

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

НОВИКОВА М.В.\* ХРУСТАЛЁВ В.А.\*\*

\*СГАУ имени Вавилова Н.И.

\*\*СГТУ имени Гагарина Ю.А., г. Саратов

*Развитие сети подземных хранилищ газа (ПХГ) в Европейской части России является одной из важнейших стратегических задач – бесперебойного обеспечения поставок газа как российскому потребителю, как и экспортному. В условиях рыночных отношений с соседними странами, связанными с Россией как с крупнейшим поставщиком газа, с учетом пикового спроса на голубое топливо, эксплуатация ПХГ решает задачи более равномерной загрузки магистрального газопровода с учетом неравномерности газопоступления и газопотребления. В статье рассматривается подход к оценке системной эффективности применения комбинированного типа привода на ПХГ, в частности, при мультициклической эксплуатации ПХГ, сооруженных вымыванием соляных пластов.*

*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.*

### Введение

Проектирование и эксплуатация подземных хранилищ газа (далее - ПХГ) на сегодняшний день претерпевают существенные изменения. Потребление газа резко возрастает в холодное время года, и если подача газа по магистральным газопроводам производится практически с постоянной скоростью, то вследствие резких заморозков нередко возникают кратковременные периоды дефицита газа [1]. Именно для компенсации таких дефицитов газа в газотранспортной системе предназначены так называемые пиковые ПХГ. Наиболее подходящими технологическими условиями для покрытия пиковых нагрузок являются ПХГ в каменной соли, так как общеизвестно, что хранилища данного типа обладают более высокой скоростью возможного отбора газа. ОАО «Газпром» приняло Концепцию развития пиковых ПХГ в солях, которая предполагает строительство 10 пиковых ПХГ с общим объемом 40950 тыс. м<sup>3</sup>. Строительство хранилищ в каменных солях также позволит проводить более гибкую политику в регулировании поставок газа на экспорт. В табл. 1 приведены некоторые из соленосных бассейнов, которые могли бы быть пригодны для строительства подземных аккумуляторов природного газа [2].

В Энергетической стратегии России на период до 2020 г. (ЭС-2020) перед газовой отраслью поставлены следующие цели: стабильное, бесперебойное и эффективное удовлетворение внутреннего и внешнего спроса на газ, развитие единой газотранспортной системы и ее расширение на восток России, стимулирование газосбережения. Важнейшими направлениями развития ГТС являются повышение ее

энергоэффективности, энергосбережения и экологичности. Для этого в Распоряжении Правительства РФ [3] выделены следующие основные направления:

- реконструкция газотранспортных объектов и системная организация технологических режимов работы магистральных газопроводов;
- сокращение потерь газа;
- внедрение автоматизированных систем управления и телемеханики;
- улучшение технического состояния газоперекачивающих агрегатов (ГПА);
- расширение использования регулируемых электроприводных газоперекачивающих агрегатов (ЭГПА).

Таблица 1

Соленосные бассейны, пригодные для строительства подземных аккумуляторов воздуха и природного газа (примеры)

Наименование соленосного бассейна	Наличие АЭС и ПХГ	Предполагаемый объем природного газа, млн м <sup>3</sup>	Глубина залега-ния, м	Темпера-тура пород, С°	Усло-вия для сброса рассола	Пригодность для строительства подземных резервуаров
Калининградский	1 АЭС 1 ПХГ	261	67-1045	26-29	есть	да
Подмосковный	3 АЭС 4 ПХГ	0,34	740-1080	18-22	есть	да
Прикаспийский	2 АЭС 3 ПХГ	820	67-152	19-25	есть	да

#### **Анализ тенденции развития газовой отрасли в объединенной энергосистеме**

На компрессорных станциях ОАО «Газпром» в настоящее время в эксплуатации находится более 4000 ГПА различных типов. Наибольший удельный вес в структуре парка ГПА имеют при этом газотурбинные агрегаты — около 75%. Электроприводные ГПА (ЭГПА) составляют около 18%, а газомотокомпрессоры (поршневые компрессоры с приводом от двигателей внутреннего сгорания, работающие на газе) – около 5% от общего числа установленных агрегатов.

Одним из важнейших элементов надежного функционирования газотранспортной системы являются станции подземного хранения газа( ПХГ), которые выполняют следующие функции:

- аккумулярование стратегических запасов газа;
- регулирование сезонной неравномерности потребления природного газа;
- создание необходимых запасов газа вблизи населенных пунктов и промышленных объектов для повышения надежности газоснабжения в холодный период года и в случае непредвиденных экстремальных ситуаций;
- создание условий для надежной работы системы газоснабжения — от газовых промыслов до газовых сетей населенных пунктов; уменьшение затрат на строительство магистральных газопроводов и компрессорных станций;
- обеспечение надежного транзита заданных объемов экспортного газа по магистральным газопроводам, что особенно важно в условиях рыночных отношений.

Одним из основных мероприятий повышения энергоэффективности и ресурсосбережения, повышения надежности и экологичности ПХГ и газотранспортной системы (ГТС) в целом является расширение использования ЭГПА. Так, в ОАО «Газпром» была принята «Концепция применения электропривода в газоперекачивающих агрегатах на объектах «Газпром»», разработанная в

ОАО «Гипрогазцентр», которая предусматривает внедрение инновационного оборудования ЭГПА также на станциях подземного хранения газа [3, 4].

Наличие пиковых ПХГ позволит сгладить нежелательные для технологического оборудования резкие дебалансные колебания газопоступления и газопотребления путем подачи «излишков» газа в это хранилище. Известно, что экспортные поставки газа падают в выходные дни до 10–20% относительно рабочей недели, что затрудняет стабильную работу технологического оборудования компрессорных станций магистральных газопроводов [5].

Для решения указанных выше задач в рамках данной статьи приведено обоснование эффективности применения комбинированного привода (газотурбинного и электрического) газоперекачивающих агрегатов в условиях мультициклической работы пиковых ПХГ в общей энергосистеме, включающей тепловые и атомные электрические станции.

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) позволяет и в наших Российских условиях обратить внимание на комбинированный привод ГПА, позволяющий реализовать такой способ энергообеспечения ПХГ и компрессорных станций магистральных газопроводов.

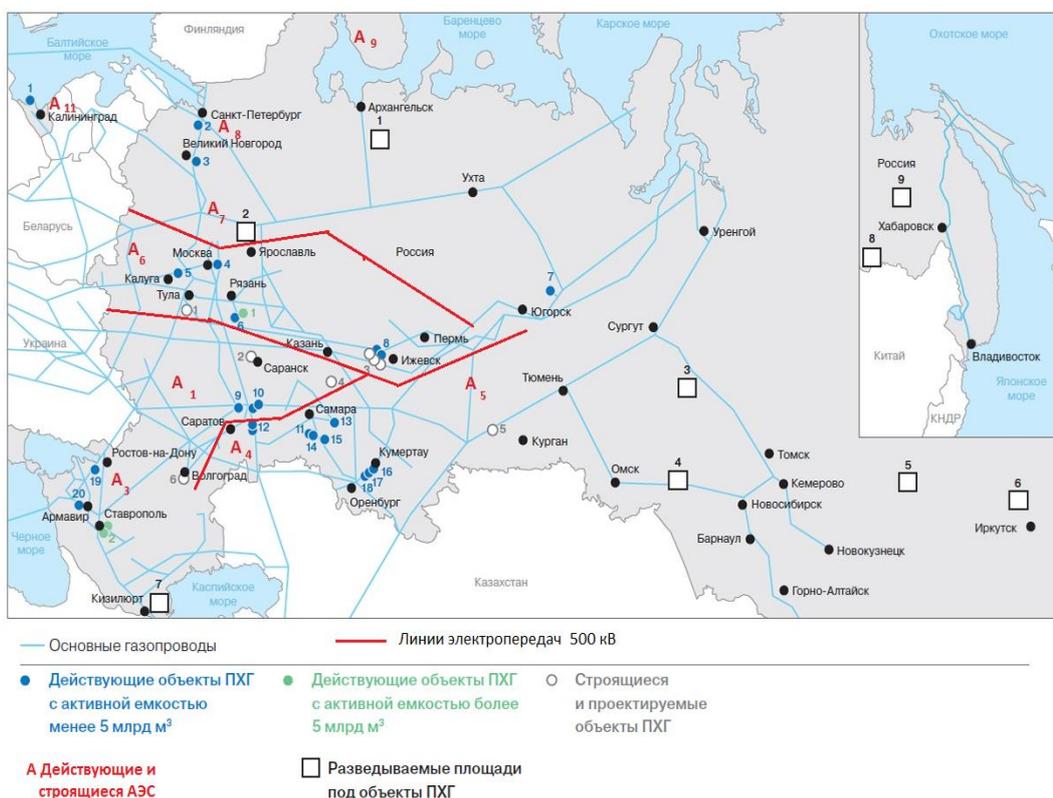


Рис. 1. Основные магистральные газопроводы, ПХГ, АЭС и ЛЭП-500 на карте России

Как видно из рис. 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 такого перевода необходимо учитывать,

что у обоих типов приводов имеются недостатки. К недостаткам газотурбинного привода относятся:

- низкий КПД, равный 20–22% [6];
- 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 позоннорегулируемых 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.

Перечисленные выше недостатки можно существенно уменьшить, используя комбинированный привод ГПА (газотурбинный и электрический), который особенно эффективен в регионах с позонной тарификацией стоимости электроэнергии [7]. Принципиальная технологическая схема работы транспорта и компримирования газа с использованием предложенного привода показана на рис. 2. Обязательным элементом таких схем является обратимый двигатель-генератор.

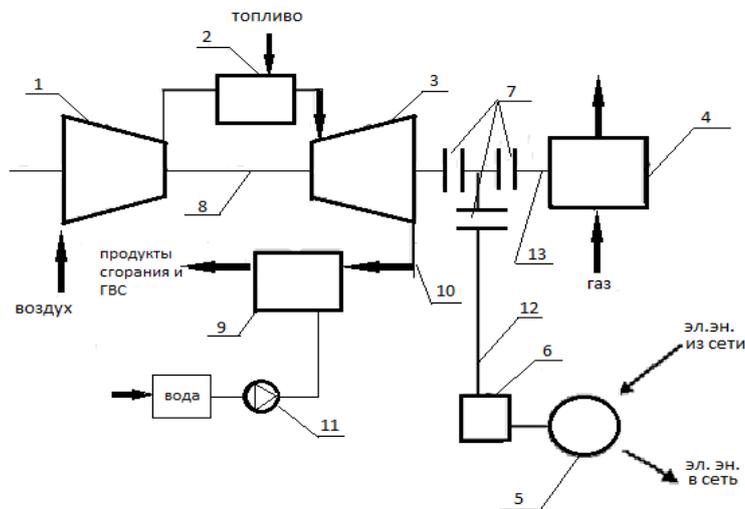


Рис. 2. Принципиальная схема ГПА, оснащенного комбинированным приводом: 1 – воздушный компрессор; 2 – камера сгорания; 3 – газовая турбина; 4 – газовый компрессор; 5 – обратимый двигатель-генератор; 6 – угловой редуктор; 7 – автоматическая центробежная распелная муфта; 8 – турбокомпрессорный вал; 9 – утилизационный блок; 10 – газоход; 11 – питательный насос; 12 – силовой вал; 13 – вал отбора мощности

Предлагаемый в статье способ работы компрессорной станции магистральных газопроводов, газоперекачивающие агрегаты которой оснащены комбинированным типом привода – электроприводным и газотурбинным, характеризуется тем, что при падении электрической нагрузки общей энергосистемы для газоперекачивающих агрегатов в качестве привода используют обратимый двигатель-генератор, оснащенный

преобразователем частоты для работы в режиме двигателя, и генератором – для работы в режиме выработки электроэнергии. Двигатель-генератор соединен с газовым компрессором через автоматическую центробежную расцепную муфту с силовым валом и валом отбора мощности. При значительном увеличении электрической нагрузки общей энергосистемы используют газотурбинный привод, имеющий воздушный компрессор, на вход которого подают воздух, направляемый затем в камеру сгорания. В ней при сжигании газозвушной смеси преобразуют образовавшийся высокоэнергетический тепловой поток в механическую работу за счет вращения струями газозвушной смеси лопаток газовой турбины. Образующиеся отработанные газы направляют через газоход в котел-утилизатор для дальнейшей утилизации с целью получения тепловой энергии. При этом останов газотурбинного привода и пуск обратимого двигателя-генератора осуществляют синхронизировано [7].

В условиях рыночных отношений, в целях сокращения затрат на используемые энергоресурсы, компрессорные станции могут работать с комбинированным приводом – газотурбинным и электроприводным. Днем, когда тариф на потребляемую электроэнергию высок, газоперекачивающие агрегаты работают с газотурбинным приводом, а в ночное время суток, когда электроэнергия отпускается потребителям по выгодному тарифу, подключается электропривод. Энергия на закачку газа может расходоваться по льготному тарифу из сети, если время закачки – ночь рабочей недели, праздничные и выходные дни. При этом и без льготного тарифа имеется общий выигрыш топливных затрат в системе, так как стоимость газа в Российской Федерации, и тем более при продаже газа на экспорт (в эквиваленте условного топлива), намного выше, чем стоимость ядерного горючего.

Часть доходов, увеличенных из-за вытеснения газа из экономики РФ, в виде reinvestиций может быть направлена на развитие АЭС. Экономическая практика финансирования АЭС в России и зарубежом показала значительные трудности участия в этом процессе частного капитала.

Из-за роста КПД АЭС и за счет прироста коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) снижается срок окупаемости капиталовложений в АЭС, наблюдается «вторичный» эффект улучшения экологии – снижение выбросов  $NO_x$ ,  $SO_x$  из-за роста доли выработки на АЭС.

Таким образом, в отношении основного оборудования ПХГ следует учитывать оптимизацию состава основного оборудования с возможными его изменениями как для одной ПХГ, так и по общему комплексу ПХГ.

В расчетных примерах базовые (исходные) данные приняты по данным диспетчерских журналов Песчано-Уметского ПХГ.

Заполнение и расходование газа ПХГ идет по времени несовместимо. Поэтому приемлемым может являться следующий алгоритм оценки эффективности рассматриваемых режимов работы ПХГ:

1. Выбор графиков заполнения ПХГ, суммирование их для заданного региона.
2. Перевод их в графики посуточных средних мощностей привода и среднего расхода топливного газа на привод газотурбокомпрессоров (с учётом КПД, давления закачки, расхода закачиваемого газа).

Отметим, что при оснащении основного газотранспортного оборудования (частично или полностью, где это возможно) электроприводом следует учитывать экономию газа, как ценного экспортного ресурса (по договорной цене с государством-импортером).

3. Рассмотрение всех 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).

1. Расчет экономии топлива на АЭС и конечной экономии топливных затрат в вариантах из-за подъема ночной загрузки АЭС.

2. 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:

I) поднять нагрузку АЭС в ночной период рабочих суток и в праздничные дни, увеличить коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) АЭС, повысив одновременно их КПД.

II) Выручить дополнительные средства от продажи за рубеж высвобожденного в газотранспортной системе топливного газа по цене 350-400\$/м<sup>3</sup>, при частичном переводе нагнетательного оборудования на электропривод.

III) Оценить экологический эффект для каждого из расчетных вариантов, за счет снижения выбросов NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> и др. ингредиентов, по принятым международным нормативам.

IV) Оценить возможный инфраструктурный эффект по схемам энергоснабжения инфраструктуры рабочих поселков в прилегающей селитебной зоне ПХГ.

3. Обоснование конечного системного эффекта с учетом только перечисленных факторов при условии дополнительных затрат на оборудование, необходимое для реализации работы предложенных технологических схем ПХГ.

Для оценки системной эффективности применения комбинированного привода ГПА представлены рис. 3 и 4.

На рис. 3 изображена гистограмма, где показаны затраты, за весь период закачки природного газа в подземный резервуар, на топливный газ и электроэнергию 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.

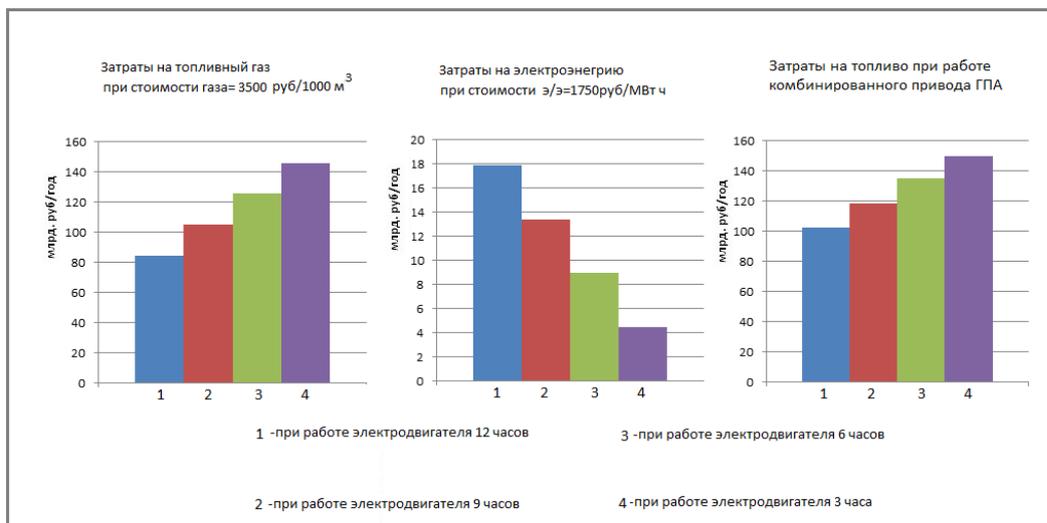


Рис. 3. Затраты на топливный газ, электроэнергию на компримирование природного газа при работе комбинированного привода ГПА при различном времени работы электродвигателя

На рис. 4 изображены гистограммы, демонстрирующие графически экономический эффект при продаже на экспорт высвобожденного топливного газа.

А также показан системный экономический эффект при применении комбинированного типа привода на ПХГ с учетом географической близости к ЛЭП-500 и АЭС. Видно, что при увеличении числа часов работы электродвигателя в ночной период времени экономический эффект значительно увеличивается.

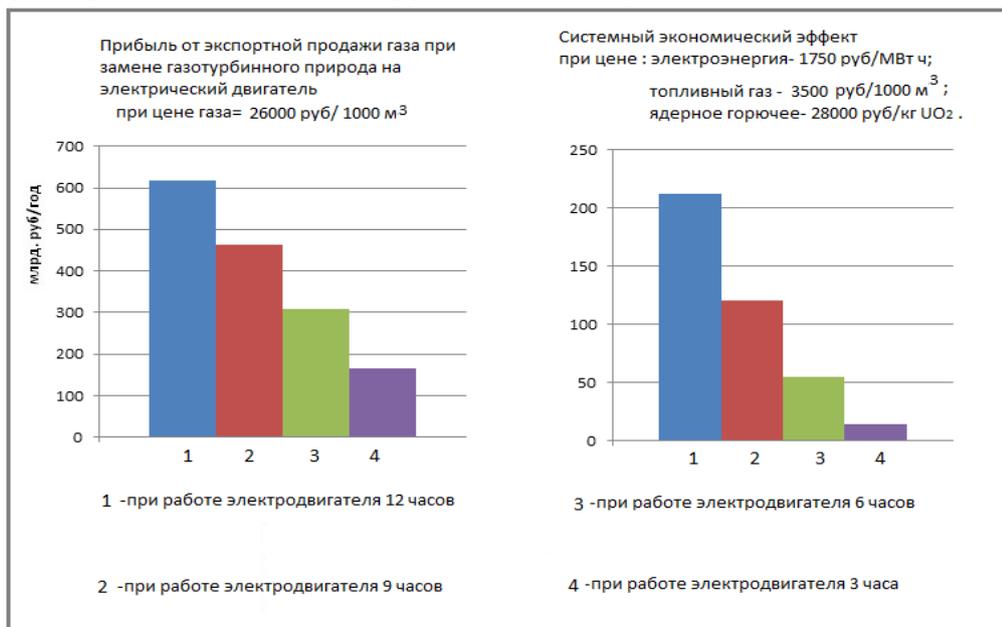


Рис. 4. Экономический эффект при применении комбинированного привода ГПА на ПХГ

С помощью методик, предложенных в работах [6, 8], произведен расчет режимов работы компрессорной станции и расчет количества рабочего тела (в нашем случае природного газа), необходимого для работы газотурбинного привода ГПА. Полученные данные сведены в табл. 2.

Таблица 2

Расчетные показатели расхода топливного газа при изменении числа часов работы электропривода в течение периода закачки

Объём закаченного газа, млн. м <sup>3</sup>	Расход топливного газа при работе газотурбинного привода ГПА, млн. м <sup>3</sup>	Расход топливного газа при работе комбинированного привода ГПА, млн. м <sup>3</sup>			
		при работе электропривода 3 ч./сут.	при работе электропривода 6 ч./сут.	при работе электропривода 9 ч./сут.	при работе электропривода 12 ч./сут.
1,8632	0,04794	0,04163	0,03604	0,0301	0,02415
		Объём высвобожденного газа, млн. м <sup>3</sup> (%)			
		0,00631 (13)	0,0119 (24,8)	0,01784 (37,2)	0,02379 (49,6)

В заключение следует отметить:

- Применение комбинированного типа привода позволит снизить потребление топливного газа в системах транспорта и хранения природного газа в России, с возможностью последующей его продажи на экспорт. Из расчетной табл. 2 следует, что применение комбинированного привода, в зависимости от длительности используемых внепиковых провалов электрической нагрузки (от 3 до 12 часов в сутки), позволяет высвободить топливный газ в годовом объеме от 12 до 49%.

• 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 значительно снизить ночные провалы нагрузки АЭС, соответственно повысить КИУМ, что позволит повысить валовую выработку электроэнергии, уменьшить удельный расход топлива и налоговые платежи в бюджеты всех уровней.

### **Summary**

*Developing a network of underground gas storage in the European part of Russia is one of the most important strategic objectives supply gas to both Russian consumers, as well as export. In conditions of market relations with neighboring countries, associated with Russia as a major supplier of gas, taking into account the peak demand for natural gas, the exploitation of underground gas storage solves the problem of a uniform loading of the trunk gas pipeline taking into account the uneven inflow gas and gas consumption. The article discusses the approach to assessing the effectiveness of the system of combined type drive UGS, particularly in the multicyclic UGS operation in rock salt.*

*Keywords: gas pumping units, compressor stations, stations underground storage gas, the main gas pipelines, nuclear power plants, the union power-transmission energostytem, unified gas transportation system schedule electrical load.*

### **Литература**

1. Хандохин В.А. Цели и перспективы развития системы ПХГ ОАО «Газпром» в Европе // Газовая промышленность. Спец. выпуск. 2012.
2. Ольховский Г.Г., Казарян В.А., Столяревский А.Я. Воздушно-аккумулирующие газотурбинные электростанции (ВАГТЭ). Москва: Институт компьютерных исследований, 2011. 358 с.
3. Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 №1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года» // URL: <http://www.bace.consultant.ru/online.cgired.html>. (дата обращения: 21.02.2016).
4. Концепция применения электропривода в газоперекачивающих агрегатах на объектах ОАО «Газпром». [Электронный ресурс]. Н-Новгород: ОАО «Газпром», ОАО «Гипрогазцентр», 2003 // URL: <http://www.giprogascentr.ru/about.html>. (дата обращения: 21.02.2016).
5. Григорьев А.В., Исхаков А.Я., Кокорева О.С., Стурейко О.П. Использование потенциала ПХГ для повышения надежности системы МГ «Северный поток» и увеличения объема подачи газа // Газовая промышленность. Спец. выпуск. 2012.
6. Волков М.М., Михеев А.А., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности. М.: Недра, 1989. 286 с.
7. Приоритетная заявка №2015157208 от 29.12.15 «Способ работы компрессорных станций магистральных газопроводов» / Е.А. Ларин, В.А. Хрусталёв, М.В. Новикова.
8. Костюк А.Г. Газотурбинные установки/учебное пособие для вузов. М.: Высшая школа, 1979.

*Поступила в редакцию*

*23 ноября 2015 г.*

**Новикова Маргарита Витальевна** – аспирант СГАУ имени Вавилова Н.И., г. Саратов. Тел: 8(927)1291052. E-mail: [r.nowickowa2016@yandex.ru](mailto:r.nowickowa2016@yandex.ru).

**Хрусталёв Владимир Александрович** – д-р техн. наук, профессор СГТУ имени Гагарина Ю.А., ведущий научный сотрудник СНИЦ РАН. Тел: 8(8452) 99-88-11, 8(8452) 99-88-22.