

**ПАРОТУРБИННЫЕ, ГАЗОТУРБИННЫЕ,  
ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ  
И ИХ ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ**

**СОВРЕМЕННЫЕ УГОЛЬНЫЕ ЭНЕРГОБЛОКИ  
НА СУПЕРСВЕРХКРИТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПАРА (ОБЗОР)**

© 2023 г. **Е. В. Сомова<sup>а</sup>\*, А. Н. Тугов<sup>а</sup>, А. Г. Тумановский<sup>а</sup>**

<sup>а</sup>*Всероссийский теплотехнический институт (ОАО ВТИ),  
Автозаводская ул., д. 14, Москва, 115280 Россия*

*\*e-mail: evsomova@vti.ru*

Поступила в редакцию 02.08.2022 г.

После доработки 02.08.2022 г.

Принята к публикации 30.08.2022 г.

Доля угольной генерации в общей выработке электроэнергии в мире остается стабильной и преобладающей над другими первичными источниками энергии. Сокращение объемов угольной электрогенерации в некоторых странах Евросоюза и США компенсируется их стабильным ростом в Азии (Китай, Индия, Индонезия, Южная Корея) и Африке (ЮАР). В 2021 г. мировой объем угольной генерации вырос на 9% и достиг нового исторического максимума – 10 337 ТВт · ч. По прогнозу Международного энергетического агентства (МЭА), в последующие годы потребление угля в энергетике будет оставаться примерно на этом же уровне, в основном, из-за стран Юго-Восточной Азии. По итогам климатической конференции ООН, состоявшейся в Глазго в ноябре 2021 г., официальный отказ от полного использования угля закреплен не был. За последнее десятилетие в мире введено в эксплуатацию 247.7 ГВт энергоблоков на суперсверхкритические параметры пара (ССКП), характеризующихся высокой экономичностью и минимальным воздействием на окружающую среду. На энергоблоке 1350 МВт ТЭС Shenergy Pingshan II (Китай) достигнут следующий уровень параметров пара: давление 32.58 МПа, температура 610/630/623°C (свежего, вторичного и третичного перегрева соответственно), КПД 48.92%. В статье представлен обзор развития технологии ССКП в мире, а также основные решения по котлам, системе газоочистки и паровым турбинам. В России в ближайшие годы не планируется строительство мощных угольных энергоблоков на повышенные параметры пара. Пилотным проектом для освоения технологии ССКП может служить создание газомазутного энергоблока на суперсверхкритические параметры пара с обработкой основных элементов оборудования тепловой схемы, прежде всего турбины и паропроводов.

*Ключевые слова:* пылеугольный энергоблок, суперсверхкритические параметры пара, котел, система газоочистки, паровая турбина, промежуточный перегрев пара

**DOI:** 10.56304/S0040363623020066

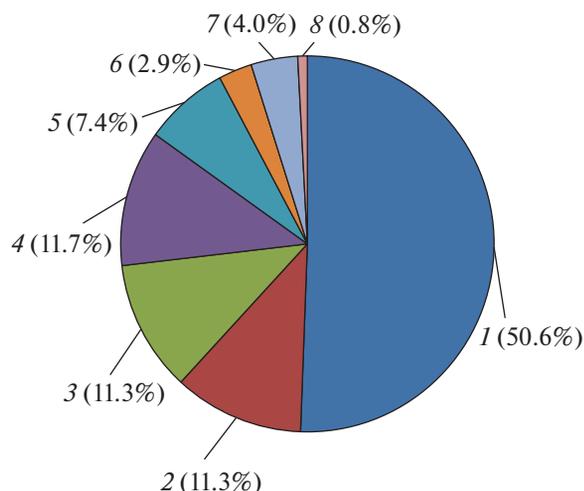
В последние 10 лет доля угольной генерации в общей выработке электроэнергии в мире оставалась стабильной (на уровне 36–38%) и преобладающей над другими первичными источниками энергии. Сокращение объемов угольной электрогенерации в некоторых странах Евросоюза и США компенсировалось их стабильным ростом в странах с развивающейся экономикой (Китай, Индии, Индонезии, Южной Корея, ЮАР).

**СОСТОЯНИЕ УГОЛЬНОЙ  
ЭЛЕКТРОГЕНЕРАЦИИ  
В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ**

На начало 2022 г. уголь использовался в качестве основного топлива на ТЭС в 77 странах мира,

а суммарная установленная электрическая мощность угольных ТЭС составляла примерно 2.1 ТВт [1]. Примерно 85% всех электрогенерирующих угольных мощностей приходилось на десять стран, причем 73% – на Китай, США и Индию. На основе данных [1] можно составить список стран с наибольшей долей угольной электрогенерации. Установленная электрическая мощность угольных энергоблоков в этих странах приведена далее, МВт:

Китай.....	1064401
Индия.....	231947
США.....	226978
Япония.....	50114



**Рис. 1.** Распределение угольных электрических мощностей по регионам мира:

1 – Китай; 2 – Индия; 3 – другие страны Азии (кроме Индии, Китая и стран Ближнего Востока); 4 – Северная Америка; 5 – Европа; 6 – Африка и Ближний Восток; 7 – страны бывшего СССР; 8 – Латинская Америка

ЮАР.....	43409
Россия.....	41770 <sup>1</sup>
Индонезия.....	40162
Германия.....	38356
Южная Корея.....	38114
Польша.....	29720
Мир (всего).....	2072894

Если рассматривать распределение объемов угольной генерации по регионам, то можно видеть, что ее основная часть сосредоточена в Азии (примерно 73%), однако заметную роль она играет и в Северной Америке, и в Европе (рис. 1).

За 2021 г. мировой объем угольной генерации вырос на 9%, достигнув нового исторического максимума – 10 337 ТВт · ч [2]. Ее рост обеспечил восстановление спроса на уголь, который в 2020 г. сократился на 4.0%, а по итогам 2021 г. увеличился на 8.6% [3]. Спрос вырос в результате быстрого восстановления экономики, повышения цен на природный газ и неблагоприятных условий для использования возобновляемых источников энергии.

<sup>1</sup> По данным Системного оператора Единой энергетической системы генерирующая мощность ТЭС в 2022 г. составила 163.3 ГВт, в том числе мощность угольных ТЭС – 33 ГВт. Распределение мощностей между газовыми и угольными ТЭС осуществлено косвенным образом по данным региональных схем и программ развития и генерирующих компаний.

По оценкам МЭА [3], к 2024 г. уровень выработки электроэнергии на угле вырастет на 0.3%, достигнув 10 415 ТВт · ч (рис. 2). Рост произойдет за счет стран Азиатско-Тихоокеанского региона и стран Юго-Восточной Азии и Африки (суммарно 456 ТВт · ч). Во всех этих регионах экономический рост стимулирует более высокий спрос на электроэнергию, а уголь является основным источником ее производства. Однако это повышение будет компенсировано снижением потребления угля в Америке (209 ТВт · ч) и Европе (169 ТВт · ч).

Рост потребления угля в электроэнергетике в 2021 г. совпал с ужесточением экологических требований по выбросам парниковых газов, в том числе касающихся ограничений по выработке электроэнергии из угля. В соответствии с Парижским соглашением по климату (2015 г.) потребление угля в электроэнергетике к 2030 г. должно быть снижено на 79% [4]. При этом страны Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) и Европейского союза (ЕС) должны полностью отказаться от сжигания угля к 2030 г., а остальные – к 2040 г.

По данным [5] с 2015 г. 44 страны, 27 из которых входят в ОЭСР и ЕС, взяли на себя обязательства не вводить в эксплуатацию новые угольные энергоблоки. Еще в 40 странах, 8 из которых относятся к ОЭСР и ЕС, отсутствуют планы по строительству новых угольных электростанций. В результате с 2015 г. были отменены запланированные проекты новых угольных электростанций установленной мощностью 1175 ГВт (рис. 3). Если в 2015 г. глобальный портфель проектов угольной генерации, находящихся на разных стадиях реализации, оценивался в 1553 ГВт, то к 2021 г. он составил всего 482 ГВт.

Однако в дальнейшем официальный отказ от полного использования угля закреплен не был. В ходе климатической конференции ООН, прошедшей в Глазго в ноябре 2021 г., декларацию о прекращении финансирования новых угольных электростанций, а также о закрытии существующих станций подписали только около 40 стран: в развитых странах – в 30-х годах XXI в., в развивающихся – в 40-х [6]. В число стран-подписантов вошли такие крупные потребители угля, как Вьетнам, Индонезия, Чили, США, Великобритания и страны Европейского союза. Индия, являющаяся вторым в мире импортером этого вида топлива, настояла на замене в финальном документе формулировки о “постепенном прекращении” на “постепенное сокращение” использования угля к 2030–2040 гг.

В то же время становится весьма актуальным еще одно направление в области сокращения выбросов парниковых газов угольной электрогене-

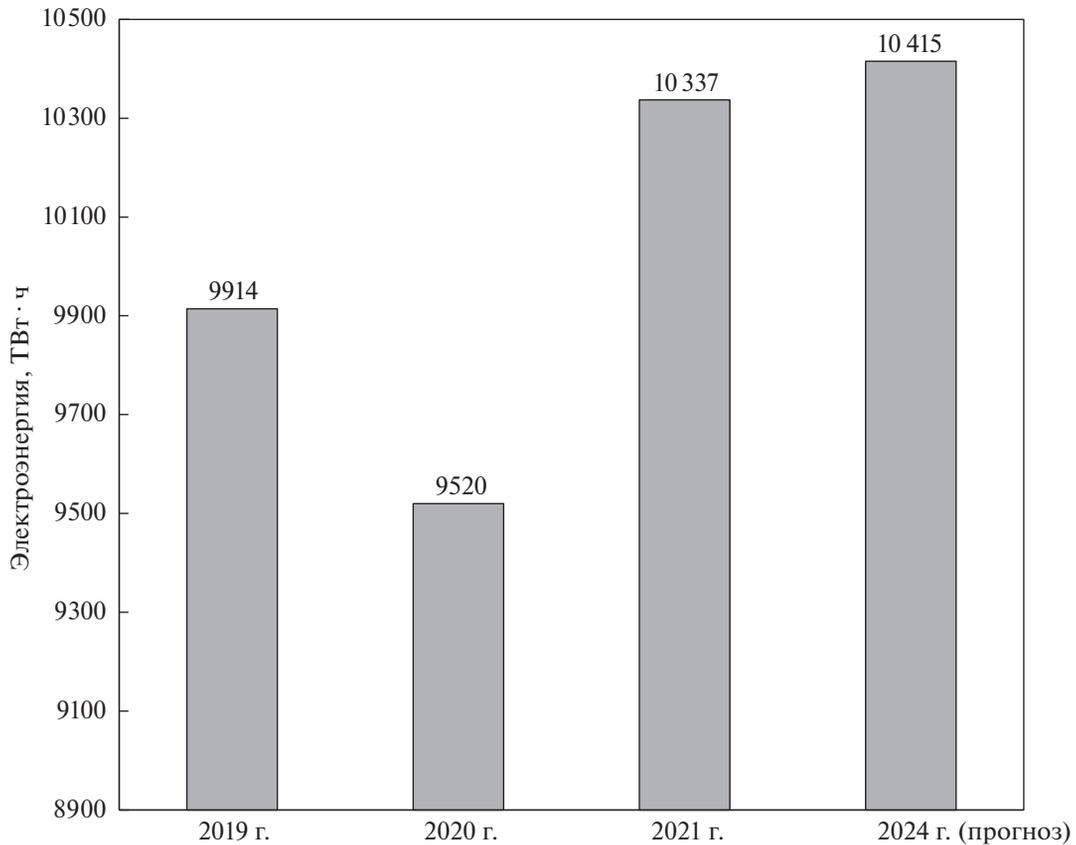


Рис. 2. Выработка электроэнергии из угля в мире в период 2019–2024 гг.

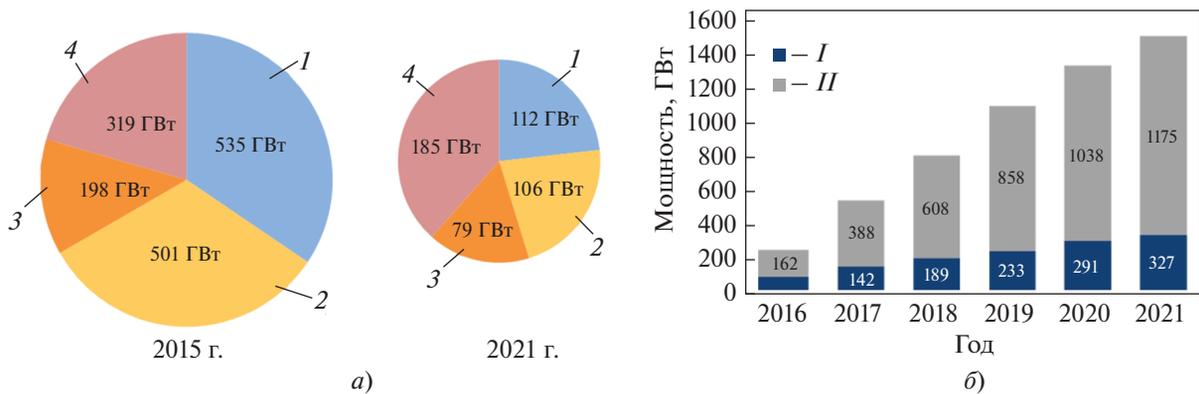


Рис. 3. Сокращение объема угольной генерации в мире, ГВт (а) и мощность отмененных и вновь введенных в эксплуатацию энергоблоков (б) по годам.  
 Энергоблоки: 1 – планируемые; 2 – предпроектные; 3 – проектируемые; 4 – строящиеся.  
 Энергоблок: I – введен в эксплуатацию; II – отменен

рацией, связанное со строительством высокоэффективных энергоблоков на сверхкритическое давление пара (СКД) и ССКП.

За последние 10 лет в мире запущены в эксплуатацию энергоблоки СКД суммарной мощностью 229.4 ГВт (33% общего количества введенных в эксплуатацию в этот период) и энергоблоки

ССКП мощностью 247.7 ГВт (36%). На рис. 4 [7] показана динамика роста количества энергоблоков ССКП и их суммарной электрической мощности.

В 2020 г. более 400 таких энергоблоков общей мощностью 348 ГВт работало в 22 странах, причем примерно 80% из них (276 ГВт) эксплуатируются

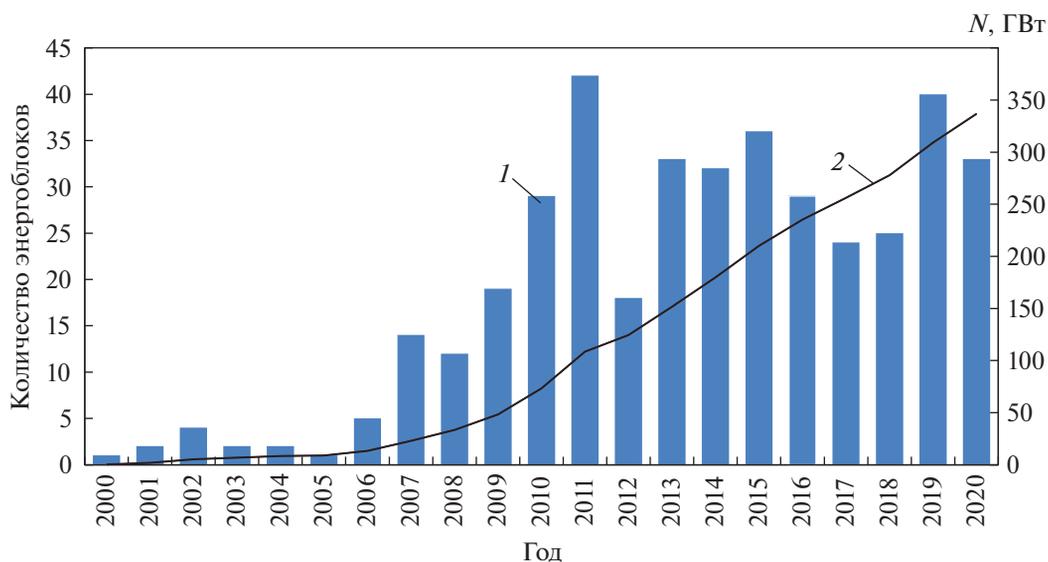


Рис. 4. Ввод энергоблоков ССКП.

1 – количество энергоблоков ССКП; 2 – их мощность  $N$

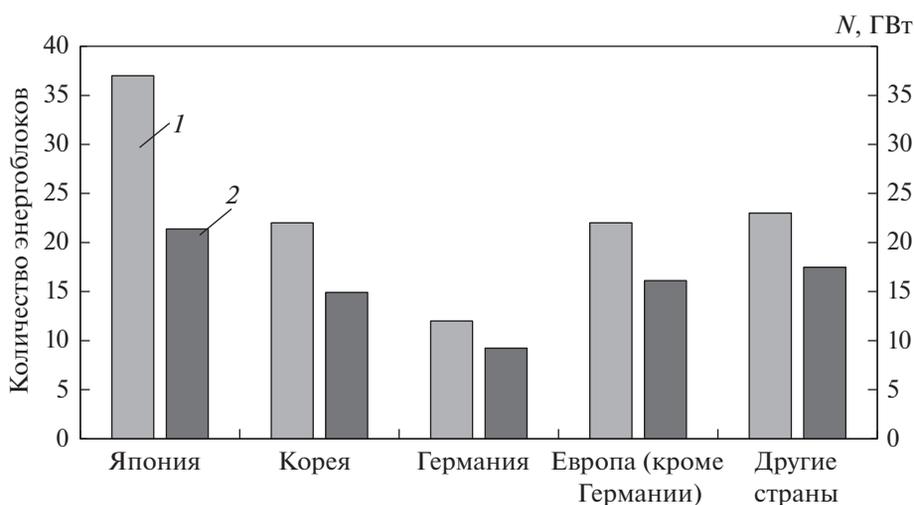


Рис. 5. Количество (1) и суммарная электрическая мощность  $N$  (2) угольных энергоблоков ССКП в мире (кроме Китая)

валось в Китае. Количество энергоблоков ССКП и их суммарная электрическая мощность в других странах приведены на рис. 5. В Японии эксплуатируются и находятся в стадии строительства 37 энергоблоков ССКП, в Южной Корее – 22. Помимо Японии, Китая и Южной Кореи, они функционируют также в Германии, на Тайване, в Малайзии, Нидерландах, Италии, Польше, Марокко, Турции, Индии, США и других странах. В 2020–2021 гг. запущены энергоблоки ССКП в Чехии, Бангладеш, ОАЭ, Индонезии, Вьетнаме [7].

Главным стимулом для перехода от сверхкритических параметров пара на суперсверхкритиче-

ские явились новые требования по снижению выбросов в атмосферу загрязняющих веществ ( $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$ ) и парниковых газов ( $\text{CO}_2$ ). При повышении КПД энергоблоков уменьшается расход топлива при выработке того же самого количества электроэнергии, а следовательно, сокращается объем выделяемых в атмосферу продуктов сгорания, включая вредные вещества.

Энергоблоки ССКП характеризуются высокой экономичностью и минимальным вредным воздействием на окружающую среду. Увеличение КПД энергоблока, помимо повышения значений параметров пара перед турбиной, достигается пу-

тем оптимизации термодинамического цикла и тепловой схемы, совершенствования основного и вспомогательного оборудования. На сегодняшний день в мировой энергетике достигнут уровень давления свежего пара 28–32 МПа и температуры пара: свежего 600–610°C, вторичного перегрева 600–630°C и третичного – 610–620°C. Мощность современных энергоблоков составляет от 600 до 1350 МВт, а их КПД нетто достигает 46–49%.

### ЭВОЛЮЦИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОБЛОКОВ ССКП

Первой коммерческой установкой на сверхкритические параметры пара стал энергоблок № 6 мощностью 120 МВт ТЭС Philo (США), введенный в эксплуатацию в начале 1957 г. В его состав входил паровой котел с двойным промежуточным перегревом паропроизводительностью 300 т/ч и параметрами пара 31 МПа и 621/565/538°C.

В 1959 г. на ТЭС Eddystone (США) был запущен энергоблок мощностью 325 МВт также с двойным промежуточным перегревом. Котел паропроизводительностью 900 т/ч первоначально имел параметры пара 34.5 МПа и 649/565/565°C, которые позже снизили до 32.4 МПа и 610/554/554°C.

В СССР опытно-промышленный энергоблок СКР-100 на параметры пара 30 МПа и 650/565°C с котлом ПК-37 паропроизводительностью 710 т/ч был запущен в 1963 г. на Каширской ГРЭС. Котел был спроектирован для работы на подмосковном буром угле. Из-за проблем со шлакованием конвективного пароперегревателя в 1970 г. его перевели на сжигание природного газа.

В отличие от 50-х годов XX в., массовое сооружение энергоблоков ССКП в начале XXI в. началось не в США и России, а в Японии и странах Европы. В 1989–1991 гг. на японской электростанции Kawagoe были сданы в эксплуатацию два энергоблока ССКП нового поколения мощностью 700 МВт каждый с параметрами пара 31 МПа и 566/566/566°C. Промышленные испытания и опыт эксплуатации этих энергоблоков подтвердили высокие эксплуатационные показатели. В проектном режиме КПД нетто энергоблоков составил 41.9%. При этом были продемонстрированы высокие маневренные характеристики, позволяющие использовать эти энергоблоки в режиме регулирования нагрузки энергосистемы с остановами в резерв и глубокими снижениями нагрузки на время провалов энергопотребления.

В начале 90-х годов XX в. использование энергоблоков с двойным промежуточным перегревом

с одновременным повышением давления и температур пара рассматривалось в качестве генерального направления развития паротурбинных установок ТЭС. Однако в действительности развитие энергоблоков ССКП в мире пошло другим путем. Дело в том, что хотя применение второго промежуточного перегрева пара, по расчетным оценкам специалистов Siemens, дает повышение КПД энергоблока приблизительно на 0.8%, при этом существенно усложняется компоновка ступеней пароперегревателей котла, появляются еще одна высокотемпературная секция турбины, а главное – дополнительные “горячие” паропроводы второго промежуточного перегрева большего диаметра (из-за малой плотности пара при относительно низком давлении и высокой температуре), что приводит к увеличению капитальных затрат.

Второй промежуточный перегрев в 90-е годы XX в. был в какой-то мере оправдан при использовании для охлаждения в конденсаторе холодной морской воды. Двукратный промежуточный перегрев [8] применяется на энергоблоках ССКП Дании: на газомазутном энергоблоке № 3 ТЭС Skærbæk мощностью 390 МВт (введен в эксплуатацию в октябре 1997 г.) с давлением пара 29 МПа и температурами 580/580/580°C и на пылеугольном энергоблоке № 3 ТЭС Nordjylland мощностью 400 МВт с давлением пара 29.0 МПа и температурами 582/580/580°C (введен в эксплуатацию в октябре 1998 г.). Благодаря двойному промежуточному перегреву с охлаждением морской водой, этот пылеугольный энергоблок с КПД 47% на сегодняшний день остается самым экономичным в Европе. Пылеугольный котел также приспособлен для сжигания газа.

Для энергоблоков ССКП, введенных в эксплуатацию в начале XXI в., характерна ориентация на умеренные значения давления свежего пара, несмотря на уровень температур пара. Это связано с существенным удорожанием энергоблоков из-за необходимости использовать в них более толстостенные элементы. В период после 2005 г. наблюдается общая тенденция к повышению давления свежего пара для вводимых энергоблоков, которое, как правило, составляет не более 28.6 МПа. В качестве примера можно привести реконструкцию трех энергоблоков мощностью 660 МВт каждый итальянской ТЭС Torgvaldliga Nord с сохранением ранее принятого давления свежего пара на уровне 24 МПа, но с повышением температур свежего и вторично перегретого пара до 600 и 610°C соответственно [9]. Почти все введенные до 2013 г. в Японии энергоблоки эксплуатируются с температурами свежего пара до 600°C и давлением 24–25 МПа [10].

Выход на уровень температур пара 593°C и выше на новых энергоблоках ССКП большой мощности в Японии начался в 1995–1997 гг. (начало эксплуатации) и продолжался до 2000–2002 гг., после чего этот процесс на время приостановился и на сегодняшний день возобновляется с выходом на температуру пара 620°C.

Переход на новый уровень температур пара требовал использования другого класса сталей для основных высокотемпературных деталей котла, турбины и паропроводов свежего и вторично перегретого пара. Выбор более жаропрочных материалов того же класса (например, ферритных хромистых сталей P91, E911, NF12 вместо ранее применявшейся стали марки X20) позволяет одновременно повысить и температуру свежего пара (до 620°C), и его давление (до 30 МПа).

Следует отметить, что использование в котле стали T24 в качестве материала для экранных поверхностей нагрева, входных пакетов первичного и вторичного перегревателей, подвесных труб создало технические проблемы во время пусконаладочных работ и эксплуатации оборудования [11]. Имели место многочисленные повреждения как самого металла, так и сварных соединений, вызванные коррозионным растрескиванием в присутствии водорода. Эта проблема не решена до сих пор, так как использование стали T24 на последнем введенном угольном энергоблоке Германии Datteln 4 во время пусконаладочных испытаний в 2017 г. привело к коррозионному растрескиванию труб экранной системы при повышении мощности до номинальных значений. В результате топочные экраны были заменены на трубы из стали T12, а пуск энергоблока отложен на два года [12].

Первый энергоблок ССКП в Германии был сдан в промышленную эксплуатацию в январе 2003 г. на ТЭС Nideraussem с рекордной для Европы мощностью 1000 МВт и параметрами пара 27.5 МПа, 580/600°C. Башенный котел этого энергоблока, в котором сжигается высоковлажный бурый уголь, разгружается до 50% номинальной нагрузки без подсветки факела [13].

Эволюцию развития энергоблоков ССКП в XXI в. можно проследить на примере Китая. Впервые угольный энергоблок ССКП мощностью 1000 МВт с параметрами пара 26.25 МПа и 600/600°C, изготовленный по технологии японской фирмы Mitsubishi Heavy Industries (МНН), был пущен в эксплуатацию в 2006 г. на электростанции Huaneng Yuhuan в провинции Чжэцзян. В декабре 2009 г. на этой ТЭС начал работу первый энергоблок мощностью 1030 МВт полностью китайского производства.

Два головных энергоблока с котлами П-образной компоновки собственной разработки

мощностью 660 МВт были введены в эксплуатацию в 2013 г. на электростанции Tianji II (провинция Аньхой, Китай). В 2016 г. в этой же провинции на ТЭС Anhui Banji были запущены в эксплуатацию два головных более мощных энергоблока (по 1000 МВт) с котлами такой же П-образной компоновки.

Энергоблоки китайского производства мощностью 660 МВт каждый, но уже с котлами башенного типа были введены в строй на ТЭС Shenergy Pingshan I в 2015–2016 гг.

Несмотря на увеличение капитальных затрат и сложности, связанные с дополнительным пароперегревателем, компонентами турбины (ввиду их большого размера) и длинными трубопроводами, китайские производители возобновили строительство энергоблоков с двойным промежуточным перегревом пара, поскольку считают приоритетным сокращение потребления угля на ТЭС и, как следствие, уменьшение выбросов углекислого газа.

В 2015 г. на электростанции Guodian Taizhou II (провинция Цзянсу, Китай) введен в эксплуатацию первый в мире энергоблок мощностью 1000 МВт с котлом башенного типа, обеспечивающим двойной промежуточный перегрев, с параметрами пара: давлением 31 МПа и температурами 600/620/620°C. В 2016 г. на этой же ТЭС начал работу второй такой же энергоблок. На сегодняшний день эффективность выработки электроэнергии на ТЭС Guodian Taizhou II составляет 47.95%.

В 2020 г. на электростанции Guangdong Yangxi II (провинция Гуандун, Китай) введены в строй два крупных энергоблока мощностью 1240 МВт каждый с котлом башенного типа [14]. 10 июня 2021 г. на ТЭС Shenergy Pingshan II (провинция Аньхой) завершилась 168-часовая пробная эксплуатация самого большого в мире угольного энергоблока мощностью 1350 МВт с двойным промежуточным перегревом пара и котлом башенного типа. На этом энергоблоке был принят ряд инновационных технологий и решений, например параметры пара составили 32.58 МПа и 610/630/623°C. Из-за повышения параметров пара и мощности энергоблока, а также других решений предполагаемый удельный расход условного топлива оценивается на уровне 251 г/(кВт·ч), а КПД при полной нагрузке – 48.92% [15], что делает данный энергоблок самым эффективным и чистым угольным энергоблоком в настоящее время.

В Китае разработана и эксплуатируется серия установок ССКП, основные параметры которых приведены в табл. 1.

**Таблица 1.** Параметры пара на входе в турбину энергоблоков ССКП, серийно изготавливаемых в Китае [16]

Категория промежуточного перегрева	Основное давление пара, МПа	Температура свежего пара/промежуточного перегрева, °С	Расход свежего пара, т/ч	Мощность энергоблока, МВт
Однократный	25.00	600/600	Более 1800	600, 660, 1000
	27.25	600/600	Более 1800	600, 660, 1000
	28.00	600/620	Более 1800	660, 1000, 1200
Двойной	31.00	600/610/610	Более 1800	660, 1000
	31.00	600/620/620	Более 1800	660, 1000, 1300

Для дальнейшего снижения выбросов углекислого газа на энергоблоках ССКП применяют совместное сжигание угля и биомассы. Например, биомасса (до 30%) используется на энергоблоке № 3 мощностью 1100 МВт ТЭС Maasvlakte в Нидерландах. В Японии на угольном энергоблоке № 4 ТЭС Nekinan реализуется проект совместного сжигания угля с аммиаком (20% по теплу) [17]. Испытания реконструированного энергоблока начнутся после ввода его в эксплуатацию в 2023 г., и при их успешном завершении эта технология найдет свое применение на других угольных энергоблоках ССКП.

На некоторых ТЭС будут использованы установки по улавливанию и захоронению диоксида углерода, например на электростанции Nassyau (ОАЭ), где сооружаются четыре энергоблока мощностью 600 МВт каждый с параметрами пара 28.0 МПа и 600/610°С. Котлы спроектированы на сжигание двух видов топлива – бурого угля из Южной Африки и Индонезии и природного газа в качестве резервного топлива [18].

### ПЫЛЕУГОЛЬНЫЕ КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ ССКП

Помимо парового котла котельная установка включает в себя систему пылеприготовления, газоочистное оборудование, устройства золошлакоудаления и др.

Подробный обзор конструкций котлов ССКП приведен в [10]. В целом, следует отметить, что современные котлы однокорпусные, имеют П-образную или башенную компоновку и оборудуются топками с твердым шлакоудалением. Тепловые напряжения объема и сечения топки снижены для уменьшения шлакования и коррозии топочных экранов. Котлы башенной компоновки обладают меньшими габаритами в плане и массой стальных конструкций. Однако для энергоблоков большой мощности с башенной компоновкой котлов капитальные затраты выше, чем с П-образной.

Благодаря отсутствию поворотов газового потока в башенных котлах исключаются связанные с этим перекосы по глубине конвективной шахты концентраций частиц золы, температур, скоростей и, следовательно, локального износа змеевиков конвективных пакетов. Ввиду равномерности потока башенные котлы имеют минимальное аэродинамическое сопротивление. Они используются главным образом в европейских странах.

Котлы П-образной компоновки нашли применение в странах Азии. Это связано со сжиганием углей различных марок, импортируемых из Австралии, Индонезии, Китая, США и Канады. В котлах П-образной компоновки пакеты пароперегревателя в соединительном газоходе расположены вертикально и меньше шлакуются, что позволяет поддерживать более высокую температуру газов на выходе из топки и больший температурный перепад перед пароперегревателем.

Регулирование температуры пара промежуточного перегрева осуществляется изменением пропуска дымовых газов через пакеты промежуточного пароперегревателя при конструкции конвективной шахты в виде параллельных газоходов (“расщепленный хвост”). Расход газов через промежуточный пароперегреватель изменяется установленными после него жалюзийными заслонками. В котлах, оборудованных топкой с тангенциальной компоновкой поворотных горелок, регулирование температуры осуществляется изменением угла наклона оси горелок к горизонтали.

Для стен топочной камеры применяется комбинированное и вертикальное экранирование. Изначально для прямоточных котлов использовалась комбинированная схема – спиральная навивка труб в нижней части топки и вертикальные панели из труб в верхней части. Спиральная навивка позволяла выполнить поверхность нижней радиационной части в один ход. Заходы ленты,

охватывая весь периметр топки, проходят области как высоких, так и пониженных температур топочных газов и имеют минимальную тепловую неравномерность. Однако топочные экраны этих котлов обладают большим гидравлическим сопротивлением из-за высоких массовых скоростей и значительной длины труб.

С повышением мощности энергоблоков экранирование возможно выполнить одноходовым с применением вертикальных труб, у которых, благодаря меньшим массовым скоростям и длине труб, снижено сопротивление, а следовательно, и затраты на привод питательного насоса, по сравнению со спиральной навивкой. Более простая структура таких панелей упрощает их подвеску, что повышает надежность их работы и облегчает при необходимости их ремонт и замену. Они меньше подвержены загрязнению и шлакованию [19]. Гидравлические потери трения при течении среды в вертикальных трубах невелики по сравнению с общими потерями давления, поэтому разверки расхода среды по отдельным трубам незначительны, что способствует более равномерному гидравлическому режиму котла [20].

Первые котлы с вертикальным экранированием были смонтированы на энергоблоке № 1 мощностью 700 МВт ТЭС Matsuura (Япония) в 1989 г. и на энергоблоках № 1, 2 мощностью 700 МВт ТЭС Kawagoe (Япония) в 1989 и 1990 г. Котлы ССКП с вертикальными оребренными внутри трубами в Японии эксплуатируются на ТЭС Haramachi (энергоблок № 1), Misumi (энергоблок № 1), Hiroo (энергоблок № 5) и Maizuru (энергоблок № 1). В Китае котлы с вертикальным экранированием топки изготавливает компания Harbin Boiler Works по лицензии МНН (в частности, для энергоблоков мощностью 1000 МВт).

Для котлов, разгружающихся на скользящем давлении, в целях обеспечения надежного температурного режима металла вертикальных экранных труб с меньшими массовыми скоростями среды применяются трубы с внутренним оребрением. Такая конструкция улучшает охлаждение вертикальных экранных труб благодаря турбулизации потока и смещает границу зоны ухудшенного теплообмена в область более высоких паросодержаний вследствие орошения стенок трубы жидкой фазой в закрученном потоке [21].

В условиях неравномерности электрических нагрузок энергоблока ССКП должны соответствовать требованиям по маневренности (в основном это касается пусков, глубоких разгрузок и скорости набора нагрузки) для покрытия суточных и недельных графиков энергопотребления в энергосистеме.

В котлах ССКП применяется однобайпасная пусковая схема с насосами рециркуляции среды. Остаточное тепло при рециркуляции не испарившейся в топочных экранах воды подается обратно на вход в экономайзер, что сокращает продолжительность пуска котла и обеспечивает надежную его работу на низких нагрузках. Гидравлическая схема котла включает в себя контур рециркуляции, состоящий из сепаратора пара и циркуляционного насоса, что обеспечивает стабильную работу во время пуска и останова. В случае отключения циркуляционного насоса котел может быть запущен с использованием линии от дренажного бака к конденсатору. Минимальная нагрузка энергоблока составляет 25–35% номинальной мощности для прямоточного режима котла и 15% с контуром рециркуляции [22].

Минимальные нагрузки до 25–30% номинальной мощности достигаются при использовании широкодиапазонных горелок, что позволяет расширить интервал рабочих нагрузок котла в сторону их снижения при одном и том же числе работающих мельниц [23].

В диапазоне нагрузок 50–100% номинальной допустимая скорость изменения нагрузки достигает до 4%/мин [ТЭС Matsuura, энергоблок № 2 мощностью 1000 МВт и параметрами пара 24.1 МПа, 593/593°C, а также ТЭС Lünen (Германия), энергоблок мощностью 813 МВт, 28.7 МПа и 600/610°C].

Котлы ССКП оборудованы системами пылеприготовления с прямым вдуванием, мельницами-вентиляторами для размола бурых углей или среднеходными мельницами при использовании каменных углей. Последние снабжают динамическими сепараторами для получения пыли тонкого помола в целях предотвращения увеличения содержания горючих в уносе при ступенчатом сжигании и снижения образования оксидов азота.

При разработке горелочных устройств используют новые технологии экологически безопасного сжигания угля. В топочных камерах применяют тангенциальный способ сжигания угольной пыли с установкой прямоточных горелок [24] и двухступенчатый способ со встречным расположением вихревых горелочных устройств [25, 26].

В основу конструкции горелок заложен принцип сжигания, посредством которого в пламени горелки происходит восстановление оксидов азота. Механизм сокращения выбросов в факеле горелки заключается в ступенчатом подводе первичного и вторичного воздуха с созданием зоны восстановления  $\text{NO}_x$  при высоких температурах и низких избытках воздуха и зоны дожигания с добавлением вторичного воздуха [25].

**Таблица 2.** Нормативные и измеренные на ТЭС Isogo (Япония) концентрации загрязняющих веществ в уходящих дымовых газах

Загрязняющее вещество	Концентрация загрязняющих веществ, мг/м <sup>3</sup>			
	нормативное значение по [28]	установленные значения для энергоблоков ССКП на ТЭС Isogo [16]	средние измеренные на ТЭС Isogo значения [29]	значения с 2012 г. для энергоблоков мощностью более 200 МВт [30]
SO <sub>2</sub>	133 (100 ppm)	58.6 (20 ppm)	15.0	38
NO <sub>x</sub>	383 (200 ppm)	41.0 (20 ppm)	16.5	54
Твердые частицы	100	10.0	7.5	5

**Таблица 3.** История принятия нормативов по выбросам загрязняющих веществ в атмосферу для угольных электростанций в Китае (по данным [31])

Год	Нормативный документ	Предельные концентрации загрязняющих веществ в уходящих дымовых газах, мг/м <sup>3</sup>		
		пыль	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
1996	GBJ13223-1996	200	1200	650
2003	GBJ13223-2003	50	400	450
2011	GBJ13223-2011	30 (20*)	100 (50*)	100
2014	План действий по модернизации угольных электростанций в целях энергосбережения и сокращения выбросов (2014–2020 гг.)	10 (5*)	35	50

\* В ключевых областях страны.

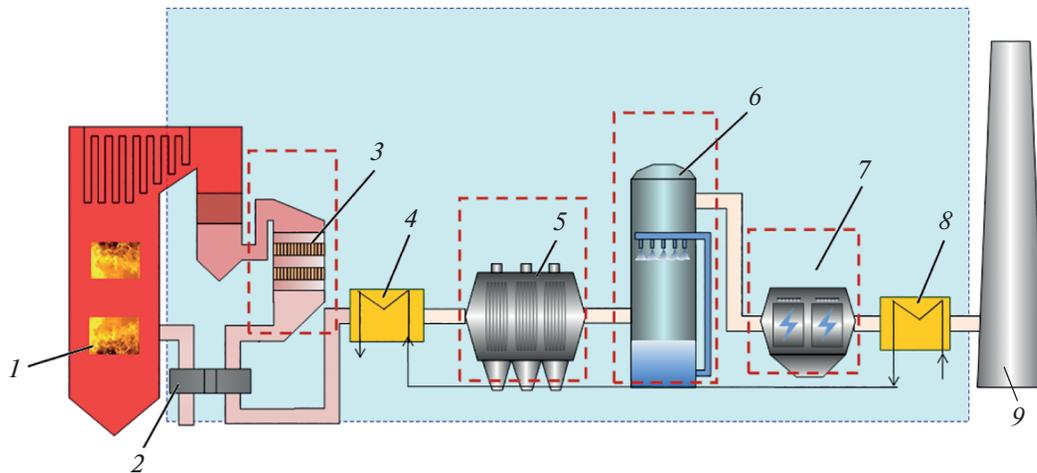
В прямоточных горелках подвод вторичного воздуха расположен сверху и снизу канала с пылевоздушной смесью. Для уменьшения содержания оксидов азота в продуктах сгорания топлива при концентрическом сжигании поток вторичного воздуха отклоняется от основного потока в сторону экранов, что позволяет дополнительно организовать горизонтальное ступенчатое сжигание топлива, а также уменьшить шлакование и коррозию экранных труб. Вверху топки над горелками расположены сопла подачи вторичного воздуха для ступенчатого подвода воздуха по вертикали [27].

К энергоблокам ССКП предъявляются повышенные требования по выбросам в атмосферу загрязняющих веществ, образующихся при сжигании угля. Эти требования, как правило, намного жестче нормативных значений, регламентируемых национальным законодательством страны, где эти энергоблоки эксплуатируются. Поэтому энергоблоки ССКП всегда оснащались самыми современными на момент их запуска в работу системами очистки дымовых газов. Так, например, для нового японского энергоблока ССКП Isogo New Unit № 1 мощностью 600 МВт (ТЭС Isogo), введенного в эксплуатацию в 2002 г., установле-

ны предельные концентрации загрязняющих веществ в уходящих дымовых газах гораздо меньше тех значений, что были приняты для угольных электростанций Японии в то время. Фактические средние выбросы для этого энергоблока и нового энергоблока ССКП № 2 (ТЭС Isogo), запущенного в работу в 2009 г., еще меньше, а выбросы SO<sub>2</sub> и NO<sub>x</sub> даже ниже значений, установленных с 2012 г. для новых угольных ТЭС (табл. 2).

Такие низкие выбросы достигаются путем использования в системе газоочистки реактора каталитического восстановления оксидов азота (СКВ), высокоэффективного электрофильтра и оригинальной установки ReACT™, позволяющей удалять сразу несколько загрязнителей, включая SO<sub>2</sub> и ртуть. В ReACT™ применен сухой метод очистки с активированным коксом. Для ее работы требуется только 1% объема воды, необходимого для традиционной сероочистки с использованием мокрого скруббера. Установка ReACT™ удаляет около 98% SO<sub>2</sub> и до 90% ртути, а в комбинации с СКВ – до 92% NO<sub>x</sub> [29].

Огромное внимание экологической безопасности угольных электростанций уделяют в Китае. В табл. 3 показана динамика ужесточения приро-



**Рис. 6.** Система газоочистки на энергоблоках мощностью 1000 МВт ТЭС Jiaxing (Китай).

1 – малотоксичные горелки; 2 – воздухоподогреватель; 3 – СКВ; 4, 8 – газо-газовый теплообменник; 5 – электрофильтр; 6 – скруббер; 7 – мокрый электрофильтр; 9 – дымовая труба

доохранных требований к выбросам угольных ТЭС в этой стране.

К энергоблокам ССКП эти требования еще выше, следовательно, выбросы загрязняющих веществ этими энергоблоками гораздо ниже нормируемых. Приведенные в табл. 3 показатели некоторых ТЭС Китая, где установлены энергоблоки ССКП, наглядно это демонстрируют. Так, на энергоблоках № 3 и 4 электростанции Anqing мощностью 1000 МВт выбросы благодаря реализации передовых технологий очистки дымовых газов сверхнизкие – на уровне 3, 5 и 20 мг/м<sup>3</sup> для твердых частиц, SO<sub>2</sub> и NO<sub>x</sub> соответственно [29]. Требуемая концентрация NO<sub>x</sub> достигается путем использования низкоэмиссионной технологии сжигания и СКВ с использованием карбамида в качестве восстановителя. Для снижения выбросов SO<sub>2</sub> и частично твердых частиц применяется оригинальная система сероочистки, разработанная компанией Guodian Qingxin, при этом обеспечивается степень удаления SO<sub>x</sub> на уровне 97.8–99.7% и потребляется меньше энергии и воды, чем при использовании других аналогичных систем.

Удаление твердых частиц происходит в три этапа. Сначала в низкотемпературном экономайзере и электрофильтре сепарируется примерно 99.86–99.90% пыли. Далее приблизительно 60% оставшихся частиц удаляются одновременно с SO<sub>2</sub> в мокром скруббере установки сероочистки. Заключительный этап осуществляется в мокром электрофильтре, эффективность которого превышает 70%. Все 100% золы, а также побочных продуктов сероочистки утилизируют, при этом сброс сточных вод в системе газоочистки отсутствует.

Удельный расход условного топлива на электростанции Anqing составляет 272.5 и 273.9 г/(кВт · ч) для энергоблока № 3 и 4 соответственно. Такое низкое потребление угля позволяет экономить около 166 650 т топлива ежегодно и, следовательно, сокращать выбросы парниковых газов примерно на 416 700 т по сравнению со среднестатистической электростанцией в Китае, имеющей сопоставимую мощность (1000 МВт) [29].

На рис. 6 показана система газоочистки, установленная на энергоблоках мощностью 1000 МВт ТЭС Jiaxing (Китай). Данная система позволяет обеспечить концентрации загрязняющих веществ в уходящих газах на входе в дымовую трубу на уровне следующих значений, мг/м<sup>3</sup>:

Твердые частицы.....	Не более 3.000
SO <sub>2</sub> .....	30.000
NO <sub>x</sub> .....	40.000
Ртуть.....	0.002

На упомянутых ранее энергоблоках ССКП № 3 и 4 ТЭС Guodian Taizhou II с двойным промежуточным перегревом пара мощностью 1000 МВт выбросы твердых частиц составляют 2.3 мг/м<sup>3</sup>, SO<sub>2</sub> – 15 мг/м<sup>3</sup>, NO<sub>x</sub> – 31 мг/м<sup>3</sup> [32]. Удельный расход условного топлива на энергоблоке № 3 равен 256.8 г/(кВт · ч), что примерно на 14 г/(кВт · ч) меньше, чем потребление угля среднестатистическим энергоблоком ССКП мощностью 1000 МВт с одним промежуточным перегревом. Выбросы CO<sub>2</sub> энергоблоками Taizhou II на 5% ниже, чем энергоблоками такой же мощности с однократным промежуточным перегревом пара [29].

В Европе наиболее экологически безопасным является угольный энергоблок № 3 ТЭС Maasvlakte в Роттердаме (Нидерланды) с параметрами пара 600/620°C и 28.5 МПа. Энергоблок начал работу в 2016 г., имеет мощность 1100 МВт и КПД 47% (нетто), может сжигать до 30% биомассы совместно с углем и задействован в системе централизованного теплоснабжения. Котел энергоблока оснащен системой сжигания, обеспечивающей низкий уровень выбросов  $\text{NO}_x$ . Для очистки дымовых газов применяют систему сероочистки, СКВ и электрофильтр. Максимальные выбросы загрязняющих веществ составляют:  $\text{SO}_2$  40 мг/м<sup>3</sup>,  $\text{NO}_x$  65 мг/м<sup>3</sup>, твердых частиц 3 мг/м<sup>3</sup>. Они значительно ниже пределов, установленных европейским законодательством. Фактические выбросы на энергоблоке № 3 ТЭС Maasvlakte еще ниже:  $\text{SO}_2$  5–25 мг/м<sup>3</sup>,  $\text{NO}_x$  60–65 мг/м<sup>3</sup>, твердых частиц 1–2 мг/м<sup>3</sup> [32].

На некоторых энергоблоках ССКП вместо электрофильтров (или в комбинации с ними) используют тканевые рукавные фильтры. Так, например, на единственном в США энергоблоке ССКП мощностью 665 МВт с параметрами пара 600/607°C и 26.2 МПа, работающем на электростанции John W. Turk, Jr. в штате Арканзас с декабря 2012 г., применяется рукавный фильтр. Для обеспечения нормируемых выбросов загрязняющих веществ в состав системы газоочистки входят также СКВ и установка сухой сероочистки. Для сокращения выбросов ртути в поток дымовых газов перед рукавным фильтром подают активированный уголь. В котле используют горелки с низким уровнем выбросов  $\text{NO}_x$  [29].

### КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ТУРБИН ССКП

Мощность современных энергоблоков ССКП варьируется от 600 до 1350 МВт. В этом диапазоне конструктивная схема (конфигурация) турбины, а с ней и удельные капитальные затраты меняются столь существенно, что при выборе единичной мощности энергоблока должна учитываться возможность создания конфигурации турбины с минимальными капитальными затратами.

Как показывает опыт эксплуатации, для паровых турбин большой мощности наибольшее возможное число цилиндров, позволяющее успешно справиться с проблемами теплового расширения, – пять: цилиндр высокого (ЦВД) и среднего (ЦСД) давления и три двухпоточных цилиндра низкого давления (ЦНД). Именно эту схему используют в одновальных турбинах класса ТС (tandem-compound) мощностью 1100 МВт турбостроительные фирмы Alstom и Siemens.

На энергоблоке Maasvlakte (Нидерланды) применяется пятицилиндровая турбина мощностью брутто 1113 МВт с тремя ЦНД на параметры свежего пара 27.5 МПа и 596.4°C и пара промежуточного перегрева 5.8 МПа и 619°C [33]. Эта турбина является самой крупной в серии турбин STF100, произведенных фирмой Alstom. Дополнительные 13 МВт могут быть получены глубоким вакуумом с охлаждением конденсата морской водой средней температурой 12°C. В цилиндрах низкого давления для последней ступени используются лопатки высотой 1.2 м, изготовленные из сплава, в состав которого входит титан.

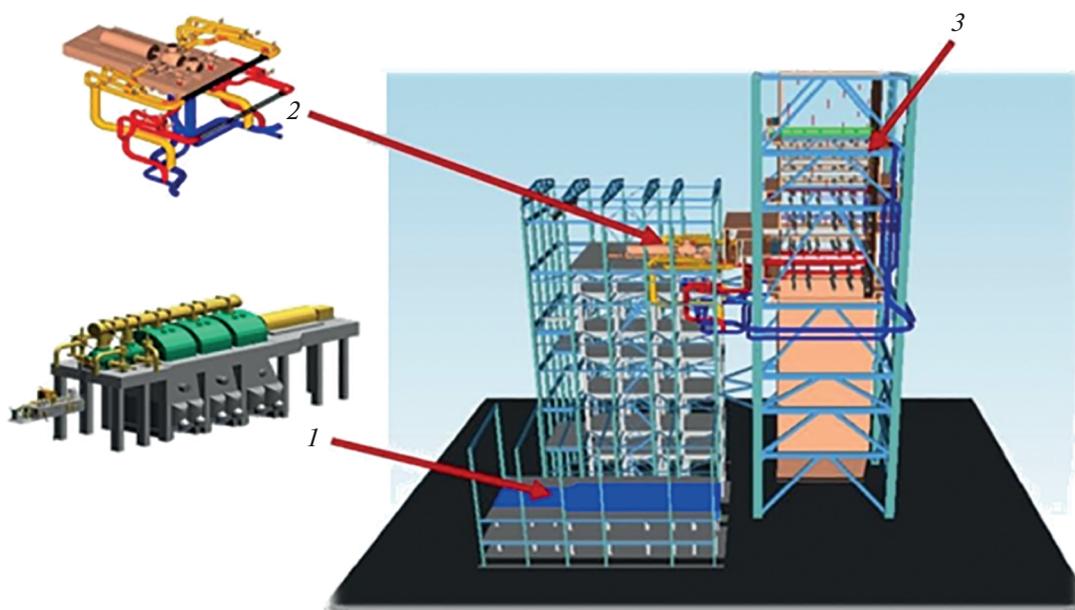
С увеличением длины и выходной площади лопаток последних ступеней появляется возможность выполнения одновальной турбины ССКП мощностью 1000 МВт в четырех цилиндрах (с двумя ЦНД). Эта схема реализована фирмой Siemens на китайской ТЭС Yuhuan. Аналогичная конфигурация используется в турбинах Alstom мощностью брутто 1100 МВт, установленных на энергоблоках F и G ТЭС Neurath (Германия). При этом в полной мере реализованы конструктивные решения, которые были применены и отработаны ранее специалистами АВВ на турбинах ТЭС Lirpendorf, в том числе тангенциальный подвод пара в цилиндры.

При единичной мощности до 700 МВт оказывается возможным размещение ЦВД и ЦСД в одном совмещенном цилиндре – ЦВСД – при общем количестве цилиндров – три. Примером реализации этой схемы может служить энергоблок № 4 ТЭС Tomato-Atsuma (Япония) с турбиной фирмы Hitachi. При уменьшении единичной мощности до 600 МВт возможно предельно компактное для турбин такого класса исполнение – в двух цилиндрах ЦВСД и ЦНД.

Несмотря на ряд достоинств совмещенного ЦВСД, такие турбостроительные фирмы, как Siemens и Alstom, предпочитают применять отдельные ЦВД и ЦСД.

В зависимости от мощности энергоблока (турбины) варьируется также количество “горячих” паропроводов свежего и вторично перегретого пара: для рассматриваемого диапазона изменения единичной мощности 600–1100 МВт – от двух до четырех.

По оценкам некоторых специалистов, для энергоблоков ССКП стоимость турбины составляет порядка четверти общей суммы капитальных затрат. Путем минимизации числа цилиндров турбины и длины “горячих” паропроводов можно заметно сократить капитальные затраты. Так, например, для уменьшения расходов, связанных с двойным промежуточным перегревом, на энергоблоке № 2 мощностью 1350 МВт ТЭС Pingshan Phase (Китай) используется разделенная по высо-



**Рис. 7.** План компоновки турбоагрегата на энергоблоке № 2 ТЭС Pingshan Phase (Китай) [34].

1 – низкотемпературная часть турбины с генератором; 2 – верхняя отметка (85 м) с высокотемпературными частями турбины и генератором; 3 – башенный котел

те компоновка турбины. Высокотемпературные части турбины расположены в непосредственной близости от выходных коллекторов котла на высоте 85 м [34] (рис. 7).

Для обеспечения высокотемпературной прочности роторов высокого и среднего давления при переходе на повышенные температуры пара, помимо высокохромистых сталей, применяется дополнительное паровое охлаждение поверхности в наиболее термонапряженных зонах, чтобы снизить максимальные температуры металла и наибольшие нестационарные температурные напряжения на поверхности ротора в зоне конструктивных концентраторов напряжений.

В турбинах Siemens активное паровое охлаждение роторов в паровпускных зонах ЦВД и ЦСД не используется, однако на входе в ЦСД путем тангенциального подвода пара создается некоторый эффект вихревого снижения температур пара у поверхности ротора (примерно на 15°C).

Турбины ССКП большинства турбостроительных фирм выполняются с выделенными сопловыми коробками даже при дроссельной системе парораспределения (в этом случае паровые коробки осуществляют подвод пара по полной дуге окружности). Благодаря наличию сопловых коробок достигается более низкий уровень температур металла внутреннего корпуса и ротора высокого давления. Вместе с тем фирма

Siemens традиционно изготавливает свои турбины с дроссельным парораспределением без регулирующей ступени и сопловых коробок, что обеспечивает меньший диаметр и более простую геометрическую форму внутреннего и внешнего корпусов ЦВД. При этом используется так называемая “горшковая” конструкция ЦВД с наружным корпусом без горизонтального фланцевого разъема, а фланцы горизонтального разъема внутреннего корпуса могут быть выполнены меньших размеров [35]. Недостаток “горшковой” конструкции ЦВД – усложнение сборки и разборки цилиндра.

Данные по КПД наиболее экономичных паровых турбин энергоблоков ССКП ТЭС Японии и Германии представлены в табл. 4.

Следует отметить, что близкие по уровню значения КПД достигнуты на турбинах с существенно различным уровнем параметров пара. В то же время, по данным МНИ, рост температур пара с 538/593 до 600/600°C при одинаковом уровне давления свежего пара способствует повышению экономичности турбины на 2.2% и приросту КПД приблизительно на 1.1% [37]. По расчетным оценкам Siemens, при повышении параметров пара с 25 МПа и 540/560°C до 27 МПа и 585/600°C КПД увеличивается на 1.1% [38].

Таким образом, близость значений КПД для турбин практически одного класса мощности при существенно различающихся температурах пара

**Таблица 4.** КПД брутто наиболее экономичных паровых турбин энергоблоков ССКП, введенных в эксплуатацию в Японии и Германии в конце XX в. [36]

Энергоблок, страна	Производитель турбины	Проектная мощность, МВт	Параметры пара			КПД брутто, %	Год ввода
			давление, МПа	температура, °С	противодавление, кПа		
Некинан, Япония	МНИ	700	24.0	538/593	5.06	47.4	1993
Неßler, Германия	ABB	720	27.5	578/600	3.60	47.6	1997
Kawagoe 1 и 2, Япония	Toshiba	700	31.0	566/566/566	5.06	48.4	1989–1991
Voxberg Q, Германия	Siemens	907	26.6	545/581	Нет сведений	48.5	2000
Tachibana-wan, Япония	МНИ	1050	25.0	600/610	5.06	49.2	2000

**Таблица 5.** Удельные расходы тепла для турбин энергоблоков ССКП, изготавливаемых китайскими предприятиями по лицензиям зарубежных фирм

ТЭС	Мощность электроблока, МВт	Параметры пара: давление, МПа, температура °С	Изготовитель турбины (лицензия)	Гарантийный удельный расход тепла, кДж/(кВт · ч) (КПД, %)
Waigaoquiao II	2 × 900	25.0, 538/538	Alstom	7602 (47.35)
Qinbei и др.	600	25.0, 600/600	Нет сведений	Менее 7424 (более 48.49)
Yuhuan	4 × 1000	26.2, 600/600	Shanghai Turbine Works (Siemens)	7316 (49.21)
Zouxian	2 × 1000	25.0, 600/600	Dongfang Turbine Works (Hitachi)	7354 (48.96)
Waigaoquiao III	2 × 1000	25.0, 600/600	Shanghai Turbine Works (Siemens)	Менее 7320 (более 49.18)
Taizhou	2 × 1000	25.0, 600/600	Harbine Turbine Works (Toshiba)	7366 (48.87)

на входе с учетом глубины вакуума в конденсаторе свидетельствует о том, что для некоторых типов турбин имеются резервы повышения экономичности путем сокращения потерь в проточной части и использования более прогрессивных конструктивных решений.

В табл. 5 приведены данные по гарантийным удельным расходам тепла и КПД турбин для энергоблоков ССКП, изготавливаемых китайскими предприятиями по зарубежным лицензиям.

Наряду с КПД турбины в целом, также представляют интерес и достигнутые значения внутреннего относительного КПД отдельных цилиндров (отсеков) турбин. Так, для турбины Siemens энергоблока Q ТЭС Voxberg (Германия) по результатам приемочных испытаний внутренний относительный КПД цилиндров высокого и среднего давления составил 94.2 и 96.1% соответственно [39].

Повышение экономичности турбин достигнуто благодаря сокращению всех видов потерь в проточной части: профильных, вторичных (концевых) и с паразитными протечками пара [40].

Помимо использования новых профилей был осуществлен переход на трехмерное моделирование с выполнением компьютерных расчетов и изготовление направляющих и рабочих лопаток турбин не только с изменением сечения по радиусу, но и с закруткой и наклоном. Важно отметить, что замена традиционных цилиндрических лопаток на лопатки трехмерной геометрии коснулась не только длинных лопаток цилиндров низкого и среднего давления, но и достаточно коротких лопаток ЦВД.

Стал другим и подход к формированию закона изменения параметров пара, его энтальпии по проточной части турбины. В конце 90-х годов прошлого столетия фирмой Siemens был предложен принцип расчета и построения проточной части турбины с индивидуальным для каждой ее ступени выбором степени реактивности, варьируемой в широких пределах: от 10 до 60% – с целью минимизировать потери. Впервые в полной мере этот принцип был применен Siemens на турбине энергоблока ССКП ТЭС Niederaussem (Гер-

мания) и реализован во всех последующих проектах [41].

Помимо совершенствования лопаточного аппарата проточной части турбин, еще одним существенным резервом повышения их внутренней экономичности является сокращение паразитных протечек пара через уплотнения. Для уменьшения этих протечек без увеличения опасности задеваний используются различные виды уплотнений в разных частях турбины.

В настоящее время уже на многих турбинах применяют “саморегулирующиеся” уплотнения с радиальным перемещением сегментов (retractable packings).

На рост экономичности турбин путем сокращения потерь энергии с выходной скоростью существенное влияние оказывает использование лопаток последних ступеней (ЛПС) с большей кольцевой площадью выхлопа. При соотношении среднего диаметра ЛПС к ее длине порядка 2,7, характерном для выхлопных частей современных мощных паровых турбин, это соответствует длине ЛПС 1220 мм. Полученное значение совпадает с размерами стальных ЛПС, разработанных фирмами МНИ и General Electric совместно с Toshiba. При дальнейшем увеличении длины и площади выхлопа лопаток последних ступеней требуется изготавливать их из титановых сплавов. Недостатки такого материала — его большая относительная стоимость и трудоемкая механическая обработка. Тем не менее практически все ведущие турбостроительные фирмы имеют разработки и применяют титановые ЛПС. Их дополнительное достоинство — более высокая сопротивляемость эрозионно-коррозионному износу по сравнению со стальными лопатками.

Использование титановых лопаток последних ступеней длиной 1423 мм в проекте RPP NRW позволяет изготовить турбину мощностью брутто 600 МВт с одним ЦНД [42].

Турбоустановки энергоблоков ССКП оснащены развитыми регенеративными системами, обеспечивающими нагрев питательной воды до 290°C, а на энергоблоках с давлением свежего пара более 30 МПа [как, например, энергоблок № 2 ТЭС Avedøre (Дания)] — до 320°C. Число ступеней нагрева питательной воды варьируется от 8 до 11.

Для энергоблоков ССКП характерны значительные затраты энергии на приводы питательных насосов, которые, как правило, выполнены с конденсационным турбоприводом (питательные турбонасосы — ПТН), а предвключенные бустерные насосы — с электроприводом. Мощность приводной турбины ПТН может достигать

20 МВт. Стандартным решением вопроса, сколько насосов ставить на энергоблок, является его оснащение тремя ПТН — каждый производительностью 50% номинального расхода питательной воды (один резервный) или же двумя ПТН 50%-ной паропроизводительностью и дополнительно одним пускорезервным питательным насосом с электроприводом (ПЭН) 30%-ной производительностью. Энергоблоки ССКП, имеющие небольшую мощность (500–600 МВт), в некоторых проектах оснащаются тремя ПЭН производительностью 50%.

### ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОБЛОКОВ ССКП В РОССИИ

В России уголь, наряду с природным газом [43], используется в качестве основного вида топлива на 85 тепловых электростанциях установленной единичной электрической мощностью более 12 ГВт.

По мнению специалистов Минэнерго, в структуре производства электроэнергии в России прогнозируются изменения, в частности уменьшение доли производства электроэнергии на угольных ТЭС страны с 12,8% в 2020 г. до 9,5% к 2035 г. и до 4,5% к 2050 г.

В то же время, по оценкам Минэнерго, прирост потребления электроэнергии к 2035 г. должен составить 24% уровня 2020 г., а к 2050 г. — приблизительно 43% [44]. Таким образом, хотя и прогнозируется снижение доли угольной генерации в России, однако общее количество вырабатываемой угольными ТЭС электроэнергии к 2035 г. уменьшится незначительно и будет составлять 92% относительно 2020 г.

Рост объемов потребления энергетических углей внутри страны станет возможным в результате повышения эффективности и экологической безопасности отечественной угольной генерации при одновременном совершенствовании механизмов обеспечения справедливой конкуренции с природным газом. Модернизация угольных ТЭС на основе чистых угольных технологий также позволит увеличить объемы использования качественных энергетических углей в электроэнергетике.

В России в начале XXI в. силами ВТИ, ЦКТИ и ЦНИИТмаш совместно с энергомашиностроительными Ленинградским металлургическим и Таганским котлостроительным заводами разработаны основные технические решения для котельной и турбинной установок [45]. В этих разработках, помимо собственного многолетнего успешного опыта создания и освоения энергоблоков мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт на стандартные сверхкритические параметры пара,

составляющих почти половину всего мирового парка таких энергоблоков, использовался также зарубежный опыт создания высокоэкономичных энергоблоков ССКП. Далее представлены основные показатели такого энергоблока:

Номинальная мощность, МВт.....	660–800
Давление перегретого пара, МПа.....	28
Температура, °С:	
перегретого пара.....	600
пара промежуточного перегрева.....	600
Диапазон регулирования, %:	
без изменения состава	
оборудования.....	100–60
с подсветкой растопочным топливом.....	100–40

К разрабатываемым энергоблокам ССКП предъявляются следующие требования по энергетической эффективности, надежности и экологическим показателям:

КПД (нетто), %.....	44.5–45.4
Расход электроэнергии на собственные нужды, % .....	Не более 6
Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, г у.т/(кВт·ч) .....	276–271
Полный срок службы, лет.....	Не менее 40
Расчетный ресурс оборудования, тыс. ч.....	Не менее 200
Концентрация в дымовых газах, мг/м <sup>3</sup> :	
NO <sub>x</sub> .....	200
SO <sub>x</sub> .....	200
летучей золы.....	30

Были рассмотрены отдельные конструктивные решения, которые учитывают особенности сжигания конкретных российских углей, способствуют оптимизации тепловой схемы энергоблока и минимизации использования дорогих сталей и сплавов, а также обеспечивают работу энергоблока на скользящем давлении во всем диапазоне нагрузок. При создании новых установок использованы бездеаэрационная тепловая схема со смешивающими подогревателями низкого давления, упрощенная пусковая схема с БРОУ. Кроме того, разработан вариант энергоблока с давлением пара промежуточного перегрева 7.0–7.5 МПа и жестким ротором ЦВД.

Согласно скорректированной генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2030 г. планировался ввод до 15 таких энерго-

блоков, однако в ближайшие годы заказов на них со стороны генерирующих компаний нет.

Россия в настоящее время, несмотря на богатый опыт, заметно отстает в области производства и использования современных угольных энергоблоков. Для сохранения в стране традиций и культуры машиностроения такие головные энергоблоки нужно строить уже сейчас. Это поднимет отечественное энергомашиностроение и угольную энергетику на новый технический уровень и создаст условия для их дальнейшего развития.

Отечественными энергомашиностроительными заводами для российских углей различных марок были разработаны проекты котельных установок на суперсверхкритическом параметре пара.

Таганрогский котлостроительный завод “Красный котельщик” разработал проект котла к энергоблоку мощностью 660 МВт на параметры пара 30 МПа и 615/615°С, рассчитанного на сжигание слабошлакующих кузнецких каменных углей марок Г и Д Новоказанского месторождения [46].

Для экибастузского угля Подольский машиностроительный завод “ЗиО” представил проект котла на параметры пара 30 МПа и 600/600°С [47].

Для сжигания бурых шлакующих углей специалисты ЗиО-КОТЭС и Подольского машиностроительного завода проработали профиль котла Т-образной компоновки с кольцевой топкой применительно к энергоблоку мощностью 660 МВт на параметры пара 27 МПа и 610/610°С [48].

При разработке технических решений по конструкции паровой турбины энергоблока мощностью 660 МВт на параметры пара 29.4 МПа и 600/620°С [49] были использованы самые последние достижения отечественного и зарубежного паротурбостроения: трехмерное проектирование проточных частей турбины, жидкометаллические уплотнения штоков клапанов, система охлаждения ротора среднего давления, сотовые уплотнения в проточной части турбины, радиально-осевые паровпуски ЦВД и ЦСД с тангенциальным вводом пара, реактивное облопачивание ЦВД и ЦСД, “горшковые” и безразъемные конструкции ЦВД, усовершенствованные выхлопные патрубки ЦНД.

Оригинальные системы принудительного охлаждения высокотемпературных частей роторов ЦВД и ЦСД, позволяющие без снижения КПД цилиндров использовать стали, хорошо освоенные в энергетике, проработаны в НПО ЦКТИ [50, 51]. Основными особенностями предлагаемых решений являются:

повышенное противодавление в контуре промежуточного перегрева, что дает возможность применить жесткий ротор ЦВД;

вытеснение холодным охлаждающим паром высокотемпературных утечек через уплотнения;

испарение водяной пленки с поверхности направляющих лопаток последней ступени.

Таким образом, сейчас имеются все возможности изготовить современный отечественный котел на суперсверхкритические параметры пара. В НПО «ЦНИИТмаш» разработаны жаропрочные стали для высокотемпературного котельного оборудования с рабочей температурой пара до 650°C [52, 53]. Накопленный специалистами ВТИ на существующих энергоблоках СКД опыт позволит разработать гидравлическую схему пароводяного тракта котла, приспособленную для разгрузок и пусков энергоблока на скользящем давлении во всем тракте, а пусковой узел котла предотвратит заброс влаги в пароперегревательные поверхности нагрева при пусках, обеспечив их надежность. Это позволит осуществлять более экономичные пуски энергоблока и эксплуатацию в широком диапазоне нагрузок. Благодаря текущим наработкам ВТИ и других организаций в области экологии концентрация оксидов азота в дымовых газах на выходе из котла может быть снижена до 400 мг/м<sup>3</sup> и менее (при содержании O<sub>2</sub> 6%) только путем организации топочного процесса.

В настоящее время необходимы разработка государственной программы, предусматривающей укрепление научного, конструкторского и проектного потенциала ведущих организаций в области создания, строительства и освоения в эксплуатации угольных энергоустановок нового поколения, расширение технологических и конструкторских возможностей энергомашиностроительных заводов, строительство и эксплуатация головных энергоблоков и отдельного оборудования. Следует разработать программу технического перевооружения эксплуатируемых угольных энергоблоков с конечным выходом на современные экономические и экологические показатели.

## ВЫВОДЫ

1. В области электроэнергетики уголь по-прежнему остается основным первичным энергоносителем в мире. Суммарная установленная электрическая мощность угольных ТЭС на начало 2022 г. составляла примерно 2.1 ТВт.

2. В XXI в. основной вектор развития угольной генерации направлен на сокращение выбросов парниковых газов. Во многом этим объясняется интенсивное строительство высокоэффективных и экологически безопасных угольных энергоблоков на суперсверхкритические параметры пара. За последние 10 лет в мире запущено в эксплуатацию 247.7 ГВт энергоблоков ССКП (36% общего

количества энергоблоков, введенных в эксплуатацию в этот период). В 2020 г. в 22 странах работало более 400 таких энергоблоков общей мощностью 348 ГВт.

3. На сегодняшний день в мировой энергетике достигнут следующий уровень параметров: давление свежего пара 28–32 МПа, температура пара: свежего 600–610°C, вторичного перегрева 600–630°C и третичного – 610–620°C. Мощность современных вводимых энергоблоков составляет от 600 до 1350 МВт, а их КПД нетто достигает 46–49%. Благодаря применению передовых технологий очистки дымовых газов энергоблоки ССКП имеют сверхнизкие выбросы загрязняющих веществ. Так, концентрация твердых частиц в уходящих дымовых газах составляет 1–5 мг/м<sup>3</sup>, SO<sub>2</sub> 5–35 мг/м<sup>3</sup>, NO<sub>x</sub> 20–65 мг/м<sup>3</sup>, а содержание ртути равно примерно 0.002 мг/м<sup>3</sup>.

4. В России хотя и прогнозируется снижение доли угольной генерации в общем энергобалансе, однако валовое количество электроэнергии, выработанной угольными ТЭС, к 2035 г. уменьшится незначительно относительно 2020 г. В этой связи модернизация угольных ТЭС на основе чистых угольных технологий, включая замещение устаревшего оборудования энергоблоками ССКП, становится важнейшей задачей. Россия по-прежнему остается одним из лидеров по количеству энергоблоков СКД. Советские специалисты стояли у истоков создания энергоблоков ССКП, однако к настоящему моменту достижения в этой области ограничены предпроектной проработкой энергоблока мощностью 660 МВт с параметрами пара 29.4 МПа и 600/600°C.

5. В ближайшие годы реальных проектов по строительству мощных угольных энергоблоков на повышенные параметры пара в России не планируется. Необходимо продолжать работу по созданию отечественного оборудования ССКП. В сегодняшней ситуации это целесообразно осуществить на паросиловом газомазутном энергоблоке такой же мощности и на такие же параметры, который мог бы служить пилотным проектом для отработки различных инновационных решений. Все оборудование для этого энергоблока, включая основное (котел, турбина, насосы, теплообменники и т.п.), может быть изготовлено на российских машиностроительных заводах.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Global energy monitor.** [Электрон. ресурс.] <https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-plant-tracker/dashboard/>
2. **Coal 2021. Analysis and forecast to 2024.** [Электрон. ресурс.] <http://www.cfact.org/wp-content/uploads/2021/12/Coal2021.pdf>

3. **Electricity** market report. January 2022 [Электрон. ресурс.] <https://www.iea.org/reports/electricity-market-report-january-2022>
4. **Global** warming of 1.5°. Сайт The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). [Электрон. ресурс.] <https://www.ipcc.ch/sr15/>
5. **No** new coal by 2021. The collapse of the global coal pipeline / C. Littlecott, L. Roberts, O. Senlen, J. Burton, M. Joshi, C. Shearer, M. Ewen // E3G. [Электрон. ресурс.] <https://9tj4025o153byww26jdkao0x-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/No-New-Coal-by-2021-the-collapse-of-the-global-pipeline.pdf>
6. **КС-26:** Климатический пакт Глазго. [Электрон. ресурс.] <https://ukcop26.org/wp-content/uploads/2022/03/RUS-COP26-Presidency-Outcomes-The-Climate-Pact.pdf>
7. **Тугов А.Н., Артемьева И.В.** Текущее состояние угольных электростанций в мире // Энергохозяйство за рубежом. 2021. № 6. С. 17–24.
8. **Leyzerovich A.** Large power steam turbines: design & operations. 2 vol. PennWell Books, 1997.
9. **Arrighi L., Pasini S.** ENEL's strategy for clean coal utilisation // VGB Power Tech. 2009. V. 89. Is. 1/2. P. 43–47.
10. **Сомова Е.В., Тугов А.Н., Тумановский А.Г.** Обзор зарубежных конструкций энергетических котлов на сверхкритические параметры пара и перспективы создания энергоблоков ССКП в России // Теплоэнергетика. 2021. № 6. С. 6–24. <https://doi.org/10.1134/S0040363621060096>
11. **Тен О.** Состояние и перспективы использования угольных электростанций с ультрасверхкритическими параметрами в Германии и Европе // Электрические станции. 2016. № 10. С. 4–8.
12. **Further** delays for Datteln 4, the continuing curse of T24 // Modern Power Syst. 2018. [Электрон. ресурс.] <https://www.modernpowersystems.com/features/featurefurther-delays-for-datteln-4-the-continuing-curse-of-t24-6230100/>
13. **Тумановский А.Г., Котлер В.Р., Вихрев Ю.В.** Блок 1000 МВт на высоковлажном буром угле для ТЭС “Нидераусем” // Электрические станции. 2003. № 11. С. 69–74.
14. **Guo A.** China puts 1.240-MW coal-fired unit into operation. 2020. [Электрон. ресурс.] <http://www.sxcoal.com/news/4613850/info/en>
15. **Project** on consulting and retrofitting for energy saving and emission reduction of Shenergy Pingshan Phase-II 1.350 MW new-built double-reheat cross-compound unit with elevated and conventional layout. 2021. [Электрон. ресурс.] <https://www.shsnpt.com/main/enprojectitem.html?id=9>
16. **Otsuka T., Kaneko M.** Development history and operation experience of ultra-supercritical (USC) power plants // J. Power Energy Syst. 2008. V. 2. Is. 3. P. 1009–1115. <https://doi.org/10.1299/jpes.2.1009>
17. **Patel S.** Power Digest // News & Technology for the Global Energy Industry. [Электрон. ресурс.] <https://www.powermag.com/power-digest-july-2022/>
18. **Coal** power: a surprisingly large number of projects in the pipeline // Modern Power Syst. 2018. [Электрон. ресурс.] <https://www.modernpowersystems.com/features/featurecoal-power-a-surprisingly-large-number-of-projects-in-the-pipeline-6905457/>
19. **Design** technology for supercritical sliding pressure operation vertical water wall boilers. First report: History of practical application and introduction of enhanced rifled tube / K. Yamamoto, H. Suganuma, K. Domoto, Y. Yamasaki, Y. Kanemaki, H. Nakaharai // Mitsubishi Heavy Industries Tech. Rev. 2013. V. 50. Is. 3. P. 59–68.
20. **Ultra-supercritical** pressure CFB boiler conceptual design study: Final report / Z. Fan, S. Goidich, A. Robertson, S. Wu. 2006 [Электрон. ресурс.] [https://www.researchgate.net/publication/236405899\\_Ultra-Supercritical\\_Pressure\\_CFB\\_Boiler\\_Conceptual\\_Design\\_Study](https://www.researchgate.net/publication/236405899_Ultra-Supercritical_Pressure_CFB_Boiler_Conceptual_Design_Study)
21. **Majewski K.** Concept of a measurement and test station to determine linear pressure drop and the heat transfer coefficient of internally ribbed tubes // J. Power Technol. 2013. V. 93. Is. 5. P. 340–346.
22. **Richardson M., Kidera Y., Shimogori Y.** Supercritical boiler technology matures. 2004. [Электрон. ресурс.] [https://www.idc-online.com/technical\\_references/pdfs/electrical\\_engineering/Supercritical\\_Boiler\\_Technology\\_Matures.pdf](https://www.idc-online.com/technical_references/pdfs/electrical_engineering/Supercritical_Boiler_Technology_Matures.pdf)
23. **Sato Y.** Lünen – State of the art 813 MW coal-fired USC boiler with high efficiency and flexibility // Power-Gen Europe 2014. Cologne, Germany, 3–5 June 2014.
24. **Development** of ultra-low NO<sub>x</sub> coal firing M-PM burner and successfully operational results / K. Matsumoto, J. Kasai, T. Saeki, Y. Takei, T. Suto // Mitsubishi Heavy Industries Tech. Rev. V. 52. Is. 2. P. 72–77.
25. **Latest** low-NO<sub>x</sub> combustion technology for pulverized-coal-fired boilers / K. Ochi, K. Kiyama, H. Yoshizako, H. Okazaki, M. Taniguchi // Hitachi Rev. 2009. V. 58. Is. 5. P. 187–193.
26. **Advanced** development of pulverized coal firing technologies / M. Tamura, Sh. Watanabe, E. Oono, R. Ito-kazu, T. Kozaki // IHI Eng. Rev. 2011. V. 44. Is. 2. P. 1–6.
27. **Саламов А.А.** Котел сверхкритического давления для мощного пылеугольного энергоблока // Энергетика за рубежом. 2013. № 1. С. 25–29.
28. **Improving** emission regulation for coal-fired power plants in ASEAN / M. Motokura, J. Lee, I. Kutani, H. Phoumin // ERIA Research Project Report. 2016. No. 2. [Электрон. ресурс.] [https://www.eria.org/RPR\\_FY2016\\_02.pdf](https://www.eria.org/RPR_FY2016_02.pdf)
29. **Wiatros-Motyka M.** An overview of HELE technology deployment in the coal power plant fleets of China, EU, Japan and USA // IEA Clean Coal Centre – CCC/273. 2016. [Электрон. ресурс.] <https://usea.org/sites/default/files/An%20Overview%20of%20HELE%20technology%20deployment%20in%20the%20coal%20power%20plant%20fleets%20of%20China,%20EU,%20Japan%20and%20USA%20-%20ccc273.pdf>
30. **A** deadly double standart. How Japan's financing of highly polluting overseas coal plants endangers public health. Greenpeace, 2019. [Электрон. ресурс.] <https://www.greenpeace.org/ru/press-releases/2019/07/01/japan-coal-plant-financing-endangers-public-health/>

- www.greenpeace.to/greenpeace/wp-content/uploads/2020/09/Japan-double\_standard\_report.pdf
31. **Exchange** and training on clean coal technology and clean energy policy // APEC Energy Working Group. [Электрон. ресурс.] [https://www.apec.org/docs/default-source/Publications/2019/12/Exchange-and-Training-on-Clean-Coal-Technology-and-Clean-Energy-Policy/219\\_EWG\\_Exchange-and-Training-on-Clean-Coal-Technology-and-Clean-Energy-Policy.pdf](https://www.apec.org/docs/default-source/Publications/2019/12/Exchange-and-Training-on-Clean-Coal-Technology-and-Clean-Energy-Policy/219_EWG_Exchange-and-Training-on-Clean-Coal-Technology-and-Clean-Energy-Policy.pdf)
  32. **High efficiency low emissions technology in China, Europe, Japan and the United States** // Modern Power Syst. 2017. [Электрон. ресурс.] <https://www.modernpowersystems.com/features/featurehigh-efficiency-low-emissions-technology-in-china-europe-japan-and-the-united-states-5836412/>
  33. **Mega machine for Maasvlakte** // Modern Power Syst. 2009. [Электрон. ресурс.] <https://www.modernpowersystems.com/features/featuremega-machine-for-maasvlakte/>
  34. **Patel S.** How China is improving coal technology // News & Technology for the Global Energy Industry. 2019. [Электрон. ресурс.] <https://www.powermag.com/how-china-is-improving-coal-technology/>
  35. **Wichtmann A., Deckers M., Ulm W.** Ultra-supercritical steam turbine turbosets. Best efficiency solution for conventional steam power plants // Steam Turbine Technology, Siemens Power Generation. Mülheim, Germany. VGB PowerTech. 2005. Is. 11. P. 44–49.
  36. **Leyzerovich A.S.** Steam turbines for modern fossil-fuel power plants. The Fairmont Press, 2008. [Электрон. ресурс.] <http://lab.fs.uni-lj.si/kes/erasmus/Steam%20Turbines%20for%20Modern%20Fossil%20Fuel%20Power%20Plants.pdf>
  37. **Appunn K., Wettengel J.** Tachibana-wan unit 2 takes a supercritical step forward for Japan // Modern Power Syst. 2001. V. 21. Is. 11. P. 41–47.
  38. **Is 700+°C steam temperature economically viable?** // Modern Power Syst. 1998. V. 18. Is. 5. P. 73–77.
  39. **Oeynhausen H., Drosdziok A., Deckers M.** Steam turbines for the new generation of power plants // VGB Kraftwerkstechnik. 1996. V. 76. Is. 12. P. 890–895.
  40. **Rosenkranz J., Wichtmann A.** Balancing economics and environmental friendliness – the challenge for supercritical coal-fired power plants with highest steam parameters in the future. Siemens AG, 2005.
  41. **Modern reaction HP/IP turbine technology: advances & experiences** / P. Hurd, F. Truckenmüller, N. Thamm, H. Pollak, M. Neef, M. Deckers // Proc. of the ASME Power. Chicago, USA, 5–7 April 2005.
  42. **Baumgartner R., Kern J., Whyley S.** The 600 MW advanced ultra-supercritical reference power plant development program for North RhineWestphalia—A solid basis for future coal-fired plants worldwide // Proc. of the Electric Power Conf. Chicago, USA. 2005.
  43. **Тумановский А.Г., Тугов А.Н., Рябов Г.А.** Пути повышения эксплуатационных и экологических показателей котельных установок и угольных ТЭС России // Электрические станции. 2021. № 6. С. 9–16.
  44. **Генерация** с оглядкой на климат // Энергия без границ. 2021. № 5 (70). С. 14–152.
  45. **Пылеугольный котел** для энергоблока нового поколения на суперкритические параметры пара / А.Г. Тумановский, А.Л. Шварц, Е.А. Туголуков, А.А. Смышляев, Э.Х. Вербовецкий, О.В. Несиоловский, Н.В. Петрова // Теплоэнергетика. 2009. № 6. С. 2–9.
  46. **Технические решения** по котлу энергоблока 660 МВт на суперсверхкритические параметры пара / В.В. Иваненко, А.Н. Безгрешнов, Д.Л. Михалев, А.Н. Озеров, П.Н. Федотов, К.Г. Жуков, С.Н. Зеленский // Использование твердых топлив для эффективного и экологически чистого производства электроэнергии и тепла: II Междунар. науч.-техн. конф. 28–29 октября 2014 г. Москва: ВТИ, 2014. С. 61–65.
  47. **Паровые котлы** на суперсверхкритические параметры. Современные технологии в энергетике — основа повышения надежности, эффективности и безопасности оборудования ТЭС / К.С. Крылова, М.Г. Брыксин, М.А. Изюмов, Р.Б. Буренкова, С.А. Самохин // Сб. докл. спец. науч.-практ. конф. молодых специалистов. Москва, ВТИ, 7–8 июня 2012. С. 253–259.
  48. **Котел** с кольцевой топкой для энергоблока 660 МВт на суперсверхкритические параметры при сжигании бурых шлакующих углей / Ф.А. Серант, И.Ю. Белорущкий, Ю.А. Ершов, В.В. Гордеев, О.И. Ставская, Т.В. Кацель // Теплоэнергетика. 2013. № 12. С. 16–22.
  49. **Разработка** пылеугольного энергоблока на суперкритические параметры пара мощностью 660 МВт / А.Г. Тумановский, М.Ю. Алтухов, А.Л. Шварц, Э.Х. Вербовецкий, М.Ю. Алтухов, А.В. Пчелинцев, А.А. Смышляев, Л.А. Хоменок, В.Н. Скоробогатых // Электрические станции. 2010. № 1. С. 18–27.
  50. **Конструктивные особенности** ЦВД и ЦСД с применением принудительного охлаждения для турбин на суперсверхкритические параметры пара // Ю.К. Петреня, Л.А. Хоменок, И.И. Пичугин, О.А. Владимирский, В.М. Ляпунов, А.С. Лисянский, Ю.Я. Качуринер, Т.А. Игнатьева, С.А. Иванов // Теплоэнергетика. 2008. № 1. С. 32–37.
  51. **Концепция** конструктивного профиля турбоагрегата нового поколения на суперсверхкритические параметры пара (ССКП) / И.А. Пичугин, Л.А. Хоменок, И.А. Ковалев, О.А. Владимирский, Ю.Я. Качуринер, И.В. Зайцев // Надежность и безопасность энергетики. 2012. № 3 (18). С. 14–17.
  52. **Скоробогатых В.Н., Щенкова И.А., Козлов П.А.** Опыт создания и промышленного освоения жаропрочных сталей для перспективного паропроводного и котельного оборудования // Сб. докл. науч.-техн. конф. “Ресурс, надёжность и безопасность теплосилового оборудования электростанций”. М.: ВТИ, 2011. С. 21–26.
  53. **Скоробогатых В.Н., Щенкова И.А.** Разработка и освоение материалов для тепловых блоков на суперсверхкритические параметры // Энергоназор и энергобезопасность. 2008. № 1. С. 46–49.

## Modern Coal-Fired Power Units for Ultra-Supercritical Steam Conditions (Review)

E. V. Somova<sup>a, \*</sup>, A. N. Tugov<sup>a</sup>, and A. G. Tumanovskii<sup>a</sup>

<sup>a</sup> All-Russia Thermal Engineering Institute (OAO VTI), Moscow, 115280 Russia

\*e-mail: evsomova@vti.ru

**Abstract**—The share of coal generation in the global electricity production remains stable and prevails over other primary energy sources. A decrease in the coal-fired power generation in some EU countries and the United States is balanced by its stable growth in Asia (China, India, Indonesia, South Korea) and Africa (South Africa). In 2021, global coal generation increased by 9% to a new all-time high of 10337 TW · h. According to the forecast of the International Energy Agency (IEA), coal consumption in the power industry will remain at about the same level in the coming years, mainly due to the countries of Southeast Asia. Furthermore, at the UN climate conference held in Glasgow in November 2021, the official phasedown of all coal-fired generation was not set forth. Globally, 247.7 GW of ultra-supercritical (USC) power units, which are characterized by high efficiency and minimal environmental impact, have been commissioned during the past decade. Steam conditions of 32.58 MPa/610/630/623°C (for live, reheat, and, secondary reheat steam, respectively) and an efficiency of 48.92% were reached in a 1350-MW power unit at the Shenergy Pingshan II thermal power plant (TPP) (China). A review of the USC technology evolution in the world and basic solutions for boilers, flue gas treatment system, and steam turbines are presented. In Russia, a decrease in the share of coal-fired generation in the overall energy balance is predicted. There are no plans to construct large, coal-fired power units in Russia in the coming years. It is proposed to continue activities for the development of a USC oil/gas power unit that will be used as a pilot project for mastering this technology.

**Keywords:** coal-fired power unit, ultra-supercritical steam conditions, boiler, flue gas treatment system, steam turbine, steam reheat