст. м<sup>3</sup>, в том числе 140 млрд. ст. м<sup>3</sup> в Европу.

Газотранспортная подотрасль является наиболее энергоёмкой. На собственные производственно-технологические нужды расходуется ежегодно 3,20-3,25 % природного газа от объёма его поступлений в ГТС, что составляет в среднем 6,8-7,0 млрд. м<sup>3</sup>/год или около 9 % потребляемого в Украине газа. Основная часть этого газа (78-80 %) используется в качестве топлива газоперекачивающих агрегатов, работающих в составе ГТС и потребляющих 5,0-5,4 млрд. м<sup>3</sup> в год природного газа.

Общая установленная мощность ГПА составляет 5370 МВт, а используемая среднегодовая - около 1600 МВт, что в 3,35 меньше установленной. В эксплуатации находятся 460 газотурбинных ГПА двадцати типов единичной мощностью от 2,5 до 25 МВт, которые выработали свой ресурс на 50-80 %.

По состоянию на 2003 г. средний фактический коэффициент полезного действия (КПД) ГПА, обслуживающих ГТС, составил 25,6 % при КПД разнотипных агрегатов, изменяющихся от 22,6 до 26,7 %. С вводом в эксплуатацию новых газотурбинных двигателей ДН-70, ДН-80, Д-336-10 средний КПД ГПА по ГТС в 2007 г достиг 27-28 %.

Нуждаются в обновлении или ремонте существующие газопроводы. Так, около 30 % газопроводов ГТС исчерпали свой назначенный срок. Почти 60 % находятся в эксплуатации от 10 до 33 лет.

## 3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ГТС УКРАИНЫ

Энергетической стратегией Украины до 2030 г. и решением Кабинета Министров Украины №436-Р от 27.07.2006 г. об утверждении плана её реализации до 2010 г. предусматриваются основные мероприятия по реновации ГТС Украины, приведённые в табл. 1.

Из табл. 1 следует, что экономия каждой тысячи м<sup>3</sup> ПГ обойдётся в 1,36 раза дороже существующей пока цены на импортируемый в 2008 г. газ. Срок окупаемости проектов (с учётом цен 2008 г.) по замене устаревших газотурбинных ГПА на более экономичные составит 7 лет, а строительство когенерационных установок — до 4 лет [1].

Перечислим приоритетные направления экономии природного газа: замена устаревших газотурбинных ГПА новыми, строительство когенерационных установок, частичная замена газотурбинных ГПА на электроприводные.

Опосредованная экономия топливного газа за счёт использования перепада давлений на ГРС в турбодетандерных установках и выработка электрической энергии на собственные нужды или для генерации в централизованную систему имеет ограниченные воз-

Таблица 1. Мероприятия по экономии природного газа на КС

| Основные мероприятия  | Возможная экономия ПГ, млн. м <sup>3</sup> /год | Стоимость работ, млн. грн. |
|---|---|----------------------------|
| Модернизация 93 ГПА на КС   | 400   | 635                        |
| Проведение своевременных ремонтов ГПА   | 110   | 140                        |
| Внедрение 6-ти агрегатов ППТУ-16 К «Водолей» по 16 МВт  | 54  | 280                        |
| Приоритетное использование существующих электроприводных ГПА  | 550   | —                          |
| Реализация комплекса режимно-технологических мероприятий  | 100   | 24                         |
| Создание трёх когенерационных установок общей мощностью 77 МВт  | 160   | 330                        |
| Внедрение 54-ёх турбодетандерных установок общей мощностью 108 МВт на высокопродуктивных ГРС ДК «Укртрансгаз» | 200   | 537                        |
| Итого   | 1574  | 1946                       |

\* Здесь и далее объёмные показатели указываются в так называемых стандартных кубических метрах (ст. м<sup>3</sup>), которым отвечают температура 20 °С, давление 1,033 кгс/см<sup>2</sup>.

возможности из-за суточной и сезонной неравномерности потребления газа и необходимости постоянных крупных потребителей газа. Более перспективным направлением представляется использование перепада давлений на ГРС для производства сжиженного метана в детандерных установках с минимальными затратами энергии на подготовку газа и последующего применения его в качестве моторного топлива. Располагаемый потенциал ГТС Украины может обеспечить производство сжиженного метана до 3 млн. т/год по такой технологии.

Предполагается в первую очередь осуществить замену ГПА на старых и наиболее загруженных газопроводах «Союз», «Уренгой-Помары-Ужгород», на которых они исчерпали свой ресурс, а также частично на газопроводе «Прогресс». В частности, планируется замена 22-х ГПА типа ГТК-25i и 72-х типа ГТК-10i двигателями ДН-70 и ДН-80 с КПД 36-35 % и Д-336-10 авиационного типа [2].

Другим приоритетным направлением повышения энергетической эффективности КС ГТС является использование теплоты отработавших газов газотурбинных ГПА (при температурном потенциале 450-500 °С), которая достигает 31 млн. Гкал в год. Утилизация этих вторичных энергоресурсов (ВЭР) в когенерационных установках позволит создать дополнительные электрические мощности без затрат топлива на уровне 720-820 МВт, что соответствует 50-45 % эксплуатационной мощности ГПА ГТС Украины.

Для этого могут быть использованы освоенные сейчас процессы утилизации тепловой энергии, осуществляемые по схемам:

- газовая турбина — котёл утилизатор (КУ) — паровая турбина;
- газовая турбина — котёл утилизатор — паровая турбина на низкокипящем рабочем агенте [3];
- газопаровые ГПА, использующие технологию «Водолей» [4,5].

Проявляется повышенный интерес к использованию когенерационных установок (КУ). ДК «Укртрансгаз» разработал проект «Когенерация на транспорте», рассчитанный на поэтапное внедрение КУ на компрессорных станциях Западной Украины. Проектом предполагаются инвестиции объёмом 950-990 млн. долл. на протяжении 10-15 лет в строительство КУ с годовой выработкой электрической энергии в объёме 15-16 млрд. кВт·ч и тепловой энергии до 3 млн. Гкал за счёт утилизации ВЭР ГПА компрессорных станций без затрат органического топлива.

Первую установку планируется создать на КС «Богородчаны» управления магистральных газопроводов (УМГ) «Прикарпаттрансгаз». Последующие 5 будут введены в эксплуатацию в УМГ «Прикарпаттранс» на КС Тернополь, Россосш, Ужгород, Хуст, Голятин; 2-е — на КС «Львовтрансгаз» (Тернополь, Рогатин); 2-е — КС «Черкасытрансгаз» (Гусятин-1, Гусятин-2). На следующем этапе предусматривается строительство когенерационных установок на КС газопроводов «Союз» и «Уренгой-Помары-Ужгород».

Выполненные технико-экономические обоснова-

ния проектов показывают, что электрическая мощность КУ составляет 40-45 % от установленной мощности ГПА КС, а удельные затраты на установленную мощность — около 540 долл./кВт. Необходимый объём инвестиций на строительство КУ в Западной Украине оценивается в 244 млн. долл. При этом будет создана дополнительная электрическая мощность в 413 МВт в случае одновременной работы всех ГПА перечисленных компрессорных станций, общая установленная мощность которых составляет 1005 МВт.

Следует отметить, что средняя статистическая нагрузка ГПА ГТС оказывается не более 35 % от установленной мощности. Поэтому расчётная эффективность проекта существенно завышена. Кроме того, утилизация вторичного тепла ГПА в пароводяном контуре КУ осуществляется с относительно малой эффективностью, что обусловлено, во-первых, повышенным давлением в воздушных конденсаторах водяного пара (до 0,01 МПа), и, во-вторых, низкой начальной температурой цикла (380-400 °С). Общий электрический КПД бинарных парогазовых установок (БПГУ) находится в пределах 50-55 %. Так, например, если принять КПД газотурбинного агрегата 35 % и паровой турбины 22 %, то общий КПД КУ будет равен 50 %.

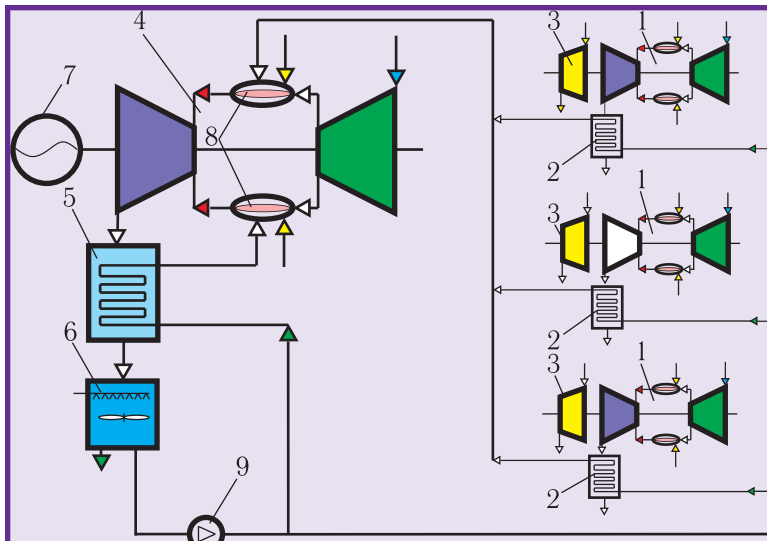
#### 4. ВНЕДРЕНИЕ В ГТС УКРАИНЫ ГАЗОПАРОВЫХ УСТАНОВОК

В Украине впервые в мире разработан и создан высокоэффективный процесс превращения энергии топлива в работу на основе газотурбинного привода. В октябре 2003 г. на КС «Ставищенская» ДК «Укртрансгаз» введён в промышленную эксплуатацию газопаровой компрессорный агрегат ГПТУ-16К «Водолей» мощностью 16 МВт. Благодаря практически полной утилизации тепла в силовом цикле достигается следующее:

- повышение удельной мощности агрегата в 1,7 раза;
- уменьшение удельного расхода воздуха в камере сгорания турбины;
- увеличение количества рабочего тела в цикле за счёт подачи водяного пара в камеру сгорания, который генерируется из продуктов сгорания;
- повышение КПД агрегата до уровня 42-43 % за счёт повышения температурного потенциала пара в камере сгорания до начальной температуры цикла 1070-1090 °С.

Реальная экономия топливного газа по сравнению со средними фактическими затратами ГПА ГТС Украины составляет 40 %, а в сравнении с лучшими современными ГПА — более 21 %. Технология «Водолей» имеет реальные резервы повышения эффективности и достижения электрического КПД более 50 % за счёт возможного роста начальной температуры цикла, увеличения давления в камере сгорания, увлажнения воздуха и топливного газа, использования ВЭР внешних источников.

Важным обстоятельством является тот факт, что затраты на строительство таких агрегатов будут суще-



**Рис. 1.** Схема подключения ГПТУ «Водолей» к GPA КС: 1 — GPA КС; 2 — котёл-утилизатор GPA; 3 — нагнетатель; 4 — ГПТУ «Водолей»; 5 — парогенератор; 6 — контактный конденсатор; 7 — электрогенератор; 8 — камера сгорания с впрыском водяного пара; 9 — насос

парциальное давление водяных паров в продуктах сгорания, повышает температуру конденсации и, благодаря этому, обеспечивает дополнительную генерацию воды и водяного пара непосредственно в котле-утилизаторе агрегата «Водолей». При использовании дополнительного пара котлов-утилизаторов GPA и собственного пара в цикле «Водолей» эффективная мощность возрастает с 16 до 47,5 МВт, КПД процесса увеличивается до 60,1 %. Таким образом, комбинированная газотурбинная КС мощностью 48 МВт с ГПТУ «Водолей», кроме собственно работы по компримированию ПГ, может дополнительно вырабатывать ещё более 47 МВт электрической энергии.

При годовом потреблении топливного газа ГТС Украины от 5 до 5,4 млрд. м<sup>3</sup> в год созданные на КС когенерационные установки «Водолей» могут дать экономию газа 2,60-2,84 млрд. м<sup>3</sup> и одновременно выработать дополнительную электриче-

ственную ниже, чем на строительство БПГУ из-за отсутствия контура с паровой турбиной. Благодаря впрыску пара в камеру сгорания резко снижается на выходе из турбины содержание оксидов азота и СО, практически исключается тепловое загрязнение окружающей среды. Агрегат не потребляет воду извне, а наоборот выдаёт избыточную воду-дистиллят из продуктов сгорания топлива.

Более эффективным решением является использование процесса «Водолей» на КС ГТС для утилизации тепла от группы GPA, как показано на рис. 1. Условно принята схема утилизации ВЭР отработавших газов от трёх GPA мощностью 16 МВт, реализующих простой цикл Брайтона с выработкой электроэнергии в централизованную сеть или на электроприводные нагнетатели, а также на собственные нужды. Котлы-утилизаторы всех газовых турбин по водяному пару соединены с камерой сгорания ГПТУ «Водолей». Собственный котёл-утилизатор также подключён к ГПТУ, а отработавшие газы — к единому конденсатору. Из контактного конденсатора конденсат насосами подаётся в котлы-утилизаторы.

Перегрев водяных паров в камере сгорания до начальной температуры цикла в 1100 °С увеличивает работоспособность рабочего тела ГПТУ в 1,4 раза. Водяной пар, поступающий в КС ГПТУ, увеличивает

скую мощность 1600 МВт. Это свидетельствует о том, что КС ГТС в состоянии обеспечивать не только транспортирование газа, но и стать существенным производителем более дешёвой электрической энергии.

В табл. 2 приведены для сравнения основные энергетические показатели когенерационных установок при равных удельных затратах топливного газа на кВт установленной мощности с утилизацией собственных ВЭР.

Анализ характеристик когенерационных установок (см. табл. 2) при одновременной выработке ими тепловой и электрической энергии позволяет сделать следующие выводы:

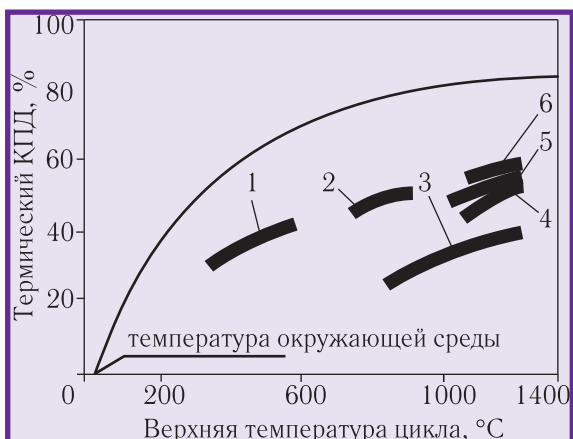
- ГПТУ «Водолей» существенно превосходит когенерационные газотурбинные и бинарные парогазовые установки по всем показателям.
- Энергетические преимущества процесса «Водолей» будут увеличиваться при понижении температуры окружающей среды.
- Использование ГПТУ в коммунальном секторе Украины для совместной выработки тепла и электроэнергии позволит сократить затраты топливного газа на 5,25 млрд. м<sup>3</sup>/год.

На рис. 2 приведена обобщенная зависимость термодинамической эффективности современных тепловых установок в сравнении с термическим КПД обра-

**Таблица 2.** Характеристики когенерационных установок

| Наименование                               | Газотурбинная установка (ГТУ) |      |       | Бинарная парогазовая установка (БПГУ) |      |       | ГПТУ «Водолей» |       |      |
|--|-------------------------------|------|-------|---------------------------------------|------|-------|----------------|-------|------|
|  | +8                            | -1,1 | -5,9  | +8                                    | -1,1 | -5,9  | +8             | -1,1  | -5,9 |
| Температура окружающей среды, °С           | +8                            | -1,1 | -5,9  | +8                                    | -1,1 | -5,9  | +8             | -1,1  | -5,9 |
| Электрическая мощность, МВт                | 15,2                          |      |       | 20,6                                  |      |       | 25             |       |      |
| Тепловая мощность, МВт                     | 24,3                          | 23   | 21,1  | 10,9                                  | 13,5 | 15,2  | 29,3           | 36,9  | 41,5 |
| Электрический КПД, %                       | 32,63                         | 32,7 | 32,73 | 43,6                                  | 42,7 | 41,96 | 41,69          | 41,19 | 40,8 |
| Коэффициент использования топлива, %       | 85,7                          | 84   | 82,1  | 67,64                                 | 71,5 | 74,03 | 93,87          | 87    | 86   |
| Уменьшение электрической продуктивности, % | 39,2                          |      |       | 17,6                                  |      |       | 0              |       |      |
| Уменьшение тепловой продуктивности, %      | 17,1                          | 37,6 | 49,1  | 62,8                                  | 63,4 | 63,3  | 0              | 0     | 0    |

тимого цикла Карно. Рассматриваемые процессы характеризуются внутрицикловыми потерями эксергии на уровне 35-40 %, а газотурбинные — 52-60 %, что связано с высокой температурой уходящих отработавших газов. С учётом этого, повышения топливной экономичности энергогенерирующих установок можно добиться за счёт глубокой утилизации ВЭР в силовом цикле, минимизации потерь от недорекуперации тепла. Этим требованиям в значительной мере соответствует технология «Водолей».



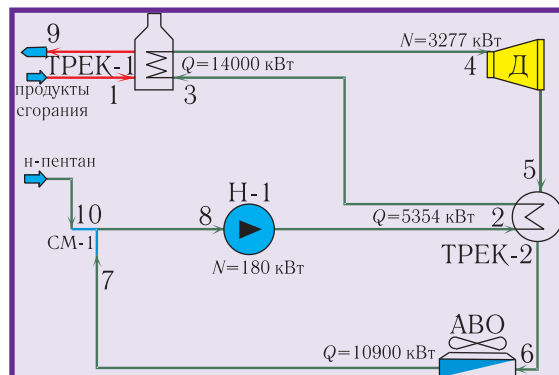
**Рис. 2.** Эффективность производства работы в современных тепловых установках по сравнению с циклом Карно: 1 — паротурбинные конденсационные электростанции — ТЭЦ; 2 — ТЭЦ, оснащённая котлами с кипящим слоем и системой наддува; 3 — газотурбинные электростанции простого цикла; 4 — ГПТУ «Водолей»; 5 — бинарные парогазовые электростанции; 6 — ГПТУ «Водолей» в комплексе с ГТУ простого цикла

Предпринимаются попытки создать более эффективные газопаротурбинные установки с низкокипящими рабочими телами в паровом контуре, например, спиртами, бутанами, пентанами для утилизации ВЭР. Один из вариантов — установка с пентановым циклом, созданная и испытанная на ОАО «Сумское машиностроительное НПО им. М.В. Фрунзе» [6].

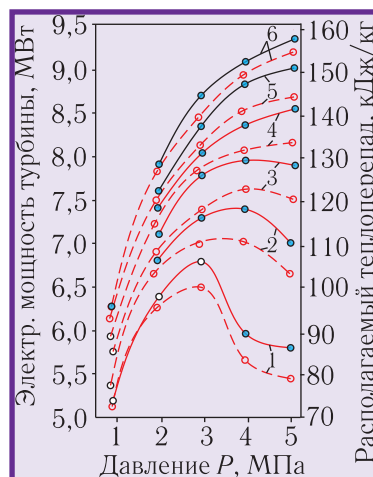
На рис. 3 приведена принципиальная схема пентановой установки. В ней тепло продуктов сгорания используется в котле-утилизаторе для испарения и перегрева н-пентана. Работа расширения пара в детандере идёт на производство электроэнергии. После теплообменника ТРЕК-2, где за счёт охлаждения потока пара осуществляется нагрев жидкого н-пентана после насоса Н-1, пары конденсируются в АВО. Отличительной особенностью цикла в сравнении с циклом, реализуемым на водяном паре, является наличие рекуперативного теплообменника, установленного после конденсатора н-пентана, что связано с получением перегретого пара на выходе из турбины. За счёт рекуперации снижаются нагрузки на воздушный конденсатор и испаритель-утилизатор ВЭР.

На рис. 4 приведены зависимости располагаемого энтальпийного перепада и мощности пентановой тур-

бины в зависимости от начальных давления и температуры пентана в цикле. В расчётах принималось, что утилизируемое тепло поступает с продуктами сгорания от газовой турбины мощностью 16 МВт при температуре 450 °С. Давление в конденсаторе пентановой турбины составляло 0,03 МПа.



**Рис. 3.** Принципиальная схема установки, реализующей пентановый цикл: ТРЕК-1 — теплообменник рекуперативный отработанных газов и пентана; ТРЕК-2 — теплообменник рекуперативный для охлаждения пентана после детандера и нагрева жидкого пентана перед испарителем; АВО — аппарат воздушного охлаждения; Н-1 — насос пентановый



**Рис. 4.** Мощность турбины утилизационного пентанового цикла (сплошные линии) и срабатываемый в турбине удельный теплоспад (пунктирные) при различных начальных давлениях  $P$  и температурах  $n$ -пентана, °С: 1 — 200; 2 — 220; 3 — 240; 4 — 260; 5 — 280; 6 — 300

Возможность термической деструкции органических рабочих тел, в частности и н-пентана, ограничивают область их использования максимально допустимой температурой 280 °С, что негативно сказывается на КПД процесса. Вместе с тем, при внедрении пентановых установок в масштабах ГТС Украины можно выработать до 1000 МВт электрической энергии и

экономить до 1,3 млрд. м<sup>3</sup> природного газа в год. Затраты на единицу установленной мощности будут превосходить затраты в аналогичных газопаротурбинных установках.

## 5. О ПРОИЗВОДСТВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ГРС

Снижение давления газа на газораспределительных станциях с 4-6 МПа до 1,2 МПа и ниже сопровождается потерей потенциальной энергии и нежелательным охлаждением газа до температуры возможного образования гидратов. Поэтому на ГРС дополнительно расходуется топливо на предварительный подогрев газа перед дросселированием.

Строительство турбодетандерных установок (ТДУ) позволит на ГРС и ГРП использовать имеющиеся перепады давлений для производства электроэнергии.

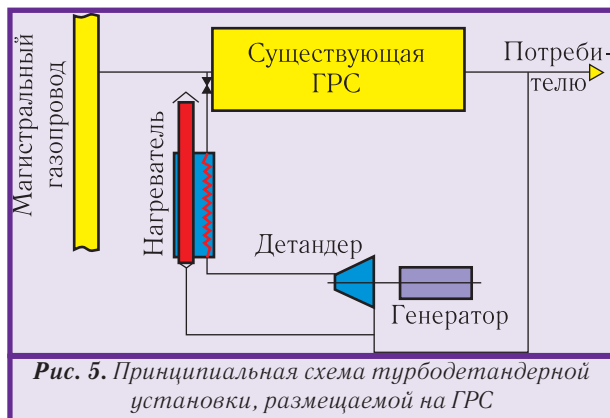


Рис. 5. Принципиальная схема турбодетандерной установки, размещаемой на ГРС

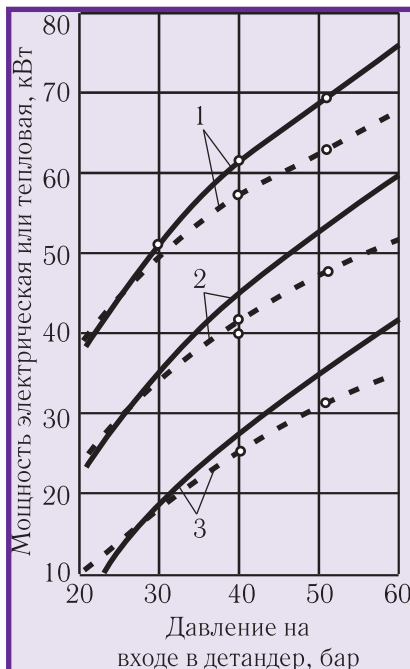


Рис. 6. Зависимость выработки электрической энергии (пунктирные линии) и затрат тепловой энергии (сплошные) на подогрев газа от давления на входе в турбодетандер при конечных давлениях расширения газа: 1 — 4; 2 — 7; 3 — 13

Суммарная мощность установок может составить 108 МВт. Через ТДУ, установленные на байпасе (см. рис. 5), будет проходить до 70 % газового потока с целью обеспечения их равномерной загрузки в течение суток с приближением к оптимальному режиму. Предполагается установить ТДУ единичной мощностью 2,5-6,0 МВт, разработанные ОАО «Турбогаз» (г. Харьков). Оптимальная температура подогрева газа перед ТДУ находится в пределах 90-110 °С. При высоких степенях расширения газа необходимо использовать двухступенчатый подогрев газа и две ступени детандирования.

На рис. 6 показана зависимость выработки электроэнергии и затрат теплоты на подогрев газа от давления на входе в турбодетандер с условной пропускной способностью 1000 ст. м<sup>3</sup>/ч. Из рис. 6 следует, что при расширении 1000 ст. м<sup>3</sup>/ч газа от 6,0 до 0,4 МПа мощность детандера составляет 68 кВт. При этом необходимо затратить на подогрев газа 77 кВт теплоты, что эквивалентно 8,3 ст. м<sup>3</sup>/ч природного газа.

## 6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Планируется проведение серьёзной модернизации ГТС Украины. Предусматривается замена газотурбинных агрегатов; расширение использования электроприводных ГПА; строительство когенерационных и турбодетандерных установок. Это может дать прямую экономию газа до 1,7 млрд. м<sup>3</sup>/год. Дальнейшее совершенствование ГТС приведёт к экономии более 3 млрд. м<sup>3</sup>/год газа.

К сожалению, до настоящего времени программа реновации ГТС Украины не обеспечена финансированием. В ней также не учитываются технологические факторы, связанные с возможным уменьшением транзита газа через нашу территорию.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Карп И.Н., Сухин Е.И. Количественная оценка влияния внедрения энергосберегающих технологий на экономию природного газа в промышленности и энергетике// Экотехнологии и ресурсосбережение. — 2007. — № 4. — С. 24-44.
2. Костенко Д. Когенерация и эффективность газопровода «Новопсков-Ужгород»// ТЭК. — 2005. — № 6. — С. 97-99.
3. Пятничко В.А., Крушневич Т.К., Пятничко А.И. Утилизация низкопотенциального тепла для производства электроэнергии на компрессорных станциях// Экотехнологии и ресурсосбережение. — 2003. — № 4. — С. 3-6.
4. Перспективи використання контактних газопаротурбінних установок на компрессорних станціях магістральних газопроводів України/ В.М. Коломєєв, В.І. Избаш, М.В. Ксендзюк та ін.// Нефть и газ. — 2004. — № 3. — С. 40-44.
5. Удосконалення термодинамічного циклу ГПТУ «Водо-лій»/ В.І. Романов, В.М. Коломєєв, М.О. Дикий та ін.// На-фтова і газова промисловість. — 1999. — № 4. — С. 38-42.
6. Энергоутилизационная установка с пентановым рабочим циклом/ Ю.С. Бухолдин, В.М. Олефиренко, С.В. Сухостаев и др.// Газотурбинные технологии. — 2005. — № 1. — С. 10-12.