

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ КОМБИНИРОВАННОГО ПРИВОДА ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ В СИСТЕМАХ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

М.В. Новикова*, В.А. Хрусталёв **

** Саратовский государственный аграрный университет имени Вавилова Н.И.,
Россия, Саратов, r.nowickowa2016@yandex.ru*

*** Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.,
Россия, Саратов*

Аннотация. Предложена технологическая схема работы газоперекачивающих агрегатов, оснащенных комбинированным приводом- газотурбинным и электрическим. Рассматривается подход к оценке системной эффективности применения комбинированного типа привода на компрессорных станциях магистральных газопроводов, и в частности, при мультициклической эксплуатации ПХГ, расположенных территориально рядом с атомными электрическими станциями. Разработана методика для оценки системной эффективности предлагаемой технологической схемы работы компрессорных станций магистральных газопроводов при потреблении электроэнергии промплощадкой компрессорных станций от АЭС.

Ключевые слова: газоперекачивающий агрегат, компрессорная станция, станция подземного хранения газа, магистральный газопровод, атомная электрическая станция, объединенная энергосистема, единая газотранспортная система, график электрической нагрузки. режим работы.

THE EFFICIENCY OF THE COMBINED DRIVE GAS COMPRESSOR UNITS IN THE SYSTEMS OF TRANSPORT AND STORAGE OF NATURAL GAS

M.V. Novikova*, V.A.Khrustalev**

** Saratov State Agrarian University named after N.I.Vavilov,
Russia, Saratov, , r.nowickowa2016@yandex.ru*

*** Yuri Gagarin state technical university of Saratov,
Russia, Saratov*

Annotation. The paper proposes a scheme of the process gas compressor units with combined gas turbine and electric privodom-. The approach to assessing the effectiveness of the system of combined type drive at compressor stations of main gas pipelines, and in particular in the operation of underground gas storage multicyclic located geographically close to nuclear power plants. A method for evaluating the effectiveness of the system of the proposed flowsheet of compressor stations of gas mains electricity consumption by industrial site compressor stations NPP.

Keywords: gas pumping units, compressor stations, underground gas storage stations, trunk pipelines, nuclear power plants, the union energostitema, unified gas transportation system schedule electrical load. operation.

Российская Федерация в мировой системе оборота энергоресурсов занимает одно из ведущих мест. Особенно значимы позиции страны на мировом рынке углеводородов. В процессе становления и развития газовой промышленности в России сложилась уникальная газотранспортная система (ГТС), которая играет основополагающую роль в надежном и бесперебойном газоснабжении и газораспределении, способствует энергетической безопасности многих европейских стран. Это является фундаментом для устойчивого роста экономики, как самой России, так и стран- импортеров российского природного газа [1]. Одной из основных проблем, стоящих перед газовой промышленностью и определяющих перспективы ее дальнейшего развития можно назвать проблему снижения расхода энергоресурсов на нужды отрасли. В настоящее время, когда отрасль добывает более 500 млрд. м³ газа в год и имеет на большинстве месторождений падающую добычу газа, ежегодно расходуя на собственные нужды около 45-50 млрд. м³ газа и порядка 12-15 млрд.

кВт*ч в год электроэнергии, эта проблема выглядит особенно остро. Для обеспечения энергоэффективности и ресурсосбережения промышленности России была разработана и реализуется Энергетическая стратегия на период до 2030 года. В соответствии с ней одним из главных векторов развития топливно-энергетического комплекса является инновационность его развития [3]. Одним из основных мероприятий повышения энергоэффективности и ресурсосбережения, повышения надежности и экологичности ГТС является расширение использования электроприводных газоперекачивающих агрегатов (ЭГПА).

Некоторый имеющийся опыт использования дневного газотурбинного привода и внепиковой ночной электроэнергии для электропривода на одних и тех же ГПА в Европе (где широко распространены дифференцированные по часам суток тарифы на электроэнергию) позволяют и в наших российских условиях обратить внимание на комбинированный привод ГПА, позволяющий реализовать такой способ энергообеспечения КС (компрессорных станций).

Как видно из рисунка 1, многие из крупных компрессорных станций газотранспортной системы Российской Федерации находятся относительно близко к линиям электропередач и уже сегодня могут быть малозатратно переведены на электропривод. Однако, при решении вопроса оснащения газоперекачивающих агрегатов электроприводом необходимо учитывать, что у обоих типов приводов имеются недостатки.

К недостаткам газотурбинного привода относятся:

- низкий КПД, равный 20-22%;
- экологическое загрязнение окружающей среды оксидами азота и углекислым газом;
- зависимость мощности и КПД газотурбинного двигателя от температуры природного газа на входе в компрессорный цех и от температуры наружного воздуха, сжимаемого в компрессоре ГТУ.

Электроприводные газоперекачивающие агрегаты имеют ряд собственных недостатков:

- высокие цены на электроэнергию, особенно в отсутствие позонно регулируемых тарифов в рассматриваемом регионе;
- в случае использования нерегулируемых по частоте вращения электродвигателей, требуется применение гидромуфт с низким КПД на частичных нагрузках или гидромуфт с лучшими характеристиками, но значительно более дорогих [2].

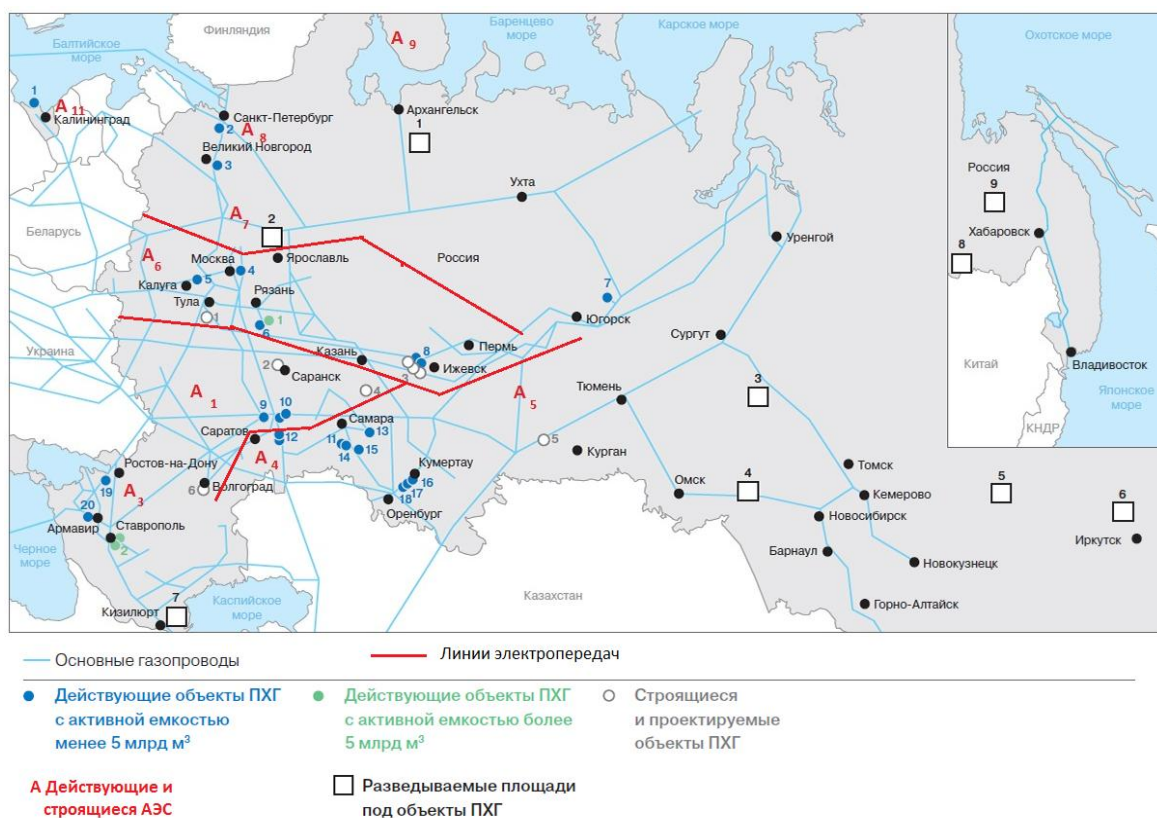


Рис. 1. Магистральные газопроводы, ПХГ, АЭС и линии ЛЭП-500 на карте России.

Перечисленные выше недостатки можно существенно уменьшить, используя комбинированный привод ГПА (газотурбинный и электрический), который особенно эффективен в регионах с позонной суточной тарификацией стоимости электроэнергии. Принципиальная технологическая схема работы транспорта и компримирования газа с использованием предложенного привода представлена на рисунке 2. Обязательным элементом таких схем является обратимый двигатель-генератор.

Предлагаемый способ работы позволяет осуществлять дальнейшую работу в нескольких режимах:

1. Режим работы компрессорной станции при энергоснабжении газового компрессора от газотурбинной установки.

Работа газового компрессора в часы повышенного спроса на электроэнергию, осуществляется с помощью газотурбинной установки. При такой схеме работы, уходящие газы через газоход, установленный на выходе газовой турбины, направляются для последующей утилизации с целью получения тепловой энергии.

2. Режим работы компрессорной станции при энергоснабжении газового компрессора от обратимого двигателя-генератора, работающего в режиме электропривода компрессора транспорта газа.

При работе газового компрессора в часы провала графиков электрической нагрузки общей энергосистемы с целью их выравнивания и экономии газа, как ценного экспортного ресурса, целесообразно привод газового компрессора осуществлять с помощью обратимого двигателя-генератора. Это особенно выгодно при многозонных тарифах, когда в ночные часы стоимость электроэнергии существенно ниже, чем в дневные часы.

В соответствии с принципом обратимости электрических машин синхронная машина может работать не только в режиме двигателя, но и в режиме генератора.

3. Режим работы компрессорной станции при выработке электроэнергии с помощью газотурбинной установки и двигателя- генератора, работающего в режиме генератора.

В нерабочие часы одного или нескольких газовых компрессоров, установленных на компрессорной станции, выработка электроэнергии может осуществляться газотурбинной установкой и обратимым двигателем-генератором. При этом, обратимый двигатель- генератор , соединенный при помощи автоматической центробежной расцепной муфты с турбокомпрессорным и силовым валом через угловой редуктор, способен вырабатывать электроэнергию на нужды компрессорной станции или близлежащего поселка (и в отдельных случаях отдавать электрическую энергию в сеть).

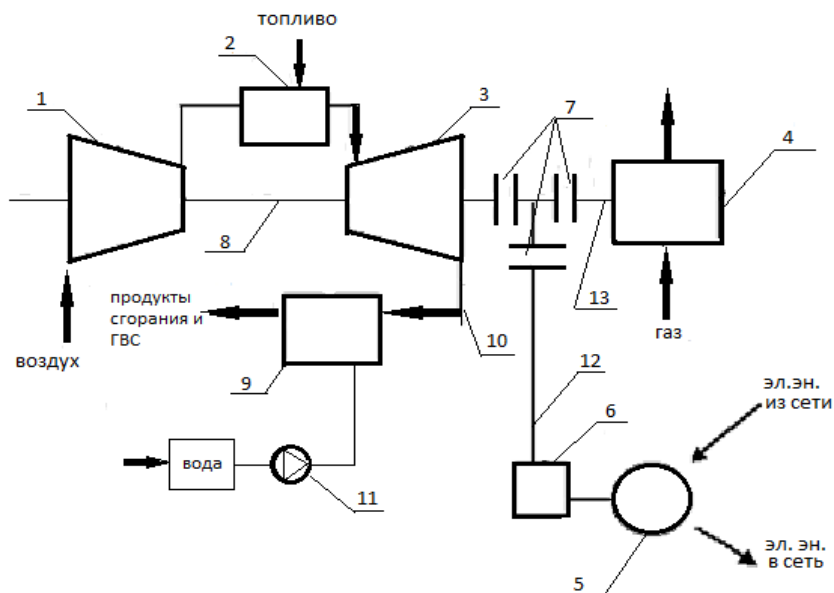


Рис. 2. Принципиальная схема ГПА, оснащенного комбинированным приводом.

1-воздушный компрессор; 2-камера сгорания; 3-газовая турбина; 4-газовый компрессор; 5- обратимый двигатель-генератор; 6-угловой редуктор; 7- автоматическая центробежная расцепная муфта; 8- турбокомпрессорный вал; 9- утилизационный блок; 10-газоход; 11- питательный насос; 12- силовой вал; 13- вал отбора мощности.

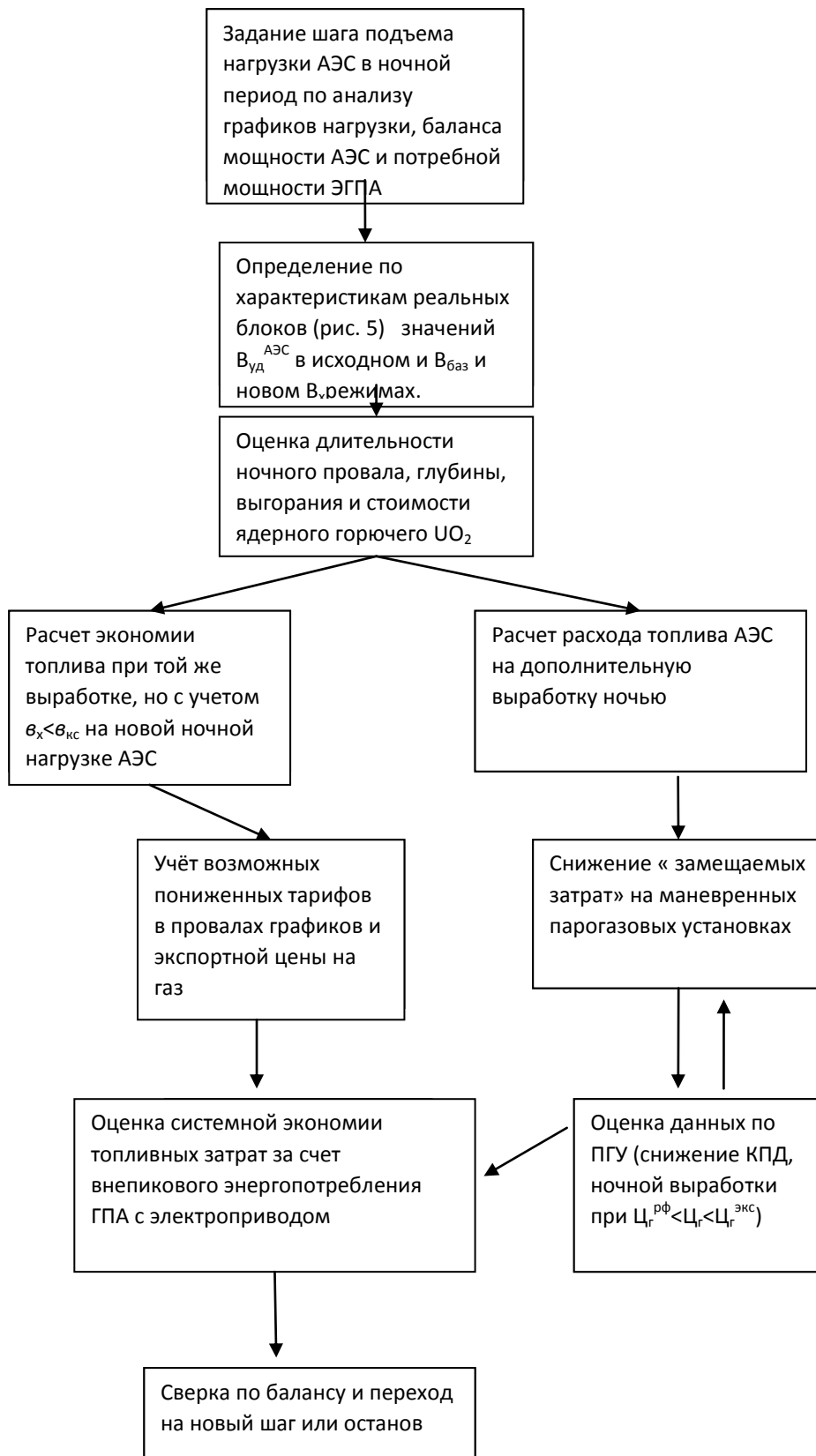


Рис. 3. Блок-схема оценки системной экономии топливных затрат от замещения расхода газа ГПА переходом на ночное внепиковое электроснабжение электроприводных агрегатов от АЭС.

Алгоритм оценки системной экономии топливных затрат на АЭС и в энергосистеме в целом представлен в блок-схеме на рисунке 3.

$$\Delta Z_T = C_{uo2} \times A_1 \left[\frac{N_i}{24B} (b_{исх}^я - b_i^я) + A_2 (N_i - N_{исх}) - A_3 N_i \right] \quad (1)$$

Здесь: $z_{бл}$ – число принятых в расчете энергоблоков мощностью $N_{бл}$, догружаемых в течение ночного периода $\tau_{np} n_{сут}$ в году от нагрузки $N_{исх}$ до N_i с соответственным изменением удельных расходов топлива от $b_{исх}^я$ до $b_i^я$; $b_{пгу}^{зам}$, $b_{пгу}^{исх}$ – удельные расходы топлива ПГУ в базовом варианте и после частичного замещения их выработки ночным догрузением АЭС; $Q_{нг}^p$, $Q_{я}^p$ – теплотворные способности единицы массы газа и UO_2 , C_{uo2} , $C_{г}$ – цена на ядерное горючее и природный газ.

Значения комплексов A_1 , A_2 , A_3 , в выражении (1) составляют:

$$A_1 = z_{бл} \cdot N_{бл} \cdot \tau_{пр} \cdot n_{сут} \quad (2)$$

$$A_2 = \left(\frac{C_{г}}{C_{uo2}} - \frac{Q_{нг}^p \eta_{пгу}}{Q_{я} \eta_{аэс}} \right) / Q_{нг}^p \eta_{пгу}^н \quad (3)$$

$$A_3 = C_{г} (b_{пгу}^{зам} - b_{пгу}^{исх}) / Q_{нг}^p C_{uo2} \quad (4)$$

Изменение топливных затрат в системе определим по выражению (1), которое учитывает:

- 1) влияние фактора снижения удельного расхода ядерного горючего в условном эквиваленте при переходе к дополнительной ночной выработке,
- 2) разность в стоимостях UO_2 и газа (для замещаемых ПГУ) в связи со снижением выработки на ПГУ их замещением ,
- 3) оценивает возможное снижение КПД ПГУ в связи со снижением их нагрузки для заданного сценария развития структуры разных типов АЭС.

Часть доходов, увеличенных из-за вытеснения газа из экономики РФ, в виде реинвестиций может быть направлена на развитие АЭС. Других сценариев финансирования по АЭС нет, т.к. они «неподъемно» дороги для частного капитала. Из-за роста КПД АЭС и за счет прироста коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) – снижается срок их окупаемости, наблюдается «вторичный» эффект улучшения экологии – снижения выбросов NO_x , SO_x из-за роста доли выработки на АЭС.

Базовые (исходные) данные компрессорных станций, в частности ПХГ приняты по данным диспетчерских журналов. Заполнение и расходование газа ПХГ идет по времени несовместимо. Значит, приемлемым может являться следующий алгоритм оценки эффективности рассматриваемых режимов работы ПХГ:

1. Выбор графиков заполнения ПХГ, суммирование их для заданного региона.
2. Построение графиков посуточных средних мощностей привода и среднего расхода топливного газа на привод газотурбокомпрессоров (с учётом КПД, давления закачки, расхода закачиваемого газа)
3. Анализ и расчет режимов работы ПХГ, для которых оказывается возможным потребление электроэнергии от АЭС:
 - а) 100% электрической нагрузки ПХГ в ночной период (12 часов) ;
 - б) 75% (9 часов);
 - в) 50% (6 часов);
 - г) 25% (3 часа);

4. Расчет экономии топлива на АЭС и конечной экономии топливных затрат в вариантах из-за подъема ночной загрузки АЭС
5. В каждом из случаев а) ,б), в), г) в динамике времени с учетом развития АЭС и роста их доли в ОЭС прогнозируемый эффект обусловлен тем, что можно:
 - поднять нагрузку АЭС в ночной период рабочих суток и в праздничные дни, увеличить коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) АЭС, повысив одновременно их КПД;
 - выручить дополнительные средства от продажи за рубеж высвобожденного в газотранспортной системе топливного газа по цене 350-400\$, при частичном переводе ГПА на электропривод;
 - Оценить экологический эффект для каждого из расчетных вариантов за счет снижения выбросов NO_x , SO_x и др. ингредиентов по принятым международным нормативам;
 - Оценить возможный инфраструктурный эффект по схемам энергоснабжения рабочих поселков в прилегающей селитебной зоне ПХГ.

6. Обоснование конечного системного эффекта с учетом только перечисленных факторов при условии дополнительных затрат на оборудования, необходимое для реализации работы предложенных технологических схем компрессорных станций.

Для оценки системной эффективности применения комбинированного привода ГПА представлены графики на рисунках 3 и 4. Гистограмма (рис. 3) показывает затраты за год работы станции, на топливо при различном времени работы электрического привода в ночной период времени. Видно, что затраты на компримирование природного газа ниже с увеличением числа часов работы электродвигателя в ночной период суток.

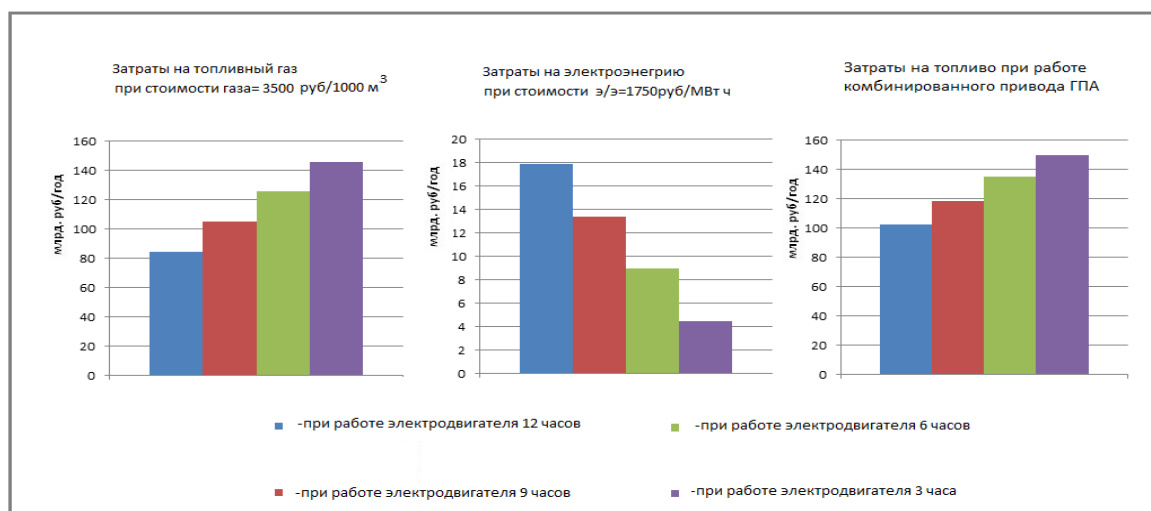


Рис. 3. Топливные затраты при работе комбинированного привода ГПА при различном времени работы электродвигателя.

На рисунке 4 изображены гистограммы, демонстрирующие графически экономический эффект при продаже на экспорт высвобожденного топливного газа. А так же показан системный экономический эффект при применении комбинированного типа привода на ПХГ с учетом их географической близости к ЛЭП-500 и АЭС. Видно, что при увеличении числа часов работы электродвигателя в ночной период времени экономический эффект значительно увеличивается.

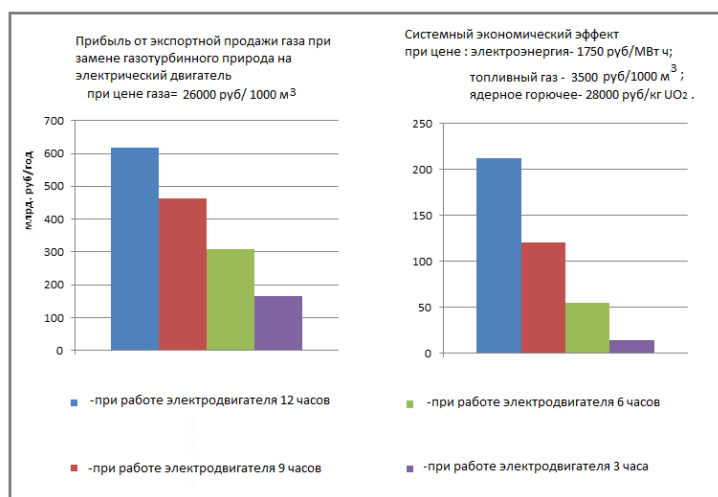


Рис. 4. Экономический эффект при применении комбинированного привода ГПА на ПХГ.

В заключении следует отметить, что:

- Применение комбинированного типа привода позволит снизить потребление топливного газа, с последующей его продажей на экспорт. Так, за календарный год путем применения электрического двигателя в качестве привода ГПА в ночной период времени, поставка газа на экспорт может быть увеличена на 1,5-2%, что дает существенный экономический эффект.
- Применение комбинированного привода позволяет повысить надежность оборудования компрессорного цеха. При использовании данной технологической схемы работы ГПА возможна выработка и/или передача электроэнергии в сеть на нужды самой станции и прилегающей инфраструктуры, что актуально в часы максимального потребления электроэнергии.
- Для энергосистем с высокой долей АЭС такая схема работы КС позволит устранить ночные провалы нагрузки АЭС, соответственно повысить КИУМ, что позволит снизить удельный расход топлива, повысить валовую выработку электроэнергии и налоговые платежи в бюджеты всех уровней.
- Обоснована территориальная возможность внедрения предлагаемых решений в европейской части России в условиях географической близости площадок действующих и сооружаемых АЭС к крупным магистральным газораспределительным станциям и потенциальным площадкам сооружения газохранилищ.

Библиографический список

1. Волков М.М., Михеев А.А., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности. - М.: Недра, 1989-286 с.
2. Хрусталева В.А., Ипатов П.А., Ларин Е.А., Чеботаревский Ю.В. Региональная эффективность проектов АЭС. , Саратов, 2010.
3. Энергетической стратегии России на период до 2030 года. Утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г.
4. Концепция применения электропривода в газоперекачивающих агрегатах на объектах ОАО «Газпром». Н-Новгород: ОАО «Газпром», ОАО «Гипрогазцентр», 2003.
5. Крылов Д.А. Проблемы и перспективы использования электроэнергии в газотранспортной системе ОАО «Газпром» // Энергонадзор и энергобезопасность. №5. 2012.