

Повышение эффективности ТЭУ

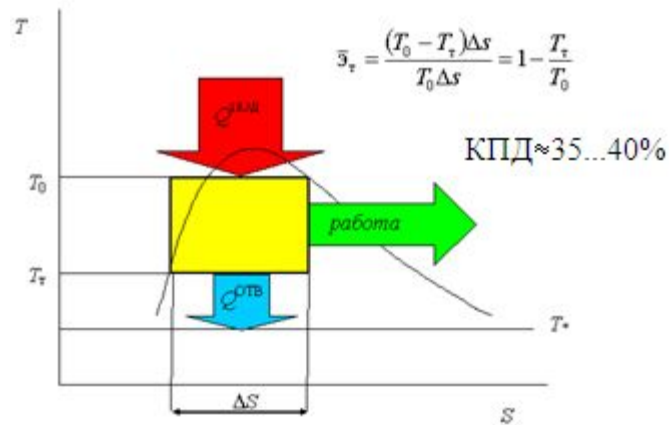
Перспективные технологии:

Направления развития экологически перспективных технологий



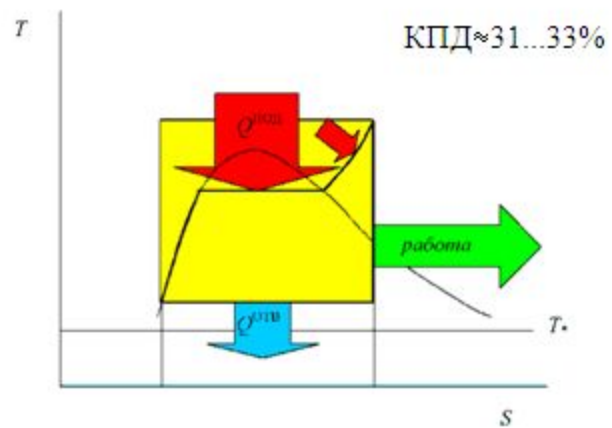
Совершенствование
термодинамических циклов на
примере энергоблока ССКД
(суперсверхкритическое давление)

Теоретический цикл Карно

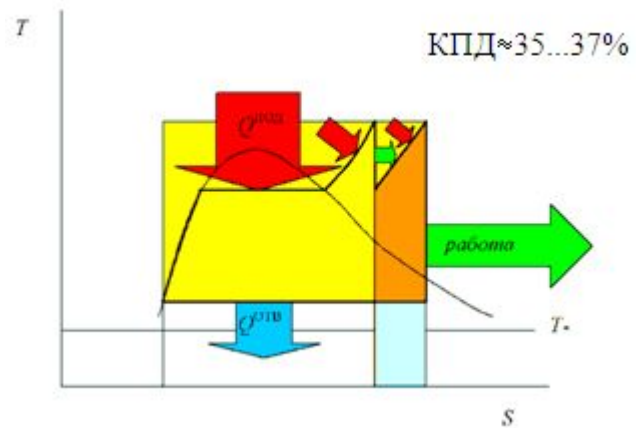


Для реальных параметров сегодняшнего дня КПД $\approx 60 \dots 70\%$

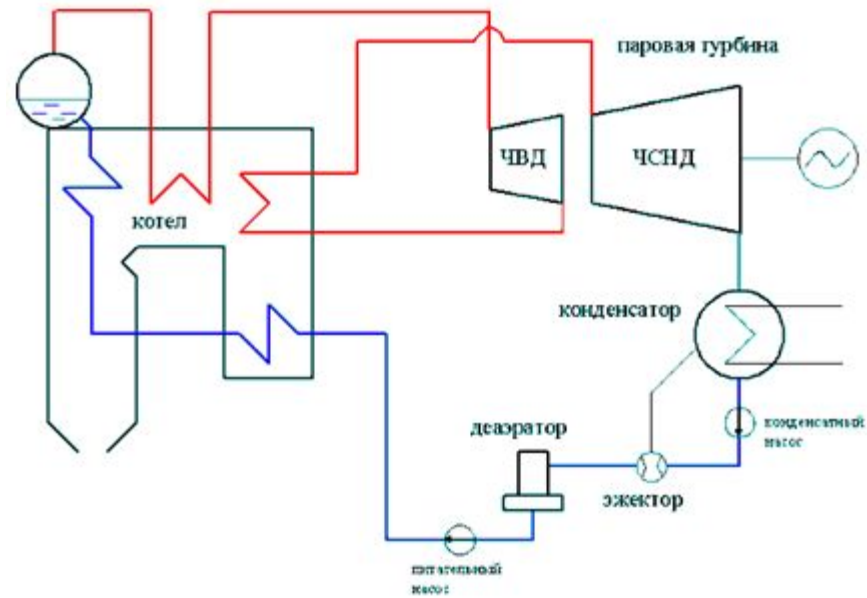
Теоретический цикл Ренкина



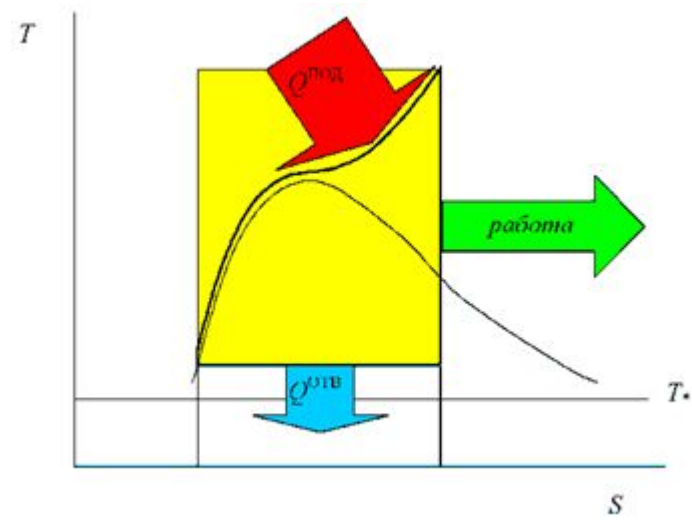
Теоретический цикл Ренкина с промперегревом



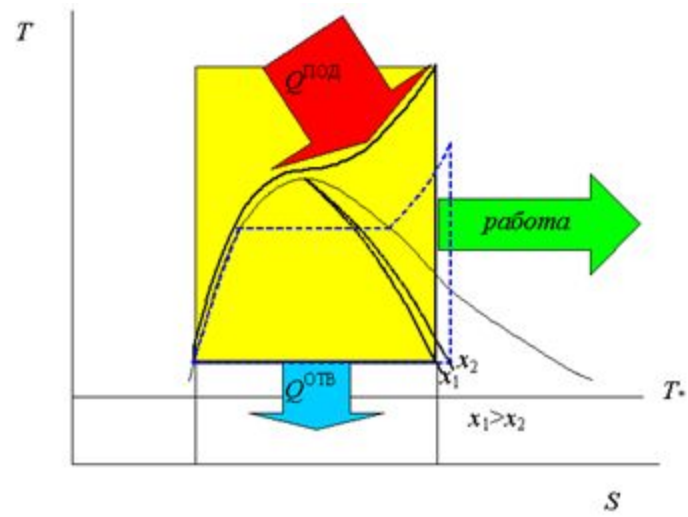
Тепловая схема цикла Ренкина с промперегревом



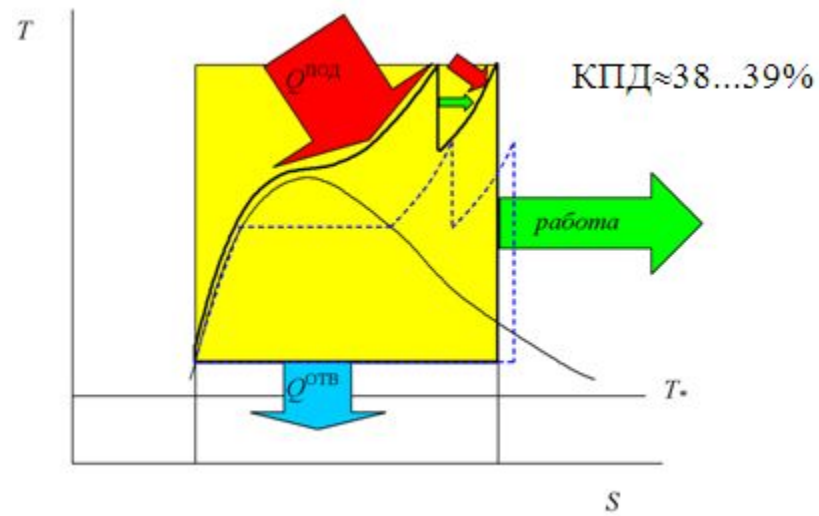
Теоретический цикл Ренкина на сверхкритические параметры



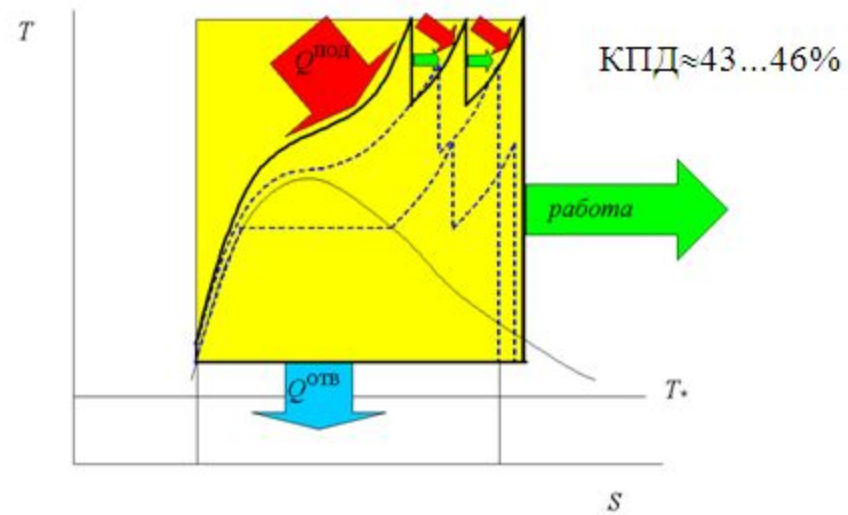
Влияние повышения давления на влажность в последней ступени



Цикл Ренкина на сверхкритические параметры с промперегревом



Цикл Ренкина на суперсверхкритические параметры с двойным промперегревом



Определение эффективности ТЭУ

$$\eta_{\text{ЭБ}}^{\text{нетто}} = \eta_{\text{Карно}} \eta_{\text{к}}^{\text{бр}} \gamma_{\text{Ренкина}} \gamma_{\text{п.п}} \gamma_{\text{рег}} \eta_{0i}^{\text{пт}} (1 - \xi_{\text{в.с}}) \left(1 - \frac{N_{\text{с.н}}}{N}\right)$$

Здесь в порядке очередности:

- КПД цикла Карно: в реальном диапазоне давлений в конденсаторе $p_{\text{к}} = 2,5 \dots 5$ кПа и диапазоне температур $T_0 = 800 \dots 1000$ К $\eta_{\text{Карно}} = 61,8 \dots 70,6$ %;
- КПД котла брутто: для современных котельных установок может находиться на уровне 94,5...95,5 %;
- отношение теоретического цикла Ренкина к циклу Карно;
- коэффициент, учитывающий наличие промперегрева (для ПП1 $\approx 1,045$, для ПП2 $\approx 1,058$);
- коэффициент, учитывающий выигрыш от системы регенерации;
- внутренний относительный КПД паровой турбины (максимальное значение для современных турбин $= 93 \dots 93,5$ % – при условии больших объемных пропусков пара, большом сечении площади выхода, применением титановых лопаток последних ступеней и трехмерных лопаток всей проточной части, охлаждением ротора, регулированием зазоров и некоторыми др.);
- относительные потери с выходной скоростью (учитывают потери за последней ступенью и в выходном патрубке);
- мощность собственных нужд;
- мощность на клеммах генератора.

Пути совершенствования термодинамического цикла

Способ совершенствования	Экономия топлива, %
Повышение t_0 на 10 °С	0,15...0,25
Увеличение p_0 на 1 МПа	0,08...0,12
Повышение $t_{пп}$ на 10 °С	0,12...0,16
Введение второго промперегрева	1,0...1,25
Снижение p_k на 1 кПа	0,8...1,0
Повышение $t_{п.в}$ на 10 °С	0,16...0,22

Тепловая схема перспективной турбоустановки мощностью 360 МВт фирмы «Дженерал Электрик»

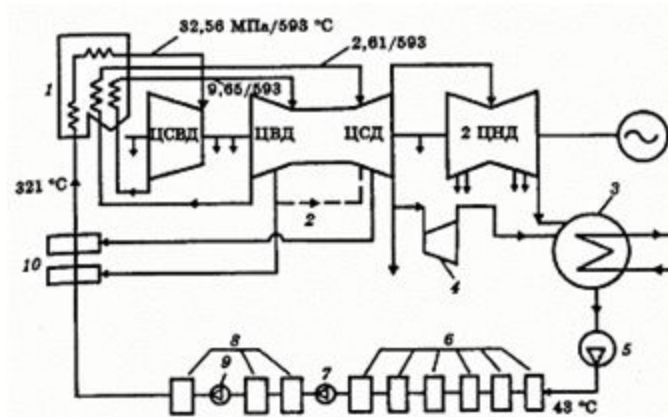


Рис. 4. Принципиальная тепловая схема перспективного энергоблока с двумя промперегревами с параметрами 32,56 МПа/593/593/593 °С.

1 — котел; 2 — охлаждение ЦСВД; 3 — конденсаторы; 4 — конденсационный турбопривод основного питательного насоса; 5 — конденсатный насос; 6 — ПНД; 7 — бустерный насос на 11,2 МПа; 8 — ПВД; 9 — питательный насос на 39,09 МПа; 10 — подогрев питательной воды отборами из ЦСВД

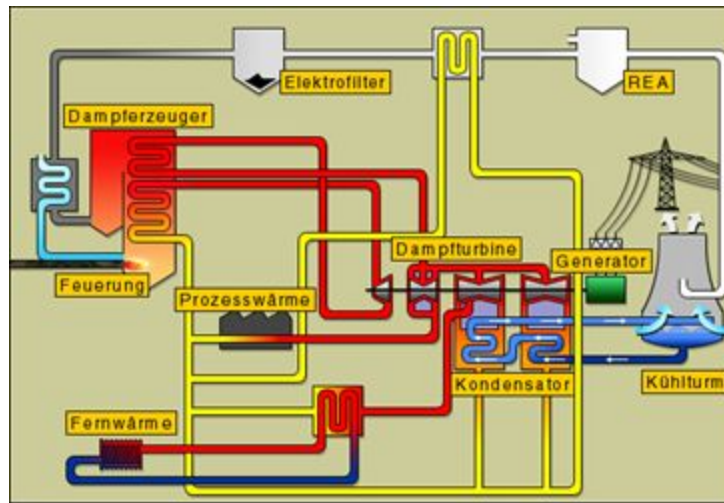
Некоторые характеристики энергоблоков нового поколения

Электростанция, страна	Топливо	Мощность	$t_0/t_{\text{вст}}/t_{\text{ост}}$ °C	$P_0/P_{\text{вст}}/P_{\text{ост}}$ МПа	$t_{\text{св}}$ °C	$P_{\text{в}}$ кПа	$\eta_{\text{нетто}}$ %, ТЭС
Кавачо-1, Япония	Газ (сж.)	700	566/566/566	30,9/9,14/2,64	311	3,7	45..46 (оптималь)
Кавачо-2, Япония	Газ (сж.)	700	566/566/566	30,9/9,14/2,64	311	3,7	45..46 (оптималь)
Хэкион-3, Япония	Кам. уголь	700	538/593	24,1/-	-	4,5	-
Любек, Германия	Кам. уголь	400	580/560	26,8/-	300	2,8	45
Абошорг, Скербек, Дания	Кам. уголь (газ)	414	580/580/580	28,5/7,4/1,9	300	2,35	47 (для ТЭЦ в конц. режиме)
Хеслер, Германия	Кам. уголь	739	578/600	26,6/5,5	302	3,6	45,4
Липпендорф, Германия	Бурый уголь	934	554/580	26,7/4,9	271	3,8	42,8
Бексбах-2, Германия	Кам. уголь	750	575/595	25/-	290	2,8/4,0	46,3
Фриладорф, Германия	Бурый уголь	1025	576/600	26,5/-	293	2,9/3,6	43

Некоторые технико-экономические показатели зарубежных действующих энергоблоков

Показатель	Страна	Значение для разного вида топлива		
		Уголь	Мазут	Газ
КПД нетто, %	США	36...40	36...37	42...45
	Япония	39...40	40...42	41...43
	Германия	40...46	≈44	≈46
	Франция	-	40,5	-
	Великобритания	35...40	-	≈33
Коэффициент готовности, %	США	81...82		
	Япония	≈81		
	Германия	83...84		
	Франция	81...82		
	Великобритания	84...85		
Относительная длительность вынужденных простоев, %	США	6...7		
	Япония	≈1,1		
	Германия	5...6		
	Франция	5...6		
	Великобритания	5...6		
Удельные капиталовложения, \$/кВт	США	1444...1200	1100...900	850...450
	Япония	2500...2300	≈1800	≈2100
	Германия	1700...1300	≈1000	≈1000
	Франция	≈850	-	-
	Великобритания	1400...1200	-	≈850
Нормативный срок службы, лет	США	45...50		
	Япония	-		
	Германия	-		
	Франция	45		
	Великобритания	40		

Тепловая схема ТЭС ССКП с удалением дымовых газов через градирню (аналогично Бексбах-2)



Пылеугольная ТЭС с удалением дымовых газов через градирню



Комбинированные циклы

(парогазовые установки)

РАЗЛИЧАЮТ ПГУ

НИЗКОНАПОРНЫЕ

Генерацию пара осуществляют газами, отработавшими в газовой турбине, а охлаждение газов для ГТУ осуществляют воздухом

СБРОСНОГО ТИПА

Генерацию пара ведут за счет газов, отработавших в ГТУ

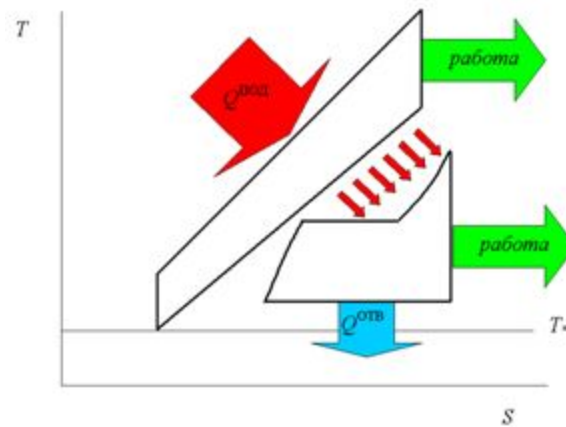
ВЫСОКОНАПОРНЫЕ

Охлаждение газов для ГТУ ведут за счет генерации пара высоких параметров

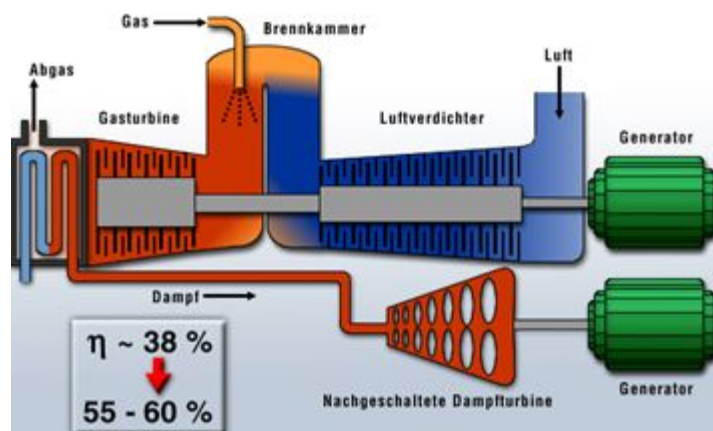
С ДОЖИГАНИЕМ

Генерацию пара ведут за счет отработавших в ГТУ газов совместно с сжиганием дополнительно топлива в парогенераторе

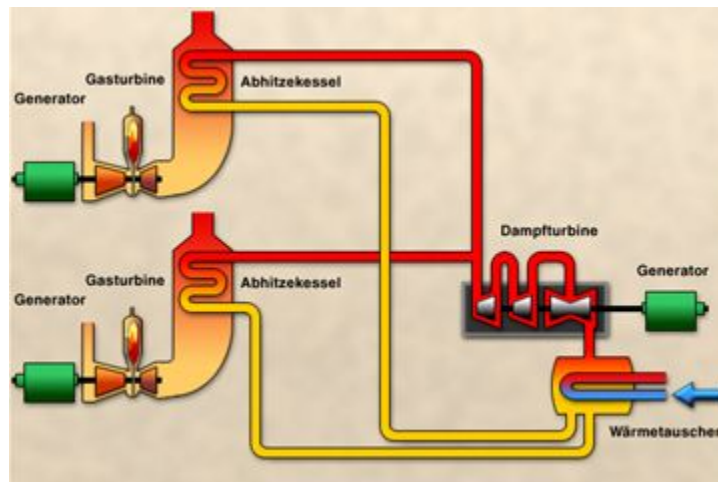
Теоретический цикл ПГУ сбросного типа с низконапорным парогенератором (ННПГ)



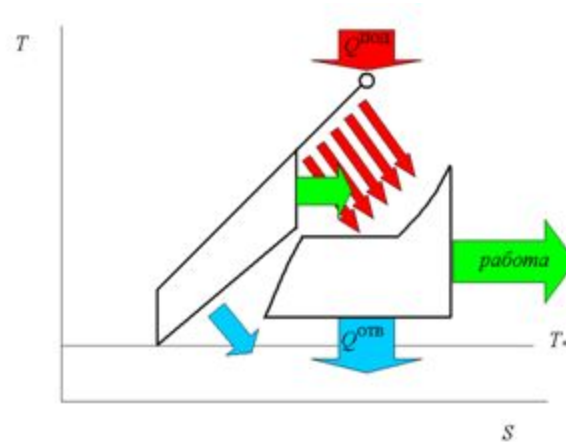
Принципиальная схема низконапорной ПГУ сбросного типа



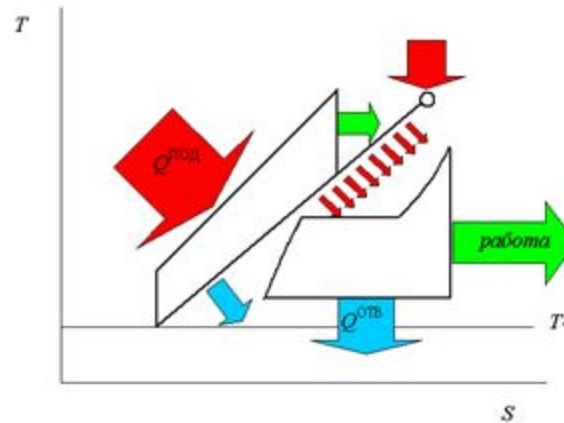
Принципиальная схема низконапорной ПГУ сбросного типа с двумя газовыми и одной паровой турбинами



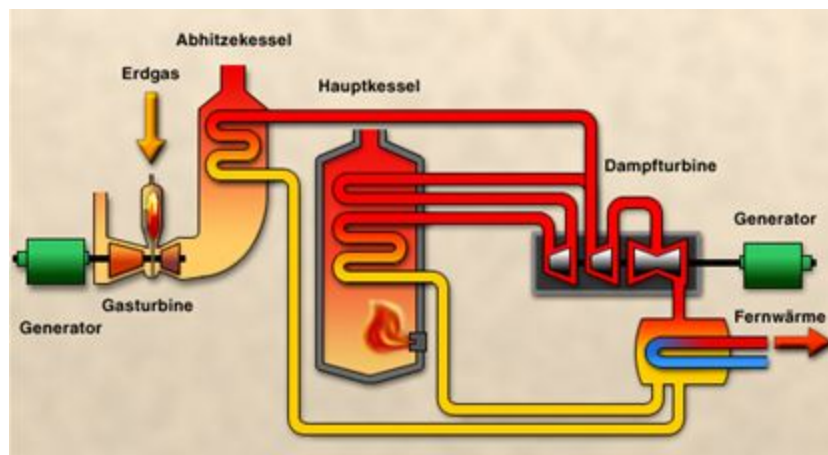
Теоретический цикл ПГУ с высоконапорным парогенератором (ВНПГ)



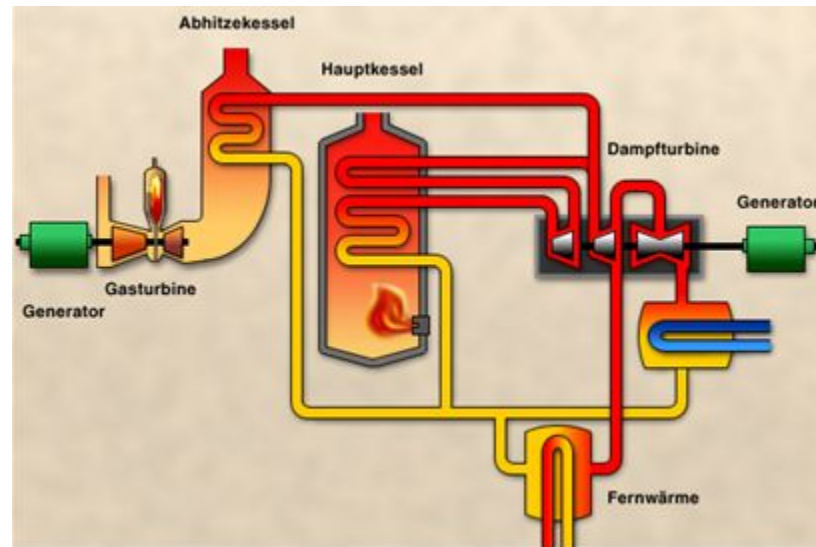
Теоретический цикл ПГУ с ННПГ и дожиганием топлива



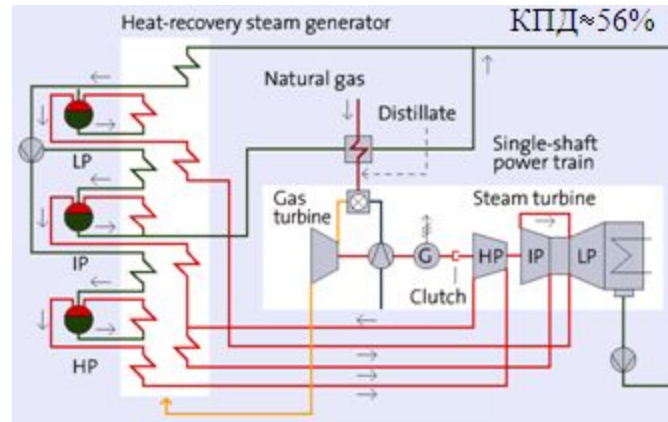
Принципиальная схема ПГУ с дожиганием топлива и паровой турбиной двух давлений



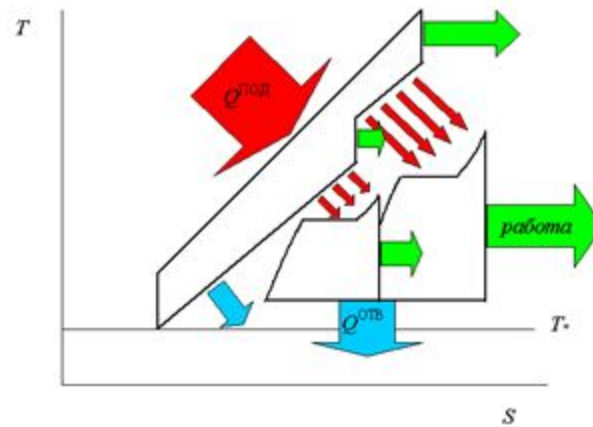
То же для ТЭЦ



Тепловая схема бинарной ПГУ (сбросного типа) трех давлений (расходов), Тампа, Флорида, США



Теоретический цикл бинарной ПГУ с ВНПГ, ННПГ и паровой турбиной двух давлений (расходов)



Определение эффективности ПГУ

$$\eta_{\text{ПГУ}} = \frac{N_{\text{ГТУ}} + N_{\text{ПТУ}}}{Q_{\text{н}}^{\text{P}} B} = [\varphi \eta_{\text{ГТУ}} + \eta_{\text{ПТУ}} (1 - \varphi \eta_{\text{ГТУ}}) \eta_{\text{к}}] \eta_{\text{тп}} (1 - k_{\text{сн}})$$

$\eta_{\text{ГТУ}}$ – КПД газовой турбины

$\eta_{\text{ПТУ}}$ – внутренний относительный КПД паровой турбины
но;

$\eta_{\text{тп}}$ – КПД транспорта теплоты;

$\eta_{\text{к}}$ – КПД котла утилизатора;

φ – коэффициент бинарности ПГУ $\varphi = \frac{B_{\text{ГТУ}}}{B_{\text{ПТУ}}} = \frac{B_{\text{ГТУ}}}{B_{\text{ПТУ}} + B_{\text{ГТУ}}}$

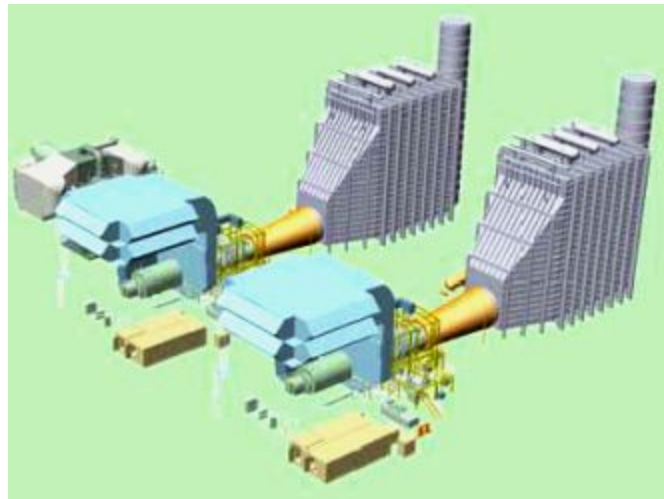
$k_{\text{сн}}$ – коэффициент собственных нужд

При $\text{КПД}_{\text{ГТУ}}=0,4$; $\text{КПД}_{\text{ПТУ}}=0,46$; $\text{КПД}_{\text{котла}}=0,95$ может быть обеспечен $\text{КПД}_{\text{ПГУ}}=0,61 \dots 0,62$ (для бинарных ПГУ)

ПГУ фирмы Siemens в Малайзии



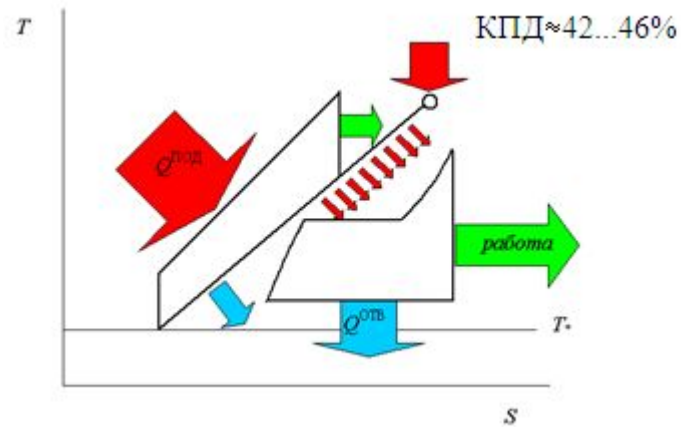
Пример компоновки ПГУ фирмы Siemens



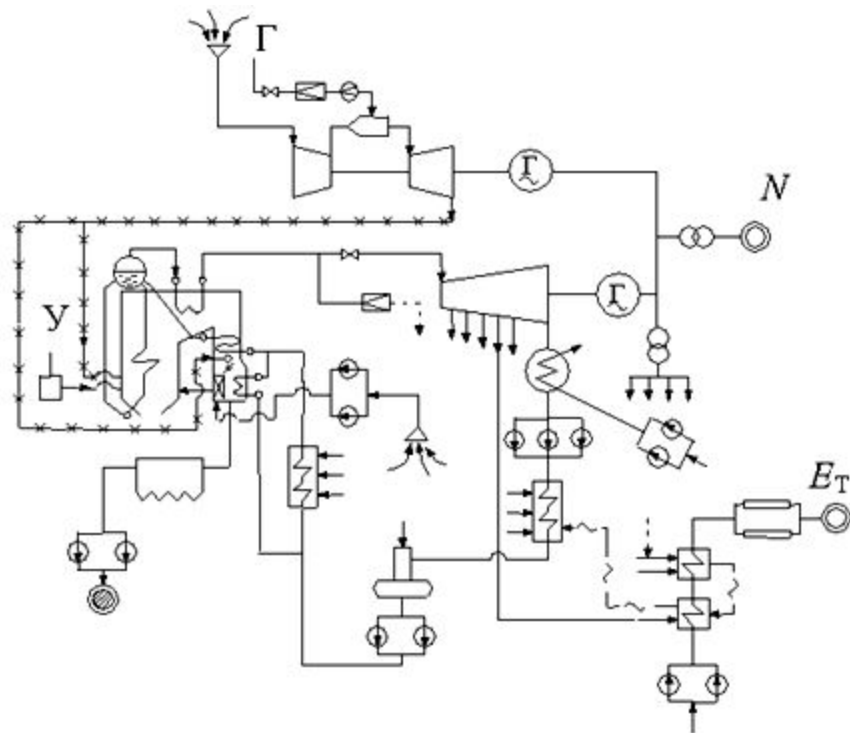
ГТН

Газотурбинная надстройка
действующих энергоблоков

Теоретический цикл ГТ-надстроенных энергоблоков ТЭС

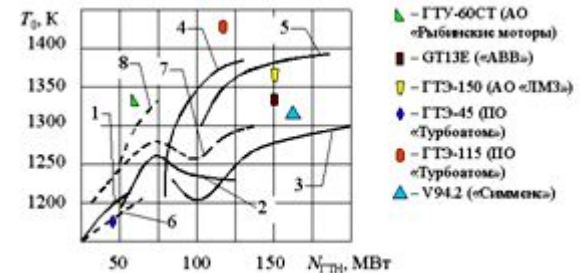
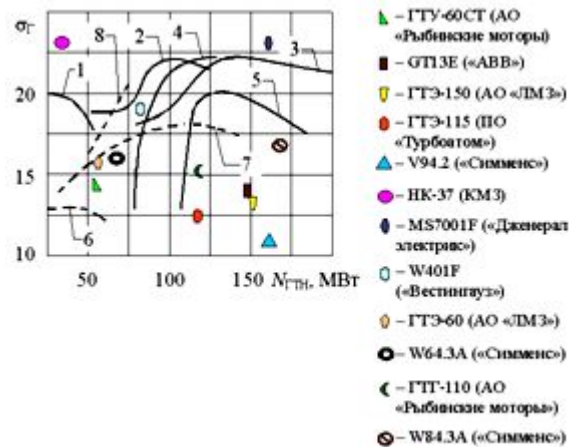


Принципиальная тепловая схема ГТ-надстроенной ТЭЦ



Фрагмент результатов исследований ГТ-надстроенных ТЭЦ

(для различных типов теплофикационных энергоблоков: 1...5 – энергоблоки ГТ-ТЭЦ на базе стандартных теплофикационных турбин типа Т мощностью 50, 110, 175, 180 и 250 МВт соответственно; 6...8 – то же на базе турбин типа ПТ мощностью 50, 80 и 135 МВт соответственно)

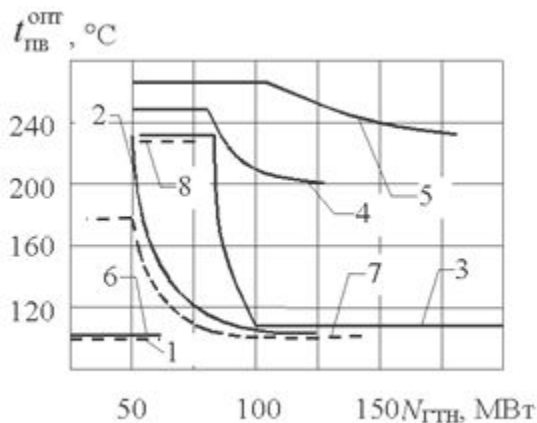


Оптимальная температура газов
на входе в ГТУ

Оптимальная степень повышения
давления в компрессоре ГТУ

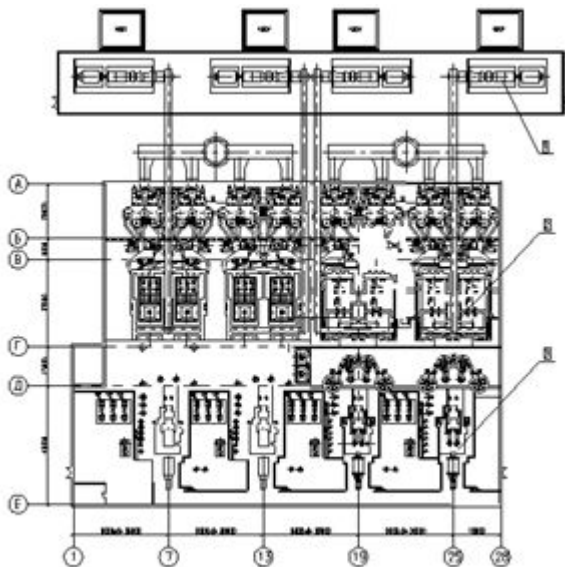
Фрагмент результатов исследований ГТ-надстроенных ТЭЦ

(для различных типов теплофикационных энергоблоков: 1...5 – энергоблоки ГТ-ТЭЦ на базе стандартных теплофикационных турбин типа Т мощностью 50, 110, 175, 180 и 250 МВт соответственно; 6...8 – то же на базе турбин типа ПТ мощностью 50, 80 и 135 МВт соответственно)



Оптимальная температура нагрева питательной воды в системе регенерации ТЭУ за счет регенеративных отборов паровой турбины

Пример компоновки главного корпуса ГТ-надстроенной ТЭЦ



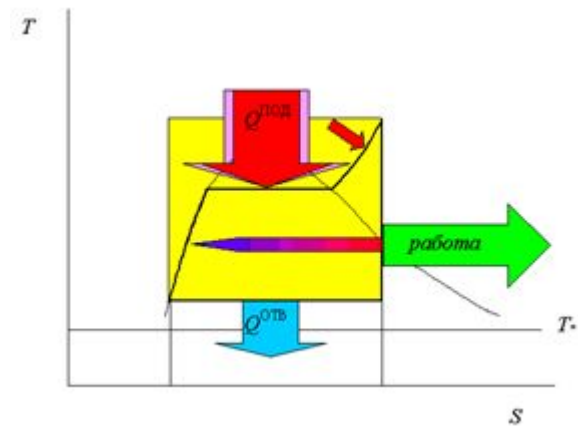
1 – газотурбинная установка
ГТЭ-110; 2 – паровой котел
ПК-40; 3 – паровая турбина
Т-180/215-130

Совершенствование схемной и элементной базы

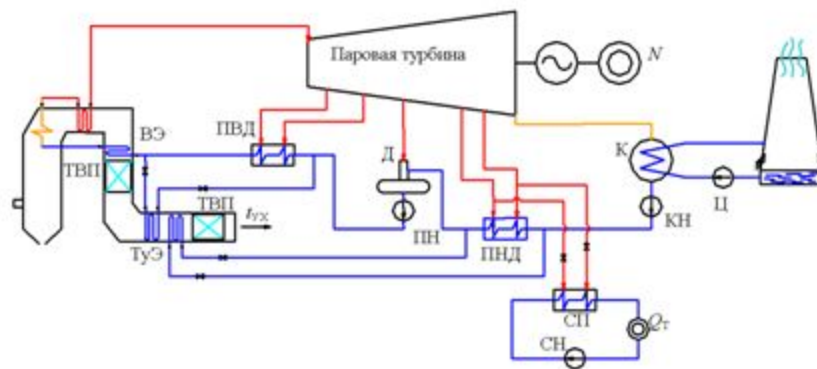
БПЭ

Блок повышенной эффективности

Принцип работы системы регенерации



Обобщенная тепловая схема БПЭ ТЭЦ

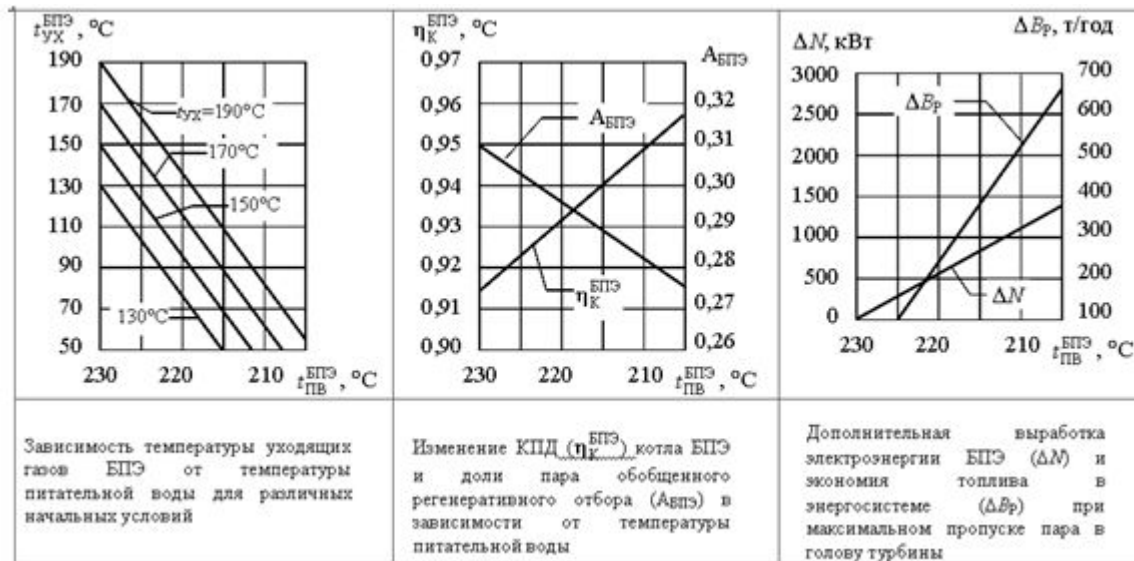


Суть методического подхода к оценке повышения эффективности за счет использования теплоты уходящих газов в системе регенерации ТЭУ

$$Q_{yx} - Q_{yx}^{БПЭ} = Q_R - Q_R^{БПЭ} = D \cdot c_p (t_{ПВ} - t_{ПВ}^{БПЭ})$$

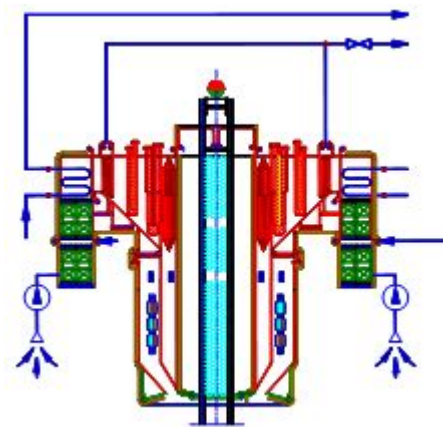
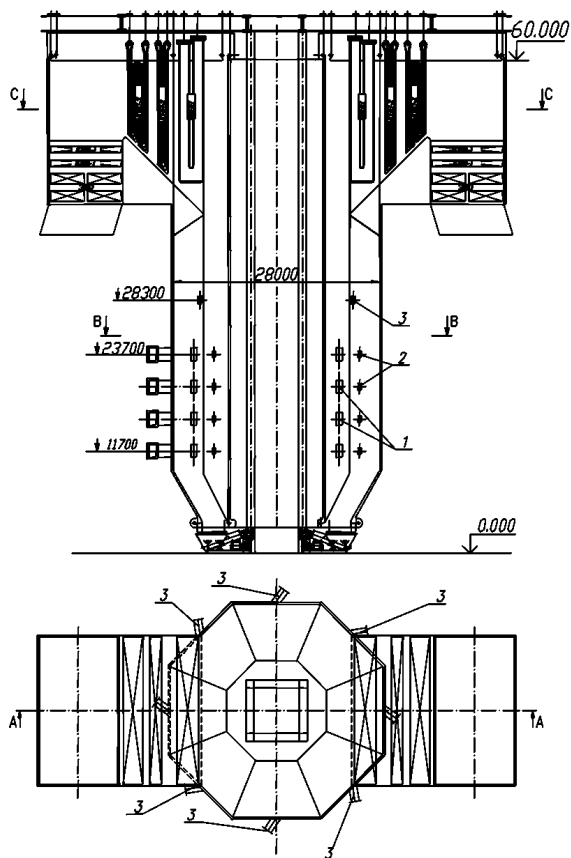
$$t_{yx}(t_{ПВ}) < t_{[Д]} = t_{т.р} + \delta t$$

Фрагмент результатов расчетов БПЭ на базе турбины Т-110

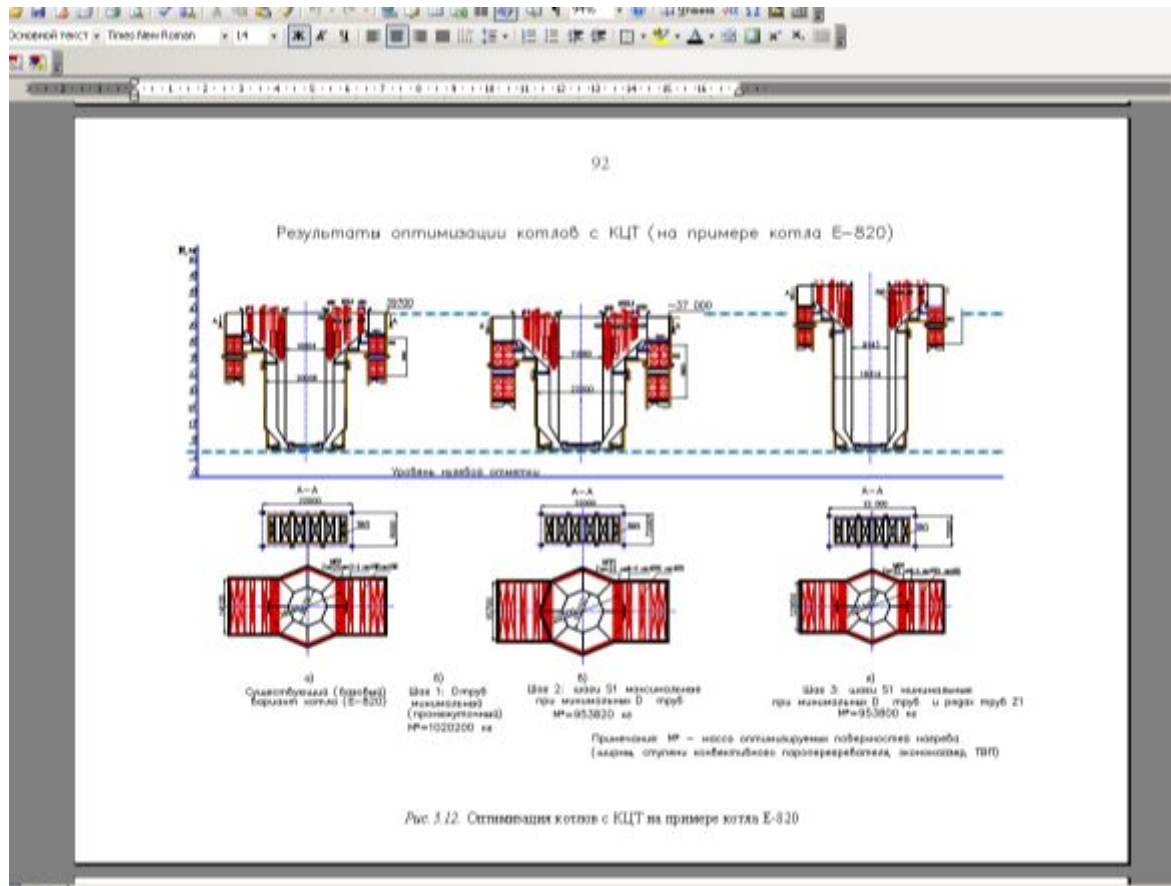


Кольцевая топка котлов

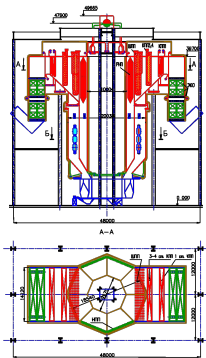
Схема котла с КЦТ



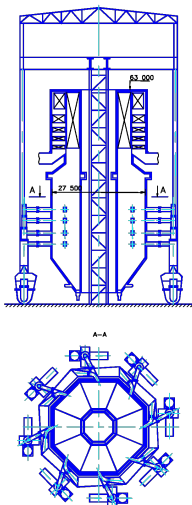
Варианты котлов с КЦТ



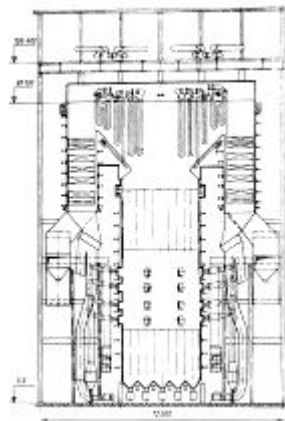
Профили котлов с КЦТ в сравнении с традиционными котлами



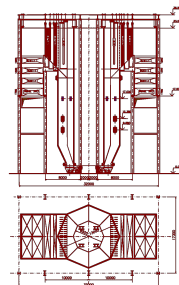
820 т/ч



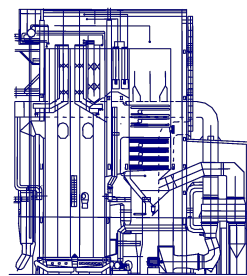
2650 т/ч
800 МВт



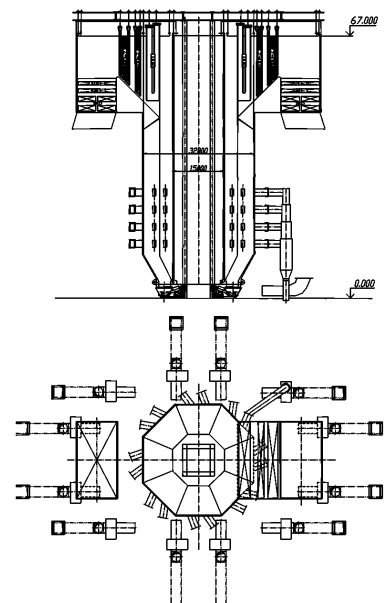
2650 т/ч
(П-67)
800 МВт



640 т/ч

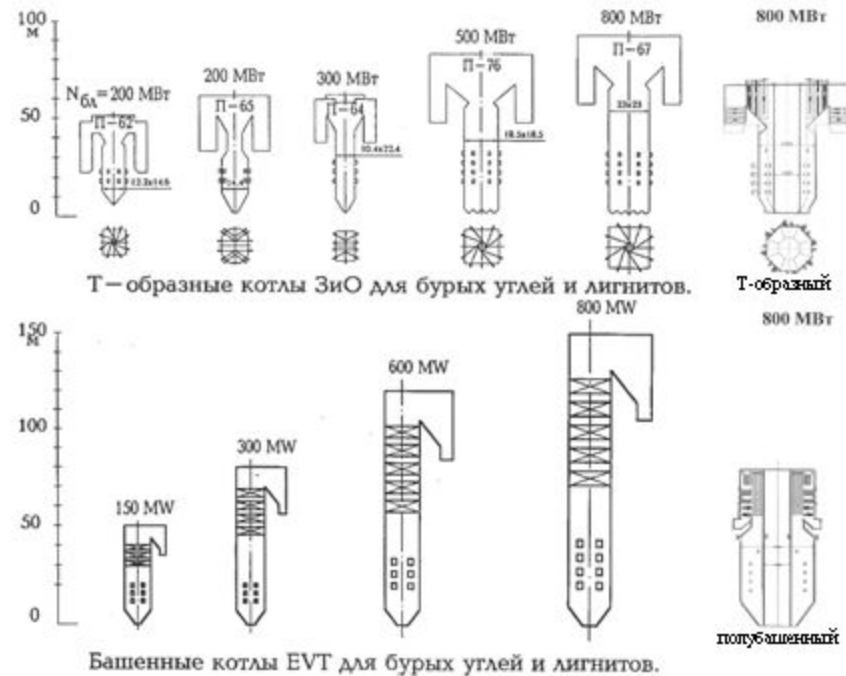


640 т/ч



3450 т/ч
1200 МВт

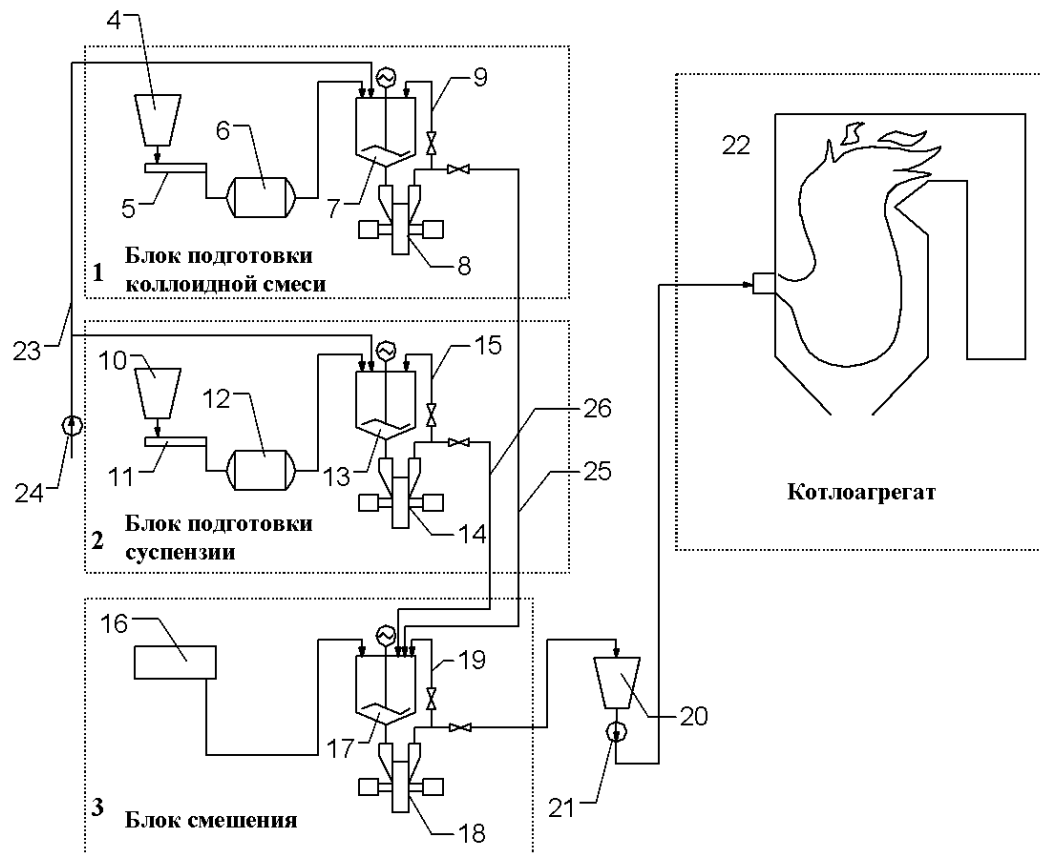
Сопоставление габаритных характеристик кольцевых Т-образных и башенных котлов



Совершенствование сжигания ТОПЛИВА

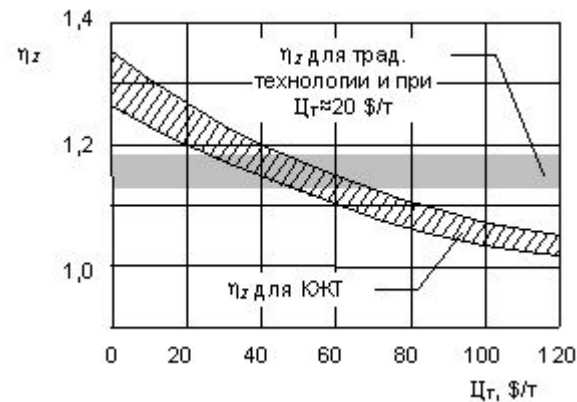
Композитное топливо

Технологическая схема приготовления композитного жидкого топлива на базе торфяного геля



4, 10 – бункеры торфа и угля; 5, 11 – питатель; 6, 12 – размольное устройство; 7, 13, 17 емкости предварительного смешения; 8, 14, 18 – диспергатор-кавитатор; 9, 15, 19 – линии обратной связи; 16 – емкость для нефти; 20 – емкость готового топлива; 21, 24 – насос; 22 – котел; 23 – линия подачи воды

Экономическая эффективность



Эффективность для теплофикационного блока мощностью 135 МВт (ПТ-135) в зависимости от стоимости топлива при сжигании КЖТ и без учета затрат в восстановление экологической и социальной инфраструктуры

Организация топочных процессов

Термоподготовка

Организация процесса термоподготовки

Суть процесса:

- прогрев угольной пыли при высоких температурах $\approx 600 \dots 800^\circ\text{C}$;
- инициализация пиролиза (газификации) размолотого твердого топлива;
- выход летучих из угля и получение газозвеси;
- получение горючих летучих в виде CO , H_2 , CH_4 .

Реализация процесса:

- подвод тепла к потоку размолотого твердого топлива;
- подвод пара или кислорода для организации частичной газификации твердого топлива;
- в реконструированной горелке;
- в специальном предтопке, например, циклонного типа (ТЦП).

Особенности термopодготовки

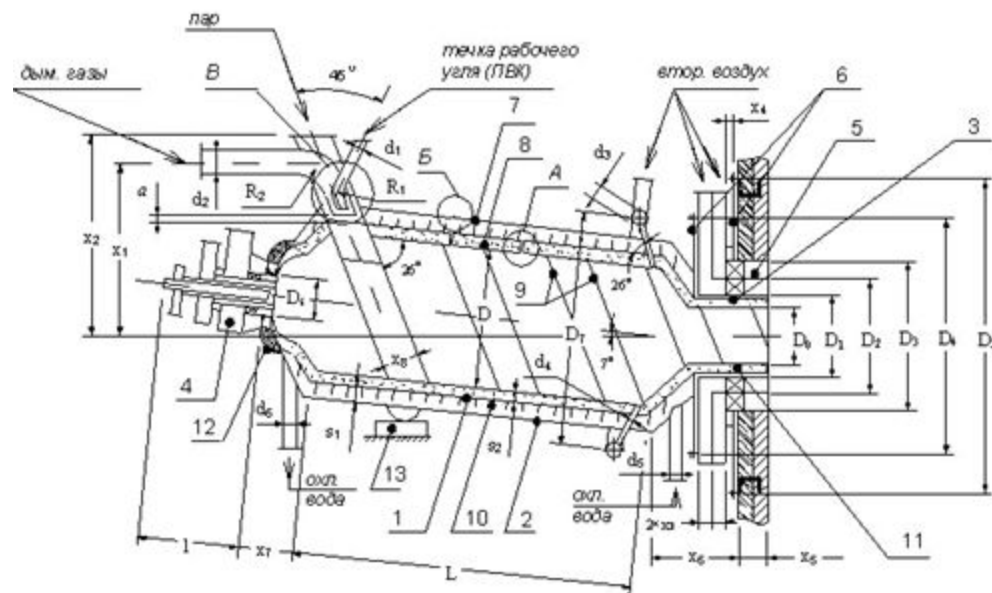
Достоинства:

- возможность сжигания в топках энергетических котлов низкосортных углей, отсевоА АШ, промпродукта и т.п.;
- усреднение качественных характеристик угля при его несортных поставках;
- экономия растопочного топлива;
- повышение диапазона маневренности котлоагрегата;
- снижение вредных выбросов.

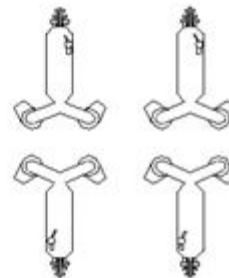
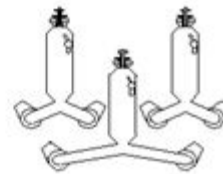
Недостаток:

- при использовании высокореакционного бурого угля (например, КАУ) в качестве иницирующего топлива для термopодготовки низкореакционного каменного угля (например, КУ) необходимо иметь две автономные системы топливopодготовки и пылеприготовления.

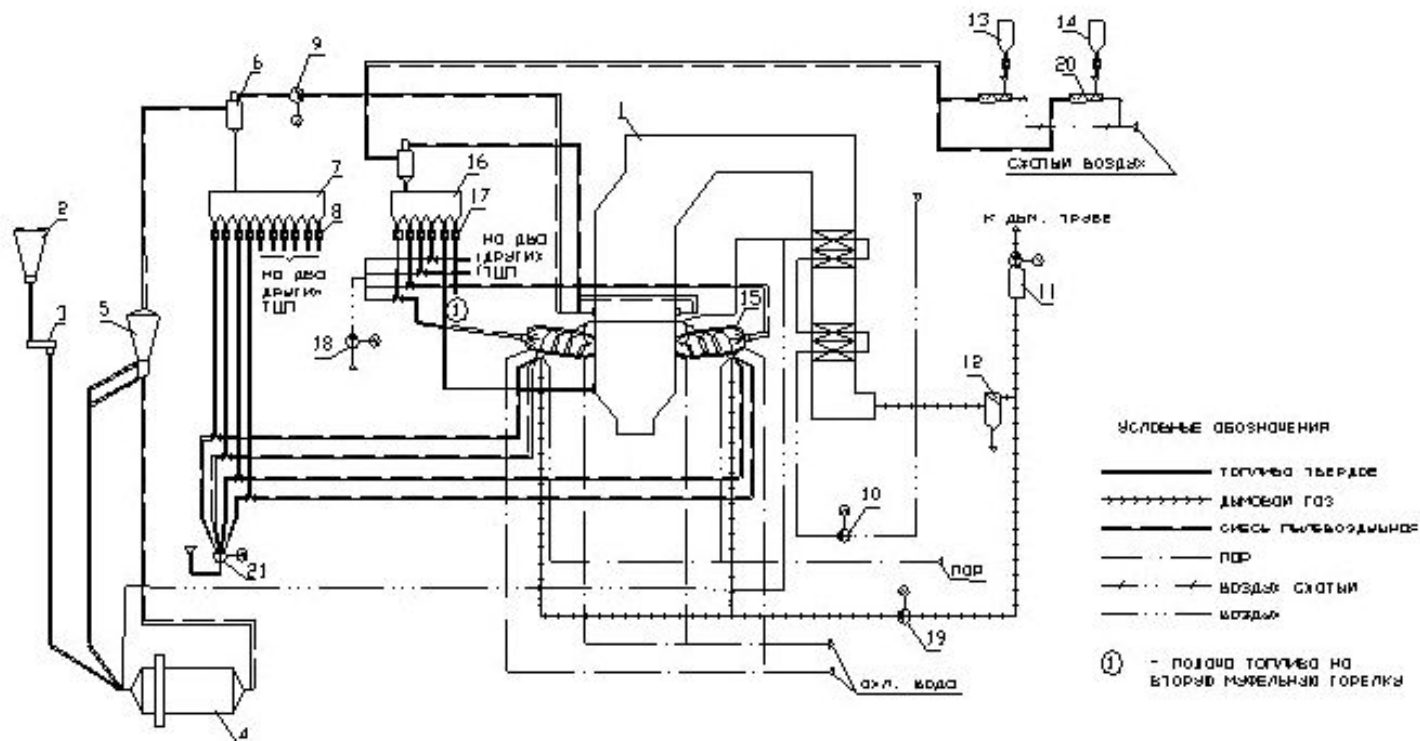
**Конструкция термоциклонного предтопка (ТЦП)
горизонтального типа мощностью 25 и 50 МВт**



Варианты размещения ТЦП на котлах



Технологическая схема реконструкции котла ПК-10 Новосибирской ТЭЦ-2



Плазменный розжиг

Основные принципы плазменных технологий подготовки твердых топлив к сжиганию

Плазменно энергетические технологии:

- безмазутная растопка котлов;
- подветка пылеугольного факела;
- стабилизация выхода жидкого шлака;
- поджиг мазутного факела в газомазутных и пылеугольных котлах;
- плазменно-паровая газификация угля (аллотермическая);
- воздушно-паровая газификация угля (автотермическая).

Плазменные системы безмазутной растопки внедрены на:

- Гусиноозерской ГРЭС, Россия (2×ТШЕ-215 – 670 т/ч, 2×БКЗ-640);
- Улан-Баторская ТЭЦ 4, Монголия (8×БКЗ-420);
- Эрдэнэтская ТЭЦ, Монголия (2×БКЗ-75);
- Усть-Каменогорская ТЭЦ, Казахстан (2×ЦКТИ-75);
- проведены промышленные испытания на различных ТЭС в России, Монголии, Китае, Вьетнаме, Казахстане;
- выполнены проекты и заключены контракты для России, ФРГ, Югославии, Китая, Болгарии, ЮАР, Израиля.

Основные принципы плазменных технологий подготовки твердых топлив к сжиганию

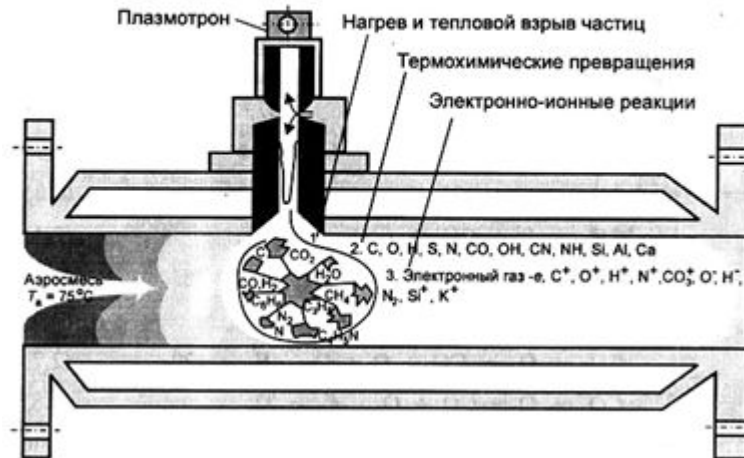
Алло-автотермическое превращение топлив:

- алло – подвод энергии для инициализации процессов и пиролиза топлива осуществляется извне (излучение, электродуговая плазма, теплопередача через стенку, электронагрев, теплоноситель, др.);
- авто – тепло, необходимое для инициализации процессов газификации подводит за счет сжигания части газифицируемого топлива;
- аллоавтотермический процесс – комбинация обоих методов.

Две стадии аллоавтотермического процесса:

- начальная (аллотермическая) – подвод тепла от плазмотрона для нагрева топлива и окислителя;
- автотермическая – самоподдерживающееся горение факела (например, пылеугольного).

Муфельная камера с плазмотроном



Достоинства технологии:

- низкие капиталовложения в реконструкцию (стоимость одного плазмотрона ≈ 150 тыс. руб в ценах 1997 г.);
- низкое (по сравнению с плазменной газификацией) энергопотребление;
- безмазутная растопка;
- снижение мехнедожега в среднем в 2...3 раза (в зависимости о угля)
- повышение экологических характеристик;
- возможность воспламенения низко-реакционных топлив;
- экономический эффект.

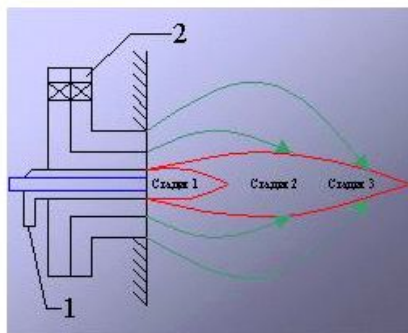
Недостаток:

- низкий ресурс работы электродов (не более 500 ч).

Ступенчатое сжигание

Технология ступенчатого сжигания

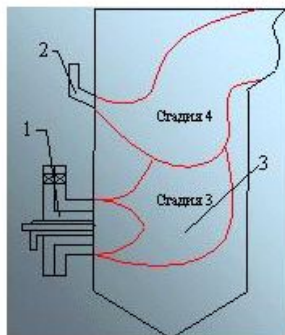
Ступенчатое сжигание. Образование оксидов азота. Стадии горения



Характерные температуры в зонах горения и преимущественный выход оксидов азота (NO_x):

1-я стадия – $<1200 \text{ K}$; N_2O (тошвные)
2-я стадия – $1200 \dots 1500 \text{ K}$;
 NO , NO_2 (тошвные)
3-я стадия – до 2500 K ; NO ,
 NO_2 (завершение тошвных и термические)
4-я стадия – $\approx 1200 \dots 1300 \text{ K}$;

NO_2 (термические)



Избыток воздуха на разных стадиях горения

$V_{\text{н}}^{\text{н}}: \alpha_1 < 0,6; \alpha_2 = 0,9 \dots 0,95; \alpha_3 > 1; \alpha_4$ – остальное

Особенности ступенчатого сжигания

Особенности применения вихревых горелок:

- система пылеприготовления с промбункером;
- локальная организация вихря;
- фронтальное расположение;
- ярусное расположение.

Особенности применения горелок прямого дувания:

- организация вихря во всем топочном пространстве;
- угловое расположение;
- ярусное расположение.

ПВК – пыль высокой концентрации ($\approx 30 \text{ кг угля/кг воздуха}$)
применение ПВК – для вихревых горелок.

Ступенчатое (стадийное) сжигание – для горелок прямого дувания:

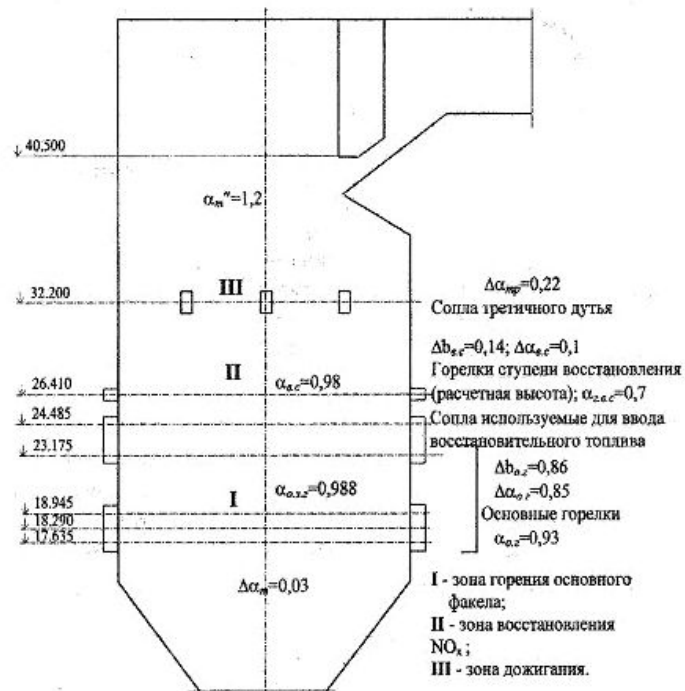
- двухступенчатое;
- трехступенчатое.

Эффективность ступенчатого сжигания – снижение выхода оксидов азота в 2...3 раза.

Пример. Беловская ГРЭС:

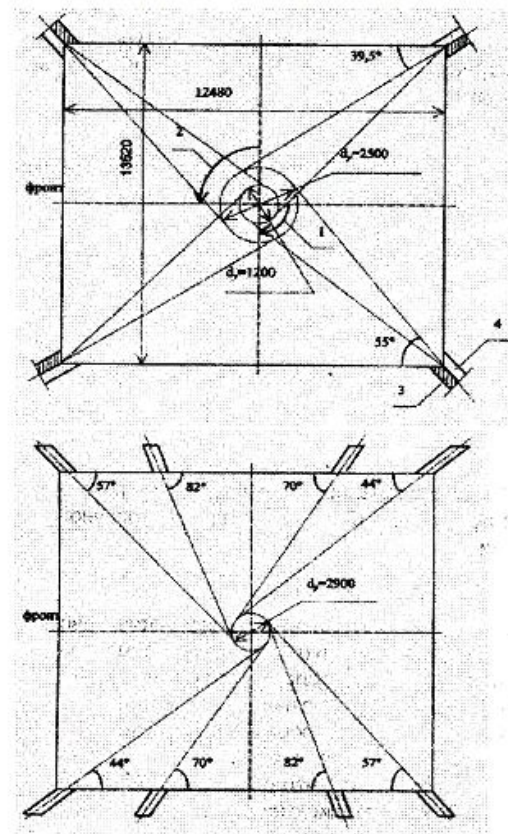
- до внедрения – $\approx 1200 \text{ мг/м}^3$;
- после внедрения – $\approx 400 \text{ мг/м}^3$.

Топливо-воздушный баланс топки котла ТПЕ-214 НТЭЦ-5



Особенность – разная тонина помола пыли для горелок разных ярусов. 1-ый ярус – $R_{90} \approx 25\%$; 2-ой ярус – $R_{90} \approx 10\%$.

Топливо-воздушный баланс топки котла ТПЕ-214



Вовлечение угля в комбинированные схемы

Внутрицикловая газификация твердого топлива это

получение из твердого топлива горючего газа технологически включенное в термодинамический цикл производства электроэнергии, тепла или другого продукта или их совокупности

Позволяет использовать

- физическое тепло получаемого газа (до 25%);
- получаемый в результате пиролиза газ в газовой турбине;
- отработавший в паровой турбине пар для процесса пиролиза угля.

Методы газификации

Метод Лурги

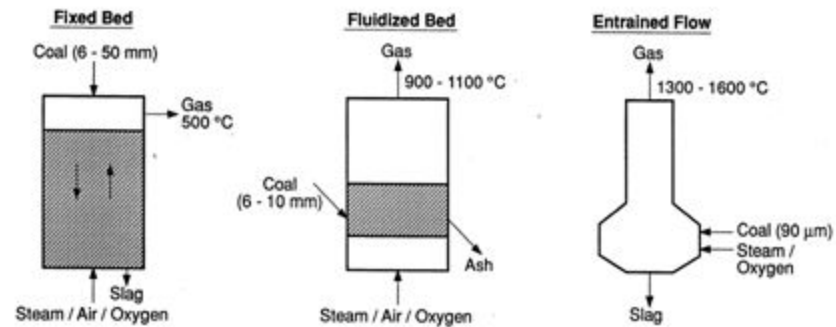
Метод Винклера

Процесс Копперс-Тотцека

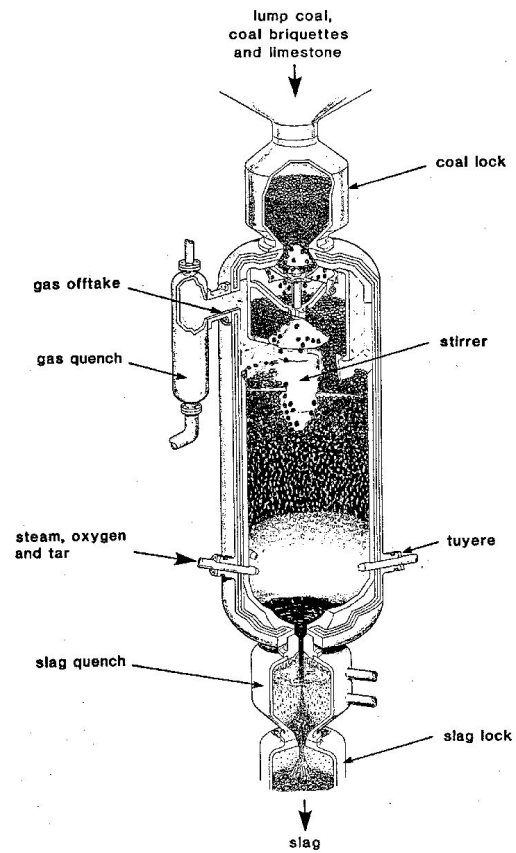
Метод Тексако

Другие

Схемы газификации в стационарном слое, кипящем слое и в потоке

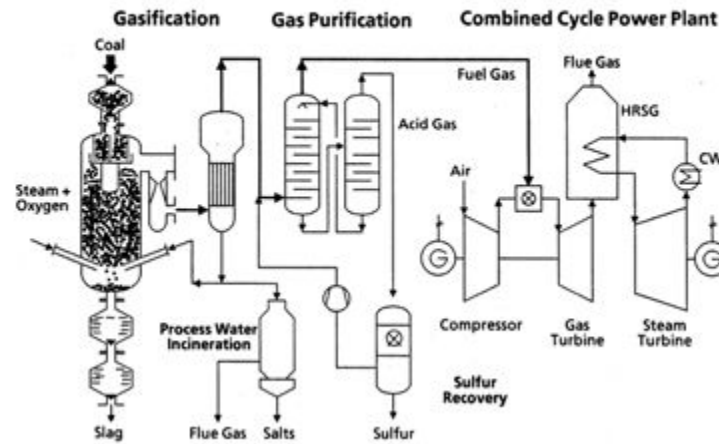


Газификатор BGL (British Gas – Lurgi)

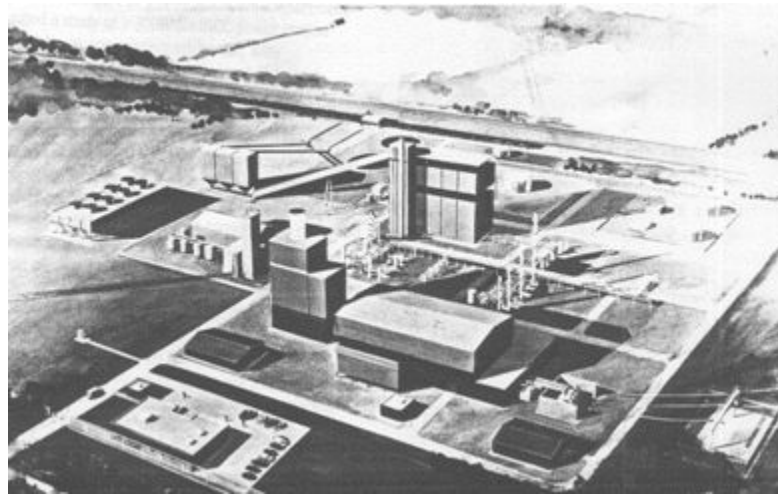


Комбинированный цикл ПГУ на основе газификатора BGL

**BGL - Gasification Combined Cycle
Base Scheme**



Внешний вид станции IGCC



Мощность – 300 МВт. Капиталовложения – 265,5 млн. £ в ценах 1991 г. Отчуждение земель – 2,5 млн. £ в ценах 1991 г. Эффективность – 44,3%. Срок окупаемости – 39 мес. Коэффициент готовности – 88%. Индекс доходности – 8 при стоимости электроэнергии 3,16 пенсов/кВт · ч; и 15 при стоимости электроэнергии 4,03 пенсов/кВт · ч.