

УДК 621.311

С.В. ДУБОВСКОЙ, канд. техн. наук (Институт общей энергетики НАН Украины, Киев)

## СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Дан обзор проблем и перспектив развития тепловой энергетики.

Тепловые электрические станции (ТЭС) на органическом топливе многие десятилетия остаются основным промышленным источником электроэнергии, обеспечивающим позитивную динамику роста мировой экономики. По данным Международного энергетического агентства (МЭА)<sup>1</sup>, в 2005 году все ТЭС мира обеспечили производство 12149 млрд. кВт·ч электрической энергии, что составило две трети ее мирового потребления. Основными источниками первичной энергии для ТЭС являются ископаемые виды органического топлива: уголь, природный газ и нефть. Главный из них – уголь – обеспечивает 40,3% современного мирового производства электроэнергии. На долю природного газа приходится 19,7% мирового производства электроэнергии, нефти – 6,6%.

По прогнозам МЭА<sup>2</sup>, мировая потребность в электроэнергии к 2030 году более чем в два раза превысит современный уровень и достигнет 30116 млрд. кВт·ч (рис. 1). При сохранении существующих тенденций умеренного развития атомной энергетики, предусмотренного в прогнозе МЭА, доля ТЭС в общем производстве электроэнергии несколько превысит современный уровень. В случае осуществления прогноза МАГАТЭ 2006 года [11], предполагающего «ренессанс» атомной энергетики с увеличением ее доли в мировом производстве электрической энергии к 2030 году до 25% против 11,7%, прогнозируемых МЭА, ТЭС обеспечат более половины потребности человечества в электрической энергии.

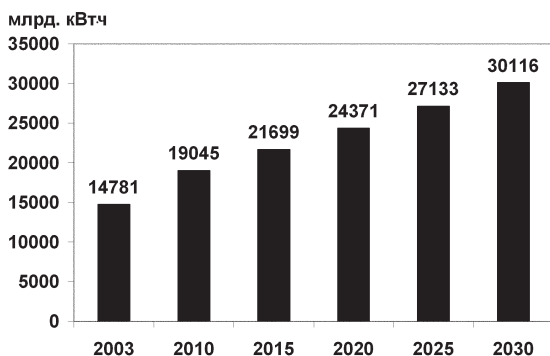


Рис. 1. Ожидаемая динамика мирового потребления электрической энергии

В соответствии с прогнозом МЭА 2006 года основным типом топлива для ТЭС останется уголь (рис. 2). Доминирующая роль угольных ТЭС сохранится и при реализации сценария МАГАТЭ.

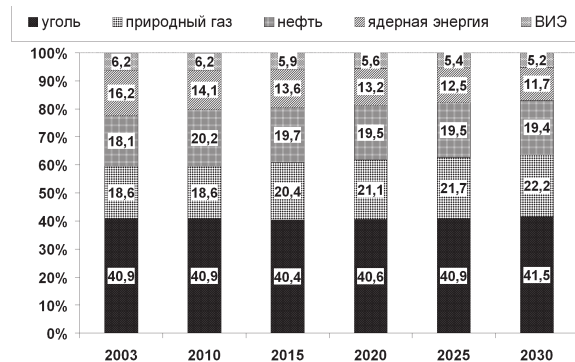


Рис. 2. Ожидаемая динамика структуры мирового производства электрической энергии по видам первичной энергии

Разведанных запасов ископаемой органики достаточно для устойчивой работы тепловой энергетики на протяжении многих десятилетий. По современным данным, обеспеченность потребности мира в нефти и природном газе, исходя из доказанных извлекаемых ресурсов, оценивается в 50–70 лет, угля – более чем в 200 лет. В последние 20–30 лет эти сроки корректируются в сторону увеличения ввиду опережающих темпов геологоразведки и совершенствования технологий извлечения разведанных запасов [1–4].

Наиболее важными проблемами перспективного развития тепловой энергетики мира остаются, как и прежде, дальнейшее технологическое совершенствование ТЭС с целью повышения экономичности, надежности и экологической чистоты производства электрической и тепловой энергии.

Повышение эффективности ТЭС – естественный процесс, диктуемый необходимостью компенсации постоянно растущих затрат топливного цикла. Разведка, освоение и эксплуатация новых месторождений нефти, газа и угля, как и доработка существующих, обходятся все дороже, а поддержание приемлемых цен на электрическую энергию требует адекватного опережающе-

1 – Key World Energy Statistics. – 2007.

2 – World Energy Outlook. – 2006, IEA.

го повышения КПД ТЭС. Кроме того, повышение эффективности необходимо по экологическим соображениям [1–4].

Непосредственную экологическую опасность на локальном и региональном уровнях оказывают атмосферные выбросы вредных веществ с продуктами сгорания органических топлив: газообразные оксиды серы и азота, твердые частицы (зола), летучие органические соединения (в частности, бензпирен), летучие соединения тяжелых металлов (ртути, ванадия, никеля). Определенную экологическую опасность представляют ТЭС и как масштабные загрязнители водных бассейнов. На долю современных ТЭС приходится до 70% промышленного забора воды из природных источников, что составляет значительную часть водных ресурсов многих стран, испытывающих проблемы с обеспечением пресной водой. Нельзя не отметить и существенное влияние тепловой энергетики на прямые и косвенные изменения местных ландшафтов в процессах захоронения золы и шлаков, добычи, транспортировки и хранения топлив [4].

Перечисленные влияния ТЭС могут и должны быть снижены до экологически безопасного уровня – как за счет повышения КПД, так и в результате осуществления известных и вновь разрабатываемых природоохранных технологий, в частности, технологий улавливания вредных веществ в технологических процессах подготовки и сжигания топлива; удаления газовых и твердых продуктов сгорания, безреагентных технологий подготовки воды и др. Все эти меры требуют существенных затрат. Однако, как показывают прогнозные исследования, правильная организация последовательного внедрения более эффективных, хотя и более дорогостоящих, природоохранных мероприятий по мере роста возможностей мировой экономики, позволит избежать чрезмерных влияний этих затрат на стоимость электрической энергии.

Наряду с локальными влияниями ТЭС все больше влияют и на глобальные экологические процессы, ведущие, в частности, к изменению климата планеты. Тепловая энергетика – один из основных источников выброса в атмосферу водяного пара, углекислого газа, пыли и других компонент – поглотителей длинноволнового инфракрасного излучения земной поверхности. Повышение концентрации поглощающих компонент атмосферы вызывает так называемый парниковый эффект – разогрев поверхности Земли коротковолновым солнечным излучением в ре-

зультате ухудшения условий ее радиационного охлаждения из-за экранирующего действия поглощающих компонент атмосферы [5].

Работа ТЭС сопровождается выбросами парниковых газов, основными из которых являются водяной пар и углекислый газ, образующиеся при горении органических топлив. Выброс водяного пара ТЭС не приводит к заметному росту его концентрации в атмосфере, поскольку он пренебрежимо мал по сравнению с естественным испарением воды. Кроме того, значительная часть выбросов ТЭС конденсируется и удаляется с осадками. Антропогенный выброс углекислого газа, в отличие от пара, накапливается в атмосфере, способствуя развитию парникового эффекта. Ежегодный выброс  $\text{CO}_2$  всеми ТЭС мира приближается к 10 млрд. т, что составляет около 30% всех антропогенных выбросов парниковых газов в атмосферу планеты [5, 6].

Принято считать, что усиление парникового эффекта, вызываемого повышением концентрации углекислого газа в атмосфере, приводит ко все более заметному росту температуры планеты, что может иметь глобальные катастрофические последствия уже в ближайшем будущем. Хотя данное утверждение поддерживается не всеми [5], в силу значительности угрозы оно считается официально принятым.

16 февраля 2005 года вступил в силу Киотский протокол к рамочной конвенции ООН об изменении климата, цель которого – сокращение выбросов газов, способствующих глобальному потеплению. Согласно протоколу, подписанному в 1997 году 159-ю странами на состоявшемся в Киото под эгидой ООН международном саммите, 39 промышленно развитых стран мира обязуются сокращать выбросы углекислого газа и пяти других веществ, присутствие которых в атмосфере влияет на изменение климата на планете. Подписавшие протокол страны обязались к 2012 году сократить на 5,2% выбросы вредных газов в атмосферу по сравнению с показателями 1990 года. Документ ратифицирован 125-ю странами мира, на долю которых приходится более 55% суммарных выбросов парниковых газов. Осуществить соглашение стало возможным после ратификации протокола в России, доля которой составляет 17,4% выбросов парниковых газов. Вместе с тем, крупнейшие страны мира – США (36% мирового выброса углерода), а также Индия и Китай – к протоколу не присоединились, хотя они также проводят работы по сокращению выбросов парниковых газов. В частности,

в США установлен пятилетний период льготного налогообложения возобновляемых источников энергии и энергосберегающих технологий на сумму 3,6 млрд. долл. США. Плановый объем ежегодного финансирования мероприятий, направленных на предотвращение изменений климата, составляет в США 5,8 млрд. долл., из которых 3 млрд. долл. предназначены для развития новых технологий и 2 млрд. – на научные исследования в этой области [1].

Вместе с тем, предпринятые в рамках Киотского протокола усилия пока не принесли нужного эффекта. По данным МЭА, за последнее десятилетие уровень выбросов парниковых газов не только не снизился, но и возрос более чем на 20%. При сохранении современных тенденций мирового развития выбросы парниковых газов возрастут к 2050 году еще в 2,5 раза.

Результаты прогнозных исследований показывают, что основной причиной этого является экстенсивный рост мировой экономики, прежде всего, быстрый рост экономик развивающихся стран. Производство электрической энергии в этих странах будет увеличиваться в основном за счет преимущественного использования собственных запасов угля – первичного энергоносителя, дающего наибольший выброс  $\text{CO}_2$  на единицу полученной энергии. Для стран, не имеющих достаточных его запасов, прогнозируется рост тепловой энергетики на базе местных видов органического топлива, растительной биомассе, промышленных и бытовых отходах. При этом тепловая энергетика будет развиваться в условиях конкуренции с атомной [7–9].

Прогнозируемые внешние условия будущего развития теплоэнергетики мира определяют следующие долгосрочные приоритеты ее технологического роста:

- существенное повышение эффективности и экологической безопасности тепловой энергетики на твердом топливе с обеспечением в перспективе близких к нулю выбросов вредных веществ;
- существенное повышение эффективности электроэнергетики на природном газе;
- развитие комбинированного производства электрической энергии и других видов энергии;
- развитие экономически эффективных технологий получения электрической энергии из некондиционной и возобновляемой органики;
- развитие технологий улавливания и хранения парниковых газов.

По состоянию на 2003 год, суммарная установленная мощность ТЭС мира составляла

2591 ГВт, из них ТЭС на угле – 1119 ГВт, природном газе – 1007 ГВт, нефти – 372 ГВт. Около 11% мирового парка ТЭС отслужило более 40 лет, около 60% – более 20 лет. Средняя эффективность ТЭС мира лишь ненамного превышает 30%.

Для обеспечения прогнозных уровней выработки электрической энергии суммарная установленная мощность ТЭС должна быть увеличена к 2030 году до 4352 ГВт. В соответствии с прогнозным сценарием МЭА это потребует ввода 1761 ГВт новых ТЭС и реконструкции более 2000 ГВт существующей мощности [8].

Согласно современным прогнозам, учитывающим экономические последствия роста выбросов углерода, в ближайшие десятилетия наиболее быстрыми темпами будут развиваться мощности ТЭС на природном газе и угле.

В связи с этим совершенствованию и внедрению новых эффективных технологий для ТЭС на газообразных и твердых топливах уделяется наибольшее внимание. Наряду с этим, получают развитие научно-исследовательские работы, направленные на разработку перспективных технологий удаления парниковых газов из продуктов сгорания топлив, потребность в которых возникнет в отдаленном будущем.

### Тепловая энергетика на природном газе

Перспективные технологии ТЭС на природном газе, ориентированные на применение в большой энергетике, наиболее интенсивно развиваются по трем основным направлениям [1–4, 8–9]:

- высокотемпературные газотурбинные установки (ГТУ);
- комбинированные или парогазовые установки (ПГУ), сочетающие газотурбинный и паротурбинный циклы;
- высокотемпературные топливные элементы;
- гибридные установки на основе сочетания ПГУ с высокотемпературными топливными элементами.

Основной целью исследований в области газотурбинных технологий является повышение КПД и экологических показателей газовых турбин, создание «гибких» газотурбинных установок, работающих на продуктах газификации различных видов топлива, газовых турбин для работы в составе крупных комбинированных и гибридных установок. К основным направлениям совершенствования ГТУ относятся: повышение начальных температур газа перед газовой турбиной за счет применения более эффективных высокотемпера-

турных конструкционных материалов; создание более эффективных систем тепловой защиты высокотемпературных элементов ГТУ; совершенствование процессов экологически чистого сжигания топлива. К настоящему времени промышленно освоены энергетические ГТУ на температуры 1260–1400°C с КПД 35–36,5%. В стадии демонстрационных и опытно-промышленных образцов находятся ГТУ нового поколения на основе металлокерамики с рабочей температурой выше 1500°C и КПД на уровне 40% и выше.

Магистральным направлением внедрения высокоэффективных энергетических ГТУ является их использование в составе мощных парогазовых энергоблоков – наиболее востребованного сегодня и в среднесрочной перспективе оборудования ТЭС и ТЭЦ на природном газе.

Действующие парогазовые установки (ПГУ), реализующие высокотемпературный газотурбинный цикл Брайтона с отводом тепла в двухконтурный паротурбинный цикл Ренкина (цикл двух давлений), обеспечивают получение эксплуатационного электрического КПД на уровне 48–52%. По такой схеме работают, в частности, первые в России теплофикационные ПГУ мощностью 450 МВт, установленные на Северо-Западной ТЭЦ в Санкт-Петербурге. Они имеют расчетный КПД нетто 51%, фактический эксплуатационный КПД в режиме регулирования мощности – 48–49% [4].

Перспективы дальнейшего совершенствования бинарных парогазовых установок (ПГУ) определяются повышением эффективности передачи теплоты от выхлопных газов ГТУ в паротурбинный цикл и уменьшением потерь при конденсации пара. Традиционное решение этих задач связано с повышением количества контуров (ступеней давления) паротурбинного цикла. В трехконтурной установке ТЭС Июкогама (Япония) достигнут КПД на уровне 55% [1, 4].

Установка более эффективных газовых турбин позволит повысить КПД ПГУ с двух- и трехконтурными схемами до 60%, применение водяного охлаждения и другие схемные решения – до 61,5–62% и более.

Более отдаленные перспективы повышения КПД ТЭС на природном газе связаны с созданием гибридных установок, интенсивно разрабатываемых в настоящее время [1, 2, 8, 9].

Гибридные энергетические установки представляют собой сочетание высокотемпературных электрохимических источников тока (топливных элементов) с парогазовой установкой.

Источниками тепла для ПГУ служат высокотемпературные топливные элементы (ТЭ), твердооксидные (SOFC) или на основе расплавленных карбонатов (MCFC), работающие при температуре 850°C и 650°C. К настоящему времени созданы образцы высокотемпературных энергетических топливных элементов единичной мощностью от 200 кВт до 10 МВт. Высокотемпературные топливные элементы могут работать на водороде и/или синтез-газе, представляющем собой смесь водорода с угарным газом. Для получения соответствующего топлива используется процесс риформинга (паровой конверсии) природного газа с получением синтез-газа. Для получения водорода из синтез-газа применяется процесс каталитического окисления угарного газа с последующим удалением CO<sub>2</sub>. Данные процессы широко применяются в азотной промышленности.

В ходе выполнения научно-технической программы США «Видение-21» на демонстрационной гибридной установке мощностью порядка 20 МВт получен КПД на уровне 60%. На 2010 год запланирован пуск гибридной установки с КПД на уровне 70%. В более отдаленной перспективе намечается достижение КПД на уровне 75% с созданием энергетических установок мощностью до 300 МВт и более. К 2012–2015 гг. намечено создание всех необходимых для этого технологических компонент.



**Рис. 3.** КПД и мощность перспективных энергетических установок на природном газе [1]: PEFC – топливный элемент с протон обменной мембраной; PAFC – фосфорнокислотный топливный элемент; SOFC – топливный элемент с твердооксидной мембраной; MCFC – топливный элемент на расплавах карбонатов

В области малой энергетики наибольший интерес представляют когенерационные технологии на базе газовых двигателей внутреннего сгорания и электрохимических источников тока (топливных элементов). К настоящему времени в США, Японии, странах Евросоюза распростра-



няются установочные партии когенерационных низкотемпературных и среднетемпературных топливных элементов, соответственно, с протон-обменной мембраной (PEFC) и фосфорнокислотных (PAFC) [1]. Эти установки бесшумнее, эффективнее и экологичнее, чем газовые двигатели внутреннего сгорания. Перспективы масштабного применения когенерационных ТЭ связаны с уменьшением их удельной стоимости.

### Перспективные технологии угольной энергетики

К числу интенсивно разрабатываемых направлений экологически чистого использования твердых топлив, предполагаемых к промышленному внедрению в ближайшей (до 2010 года) и долгосрочной перспективах, относятся:

- паротурбинные ТЭС с суперкритическими параметрами пара (СКД);
- парогазовые ТЭС с внутрицикловой газификацией угля;
- гибридные парогазовые ТЭС.

Работы по созданию энергоблоков на суперкритические параметры пара (СКД) были начаты в США и СССР еще в середине прошлого века. В основе создания энергоблоков СКД лежат известные методы повышения термического КПД цикла Ренкина за счет перехода на более высокие рабочие температуры и давления пара перед турбиной. Применение данных мер на практике сдерживается прочностными характеристиками применяемых материалов, а также ростом стоимости установки. Существует технико-экономический оптимум температур и давлений пара, определяемый свойствами материалов энергетической установки и ценами на топливо. Во второй половине прошлого века этим условиям отвечал сверхкритический цикл Ренкина с однократным промежуточным перегревом пара, начальным давлением 23,5 МПа, температурой первичного и вторичного перегрева 540°C.

В последние годы прогресс в области материаловедения сделал возможным дальнейшее повышение параметров цикла Ренкина [1, 2, 4, 10].

В Дании и Японии построены и успешно эксплуатируются энергоблоки на каменном угле мощностью 380–1050 МВт с давлением свежего пара 24–30 МПа и перегревом до 580–610°C. Среди них есть блоки с двукратным промперегревом до 580°C. КПД лучших японских блоков находится на уровне 45–46%, на 2–3% превышает их КПД датских блоков, работающих на холодной циркуляционной воде с глубоким вакуумом.

В Германии построены буроугольные энергоблоки мощностью 800–1000 МВт с параметрами пара до 27 МПа, 580–600°C и КПД до 45%.

Работы над энергоблоком с суперкритическими параметрами пара (30 МПа, 600°C) возобновлены в России. Они подтвердили реальность создания такого блока мощностью 300–525 МВт с КПД около 46% уже в ближайшие годы.

В США после длительного перерыва возобновлены работы, направленные на внедрение суперкритических параметров пара. Они сконцентрированы в основном на разработке и испытаниях необходимых материалов, которые могут обеспечить эксплуатацию оборудования при температурах пара до 870°C и давлении до 35 МПа.

В странах Евросоюза при участии большой группы энергетических и машиностроительных компаний разрабатывается усовершенствованный пылеугольный энергоблок СКД с параметрами свежего пара 37,5 МПа, 700°C и двойным промперегревом до 720°C при давлениях 12 и 2,35 МПа. При давлении в конденсаторе 1,5–2,1 кПа КПД блока может достичь 53–54%. Ввод в эксплуатацию этого блока намечен после 2010 года. К 2030-му предполагается достижение КПД нетто до 55% при температурах пара до 800°C.

**Перспективные разработки парогазовых установок на угле** проводятся многими странами. Наибольший прогресс ожидается по двум направлениям: газификация и прямое сжигание угля под давлением [1].

Научно-технические разработки ПГУ на угле интенсивно проводятся в США в рамках программы «Чистые угольные технологии» по одиннадцати проектам с объемом финансирования 2,9 млрд. долл. США. Мощность задействованных в проектах установок превышает 2,2 ГВт. Пять проектов посвящены ПГУ со сжиганием угля под давлением, четыре – ПГУ с газификацией угля, два – перспективным технологиям сжигания с использованием ДВС.

Рабочий цикл ПГУ с газификацией включает воздушную или паровоздушную газификацию угля под давлением, создаваемым компрессором ГТУ, очистку генераторного газа от соединений серы и твердых частиц, последующее сжигание генераторного газа в камере сгорания парогазовой установки, работающей так же, как и на природном газе. Сегодня в мире эксплуатируется около 400 крупных промышленных газификационных установок суммарной мощностью 46 ГВт. Половина из них работает на угле.

Однако реализация ПГУ на их основе связана с определенными трудностями. Они обусловлены, с одной стороны, более низким качеством энергетических углей, содержащих, как правило, большое количество минеральных включений, серы и смол, а с другой – высокими требованиями к чистоте генераторного газа по условиям химической коррозии и механической эрозии газотурбинной установки. Кроме того, более высокие требования, чем в промышленности, предъявляются к энергетической эффективности процессов получения и очистки генераторного газа, а также к массогабаритным характеристикам газогенераторов. Эти обстоятельства существенно усложняют практическую реализацию ПГУ на угле с приемлемыми показателями КПД и удельной стоимости. Впрочем, эту трудности преодолели, учитывая значительные среднесрочные и отдаленные перспективы, связанные с дальнейшим применением технологий улавливания  $\text{CO}_2$  [1].

Проектные проработки различных схем ПГУ с газификацией угля наиболее распространенных марок проводились в СССР на рубеже 90-х годов прошлого века. Они показали возможность создания ПГУ единичной мощностью 250–650 МВт с приемлемыми экологическими характеристиками и КПД 38–45% на основе существовавшей в то время базе газотурбинных технологий [4, 10].

В США действуют четыре опытные промышленные установки ПГУ с газификацией угля, в том числе ПГУ Polk мощностью 250 МВт, Puyertollano – 350 МВт, Bugenno – 250 МВт, Wabash River, подтверждающие возможность получения КПД на уровне 46–48%, характерном и для энергоблоков СКД. Фактический средний удельный расход тепла (по высшей теплоте сгорания) ПГУ Polk составляет 9864 кДж/кВт·ч, ПГУ Wabash River – 9400 кДж/кВт·ч, что соответствует КПД по низшей теплоте сгорания на уровне, соответственно, 38–40%. В 2010 году предполагается ввод ПГУ Mesaba (штат Миннесота) с газификацией угля мощностью 531 МВт с эффективностью на уровне 41,7%. [1].

В стадии рассмотрения находится проект сооружения демонстрационной ПГУ мощностью 500 МВт, предполагающие первоначальное получение КПД 44,4% с последующим доведением до 46%. В перспективе, по мере перехода на высокотемпературные газотурбинные установки на синтез-газе, КПД ПГУ с газификацией угля может быть повышен до 53% [1, 4, 10].

Наибольшее промышленное развитие ПГУ с газификацией твердого топлива получили в Италии, применительно к использованию нефтяного кокса – продукта масштабной переработки нефти. Здесь действуют три ПГУ с газификацией нефтяного кокса на ТЭС Isab (520 МВт), Sarlux (550 МВт) и Falconara (280 МВт). В 2005 году планировалось ввести в эксплуатацию ПГУ на ТЭС Ferrera Erbognone мощностью 250 МВт вблизи нефтеперерабатывающего завода Sannazago. Еще десять ПГУ введены или сооружаются на химических заводах Италии.

При отработке узлов и компонент перспективных газификационных ПГУ на низкосортных энергетических углях, осуществляемых сегодня по нескольким масштабным проектам, преследуются не только непосредственные, но и более отдаленные цели. К их числу относятся, в частности, создание на основе ПГУ с газификацией гибридных ТЭС, включающих высокотемпературные топливные элементы, энерготехнологических установок, сочетающих генерацию электроэнергии с получением высококачественных транспортных топлив из синтез-газа, безэмиссионных энергетических установок, реализующих улавливание, связывание и захоронение углекислого газа. Так, научно-технической программой «Видение-21» предполагается создание к 2010 году демонстрационной гибридной установки на угле с КПД 60%. В настоящее время созданы топливные элементы мощностью 200 кВт – 1 МВт, которые могут работать на синтез-газе и/или водороде, получаемом из синтез-газа [1].

**В ПГУ со сжиганием угля** применяют технологию прямого сжигания угля в топке под давлением. Воздух подается в угольную топку компрессором ГТУ с давлением 1–1,5 МПа, продукты сгорания после очистки от золы уноса расширяются в газовой турбине и производят полезную работу. Теплота сгорания угля и теплота выхлопных газов ГТУ используются в паротурбинном цикле.

Основные преимущества ПГУ со сжиганием угля под давлением обусловлены возможностью получения высоких экологических характеристик ТЭС за счет надлежащей организации процесса горения. Температура горения угля в таких установках поддерживается на уровне 800–900°C, что позволяет поддерживать приемлемо низкую скорость образования оксидов азота. Кроме того, процесс горения сопровождается химическим связыванием соединений серы в результате реакции с доломитом, что суще-

ственно снижает их присутствие в выхлопных газах установки. Основные трудности практической реализации установок такого типа связаны с предотвращением механической эрозии газовой турбины, возникающей из-за присутствия в топочных газах твердых частиц золы уноса, а также с уменьшением массогабаритных характеристик топок, работающих под давлением.

Опыт долговременной эксплуатации ПГУ со сжиганием угля, подтверждающий высокие экологические и экономические характеристики таких установок, накоплен в процессе долговременной эксплуатации нескольких ТЭЦ такого типа мощностью около 20 МВт. Характерным примером такой установки является ТЭЦ, которая находится в Стокгольме (Швеция). Здесь используется процесс сжигания предварительно подготовленной пасты из увлажненной смеси угля с доломитом, выдавливаемой через профильные отверстия в днище топки котла под давлением диаметром около 20 м. Теплота сгорания топлива воспринимается погружными теплообменниками паротурбинного контура. Дымовые газы после предварительной очистки от золы уноса в высокотемпературных рукавных фильтрах поступают в газовую турбину. Отработавшие газы проходят дополнительную очистку от твердых частиц в рукавных фильтрах, после чего выводятся в дымовую трубу. Средний электрический КПД установки составляет 45%. Существенный эрозионный износ газовой турбины не зафиксирован.

Основная трудность распространения описанной технологии на энергоблоки ТЭС мощностью 100–300 МВт и выше обусловлена неприемлемым ростом массогабаритных характеристик топки, что требует интенсификации процесса горения угля. Наибольшую скорость такого процесса обеспечивает сжигание угольно-доломитной смеси в кипящем слое под давлением (КСД). Именно эта технология ПГУ на угле рассматривается сегодня как наиболее перспективная. ПГУ с КСД (технология PFBC), как отмечалось выше, интенсивно исследуются в США на пяти демонстрационных установках.

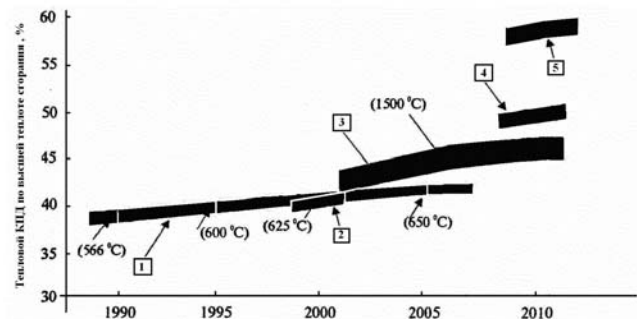
К достоинствам ПГУ с КСД относят полноту (более 99%) сгорания различных сортов угля, высокие коэффициенты теплопередачи и небольшие поверхности нагрева, низкие (до 850 °С) температуры горения и вследствие этого небольшие (менее 200 мг/м<sup>3</sup>) выбросы NO<sub>x</sub>, а также отсутствие шлакования, возможность добавки в слой

сорбента (известняка, доломита) и связывание в нем 90–95% содержащейся в угле серы.

Достаточно высокий КПД (40–42% в конденсационном режиме) достигается в ПГУ с КСД уже при умеренной мощности (~100 МВтэл.) и докритических параметрах пара. Из-за небольших размеров котла и отсутствия сероочистки ПГУ с КСД занимают сравнительно небольшую площадь. Возможна блочно-комплектная поставка их оборудования и модульное строительство с уменьшением его стоимости и сроков. Эти обстоятельства определяют возможность применения данной технологии при реконструкции существующих энергоблоков на угле.

Технология ПГУ с КСД проще и привычнее для энергетиков, чем газификационные установки, которые представляют собой сложное химическое производство. Возможны различные комбинации обеих технологий. Целью их является упрощение систем газификации и очистки газов, уменьшение характерных для них потерь, а также повышение температуры газов перед турбиной и газотурбинной мощности в схемах с КСД.

**Гибридные установки на твердом топливе** представляют собой сочетание ПГУ с газификацией угля с высокотемпературным топливным элементом, работающим на водороде или синтез-газе из твердого топлива. Принцип работы гибридных установок на угле тот же, что и на природном газе. Различие состоит только в способе получения водорода и/или синтез-газа для топливных элементов. В угольных гибридных установках исходное топливо должно быть подвергнуто газификации с получением водорода или синтез-газа, а в установках на природном газе – риформингу (паровой конверсии) с получением тех же газов. Дальнейшие отличия состоят в процессах очистки полученных продуктов. Для



**Рис. 4.** Перспективы повышения эффективности угольных ТЭС [1], где: 1 – паровой котел с факельным сжиганием угля; 2 – циркулирующий кипящий слой под давлением; 3 – ПГУ с газификацией; 4 – топливный элемент на расплавах карбонатов; 5 – гибридная ТЭС.

угольных гибридных установок они протекают сложнее и менее эффективно, чем для газовых.

Тем не менее, реально достижимые значения КПД гибридных установок достаточно высоки. В соответствии с планами программы «Видение-21» в США уже к 2010 году планируется на демонстрационной угольной гибридной установке получить КПД на уровне 60%, а в далекой перспективе – 65%.

### Технологии удаления и улавливания углекислого газа

Полная экологическая чистота тепловой энергетики может быть обеспечена путем улавливания и хранения углекислого газа. Возможности создания соответствующих технологий уже в настоящее время интенсивно изучаются во многих странах мира. Технологии улавливания представляют собой третий, самый радикальный путь борьбы с потеплением климата наряду с двумя другими – повышением КПД и удалением углерода из органического топлива. Понятие «удаление углерода» объединяет улавливание углерода из энергетических установок и связывание его в природных поглотителях, таких как леса и фермы. Углекислый газ, улавливаемый из антропогенных выбросов, можно захоронить под землей в геологических образованиях или в океанах, а также переработать в топливо, безвредные сухие вещества или в полезные продукты.

Характерная тематика работ по комплексной проблеме улавливания и захоронения  $\text{CO}_2$ , разрабатываемая в США, представлена ниже по данным [1].

*Технологии улавливания.* Технический анализ возможностей устройства систем улавливания и сепарации  $\text{CO}_2$  на ТЭС Конесвиль.

Разработка процессов улавливания  $\text{CO}_2$  с образованием твердых гидратов при низких температурах и высоких давлениях.

Разработка процессов улавливания  $\text{CO}_2$  в вихревой трубе.

Разработка процессов улавливания  $\text{CO}_2$  сухим сорбентом на основе натрия.

*Геология.* Инвентаризация источников  $\text{CO}_2$  и мест его захоронения.

Комплексные исследования и демонстрация в промышленном масштабе захоронения  $\text{CO}_2$  в глубоких неразрабатываемых угольных пластах.

Оценка вытеснения метана из угольного месторождения Блэк Вэриор.

Вытеснение природного газа из пустот при заполнении  $\text{CO}_2$ .

Оптимальные геологические условия для накопления  $\text{CO}_2$  в засоленных пористоводоносных горизонтах США.

Новые методы закачки  $\text{CO}_2$  в соленосные формации.

Химическое связывание  $\text{CO}_2$  в глубоких соленосных формациях на Среднем Западе США.

*Извлечение газа из мусорных свалок.*

Минерализация  $\text{CO}_2$ .

Мембранные технологии выделения  $\text{CO}_2$  из газовой смеси.

Выделение  $\text{CO}_2$  из органических топлив с использованием мембранного реактора топлив.

Селективные высокотемпературные керамические мембраны для проведения реакции риформинга газа с одновременной сепарацией  $\text{CO}_2$ .

Преобразование  $\text{CO}_2$  в биомассу с использованием водорослей.

Тонкие пленки из водорослей.

Особое внимание к предотвращению выбросов  $\text{CO}_2$  должно уделяться при разработке угольных технологий. В США предполагается создание угольных энергокомплексов, конкурентоспособных с ТЭС на природном газе. Их целесообразно сооружать поэтапно, чтобы уменьшить начальные капиталовложения и быстрее окупать, выполняя в то же время действующие природоохранные требования.

**Первый этап:** перспективная экологически чистая ПГУ с газификацией.

**Второй этап:** внедрение системы удаления и транспортировки  $\text{CO}_2$ .

**Третий этап:** организация производства водорода или чистого транспортного топлива.

Помимо перечисленных работ, применение которых возможно к существующим ТЭС, интенсивно разрабатываются схемы новых установок, где углекислый газ используется в качестве рабочего тела, превращаясь в итоге в жидкость, подлежащую захоронению. В основе такой ТЭС могут лежать следующие процессы.

1. Газификация водоугольной суспензии с добавкой водорода и получением  $\text{CH}_4$  и  $\text{H}_2\text{O}$ . Зола угля выводится из газификатора, а парогазовая смесь очищается.

2. Углерод, перешедший в газообразное состояние, в форме  $\text{CO}_2$  связывается окисью кальция в реформере, куда подается также очищенная вода. Образующийся в нем водород используется в процессе гидрогазификации и подается после тонкой очистки в твердооксидный топливный элемент для выработки электроэнергии.



3. На третьем шаге образовавшийся в реформе  $\text{CaCO}_3$  кальцинируется с использованием выделившегося в топливном элементе тепла и образованием  $\text{CaO}$  и концентрированной  $\text{CO}_2$ , пригодной для дальнейшей обработки.

4. Четвертым шагом является преобразование химической энергии водорода в электро-энергию и тепло, которое возвращается в цикл.  $\text{CO}_2$  выводится из цикла и минерализуется в процессах карбонизации таких минералов,

как силикат магния, распространенный повсеместно в природе в количествах, на порядки превышающих запасы угля. Конечные продукты карбонизации могут захораниваться в выработанных шахтах. КПД преобразования угля в электро-энергию в такой системе составит около 70%. При полной стоимости удаления  $\text{CO}_2$ , равной 15–20 долл. США за тонну, оно вызовет удорожание электроэнергии примерно на 0,01 долл. США/кВт·ч.

1. М. Гринбаум. Программа исследований, разработок и демонстраций новых технологий по экологически чистому использованию угля // *Электрические станции*. – 2002. – №1. – С. 72–81.
2. Шидловский А.К., Кесова Л.А., Федоренко Г.М. Угольная энергетика мира: состояние, проблемы, перспективы роста // *Новости энергетики*. – 1998. – № 11. – С. 16–35.
3. Б.М. Трояновский, А.Д. Трухний. Улучшение экологических показателей электростанций путем совершенствования турбинного оборудования // *Тяжелое машиностроение*. – 1996. – № 11. – С. 19–26.
4. Тумановский А.Г., Глебов В.П., Чугаева А.Н., Шмиголь И.Н., Зыков А.М. Обеспечение экологических требований при производстве тепла и электроэнергии на тепловых электростанциях // *Теплоэнергетика*. – 2006. – № 7. – С. 35–42.
5. Клименко В.В. Почему не следует ограничивать эмиссию углекислого газа // *Теплоэнергетика*. – 1997. – № 2. – С. 2–6.
6. И. Вольчин. Киотский протокол и энергетика Украины // *Энергетическая политика*. – 2006. – № 2. – С. 28–33.
7. *International Energy Agency*. – *International Energy Outlook, 2006*. – Chapter 6: Electricity.
8. *International Energy Agency*. – *Energy technology at the cutting edge*. – *International energy technology collaboration IEA implementing agreements*. – 2005.
9. Международное энергетическое агентство. Перспективные технологии в области энергетики. – В поддержку Плана действий G-8. – Сценарии и стратегии до 2050 года.
10. Г.Г. Ольховский, А.Г. Тумановский. Перспективы развития теплоэнергетики. // *Труды научно-технической конференции «Актуальные экономические и технические проблемы энергетического сектора России»*. – М.: Институт высоких температур РАН, 2002.
11. Перспективы развития атомной энергетики // *Журнал международного Чернобыльского центра «ISIDE»*. – Вып. 16. – 2006. – С. 14–15.