

В.П. Парафейник, д.т.н. (ПАО «Сумское НПО им. М.В. Фрунзе», г. Сумы), В.Н. Голощатов, к.т.н. (Институт проблем машиностроения НАН Украины, г. Харьков), Д.А. Костенко (ОАО «ИПП ВНИПИТрансгаз», г. Киев)

К вопросу обоснования экономической эффективности применения приводов различного типа в составе газоперекачивающих агрегатов системы транспорта природного газа

Реконструкция компрессорных станций газотранспортной системы Украины может осуществляться с применением газотурбинных и электроприводных агрегатов. Сравнительный анализ эффективности вариантов реконструкции выполнен с учетом затрат на выработку, доставку и потребление электроэнергии по действующим тарифам, а также затрат на приобретение агрегатов с газотурбинным приводом и топливный газ для их работы. Оценка экономической эффективности применения электроприводных агрегатов выполнена для компрессорных станций в составе магистрального газопровода «Союз».

Ключевые слова: компрессорная станция, газоперекачивающий агрегат, электрический привод, газотурбинный привод, капитальные затраты, стоимость.

Реконструкція компресорних станцій газотранспортної системи України може здійснюватися з використанням газотурбінних і електроприводних агрегатів. Порівняльний аналіз ефективності варіантів реконструкції виконано з урахуванням витрат на виробництво, доставку і використання електроенергії по діючим тарифам, а також витрат на придбання агрегатів з газотурбінним приводом і паливний газ для їх роботи. Оцінка економічної ефективності застосування електроприводних агрегатів виконана для компресорних станцій в складі магістрального газопровода «Союз».

Ключові слова: компресорна станція, газоперекачувальний агрегат, електричний привод, газотурбінний привод, капітальні витрати, вартість.

The redesign of compressor stations of Ukraine's gas transportation system can be performed using gas turbine and electrically driven packages. The comparative analysis of redesign options efficiency has been made taking into account costs for generation, delivery and consumption of electric energy as per current tariff rate as well as costs for acquisition of the packages with gas turbine drive and fuel gas for their operation. The economic efficiency estimation for using electrically driven packages has been performed for compressor stations included into the main gas pipeline "Soyuz".

Keywords: compressor station, turbo-compressor package, electric actuator, gas turbine drive, capital costs, cost.

Часть II

Сравнительный анализ эффективности применения газотурбинного и электрического приводов при их работе в составе газоперекачивающих агрегатов линейной компрессорной станции магистрального газопровода

Анализ эффективности применения газотурбинного и электрического привода (ГТП и ЭП, соответственно) осуществляется на примере эксплуатации компрессорных станций (КС) магистрального газопровода (МГ) «Союз», эксплуатируемого в составе ГТС Украины [1]. При этом экономическая эффективность применения газоперекачивающих агрегатов (ГПА) в составе КС оценивалась путем сопоставления интегральных затрат, возникающих с учетом: капитальных затрат на реконструкцию КС; затрат на подключение КС к соответствующим источникам энергии; текущих затрат на выработку и доставку соответствующих видов энергии, а также на ее приобретение в необходимых количествах для работы ГПА.

* Продолжение. Начало публикации (ч. I) см. журнал "Компрессорное и энергетическое машиностроение", № 3 (33). – 2013.

1. Об оценке затрат на выработку, доставку и потребление электроэнергии для привода ГПА на КС

На каждой КС МГ «Союз» установлено по 7 ГПА типа ГТК10И с газотурбинным двигателем (ГТД) MS 3142 мощностью 10 МВт и эффективным коэффициентом полезного действия (КПД) $0,27 \div 0,28$ конструкции фирмы «Дженерал Электрик» (США). С учетом эквивалентной мощности станции при ее реконструкции анализируется целесообразность замены ГТП на электропривод (ЭП) мощностью 12,5 МВт с преобразователем частоты, обеспечивающим необходимый режим регулирования в требуемом диапазоне. При этом допускается, что 7 газотурбинных ГПА (5раб.+2 рез.) заменяются на 6 электроприводных ГПА (4раб.+2 рез.). Очевидно, что эксплуатируемые центробежные компрессоры (ЦК) с уровнем политропного КПД $0,82 \div 0,83$ целесообразно заменить современными ЦК, имеющими уровень КПД $0,86 \div 0,87$, обеспечив тем самым дополнительное повышение интегрального КПД ГПА. Суммарная потребляемая электрическая мощность, подводимая к реконструированной КС, составит около 60 МВт и должна обеспечиваться поставкой электроэнергии из двух независимых источников – линий электропередач (ЛЭП) напряжением не ниже 110 кВ.

Таким образом, требуется оценить капитальные затраты, необходимые для обеспечения работы электроприводных ГПА (ЭГПА), которые для каждой из КС могут существенно отличаться по величине в зависимости от их удаленности от ЛЭП.

Распределение КС по уровню капитальных затрат, необходимых для подключения КС к энергосети (реконструкция или строительство ЛЭП и силовых подстанций (ПС)), рассмотрено в работах [2, 3]. К 1-ой (малозатратной) группе можно отнести КС, затраты на обеспечение электроснабжения для которых не превышают \$6,0 млн. (51,74 млн. грн. без НДС); ко 2-ой (среднезатратной) группе - КС с уровнем затрат \$(6,01÷16) млн.; к 3-ей (высокозатратной) группе относятся КС с затратами более \$16 млн. Уровень этих затрат на строительство или реконструкцию ЛЭП, ПС, находящихся в ведении Минэнергоугля, необходимо рассматривать конкретно для каждой КС. Например, КС «Тальное» может быть отнесена к малозатратной группе (затраты на ЛЭП и ПС составляют \$4,94 млн. без НДС); станция «Кременчуг» к среднезатратной группе (\$10,3 млн.), а КС «Первомайск» (затраты \$19,4 млн.) и «Гусятин» (затраты \$19,1 млн.) - к высокозатратным [3].

Стоимость основного оборудования для оценки экономической эффективности при замене ГТП на ЭП может быть определена из следующих соображений. Согласно [4] удельные капиталовложения в модернизацию ГТП агрегатов составляют \$380/кВт, а в ЭП - \$330/кВт. В этом случае стоимость ГТП мощностью 12,5 МВт составит \$4,75 млн., а стоимость ЭП с преобразователем частоты \$4,125 млн. Следует учесть, что по условиям прочности ротора максимально допустимая частота его вращения для синхронных машин не должна превышать 6000 об/мин. Необходимая частота подводимой к ЭП энергии не должна превышать 100 1/с, что также является пределом для наиболее часто применяемых инверторов типа LCI со стандартными тиристорами, на основе которых чаще всего строятся преобразователи частоты регулируемых ЭП. Стоимость нового ЭГПА можно оценить как сумму долей затрат на приобретение ЦК, открытого распределительного устройства, выполнение строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, соответственно, как 0,7; 0,20; 0,35 и 0,15 от стоимости ЭП с частотным преобразователем. Тогда стоимость ЭГПА с частотным преобразователем для привода агрегата вновь строящейся КС составит \$10,11 млн., что близко к его стоимости, установленной в ОАО «ИПП ВНИПИТрансгаз» для одного ЭГПА с учетом предложений инофирм [2]. В этом случае при строительстве новой КС (или цехов) с 6-ю агрегатами ЭГПА затраты составят \$60,7 млн.; на подключение к ЛЭП при 2-х независимых источниках для КС «Кременчуг» - \$20,6 млн., для КС «Тальное» - \$9,94 млн., а затраты на подключение к 2-м независимым источникам электроэнергии для ЛЭП более удаленных от КС могут колебаться от \$38,2 млн. до \$56,1 млн. (КС «Кировоградская» на МГ «Елец-Кременчуг-Кривой Рог») и более. Таким образом, общие капитальные затраты на ЭГПА в расчете на строительство одной КС (цеха)

могут изменяться от \$70,66млн=\$(60,7+9,94) млн. до \$116,8млн.=\$(60,7+56,1) и более.

1.1. Принимаемые тарифы на потребляемую электроэнергию

Как отмечалось выше, для КС с ЭГПА необходимы источники 1-го класса напряжения (более 35 кВ). При этом целесообразно ориентироваться на ЛЭП напряжением 110 кВ и выше.

Тарифы на электроэнергию для потребителей 1-го класса напряжения, закрепленные постановлением НКРЭ от 23.07.13 - № 1010 на август 2013 г. составляют 81,11 коп/(кВт·ч) (без НДС) [5]. С учетом НДС (20 %) тариф на электроэнергию 1-го класса напряжения равен 97,33 коп/(кВт·ч).

Прогнозная оптовая рыночная цена на электроэнергию на оптовом рынке электроэнергии Украины (ОРЭ) с 1 августа 2013 г. составляла 745,43 грн/(МВт·ч) (без НДС). НКРЭ прогнозирует рост оптовой цены на электроэнергию в 2013 году на 2 %, что вносит некоторую неопределенность в анализ экономической эффективности использования ЭП для привода ЦК в составе ГПА.

В соответствии с Постановлением НКРЭ от 4.11.09 г. № 1262 для расчетов с потребителями электроэнергии при определении уровня тарифных ставок, дифференцированных по периодам времени, устанавливаются 3-х и 2-х зонные тарифы с коэффициентами, которые соответственно, равны:

в ночной период - 0,35 (23⁰⁰ - 6⁰⁰, длительность - семь часов);

в полупиковый период - 1,02 (6⁰⁰ - 8⁰⁰, 10⁰⁰ - 17⁰⁰, 21⁰⁰ - 23⁰⁰, 11 часов);

в пиковый период - 1,68 (8⁰⁰ - 10⁰⁰, 17⁰⁰ - 21⁰⁰, длительность - 6 часов);

для 2-х зонного тарифа вводятся следующие коэффициенты:

в ночной период - 0,4 (23⁰⁰ - 7⁰⁰, длительность - 8 часов);

в дневной период - 1,5 (7⁰⁰ - 23⁰⁰, 16 часов).

Таким образом, с учетом значения вышеприведенных тарифных коэффициентов расчетная величина стоимости электроэнергии (коп/(кВт·ч)) для потребителей 1-го класса напряжения с учетом НДС составляет 32,75÷157,18 коп/кВт·ч (табл. 1).

1.2. Стоимость электроэнергии для обеспечения работы ЭГПА

Для оценки потребления электроэнергии одним ЭП мощностью 12,5 МВт примем: время его работы за год 7500 час. (коэффициент использования - 0,856);

Таблица 1. Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии с учетом НДС (коп.)

3-х зонный тариф			2-х зонный тариф	
пиковый период	полупиковый период	ночной период	дневной период	ночной период
165,34	99,33	34,45	147,62	39,36

КПД синхронного двигателя – 0,97; КПД частотно-го преобразователя – 0,95. Технологические потери в электрических сетях принимаем 10 % ($\Delta=0,1$) от мощности потребляемой ЭГПА при транспортировке газа по МГ в течение года.

Потребление электроэнергии за годовое время работы ЭГПА

$$\mathcal{E}_{\text{ЭГПА}} = \frac{N_{\text{ЭП}}}{\eta_{\text{мч}} \cdot \eta_{\text{д}}} \cdot T = \frac{12500}{0,97 \cdot 0,95} \cdot 7500 = 94,9539 \cdot 10^6 \text{ (кВт}\cdot\text{ч.)}$$

где $\eta_{\text{дв}}$ – КПД ЭП; $\eta_{\text{мч}}$ – КПД преобразователя.

Примем, что на одной КС непрерывно работает 4 ЭГПА (согласно схеме КС 4+2). С учетом коэффициента периодичности $r=0,10 \div 0,15$ и отношения $Q_{\text{max}}/Q_{\text{min}}=1,22 \div 1,35$ для газотранспортной магистрали можно принять, что изменение N_n при постоянном давлении в магистрали будет соответствовать изменению расхода газа в МГ. Таким образом, при колебаниях расходов, близких к гармоничному закону, затраты электроэнергии будут соответствовать режимам работы ЭП при его номинальной мощности. В этом случае при непрерывной работе КС в течение года расход электроэнергии составит

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{КС}} &= \frac{N_{\text{эд}}}{\eta_{\text{эд}} \cdot \eta_{\text{мч}}} \cdot (1 + \Delta_c) \cdot T_{\text{Г}} = \\ &= \frac{12500 \cdot 4}{0,97 \cdot 0,95} \cdot (1 + 0,1) \cdot 8760 = 522,8432 \cdot 10^6 \text{ (кВт}\cdot\text{ч.)} \end{aligned}$$

Объем потребляемой электроэнергии и затраты на ее приобретение в ГП «Энергорынок» при 3-х и 2-х зонных тарифах соответствуют данным, представленным в табл. 2. При этом принят валютный курс НБУ Украины на 14.10.2013 г.: 100 долларов США равны 799,3 грн.

Как видно из табл. 2, общие затраты на электроэнергию для КС при 3-х зонном тарифе на \$9,4608 млн. ниже, чем при 2-х зонном тарифе, что снижает рентабельность эксплуатации КС при 2-х зонном тарифе.

В качестве одного из вариантов оценки затрат на электроэнергию целесообразно рассмотреть возможность ее приобретения по оптовой цене. Согласно положению о рынке электроэнергии энергоснабжающим компаниям ГП «Энергорынок» (Облэнерго) разрешается производить финансирование инвестиционных проектов и платежей по ценам оптового рынка для компенсации потерь от поставки электроэнергии льготным категориям потребителей.

Согласно постановлению НКРЭ № 1010 от 23.07.2013 г. оптовая цена электроэнергии устанавливается равной 748,43 грн. за 1 МВт·ч (без НДС). С учетом НДС (20 %) оптовая рыночная цена составит 898,12 грн. или \$112,3633 за 1 МВт·ч электроэнергии. Таким образом, затраты на приобретение электроэнергии для одной КС с 4-мя непрерывно работающими ЭГПА с учетом технологических потерь в электросетях составят

$Z_{\text{КС}} = 522,8432 \cdot 10^6 \cdot 112,3633 = \$58,7484$ млн., что на \$4,9599 млн. ниже затрат на приобретение электроэнергии при использовании 3-х зонного тарифа.

Годовое потребление электроэнергии при переводе всех КС МГ «Союз» на ЭГПА составит $\mathcal{E}_{\text{МГ}} = \mathcal{E}_{\text{КС}} \cdot N = 522,8432 \cdot 10^6 \cdot 12 = 6,2741$ млрд. кВт·ч. и затраты на приобретение электроэнергии по 3-х зонному тарифу \$7,645 млрд.

Такое количество электроэнергии может быть произведено энергоблоками суммарной мощностью 716,22 МВт (при круглосуточной работе на протяжении года). Это два блока 300 МВт и один блок 200 МВт тепловых электростанций или один блок АЭС мощностью 1000 МВт при коэффициенте использования 0,7162. При этом следует учесть большую наработку энергоблоков на ТЭС, превышающую 200-250 тыс. часов эксплуатации, их физический износ, т.е. решение о применении ЭГПА требует рассмотрения вопроса мо-

Таблица 2. Уровень потребления и стоимость электроэнергии за год при работе ЭГПА мощностью 12,5 МВт

3-х зонный тариф			2-х зонный тариф	
пиковый период	полупиковый период	ночной период	дневной период	ночной период
130,7108 млн. кВт·ч	239,6365 млн. кВт·ч	152,4959 млн. кВт·ч	349,5621 млн. кВт·ч	174,2811 млн. кВт·ч
216,1153 млн. грн	240,5770 млн. грн	52,5280 млн. грн	516,0385 млн. грн	68,6081 млн. грн
509,2203 млн. грн.			584,8406 млн. грню	
63,7083 млн. дол. США			73,1691 млн. дол. США	

дернизации энергоблоков ТЭС по программе, согласованной с Министерством энергетики и угольной промышленности Украины.

1.3. Выработка электроэнергии для работы ЭГПА

Применение ЭГПА на КС требует обеспечения на электростанциях необходимого уровня генерации электроэнергии не только в базовом режиме, но и в высокоманевренном, включая пиковое потребление. В настоящее время электрогенерация в Украине базируется на 4 атомных электростанциях (АЭС) (общая установленная мощность 15840 МВт), которые несут базовую нагрузку; 14-ти крупных ТЭС (общая установленная мощность 28600 МВт) и крупных гидро- и гидроаккумулирующих станциях (общая установленная мощность 5100 МВт). ГЭС и ГАЭС включаются, в основном, во время пиковых нагрузок в энергосети. Учитывая, что колебания расхода газа, транспортируемого по МГ, могут достигать 20 % от номинального, изменения нагрузки будут эквивалентны этим колебаниям расхода. В этом случае потребление электроэнергии в значительной мере будет обеспечиваться за счет ее генерации на ТЭС, износ оборудования которых по данным Министерства энергетики и угольной промышленности Украины превышает 76 %. Более 20% энергоблоков ТЭС находятся на длительной консервации и требуют реконструкции для обеспечения их надежной эксплуатации. В связи с этим для гарантированного обеспечения ЭП энергией наряду с реконструкцией высоковольтных сетей требуется выполнить реконструкцию энергоблоков ТЭС. При реконструкции МГ «Союз» для перевода КС на ЭГПА необходимо иметь маневренную мощность в размере не менее 600 МВт, что требует выполнения реконструкции как минимум двух энергоблоков ТЭС мощностью по 300 МВт. Оценочная стоимость такой реконструкции составит \$240 млн. на один блок [5].

2. Оценка затрат на реконструкцию КС с газотурбинными ГПА и на потребляемый топливный газ

Реконструкция ГПА с ГТП при повышении их мощности до 12,5÷16 МВт (для новых ГТП, разрабатываемых ГП «Зоря»-«Машпроект» и ЗМБК «Ивченко-Прогресс» при КПД простого цикла $\eta_{ГТП}=36-37\%$ или цикле с регенерацией теплоты уходящих газов при КПД 40 % и более) может быть выполнена по схеме 4+2 (вместо существующей схемы на КС МГ «Союз» 5+2) или 3+1 при повышении мощности ГПА до 16 МВт.

В этом случае удельная стоимость 1 кВт установленной мощности будет составлять примерно \$258 и ГТП указанной мощности может стоить свыше \$3,2 млн. [6]. С учетом удорожания вновь разрабатываемого ГТД АИ-312 конструкции ГП «Ивченко-Прогресс» стоимость ГТП может составить \$4,2 млн. Таким образом, стоимость реконструкции ГПА с учетом нового ГТП, строительного-монтажных и наладочных

работ (~35-40 % и 15-25 %, соответственно) составит \$6,69 млн. Реконструкция КС путем применения ГТП типа АИ-312 с КПД $\Delta_{ГТП}=36-37\%$ (37-38% по ISO2314) при схеме КС 4+2 составит \$40,14 млн. Топливный газ (т.г.) для работы ГТП на КС отбирается из МГ при транзите природного газа через территорию Украины. Затраты на его оплату производятся, исходя из цены на границе Украина – РФ. При этом стоимость т.г. составляла: в I-ом квартале 2013 г. (средняя цена) – \$406 за 1000 нормальных метров кубических (нм³); в июне 2013 года – \$407,87; в сентябре – \$407, среднегодовая цена ожидается равной \$407. Для оценки затрат на т.г. целесообразно принять цену \$407 за 1000 м³ (без НДС). С учетом НДС прогнозируемая стоимость т.г. (без учета стоимости транспортировки) может быть принята равной \$511 за 1000 м³. Колебание цены на потребляемый т.г. в оценку использования ЭП вносит значительную неопределенность. На первом этапе для такой оценки целесообразно принять цену т.г. по прогнозу на 2013 г. [7].

В случае применения ГТП на основе ГТД мощностью 12,5 МВт (типа АИ-312) тепловая мощность привода будет равна

$$Q_{т} = \frac{N_{ГТУ}}{\eta_{ГТУ}} = \frac{12500}{0,355} = 35211 \text{ кДж/с.}$$

Теплота сгорания природного газа, транспортируемого по МГ «Союз», может быть принята согласно [8] равной 8120 ккал/нм³ или 33400 кДж/нм³. В этом случае секундный расход т.г. составит $G_{с} = \frac{Q_{т}}{q} = \frac{35211}{33400} = 1,0542 \text{ нм}^3/\text{с}$, а суточный $G_{сут} = 1,0542 \cdot 3600 \cdot 24 = 91085 \text{ нм}^3/\text{сут}$.

Как указано выше, для КС с таким ГПА принята схема 4 рабочих + 2 резервных агрегата. Приняв, что на протяжении года ГТП работают с полной нагрузкой, получим расход т.г. равный $G_{ГТ} = G_{с} \cdot T_{Г} \cdot n = 91085 \cdot 365 \cdot 4 = 132,98 \text{ млн. нм}^3$.

Таким образом, затраты на его приобретение для одной КС составят

$$Z_{тг} = \frac{G_{ГТ}}{1000} \cdot C_{тг} = \frac{132,98 \cdot 10^6}{1000} \cdot 488,4 = \$64,9474 \text{ млн.}$$

Затраты на транспортировку т.г. зависят от удаленности КС от границы с РФ и составляют \$3,7 за 1000 нм³ на 100 км пути. Примем для МГ «Союз» среднее расстояние транспортировки т.г. равным 500 км. При таком допущении расход газа для 12 КС составит $G_{МГ} = 132,98 \cdot 10^6 \cdot 12 = 1,59576 \text{ млрд. нм}^3$, а затраты на его транспортировку $Z_{тр} = 3,7 \cdot \frac{1,59576 \cdot 10^9}{1000} \cdot \frac{500}{100} = \$29,5556 \text{ млн}$. Затраты на транспортировку топливного газа, отнесенные на 1 КС (как средние) составят $Z_{ТР} = \$2,4629 \text{ млн}$.

Суммарные затраты на т.г. для 1 КС, включающие его стоимость и транспортировку, будут равны $Z_{КС} = \$64,9474 \text{ млн} + \$2,4629 \text{ млн} = \$67,4103 \text{ млн}$.

3. Оценка экономической эффективности применения ЭГПА в составе КС газопровода «Союз»

При использовании ГТП мощностью 12,5 МВт при схеме КС 4+2 капитальные затраты на реконструкцию одной станции составят \$40,14 млн. При использовании частотно-регулируемых ЭП такой же мощности затраты на реконструкцию одной КС, созданной по схеме 4+2, составят \$60,7 млн. (при затратах на монтаж и наладку \$4,125 млн.).

Затраты на обеспечение электроэнергией (подвод или реконструкция электросетей) в среднем составят \$11,38 млн., а затраты на реконструкцию энергоблоков ТЭС на одну КС составят:

$$Z^{ТЭС} = \frac{2 \cdot 240}{12} = \$40 \text{ млн}$$

Затраты на ЛЭП и подстанцию приняты как средние по выборке, приведенной в работе [2].

Общие затраты внедрения ЭГПА на одну КС составят \$112,08 млн., а разность в затратах при использовании ГТП и ЭП будет равна $\Delta Z_{КС} = 112,08 - 40,14 = \$71,94$ млн. Таким образом, экономический эффект в случае использования ЭП вместо ГТП достигается за счет разности в цене используемой электроэнергии (\$63,7083 млн.) и топливного газа (\$67,4103 млн.) и для одной КС он составит $\Delta C_{КС} = 67,4103 - 63,7083 = \$3,702$ млн. за один год работы станции. При существующем на данный срок ценовом паритете срок окупаемости ЭГПА превысит 30 лет, т.е. превысит срок их эксплуатации.

Общие затраты на реконструкцию КС в составе МГ «Союз» при переводе приводов в составе ГПА с ГТП на ЭП составят $Z_{МГ} = Z_{КС} \cdot Z_{КС} = 12 \cdot 112,08 = \$1344,96$ млн. Сроки окупаемости при их оценке с учетом более низкой стоимости электроэнергии, исходя из сроков эксплуатации оборудования, имеют существенную степень неопределенности.

Что касается эффективности реконструкции ГТС в целом, то можно допустить, что данные об экономической эффективности применения ЭГПА и газотурбинных ГПА в составе других МГ будут сопоставимы. Однако следует учитывать, что достигнутый результат будет в значительной степени определяться концепцией реконструкции ГТС. В частности, он будет существенно зависеть от того, используется ли для нужд регионов расположения КС теплота выхлопных газов ГПА и как решаются задачи энергосбережения в целом, в том числе и на ТЭС.

Выводы

Анализ целесообразности перевода КС газопровода «Союз» на ЭГПА показывает, что повсеместный переход на агрегаты с ЭП является нецелесообразным не только по организационно-техническим и производственным соображениям, но и по финансово-экономическим мотивам. Гипотетическая реконструкция МГ с массовой заменой привода ГПА на всех КС является

нереальной в силу её сложности и капиталоемкости. В тоже время, учитывая общенациональное значение задачи реконструкции ГТС и необходимость ее решения на основе системного подхода, целесообразно осуществлять оценку эффективности проекта реконструкции каждой КС с учетом региональных условий её эксплуатации. Тщательный анализ всех вопросов, связанных с возможностью развития региона размещения КС за счет утилизации теплоты выхлопных газов, оценка целесообразности применения ГТП с когерационным и триггерационным рабочим циклом позволит определить реальную перспективу сохранения и развития ГТС Украины. Такой подход обеспечит не только снижение затрат, связанных с транспортировкой газа за счет использования эффекта энергоутилизации в промышленном и сельскохозяйственном производстве района размещения КС, но и существенно улучшит ее экологические характеристики.

Список литературы:

1. Парафейник В.П. К вопросу обоснования экономической эффективности применения приводов различного типа в составе газоперекачивающих агрегатов системы транспорта природного газа/ В.П. Парафейник, В.Н. Голоцапов, Д.А. Костенко// Компрессорное и энергетическое машиностроение, 2013. – №3 (33). – С. 2 – 6.
2. Халатов А.А. Компрессорные станции ГТС Украины: концепция модернизации газотурбинного привода газоперекачивающих агрегатов/ А.А. Халатов, Д.А. Костенко, В.П. Парафейник, А.Л. Боцула, Б.Д. Билека, А.С. Письменный.– К.: Институт технической теплофизики НАН Украины, 2009. – 52 с.
3. Костенко Д.А. Реконструкція компресорних станцій газотранспортної системи України з використанням газотурбінних та електроприводних газоперекачувальних агрегатів / Д.А. Костенко, В.А. Парафійник, А.В. Смірнов, А.А. Халатов // Нафтова і газова промисловість, 2010.– №1.– С. 18-20.
4. Рассказов Ф.Н. Применение регулируемого электропривода в технологиях транспорта нефти и газа. Книга 1/ Ф.Н. Рассказов, П.К. Кузнецов, Л.А. Мигачева и др. – М.: Машиностроение-1, 2008. – 243с.
5. Блок «Держава», раздел «Промышленность», // Газета «2000» – 2011. № 11.
6. Мацевитый Ю.М. Повышение энергоэффективности работы турбоустановок ТЭС и ТЭЦ путем модернизации, реконструкции и усовершенствования режимов эксплуатации/ Ю.М. Мацевитый, Н.Г. Шульженко, В.Н. Голоцапов и др.; Под общ. ред. ак. Ю. М. Мацевитого. Институт проблем машиностроения НАН Украины. – Киев: Наук. думка, 2008. – 366 с.
7. www.org.ua (сайт «Местные вести» 12.10.13 г.)
8. Волков М.М. Справочник работника газовой промышленности / М.М. Волков, А.Л. Михеев, К.А. Конев. – М.: Недра, 1989. – 286 с.