

---

*На правах рукописи*



АЛБУЛ АНДРЕЙ ВЕЛИНИНОВИЧ

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ  
ПРИРОДНОГО ГАЗА В СИСТЕМАХ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ  
С ПРИМЕНЕНИЕМ ПАРОГАЗОВЫХ  
И ТЕПЛОНАСОСНЫХ УСТАНОВОК**

Специальность 05.14.04 – Промышленная теплоэнергетика

Автореферат  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Иваново – 2013

Работа выполнена на кафедре Экономики энергосбережения Открытого акционерного общества «Газпром промгаз», г. Москва

**Научный руководитель:** **СУЛТАНГУЗИН Ильдар Айдарович**  
доктор технических наук, профессор

**Официальные оппоненты:** **НАТАРЕЕВ Сергей Валентинович**  
доктор технических наук, профессор  
ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный  
химико-технологический университет»,  
профессор кафедры «Машины и аппараты  
химических производств»

**КУЛАГИН Станислав Михайлович**  
кандидат технических наук, доцент  
ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный  
политехнический университет»,  
доцент кафедры «Теплогазоснабжение  
и вентиляция»

**Ведущая организация:** **Закрытое акционерное общество**  
**«ЗиО-КОТЭС»**, г. Новосибирск

Защита диссертации состоится «25» октября 2013 г. в 14 час. 00 мин. на заседании диссертационного совета Д 212.064.01 ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина» по адресу: 153003, г. Иваново, ул. Рабфаковская, 34, аудитория Б-237.

Отзывы (в двух экземплярах, заверенные печатью организации) просим направлять по адресу: 153003, г. Иваново, ул. Рабфаковская 34, ученый совет ИГЭУ. Тел. (4932) 38-57-12, факс (4932) 38-57-01. E-mail: uch\_sovet@ispu.ru

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». Автореферат размещен на сайте ИГЭУ [www.ispu.ru](http://www.ispu.ru).

Автореферат разослан «23» сентября 2013 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Шувалов Сергей Ильич

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

*Актуальность темы диссертации.* Эффективное использование топливно-энергетических ресурсов является условием устойчивого развития общества и повышения качества жизни людей.

В Энергетической стратегии России на период до 2030 года сформированы новые ориентиры развития энергетического сектора российской экономики, наиболее важным из которых определен переход на инновационный путь развития. В числе требований стратегии - достижение российской экономикой уровня энергоемкости ВВП развитых стран со схожими климатическими условиями при постоянном снижении вредного воздействия на окружающую среду.

Главное отличие российской энергетики от энергетики, например, Канады или Скандинавии заключается в высокой степени износа основных фондов. Это является одной из основных причин того, что энергетическая составляющая себестоимости продукции в РФ значительно превышает аналогичные показатели развитых стран, что в свою очередь приводит к снижению ее конкурентоспособности и увеличению нагрузки на окружающую среду.

Важно отметить, что это имеет место при использовании наиболее удобного и экологически чистого топлива, каким является природный газ: в России на ТЭЦ и в котельных доля природного газа составляет 60-70%.

Все вышесказанное о техническом состоянии энергетики России полностью относится к промышленной теплоэнергетике. Кроме того положение ухудшается тем, что на реконструкцию и модернизацию промышленной теплоэнергетики необходимы значительные средства, но объемы выделяемых инвестиций чаще всего недостаточны в связи с непривлекательностью для инвесторов – требуются «длинные» деньги. Срабатывает «остаточный принцип» по отношению к тепловой энергии, выработанной комбинированным способом.

Учитывая опыт эксплуатации теплоэнергетического оборудования в России и за рубежом и результаты проведенного анализа, получено, что наиболее перспективным направлением является комбинированная выработка электроэнергии и тепла на основе газотурбинных, парогазовых и теплонасосных установок.

В настоящей работе рассматривается сектор промышленной теплоэнергетики, в котором эксплуатируется парогазовые установки (ПГУ), мощностью до 400 МВт и теплопроизводительностью до 220 Гкал/ч; три группы газотурбинных установок (ГТУ): мощностью более 110 МВт, 10-110 МВт, менее 10 МВт; теплонасосные установки (ТНУ) тепловой мощностью до 20 МВт в разрезе источников систем энергоснабжения ЖКХ городов и промышленных предприятий.

В качестве топлива в средне- и долгосрочной перспективе с учетом возрастающих требований к экологической защите природный газ останется основным ресурсом для промтеплоэнергетики. Потребление газа предприятиями электроэнергетики и коммунально-бытовыми хозяйствами составляет

около 170 млрд. куб. м в год (примерно 40% от всего потребления газа в России). Получение реальной экономии газа в условиях постоянного роста цен на газ является актуальной задачей снижения себестоимости конечной продукции.

Актуальность тем более возрастает с вступлением России во Всемирную торговую организацию, следствием которого является резкий рост конкуренции.

**Целью работы** является повышение эффективности использования природного газа в системах энергоснабжения с применением парогазовых и теплонасосных установок.

**Задачами работы являются:**

- разработка схем интенсивного энергосбережения при комбинированной выработке тепловой и электрической энергии, в тепловых технологических системах на основе газотурбинных, парогазовых и теплонасосных установок;
- обоснование выбора метода распределения топлива на комбинированную выработку во избежание «перекрестного субсидирования»;
- разработка подхода к выбору газотурбинного оборудования.

**Научная новизна**

1. Для источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии систем энергоснабжения городов и промышленных предприятий впервые систематизирована и обработана информация обо всем предложенном на текущий момент газотурбинном оборудовании, выявлены основные тенденции его развития, на основе чего получены термодинамические критерии выбора данного оборудования.

2. Предложен способ максимально полного использования природного газа с получением электроэнергии, тепла и конденсата в парогазовой установке путем ее сочетания с теплонасосной установкой на уходящих газах.

3. Впервые разработан способ многокритериального выбора газотурбинного оборудования, основанный на методе анализа иерархий, для различных источников энергоснабжения, учитывающий термодинамические, экономические и технические критерии.

**Практическая ценность**

1. Предлагаемый в работе подход к выбору газотурбинного оборудования целесообразно применять при принятии решения о строительстве того или иного источника энергоснабжения.

2. Разработана энергоэффективная схема на основе ПГУ и ТНУ, позволяющая увеличить отпуск тепловой энергии от ПГУ-ТЭЦ на 8% и получить конденсат водяных паров, содержащихся в уходящих газах ПГУ, для подпитки тепловых сетей и прочих нужд.

3. Разработана схема выработки тепловой энергии на основе ТНУ с газотурбинным приводом и водогрейным котлом-утилизатором, которая позволяет получить до 87% больше тепловой энергии по сравнению с существующими водогрейными котельными при том же расходе газа.

*Достоверность и обоснованность результатов работы* обусловлены применением положительно зарекомендовавших себя методик расчетов теплоэнергетических агрегатов, применением метода анализа иерархий и достоверных справочных данных, сравнением результатов с данными других авторов, а также данными, полученными при проведении энергоаудита тепловых электростанций и газоперерабатывающих комплексов.

#### *Личное участие*

Основные результаты получены лично автором под руководством д.т.н., проф. Султангузина И.А.

#### *Обоснование соответствия диссертации паспорту научной специальности 05.14.04 – «Промышленная теплоэнергетика»*

Пункты 1, 3 научной новизны соответствуют пункту 1 паспорта специальности – «Разработка научных основ сбережения энергетических ресурсов в промышленных теплоэнергетических устройствах и использующих тепло системах и установках», пункт 2 научной новизны соответствует пункту 4 паспорта – «Разработка новых конструкций теплопередающих и теплоиспользующих установок, обладающих улучшенными эксплуатационными и технико-экономическими характеристиками».

#### *Апробация работы*

Основные положения работы, результаты теоретических и расчетных исследований докладывались на:

- 16, 17, 18, 19 Международных научно-технических конференциях студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика» (НИУ МЭИ, Москва, 2010 – 2013 г.);

- 8th Minsk International Seminar «Heat Pipes, Heat Pumps, Refrigerators, Power Sources» (Институт тепло- и массообмена им. А.А. Лыкова Национальной Академии Наук Белоруссии, Минск, 2011 г.);

- VI Международной школе-семинаре молодых ученых и специалистов «Энергосбережение – теория и практика» (НИУ МЭИ, Москва, 2012 г.);

- IV Научно-практической молодежной конференции «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность» (ООО «Газпром ВНИИ-ГАЗ», Москва, 2012 г.);

- III Научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Обеспечение эффективного функционирования газовой отрасли» (РОО «Ученый совет Ямало-Ненецкого Автономного округа», Новый Уренгой, 2012 г.).

### ***Публикации***

Основное содержание выполненных исследований опубликовано в 17 статьях, тезисах и докладах, в т.ч. 4 в журналах, аттестованных ВАК.

### ***Структура и объем работы***

Диссертация изложена на 179 страницах и состоит из введения, четырех глав, выводов, приложения. Работа содержит 57 рисунков и 31 таблицу, 5 приложений, список использованных источников содержит 142 наименований.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

***Во введении*** обосновывается актуальность темы диссертации, сформулирована цель и задачи исследования, показана научная новизна и практическая ценность, дана общая характеристика работы.

***В первой главе*** приведен обзор литературы по теме диссертации, основной задачей которого являлся анализ современного состояния промышленной теплоэнергетики в части комбинированного производства тепловой и электрической энергии, особенностей использования тепловых насосов при генерации энергии в России и за рубежом, а также анализ проблем, препятствующих распространению комбинированной выработки.

Эффективность парогазовых установок рассматривается, в основном, с точки зрения генерации электроэнергии. Повышение эффективности ПГУ сводится зачастую к увеличению температуры перед газовой турбиной, однако рост температуры ограничен – следовательно, рассматриваются способы отпуска дополнительного количества тепла от ПГУ, которые не уменьшали бы ее эффективность.

Зачастую оценка эффективности когенерации на ПГУ отходит на второй план, что недопустимо в условиях прогнозируемого роста теплопотребления. Одной из основных причин этого является проблема корректного распределения затрат топлива между тепловой и электрической энергией. Большинство предлагаемых методов, как правило, распределяет эффект от комбинированной выработки в пользу электроэнергии или тепла. Ситуацию «перекрестное субсидирование» необходимо избегать и определить метод, по которому топливо распределялось бы максимально обоснованно и без перекосов в ту или иную сторону.

Далее рассматривается вопрос энергоснабжения промышленных предприятий, имеющих высокое потребление электроэнергии и теплоты и, как следствие, большие, постоянно возрастающие, затраты на их приобретение. В данных условиях оправданным становится создание собственного источника энергии на основе современных газовых турбин, которые бы могли использовать сравнительно недорогой природный газ для генерации тепловой и электрической энергии.

Также рассматривается вопрос теплоснабжения с использованием высокотемпературных тепловых насосов с газовым приводом, использующих экологичные хладагенты, анализируется зарубежный опыт в данной области.

Проведен анализ зарубежной и отечественной литературы, в частности, трудов Александрова А.А., Андриющенко А.И., Бродянского В.М., Булова В.Д., Мошкарин А.В., Накорякова В.Е., Соколова Е.Я., Фаворского О.Н., Цанева С.В., Шпильрайна Э.Э. и др. На основе проанализированной информации из отечественной и зарубежной литературы в конце главы сформулированы задачи дальнейшего исследования.

**Вторая глава** посвящена анализу перспектив использования ГТУ мощностью более 110 МВт при работе в комбинированном режиме, а также анализу балансов потребления и выработки тепловой и электрической энергии на Краснодарской ТЭЦ и определению путей повышения их эффективности.

Был проведен анализ характеристик 20 существующих ГТУ мощностью более 110 МВт с оценкой перспективы их развития. Расчеты показали, что повышение температуры на входе в газовую турбину до 1700 °С в перспективе приведет к росту КИТ ПГУ по выработке электроэнергии до 62-65%. Характерно, что получены сравнительно невысокие значения степени сжатия – 18-25 (давление 1,8-2,5 МПа) и высокие значения температуры уходящих газов – порядка 600 °С.

Предлагается использование следующего подхода при выборе оборудования для ПГУ-ТЭЦ: температура перед газовой турбиной не менее 1500 °С, за турбиной более 600 °С, давление в диапазоне 1,8 - 2,3 МПа, что обеспечит наиболее высокие показатели эффективности работы установки с электрическим КПД ГТУ на уровне 40-42%.

На основании данных, полученных в результате энергетического аудита Краснодарской ТЭЦ, построен и проанализирован топливно-энергетический баланс станции. На основе данного анализа предлагается использование ПГУ-ТЭЦ, вырабатывающей электроэнергию и тепло. По результатам расчетов построен годовой топливно-энергетический баланс Краснодарской ТЭЦ с ПГУ (рис. 1), а также проведена оценка экологической выгоды от строительства данной установки.

Проведен энергетический анализ альтернативных вариантов производства того же количества электроэнергии и теплоты, что и на ПГУ-ТЭЦ: рассмотрены выработка на паротурбинной установке (130 ата) и раздельная выработка на конденсационной паровой турбине и котельной.

КИТ ПГУ в зимний период определяется по формуле:

$$\eta_{ТЭ+ЭЭ}^{ПГУ} = \frac{N_{ГТУ} + N_{ПТУ} + Q}{Q_T} = \frac{303,9 + 112,6 + 255}{844,7} \cdot 100\% = 79,5\% \quad (1)$$

где  $N_{ГТУ}$  – мощность ГТУ, МВт;

$N_{ПТУ}$  – мощность ПТУ, МВт;

$Q$  – тепловая мощность теплофикационный отборов ПТУ, МВт;

$Q_T$  – затраченная энергия топлива, МВт.

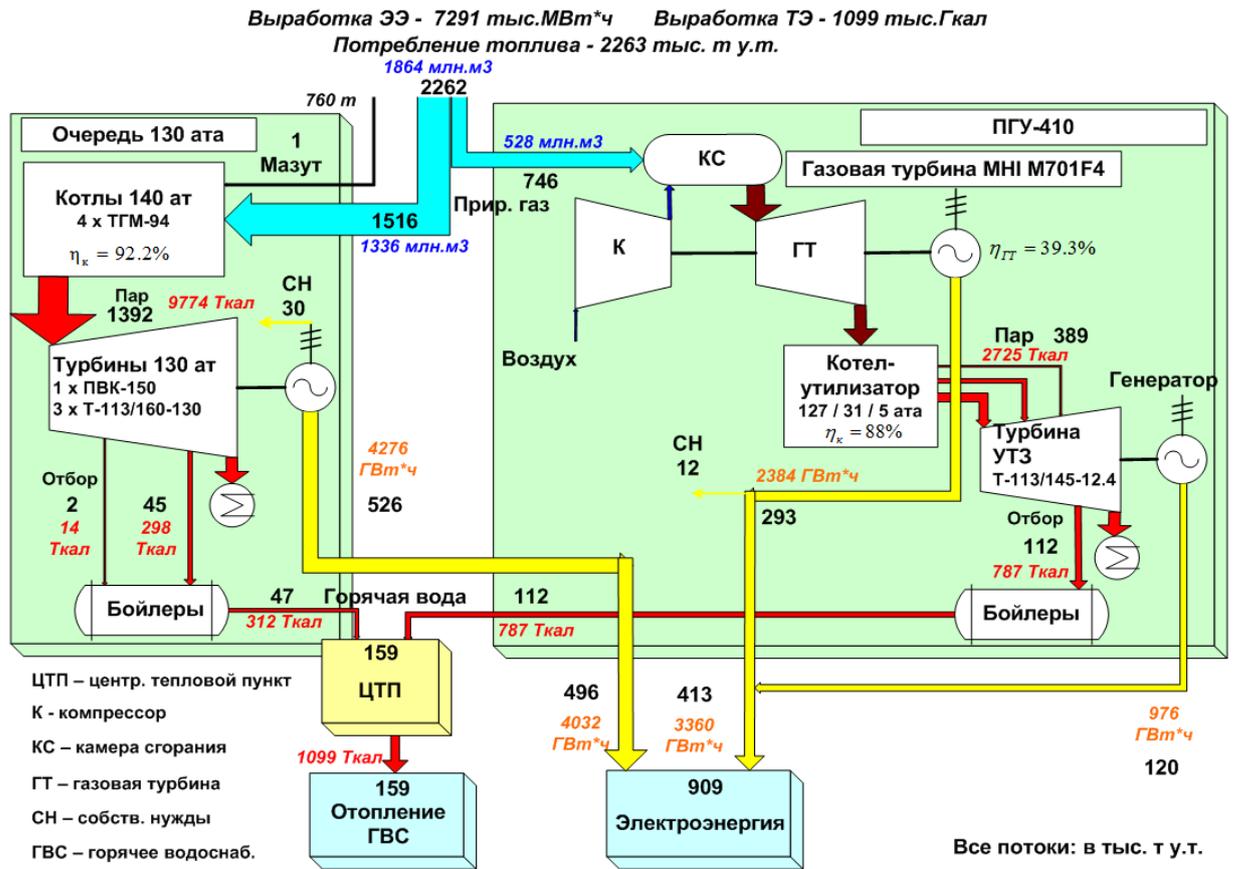


Рис. 1. Топливо-энергетический баланс Краснодарской ТЭЦ с ПГУ

Эксергетический КПД для сжигания топлива на ТЭС и котельных определяется следующим образом (на примере рассматриваемой ПГУ-ТЭЦ):

$$\eta_e = \frac{\sum E_{\text{пр.}}}{\sum E_{\text{затр.}}} = \frac{N + Q \cdot \tau_e}{\sum E_{\text{затр.}}} = \frac{416,5 + 255 \cdot 0,307}{844,7} \cdot 100\% = 58,61\% \quad (2)$$

где  $\sum E_{\text{пр}}$  – сумма произведенной эксергии, МВт;  
 $\sum E_{\text{затр}}$  – сумма затраченной эксергии, МВт, в случае сжигания природного газа может быть принята его химической эксергии – теплоте сгорания;  
 $N$  – электрическая мощность ПГУ, МВт;  
 $\tau_e$  – эксергетическая температурная функция, определяемая по формуле:

$$\tau_e = \left(1 - \frac{T_{oc}}{T}\right) = \left(1 - \frac{293}{423}\right) = 0,307, \quad (3)$$

где  $T_{oc}$  и  $T$  – температура окружающей среды и отпускаемой тепловой энергии соответственно, К.

Результаты расчета приведены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты сравнения различных способов производства  
тепловой и электрической энергии

№ п/п	Параметр	Размерность	ПГУ-ТЭЦ	ПГУ-ТЭЦ	Раздельно
1	Отпуск тепла	Гкал/мес	163680		
2	Выработка электроэнергии в месяц	тыс. кВт·ч	309876		
3	Суммарная электрическая мощность	МВт	416,5		
4	Суммарная теплопроизводительность	Гкал/ч	220		
5	Количество топлива	т у.т.	79837	126596	135344
6	Перерасход топлива	%	0	58,6	69,5
7	Эксергетический КПД установки	%	58,61	40,50	33,44

Установлено, что перерасход топлива по сравнению с ПГУ-ТЭЦ в варианте с ПГУ-ТЭЦ достигает 59%, а в случае с раздельной выработкой – 69%. Также определено, что эксергетический КПД ПГУ-ТЭЦ превышает аналогичный показатель ПГУ-ТЭЦ и раздельной выработки на 18% и на 25%, соответственно, что подтверждает целесообразность использования ПГУ в режиме комбинированной выработки.

Далее рассматривается вопрос об отпуске дополнительного количества теплоты от ПГУ-ТЭЦ. Таким решением является тепловой насос на уходящих газах парогазовых установок, который обеспечивает также конденсацию водяных паров из уходящих газов установок. Данная схема (рис. 2) позволяет обеспечивать дополнительный отпуск теплоты без изменения режима работы ПГУ. При этом также достигается получение конденсата при охлаждении дымовых газов до точки росы, соответствующей избытку воздуха, – в данном случае 40 - 45 °С.

КИТ ПГУ и теплонасосной установки определяется по формуле:

$$\eta_{\text{ТЭ+ЭЭ}}^{\text{ПГУ+ТНУ}} = \frac{N_{\text{ПГУ}} + N_{\text{ПГУ}} + Q + Q_{\text{ТНУ}}}{Q_{\text{Т}} + Q_{\text{ТНУ}}} =$$

$$= \frac{416,5 + 255 + 20}{844,7 + 10} \cdot 100\% = 80,9\% \quad (4)$$

где  $Q_{\text{ТНУ}}$  – тепловая мощность ТНУ, МВт;

$Q_{\text{ТНУ}}$  – затраты топлива на привод ТНУ, МВт.

Таким образом, повышение КПИТ ПГУ составит:

$$\Delta\eta = \eta_{\text{ТЭ+ЭЭ}}^{\text{ПГУ+ТНУ}} - \eta_{\text{ТЭ+ЭЭ}}^{\text{ПГУ}} = 80,9 - 79,5 = 1,4\%$$

Далее в главе проводится анализ факторов, затрудняющих более широкое применение комбинированной выработки тепловой и электрической энергии в пользу раздельного их производства. Определено, что основным сдерживающим фактором является проблема распределения затрат топлива между производимыми видами энергии. Проведен анализ основных предлагаемых за рубежом и в России методов.



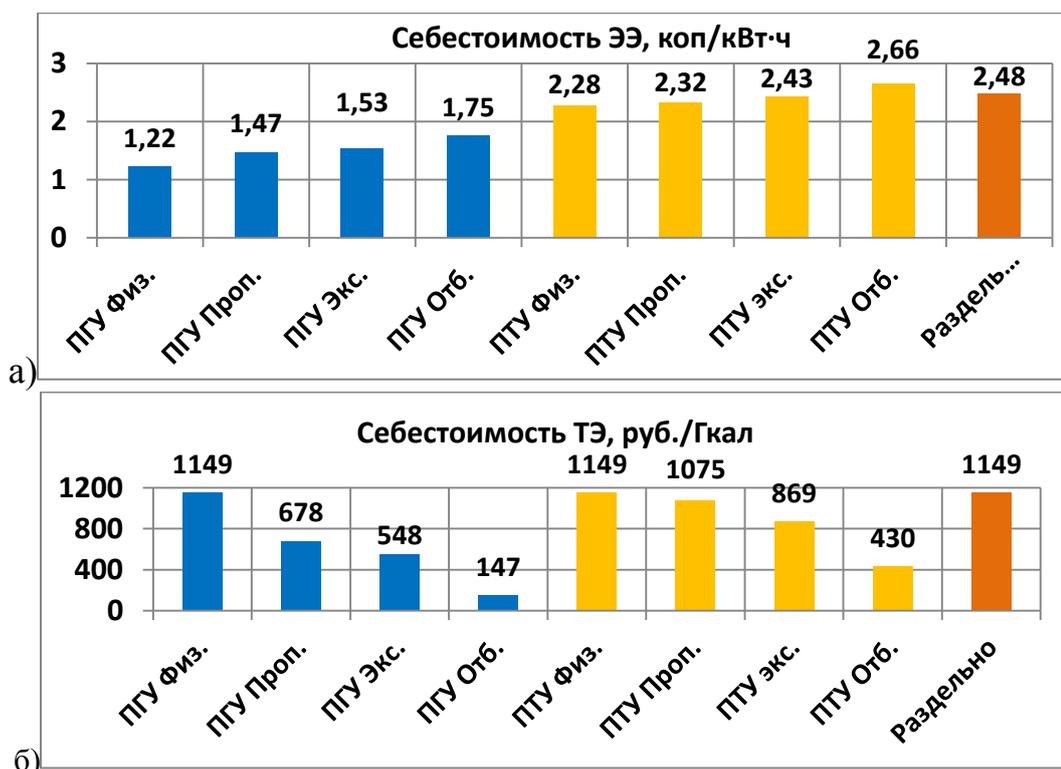


Рис. 3. Себестоимость электрической (а) и тепловой (б) энергии при различных способах выработки

**В третьей главе** рассмотрен вопрос эффективности энергоснабжения промышленного предприятия на примере газоперерабатывающего комплекса (ГПК), состоящего из газоперерабатывающего завода (ГПЗ) и гелиевого завода (ГЗ).

Был проведен анализ характеристик около 130 существующих ГТУ мощностью 10-110 МВт с оценкой перспективы их развития. Расчеты КИТ ГТУ в зависимости от температуры продуктов сгорания на входе газовой турбины показали, что повышение степени сжатия до 42 в перспективе приведет к росту КИТ ГТУ по выработке электроэнергии выше 45%. Характерно, что при данной степени сжатия получены сравнительно невысокие температуры перед и за турбиной (около 1300 и 420 °С, соответственно).

Таким образом, предлагается использование следующего подхода при выборе соответствующего оборудования для ГТУ-ТЭЦ: температура перед турбиной  $T_{гт} \approx 1300$  °С, за турбиной –  $T_{згт} < 420$  °С при давлении  $p = 3,5-4,5$  МПа.

Для определения путей повышения эффективности энергоснабжения ГПК на основе полученных в результате проведения энергетического аудита данных построен его топливно-энергетический баланс (ТЭБ). Анализ ТЭБ показал, что большая часть электрической и тепловой энергии ГПК покрывается за счет сторонней ТЭЦ, работающей на топливном и товарном газе ГПЗ и ГЗ.

Основным энергоресурсом для ГПЗ является пар на установки очистки газов от серы - 76% от всего количества тепловой энергии. 63% тепловой

нагрузки ГПЗ покрывается от сторонней ТЭЦ и 37% от собственных ВЭР. Для ГЗ основным энергоресурсом является электроэнергия. Рассмотрены два варианта энергоснабжения ГПК – ГТУ-ТЭЦ и ПГУ-ТЭЦ.

В качестве оборудования для ПГУ-ТЭЦ выбраны две ГТУ ГТД-110 производства НПО «Сатурн», котел-утилизатор П-88 производства ОАО «ЗиО», паровая турбина Р-20-76/7 производства ЗАО «УТЗ». Электрическая мощность ПГУ – 130 МВт, тепловая мощность – 120-155 МВт.

Вариант с ГТУ-ТЭЦ предполагает покрытие электрической нагрузки ГПК за счет ГТУ, а тепловой энергии за счет выработки пара в котле-утилизаторе давлением 12 бар и температурой 250 °С. В качестве газовой турбины выбрана LMS100PB производства General Electric мощностью 100 МВт с КИТ на производство электроэнергии в 44%.

Результаты расчетов показателей эффективности, произведенные по формулам (1) – (3), для двух вариантов представлены в таблице 2.

Таблица 2  
Результаты расчетов

Вариант	КИТ, %	КПДээ, %	КПДэкс., %
ПГУ-ТЭЦ	80,6	42,0	59,0
ГТУ-ТЭЦ	84,0	44,0	62,0

Установлено, что КИТ по выработке электроэнергии для ГТУ LMS100PB больше аналогичного показателя для ПГУ-ТЭЦ на основе газовой турбины ГТД-110. Это объясняется большей степенью сжатия в турбине LMS100PB (42:1) и низкой температурой уходящих газов – около 420 °С, а также применением схемы с промежуточным охлаждением. Такая температура уходящих газов недостаточна для создания парогазового цикла, однако может быть использована для получения пара или горячей воды. В таком случае КИТ по электроэнергии и теплу ГТУ на основе LMS100PB может достигать 84%.

Срок окупаемости обоих проектов – 2,5-3 года в зависимости от числа часов использования. Стоимость покупных электроэнергии и тепла в 3-5 раз превышает себестоимость собственных энергоресурсов, вырабатываемых на собственной ГТУ или ПГУ-ТЭЦ, однако капитальные затраты на ПГУ-ТЭЦ значительно превышают затраты на ГТУ-ТЭЦ.

Таким образом, на примере ГПК определено, что энергоснабжение промышленных предприятий целесообразно осуществлять с помощью ГТУ-ТЭЦ, имеющих высокую степень сжатия (не менее 40), а также сравнительно низкие температуры перед и за турбиной – примерно 1300 °С и менее 420 °С, соответственно.

На данном примере показан частный случай применения разработанного способа выбора источника энергоснабжения, основанного на методе анализа иерархий (рис. 4), подтверждающий целесообразность выбора ГТУ.

Метод является систематической процедурой анализа проблемы принятия решений, которая состоит в итеративной декомпозиции и

обработке суждений эксперта, группы экспертов, лица принимающего решения по парным сравнениям, выраженным в специальных шкалах.

Суждения эксперта сводятся в логическую схему определения приоритетов вариантов решений (альтернатив), которая имеет вид «доминантной иерархии». Иерархия разделяется на уровни. Каждый уровень содержит несколько элементов одного типа – действующих сил (акторов), целей, критериев, вариантов и т.п., которые не связаны между собой, но взаимодействуют со всеми элементами предшествующего и последующего уровней и обладают определенным экспертом весом.

Результатами анализа иерархии являются численные оценки взаимодействия элементов: акторов, целей, критериев, наблюдений и т.п. Метод анализа иерархий включает процедуры синтеза множественных суждений, получения приоритетов критериев, оценки альтернатив в шкалах отношений и выявления логической согласованности суждений.

Таким образом, применение данного способа, основанного на методе анализа иерархий, возможно как для выбора конкретного газотурбинного оборудования, так и для выбора вида источника энергоснабжения.

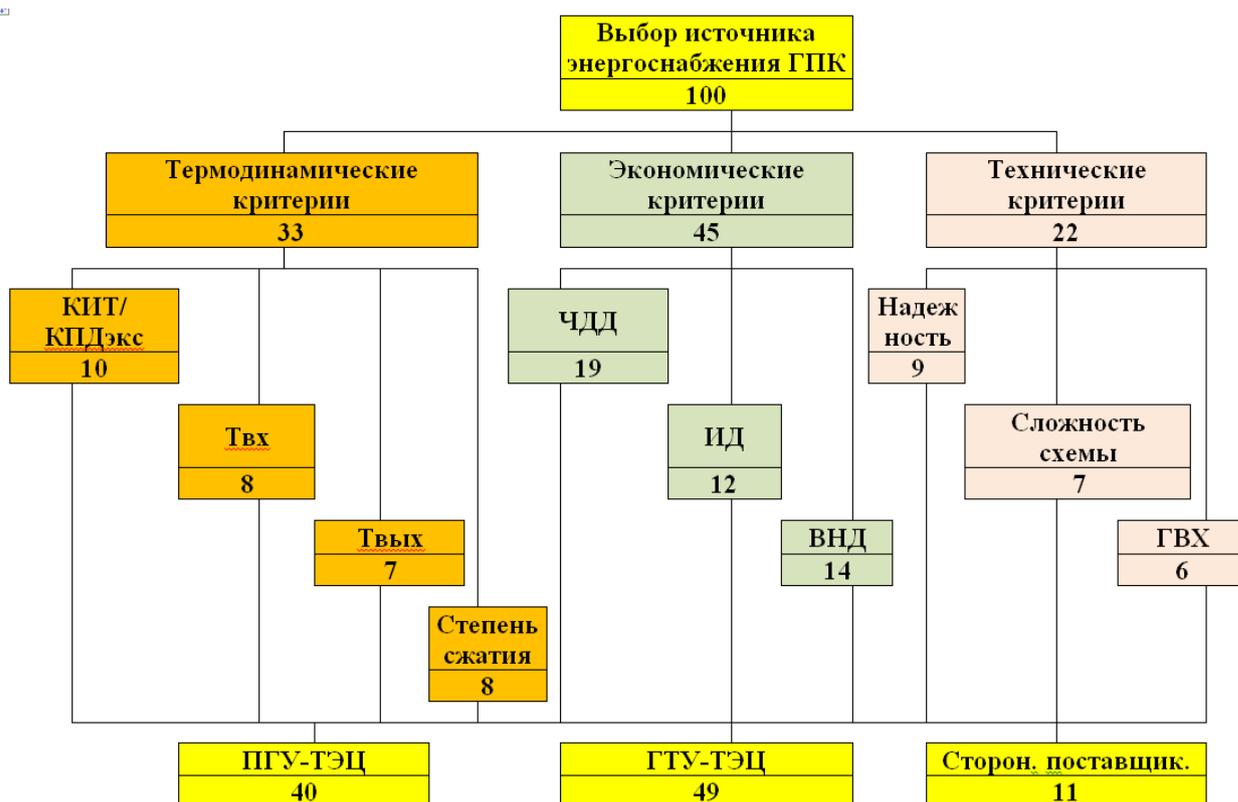


Рис. 4 – Выбор источника энергоснабжения промышленного предприятия  
КИТ – коэффициент использования топлива, КПДэкс – эксергетический КПД, Твх - температура на входе в газовую турбину (ГТ), Твых – температура на выходе из ГТ, ЧДД – чистый дисконтированный доход, ИД – индекс доходности, ВНД – внутренняя норма доходности, ГВХ – габаритно-весовые характеристики

**В четвертой главе** рассмотрен вопрос теплоснабжения района города на основе высокотемпературных тепловых насосов с газовым приводом,

использующих экологичные хладагенты с минимальным воздействием на глобальное потепление.

На основании проведенных расчетов средних значений КИТ по выработке электроэнергии для существующих газотурбинных установок (обработаны данные около 90 ГТУ) мощностью до 10 МВт получено, что КИТ для них существенно (на 5-10%) ниже, чем для ГТУ больших мощностей.

Проведен анализ данных различных источников по эффективности работы ТНУ. Установлено, что в расчетах коэффициент трансформации теплоты ТНУ, как правило, принимается на уровне 3-х, хотя во многих установках, используемых за рубежом, этот показатель достигает 4-5. Определено, что особое место в системах теплоснабжения крупных городов могут занимать высокотемпературные (до 90°C) тепловые насосы большой мощности (до 30 МВт). Для них в качестве источников тепла могут быть использованы сточные воды, либо обратная сетевая вода ТЭЦ, что позволяет иметь повышенный коэффициент трансформации тепла до 4-5.

За рубежом для ТНУ большой мощности используется электропривод с регулированием тепловой производительности направляющими лопатками ступеней центробежного компрессора. Показано, что в условиях России перспективным может стать газовый привод с утилизацией тепла уходящих газов по причине сравнительно низкой стоимости природного газа.

Установлено, что для привода компрессоров ТНУ теплопроизводительностью более 10 Гкал/ч нецелесообразно применение газопоршневого привода из-за резкого роста его металлоемкости и цены. Для таких установок целесообразным является применение газотурбинного привода мощностью 3-10 МВт. В качестве привода теплового насоса предлагается использовать ГТУ с низкой температурой на входе в турбину (920-950 °C), невысокой степенью повышения давления (менее 10) и высокой степенью регенерации тепла дымовых газов на подогрев воздуха горения (85-90%). При таком сочетании характеристик ГТУ достигаются высокие значения КПД – до 40%.

На рис. 5 приведено сравнение вариантов производства тепла в котлах и тепловых насосах в расчете на 1 т у.т. природного газа с использованием различных видов привода компрессоров.

Коэффициент использования первичного топлива  $k_{ТН}$  для тепловых насосов на примере привода с газовым двигателем определяется по формуле:

$$k_{ТН} = \eta_{дв} \cdot \mu_{Т} + (1 - \eta_{дв}) \cdot \alpha_{УТ} = 0,4 \cdot 3,33 + (1 - 0,4) \cdot 0,46 = 1,607 \quad (5)$$

где  $\eta_{дв}$  – КПД приводного двигателя теплового насоса,

$\mu_{Т}$  – коэффициент трансформации тепла теплового насоса, определяемый по формуле:

$$\mu_{Т} = \frac{Q_{ТНУ}}{N} = \frac{10}{3} = 3,33 \quad (6)$$

где  $Q_{ТНУ}$  – мощность теплового насоса;

$N$  – приводная мощность двигателя теплового насоса;

$\alpha_{УТ}$  – доля утилизируемой теплоты уходящих газов и системы охлаждения двигателя, определяемая по формуле:

$$\alpha_{УТ} = \frac{\frac{G_{УГ}}{\rho} \cdot C_p \cdot (t_0 - t_1)}{Q_{ПГ} \cdot (1 - \eta_{ДВ})} = \frac{\frac{13}{1,2} \cdot 1,37 \cdot (260 - 120)}{8 \cdot (1 - 0,4)} = 0,46 \quad (7)$$

где  $Q_{ПГ}$  – подведенная энергия, МВт;

$G_{УГ}$  – расход уходящих газов, кг/с;

$C_p$  – средняя теплоемкость уходящих газов, кДж/(кг·К);

$t_0$  – температура уходящих газов на входе в утилизатор, °С;

$t_1$  – температура уходящих газов на выходе из утилизатора, °С.

Согласно рис. 5, наиболее эффективным способом получения тепла из 1 т у.т. является парокompрессионный тепловой насос с газотурбинным приводом, который по сравнению с газовым котлом вырабатывает в 1,87 раза больше тепловой энергии при одинаковом потреблении топлива.

Экономия природного газа от замены газовых котлов на тепловые насосы может составить от 20 до 30 млрд. м<sup>3</sup> в год или от 23 до 35 млн. т у.т. Базовая и полубазовая тепловая нагрузка должна покрываться от ТЭЦ и ТНУ.

Рассмотрен вопрос использования новых экологичных хладагентов (с минимальным воздействием на парниковый эффект) в существующих ТНУ. Установлено, что для замены хладагента R-134a могут применяться экологичные хладагенты в виде фтористых пропиленов.

Рекомендуется в первую очередь R-1243zf, т.к. данный хладагент обладает наибольшей тепловой мощностью конденсатора и близкий к R-134a коэффициент трансформации.

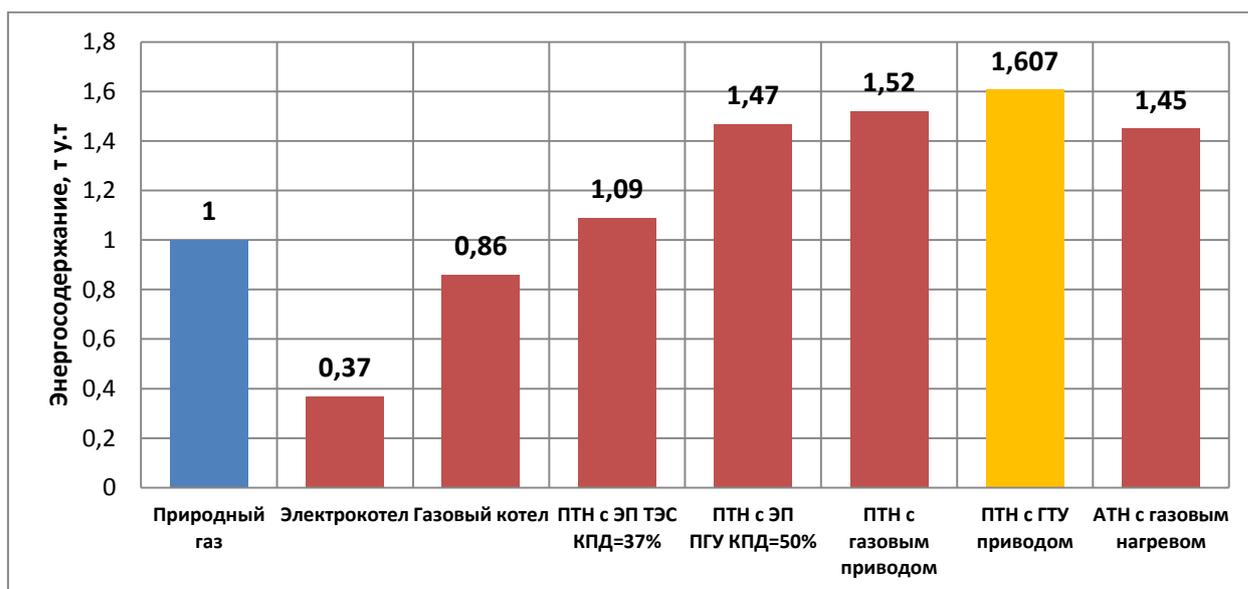


Рис. 5. Сравнение вариантов производства тепла в котлах и тепловых насосах

## **ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ**

Установлено, что для определения расхода топлива на тепловую и электрическую энергию, вырабатываемых на ПГУ, должен применяться эксергетический метод, как наиболее термодинамически обоснованный и позволяющий избежать «перекрестного субсидирования».

Для максимально полного использования природного газа разработана схема комбинированной выработки электроэнергии, тепла и получения конденсата из уходящих газов с использованием парогазовых и теплонасосных установок, которая позволит увеличить отпуск теплоты от ПГУ-ТЭЦ до 8%.

Предложены критерии, которые впервые позволили разработать единый способ многокритериального выбора газотурбинного оборудования, основанный на методе анализа иерархий, для достижения максимально возможного энергосберегающего эффекта в системах энергоснабжения промышленных предприятий и ЖКХ.

Установлено, что в качестве замены существующим котельным при работе в базовом и полубазовом режиме могут быть использованы высокотемпературные тепловые насосы теплопроизводительностью более 10 Гкал/ч с газотурбинным приводом компрессора ТНУ вместо электрического, которые позволяют получить до 87% больше тепловой энергии по сравнению с газовыми водогрейными котлами.

Разработана схема источника теплоснабжения на основе тепловых насосов, использующих экологичные хладагенты (основной рекомендуемый хладагент – R-1243zf) с минимальным воздействием на глобальное потепление.

Установлено, что максимальный КПД ГТУ на уровне 40-45% достигается для разных областей применения разными техническими решениями путем максимально возможного:

- увеличения температуры газов (более 1500 °С) перед газовой турбиной большой мощности для крупных городских ПГУ-ТЭЦ;
- увеличения давления (более 4 МПа) перед газовой турбиной средней мощности для ГТУ-ТЭЦ промышленных предприятий;
- увеличения степени регенерации тепла дымовых газов (до 80 – 90%) на подогрев воздуха горения для газотурбинного привода (относительно небольшой мощности) крупных тепловых насосов.

## **СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ**

### **По перечню рецензируемых изданий ВАК**

1. Султангузин И.А., Потапова А.А., Говорин А.В., Албул А.В. Анализ энергетической эффективности использования природного газа для систем теплоснабжения с тепловыми насосами. // Наука и техника в газовой промышленности. - 2011. - № 1. – С. 112-116.
2. Султангузин И.А., Албул А.В., Шомова Т.П., Шомов П.А. Энергоснабжение газоперерабатывающих заводов на основе газовых турбин и тепловых

насосов. // Наука и техника в газовой промышленности. - № 3. – 2012. – С. 96-101.

3. Султангузин И.А., Замерград В.Э., Карасевич В.А., Албул А.В., Федюхин А.В. Оптимизация использования природного газа и возобновляемых источников энергии в энергетических компаниях. // Наука и техника в газовой промышленности. - № 1. – 2013. – С. 63-76.

4. Султангузин И.А., Албул А.В., Потапова А.А., Шомова Т.П., Шомов П.А. Прогнозирование термодинамических свойств новых хладагентов для тепловых насосов. // Наука и техника в газовой промышленности. - № 2. – 2013. – С. 44-51.

#### **Публикации в других изданиях**

1. Албул А.В., Султангузин И.А. Повышение энергетической эффективности парогазовой установки на основе получения конденсата из уходящих газов // 17-ая Международная научно-техническая конференция студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика». Москва, 24 - 25 февраля 2011: Тез. докл. В 3-х т. – М.: Издательский дом МЭИ, 2011. Т. 2. – С. 547-548.

2. Султангузин И.А., Шомова Т.П., Шомов П.А., Албул А.В. Производство электрической и тепловой энергии в ПГУ-ТЭЦ и применение тепловых насосов на газоперерабатывающих заводах// Вторая Всероссийская научно-практическая конференция «Повышение надежности и эффективности электрических станций и энергетических систем», Москва, 4-6 июня 2012 г. Издательский дом МЭИ, М. 2012: Труды - С. 401 – 404.

3. Шомова Т.П., Рамазанов Н.С, Албул А.В., Султангузин И.А., Шомов П.А. Разработка энергосберегающих технологий на основе парогазовых установок и тепловых насосов для газоперерабатывающего комплекса// Шестая международная школа-семинар молодых ученых и специалистов «Энергосбережение. Теория и практика». МЭИ, М. - 2012 г., с. 25-31.

4. Султангузин И.А., Албул А.В., Потапова А.А., Говорин А.В. Тепловые насосы для Российских городов // Энергосбережение. - 2011. - № 1. –С. 22-26.

5. Sultanguzin I.A., Potapova A.A., Govorin A.V., Albul A.V. Comparison of high temperature heat pumps on 4-th generation refrigerants // VIII Minsk International Seminar “Heat Pipes, Heat Pumps, Refrigerators, Power Sources”, Minsk, Belarus, 12-15 September, 2011, Vol. 1. – P. 225- 230.

6. Shomov P.A., Gyulmaliev A.M., Sultanguzin I.A., Albul A.V., Potapova A.A. Prediction of physical and chemical parameters of fluoropropylene as potential refrigerants for heat pumps // VIII Minsk International Seminar “Heat Pipes, Heat Pumps, Refrigerators, Power Sources”, Minsk, Belarus, 12-15 September, 2011, Vol. 2. – P. 196 - 202.

7. Sultanguzin I.A., Albul A.V., Potapova A.A. Plotting of P-H and T-S diagrams of fluoropropylenes // VIII Minsk International Seminar “Heat Pipes, Heat Pumps, Refrigerators, Power Sources”, Minsk, Belarus, 12-15 September, 2011, Vol. 2. – P. 209 - 214.

8. Албул А.В., Султангузин И.А. Производство и применение экологичных хладагентов нового поколения // IX Всероссийская научно-техническая конференция «Актуальные проблемы нефтегазового комплекса России». Москва, 30.01-01.02.2012, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012: Тезисы докладов, с.76-77.
9. Албул А.В., Султангузин И.А. Р-h и Т-S диаграммы фтористых пропиленов// 18-я ежегодная международная научно-техническая конференция студентов и аспирантов "Радиоэлектроника, электротехника и энергетика». МЭИ, Москва, 1-2 марта 2012 г.: Тезисы докладов. М.: Издательский дом МЭИ, 2012, т.3 – с. 288-289.
10. Албул А.В. Экологичные хладагенты нового поколения и возможность их производства в газовой отрасли// III-я Научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов «Обеспечение эффективного функционирования газовой отрасли». Новый Уренгой, Тезисы доклада 23-24 марта 2012 г.
11. Албул А.В. Экологичные хладагенты для систем кондиционирования, холодоснабжения, тепловых насосов и возможность их производства в газовой отрасли// IV Научно-практическая молодежная конференция «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность». Москва, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 18-19 октября 2012 г. Тезисы докладов. М., ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ, 2012: - С.84.
12. Потапова А.А., Шомова Т.П., Султангузин И.А., Албул А.В. Сравнение энергетической эффективности тепловых насосов при работе на хладагентах 3-го и 4-го поколений // Шестая международная школа-семинар молодых ученых и специалистов «Энергосбережение. Теория и практика». МЭИ, М. - 2012 г., с. 267-271.

---

АЛБУЛ АНДРЕЙ ВЕЛИНИНОВИЧ

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ  
ПРИРОДНОГО ГАЗА В СИСТЕМАХ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ  
С ПРИМЕНЕНИЕМ ПАРОГАЗОВЫХ  
И ТЕПЛОНАСОСНЫХ УСТАНОВОК**

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Подписано в печать 16.09.2013

Печать трафаретная

Заказ № 8737

Тираж: 100 экз.

Типография «11-й ФОРМАТ»

ИНН 7726330900

115230, Москва, Варшавское ш., 36

(499) 788-78-56

[www.autoreferat.ru](http://www.autoreferat.ru)