УДК [620.9:504](477.83)

**Филоненко А.А., Кучеренко О.С., Евсеенко А.В.,** ГП НПКГ «Зоря» - «Машпроект», г.Николаев

# Когенерационная ГТУ с элементами адаптации к графикам теплового и электрического энергопотребления

*В современных условиях одной из наиболее актуальных задач является поиск наиболее рациональных схем автономных когенерационных ГТУ для коммунальной энергетики. В данной статье рассмотрены преимущества когенерационной ГТУ с элементами адаптации к графикам теплового и электрического энергопотребления.*

*In today's conditions one of the main problems is search of the most rational gas turbine plant schemes for municipal power engineering. The advantages of one of such schemes are given in the article.*

**Постановка задачи**

Перестройка коммунальной энергетики страны на базе современных когенерационных технологий признана магистральным путем повышения эффективности использования энергии топлива. Внедрение когенерационных технологий сдерживается скромными средствами, выделяемыми на ее практическую реализацию.

В этой связи становится актуальной задача поиска наиболее рациональных схем автономных когенерационных ГТУ для коммунальной энергетики. **Цель** данной статьи − рассмотреть преимущества когенерационной ГТУ с элементами адаптации к графикам теплового и электрического энергопотребления.

**Основной материал**

Для определения технического лица когенерационной ГТУ перечислим наиболее важные требования, предъявляемые коммунальной энергетикой:

- надежность;
- экологическая чистота;
- эффективное совместное производство тепла и электроэнергии при различных климатических условиях, сезонных и суточных колебаниях уровней потребления тепла и электроэнергии;
- обеспечение возможности гибкого варьирования в широком диапазоне соотношений количеств, производимых тепла и электроэнергии;
- обеспечение нагрева сетевой воды от 70 до 150 $^{o}$C;
- работа на локальную электрическую сеть;
- ресурс на уровне 100 - 150 тысяч часов;
- обеспечение возможности работы на природном газе с параметрами соответствующими городской газовой магистрали;
- ремонтопригодность, простота техобслуживания и техиспользования;
- возможность полной автоматизации установки;
- возможности дальнейшей модернизации и совершенствования;
- возможность экономии горюче-смазочных и расходных материалов;
- возможность модернизации существующих котельных без их радикальной перестройки.

Высокий КПД является важнейшим, но отнюдь не единственным фактором, определяющим стоимость производства электроэнергии. Не менее важную роль играют удельные капитальные затраты и количество часов использования установленной мощности. С учётом низкой стоимости труда в Украине составляющая капитальных затрат на новом оборудовании достигает 50% и более от общей стоимости генерируемой энергии на шинах станции. Проведенные исследования показывают, что роль удельных капитальных затрат возрастает при умеренных и низких коэффициентах использования установленной мощности, то есть при недоста-

точной загрузке оборудования и резко переменных сезонных и суточных графиках энергопотребления, типичных для нашей страны и обострившихся из-за резкого падения промышленного производства [1].

ГП НПКГ «ЗОРЯ» – «МАШПРОЕКТ» накоплен значительный опыт создания судовых и корабельных высокоэффективных главных электрических установок. Исходя из него предпринята попытка разработки схемы когенерационной ГТУ наиболее рациональной для коммунальной энергетики. При поиске такой схемы необходимо знание графиков теплового и электрического энергопотребления, которые весьма индивидуальны для различных объектов коммунальной энергетики.

В настоящей работе приняты графики теплового и электрического энергопотребления для промышленного города средней полосы [2] (см. рис. 1). Так, для лета потребные количества тепла и электроэнергии примерно одинаковы $Q_{т_лето} \approx N_{э_лето}$, а соотношения потребных количеств электроэнергии для зимы и лета достигают значений $N_{э_зима}/N_{э_лето} \approx 1.5$. Для зимы потребные количества тепла существенно больше количества электроэнергии и могут достигать величин $Q_{т_зима} / N_{э_зима} \approx 7 – 10$. При этом суточные расхождения уровней потребных количеств электроэнергии могут достигать величины $N_{э_макс} / N_{э_средн} \approx 2$. Здесь $N_{э_макс}$ – максимальное, а $N_{э_средн}$ - среднее значения необходимых потребителю количеств электроэнергии.

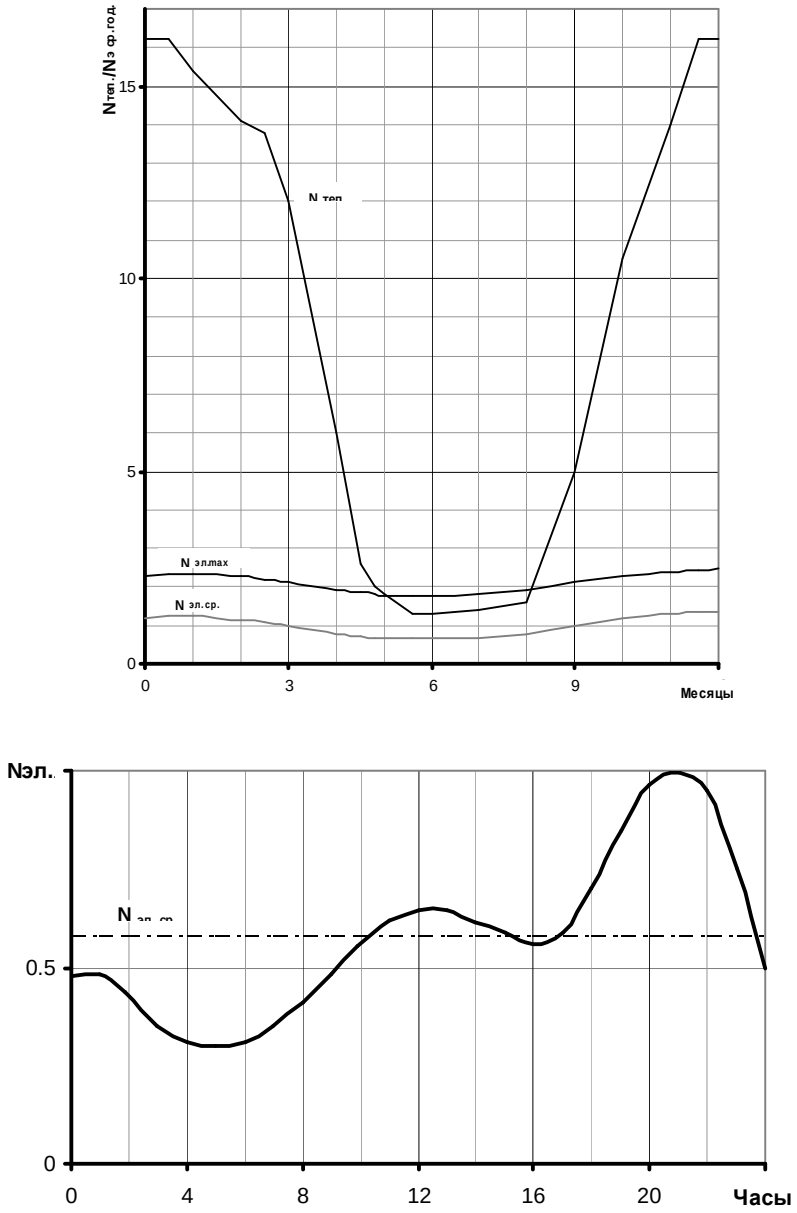
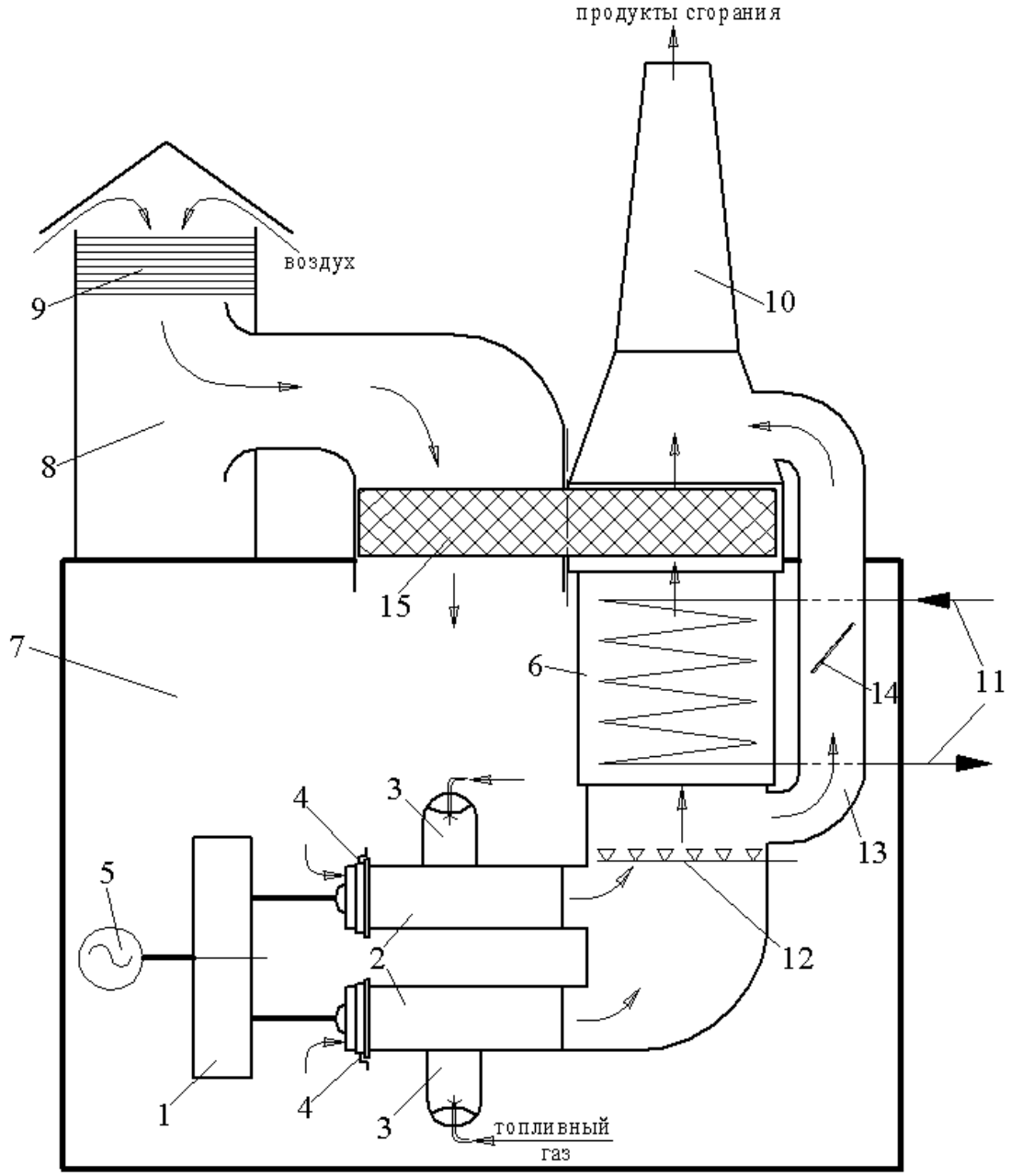



**Рис. 1.** Изменение уровней потребляемой электрической и тепловой мощности для города средней полосы.

Проведенные поисковые и конструкторские проработки показали, что соответствовать отмеченным выше требованиям могут только специально спроектированные. Одна из таких схем показана на рис. 2.

Способ работы этой установки осуществляется следующим образом.

Атмосферный воздух через воздухоприемное устройство (28) поступает во вращающийся регенератор (27). При значениях температуры атмосфер-




1 - Редуктор;
2 - ГТД;
3 - Камера сгорания;
4 - Поворотный ВНА;
5 - Электрогенератор;
6 - Водогрейный котёл;
7 - Бокс;
8 - Воздухозаборная шахта;
9 - Фильтр;
10 - Газоотвод;
11 - Сетевая вода;
12 - Камера дожигания;
13 - Байпас;
14 - Дроссельная заслонка;
15 - Вращающийся регенератор.

**Рис. 2.** Обобщенная схема когенерационной ГТУ для коммунальной энергетики с применением спарки двух ГТД

ного воздуха ниже расчетной регенератор (27) приводится во вращение и осуществляется процесс переноса тепла от покидающих установку газов к атмосферному воздуху. Частота вращения регенератора (27) подбирается такой, чтобы температура воздуха на выходе из него была равна расчетному значению. Одним из недостатков когенерационных установок с ГТД простой схемы считается падение теплопроизводительности при работе с низкими и отрицательными температурами окружающей среды. Кроме того, при резких отличиях температуры воздуха на входе в ГТД от расчётной, возможны проблемы с запуском, и требуется перенастройка САУ. Для устранения этих недостатков схема установки может быть дополнена вращающимся регенератором. В летнее время регенератор не вращается, выводится из функционирования, как теплообменный аппарат, и используется в виде дополнительной ступени фильтрации воздухоприемного устройства и устройства шумоглушения на выходе.

От выходного фланца регенератора (27) воздух поступает в компрессоры (1,2), где реализуются процессы сжатия и далее в регенераторы (31,32), где происходит нагрев воздуха теплом покидающих ГТД газов. Данная схема без дожигания позволяет получить отношение генерируемых тепловых и электрических энергий до уровня 2.5 – 2.7. Следовательно, в летнее время происходит переизбыток тепловой энергии, поэтому приходится перепускать часть газа через байпас (30), для соблюдения условия равенства тепловой и электрической энергий в летнее время. Перепуск газа из-за турбины ГТД, имеющего высокую температуру (на уровне 500°С), ведёт к резкому падению КПД установки. Увеличить термодинамическую эффективность ГТД возможно путём осуществления регенеративного цикла для утилизации теплоты уходящих газов, то есть, подогревая воздух на входе в камеру сгорания ГТД в регенераторах (31, 32) (см. рис.2). В зимнее время, когда всё тепло уходящих газов расходуется в водогрейных котлах (15, 16) регенераторы (31, 32) выводятся из термодинамического цикла и воздух из-за компрессоров направляется сразу в камеры сгорания 5,6.

В камерах сгорания реализуются процессы сжигания топливного газа с образованием продуктов сгорания. Камеры сгорания ГТД предполагаются выносной конструкции, обеспечивающая «сухое» экологически чистое сжигание газообразного топлива и выбросы $N_{ox}$. и $CO_2$ на уровне 10 –15 ppm.

Далее продукты сгорания расширяются в турбинах (7,8) с производством механической работы, затрачиваемой на привод компрессоров (1,2) и через редукторы (9,10) электрогенераторов (11,12). Далее продукты сгорания отдают тепло в регенераторах (31,32) воздуху на входе в камеры сгорания ГТД.

Продукты сгорания, если это необходимо, подогреваются до необходимой температуры в камерах дожигания (13,14) и отдают тепло воде водогрейных котлов (15,16), регенератору (27) и через дымовую трубу (29) уходят в атмосферу. Вода согласно заданного температурного графика нагретая в водогрейных котлах (15,16) по теплопроводам (17) и (18) подается потребителям в тепловую сеть.

В зависимости от потребностей в тепловой и электрической энергии в работу могут вступать один или оба когенерационных агрегата.

В каждом из когенерационных агрегатов в зависимости от потребностей в тепловой энергии в работу может вступить камера дожигания перед водогрейным котлом или устройство обвода водогрейного котла (30).

Каждый из ГТД может менять количество производимой электрической энергии при сохранении неизменной частоты вращения ротора либо изменением подачи топлива в камеру сгорания (5,6), либо поворотом входных направляющих аппаратов (3,4). Применение когенерационной ГТУ с одним ГТД позволяет обеспечить соотношения электрических энергий, $\frac{N_{ЭЛ}^{MAX}}{N_{ЭЛ}^{CP}} \approx 1.2...1.25$ Это достигается изменением расходов топлива и воздуха ГТД, соответствующим изменением положения сектора топливного газа и поворотом направляющих аппаратов компрессора. При сезонных колебаниях энергопотребления может потребоваться расширение этого диапазона до значений 2 – 3 с сохранением экономических показателей эффективности использования ГТУ. На режимах частичных мощностей это можно обеспечить применением переразмеренного по мощности ГТД или применением равновеликой по мощности спарки ГТД, соединенных с электрогенератором через общий редуктор. В первом случае, ГТД будет работать на режимах частичных нагрузок, имея при этом пониженный электрический КПД, и его использование будет не столь эффективным. Во втором случае, повышается эффективность использования ГТД, так как двигатели большую часть времени будут работать на режимах близких к расчётным. Поэтому, представляется целесообразным построение когенерационной ГТУ на базе равновеликой спарки ГТД простого цикла с объединением мощности на общий редуктор, приводящий во вращение электрогенератор.

ГТД выполнен с однокаскадным компрессором и блокированной силовой турбиной, конструктивно реализованными на двухопорном роторе. Такая конструкция ГТД технологична, надежна и позволяет облегчить получение качественного электрического тока при работе на локальную сеть. Повышение надежности ГТД обеспечивается минимальным числом подшипниковых опор ротора. Однокаскадный компрессор выполнен с регулируемым входным направляющим аппаратом. Это позволяет изменять расход воздуха и мощность ГТД при неизменной частоте вращения ротора и, соответст-

венно, парировать суточные колебания электроэнергии, требуемые потребителем, сохраняя электрический КПД и температуру за турбиной $T_4$.

Возможен режим работы ГТД обоих когенерационных агрегатов на какой либо один из электрогенераторов (11,12). Для этого с помощью разобщительных муфт (19) или (20) и устройства межагрегатной перекидки механической энергии (23) отключается неработающий электрогенератор.

Возможен режим работы ГТД какого либо одного когенерационного агрегата на оба электрогенератора (11 и 12). Для этого с помощью разобщительных муфт (21 или 22) и устройства межагрегатной перекидки механической энергии (23) отключается неработающий ГТД.

Возможен режим работы ГТД какого либо одного когенерационного агрегата на какой либо из электрогенераторов (11,12). Для этого с помощью разобщительных муфт (19,20 и 21,22) и устройства межагрегатной перекидки механической энергии (23) соединяются работающие ГТД и электрогенератор.

С помощью тиристорного устройства возможно производить запуск ГТД одного когенерационного агрегата с помощью электрогенератора другого когенерационного агрегата. Для этого с помощью разобщительных муфт (19,20 и 21,22) и устройства межагрегатной перекидки механической энергии (23) соединяются запускаемый ГТД и работающий электрогенератор.

Возможен режим запуска неработающего ГТД одного когенерационного агрегата работающим ГТД другого когенерационного агрегата. Для этого с помощью разобщительных муфт (19,20 и 21,22) и устройства межагрегатной перекидки механической энергии (23) соединяются работающий и неработающий ГТД.

Выбор расчётных параметров когенерационной ГТУ производился при следующих исходных данных. Температура и давление наружного воздуха соответственно Тн = 288 К, Рн = 0.1013 МПа. Максимальная температура цикла $T_3$ рассматривалась в диапазоне от 1073 до 1223 К, с ориентацией на ресурс ГТД порядка 100000 часов. Степень повышения давления в компрессорах Пк - в диапазоне от 3 до 12. КПД ступени компрессора КПДк.ст = 0.854. КПД группы ступеней турбины, приводящих компрессор КПДт1=0.89. КПД группы ступеней турбины, приводящих электрогенератор КПДт2=0.905.

Механический КПД турбины КПДмех = 0.998. КПД, учитывающий затраты мощности на потери в редукторе и электрогенераторе $КПДмех_3$ = 0.93. Топливо - газообразное (метан) с теплотворной способностью Hu = 50047 кДж/кг. Коэффициент полноты сгорания топлива КПДсг = 0.99. Коэффициенты потерь полного давления (КППД): входного устройства Vвх = 0.975, камеры сгорания Vкс = 0.94. Давление газа за силовой турбиной Рг = 0.1069 МПа. Отборы и возвраты воздуха, охлаждающего горячие части КГПТУ, были оценены следующими значениями:

- отбор воздуха за компрессором – 6.9 %;
- возврат воздуха за сопловым аппаратом 1ступени – 3.5 %;
- возврат воздуха за рабочими лопатками 1ступени – 0.4 %;
- возврат воздуха за сопловым аппаратом 2ступени – 1.8 %;
- возврат воздуха за рабочими лопатками 2ступени – 0.2 %;
- возврат воздуха за сопловым аппаратом 3ступени – 0.6 %.

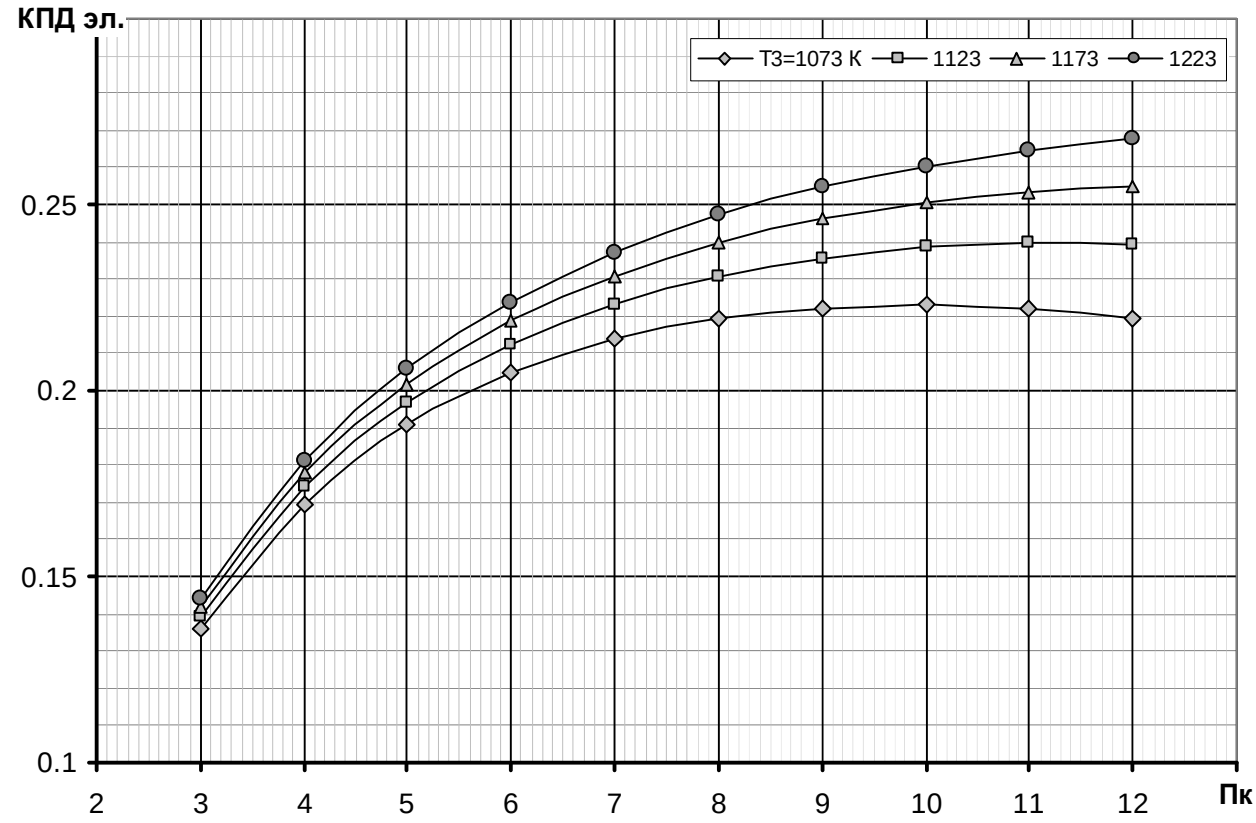
В результате проведенных расчетов термодинамических циклов когенерационной ГТУ получены зависимости изменения электрического КПД, коэффициента использования тепла топлива и удельной мощности от степени повышения давления в компрессоре для различных значений температур цикла (см. рис. 3 – 5).

Анализ результатов расчетов термодинамических циклов когенерационной ГТУ показывает, что для температур цикла выше $T_3 > 1123$ К линии графиков зависимостей $КПД_Э$ от степени повышения давления $П_к$ (в диапазоне изменения $П_К$ от3 до 12) монотонно возрастают и точек экстремума не имеют. Чем больше $П_к$ и $T_3$, тем больше $КПД_Э$. (рисунок 3). Для когенерационной ГТУ коммунальной энергетики, как отмечалось ранее, давление топливного газа не превышает 12 кг/см$^2$. Это давление отличается от давления в камере сгорания ГТУ на величину перепада давлений топливных форсунок и определяет, соответственно, возможную степень повышения давления $П_к$. Для нашего рассмотрения такой степенью повышения давления принимается $П_к$.=7. Кроме того степень повышения давления $П_к$ = 7 является оптимальной по электрическому КПД при работе ГТД с регенератором тепла уходящих газов.

Линии графиков зависимостей $К_{итт}$ от степени повышения давления $П_к$ для разных значений температуры цикла $T_3$ монотонно убывают примерно по линейной зависимости. Чем больше $П_к$ и меньше $T_3$, тем меньше $К_{итт}$ (см. рис.5). Для $П_к$ = 7 и $T_3$ = 1173 К значение коэффициента использования тепла топлива $К_{итт}$ = 0.875.

Линии графиков зависимостей отношения $Q_{тф}$ / $N_{уд}$ от степени повышения давления $П_к$ для разных значений температуры цикла $T_3$ монотонно убывают по зависимости близкой к параболе. Чем больше $П_к$ и меньше $T_3$, тем меньше $Q_{тф}$ / $N_{уд}$ (рисунок 4).

Значение максимальной температуры цикла $T_3$ во многом определяет такие параметры ГТУ, как ресурс, стоимость, нормы вредных выбросов. Чем ниже $T_3$, тем проще достичь желаемых значений упомянутых параметров. С другой стороны, $T_3$ определяет уровень электрического КПД установки. Чем выше $T_3$, тем более высокий уровень элек-



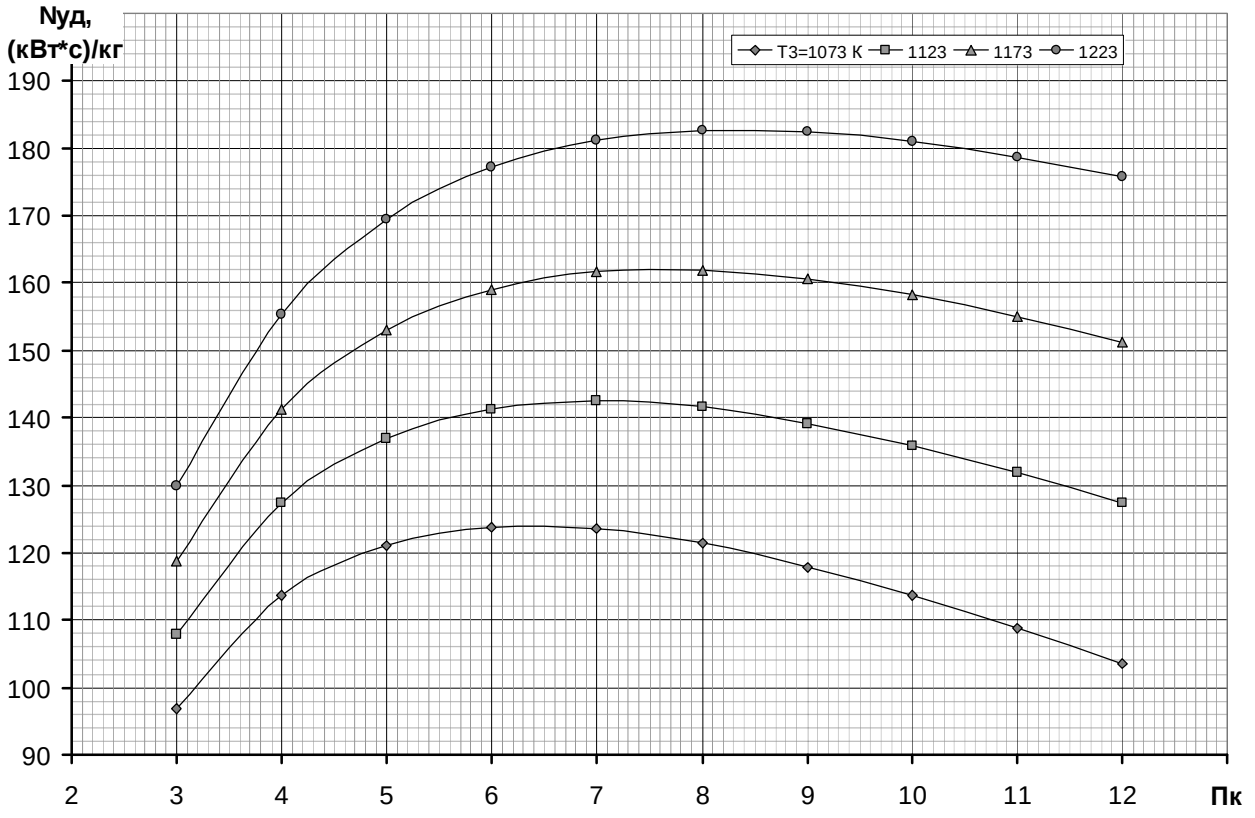
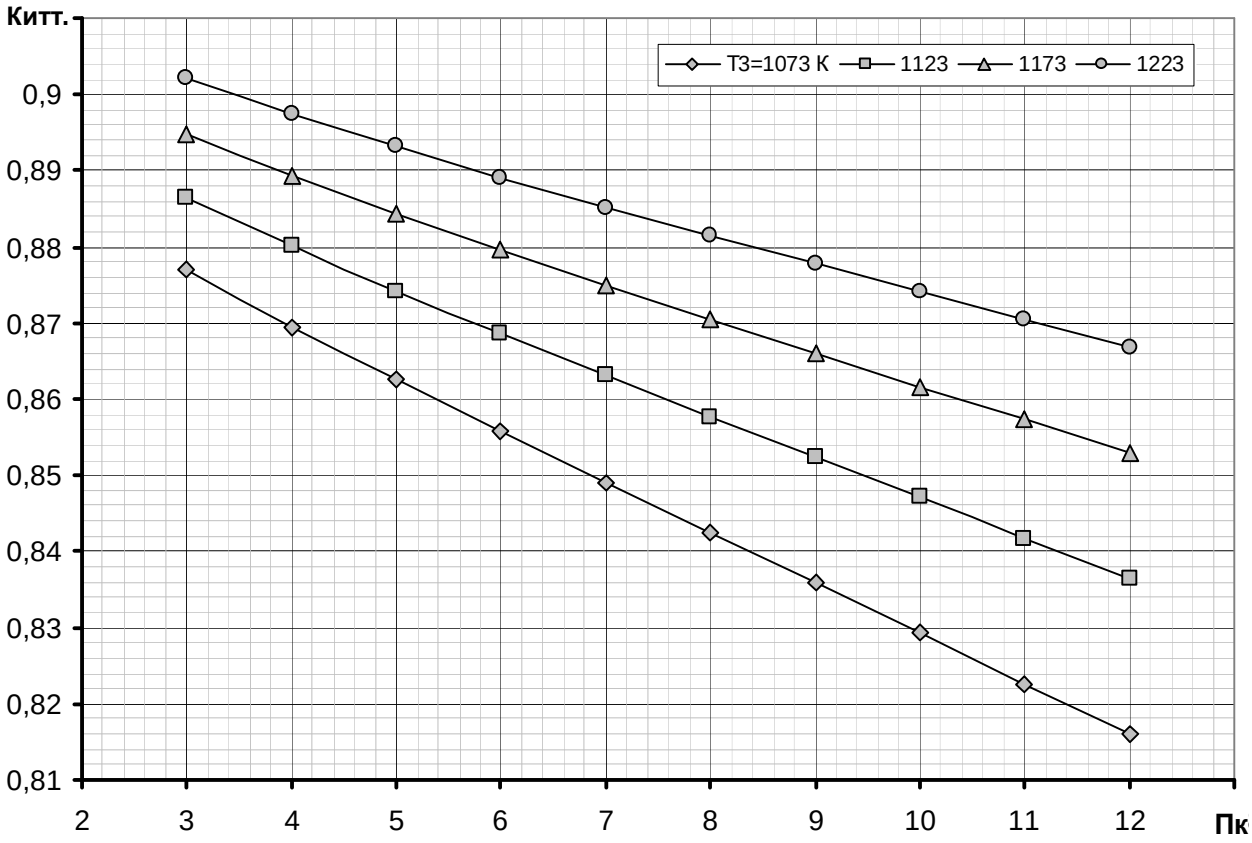




**Рис. 3.** Графики зависимостей $КПД_{ЭЛ}$ и $N_{УД}$ от Пк и $Т_З$



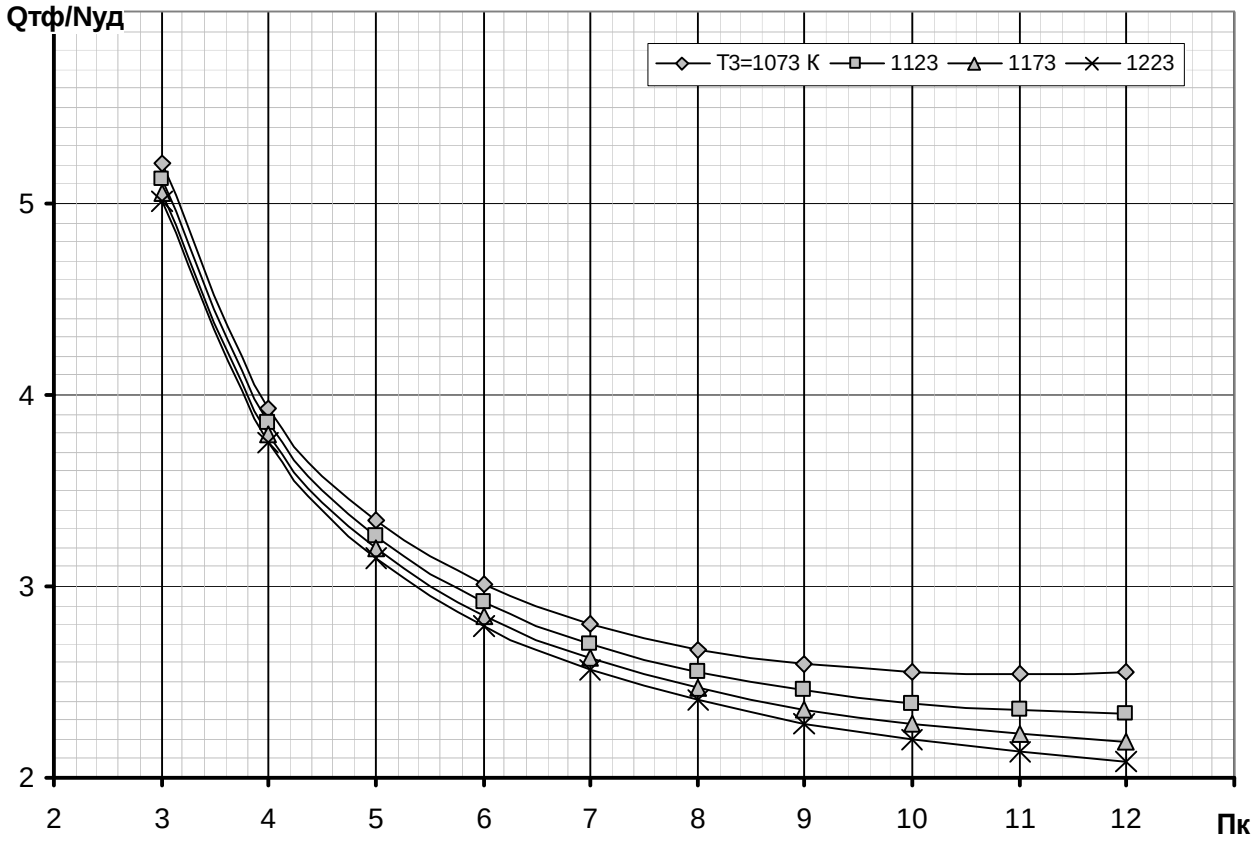




**Рис. 4.** Зависимости $К_{ИТТ}$ и $Q_{тф}$ / $N_{уд}$ от Пк компрессора при изменении $Т_З$

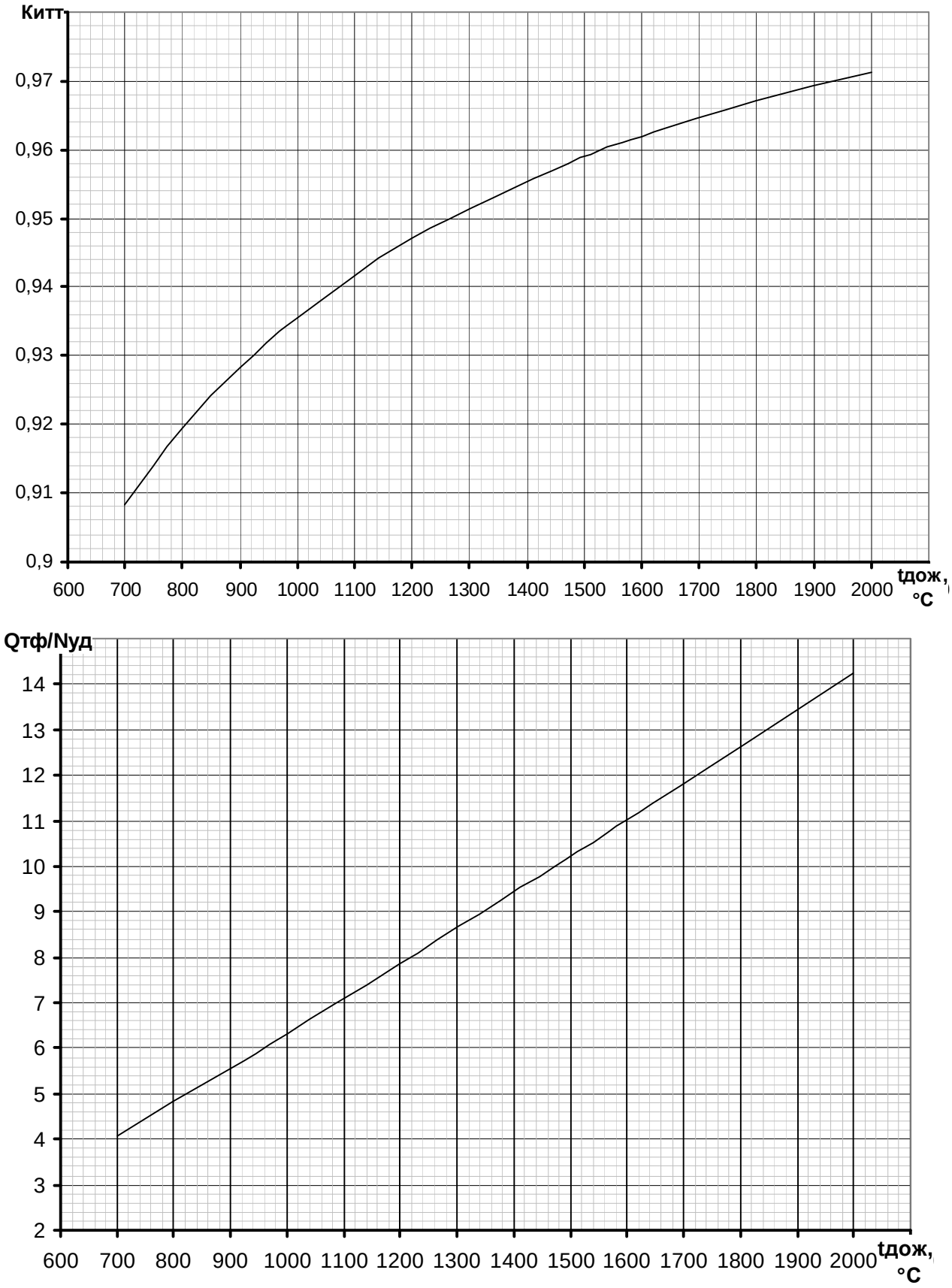



**Рис. 5.** Зависимости Китт $Q_{тф}$ / $N_{уд}$ от температуры в камере дожигания $T_{ДОЖ}$ при температуре $T_З$=1173 К и Пк=7

трического КПД может быть достигнут. Исходя из сформулированных ранее требований к когенерационной установке для коммунальной энергетики принимаем значение максимальной температуры цикла $T_З$ = 1173 К. Тогда, для выбранных $П_к$ =7 и $T_З$ = 1173 К, $КПД_э$ = 23.1% и удельное количество тепла произведенного установкой $Q_{тф}$ = 423.7 кВт/(кг/с).

Как следует из анализа зависимостей $Q_{тф} / N_{уд} = f(П_к)$ при выбранных параметрах цикла рассмотренная установка позволяет получить отношение генерируемых тепловых и электрических энергий до уровня 2.5 – 2.7. Увеличение этого соотношения до требуемых значений возможно применением дополнительного сжигания топлива перед водогрейным котлом.

Для выбранных параметров ГТД $П_к$ =7 и $T_З$ = 1173 К, $КПД_Э$ = 23.1% и $Q_{тф}$ = 423.7 кВт/(кг/с) графики на рисунке 5 иллюстрируют закономерности изменения $К_{итт}$, $Q_{тф}/N_{уд}$ от температуры газа за камерой дожигания дополнительного топлива перед теплофикационным котлом. Из графиков видна возможность получения больших отношений $Q_{тф} / N$ покрывающих весь мыслимый график теплового потребления. Например, достичь значения $Q_{тф}/N_{уд}$ = 10 (рис. 5) возможно при значении $T_{дож}$ = 1473°С, при этом расход топлива поданного в камеру дожигания примерно в два раза больше расхода топлива поданного в камеру сгорания ГТД. Такое количество топлива возможно сжечь только в топке специально спроектированного водогрейного котла.

В ГП НПКГ «ЗОРЯ» – «МАШПРОЕКТ»ведутся научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по созданию регенеративной ГТУ Д042 мощностью 3.4 МВт с КПД 40% имеющей пластинчатый регенератор. Параметры ГТУ Д042 получены при степени повышения давления 7, максимальной температуре цикла 940°С, степени регенерации S = 0.85.

**Вывод**

Исследуемая схема когенерационной ГТУ является обобщённой, способной удовлетворить графики теплового и электрического обеспечения большинства объектов коммунальной энергетики.

Основным недостатком обобщённой схемы ГТУ можно считать её сложность. Однако учёт конкретных климатических условий и индивидуальных особенностей объектов энергопотребления позволяет существенно упростить схему когенерационной ГТУ и обеспечить доступную стоимость установки на базе газотурбинных технологий ГП НПКГ «ЗОРЯ» – «МАШПРОЕКТ».

Окончательное решение по выбору схем и параметров когенерационных установок для коммунальной энергетики должны определятся оценкой их экономической эффективности.

## *Литература*

1. Елисеев Ю. С., Беляев В. Е., Косой А. С. и др. ПГУ смешения: проблемы и перспективы //Газотурбинные технологии, март 2006, с. 18 – 20.
2. Особов В., Особов И. К выбору принципиальных схем ГТУ, оптимальных для теплофикации // Газотурбинные технологии, сентябрь-октябрь 2000, с. 20 – 23.
3. Коваленко А., Романов В., Филоненко А., Кучеренко О. Перспективный газотурбинный привод для ГПА компрессорных станций. //Двигатель, №3(21) 2002, с. 8 – 10.

*Надійшла до редколегії 4.11.06.*