

Фиалко Н.М., Степанова А.И., Билека Б.Д., Прокопов В.Г., Шеренковский Ю.В.

¹ Институт технической теплофизики НАН Украины. Украина, г. Киев

ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ КОГЕНЕРАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Анотація

Рассматриваются важнейшие тенденции развития и особенности когенерационных технологий на базе парогазовых, газотурбинных установок и газопоршневых двигателей. Особое внимание уделяется их анализу применительно к сфере децентрализованной энергетики Украины. Излагаются результаты классификации когенерационных технологий и приводятся соответствующие классификационные схемы. Ключевые слова: когенерация; парогазовая установка; газотурбинная установка; газопоршневой двигатель.

Abstract

Major trends of development and characteristics of cogeneration technologies based on steam and gas turbines, and reciprocating engines are considered. Emphasis is placed on their analysis in relation to the field of decentralized power engineering in Ukraine. The results of the classification of cogeneration technologies and the appropriate classification scheme are given. Keywords: cogeneration, combined cycle gas turbine, gas turbine, gas-piston engine.

Разработка эффективных энергосберегающих технологий и высокоэкономичного энергетического оборудования для комбинированной выработки энергии (КВЭ) в настоящее время является одним из ключевых направлений развития мировой энергетики. Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии в рамках одного технологического процесса появилась в начале прошлого века на базе паротурбинных ТЭЦ с теплофикационными и противодавленческими турбинами. Современный же термин «когенерация» по сути представляет собой КВЭ на базе более современных и совершенных тепловых двигателей — парогазовых (ПГУ), газопаровых (ГПУ), газотурбинных (ГТУ) установок и газопоршневых двигателей (ГПД). Несомненные преимущества совместного генерирования тепловой и электрической энергии по сравнению с их отдельным производством определили интерес к нему во всем мире [1–8].

Так, в странах ЕС к 2010 г. когенерационная энергетика обеспечивала для различных государств от 1% до 50% общей выработки электро-

энергии. Суммарный потенциал когенерации в странах ЕС по различным сценариям возможного развития на период до 2020 г. оценивается от 70 ГВт до 190 ГВт.

Аналогичная картина имеет место и в США. На основе разработанной «Концепции 2020» стратегия развития электроэнергетики США в сфере когенерации предполагает до 2020г. увеличение общей установленной мощности когенерации в 2 раза по сравнению с 2010 г. Великобритания на период 2000 г. имела более 200 мини-ТЭЦ мощностью от 1 до 5 МВт и планирует удвоить установленную электрическую мощность когенерационных станций. Китай планирует вводить ежегодно около 3 тыс. МВт когенерационных мощностей. В Японии, Австралии, Канаде утвержденные к строительству когенерационные проекты позволят ежегодно увеличивать когенерационные мощности на 200...300 МВт.

Для Украины как энергодефицитной страны возможность уменьшения расхода газа и других первичных энергоресурсов за счет применения когенерационных технологий чрезвычайно актуальна. На период 2000 г. установленные мощности комбинированного производства тепла и электроэнергии составляли в Украине около 6 ГВт или 14% от всех установленных мощностей. Основная их часть приходится на мощности ТЭЦ с паротурбинными установками, мощности же когенерационных технологий на базе газотурбинных установок и газопоршневых двигателей составляют всего 245 МВт, хотя коммунальная, промышленная энергетика Украины, а также ее газотранспортная система обладают значительным потенциалом для их внедрения. Если централизованная КВЭ на базе ТЭЦ Минтопэнерго Украины и промышленных предприятий составляет 15%, то децентрализованная КВЭ на базе ГТУ и ГПД едва достигает 0,5% от производства энергии Минтопэнерго. На базе существующих котельных коммунальной теплоэнергетики может быть введено до 6 ГВт электрогенерирующих мощностей, 8...9 ГВт — в промышленной теплоэнергетике и примерно 2 ГВт — в газоперекачивающей системе. Однако в 2008 г. суммарная мощность когенерационных установок Украины составляла немногим более 150 МВт, что совершенно недостаточно для энергетики страны. С принятием законов «О комбинированном производстве тепловой и электрической энергии (когенерации) и использовании сброс-



Примеры строительства за рубежом
централизованных систем энергоснабжения
на основе когенерационных технологий

Страна	Вид ТЭЦ	Общая мощность, МВт	На базе
США, Алабама	ПГТЭЦ	660	3 ГТУ с КУ, ПТ
США, Вашингтон	ПГТЭЦ	620	2 ГТУ с КУ, ПТ
США, Техас	ПГТЭЦ	500	2 ГТУ с КУ, ПТ
США, Луизиана	ПГТЭЦ	500	2 ГТУ с КУ, ПТ
Бразилия	2 ГТЭЦ	180	ГТУ
Канада	ГТЭЦ	440	3 ГТУ, ПТ
Финляндия	ПГТЭЦ	870	2 ГТУ с КУ, ПТ

Здесь: ПГТЭЦ – парогазовая ТЭЦ; ГТЭЦ – газовая ТЭЦ; КУ – котел утилизатор, ПТ – паровая турбина.

ного энергопотенциала», № 2509-IV от 05.04.2005 г. и «О теплоснабжении», № 2633-IV от 02.05.2005 г. в Украине открылись возможности для широкого внедрения когенерационных установок. В рамках указанных законов определены отношения субъектов хозяйствования в вопросах, связанных с производством, передачей и потреблением электрической и тепловой энергии от когенерационных установок и газовых электростанций.

Что касается общих перспектив развития когенерации как глобальной тенденции в энергетике, то здесь можно выделить два основных направления:

- Модернизация существующих и строительство новых централизованных систем теплоэлектроснабжения на основе использования современных когенерационных технологий.

- Широкомасштабная реализация децентрализованных источников энергоснабжения с использованием всего спектра когенерационных технологий, рациональных для данных конкретных условий.

В промышленно развитых странах реализуется прежде всего первая из указанных тенденций, а именно, превалирует строительство парогазовых ТЭЦ большой мощности, КПД которых достигает 62%. В таблице 1 показана картина строительства за рубежом новых централизованных систем энергоснабжения на основе когенерационных технологий на период до 2005 г. [1].

Для Украины на ближайшую перспективу доминирующим можно считать второе из указанных направлений, т.е. широкомасштабную реализацию децентрализованных источников энергоснабжения. Действительно, в нашей стране в условиях катастрофического старения основных фондов энергетике и при отсутствии требуемых инвестиций отмеченное направление развития когенерационных технологий

Таблица 1

приобретает особую актуальность. Привлекательность указанного направления для Украины связана также со следующими несомненными преимуществами когенерационных технологий применительно к сфере децентрализованной энергетики [1–17]:

- Низким удельным расходом топлива – 130...180 т у.т./кВт·ч, что в 1,5...2 раза ниже известных величин для тепловых электростанций.

- Высоким коэффициентом использования топлива – 85...92%, что на 10...40% выше по сравнению с отдельным производством.

- Весьма низкими удельными капиталовложениями в

строительство когенерационных установок – 300...800 USD/кВтэ.

- Короткими сроками ввода электрогенерирующих мощностей в эксплуатацию – от 0,5 до 1,5 лет.

- Короткими сроками окупаемости когенерационных установок – 3...4 года.

- Решением местных и региональных энергетических проблем, обеспечением энергетической независимости и стабильности энергоснабжения.

- Созданием сети независимых производителей энергии.

- Решением экологических проблем за счет снижения вредных выбросов.

- Созданием условий и отработкой технологий для реконструкции и строительства крупных станций (ТЭС, ТЭЦ).

Указанные достоинства когенерационных технологий в децентрализованной энергетике обуславливают растущий интерес к ним и в промышленно развитых странах. Так в США на 2001 – 2015 г.г. принята программа NGGT, завершающий этап которой «Vision 21» предусматривает разработку эффективных технологий так называемых «гибридных циклов», объединяющих, например, газовые турбины с топливными элементами (ТЭ). Первая в мире установка «топливный элемент – газовая турбина» мощностью 220 кВт была запущена в Калифорнийском университете в 2000 г. В США к 2000 г. разработано 5 типов гибридных установок мощностью по 20 МВт и выполнена их коммерциализация. Япония обеспечила себя такими же установками общей мощностью порядка 1000 МВт к этому же времени [8]. В последний период за рубежом чрезвычайно бурно растет рынок микро-ТЭЦ, которые характеризуются выработкой электрической энергии высокого качества.

В таблице 2 приведены характерные примеры строительства в этих странах когенерационных установок малой и средней мощности на базе топливных элементов.

Применительно к децентрализованной энергетике практическая организация когенерационных технологий возможна по двум принципам:

- выработка теплоты на базе производства электроэнергии, когда базовым продуктом является электроэнергия, а вспомогательным — теплота;

- производство электроэнергии на базе выработки теплоты, когда базовым продуктом является теплота, а вспомогательным — электроэнергия.

Особую привлекательность для Украины представляет широкая реализации второго из указанных способов ввиду наличия большого парка котлов в промышленности и коммунальной энергетике. Что же касается выработки теплоты на базе производства энергии, то в этой области одним из наиболее актуальных направлений является широкое внедрение автономных модульных мини-ТЭЦ, монтируемых одним компактным блоком и готовых к подключению на промышленных и бытовых объектах.

Анализ показывает, что в период 2005–2015 гг. в Украине будет происходить активное формирование

Примеры строительства за рубежом когенерационных установок малой и средней мощности на базе топливных элементов

Таблица 2

Место расположения	Мощность электр., МВт	Тип ТЭ
США, Аляска, г. Анкоридж	0,2	Фосфорно-кислотные
Япония, г. Мусашино	0,25	Твердо-полимерные
Германия, г. Нюрнберг	0,2	Фосфорно-кислотные
Нидерланды, Вестерворт	0,1	Твердооксидные

и развитие рынка когенерационных технологий и оборудования, в том числе в промышленности будут построены более 500 мини-ТЭС и блок-ТЭЦ, мощностью от 0,5 до 700 МВт и суммарным потенциалом около 2...4 ГВт.

Когенерационные технологии могут быть реализованы на базе паротурбинных, парогазовых, газопаровых, газотурбинных установок, газопоршневых двигателей, топливных элементов и др. Анализ когенерационных технологий позволил провести их классификацию и разработать соответствующие классификационные схемы. На рисунках 1, 2 представлены классификационная схема когенерационных технологий и принципиальные схемы когенерационных систем на базе парогазовых и газопаровых установок.

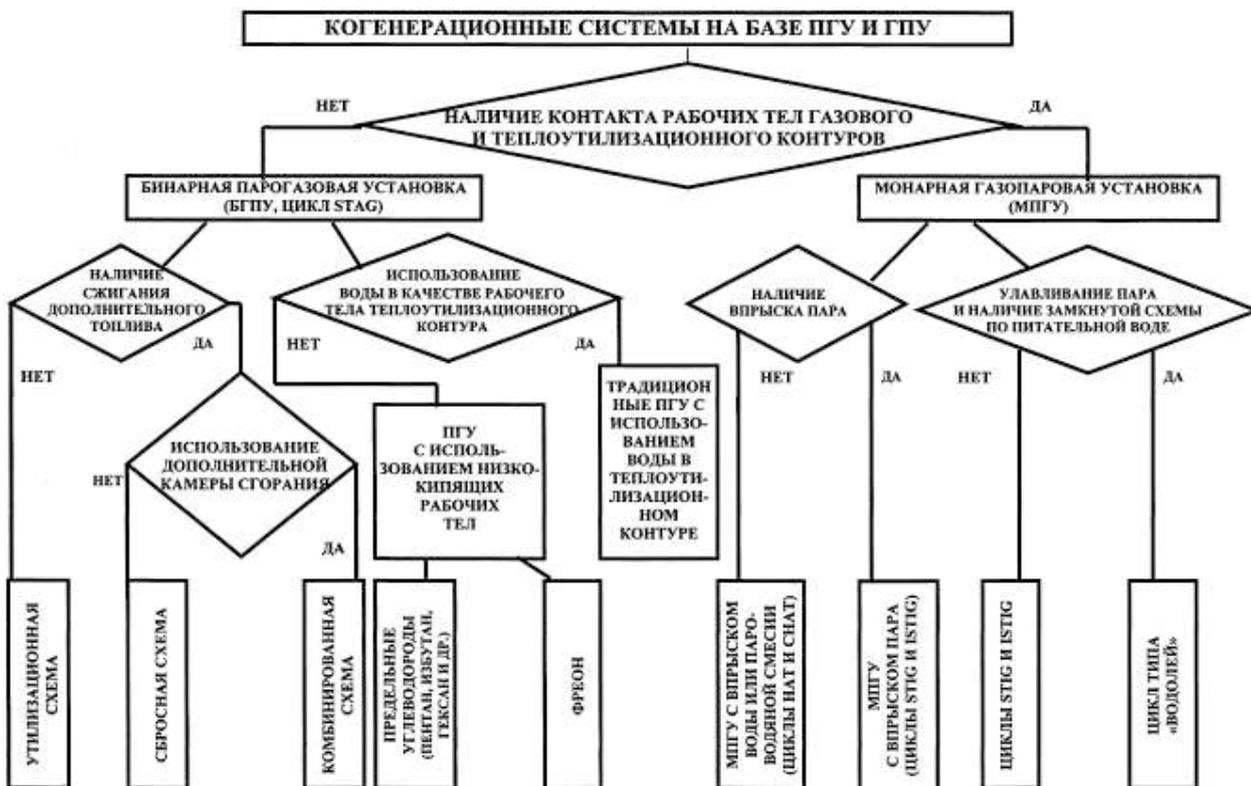


Рис.1. Классификационная схема когенерационных технологий на базе парогазовых и газопаровых установок

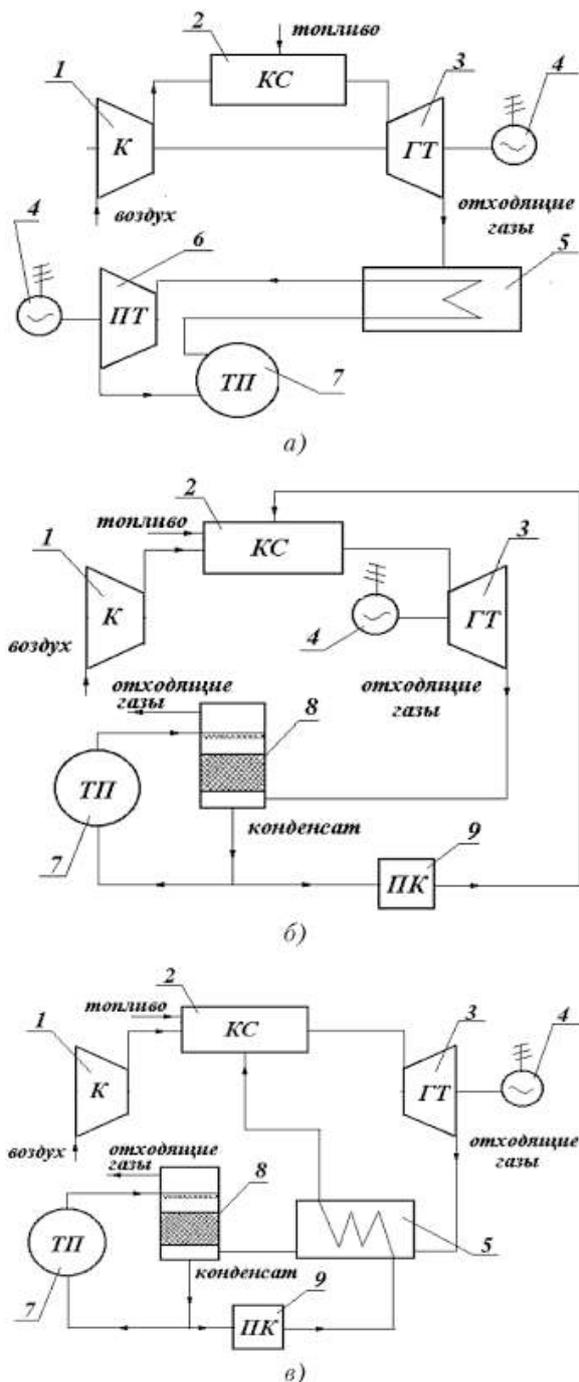


Рис 2. Принципиальные схемы когенерационных систем на базе парогазовых и газопаровых установок

а – когенерационная установка на базе бинарной парогазовой установки; *б* – когенерационная установка на базе моновальной газопаровой установки с впрыском пара при замкнутой схеме по питательной воде (типа «Водолей»); *в* – когенерационная установка на базе моновальной газопаровой установки с впрыском воды при замкнутой схеме по питательной воде; 1 – компрессор; 2 – камера сгорания; 3 – газовая турбина; 4 – электрогенератор; 5 – котел-утилизатор; 6 – паровая турбина; 7 – тепловой потребитель; 8 – контактный экономайзер; 9 – блок подготовки конденсата

Применение когенерационных технологий на базе парогазовых и газопаровых установок представляется достаточно перспективным [1–12]. Такие когенерационные системы обладают высокой энергетической

эффективностью, экономичностью и удовлетворяют самым жестким экологическим требованиям. Их КПД превышает 40%, а в диапазоне мощностей 400–530 МВт достигает 58–62%. В стационарной энергетике индустриально развитых стран – Франции, Великобритании, США, Германии и др. имеется большой опыт создания и эксплуатации бинарных парогазовых установок (БПГУ), в том числе на компрессорных станциях газотранспортных систем.

В качестве примера можно привести парогазовую установку на компрессорной станции в г. Гребере (США) с мощностью газоперекачивающего аппарата 8,8 МВт и выработкой электроэнергии от паровой турбины 3,7 МВт. Большое внимание разработкам БПГУ применительно к когенерационным системам уделяется в России. Так, «Калужским турбинным заводом» разработано паротурбинное оборудование мощностью 0,5 МВт для блочных утилизационных теплоэнергетических комплексов (БУТЭК), используемых на компрессорных станциях. Перспективным представляется также использование БПГУ, в которых в теплоутилизационном контуре вместо воды используется низкокипящее рабочее тело. Такой подход особенно эффективен для компрессорных станций, расположенных вдали от источников воды, и, кроме того, в этом случае ввиду низкой температуры конденсации рабочего тела в качестве охлаждающего агента может быть непосредственно использован окружающий воздух.

В качестве примера укажем введенную в эксплуатацию в 1999 году на одной из компрессорных станций трансканадского газопровода полностью автоматизированную парогазовую установку, общей мощностью 7 МВт, в которой в качестве рабочего тела теплоутилизационного контура используется пентан. В Украине работы в этом направлении ведутся Институтом технической теплофизики НАН Украины совместно с НИИ «Укртрансгаз».

Наряду с бинарными ПГУ возможно также использование моновальных или контактных ГПУ, в которых в качестве рабочего тела в газовой турбине используется парогазовая смесь. В Украине с 1986 г. НПП «Машпроект» совместно с Национальным техническим университетом Украины «КПИ» разрабатывают моновальные ГПУ различной мощности, так называемые технологии «Водолей», КПД которых составляет около 45%. Однако внедрение в Украине когенерационных технологий на базе парогазовых установок практически только начинается. На ближайшую перспективу более актуальным в сфере децентрализованной энергетики Украины является внедрение когенерационных технологий на базе газотурбинных установок и газопоршневых двигателей. Область относительно небольших величин электрических мощностей указанных когенерационных установок (примерно до 6 МВт) отвечает целесообразности использования газопоршневых двига-



Рис. 3. Классификационная схема когенерационных технологий на базе газотурбинных установок

телей, область же более высоких их значений соответствует применению газотурбинных двигателей.

На рисунках 3, 4 представлены классификационная схема когенерационных технологий и принципиальные схемы когенерационных систем на базе газотурбинных установок [1, 5, 7–14]. В утилизационной схеме обеспечивается максимальная электрическая мощность при заданном тепловом потреблении. Однако тепловая экономичность здесь невелика из-за большого избытка воздуха в уходящих газах. В сбросной же схеме обеспечивается высокая тепловая экономичность, тогда как электрическая мощность при заданном теплотреблении оказывается минимальной.

Определенное достоинство этой схемы состоит в том, что при ее реализации могут использоваться серийно выпускаемые водогрейные и паровые котлы с определенной реконструкцией горелочного фронта. В случае сбросной схемы весьма целесообразно дополнять когенерационную установку системой глубокой утилизации теплоты уходящих газов. Это обеспечивает сохранение максимального выигрыша в коэффициенте использования теплоты топлива во всем диапазоне тепловых нагрузок при когенерации по сравнению с отдельной выработкой тех же количеств тепловой и электрической энергии.

Для Украины ввиду наличия большого парка котлов в промышленности и коммунальной энергетике реализация когенерационных технологий на базе ГТУ представляет особый интерес, хотя практически это требует выполнения целого ряда зачастую не простых условий:

- размещения на площадке котельной дожимающей газокompрессорной станции;

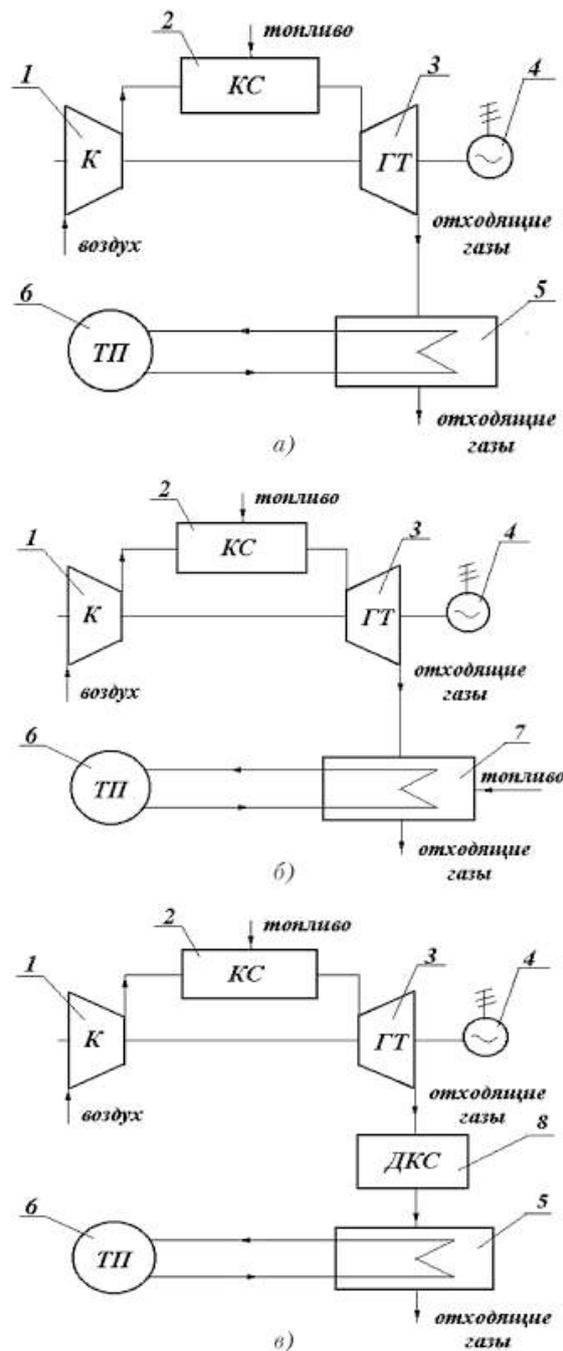


Рис. 4. Принципиальные схемы когенерационных систем на базе газотурбинных установок

а – когенерационная установка без сжигания дополнительного топлива с котлом-утилизатором (утилизационная схема); б – когенерационная установка со сжиганием дополнительного топлива в паровом или водогрейном котле (сбросная схема); в – когенерационная установка со сжиганием топлива в дополнительной камере сгорания и с котлом-утилизатором (комбинированная схема); 1 – компрессор; 2 – камера сгорания; 3 – газовая турбина; 4 – электрогенератор; 5 – котел-утилизатор; 6 – тепловой потребитель; 7 – водогрейный или паровой котел; 8 – дополнительная камера сгорания

- проведения реконструкции конвективной части и горелочного фронта для водогрейных и паровых котлов;

- достижения приемлемых шумовых и экологических характеристик.

Показатели когенерационных ГТУ на базе двигателей
 НПКТ «Зоря – Машпроект»

Таблица 3

Тип уст. ГТУ	Мощность эл., кВт	Мощность пар., кВт	Мощность вод., кВт	КПД эл., %	КИТ пар., %	КИТ пар.+вод., %	Расход пара, т/ч
2500С	2750	4730	1000	27,5	75,0	84,8	6,3
6000С	6000	9200	1900	30,1	73,2	82,8	11,1
6000+С	8000	11200	1970	31,7	75,7	83,5	14,4
10000С	10000	12900	2140	34,2	76,9	84,1	15,7
16000С	14500	18640	8400	27,9	63,8	79,9	24,5
15000С	16000	19500	4390	32,5	72,1	81,0	24,4
15000+С	18500	22700	4140	33,6	74,4	81,9	27,9
25000С	25000	28500	7000	34,8	74,5	84,2	35,1

Современное газотурбостроение в Украине располагает достаточно большим набором ГТУ, которые могут быть использованы в когенерационных системах [8, 9] (таблица 3).

Работы по совершенствованию ГТУ, ведущиеся в последнее время одновременно в нескольких направлениях (конструктивном, технологическом, экологическом, энергетическом), позволяют достичь значительных результатов. Так, современные газотурбинные двигатели серии Н имеют температуру газов на входе в турбину на уровне 1200...1400 °С. Использование ГТУ в когенерационных техноло-

гиях является мощным стимулом для их создания и совершенствования. Следующий крупный шаг в развитии газотурбинных установок в отечественной и мировой энергетике связан с повышением температуры на входе в ГТУ простого цикла до 1600 °С, КПД — до 47%, а в ПГУ на базе этих ГТУ — до 62...64% и применением новых технических решений, а именно:

- новых классов конструкционных материалов на базе алюминидов никеля и титана в качестве материалов для рабочих и сопловых лопаток ГТУ;
- лопаток, изготовленных из сложных сплавов с направленной кристаллизацией или монокристаллических, выполненных с пленочным охлаждением, с термобарьерными и защитными покрытиями;
- каталитических камер сгорания;
- керамических узлов (для ГТУ небольшой мощности) и т.д.

Когенерационные системы на базе газопоршневых двигателей могут быть реализованы с активными или с пассивными котлами-утилизаторами [1, 5, 7–9]. На рисунках 5, 6 представлены классификационная схема когенерационных технологий и

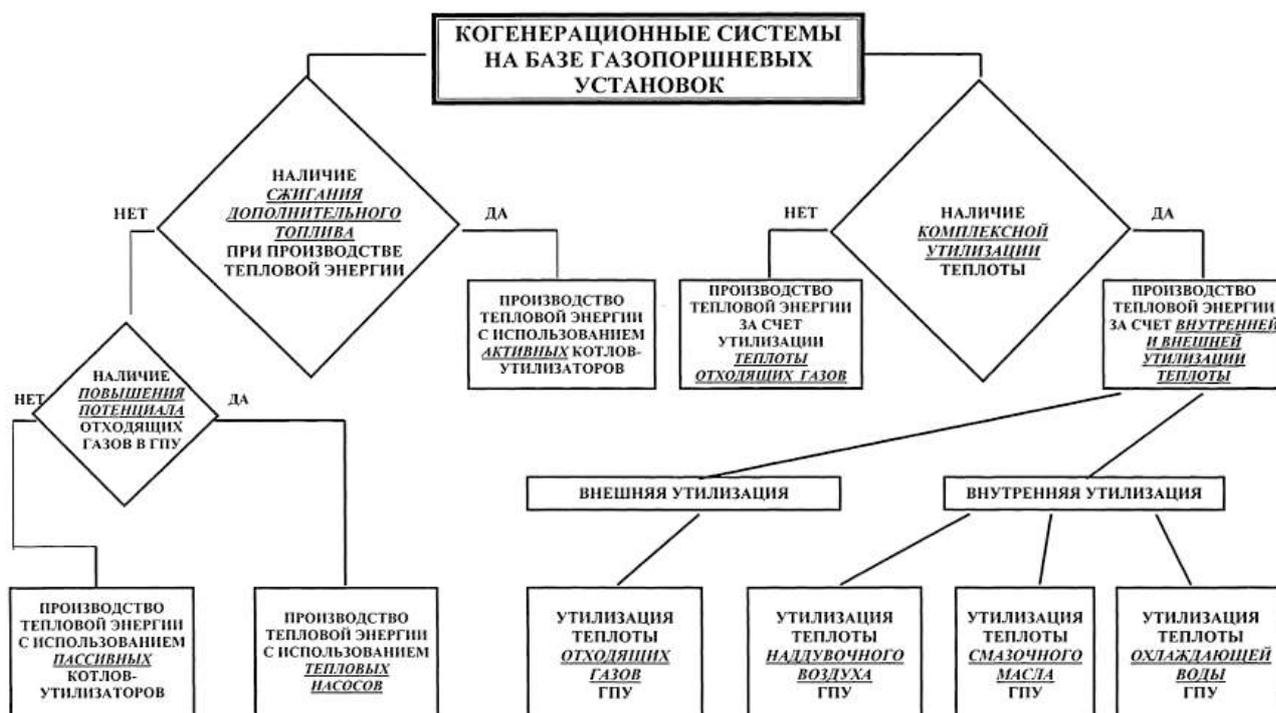


Рис. 5. Классификационная схема когенерационных технологий на базе газопоршневых двигателей

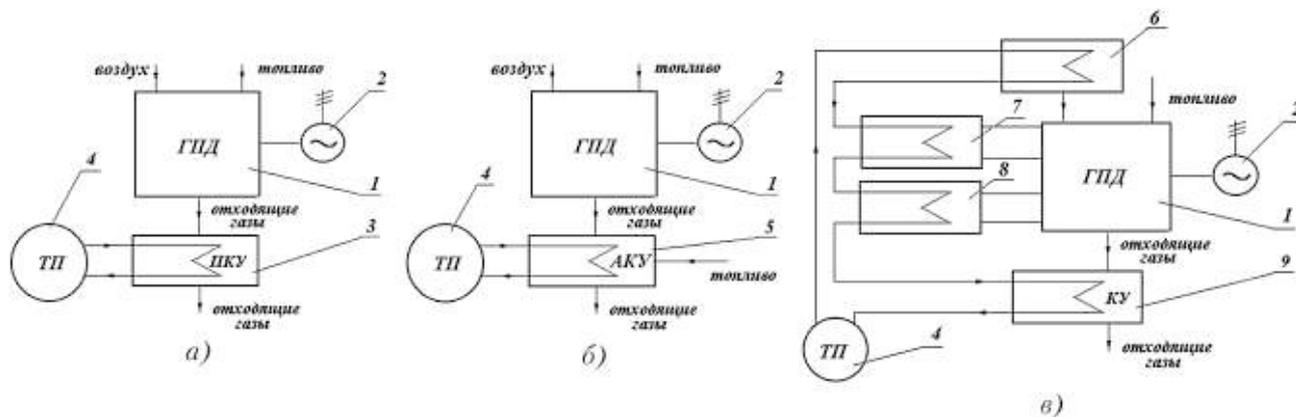


Рис 6. Принципиальные схемы когенерационных систем на базе газопоршневых двигателей.

а – когенерационная установка без сжигания дополнительного топлива с внешней утилизацией теплоты отходящих газов и с использованием пассивного котла-утилизатора; *б* – когенерационная установка со сжиганием дополнительного топлива, с внешней утилизацией теплоты отходящих газов и с использованием активного котла-утилизатора; *в* – когенерационная установка с комплексной утилизацией теплоты. 1 – газопоршневая установка; 2 – электрогенератор; 3 – пассивный котел-утилизатор; 4 – тепловой потребитель; 5 – активный котел-утилизатор; 6 – масляный утилизатор; 7 – воздушный утилизатор; 8 – водяной утилизатор; 9 – котел-утилизатор

принципиальные схемы когенерационных систем на базе газопоршневых двигателей.

В качестве активных котлов-утилизаторов (АКУ) могут использоваться серийно выпускаемые паровые или водогрейные котлы. В таких системах возможно осуществление внешней, внутренней и комплексной утилизации теплоты ГПД. Под внешней утилизацией понимается утилизация теплоты отходящих газов ГПД; внутренняя утилизация включает в себя утилизацию теплоты наддувочного воздуха, смазочного масла и охлаждающей воды; комплексная утилизация представляет собой совокупность внешней и внутренней утилизации. Что же касается выбора оптимальных схем утилизации теплоты, то он базируется на анализе конкретных условий эксплуатации когенерационных установок.

Газопоршневые двигатели, как основной элемент соответствующей когенерационной установки характеризуются целым рядом достоинств:

- достаточно высоким КПД электрогенерирования – 36...42%;
- низким удельным расходом топлива – 152...156 г/кВт·ч;
- возможностью использования как жидкого, так и газообразного топлива;
- стабильностью работы в условиях изменения режимов нагрузки и температуры окружающей среды.

По сравнению с ГТУ газопоршневые двигатели имеют следующие преимущества:

- более низкую стоимость 1кВт электрической мощности;
- больший примерно в 2 раза термин эксплуатации;
- большее отношение электрической мощности к тепловой;
- больший коэффициент использования теплоты топлива на частичных нагрузках;

- более высокую эксплуатационную надежность и ресурс двигателя;
- лучшую приспособленность для покрытия пиковых нагрузок;
- более низкие удельные капиталовложения и эксплуатационные затраты.

Применение ГПД в когенерационных технологиях позволяет обеспечить поэтапное наращивание их мощности с целью перехода от покрытия собственных нужд предприятия до продажи электроэнергии во внешнюю сеть. Наиболее широкое применение когенерационные установки на базе ГПД получили в автономных системах средней мощности и для условий, не допускающих перебоев в электропитании при любых экстремальных ситуациях.

Заключение

Наблюдаемое в мировой энергетической практике прогрессивное развитие энергомашиностроения, которое направлено на повышение эффективности энергетического оборудования, с неизбежностью приведет к широкомасштабному распространению когенерационных технологий, отвечающему уровню их потенциальных возможностей.

Для Украины в настоящее время наиболее рациональным является применение когенерационных систем в области децентрализованной энергетики.

На ближайшую перспективу в Украине следует ожидать широкого внедрения когенерационных технологий на базе ГТУ и ГПД ввиду сравнительно низких удельных капиталовложений на их реализацию.

Наиболее эффективные когенерационные технологии на базе ПГУ в нашей стране будут иметь широкое применение в сравнительно отдаленной перспективе в связи с необходимостью относительно высоких капиталовложений для их реализации.

Литература

1. *Клименко В.Н., Мазур А.И., Сабашук П.П.* Когенерационные системы с тепловыми двигателями. Справочное пособие, ч. 1 — Киев. — ИПЦ АЛКОН НАН Украины. — 2008.
2. *Саламов А.А.* Развитие комбинированного производства тепла и электроэнергии. // Теплоэнергетика. — 2003. — № 11. — С.65 — 67.
3. *Elliott R. Neal.* USA takes the. CHP. Initiative. // Power Engineering International. —2001. — Spec. Suppl. July. — P. 7.
4. *Основные положения* Энергетической стратегии России на период до 2020 года. // Прил. к журналу «Энергетическая политика». — М.:ГУ ИЭС. — 2001. — 120 с.
5. *Билека Б.Д.* Стан децентралізованого когенераційного виробництва енергії в Україні і вибір базових рішень при створенні когенераційних установок // Комунальна теплоенергетика України: стан, проблеми, шляхи модернізації. Т. 1 — Киев. — 2007. — С. 229—241.
6. *Хрилев Л.С., Смирнов И.А.* Социально-экономические основы и направления развития теплофикации. // Теплоэнергетика. — 2005. — № 2. — С. 9—17.
7. *Фиалко Н.М., Степанова А.И., Прокопов В.Г., Шеренковский Ю.В.* Основные направления развития технологий комбинированного производства тепловой и электрической энергии. // Экотехнологии и ресурсосбережение. Сб. тр. 8 Международной конференции «Энергетична безпека Європи 21 століття. Євразійські енергетичні коридори». — 2005. — С. 66—69.
8. *Энергетика: история, настоящее и будущее.* Т. 3 — Киев: 2008. — 528 с.
9. *Билека Б.Д., Сергиенко Р.В., Кабков В.Я.* Экономичность когенерационных и комбинированных когенерационно-теплonosосных установок с газопоршневыми и газотурбинными двигателями. // Авиационно-космическая техника и технология. — 2010. — № 7. — С. 25—29.
10. *Ольховский Г.Г.* Масштабы и особенности применения газотурбинных и парогазовых установок за рубежом. // Теплоэнергетика. — 2002. — № 9. — С. 72—77.
11. *Трещев Д.А., Лошаков И.И., Ромахова Г.А.* Сравнительный анализ экономической эффективности использования в энергосистемах теплофикационных газотурбинных и парогазовых установок. // Теплоэнергетика. — 2010. — № 6. — С. 72—75.
12. *Патон Б.Е., Халатов А.А., Костенко Д.А., Письменный А.С., Билека Б.Д.* Энергетическое газотурбостроение: современное состояние и тенденции развития. — Киев: 2008. — 74 с.
13. *Ковецкий В.М., Ковецкая М.М.* Технологические методы повышения мощности и эффективности стационарных ГТУ. // Проблемы загаловой енергетики. — 2002. — № 6 — С. 35—39.
14. *Ковецкий В.М.* Техническая, экономическая, экологическая оценка тепловых электрогенерирующих установок. // Энергетика и электрификация. — 2004. — № 1. — С. 9—19.
15. *Тимошевский Б.Г.* Когенерация на базе двигателей внутреннего сгорания. // 1 в Украине Международная конференция «Когенерация в промышленности и коммунальной энергетике». 18—20 октября, 2004, Киев. Тез. докладов. — С. 252—254.
16. *Клер А.М., Маринченко А.Ю., Потанин Ю.М.* Оптимизация теплофикационных теплоэнергетических установок. // Теплоэнергетика. — 2009. — № 9. — С. 55—59.
17. *Бутузов В.А., Томаров Г.В., Шетов В.Х.* Модернизация муниципальных котельных путем установления на них оборудования для комбинированной выработки тепла и электроэнергии. // Теплоэнергетика. — 2008. — № 12. — С. 60—61.