

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

Дисциплина: «Современные проблемы электроэнергетики»

Лекция №2 «Современные проблемы энергетики. Производство электроэнергии. Состояние, экологические, аспекты и перспективы развития электроэнергетического комплекса Казахстана»

Угольная генерация

В Казахстане работает 31 угольная электрическая станция общей установленной мощностью 13 072 МВт и располагаемой мощностью – 11 139 МВт. Остаточный парковый ресурс станций оценивается в пределах 18-30%.

При этом на три крупнейшие электростанции (ЭГРЭС-1, ЭГРЭС-2, Аксуская ГРЭС) приходится 6,4 ГВт установленной мощности или порядка 49% от общей установленной мощности угольных электростанций РК.


Крупные угольные электростанции РК

Наименование станции	Установленная мощность, МВт	Располагаемая мощность, МВт
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»	4 000	2780
АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»	1 000	940
АО «ЕЭК» (Аксуская ГРЭС)	2 425	2 395
ТОО ГРЭС «Корпорация Казахмыс»	663	663
Алматинская ТЭЦ-2 АО «АлЭС»	510	409
ТЭЦ-3 АО «Павлодарэнерго»	505	445
ТЭЦ-3 ТОО «Караганда Энергоцентр»	560	506
ТЭЦ-1 ТОО «Караганда Энергоцентр»	435	387
ТЭЦ-2 АО «Астана-Энергия»	360	321
ТОО «СевКазЭнерго» (Петропавловская ТЭЦ-2)	347	346
Итого:	10 805	9 192

Экибастузской ГРЭС-1

Экибастузская ГРЭС-1



Страна	 Казахстан
Местоположение	г. Экибастуз Павлодарской области

Основные характеристики

Электрическая мощность, МВт	4000 МВт
-----------------------------	----------

Характеристики оборудования

Основное топливо	Уголь
Котельные агрегаты	П-57-М3 (г. Подольск)
Количество энергоблоков	8
Количество и марка турбин	К-500-240-2
Количество и марка генераторов	4 × ТВВ-500 + 4 × ТГВ-500

Прочая информация

Сайт gres1-ekibastuz.kz


На карте




Строительство первых объектов Экибастузской ГРЭС-1 берёт своё начало в январе 1974 года. Электростанция расположена на северном берегу озера Женгельды, в 16 км севернее г. Экибастуза, Павлодарской области. Станция строилась в рамках проекта СССР по созданию экибастузского топливно-энергетического комплекса. Местоположение станции определила её близость к основным угледобывающим разрезам Казахстана (в 25 км восточнее расположен крупнейший в мире разрез «[Богатырь](#)»). Источником водоснабжения станции является водохранилище, созданное в котловане озера Женгельды и заполняемое водой из канала «Иртыш-Караганда имени Сатпаева».

Экибастузская ГРЭС-2

Экибастузская ГРЭС-2




Страна	 Казахстан
Местоположение	Посёлок Солнечный, около 40 км севернее города Экибастуза, Павлодарская область, Казахстан
Собственник	ОАО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»
Ввод в эксплуатацию	1990
Основные характеристики	
Электрическая мощность, МВт	1000
Характеристики оборудования	
Основное топливо	Уголь
Количество энергоблоков	2

Прочая информация



Сайт gres2.kz

На карте



Строительство станции началось в 1979 году. Строительством станции занимался проект, разработанный в 1983 году. Строительством станции началось в 1979 году. Проект, разработанный в 1983 году НОТЭП, предусматривалось строительство 8 энергоблоков по 500 МВт. Однако, в 1993 году, после пуска в эксплуатацию второго энергоблока дальнейшее развитие станции было приостановлено. В то же время в «ЭГРЭС-2» был создан значительный задел для строительства последующих энергоблоков. К примеру, водохранилище-охладитель и золоотвал сооружены на 16 энергоблоков, химический цех построен с учетом 8 энергоблоков, топливно-транспортный цех способен обеспечить работу 4 энергоблоков.

Аксуская ГРЭС

Аксуская ГРЭС	
каз. Ақсу МАЭС	
Страна	 Казахстан
Местоположение	п. Аксу Павлодарской области
Источник водозабора	Иртыш
Собственник	ЕЭС
Статус	Действующая
Характеристики оборудования	
Основное топливо	каменный уголь
На карте	
	

Аксуская электростанция АО «Евроазиатская энергетическая корпорация» — крупнейший поставщик электроэнергии на казахстанском рынке. В декабре 1968 года на Ермаковской ГРЭС (ныне Аксуская ЭС АО «ЕЭК») был введён в эксплуатацию первый энергоблок мощностью 300 мегаватт. В 60-70 г.г. XX века Аксуская ЭС считалась самой крупной тепловой станцией не только в Казахстане, но и во всей Средней Азии. Сегодня на электростанции действуют восемь энергоблоков, общая установленная мощность — 2 450 МВт.

**В состав Kazakhmys Energy входят ГРЭС
установленной электрической мощностью
663 МВт**

Алматинская ТЭЦ-2

Строительство Алматинской ТЭЦ-2 начато в 1974г. с проектной мощностью первой очереди 240 тыс.кВт., в целях повышения уровня сейсмической безопасности станция была заглублена на 12 метров. На станции впервые в стране введены в эксплуатацию котлоагрегаты паропроизводительностью 420т/час в сейсмическом исполнении.

В 1980-1983 годы были введены в эксплуатацию три паровых котла типа БКЗ-420-140-7С и три паровых турбины типа ПТ-80/100-130/13.

2 очередь строительства осуществлялась в 1985-1989 годы.

В эти годы введены в эксплуатацию еще четыре паровых котла БКЗ-420-140-7С, одна паровая турбина типа Р-50-130/13 и две паровые турбины типа Т-110/120-130-5.

Установленная мощность станции составляет:

- электрическая - 510 МВт
- тепловая - 1176 Гкал/ч

После реформирования АО АПК ТЭЦ-2 начала функционировать с 15 февраля 2007г. в составе АО «Алматинские электрические станции».

Месторасположение: Алматинская область Карасайский р-н, п.Алгабас




Павлодарская ТЭЦ-3

Павлодарская ТЭЦ-3

каз. Павлодар 3-ЖЭО



Вид на ТЭЦ

Страна	 Казахстан
Местоположение	Павлодар
Собственник	АО «Павлодарэнерго»
Статус	Действующая
Ввод в эксплуатацию	1972

Основные характеристики

Электрическая мощность, МВт	520
Тепловая мощность	808 Гкал/ч

Характеристики оборудования

Основное топливо	каменный уголь
Резервное топливо	мазут
Котельные агрегаты	6 паровых котлов 2 водогрейных котла
Количество и марка турбин	6
Количество и марка генераторов	5

На карте



Павлода́рская ТЭЦ-3 — [тепловая электростанция](#) Павлода́рская ТЭЦ-3 — тепловая

электростанция ([теплоэлектроцентрале](#) Павлода́рская ТЭЦ-3 — тепловая электростанция (теплоэлектроцентрале) регионального значения. Расположена в казахстанском городе Павлодар, между [Павлодарским нефтехимическим](#) Павлода́рская ТЭЦ-3 — тепловая электростанция (теплоэлектроцентрале)

регионального значения. Расположена в казахстанском городе Павлодар, между Павлодарским нефтехимическим и [Павлодарским картонно-рубероидным](#) Павлода́рская ТЭЦ-3 — тепловая

электростанция (теплоэлектроцентрале) регионального значения.

Основные производственные показатели ТЭЦ: Расположена в казахстанском городе Павлодар, между Павлодарским Установленная электрическая мощность — 520 МВт (2014)^[4] нефтехимическим и Павлодарским картонно-рубероидным заводами. Располагаемая электрическая мощность — 460 МВт (2014)^[4]

ТЭЦ является одним из трех генерирующих предприятий

Выработка электроэнергии — 2,64 млрд кВт·ч (2014)^[4]

«Павлодарэнерго», принадлежащего в свою очередь АО

Установленная тепловая мощность — 808 Гкал/ч

«[Центрально-Азиатская электроэнергетическая](#)

Основной вид топлива, использующийся на станции — каменный уголь [Экибастузского бассейна](#).

электростанция (теплоэлектроцентрале) регионального значения.

Расположена в казахстанском городе Павлодар, между Павлодарским


Карагандинская ТЭЦ-3

Карагандинская ТЭЦ-3

каз. Қарағанды 3-ЖЭО



Вид на ТЭЦ с Павлодарской трассы

Страна	 Казахстан
Местоположение	город Караганда, Октябрьский район
Собственник	ТОО «Караганда Энергоцентр»
Статус	Действующая
Ввод в эксплуатацию	1977

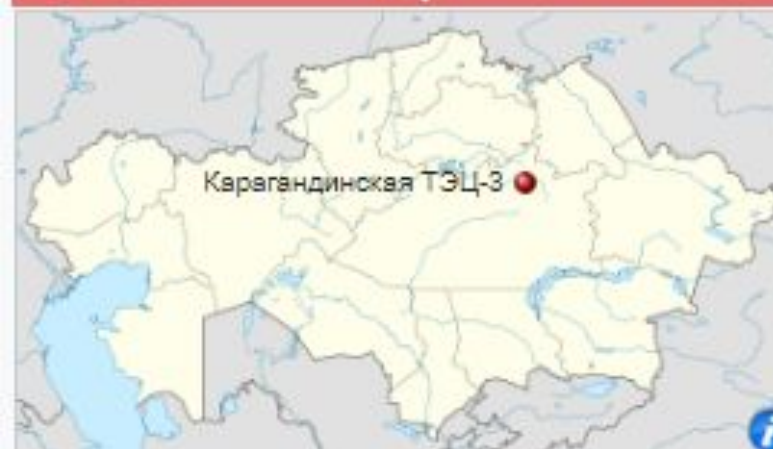
Основные характеристики

Электрическая мощность, МВт	670
Тепловая мощность	1174 Гкал/ч

Характеристики оборудования

Основное топливо	уголь
Котельные агрегаты	8
Количество и марка турбин	6

На карте




Карагандинская ТЭЦ-3 — электростанция регионального значения. Расположена в северной промышленной зоне города [Караганда](#) Карагандинская ТЭЦ-3 — электростанция регионального значения. Расположена в северной промышленной зоне города Караганда, [Октябрьский район](#) Карагандинская ТЭЦ-3 — электростанция регионального значения. Расположена в северной промышленной зоне города Караганда, Октябрьский район, в 2-х километрах к северу от жилого района [Майкудук](#). Электростанция входит в состав ТОО «Караганда Энергоцентр», в свою очередь, принадлежащего ТОО «[Казахстанские коммунальные системы](#)», и является основным генерирующим предприятием компании и города. Выработанная станцией электроэнергия идёт на покрытие электрических нагрузок Карагандинского региона.

Карагандинская ТЭЦ-1



Трубы ТЭЦ-1. Слева виден копер 22-й шахты

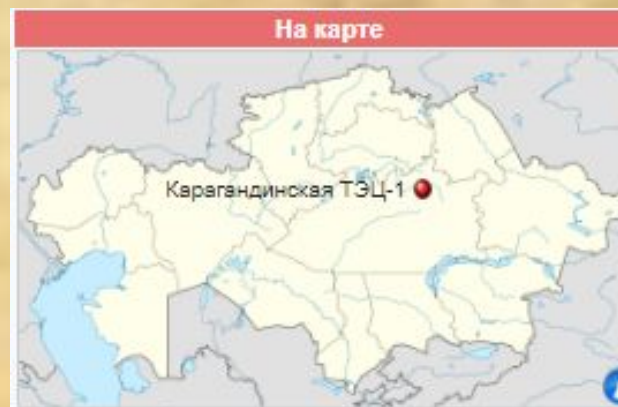
Страна	 Казахстан
Местоположение	город Караганда, Октябрьский район
Собственник	ТОО «Караганда Энергоцентр»
Статус	Действующая
Ввод в эксплуатацию	1960

Основные характеристики

Электрическая мощность, МВт	32
Тепловая мощность	460 ГКал/час

Характеристики оборудования

Основное топливо	каменный уголь, мазут
Котельные агрегаты	5×БКЗ-50-39-Ф
Количество и марка турбин	4×ПР-6 3×ПТВП-100



Карагандинская ТЭЦ-1 (бывшая ТЭЦ шахты № 22) — [электростанция](#) Карагандинская ТЭЦ-1 (бывшая ТЭЦ шахты № 22) — электростанция местного значения. Расположена в черте города, в 3-х километрах к северо-западу от жилого района Новый город [Караганды](#) Карагандинская ТЭЦ-1 (бывшая ТЭЦ шахты № 22) — электростанция местного значения. Расположена в черте города, в 3-х километрах к северо-западу от жилого района Новый город Караганды, [Октябрьский район](#) Карагандинская ТЭЦ-1 (бывшая ТЭЦ шахты № 22) — электростанция местного значения. Расположена в черте города, в 3-х километрах к северо-западу от жилого района Новый город Караганды, Октябрьский район, на территории бывшей [шахты имени 50-летия Октябрьской революции](#) Карагандинская ТЭЦ-1 (бывшая ТЭЦ шахты № 22) — электростанция местного значения. Расположена в черте города, в 3-х километрах к северо-западу от жилого

Астанинская ТЭЦ-2

История ТЭЦ-2

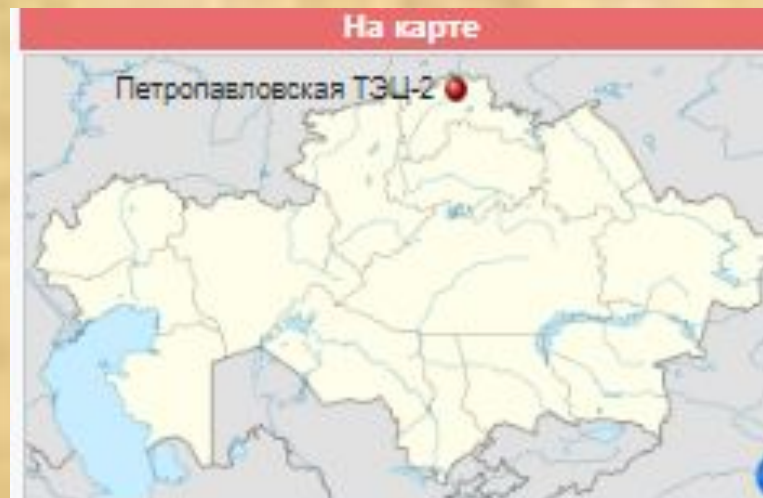
29 июня 1971 года было принято специальное решение Министерства энергетики СССР по разработке технического проекта Целиноградской ТЭЦ-2.


Началу строительства предшествовали, во-первых исторические предпосылки, а именно освоение целинных и залежных земель Казахстана, и бурно развивающая промышленность бывшего уездного города Акмолинска, который в бурные времена Целины, стал столицей Казахских распаханых степей и городом-легендой, о котором мечтала передовая молодежь и съезжалась на Целину со всех уголков Советского Союза. С этого и началась завидная судьба многих молодых энергетиков, вчерашних студентов, сегодняшних руководителей и воспитателей нового поколения энергетиков.

Целиноградская ТЭЦ-2 располагается в Северной промзоне города.

Строительство 1-ой очереди ТЭЦ-2 начато в 1972 году и закончено в 1985 году. 22 апреля 1972 года в день Коммунистического субботника была установлена стела, маяк месторасположения будущей станции ТЭЦ-2.

Петропавловская ТЭЦ-2



Страна	 Казахстан
Местоположение	Петропавловск, СКО
Собственник	АО «СевКазЭнерго»
Статус	Действующая
Ввод в эксплуатацию	1961 ^[1]

Основные характеристики

Электрическая мощность, МВт	479 (на 2016) ^{[2][3]}
Тепловая мощность	678 Гкал/ч ^[3]

Характеристики оборудования

Основное топливо	каменный уголь
Резервное топливо	мазут
Котельные агрегаты	11 ^[4]
Количество и марка турбин	7 ^[4]

Петропавловская ТЭЦ-2 ([каз. Петропавл екінші жылу электр орталығы, ПТЭЦ-2](#)) — [тепловая электростанция](#) регионального значения^[5], основной источник тепловой и электрической энергии Северо-Казахстанской области^[4]. Расположена в казахстанском городе Петропавловск. Принадлежит АО «СевКазЭнерго», которое в свою очередь входит в состав казахстанского энергетического холдинга [ЦАЭК](#)^[6]. Выработанная станцией электрическая и тепловая энергия идёт на покрытие нужд города, кроме того электроэнергия экспортируется в [Россию](#).

Как видно из таблицы выбросы угольной энергетики составляют существенную долю общих выбросов и угольная генерация в Казахстане в настоящее время является самым крупным источником выбросов загрязняющих веществ, которые превышают предельные значения, установленные для угольных электростанций ЕС (мощностью более 200 МВт) более чем в 10 раз.

**Выбросы в Казахстане по основным секторам промышленности
в 2010 году, тыс. тонн**

Сектор	Итого	Твердые частицы	SO ₂	NO _x
Электроэнергетика и централизованное теплоснабжение	845,9	320,7	339,4	128,6
Обрабатывающая отрасль	718,4	139,7	275,5	41,1
Горнодобывающая отрасль	340,8	80,1	87,7	30,2
Промежуточный итог по промышленным секторам	1926,0	540,5	702,7	200,0
Транспорт	118,3	7,1	1,6	4,8
Итого по Казахстану	2226,5	639,3	723,6	215,6

Источник: Концепция перехода Республики Казахстан к зеленой экономике

Объемы выбросов вредных веществ большей части казахстанских электростанций соответствуют действующим в республике стандартам, за которые были приняты нормы технического регламента для котлов производительность 420 и более т/ч, Однако они крайне высоки.

В силу невозможности немедленного перехода на более жесткие нормы, для будущих электростанций приняты «промежуточные» стандарты, при разработке которых использованы прогнозные объемы выбросов Балхашской ТЭС, которые будут отличаться от европейских лишь в части тех выбросов, снижение которых в настоящее время затруднительно (таблицы).

Действующие нормы атмосферных выбросов вредных веществ в Казахстане в сравнении со стандартами ЕС, мг/м³

Тип выбросов	Казахстан	Промежуточные стандарты	Европейский союз
Твердые частицы (зола)	1200-1600	300-600	50-100
Диоксид серы (SO ₂)	2000-3000	1000-1500	400
Оксиды азота (NO _x)	600	650	500

Предлагаемые нормы атмосферных выбросов вредных веществ в Казахстане в сравнении со стандартами чистого угля ЕС мг/м³

Тип выбросов	Существующие стандарты	Промежуточные стандарты	ЕС (стандарты чистого угля)
Твердые частицы (зола)	200	30	30
Диоксид серы (SO ₂)	780	200	200
Оксиды азота (NO _x)	500	350	200

Для повышения эффективности и снижения негативного влияния на окружающую среду на новых и расширяемых действующих станциях необходимо развивать технологии чистого угля.

Применение таких технологий, как сжигание в кипящем слое, циклы со сверхкритическими и суперсверхкритическими параметрами пара, сжигание с химической циркуляцией, а также установка современных фильтров по улавливанию выбросов оксидов серы, азота и твердых частиц позволят значительно снизить вредное влияние угольных электростанций на окружающую среду.

Дополнительным решением может стать внедрение системы сухого золошлакоудаления, которое позволит обеспечить увеличение термического КПД котла на 0,35-0,5% и, следовательно, снизить удельный расход топлива на производство энергии и выбросы вредных веществ.

В Послании Президента страны Н.А. Назарбаева народу Казахстана «Казахстан-2030» особое внимание уделено охране окружающей среды, так как защита окружающей природной среды становится одной из приоритетных задач современного мира.

Согласно подсчетам Всемирной метеорологической организации, ежегодно в атмосферу выбрасывается в среднем около 1 т. диоксида углерода на душу населения .

Максимальная загрязненность атмосферы характерна для следующих городов Казахстана: Усть-Каменогорск, Балхаш, Темиртау, Экибастуз, Аксу, Жезказган, Павлодар.

Методы защиты атмосферы от загрязнения вредными веществами выбросов можно разделить на четыре группы:

- применяемые до процесса сжигания;
- используемые в процессе сжигания;
- состоящие в обработке продуктов сгорания;
- не связанные с проблемой сжигания (т.е. такие методы, которые исключают возникновение самой проблемы).

Технология «чистого угля»

Относительно угольной энергетики есть очень много мировых энергетических прогнозов, из которых следует, что до 2050 года – как минимум – уголь будет основным источником тепловой и электрической энергии в мире – независимо от развития возобновляемых источников энергии. Правда надо учесть, что [речь уже идет о новых технологиях топливоиспользования](#), в том числе и так называемой технологии «чистого угля». Этими технологиями сейчас активно занимаются США, Китай, Индия и многие другие страны, например, Австралия, где имеются богатейшие месторождения угля.

Запасы угля в мире на порядки превышают запасы других топлив – нефти, газа, в том числе и тех, которые называются сланцевыми.

Уголь в настоящее время активно добывают, и вряд ли его просто так оставят лежать в земле. И в этой связи разрабатываются инновационные и экологически приемлемые способы его использования. Мировых запасов угля хватит еще на 250 лет. То есть, это в два-три раза больше, чем нефти, газа и урана.

Конечно, газ экологичнее угля. Однако сейчас уже есть упомянутые мной технологии «чистого угля», которые позволяют уравнивать эти показатели. И в этом плане уголь имеет будущее. По крайней мере – на переходный период, до того, как будет в достаточном масштабе освоена так называемая «зеленая энергетика»: возобновляемые и альтернативные источники энергии.

Уголь состоит из минеральной и органической массы. Минеральная масса – это негорючая часть. Сюда входят оксиды кремния, магния, железа, кальция и так далее. Органическая масса тоже непростая. В ней содержатся не только углерод, водород и кислород, но и сера и азот. При сжигании из последних как раз образуются вредные выбросы – оксиды серы и азота, из-за которых потом возникают кислотные дожди.

Так вот, в разных странах с этой проблемой пытаются в той или иной мере бороться – в зависимости от объемов финансирования. Больше всего денег на такую работу выделяют в США. У них это как раз и называется технологией «чистого угля». Что они делают? Предварительно убирают минеральную часть, оставляя там не более девяти процентов. Зольность Экибастузского угля составляет 40 – 50 процентов. Аналогичным образом на начальной стадии обрабатывается и органическая часть. В общем, уголь предварительно очищается, превращаясь, таким образом, в экологически чистое топливо, не уступающее по этим характеристикам газу.



Один килограмм угля требует для сжигания семь килограммов воздуха. Что будет экономичнее – очищать один килограмм исходного сырья, либо восемь килограмм продуктов его сгорания? Поэтому выгоднее сразу делать уголь чистым и только потом сжигать. Такие затраты на очистку быстро окупаются.

В Соединенных Штатах, например, необходимо выдержать срок так называемой тестовой эксплуатации. *В начале 2000 года американцы построили четыре таких экспериментальных угольных электростанции, которые они назвали «угольные электростанции XXI века». Они газифицировали весь уголь, а полученный газ сжигали. Но ничего при этом не выбрасывалось наружу.*

Улавливая серу, они получают слабую серную кислоту, улавливая азот они производят слабую азотную кислоту, которые они увозят со станции на дальнейшую переработку. Углекислый газ они вымораживали, делали сухой лед и увозили на пищевые фабрики. Из труб станций не видно никакого дыма.

Для развития новых технологий принимаются специальные государственные программы.

Водно-углеродная смесь

Данный вид топлива представляет собой смесь измельченного до состояния пыли угля (его там порядка 60%) и воды. Еще примерно один процент приходится на пластификаторы, благодаря которым угольная взвесь не «отслаивается» от воды и не оседает на дно. То есть ВУТ – это такая густая черная жижа, которую можно транспортировать не только в бочках, но и по трубопроводам, как нефть.

Преимущества:

БЕЗОПАСНОСТЬ.

Такая смесь не взрывоопасна, просто так поджечь ее нельзя. А ведь сухая угольная пыль, смешанная с воздухом, может рвануть, как порох.

УДОБСТВО ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ.

ВУТ не только удобно транспортировать, но его также можно хранить в различных емкостях. Сухую же угольную пыль нужно сразу направлять в топку. Хранению (а тем более транспортировке) она не подлежит.

Недостатки:

Гореть может только в хорошо разогретой топке, где вода быстро превращается в пар. А для этого топку нужно предварительно чем-то разогреть.

Методы чистых угольные технологии

В чистых угольных технологиях прописан набор методов для снижения опасных последствий сжигания угля. Например, метод [улавливания и хранения](#) В чистых угольных технологиях прописан набор методов для снижения опасных последствий сжигания угля. Например, метод улавливания и хранения [CO₂](#) — при этом захватывается диоксид углерода, выделяющийся в процессе горения в топках ТЭС, и обеспечивается его вывод в почву.

Есть [метод кислородно-топливного сгорания](#). При этом происходит переработка выхлопных газов, возврат их обратно в систему ТЭС и смешение с чистым кислородом, чтобы увеличить эффективность сжигания угля. Эта техника снижает выбросы азотных соединений и позволяет извлекать больше энергии из сырья. На некоторых тепловых станциях есть возможность очищать уголь от серы перед сжиганием.

«Чистый уголь»: крупнейший проект по улавливанию углерода

В США начало работу крупнейшее предприятие по очищению выбросов угольной электростанции путём улавливания углерода (carbon capture). [Проект Petra Nova](#) стоимостью 1 миллиард долларов США явился результатом кооперации крупной американской энергетической компании NRG Energy и японской JX Nippon Oil & Gas Exploration Corp. Мощность предприятия: 1,6 миллионов тонн улавливаемого CO₂ в год, который эмитируется в результате сжигания угля на гигантской (2,5 ГВт) электростанции NRG (Parish power plant) под Хьюстоном, штат Техас. Проект позволяет улавливать более 90% углерода, выделяемого при работе 240-мегаваттного угольного энергоблока.

На сегодняшний день это крупнейший действующий проект улавливания углерода в мире и первый подобный проект в электроэнергетике США.

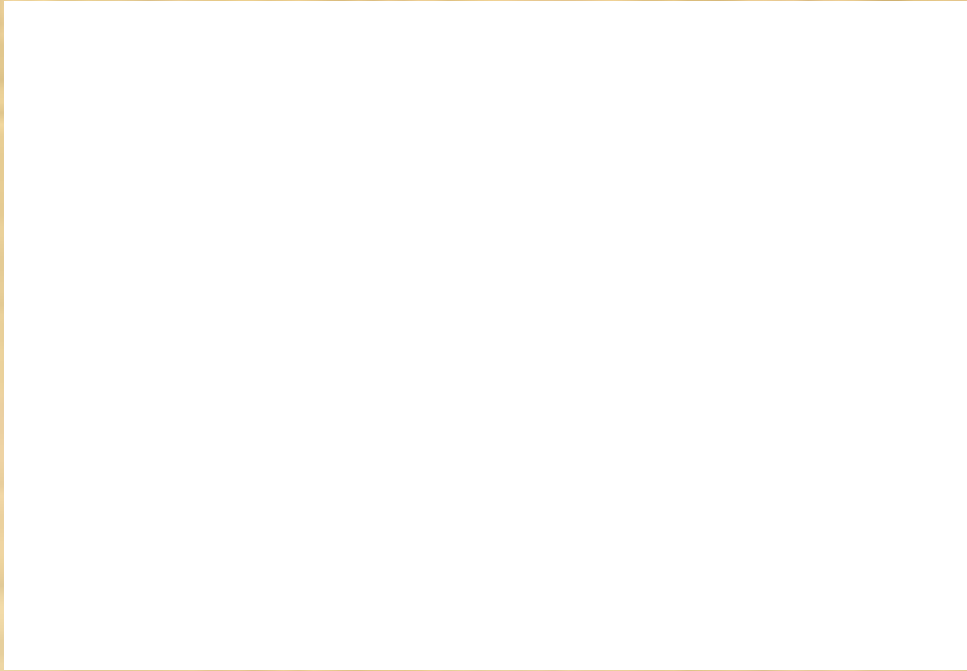
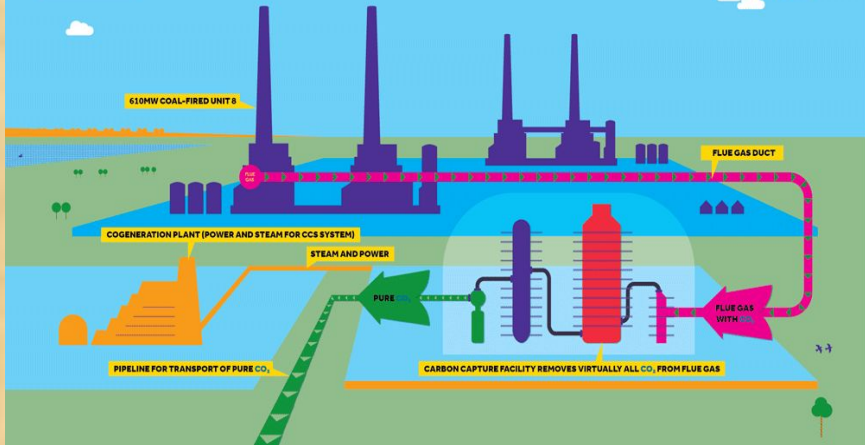
Технология улавливания основана на амин-процессе (Amine gas treating) и разработана японскими специалистами из Mitsubishi Heavy Industries and Kansai Electric Power. Любопытной особенностью предприятия (благодаря которой, собственно, и состоялся проект) является дальнейшее использование «пойманного» углекислого газа. Он не «складывается на хранение», а по 80-мильному трубопроводу отправляется на старое, открытое в 1938 г нефтяное месторождение West Ranch, принадлежащее компании Hilcorp Energy. Для чего? Дело в том, что закачка углекислого газа в старые нефтяные пласты повышает давление и помогает выталкивать через скважины большее количество нефти, то есть повышает нефтеотдачу. В данном случае повышает серьезно: с 300 до 10000 или даже до 15000 баррелей в день в течение 10 лет.



1

The Carbon Capture and Enhanced Oil Recovery Project

The world's largest post-combustion carbon capture and enhanced oil recovery project is located in Texas at NRG Energy's coal-fired W.A. Parish Generating Station. Also known as the Petra Nova Carbon Capture Project, the development is scheduled for completion by the end of 2016.



Министерство энергетики США предоставило проекту гранты на сумму 190 млн долларов США в рамках программы «Чистой угольной энергетики» (Clean Coal Power Initiative Program (CCPI)).

Технология улавливания и хранения углерода (carbon capture and storage — CCS) — это то, что может подарить углю будущее. По [данным](#) Global CCS Institute, который отслеживает опыт применения технологии, сегодня в мире действует или находится в стадии строительства 21 проект промышленного масштаба по улавливанию и хранению углерода. Безусловно, дополнительные капитальные затраты на такое дополнительное оснащение угольных электростанций сегодня слишком высоки и пока невозможны на «стандартных рыночных условиях», то есть без государственной поддержки. А вот проекты, подобные рассмотренному, в рамках которых предполагается синергия и «полезное использование» углекислого газа, теоретически могут осуществляться и без государственной помощи (при приемлемых ценах на нефть). Впрочем, потенциальная география таких «комплексных проектов» ограничена. Кроме того, с экологической точки зрения проект Petra Nova не является идеальным. Происходит улавливание CO₂, благодаря чему получается «чистый уголь», но при этом увеличивается производство нефти, при сжигании которой опять же выделяется CO₂.

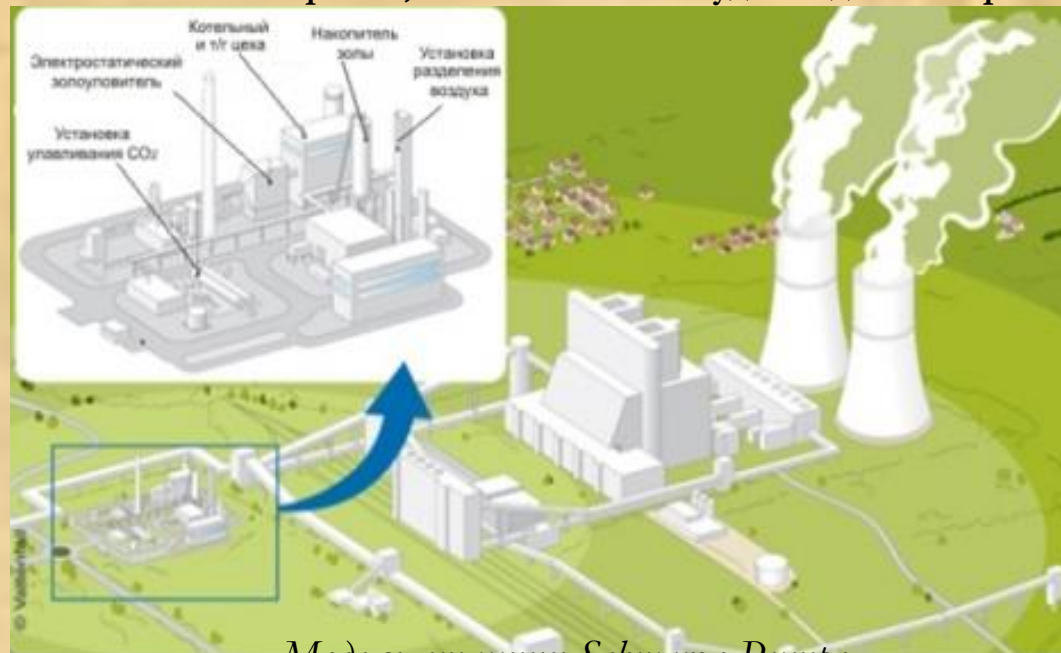
Угольная станция в Германии

использующая технологию чистого сжигания угля (clean coal)

Строительство установки осуществила одна из крупнейших немецких энергетических компаний - Vattenfall. Реализация проекта была начата в 2005 году, когда Vattenfall принял решение о строительстве первой в мире опытной «чистой» угольной электростанции мощностью 30 МВт, использующей технологию сжигания угля в чистом кислороде с последующей очисткой дымовых газов и утилизацией углекислого газа (oxyfuel capture method). За три года в проект было инвестировано 50 млн. евро.

Опытную станцию было решено построить рядом с действующей угольной станцией мощностью 1600 МВт в местечке Schwarze Pumpe в восточной Германии. Такое решение позволило частично использовать уже существующие технологические цепочки.

Для реализации проекта компания Vattenfall выбрала метод утилизации углекислого газа. Суть метода состоит в том, что из воздуха выделяется кислород, который смешивается с угольной пылью и сжигается. При сжигании угля в чистом кислороде (а не в воздухе) в дымовых газах отсутствуют опасные соединения азота (NO_x). После нескольких ступеней очистки в дымовых газах остается лишь углекислый газ. Газ сжимается в компрессоре в 500 раз и закачивается в емкость для транспортировки к месту захоронения на глубине 1000 метров под поверхностью земли. Таким образом, закаченный газ будет надежно скрыт от попадания в атмосферу.



Модель станции Schwarze Pumpe

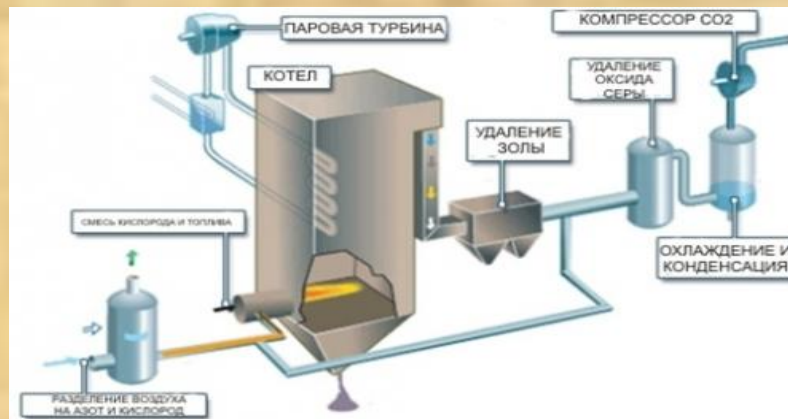
Метод «oxyfuel capture»

Опытная угольная электростанция в местечке Schwarze Pumpe использует в качестве окислителя для топлива чистый кислород (oxyfuel). Угольная пыль смешивается не с воздухом, как на обычных станциях, а с практически чистым кислородом.

*Опытная электростанция
в местечке Schwarze Pumpe*



Метод утилизации углекислого газа «oxyfuel capture»



Стадии процесса сжигания угля и утилизации дымовых газов:

1. Разделение воздуха

В специальной установке удаляется азот, доля которого в воздухе достигает 78%. Существенным недостатком технологии являются большие энергозатраты на процесс разделения, существенно снижающие эффективность станции в целом.

2. Сжигание топлива

В котле происходит сгорание угля и образование пара, который приводит во вращение турбину. Кислородно-угольная смесь сгорает при более высоких температурах, чем воздушно-угольная. Для того, чтобы снизить температуру часть отходящих дымовых газов возвращается в котел.

3. Удаление золы из дымовых газов

Для удаления золы используются электромагнитные фильтры.

4. Удаление оксидов серы

Из дымовых газов удаляется оксид серы (SO_2), который при попадании в атмосферу может стать причиной кислотных дождей. Для удаления этого соединения в поток дымовых газов подается струя из смеси воды и известняка. SO_2 вступает в реакцию и образуется гипс, который в дальнейшем может использоваться в строительстве.

5. Охлаждение и конденсация

На этом этапе дымовые газы охлаждаются, в результате чего пары воды конденсируются. Поскольку азот был удален из воздуха еще до попадания в котел, в дымовых газах отсутствуют опасные соединения азота (NO_x). После прохождения этого этапа дымовые газы представляют собой практически чистый поток углекислого газа.

6. Сжатие углекислого газа

Содержание CO_2 в дымовых газах на этом этапе достигает 95%. При давлении около 70 атмосфер газа становится жидким, напоминающим по плотности тяжелую нефть. После этой стадии углекислый газ готов к транспортировке и захоронению.

Последняя стадия процесса утилизации углекислого газа – это захоронение его в подземных хранилищах, где он должен оставаться тысячи лет.

Для наиболее эффективной транспортировки углекислый газ должен быть сжижен при давлении около 70 атмосфер. Транспортировка возможна при помощи трубопроводов, танкеров, цистерн.

Захоронение газа на глубине 800 метров и более дает гарантию сохранения давления, то есть газ будет оставаться в жидкой фазе. Для хранилища подойдут достаточно распространенные области с пористыми породами. Например, может быть использован известняк, треть объема которого составляют поры. Над пористыми должны находиться плотные породы (например глина), формирующие герметичный колпак, сохраняющий давление в хранилище.

В качестве хранилищ могут быть использованы:

- месторождения газа и нефти (причем как выработанные так и действующие). Эти хранилища доказали свою герметичность. Если бы эти области были не герметичными, не было бы и месторождений нефти и газа.
- подземные резервуары соленой воды. CO_2 будет надежно храниться в таких резервуарах, подобно тому, углекислый газ хранится в бутылках с газированной минеральной водой.
- неиспользуемые угольные месторождения. Уголь так же имеет микропоры, которые могут быть заполнены углекислотой.

Согласно последним исследованиям, емкости всех известных месторождений нефти и газа достаточно, чтобы закачивать в них весь объем эмиссии CO_2 на планете в течение 40 лет. Емкость резервуаров соленой воды, по мнению ученых, в 100 превышает емкость нефтяных и газовых месторождений. Таким образом, на земле вполне достаточно емкостей для захоронения углекислого газа в течение нескольких веков. Проблема только в том, что емкости размещены крайне неравномерно. В Индии и Японии, например, их практически нет. С другой стороны, это открывает новые возможности для бизнеса в беднейших странах, которые могли бы представлять свои хранилища развитым странам за плату.

Способ сжигания топлива в «кипящем слое».

Способ сжигания топлива в кипящем (псевдоожигенном слое) характеризуется горением твердого мелкозернистого топлива (0–20 мм), взвешенного движущимся снизу вверх воздухом. Псевдоожигенный слой существует в границах, определяемых величиной скоростей воздуха от первой критической (начало псевдоожигенния) до второй критической скорости (переход в режим пневмотранспорта). Для сжигания могут использоваться различные топлива. При этом значительно сокращаются расходы электроэнергии на топливоприготовление. Работа с относительно низкотемпературным слоем (800–900С) приводит к значительному уменьшению загрязнениями серы, так как большая ее часть остается в слое и удаляется вместе с золой. Для повышения степени улавливания серы в кипящий слой может добавляться известь или доломит. Благодаря низкой температуре отходящие газы практически не содержат окислов азота. Снижается также возгонка щелочных соединений топлива, что приводит к уменьшению загрязнения поверхностей нагрева. При применении котла с топкой низкотемпературного кипящего слоя полностью отсутствует шлакование экранов, фестона и конвективного перерегревателя; поверхности нагрева, погруженные в слой, остаются также чистыми. Кроме того, двухступенчатое сжигание (слой – факел) снижает требования к гранулометрическому составу и теплоте горения исходного топлива. К недостаткам таких котлов относят большую неполноту сгорания топлива, высокое аэродинамическое сопротивление решетки и слоя, относительно узкий диапазон качественного регулирования нагрузки котла.

Основные преимущества сжигания угля в кипящем слое состоят в следующем:

- обеспечивается высокий коэффициент теплопередачи;
- топочное устройство получается компактным;
- снижаются удельные капитальные затраты;
- низкие температуры сгорания приводят к снижению выбросов оксидов азота
- добавка относительно небольшого количества известняка связывает сернистый ангидрид с зольным остатком;
- появляется возможность использовать уголь с повышенным содержанием серы, с высокой зольностью и низкой теплотой сгорания;
- появляется возможность создания топочных камер с избыточным давлением, что открывает дальнейшие перспективы для снижения габаритов котельных установок;
- увеличиваются возможности применения небольших установок для отопительных целей [4]. Недостатки топок с кипящим слоем:
- вынос углерода до 20–30% всего углерода топлива (поэтому эти топки рекомендуют применять при возможности дожигания уноса 0–1 мм, в рабочем пространстве угля);
- зашлаковывание межсоплового пространства и самих сопел воздухораспределительных колосниковых решеток при недостаточном динамическом напоре воздуха;
- абразивный износ теплопередающих поверхностей.

Переход к суперсверхкритическим параметрам пара

История развития энергетики — это история повышения параметров пара. С начала 60-х годов XX в. в СССР начался быстрый переход от докритических параметров (13 МПа, 540 °С/540 °С) к сверхкритическим (СКД — 24 МПа, 540 °С /540 °С), и к концу 80-х годов энергетика СССР имела опыт освоения и использования энергоблоков СКД больший, чем какая-либо страна.

В настоящее время мировая теплоэнергетика уже сделала реальные шаги к массовому переходу к энергоблокам супер-сверхкритических параметров (ССКП): 30 МПа, 600 °С, а затем 35 МПа, 650 °С. В зарубежной печати имеются сообщения о работе над энергоблоком на начальную температуру 720 °С. Как это принято в последних зарубежных публикациях, под ССКП будем понимать параметры, соответствующие давлению более 24 МПа и/или температуре более 565 °С.

Целесообразность постепенного перехода к энергоблокам ССКП обусловлено следующими обстоятельствами:

1. Повышение параметров пара — это один из наиболее эффективных способов повышения КПД ТЭС. Для условий, где климатические условия позволяют иметь глубокий вакуум в конденсаторе, главными мерами являются повышение параметров пара и введение второго промперегрева. Необходимо также подчеркнуть, что повышение параметров дает эффект независимо от типа используемого топлива. Это подтверждает как опыт и намечаемые перспективы американской и датской энергетики, ставящей перед собой создание высокоэкономичных пылеугольных энергоблоков, так и Японии, где повышение параметров происходит и на энергоблоках, работающих на сжиженном газе.

2. Переход к ССКП дает значительный эффект не только в традиционных технологиях сжигания топлива, но и во всех комбинированных парогазовых технологиях с развитой паротурбинной частью: уже сейчас за рубежом ведутся работы по использованию в паротурбинной части утилизационных ПГУ пара СКД и ССКП, они с успехом могут использоваться в ПГУ со сбросом газов ГТУ в котел, с вытеснением паровой регенерации, с использованием газификации в кипящем слое под давлением и низкотемпературной ГТУ и т.д.

3. Повышение параметров пара и, как следствие, уменьшение тепловых выбросов — главный путь решения глобальной экологической проблемы потепления климата.

4. Повышение начальных параметров при традиционном способе сжигания — это наиболее простой и действенный способ вовлечения в энергетику наименее «благородного» топлива — твердого, запасов которого хватит на сотни лет. Нет сомнения в том, что твердое топливо будет в перспективе вытеснять жидкое и газообразное.

Использование подобных систем позволит ощутимо сократить издержки на энергетическое производство в связи со следующими факторами:

- а) затраты на создание и эксплуатацию системы сухого шлакоудаления полностью или частично учитываются в цене молотого шлака;**
- б) отсутствие затрат на использование технологической воды для транспортных целей в системе шлакоудаления;**
- в) в системе сухого шлакоудаления вследствие отсутствия воды не происходит коррозионный износ;**
- г) отсутствие платежей за использование земли для размещения гидротрубопроводов, багерных насосных станций, станций перекачки оборотного водоснабжения и гидрошлакоотвалов вне территории промплощадки ТЭС;**
- д) отсутствие либо существенное сокращение экологических платежей, связанных с системой шлакоудаления.**

На всех крупных существующих ТЭС РК в обязательном порядке следует осуществить монтаж современных золоулавливающих установок (электрофильтров), позволяющих достигнуть уровня золоулавливания не менее 99,5%.

Использование данных технологий будет способствовать значительному снижению атмосферных выбросов вредных веществ, что особенно актуально с учетом планов по строительству ряда крупных угольных электростанций.

Несмотря на то, что современные технологии позволяют улавливать 85–95% углекислого газа, их использование для угольных ТЭС в настоящее время неэффективно с экологической и экономической точек зрения ввиду:

- а) повышения удельного потребления топлива на 14-40%;
- б) увеличения выбросов вредных веществ (следствие увеличения потребления топлива);
- в) повышения стоимости электроэнергии на 43-90%;
- г) удорожания стоимости строительства станции на 30-90%.

Таким образом, развитие угольной генерации в Казахстане должно сопровождаться усилением государственного контроля в области экологии, решением проблемы утилизации золошлаковых отходов, инвестициями в строительство новых высокоэффективных электростанций и модернизацию имеющихся станций.

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ