Современная теплоэнергетика: перспективные ТЭС с минимальным углеродным следом

Доцент каф. ИТНО, к.т.н.
Киндра Владимир Олегович

2023

Содержание лекции:

1. Современное состояние и основные направления совершенствования ТЭС.
2. Паротурбинные энергоблоки на повышенные параметры пара.
3. Перспективные паротурбинные энергоблоки с внешним перегревом пара.
4. Энергетические установки на сверхкритическом диоксиде углерода.
5. Кислородно-топливные энергетические комплексы с нулевыми выбросами вредных веществ в атмосферу.

1. Современное состояние и основные направления совершенствования ТЭС.

Структура установленной мощности ЕЭС РФ

Суммарная **установленная мощность** ЕЭС РФ: **247,6 ГВт**.

Сведения о структуре установленной мощности электростанций объединенных энергосистем и ЕЭС России на 01.01.2023 (данные СО ЕЭС):

- ТЭС – 66,05%,
- ГЭС – 20,24%,
- АЭС – 11,93%,
- ВЭС – 0,93%,
- СЭС – 0,85%.

Структура установленной мощности ТЭС ЕЭС России на конец 2021 года по типам генерирующего оборудования:

- ПСУ – 78,06%,
- ПГУ – 16,07%,
- ГТУ – 4,88%,
- Прочее – 0,99%.

Структура установленной мощности ЕЭС РФ

ТЭС

ПТУ

В России	За рубежом
Т до 540 °С; Р = 23,5 МПа; • Природный газ, мазут: КПД нетто = 39-41%; • Твердое топливо: КПД нетто =36-38%.	Т до 600 °С; Р = 30 МПа; • Природный газ, мазут: КПД нетто = 42-44%; • Твердое топливо: КПД нетто = 39-42%.

ГТУ

В России	За рубежом
Т до 1400 °С; • Природный газ: КПД нетто = 40%.	Т до 1650 °С; • Природный газ: КПД нетто = 44%.

ПГУ

В России	За рубежом
• Природный газ: Т до 1400 °С; КПД нетто до 58%.	• Природный газ: Т до 1650 °С; КПД нетто = 63-64%.

Ключевые тренды

Повышение эффективности ТЭС:

1) Повышение среднеинтегральной температуры подвода теплоты в цикл;
2) Понижение среднеинтегральной температуры отвода теплоты из цикла;
3) Полезная утилизация источников низкопотенциальной теплоты.

Снижение удельной стоимости установленной мощности ТЭС:

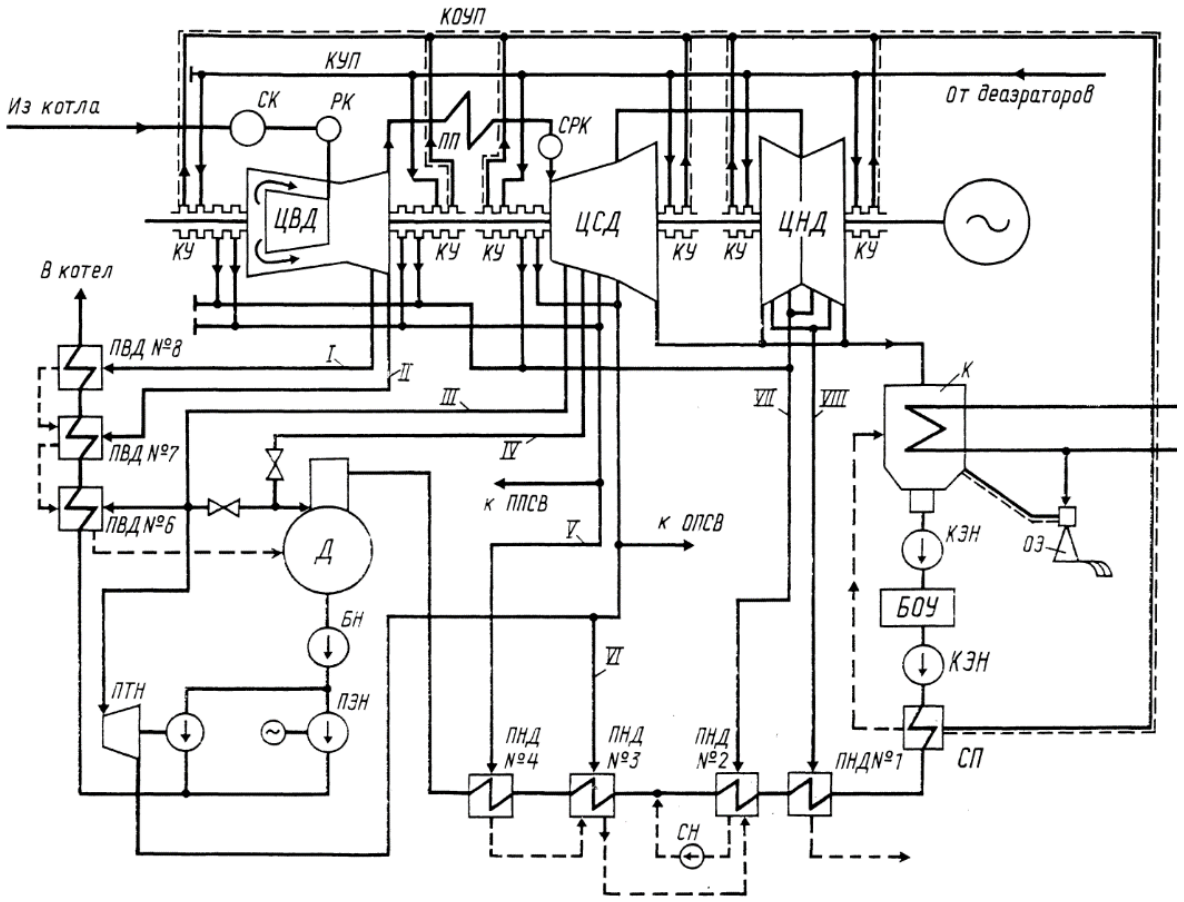
1) Снижение доли высоколегированных жаропрочных сплавов в конструкциях высокотемпературного оборудования.
2) Снижение общей металлоемкости конструкций оборудования.

Снижение выбросов вредных веществ в атмосферу от ТЭС:

1) Переход на экологически безопасные виды топлив;
2) Переход на сжигание органического топлива в среде чистого кислорода.

2. Паротурбинные энергоблоки на повышенные параметры пара.

Паротурбинные энергоблоки РФ



Принципиальная тепловая схема ПТУ на сверхкритические параметры пара

Паротурбинные энергоблоки на сверхкритические параметры пара

Давление свежего пара – 23,5 МПа.

Температура свежего пара – 540˚С.

Давление пара после промперегрева – 3,8 МПа.

Температура пара после промперегрева – 540˚ С.

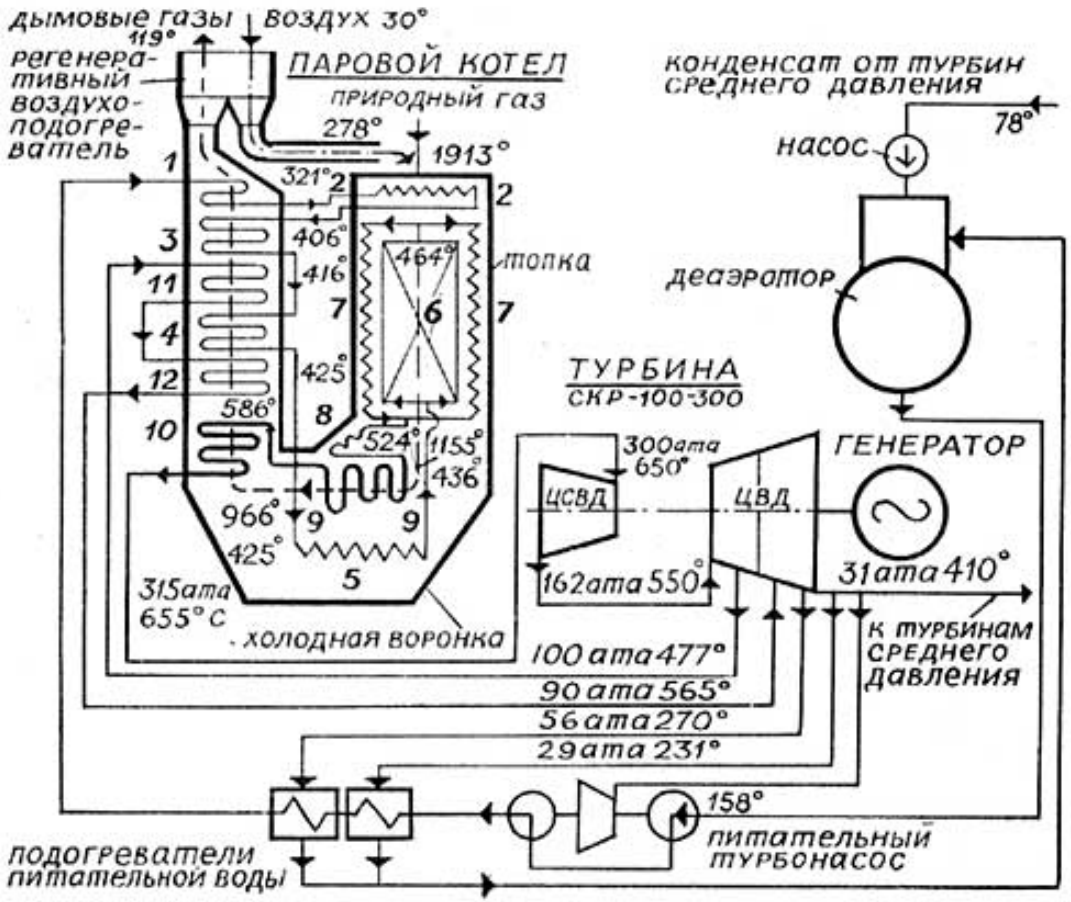
Давление в конденсаторе – 4 кПа.

Система регенерации содержит 8 подогревателей, обеспечивающих нагрев питательной воды до 265-273 °С.

Электрический КПД нетто паротурбинных энергоблоков в расчетном режиме работы:

- на угле 36-38%;
- на природном газе: 39-41%.

Опыт СССР в создании высокотемпературных паротурбинных энергоблоков



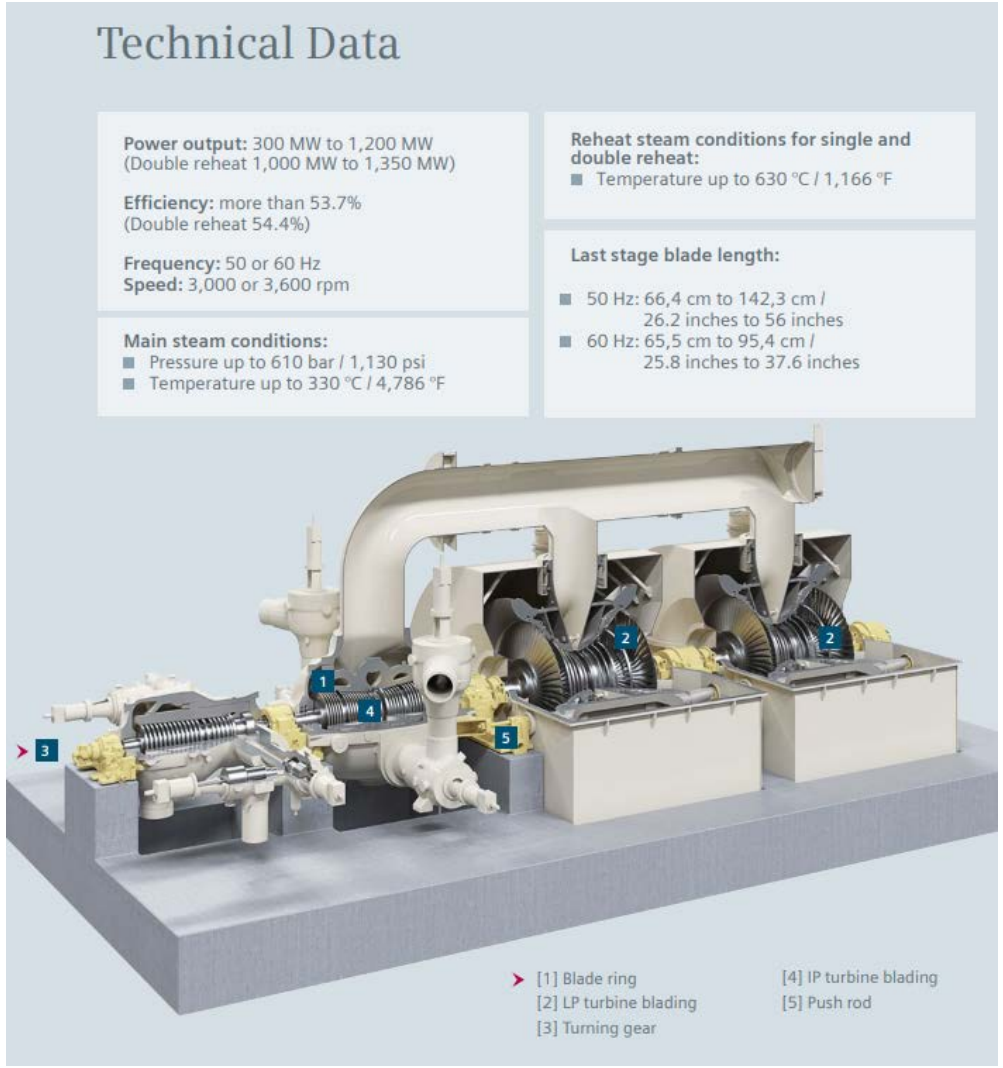
Принципиальная тепловая схема паротурбинного энергоблока СКР-100

В 1956 году на Каширской ГРЭС был построен энергоблок СКР-100 на ССКП пара.

Начальное давление : 30 МПа,
Начальная температура – 650 °С.

Отличительной особенностью высокотемпературной паровой турбины является то, что впервые в отечественной практике турбостроения было принято решение по охлаждению проточной части и паровпуска цилиндра сверхвысокого давления (ЦСВД).

Разработка высокотемпературных паротурбинных энергоблоков Siemens



Siemens может производить паровые турбины SST-6000 на начальные параметры пара:

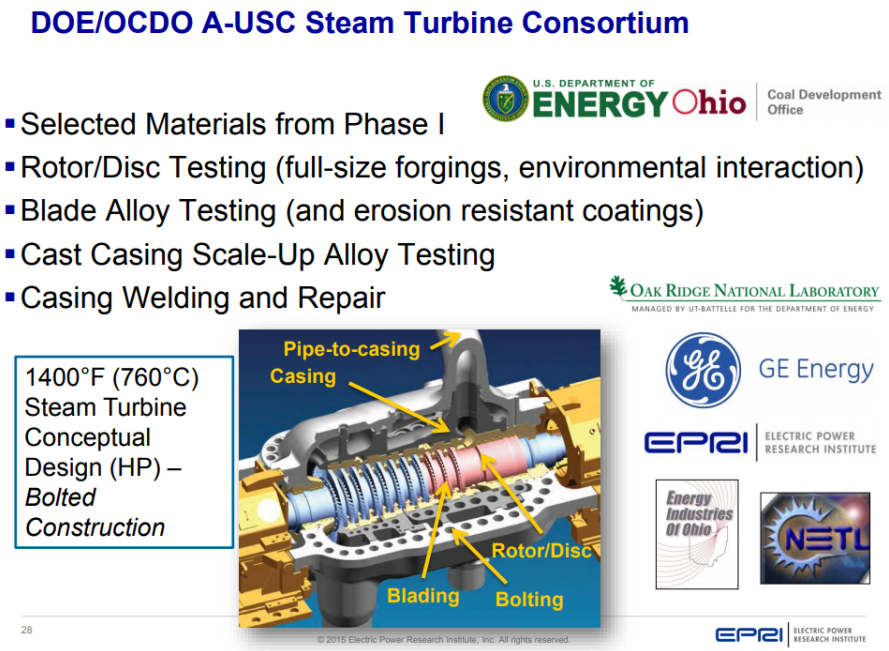
- давление: 33 МПа;
- температура: 610 °С;
- 1-2 ступени промперегрева;
- электрическая мощность 300-1200 МВт;
- электрический КПД нетто около 46%.

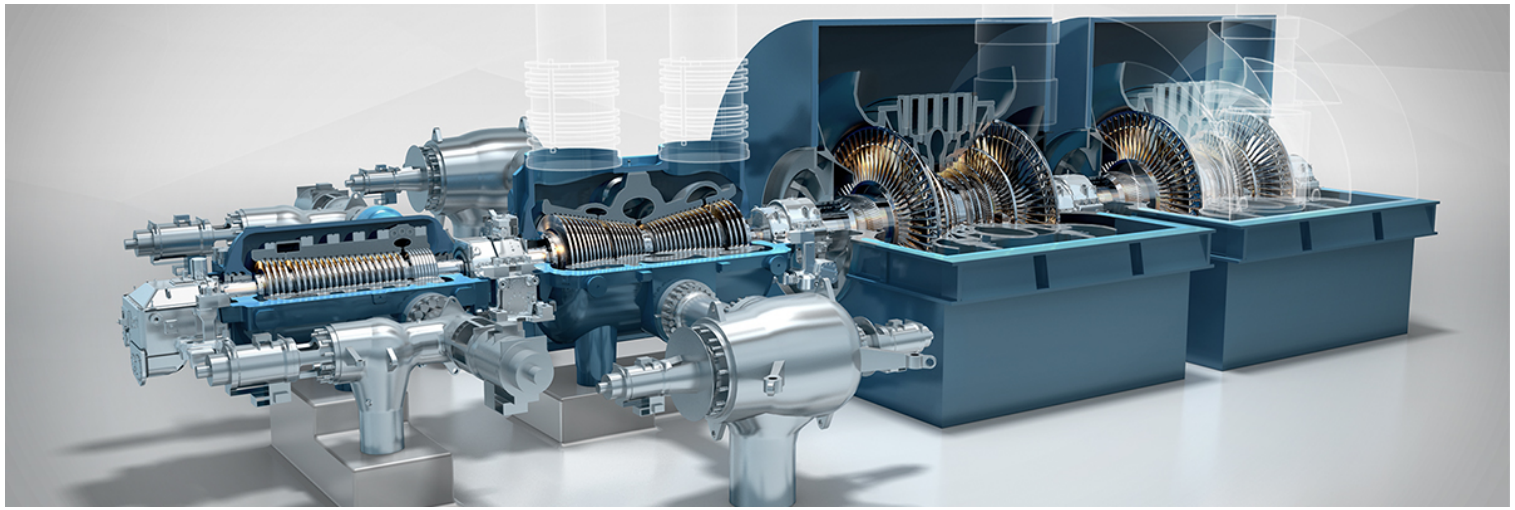
С увеличением мощности от 300 до 1200 МВт длина лопаток последних ступеней меняется от 660 до 1420 мм.

Разработка высокотемпературных паротурбинных энергоблоков General Electric

General Electric проводит испытания паровых турбин на начальные параметры пара 33 МПа и 650°С с температурой перегрева пара 670 °С.

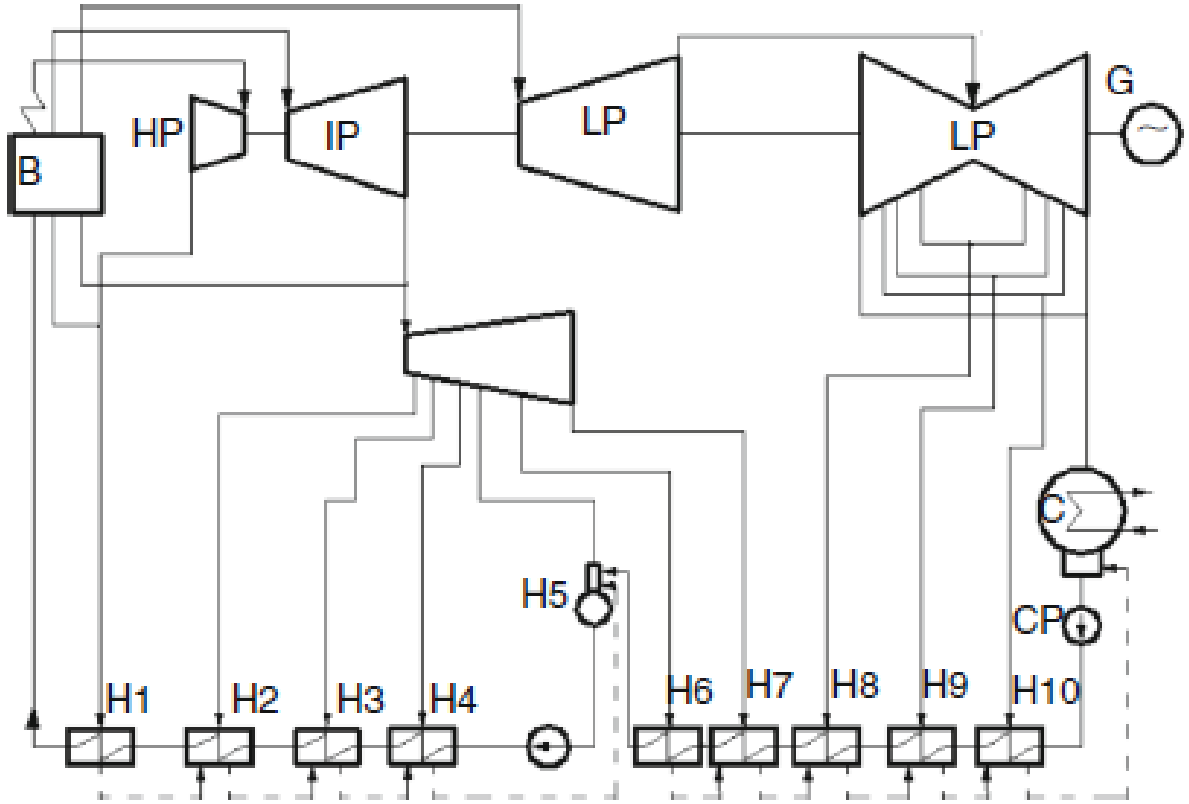
Также **с 2017 года** General Electric **ведет разработку** паровой турбины на температуру острого пара 760 °С (**ComTest project**).

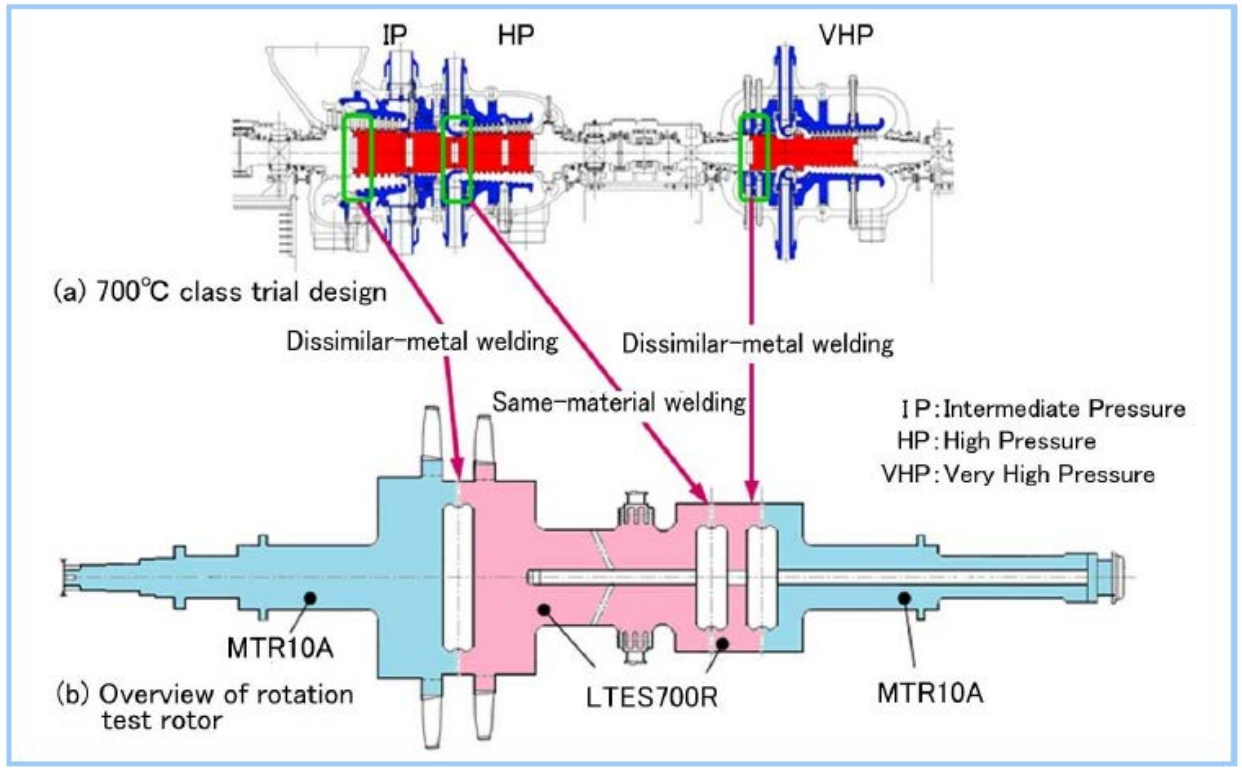




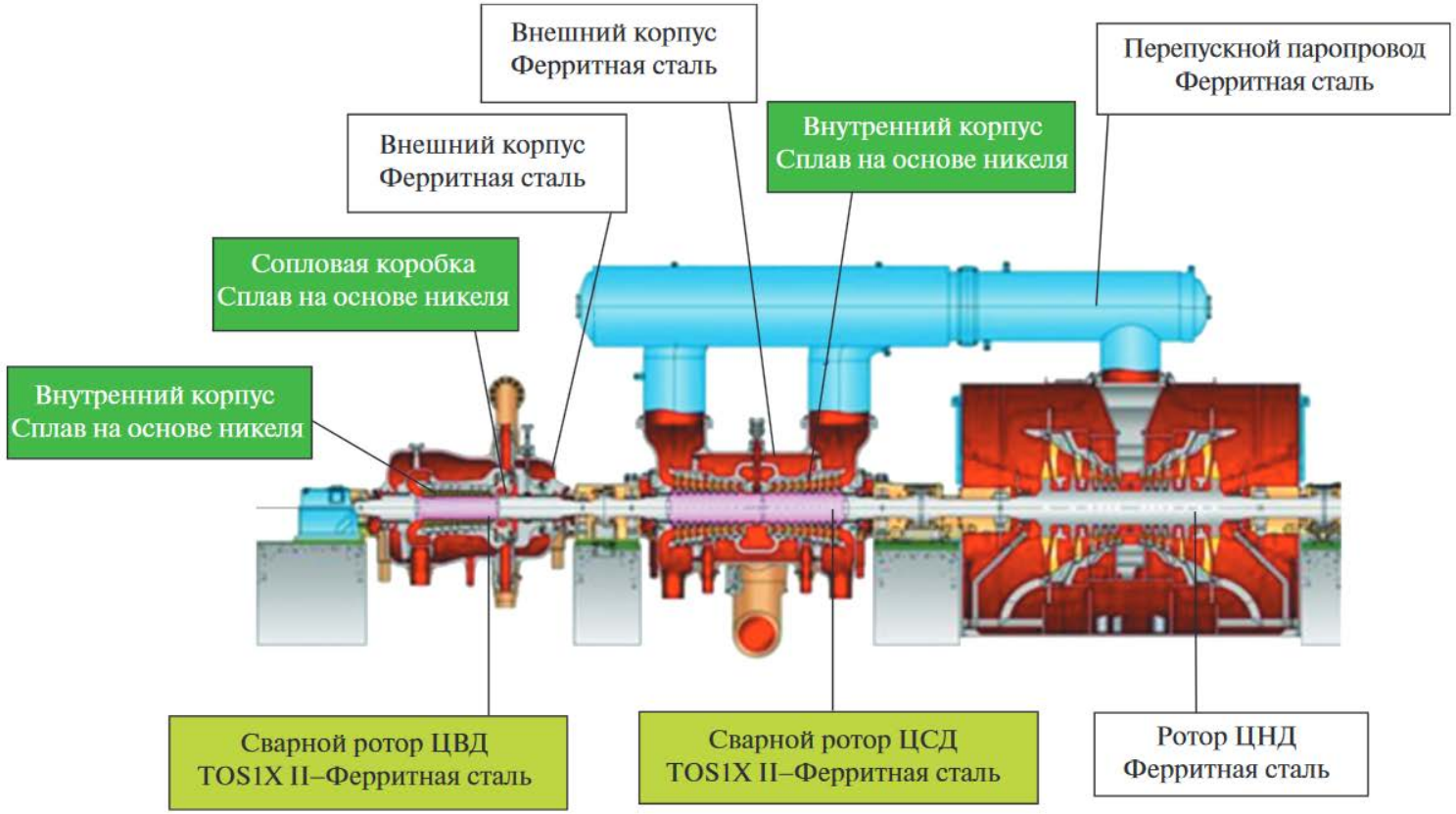
Разработка высокотемпературных паротурбинных энергоблоков Mitsubishi Heavy Industries

Mitsubishi Heavy Industries занимается разработкой паровой турбины с двукратным промперегревом на ультра сверхкритические параметры **35 МПа 700/720/720 °С**.
При давлении в конденсаторе **5 кПа**, **электрический КПД нетто** превышает **46 %**.





Разработка высокотемпературных паротурбинных энергоблоков Toshiba



Концептуальный проект конструкции турбоустановки компании Toshiba для энергоблока мощностью 840 МВт

Toshiba занимается разработкой паротурбинного энергоблока на УСКП и двукратным промперегревом.

Давление свежего пара: 35 МПа.

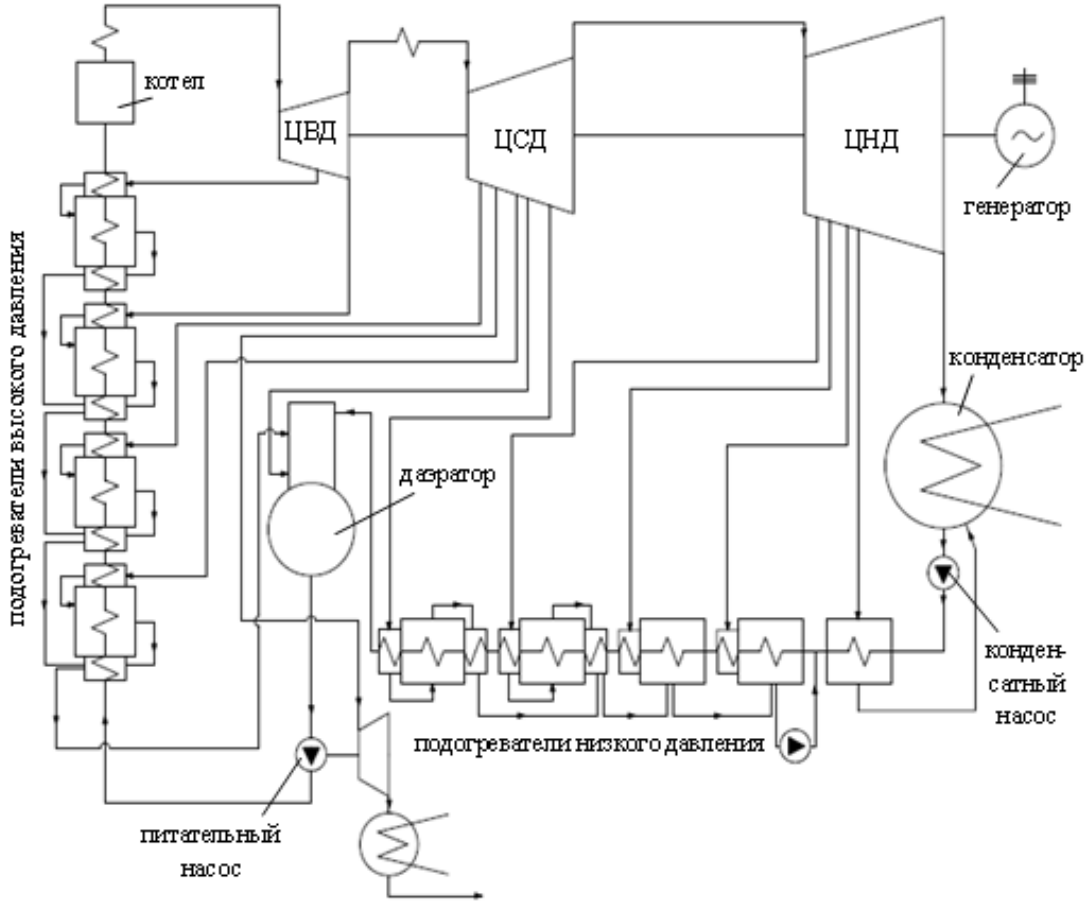
Температура свежего пара/пара промперегрева: 700/720/720°С.

Электрический КПД нетто превышает 46%.

Мировые разработки высокотемпературных паротурбинных энергоблоков

Компания	Начальная температура, °С	Начальное давление, МПа	Количество пром. перегревов, шт	Температура пром. перегрева, °С	Электрический КПД нетто энергоблока, %	Глубина проработки
Mitsubishi Heavy Industries	700	35	2	720/720	46,0	В разработке
Toshiba	700	35	2	720/720	46,0	В разработке
General Electric	650	33	2	670/670	-	Заявлена возможность создания
General Electric	760	-	2	-	-	В разработке
Siemens	610	33	2	630/630	-	Заявлена возможность создания

Структурно-параметрическая оптимизация ПТУ энергоблоков на УСКП, выполненная в НИУ «МЭИ»



Итоговая принципиальная тепловая схема энергоблока УСКП

Параметры и характеристики разработанной тепловой схемы ПТУ энергоблока на УСКП:

- начальное давление: 35 МПа;
- начальная температура 710°С;
- один промежуточный перегрев до температуры 720°С при давлении 7 МПа;
- система регенерации имеет 4 ПВД с каскадным сливом дренажа;
- 5 ПНД со сливом дренажа и точкой смешения.
- питательный насос с турбоприводом.

Эффективность энергоблока при температуре питательной воды, равной 330°С, составила 48,5%.

Проблемы перехода на УСКП пара и перспективные решения, разработанные в НИУ «МЭИ»

Увеличение начальной температуры цикла от 540 до 720 °С приводит к росту удельной стоимости энергоблока более чем на 20%:

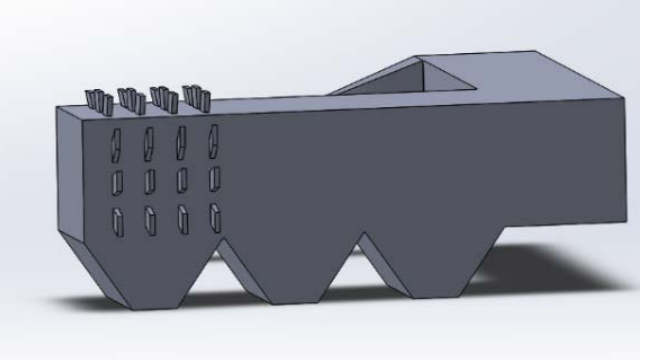
- возрастает стоимость парового котла,
- возрастает стоимость паровой турбины,
- возрастает стоимость паропроводов острого пара и промежуточного перегрева.

Научно-технические решения НИУ «МЭИ» по снижению стоимости высокотемпературных паротурбинных энергоблоков:

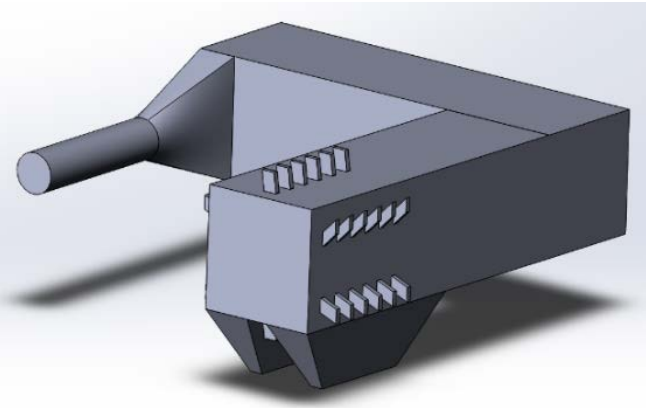
1) переход к котлам горизонтальной компоновки;
2) внешний перегрев пара в выносных кислородно-топливных камерах сгорания;
3) переход к высокотемпературным охлаждаемым паровым турбинам;
4) применение двухъярусного цилиндра низкого давления.

Паровой котел горизонтальной компоновки

Переход от ССКП пара к УСКП сопровождается ростом стоимости котла и паропроводов более чем в 2 раза из-за необходимости использования дорогостоящих жаропрочных сплавов.



Перспективным конструктивным решением, обеспечивающим сокращение длины паропроводов, является горизонтальная компоновка котельного агрегата.



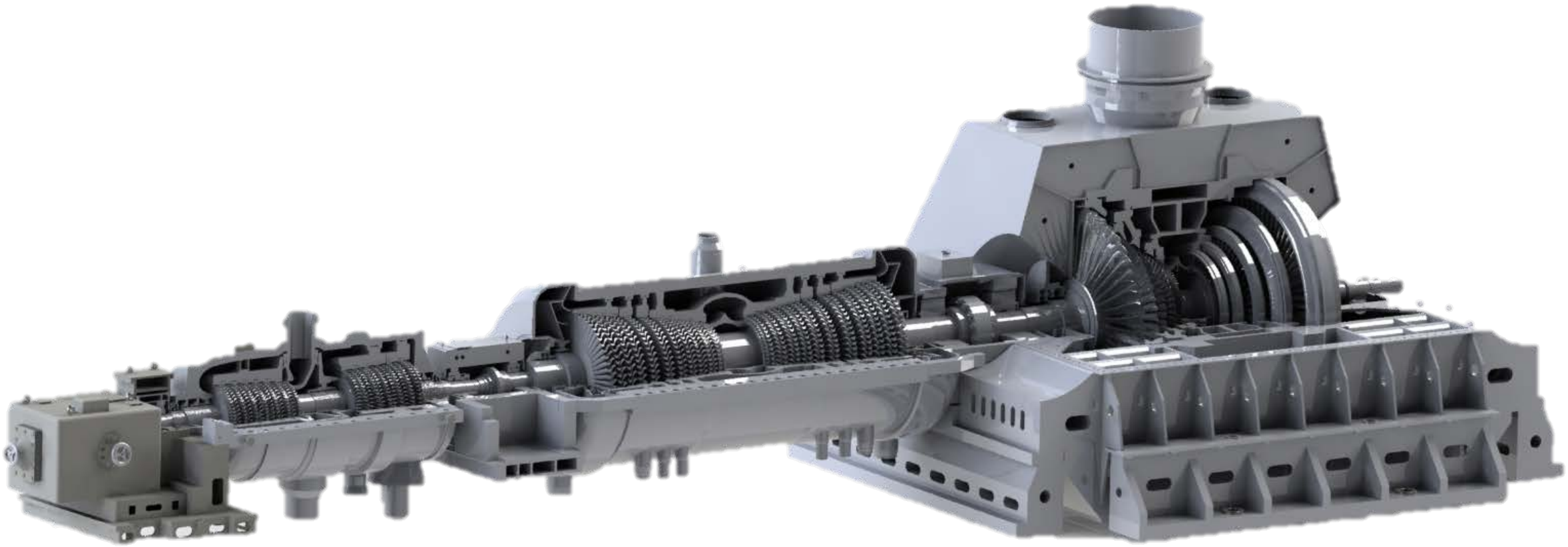
Преимущества

- Позволяет сократить длину главных паропроводов по сравнению с башенной компоновкой со 150 м до 70 м;
- Высокий КПД котла брутто составил 93,1 %.

Недостатки

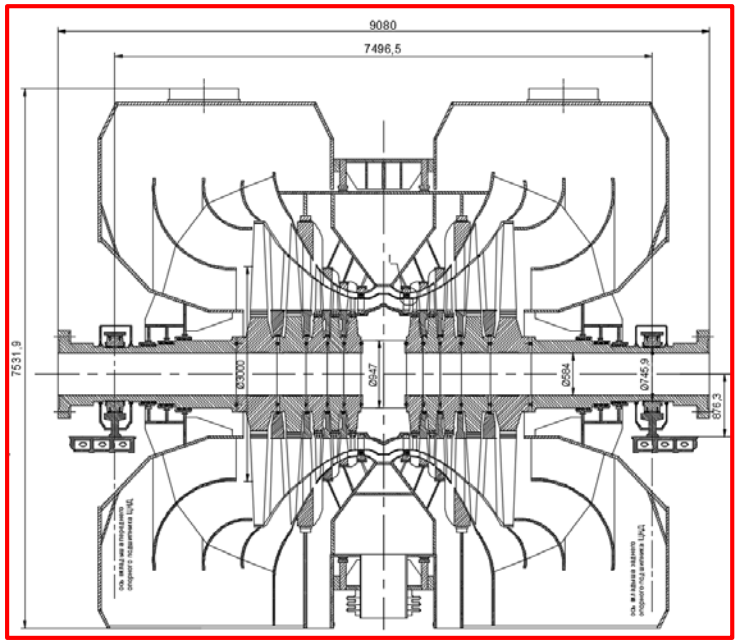
- Строительная площадь, необходимая для размещения, оказывается приблизительно в 2 раза больше, чем в случае использования традиционных компоновочных решений.
- Большие размеры холодных воронок увеличивают присосы в топочную камеру.

Высокотемпературная паровая турбина

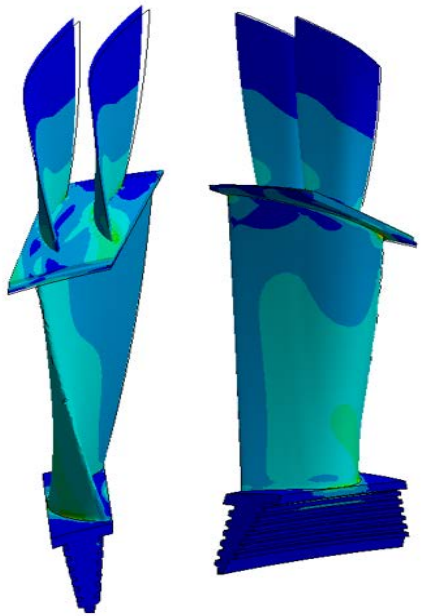


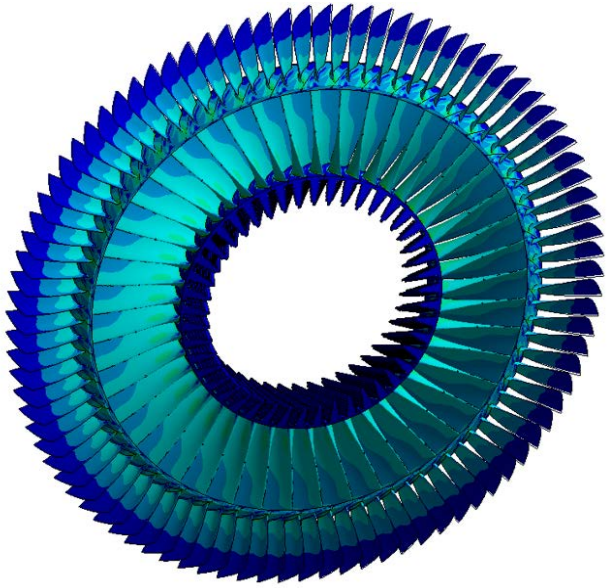
Двухъярусный ЦНД повышенной пропускной способности

ЦНД с независимым подводом и 3 ступенями в верхнем ярусе

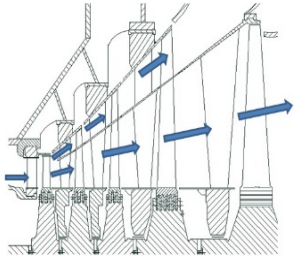


Двухъярусная «вильчатая» лопатка предпоследней ступени

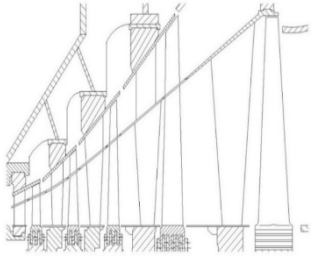




ЦНД с общей разделительной ступенью



ЦНД с независимым подводом и 4 ступенями в верхнем ярусе



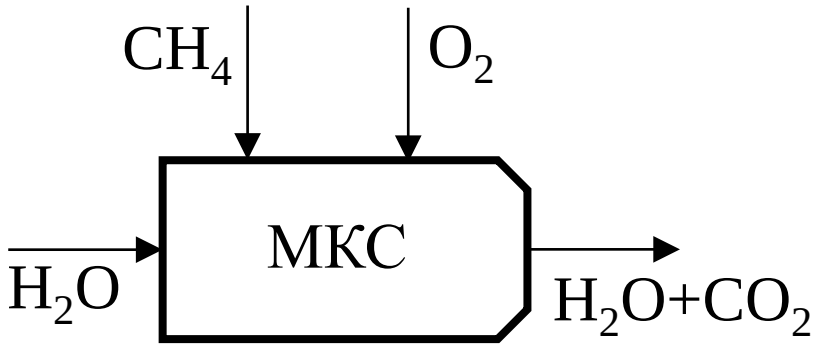
Порядковый № формы	Частота, Гц	Вид колебаний
1	90.523	1-я тангенциальная совместная
2	156.48	1-я аксиальная совместная
3	166.75	1-я тангенциальная верхнего яруса
4	217.71	2-я тангенциальная совместная
5	264.82	1-я крутильная совместная
6	325.59	2-я тангенциальная верхнего яруса

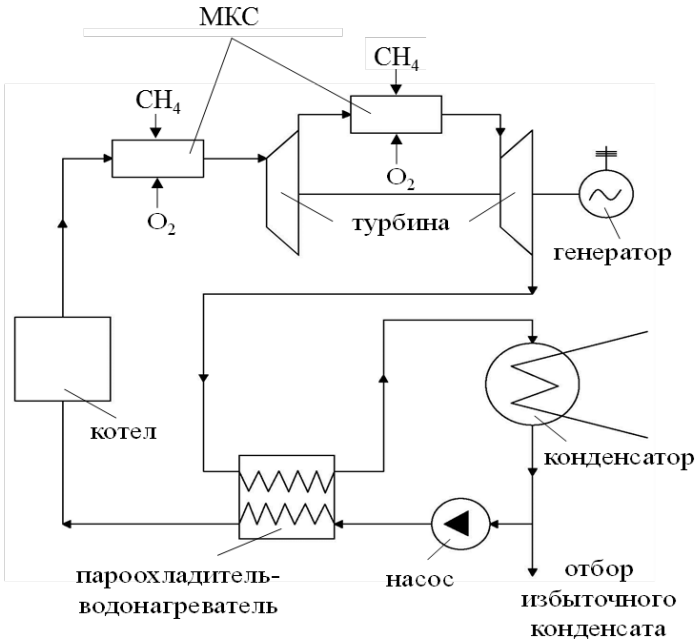
Рабочая лопатка требует дополнительной отстройки по первой аксиальной совместной форме колебаний (вторая порядковая форма) в соответствии с РТМ 108.021.03-77.

3. Перспективные паротурбинные энергоблоки с внешним перегревом пара.

Концепция метано-кислородного перегрева пара на паротурбинных ТЭС

Цель метано-кислородного перегрева на ТЭС – повышение эффективности ТЭС за счет повышения начальных параметров пара при сохранении капитальных затрат на энергетический котел и паропроводы.





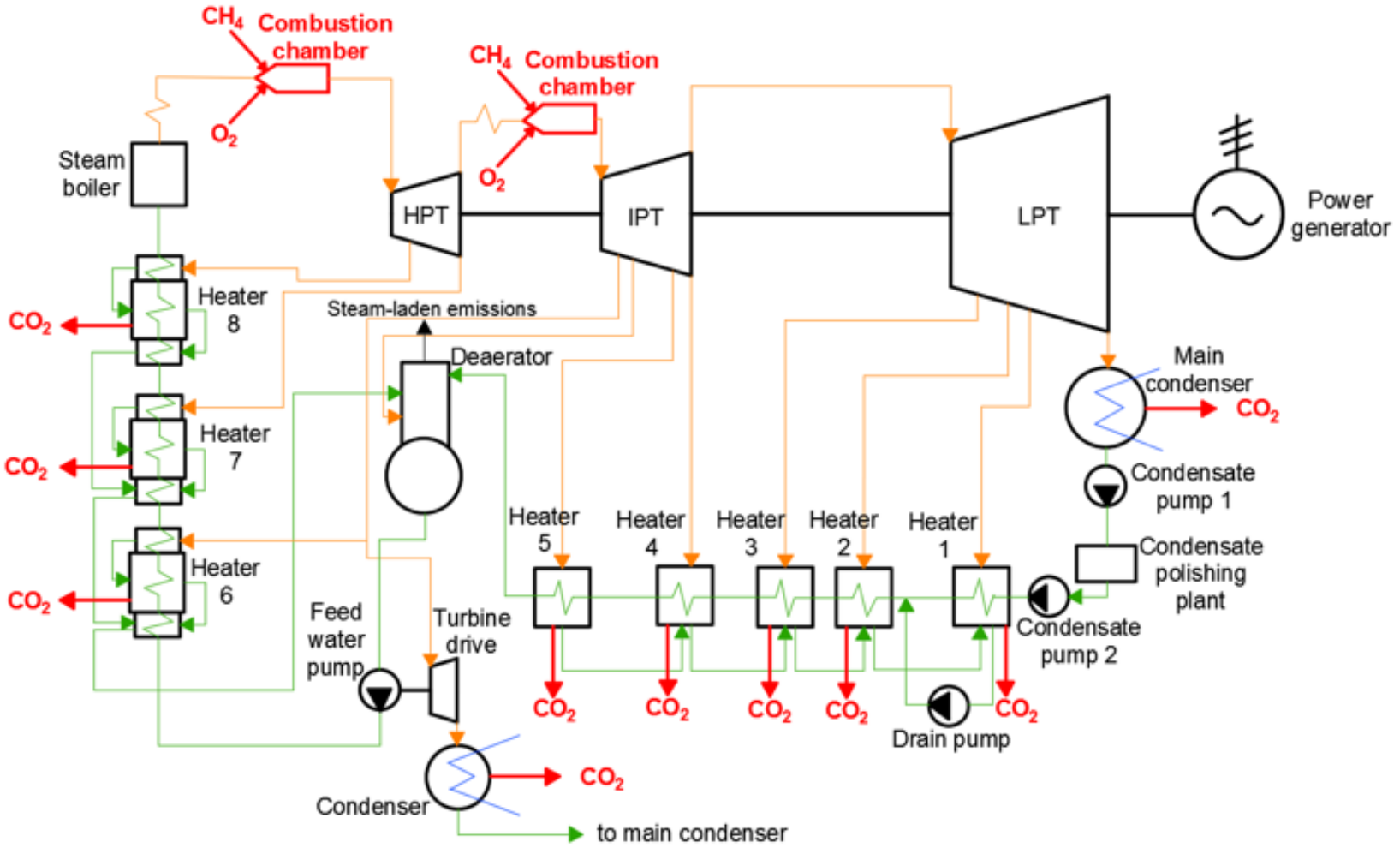
Реакция окисления метана в кислороде:

$$CH_4+O_2 \rightarrow H_2O+CO_2+Q$$

Способы производства кислорода на ТЭС:

1. Криогенные ВРУ (обеспечивают высокую чистоту O_2 – до 99,8%; удельное энергопотребление 0,38-0,45 кВт*ч/м^3).
2. Высокотемпературные мембраны

Паротурбинные энергоблоки с выносными метано-кислородными камерами сгорания



Перспективным способом осуществления перегрева пара является внешний по отношению к котельному агрегату перегрев за счет сжигания кислородно-топливной смеси в выносной камере сгорания, установленной в паровом потоке паропроводов.

- Начальное давление: 30 МПа.
- Начальная температура 620-780°C.

Паротурбинные энергоблоки с выносными метано-кислородными камерами сгорания

Преимущества ПТУ с CH4-O2 ВКС:

1) снижение стоимости парового котла и паропроводов острого пара и промежуточного перегрева;

2) повышение производительности паровой турбины;

3) снижение потерь с уходящими газами.

Недостатки ПТУ с CH4-O2 ВКС:

1) требуется установка для производства кислорода высокой чистоты и наличие дополнительных затрат энергии на его производство;

2) необходимость непрерывного улавливания и удаления диоксида углерода из проточной части оборудования;

3) дополнительные затраты на сжатие топлива и окислителя, подаваемых в ВКС.

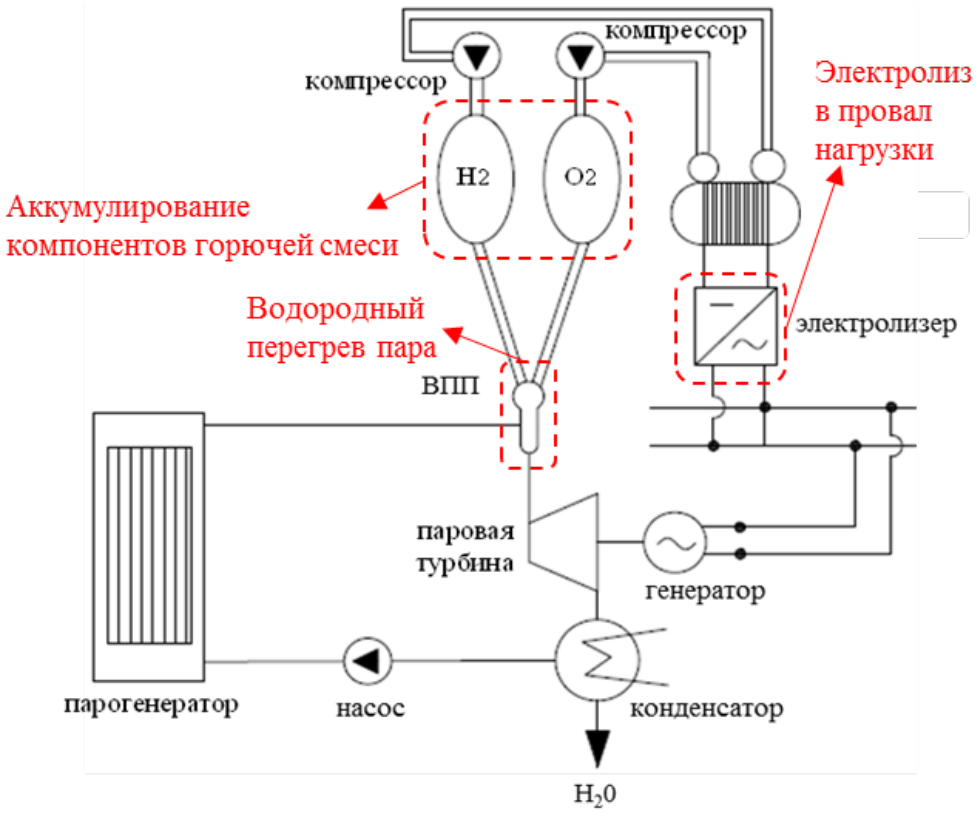
Концепция водородно-кислородного перегрева пара на паротурбинных ТЭС

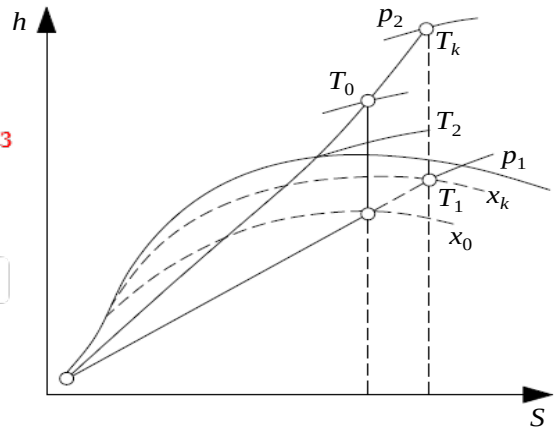
Цель водородно-кислородного перегрева на ТЭС – повышение эффективности и экологической безопасности производства электроэнергии при прохождении неравномерного графика электрической нагрузки (водород вырабатываем в период провала нагрузки, а потребляем в период пика).

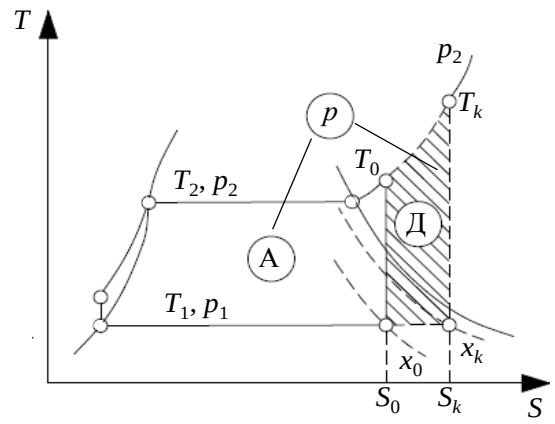
Нагрев рабочего тела до 540 °С происходит в энергетическом котле, дальнейший перегрев осуществляется в выносных водород-кислородных камерах сгорания, непосредственно перед турбиной. Такое решение позволяет использовать стандартные сплавы для нагревательных поверхностей котла и паропроводы из относительно дешевых материалов.

Реакция окисления водорода в кислороде:

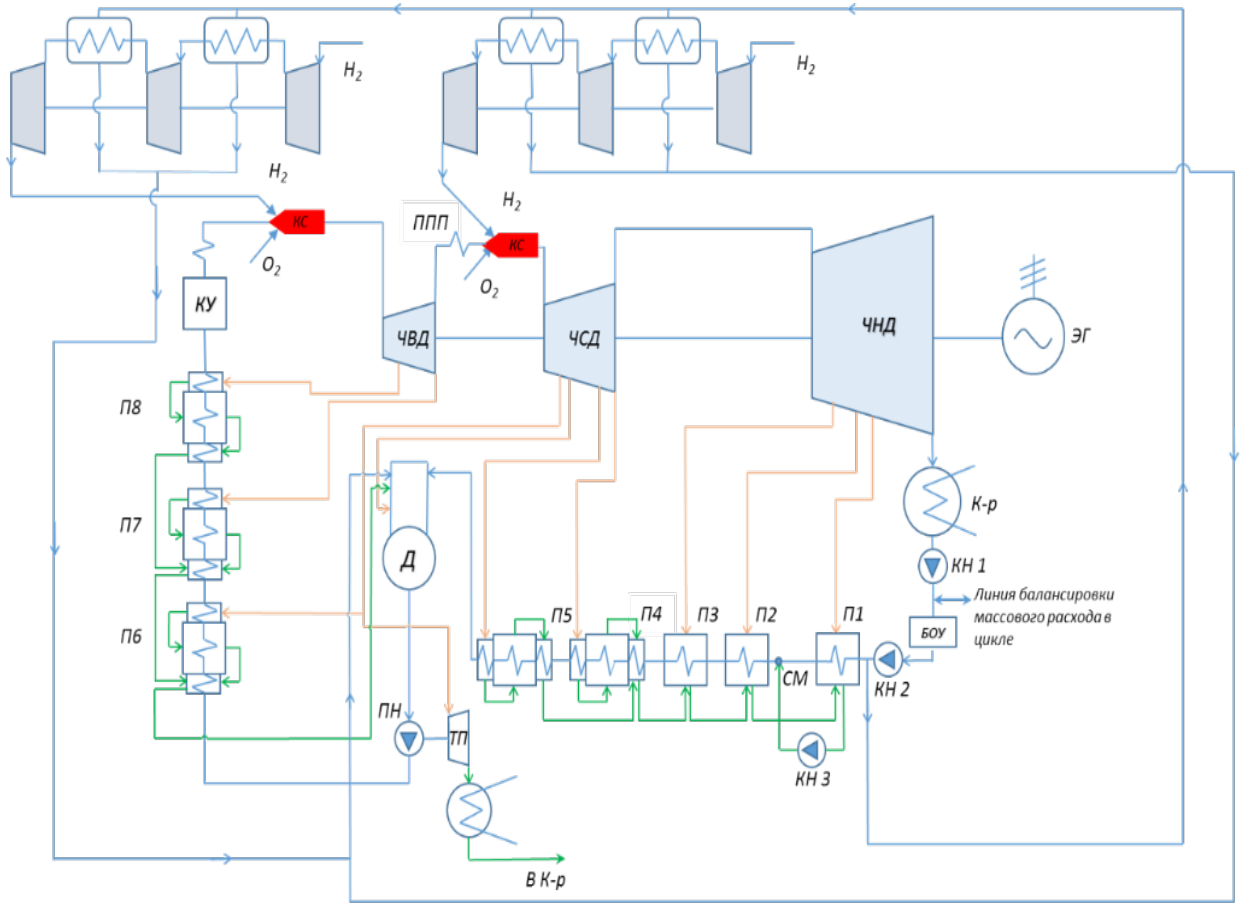
$$2H_2+O_2 \rightarrow 2H_2O+Q$$



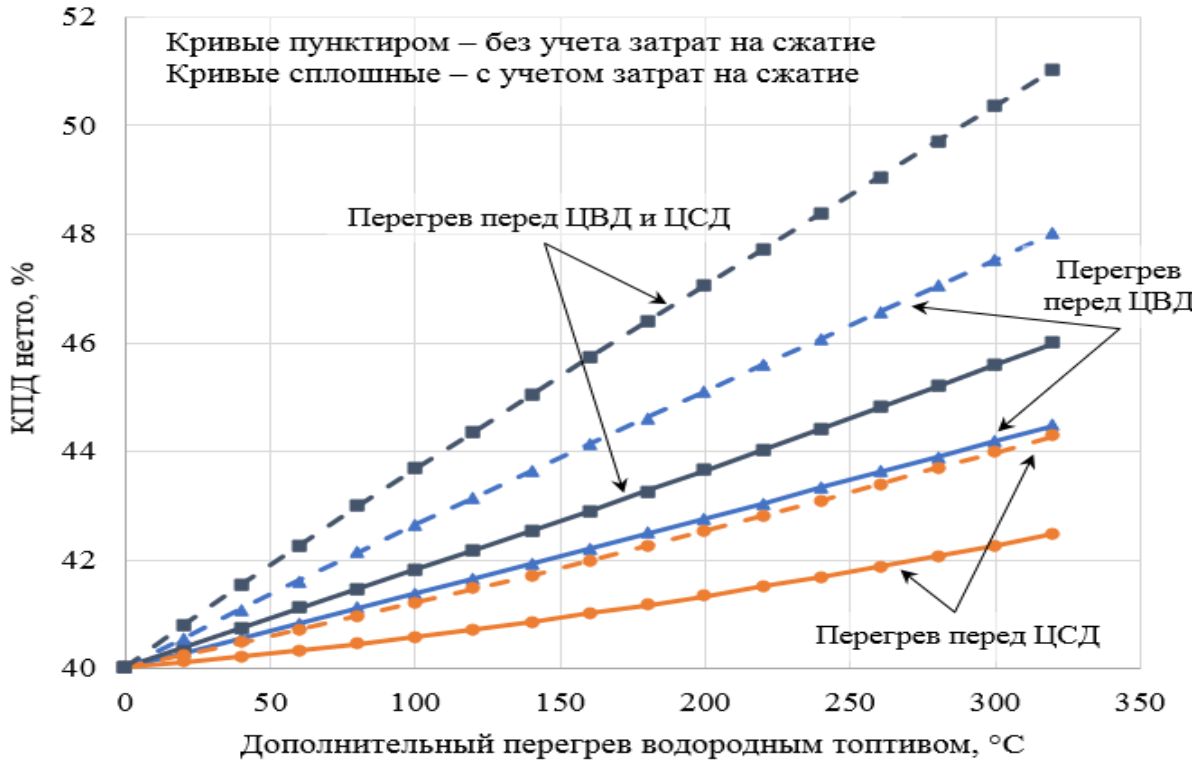




Паротурбинные энергоблоки с выносными водородно-кислородными камерами сгорания



Принципиальная тепловая схема паротурбинного энергоблока с водородно-кислородными ВКС



Влияние величины перегрева на тепловую экономичность энергоблока СКД с водородно-кислородными ВКС

Паротурбинные энергоблоки с выносными метано-кислородными камерами сгорания

Преимущества ПТУ с Н2-О2 ВКС:

1) снижение стоимости парового котла и паропроводов острого пара и промежуточного перегрева;

2) повышение производительности паровой турбины;

3) снижение потерь с уходящими газами.

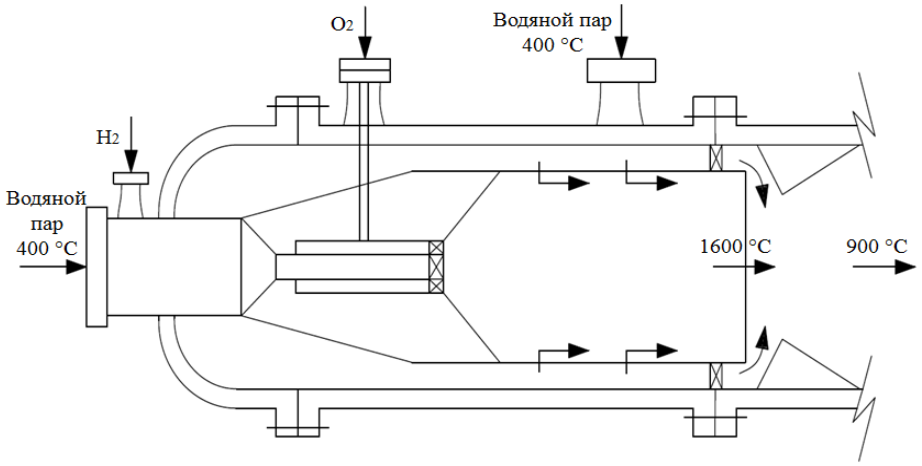
Недостатки ПТУ с Н2-О2 ВКС:

1) требуется установка для производства кислорода высокой чистоты и наличие дополнительных затрат энергии на его производство;

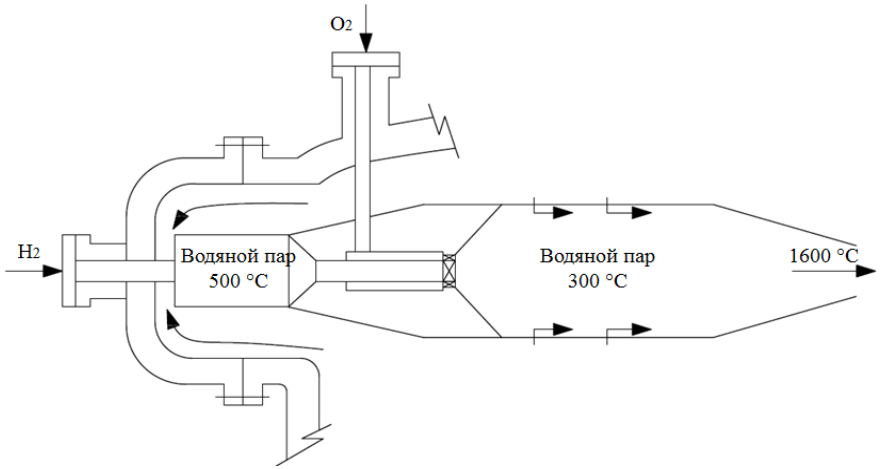
2) требуется установка для производства водорода и наличие дополнительных затрат энергии на его производство;

3) существенные дополнительные затраты на сжатие Н2 и О2, подаваемых в ВКС.

Разработка и исследование водородно-кислородных ВКС

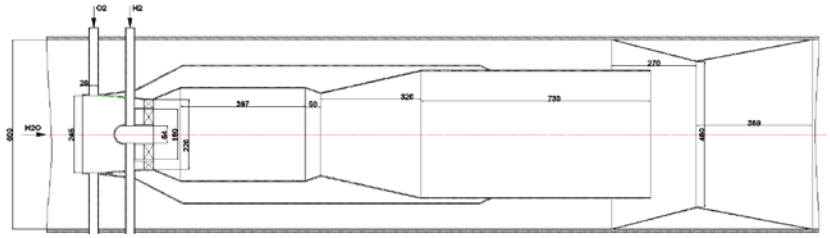


Эскиз ВКС высокого давления

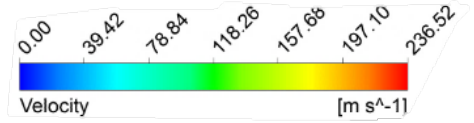


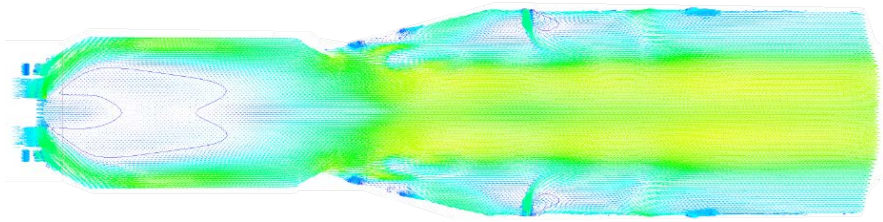
Эскиз ВКС среднего давления

- Разработка компоновочных решений для горелок, камеры сгорания и смешения.

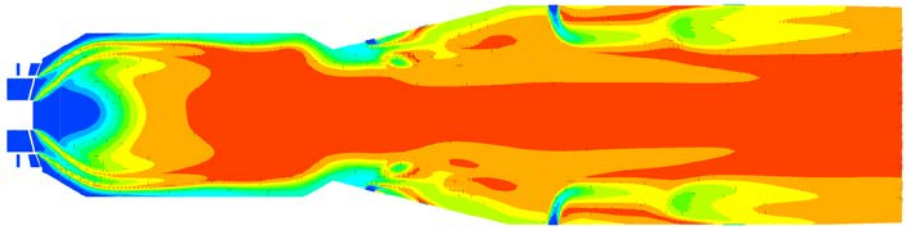


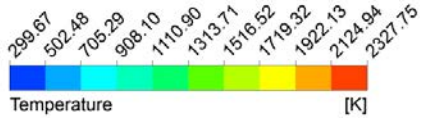
- Обеспечение стабильного горения при высоких концентрациях H_2.





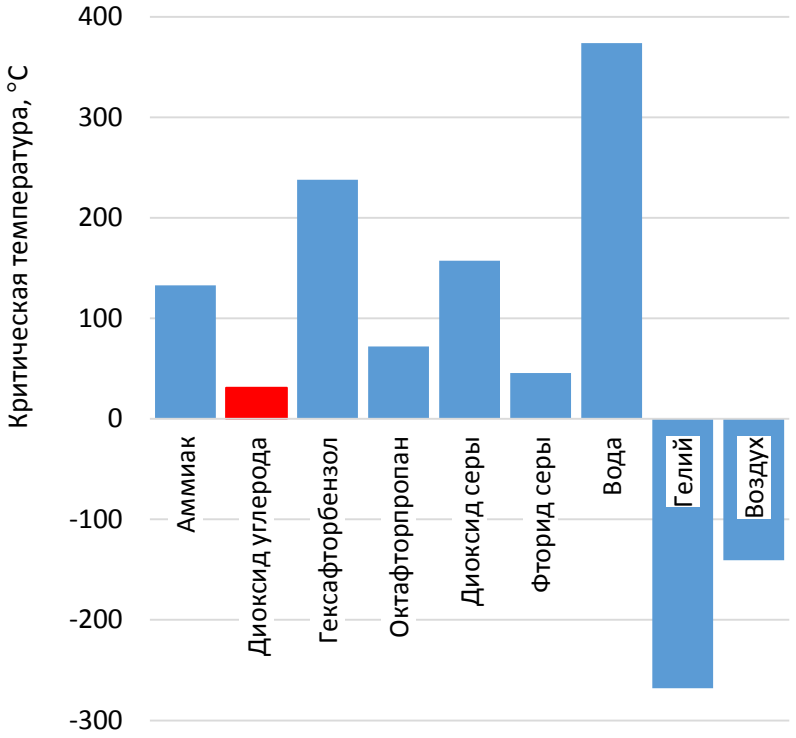
- Разработка эффективной системы охлаждение КС.



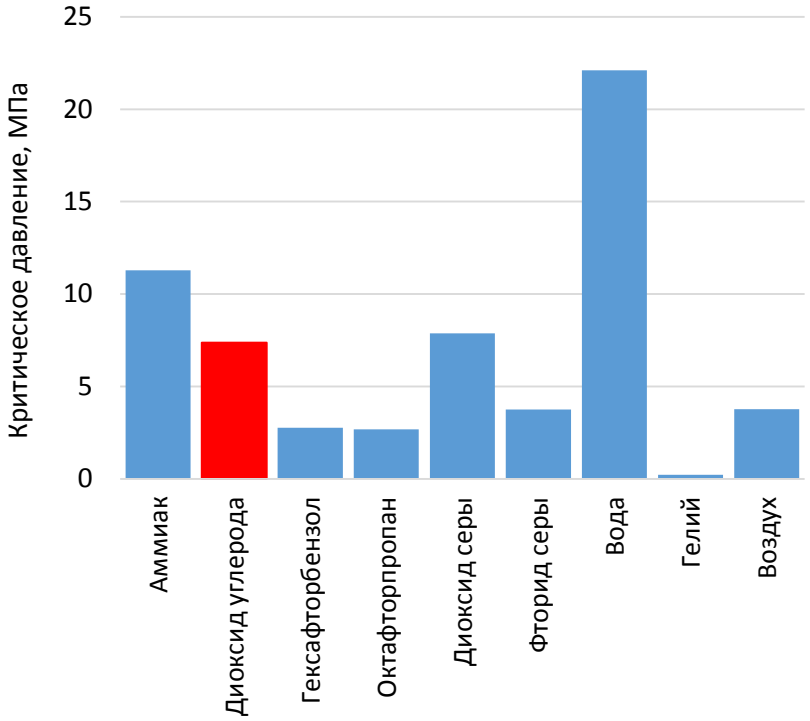


4. Энергетические установки на сверхкритическом диоксиде углерода.

Преимущества использования диоксида углерода в качестве рабочего тела



а)



б)

Диаграммы теплофизических свойств перспективных теплоносителей.

а – критическая температура теплоносителей;

б – критическое давление теплоносителей.

Малая критическая температура диоксида углерода, близкая к температуре окружающей атмосферы, обеспечивает возможность сжатия рабочей среды вблизи линии насыщения, что **снижает работу компрессора**, а также **температуру отвода теплоты** из цикла без конденсации рабочей среды. Кроме того, диоксид углерода обладает относительно низкой агрессивностью по сравнению с водой и проявляет коррозионную активность только при наличии влаги в газе или при наличии пленки воды на поверхности металла.

Преимущества использования диоксида углерода в качестве рабочего тела

Теплофизические свойства различных теплоносителей при параметрах, характерных для современных паротурбинных и парогазовых

Вид энергоустановки	Температура и давление рабочей среды на входе / выходе из турбины	Плотность рабочей среды на входе / выходе из турбины, кг/м^3	Кинематическая вязкость рабочей среды на входе / выходе из турбины, 10^7 м^2/с
Паротурбинная установка	540°C, 23,5 МПа / 29°C, 4 кПа	74,6 / 0,004	4,3 / 26,5
Парогазовая установка	1 100°C, 1,3 МПа / 515°C, 0,1 МПа	3,3 / 0,44	162,4 / 840,4
Энергоустановка на сверхкритическом CO_2	540°C, 25 МПа / 407°C, 8 МПа	155,8 / 70,8	2,4 / 4,5

Высокая плотность диоксида углерода при параметрах на входе и выходе из углекислотной турбины определяет ее малые массогабаритные характеристики по сравнению с паровыми и газовыми турбинами.



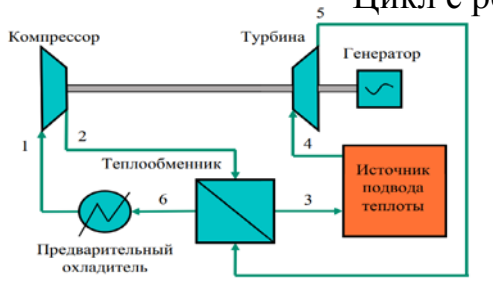
Паровая турбина

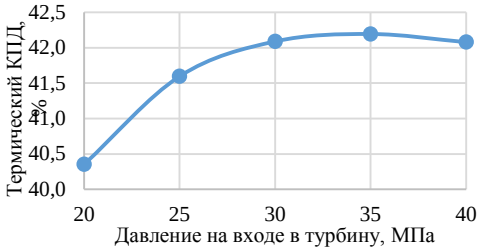
Газовая турбина

Углекислотная турбина

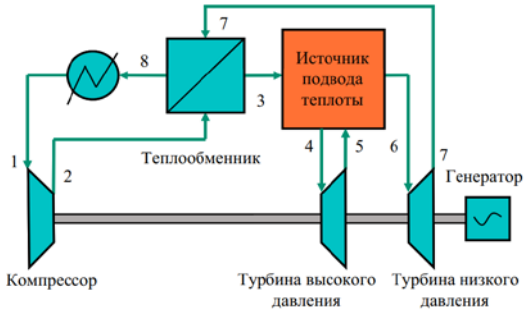
Термодинамический анализ замкнутых S-CO2 циклов

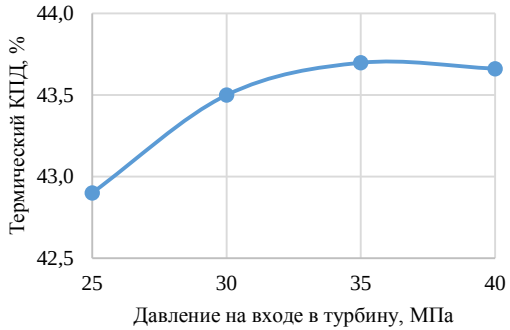
Цикл с регенерацией



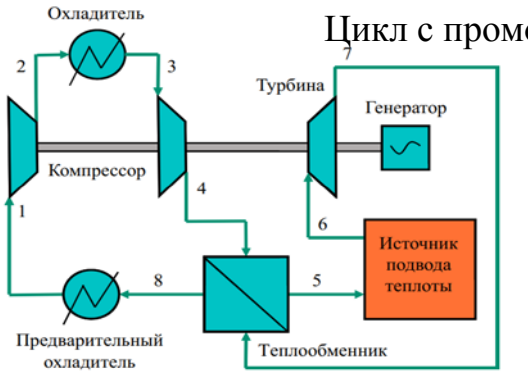


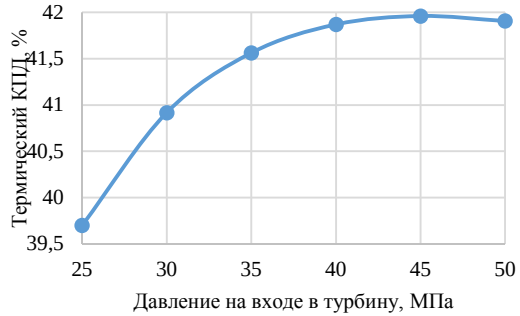
Цикл с промперегревом



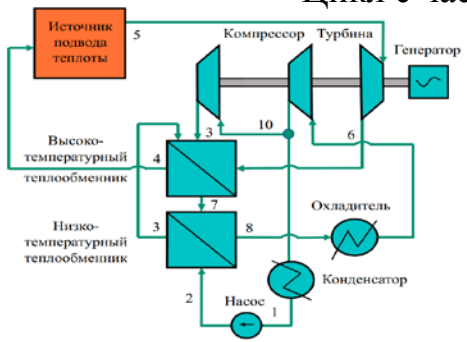


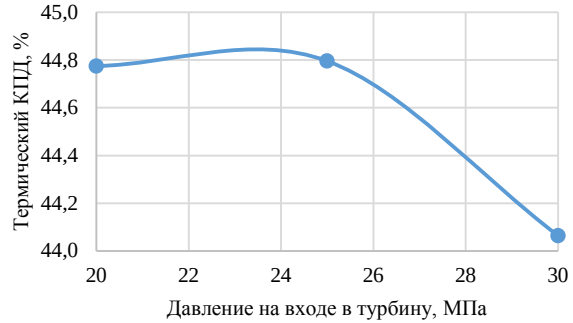
Цикл с промохлаждением



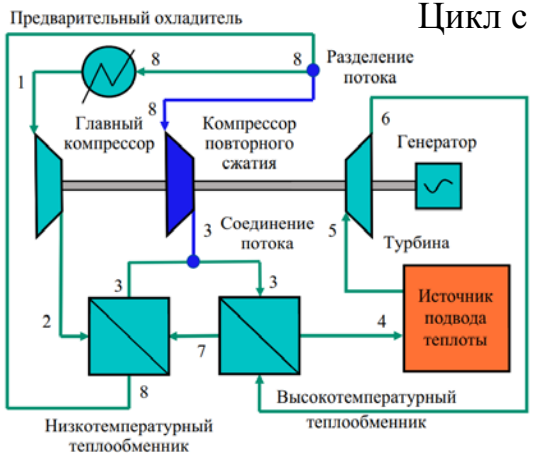


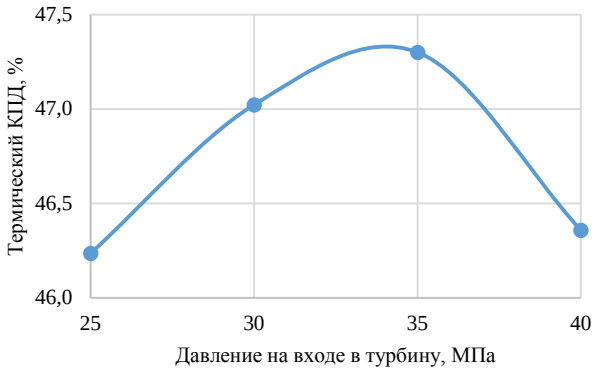
Цикл с частичной конденсацией





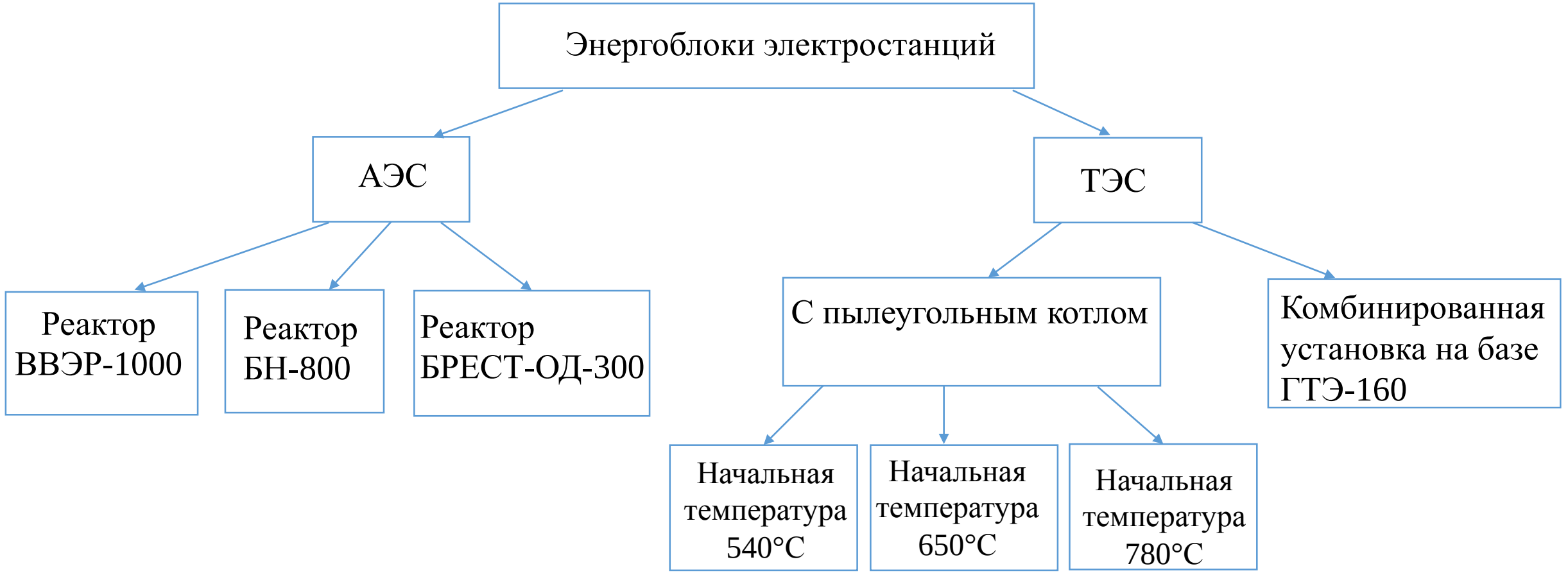
Цикл с рекомпрессией





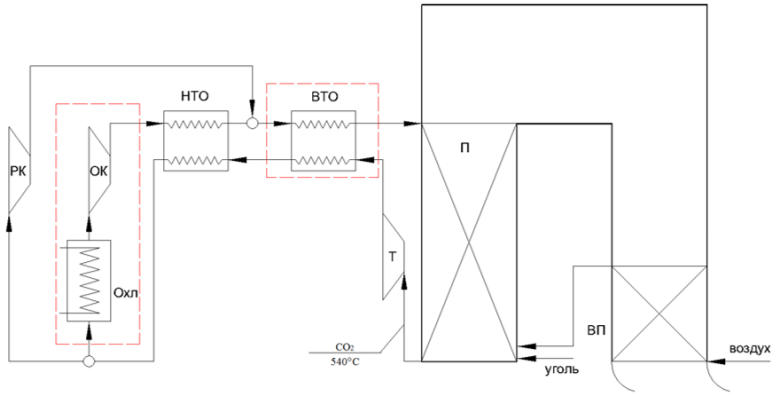
Наиболее перспективным CO2 циклом является цикл Брайтона с рекомпрессией: максимальный термический КПД - 47,3% при давлении на входе в турбину 35 МПа, начальной температуре 550°C и конечной температуре 32°C.

Исследование НИУ «МЭИ» в области применения углекислотного теплоносителя на энергоблоках ТЭС и АЭС

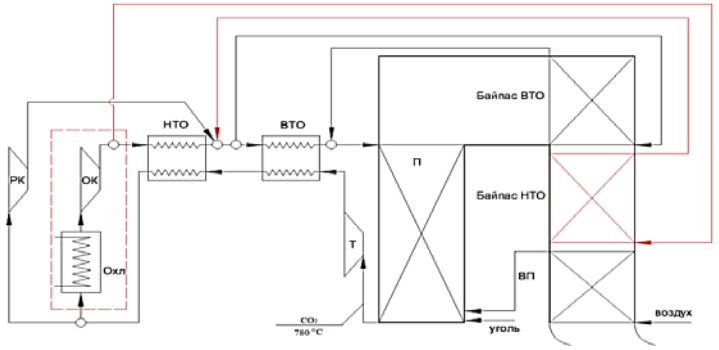


Углекислотные ТЭС с пылеугольными котлами

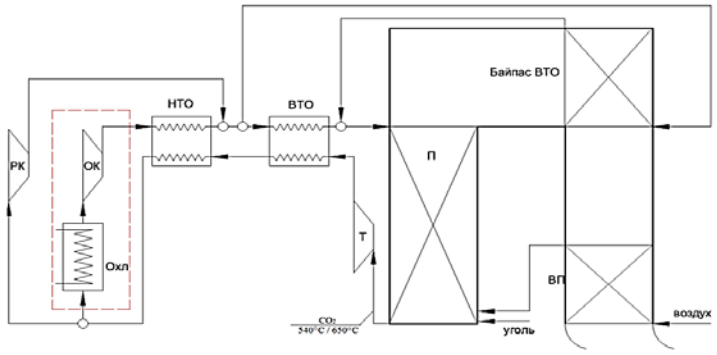
CO_2 цикл с рекомпрессией



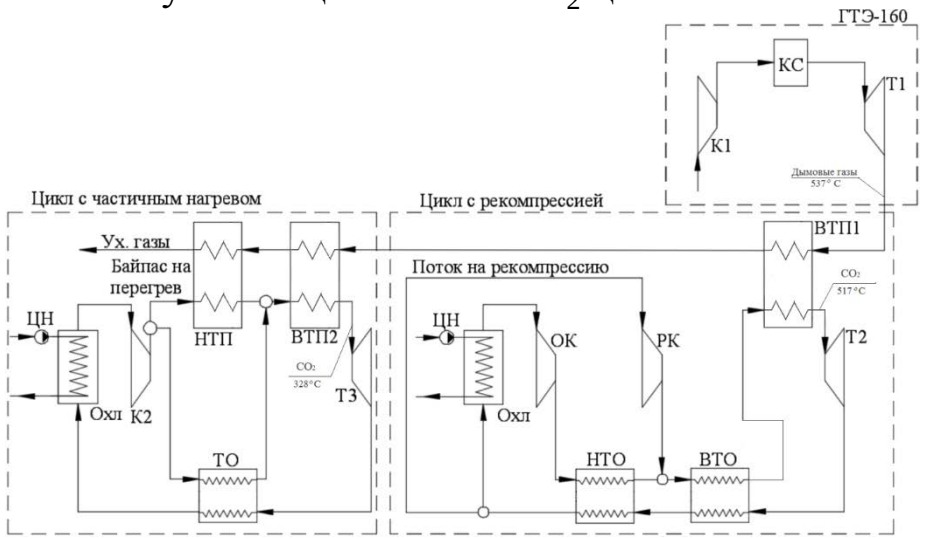
CO_2 цикл с рекомпрессией и байпасом НТО



CO_2 цикл с рекомпрессией и байпасом ВТО

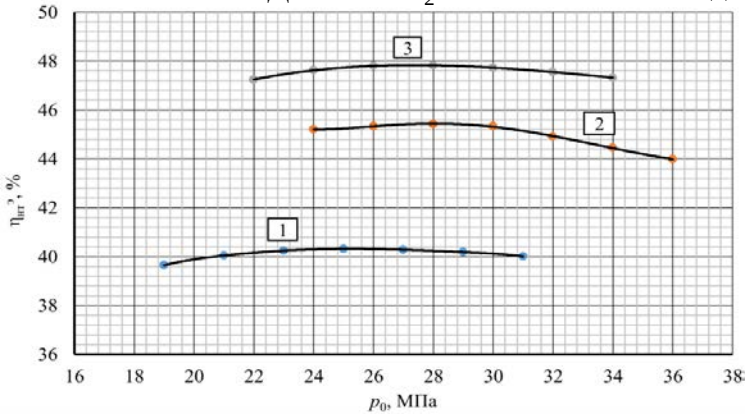


ГТУ с утилизационными CO_2 циклами

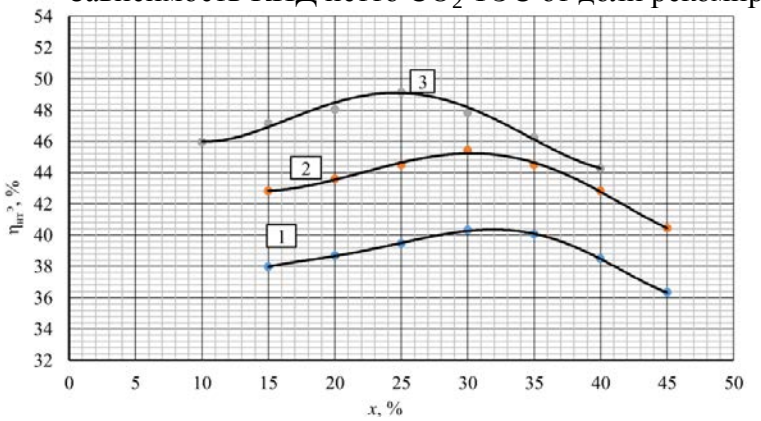


Термодинамический анализ углекислотных ТЭС с пылеугольными котлами

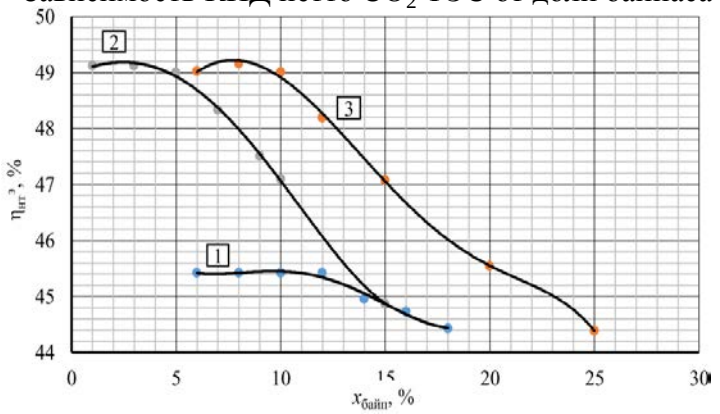
Зависимость КПД нетто CO_2 ТЭС от начального давления



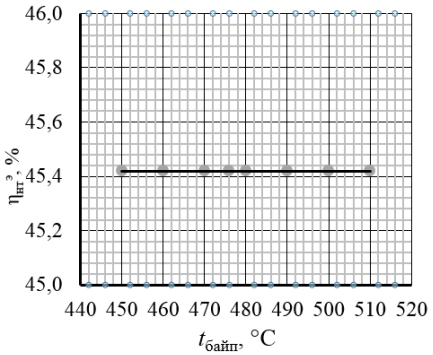
Зависимость КПД нетто CO_2 ТЭС от доли рекомпрессии



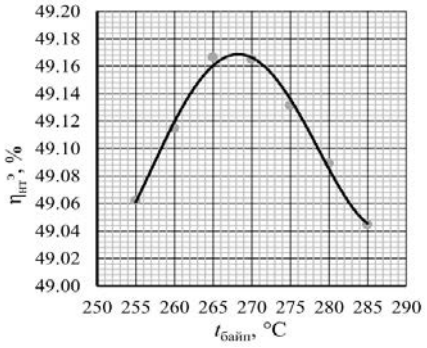
Зависимость КПД нетто CO_2 ТЭС от доли байпаса



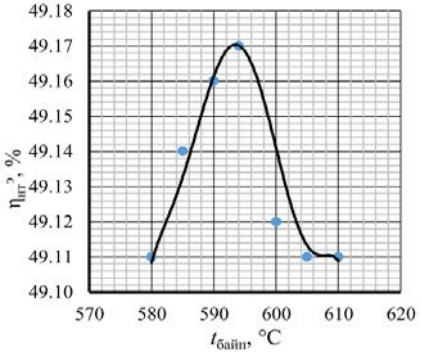
Зависимость КПД нетто от температуры CO_2 за байпасом ВТО 650°С



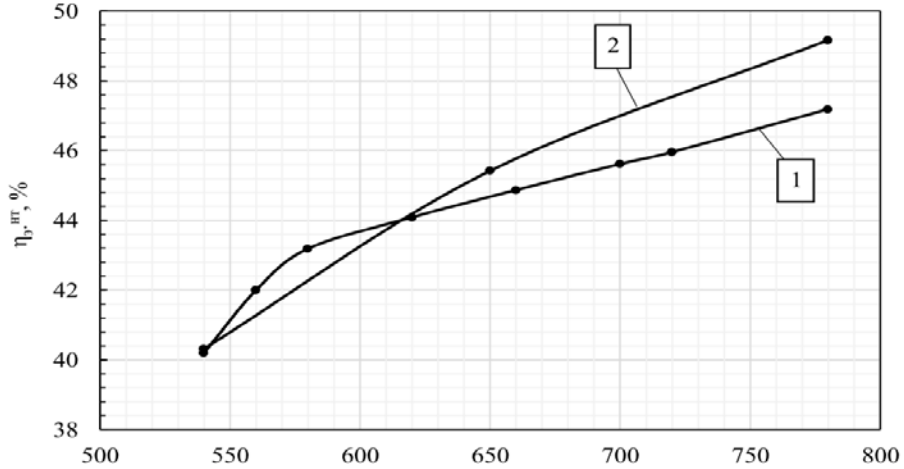
Зависимость КПД нетто от температуры CO_2 за байпасом НТО 780°С



Зависимость КПД нетто от температуры CO_2 за байпасом ВТО 780°С



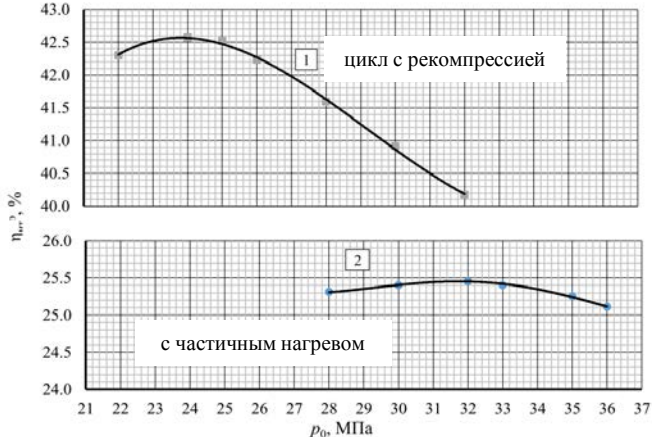
Сопоставление эффективности пароводяных и углекислотных ТЭС



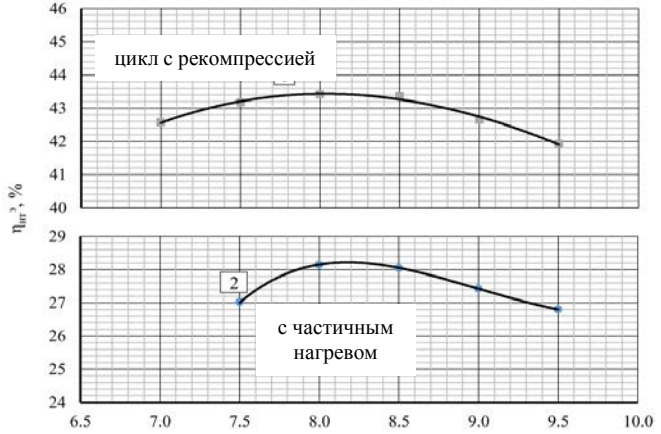
КПД нетто углекислотного цикла становится выше, чем у парового, при начальной температуре свыше **620°С**

Термодинамическая анализ углекислотных ТЭС с ГТУ

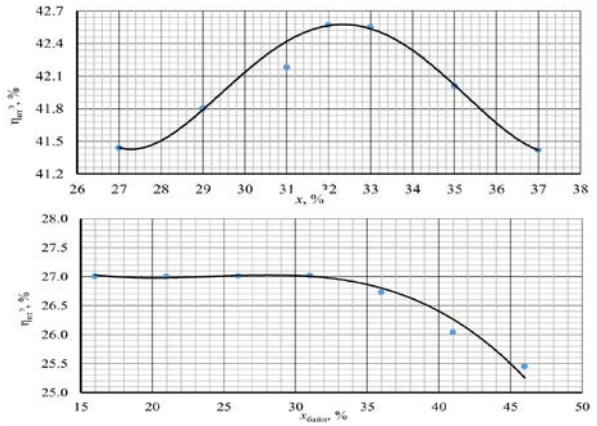
Оптимизация начального давления

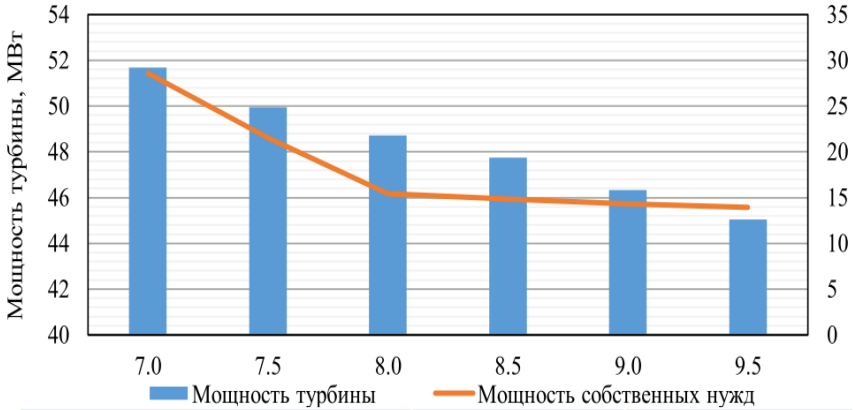


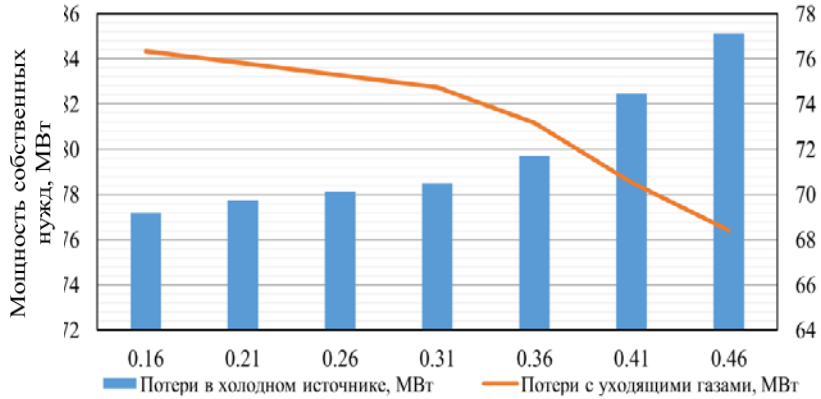
Оптимизация конечного давления

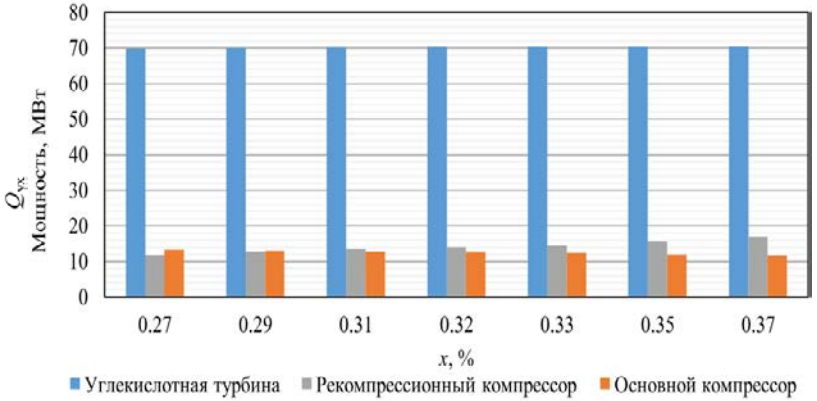


Оптимизация доли рекомпрессии и байпаса







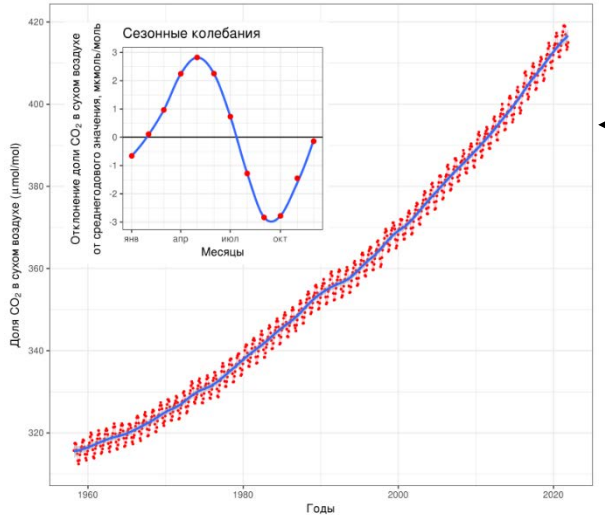


Оптимизируемый цикл	Начальная температура, °С	Начальное давление, МПа	Доля рекомпресии / байпасирования, %	Конечное давление, МПа	КПД нетто, %
Цикл с рекомпрессией	517	24	32	8,5	43,17
Цикл с частичным нагревом	328	32	31	8,0	28,15

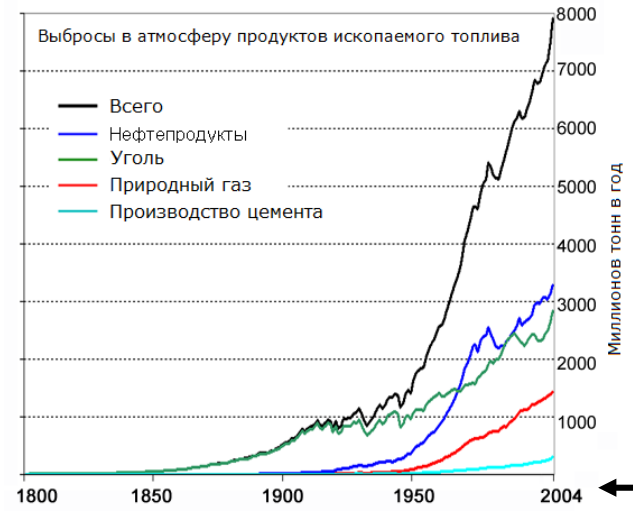
КПД энергетического комплекса с комбинированным S-CO_2 циклом составляет 51,6%, что превышает КПД ПГУ-220Т (50,4%).

5. Кислородно-топливные энергетические комплексы с нулевыми выбросами вредных веществ в атмосферу.

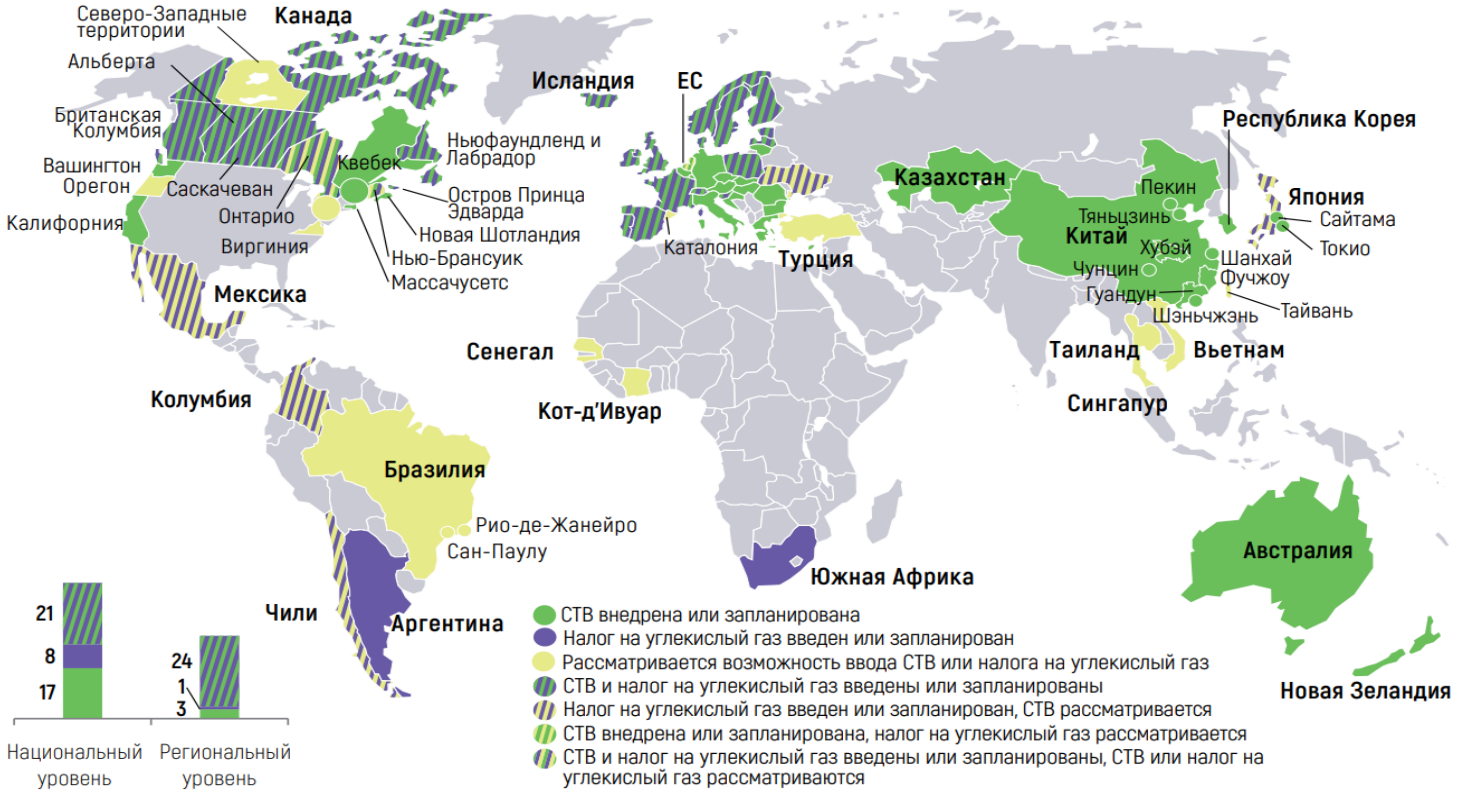
Выбросы диоксида углерода от энергетического сектора



Динамика роста концентрации диоксида углерода по годам



Основные источники выбросов диоксида углерода в мире



Способы улавливания диоксида углерода на ТЭС

Предварительное сжигание

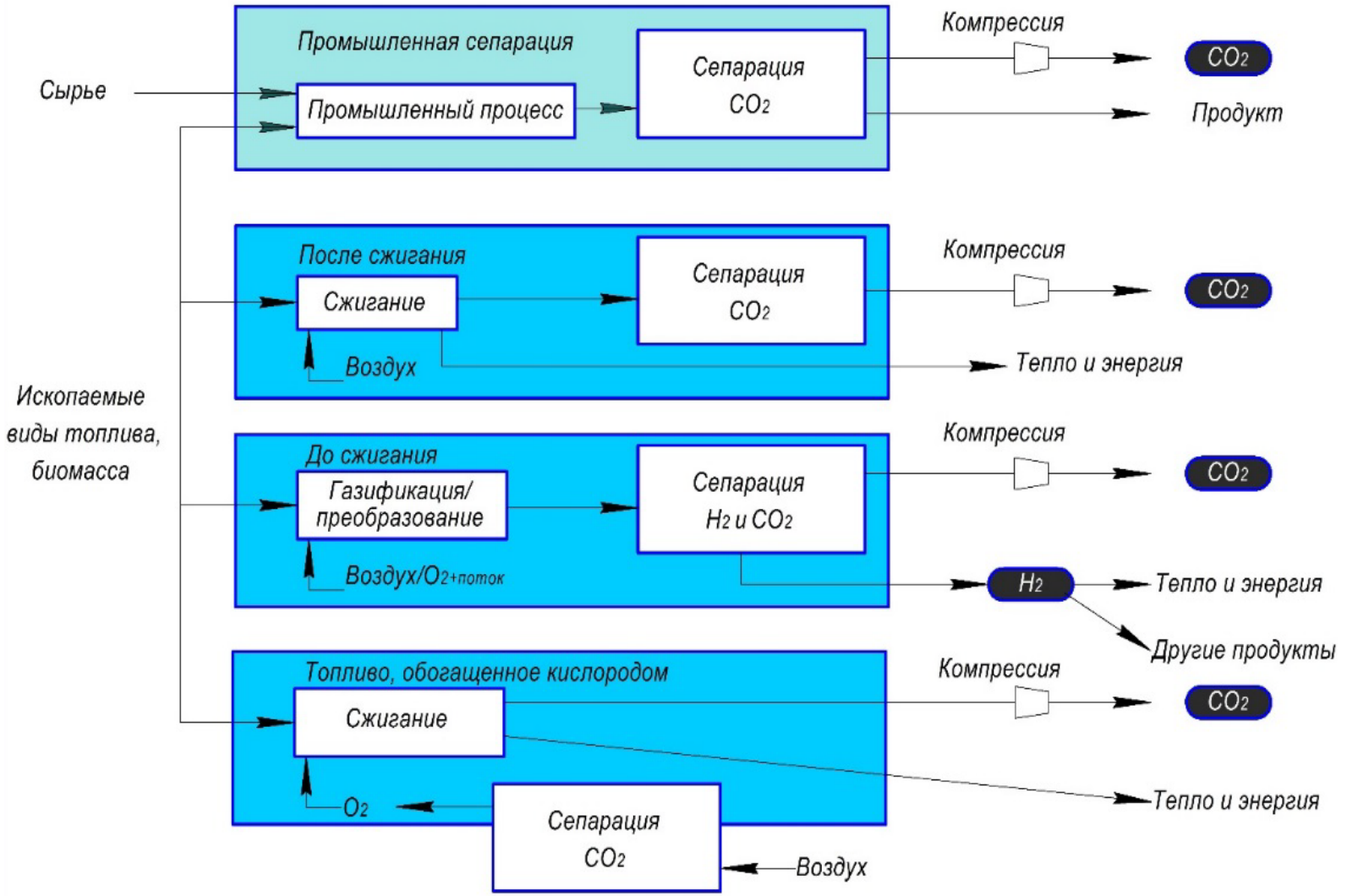
Газификация топлива в начале процесса с сепарированием углекислого газа на стадии предварительного сжигания.

Кислородно-топливное сжигание

Сжигание топлива в чистом кислороде, в результате реакции окисления образуются водяные пары и углекислый газ, который можно сепарировать термодинамическим методом.

Улавливание после сжигания

Углекислый газ улавливается из дымовых газов, уже после сжигания топлива.



Улавливание CO2 из продуктов сгорания ТЭС дорого и неэффективно

$$CH_4 + 2O_2 = CO_2 + 2H_2O + N_2$$

$$+$$

$$N_2$$

балласт

- гигантские размеры аппаратуры;
- рост сопротивления газового тракта котла;
- низкое парциальное давление CO_2.

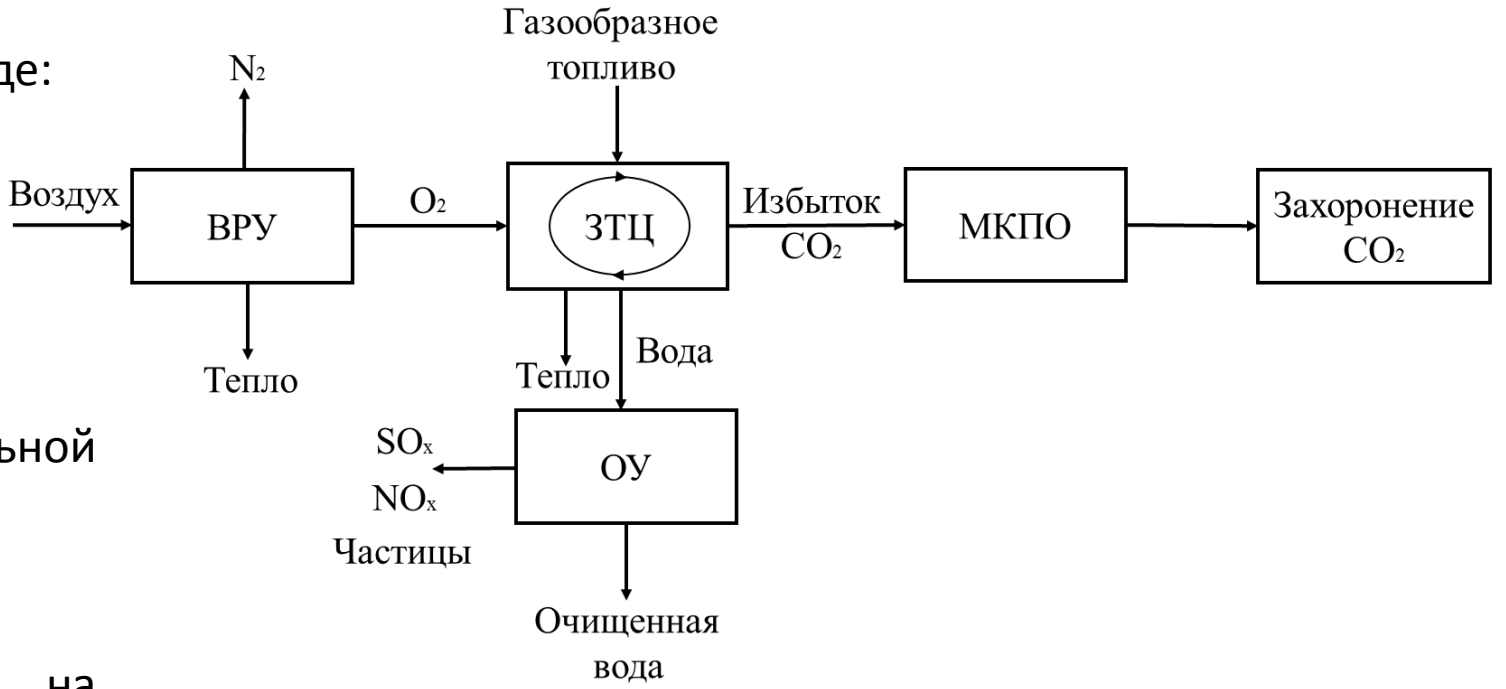
Технология oxy-combustion (кислородное сжигание топлива)

Концепция кислородно-топливных энергетических комплексов:

Реакция горения метана в чистом кислороде:

$$CH_4 + 2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O + Q$$

Подвод к ЗТЦ — Отвод из ЗТЦ

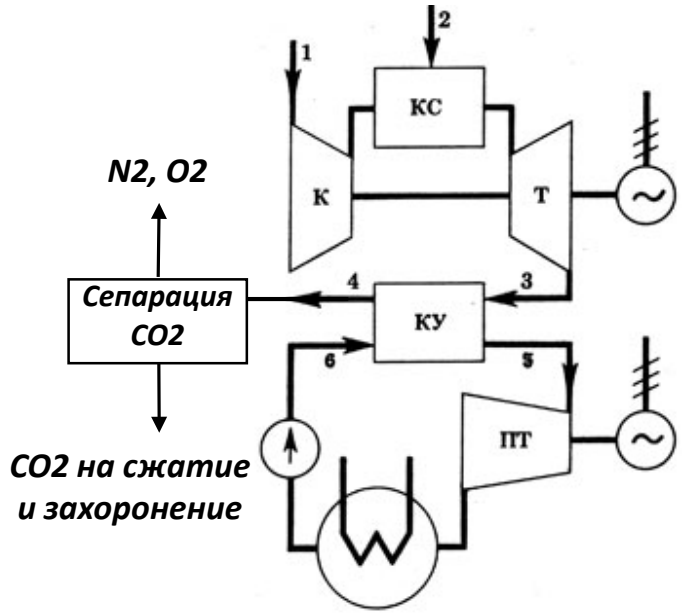


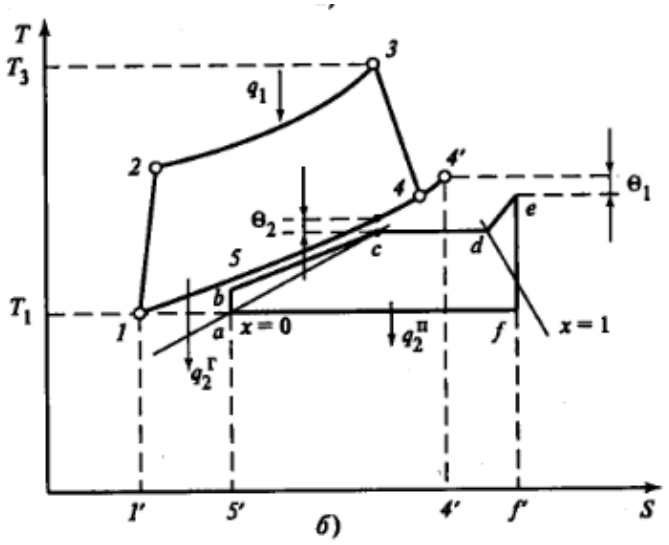
- необходимость в воздухоразделительной установке;
- затраты на производство O_2 1,1 МВт/кг;
- улавливание до 99,9% углекислого газа;
- незначительные затраты энергии на улавливание и сепарацию углекислого газа из потока рабочей среды, за счет реализации термодинамического разделения.

ВРУ – воздухоразделительная установка;
ЗТЦ – замкнутый термодинамический цикл;
МКПО – многоступенчатый компрессор с промежуточным охлаждением;
ОУ – очистительное устройство.

Сравнение технологий производства электроэнергии с улавливанием CO2 из дымовых газов

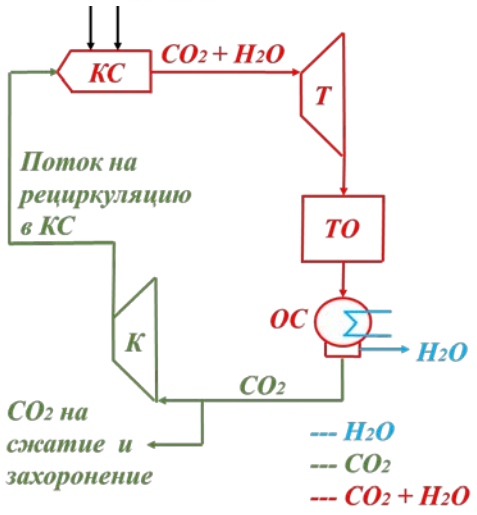
ПГУ с улавливанием CO2

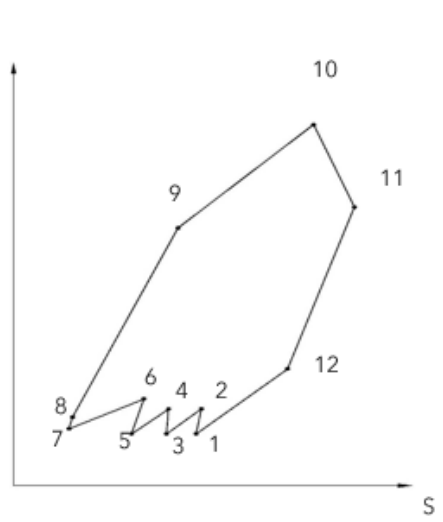




1. Воздушное сжигание топлива.
2. Рабочая среда: N2+CO2+H2O.
3. Сепарация CO2 за счёт химического связывания с NH3.
4. Удаление продуктов сгорания в атмосферу.

Кислородно-топливный энергетический комплекс (КТЭК)





1. Производство O2.
2. Кислородное сжигание топлива.
3. Рабочая среда: CO2+H2O.
4. Сепарация CO2 за счёт конденсации H2O.
5. Рециркуляция рабочей среды в КС.

Кислородно-топливные циклы

Замкнутые кислородно-топливные энергетические комплексы

С рециркуляцией CO_2:

- ***полузакрытый цикл с кислородным сжиганием топлива;***
- ***цикл МАТИАНТ;***
- ***цикл Аллама.***

Мембранные циклы:

- ***цикл AZEP;***
- ***цикл ZEITMOP.***

С рециркуляцией H_2O:

- ***«Водяной цикл»;***
- ***«Грац» цикл;***
- ***водородные циклы.***

Развитие кислородно-топливных энергетических комплексов

Рост *PCO2*

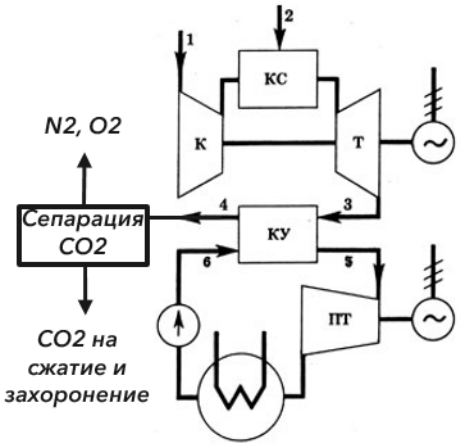
ПГУ с улавливанием CO2

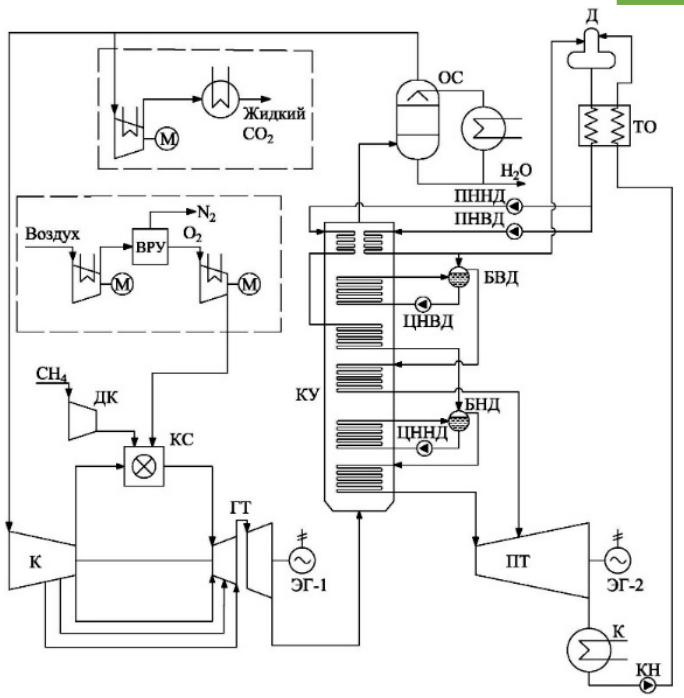
Промежуточный перегрев и охлаждение

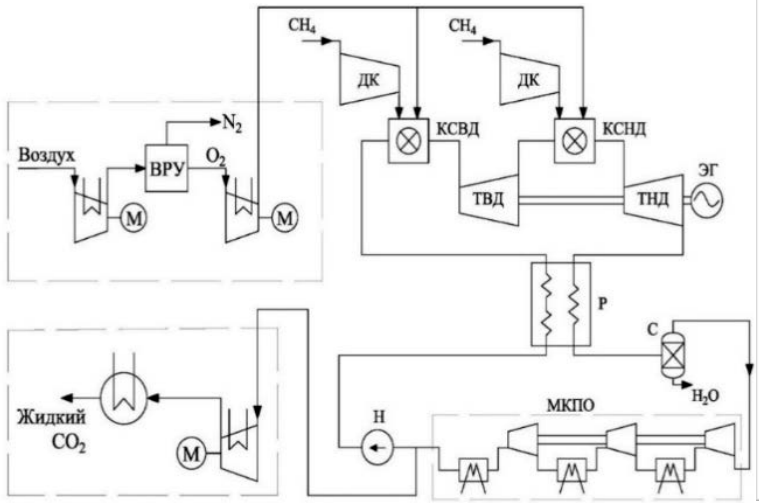
Полузакрытый цикл с кислородным сжиганием топлива (SCOC-CC)

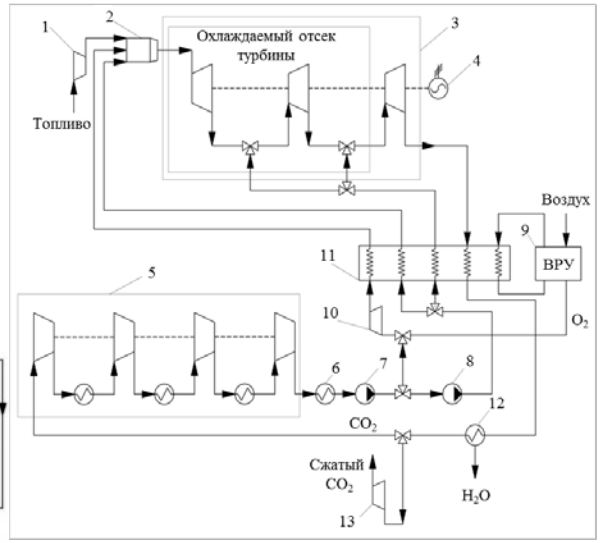
Противодавленческая турбина и многопоточный регенератор

Цикл E-МАТИАНТ





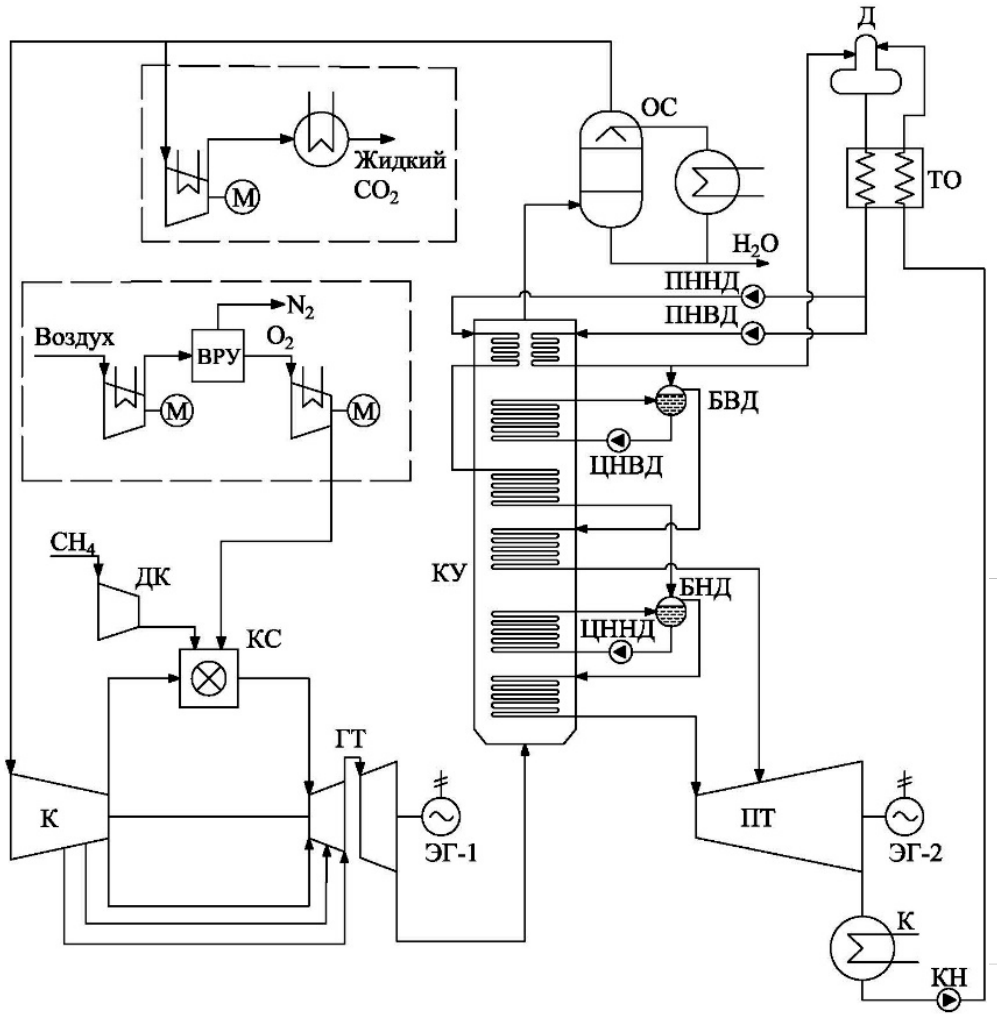


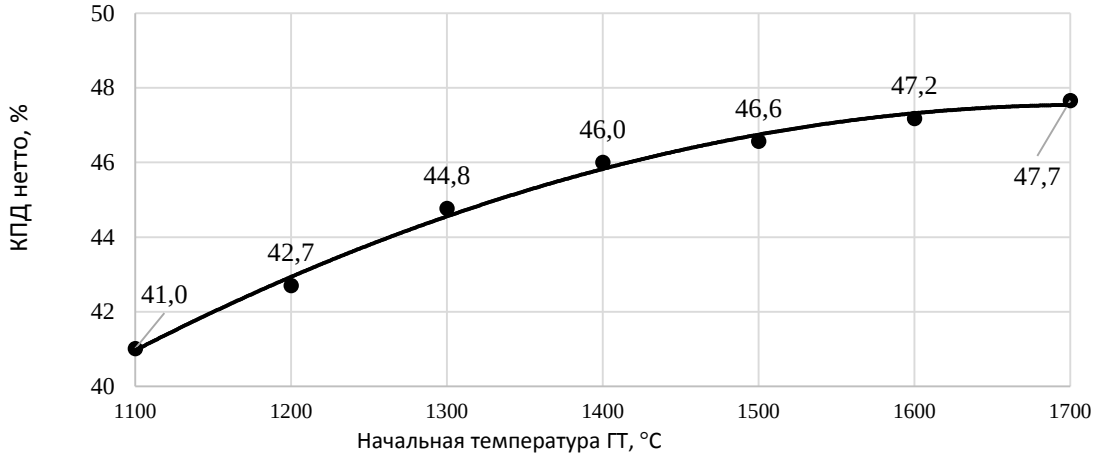


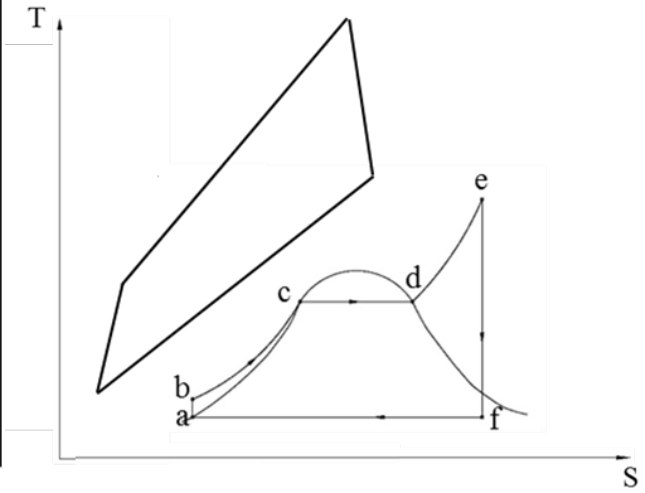
Направление развития экологически безопасных источников электроэнергии

Полузакрытый цикл с кислородным сжиганием топлива

Цикл SCOC-CC



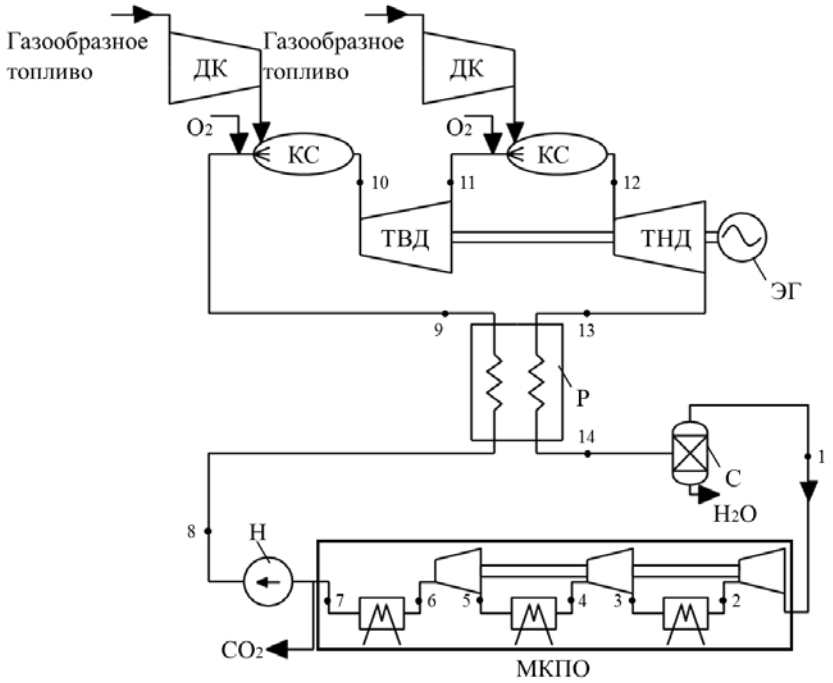


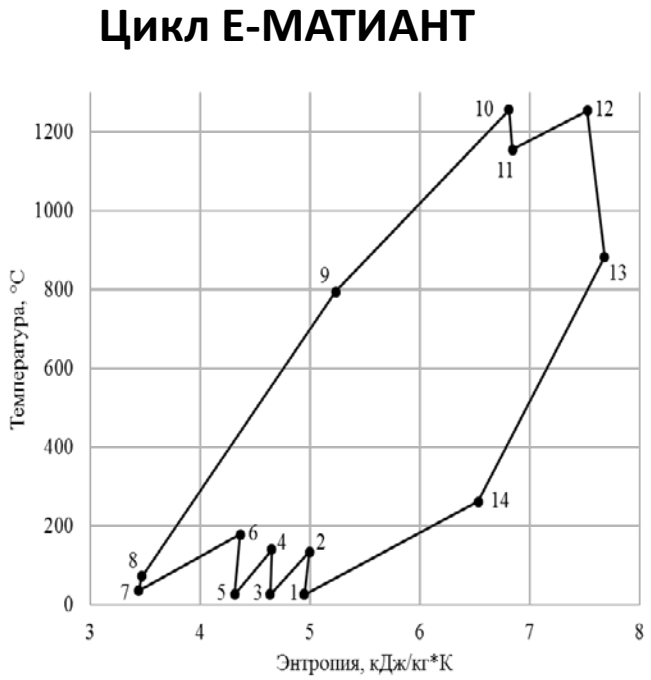


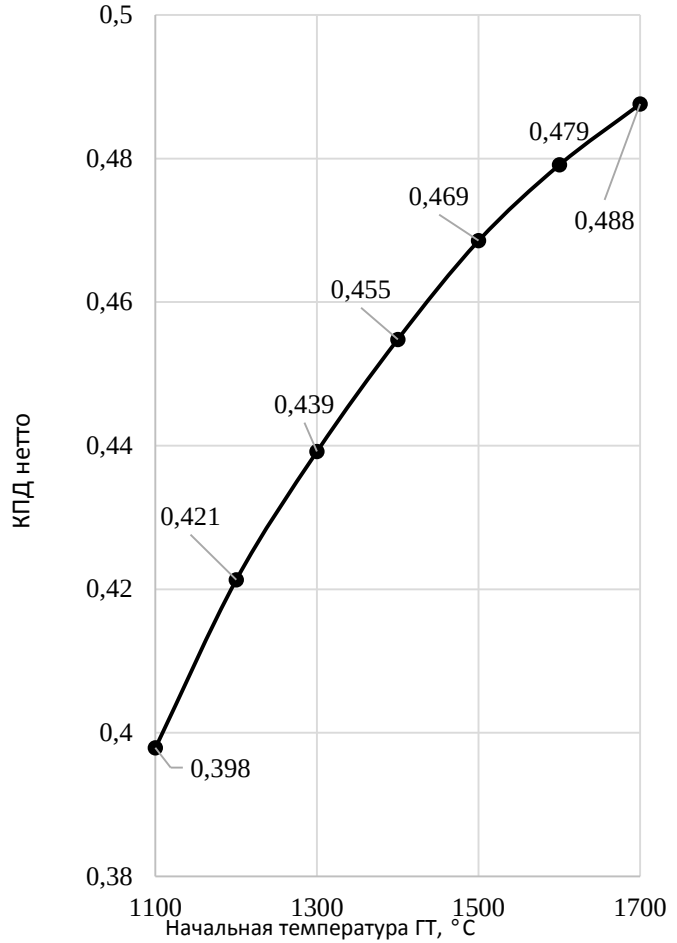
Рециркуляция основной части потока дымовых газов с большим содержанием диоксида углерода на выходе из котла-утилизатора в кислородно-топливную камеру сгорания, а также наличие установок по производству кислорода и захоронению диоксида углерода.

Рабочее тело – углекислый газ; вода

Цикл E-MATIANT



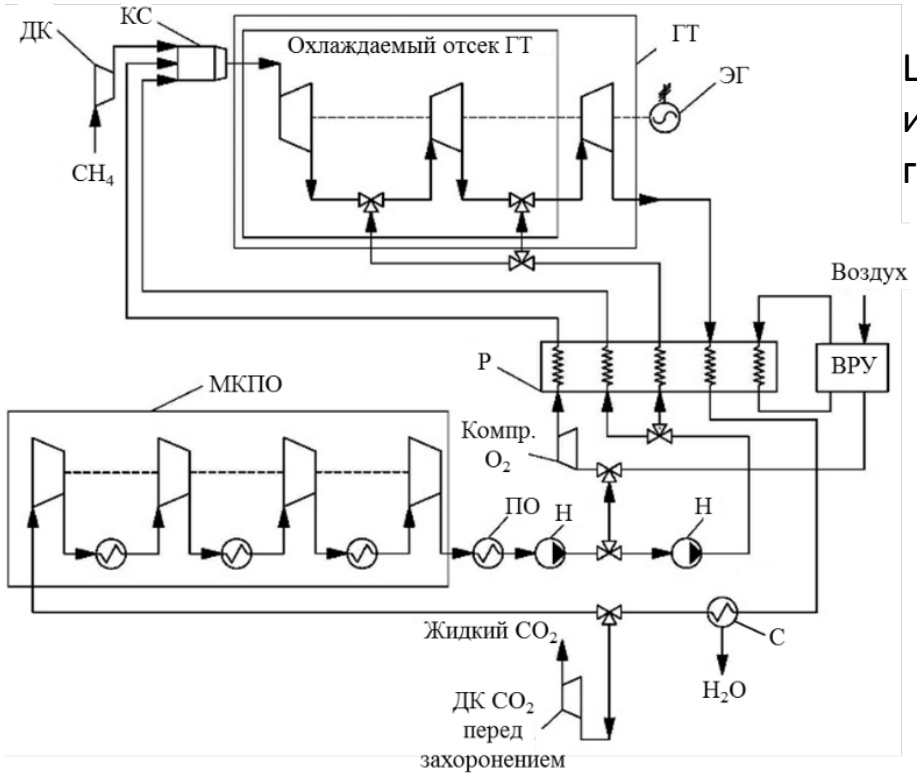




В отличие от цикла SCOC-CC в цикле E-MATIANT компрессор и газовая турбина состоят из нескольких отсеков, между которыми осуществляется промежуточное охлаждение (для компрессора) и перегрев рабочей среды (для ГТ), а вместо котла-утилизатора для охлаждения выхлопных газов используется регенеративный теплообменник.

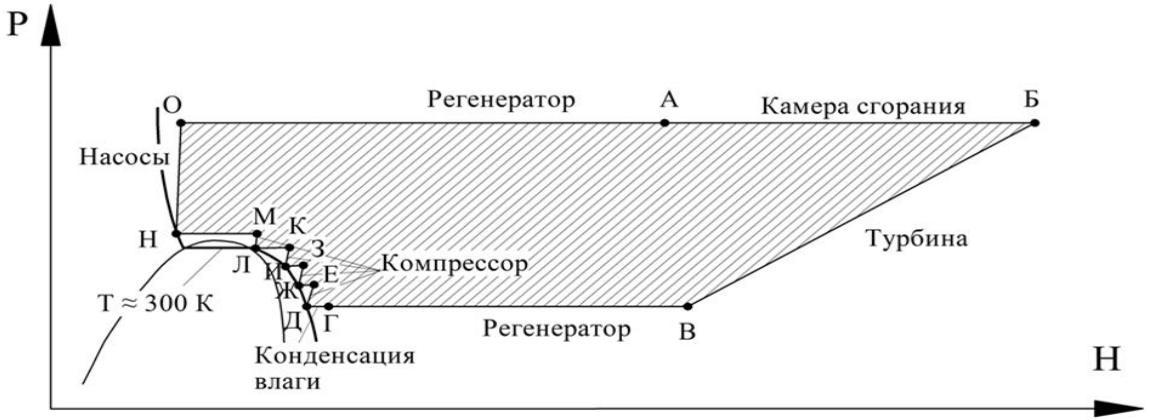
Рабочее тело – углекислый газ

Цикл Аллама



Цикл Аллама

Цикл Аллама – это полузакрытый сверхкритический цикл Брайтона CO2, который использует сжигание кислорода с использованием природного газа, газифицированного угля или других углеродсодержащих видов топлива.



отличие от цикла E-MATIANT цикл Аллама одержит одну камеру сгорания и одну турбину, а егенеративный теплообменник выполнен ногопоточным.

Рабочее тело – углекислый газ

А - кислородное сжигание природного газа со смесью O2/CO2; адиабатическая температура приближается к 2000°C;

Б - 300 бар и 1150oC на входе в турбину после смешивания отработавших газов сгорания с предварительно нагретым рециркулирующим CO2;

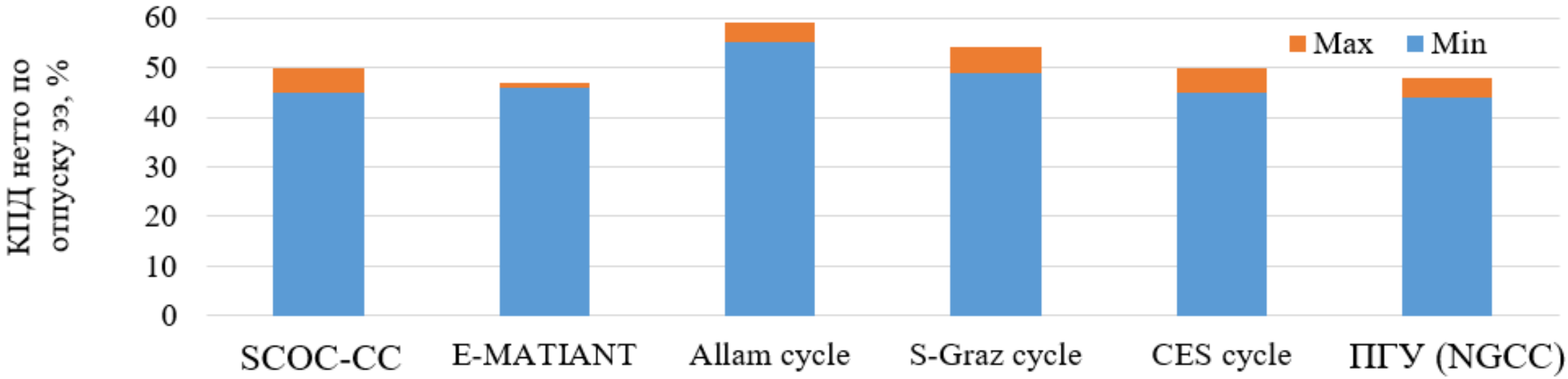
В-Г - выхлопные газы турбины предварительно нагреваются до 720°C 300 бар, рециркулируя CO2;

Г-О - отделение конденсированной воды с последующим сжатием CO2 и откачкой;

О-А - нагрев рециркулируемого CO2;

Чистый продукт CO2, производимый при давлении от 30 до 300 бар.

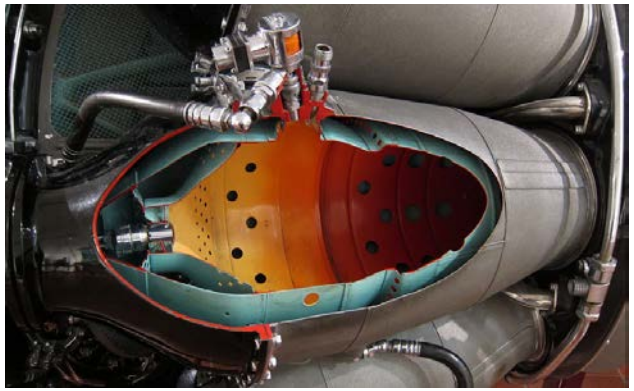
Сравнительный анализ энергетической эффективности КТЭК



Углекислотная камера сгорания для цикла Аллама

Параметр	Камера сгорания ГТУ	Камера сгорания углекислотного цикла
Давление в камере сгорания, атм	≤ 30	≤ 300
Разбавитель; Массовое содержание разбавителя в окислителе, γ	N_2 0,77	CO_2 ≤ 0,92
Температура газовой смеси на входе в камеру сгорания, ° С	300 - 350	660

$\gamma = CO_2/(CO_2+O_2)$



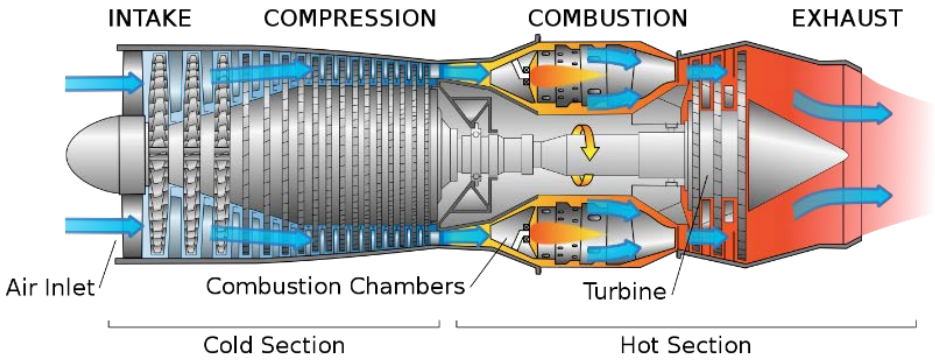
Характерные отличия CO_2 от N_2

Ингибирующее воздействие

1. Неинертность CO_2 по сравнению с N_2.
2. Большая удельная теплоемкость.
3. Меньший коэффициент диффузии.

Интенсифицирующее воздействие

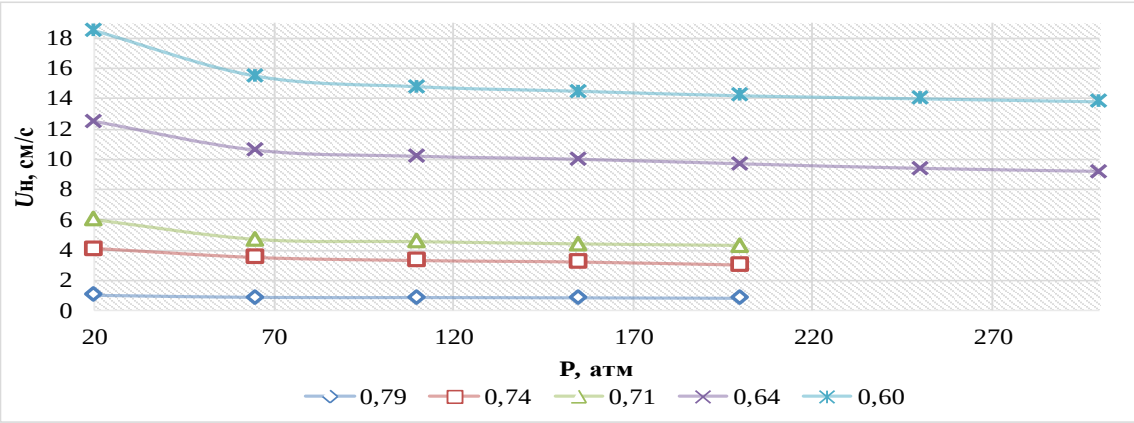
4. Излучающая способность CO_2.



Влияние CO2 разбавителя и сверхкритического давления на нормальную скорость распространения пламени

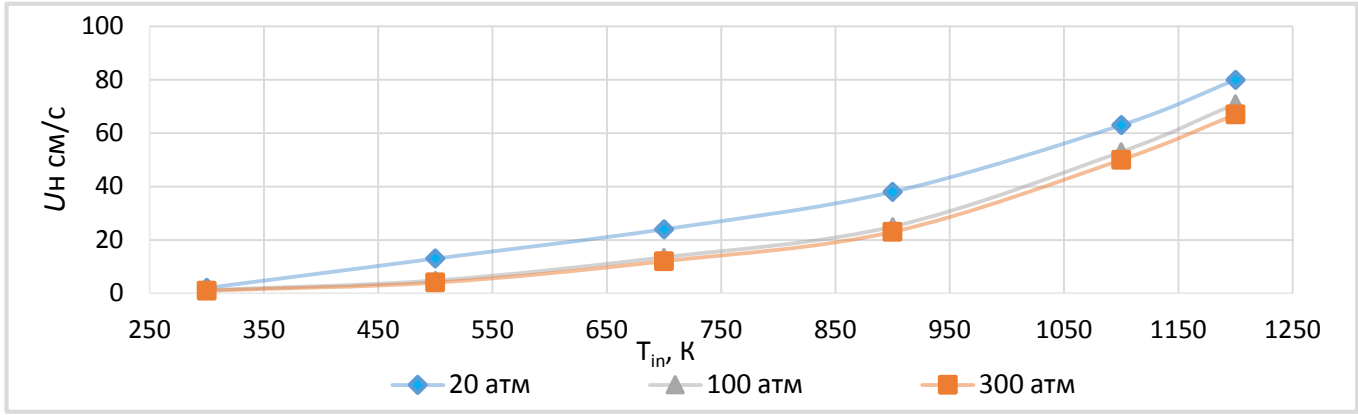
Нормальная скорость распространения пламени метана (CH_4) для CO_2 разбавителя

- P = 20…300 атм
- T_{in} = 300 K
- γ = 0,6…0,77



Нормальная скорость распространения пламени метана (CH_4) для CO_2 разбавителя

- P = 20…300 атм
- T_{in} = 300…1200 K
- γ = 0,77



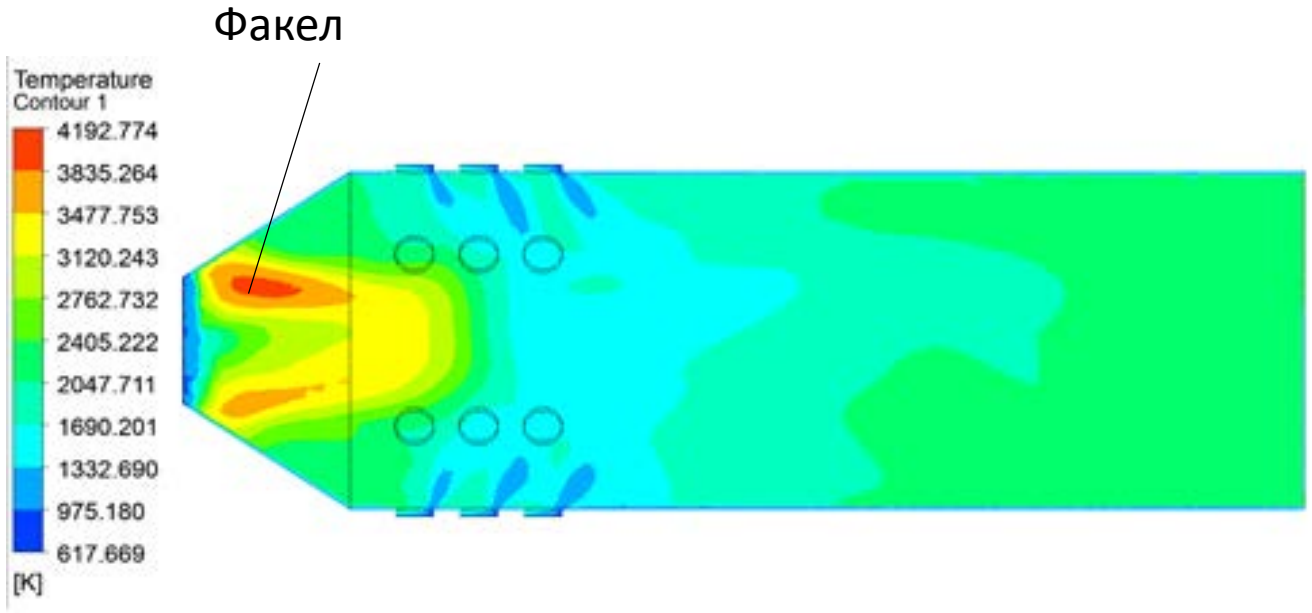
Характер протекания процесса горения сильно зависит от сочетания факторов:

- термодинамических параметров цикла (**давление, тип разбавителя, тип окислителя, температура реагирующих компонентов на входе в камеру сгорания**);
- компоновки и режимных параметров (распределение потоков разбавителя в объеме камеры).

Правильное распределение потоков CO2 разбавителя в объеме камеры сгорания позволит снизить ингибирующее воздействие и приблизить значения Uн к камерам сгорания классических ГТУ.

γ = CO_2/(CO_2+O_2) – массовое содержание разбавителя в окислителе

Распределение температуры в продольном сечении углекислотной камеры сгорания

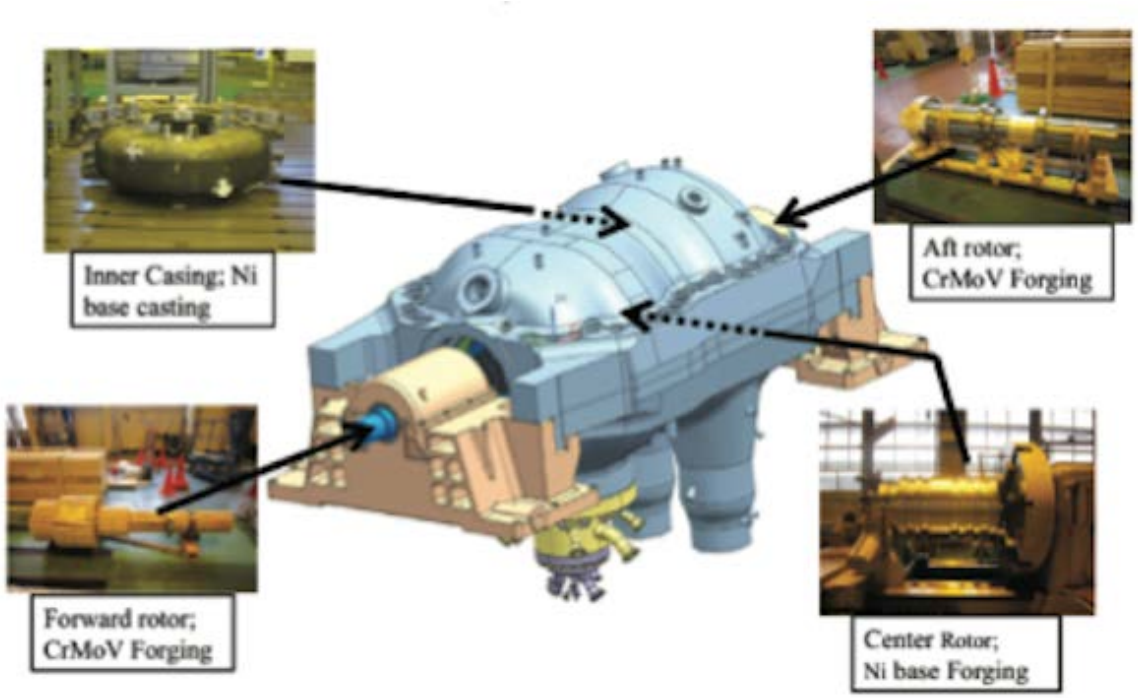


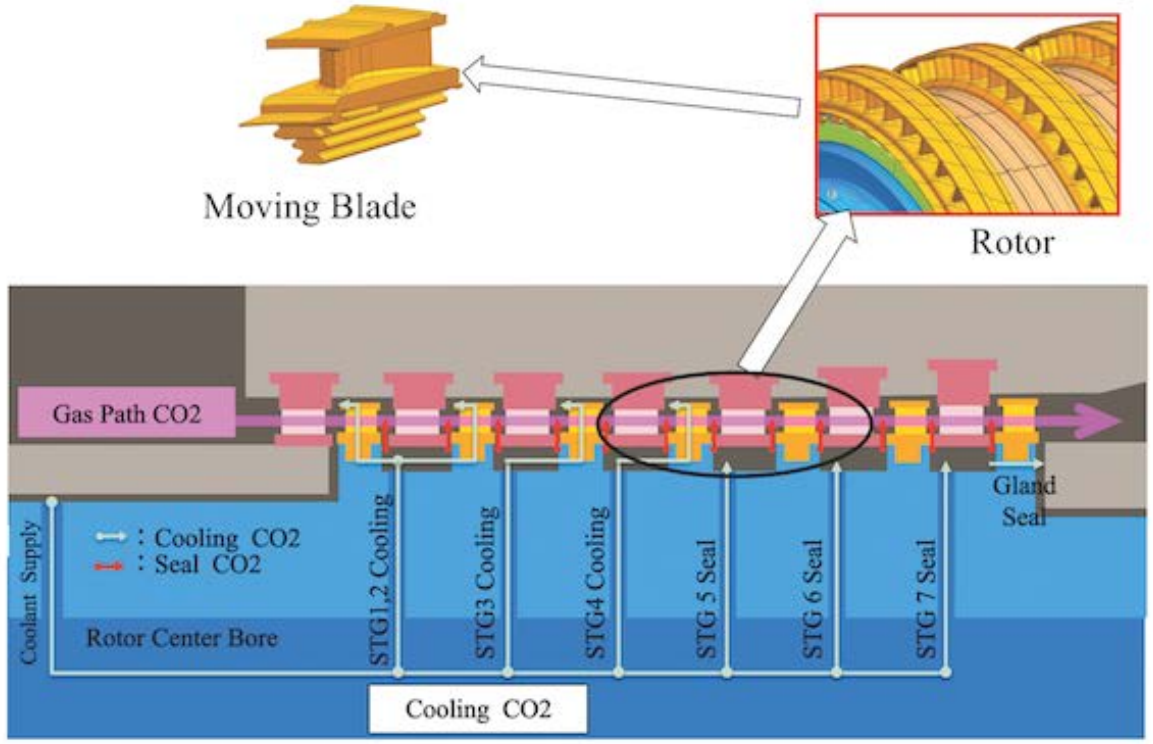
Углекислый газ является ингибитором химических реакций, скорость распространения пламени в среде O2-CO2 меньше, чем в смеси O2-N2 при одинаковой концентрации разбавителя и прочих равных условиях. Эффект торможения реакций горения в среде CO2 разбавителя обусловлен отличием его физических свойств от N2, который также выступает разбавителем в камерах сгорания, но не оказывает столь сильного ингибирующего воздействия.

Вращающийся поток помогает стабилизировать факел и уменьшить его длину. Добавление дополнительного разбавителя CO_2 образует локальные зоны с пониженной температурой, что приводит к торможению процессов горения.

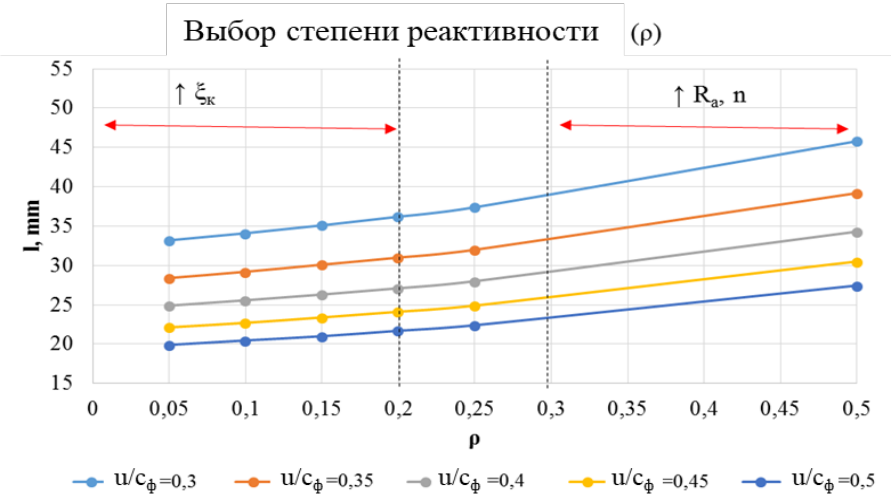
Углекислотная турбина для цикла Аллама

Высокая плотность диоксида углерода при параметрах на входе и выходе из углекислотной турбины определяет ее малые массогабаритные характеристики по сравнению с паровыми и газовыми турбинами.





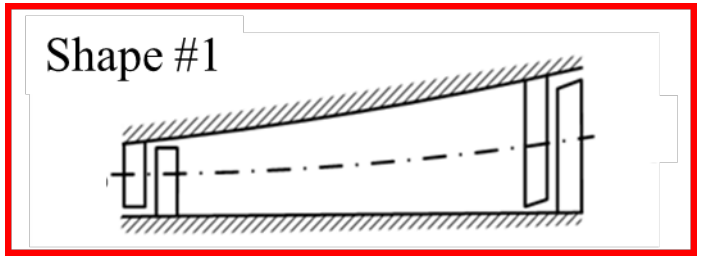
Углекислотная турбина для цикла Аллама

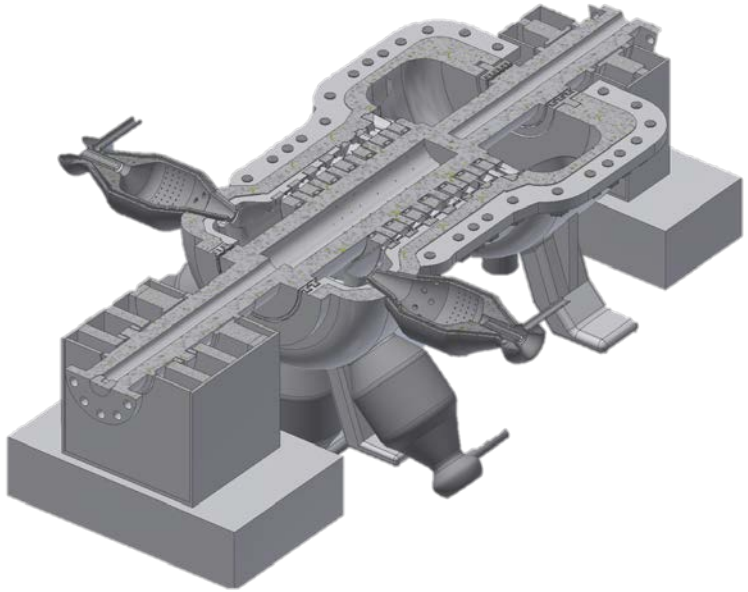


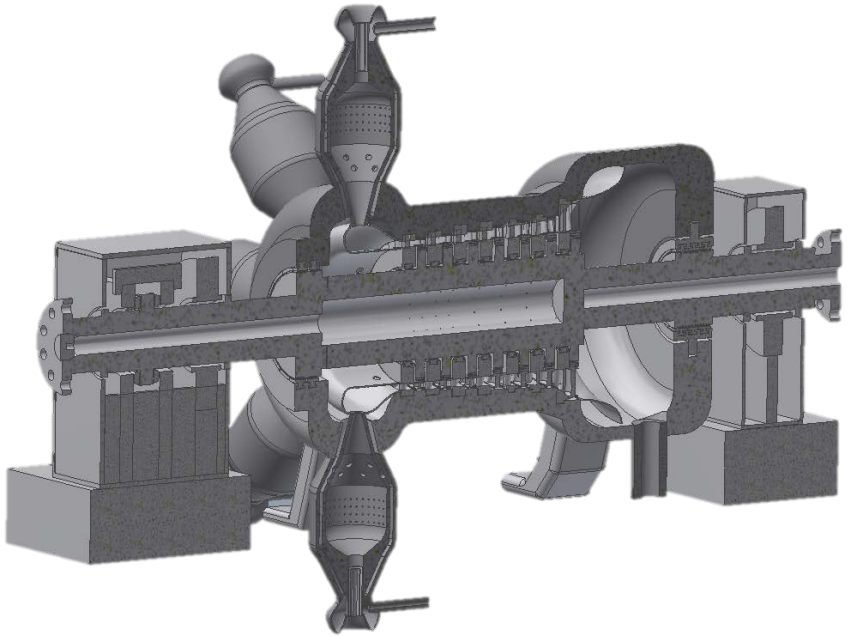
0,05 ≤ ρ ≤ 0,2 → *l*=20-30 мм → Увеличение концевых потерь ξ

0,3 ≤ ρ ≤ 0,5 → Увеличение осевых усилий (R_a) и числа ступеней (n)

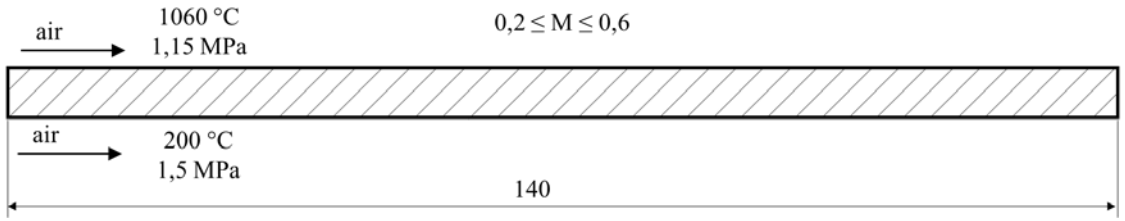
0,2 ≤ ρ ≤ 0,3 – рекомендуемый диапазон степени реактивности для CO_2 турбины

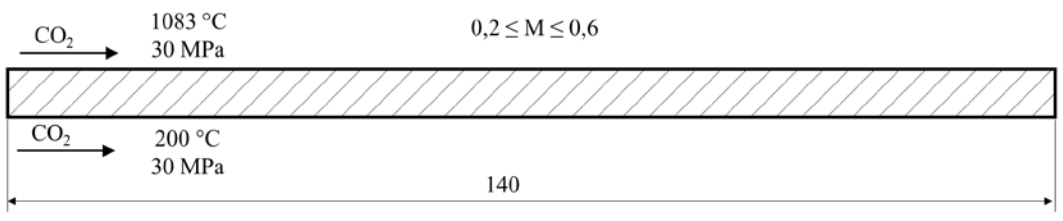


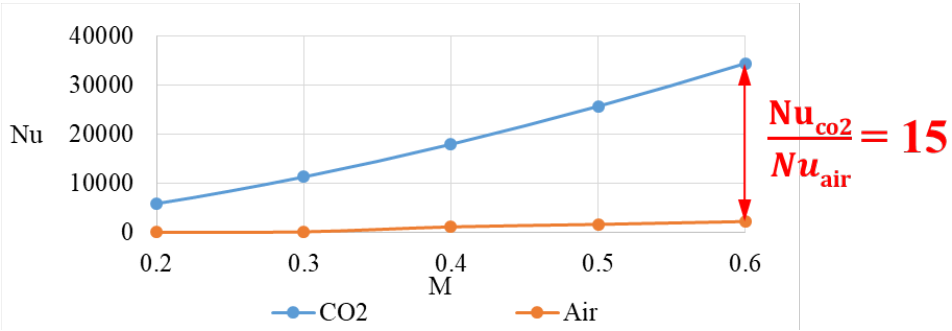




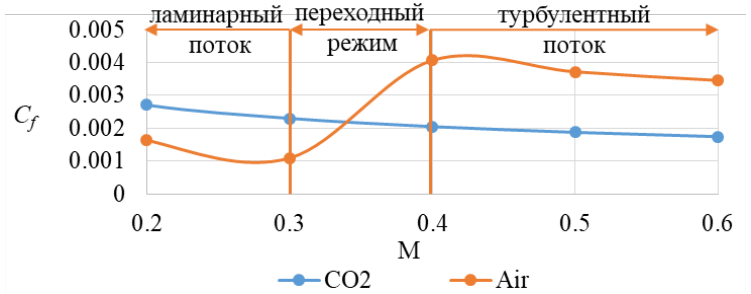
Особенности углекислотного рабочего тела и его влияние на теплогидравлические процессы



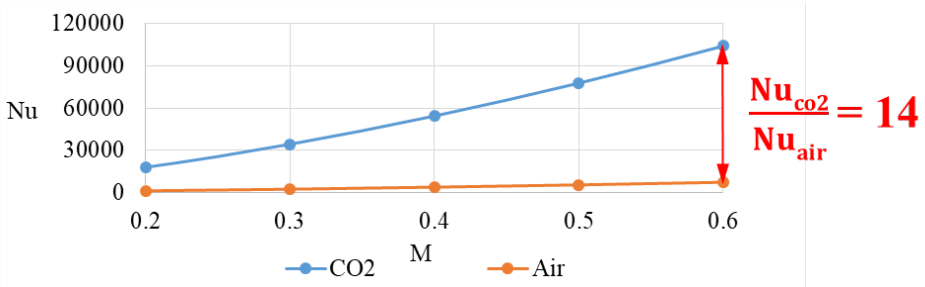




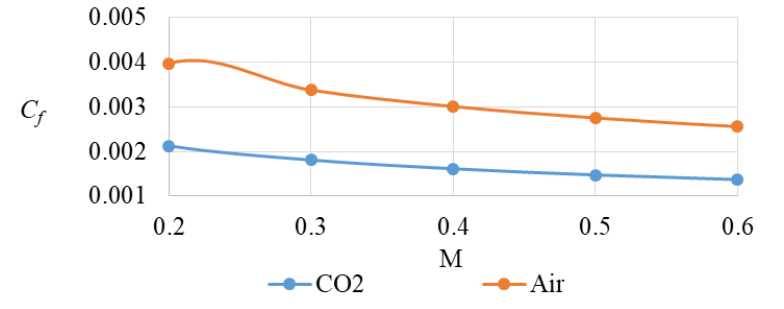
Зависимость числа Nu от числа Маха (**рабочая среда**)



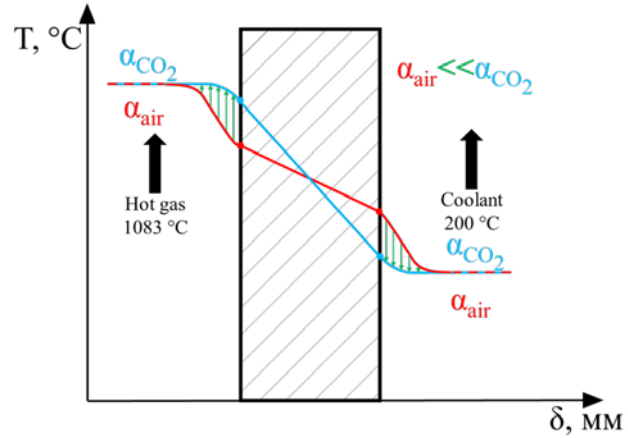
Зависимость коэффициента трения от числа Маха (**рабочая среда**)



Зависимость числа Nu от числа Маха (**хладагент**)



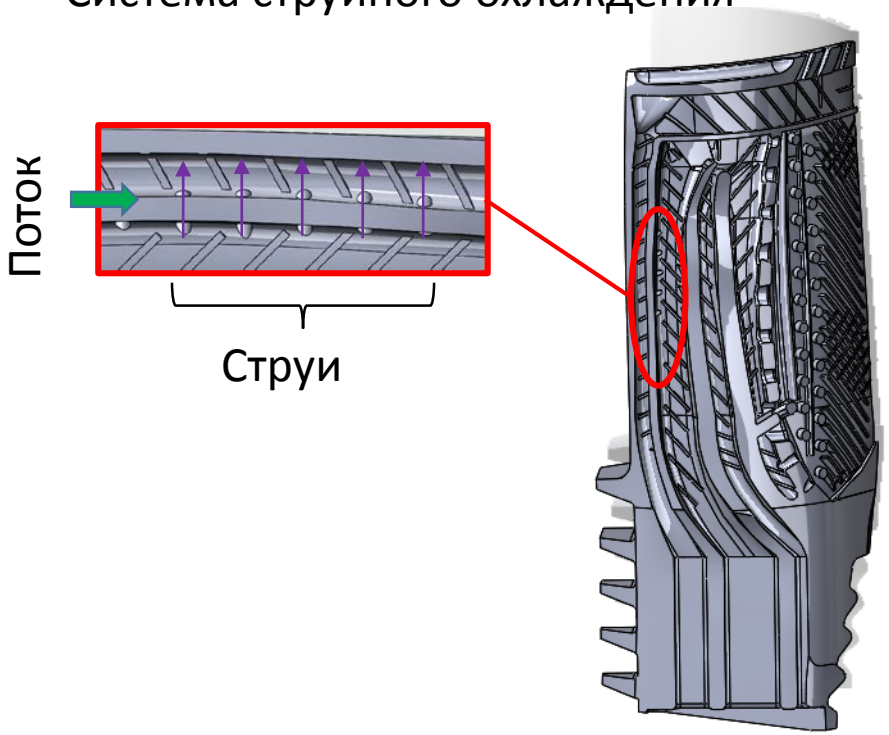
Зависимость коэффициента трения от числа Маха (**хладагент**)

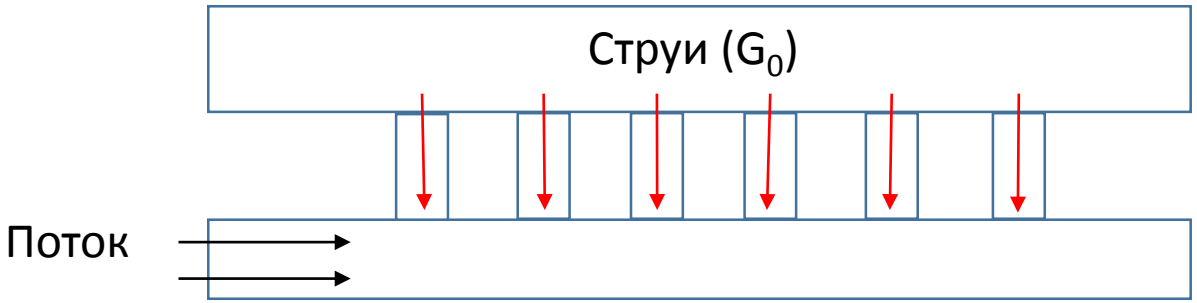


Значительное увеличение числа Нуссельта как со стороны горячих газов, так и со стороны хладагента, приводит к росту разности температур между внутренней и внешней поверхностями стенки.

Система охлаждения лопаток углекислотных турбин

Система струйного охлаждения

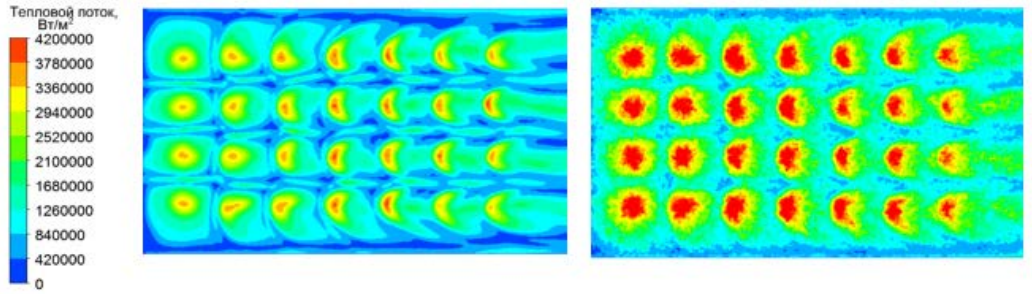




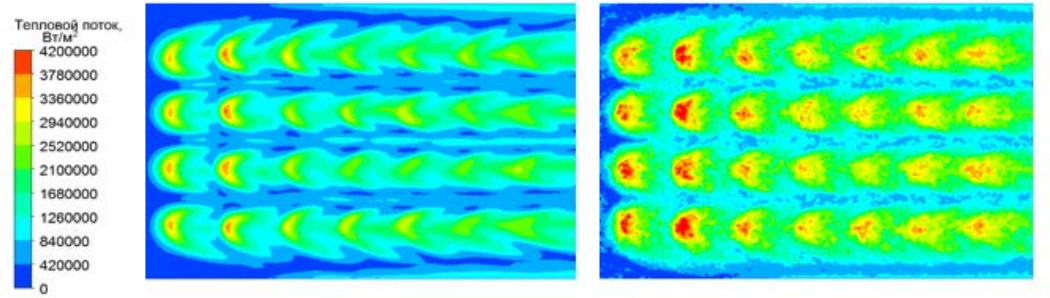
Air

CO_2

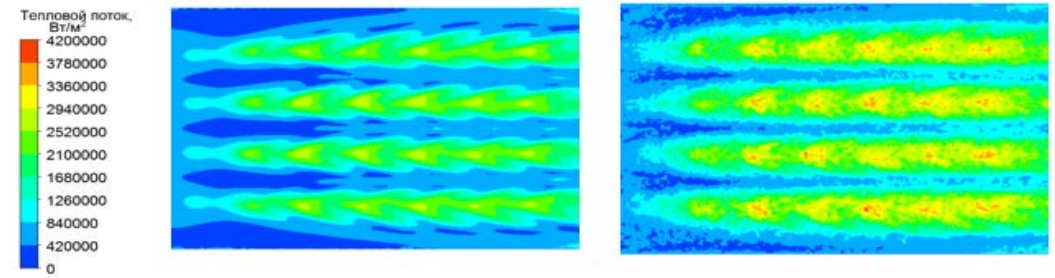
$G_{снос} / G_0=0$



$G_{снос} / G_0=0,5$

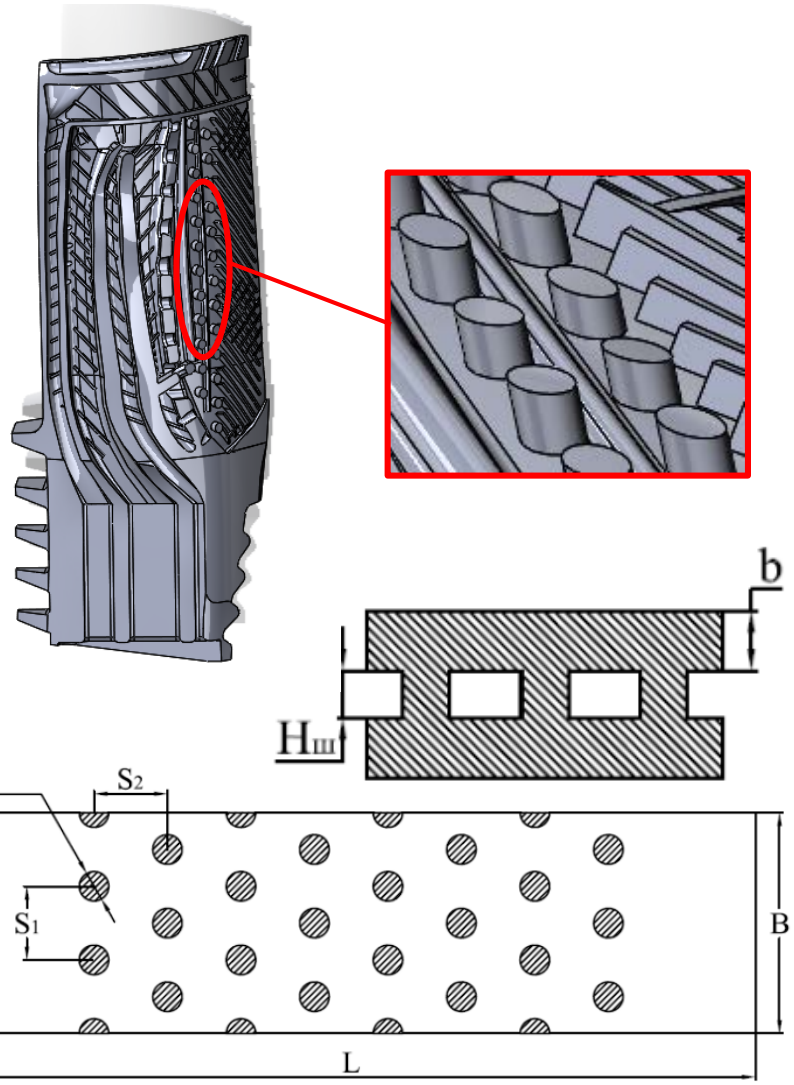


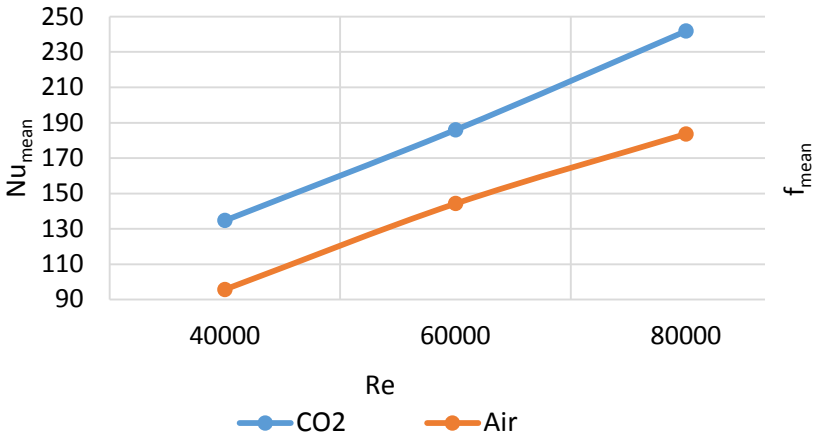
$G_{снос} / G_0=1$

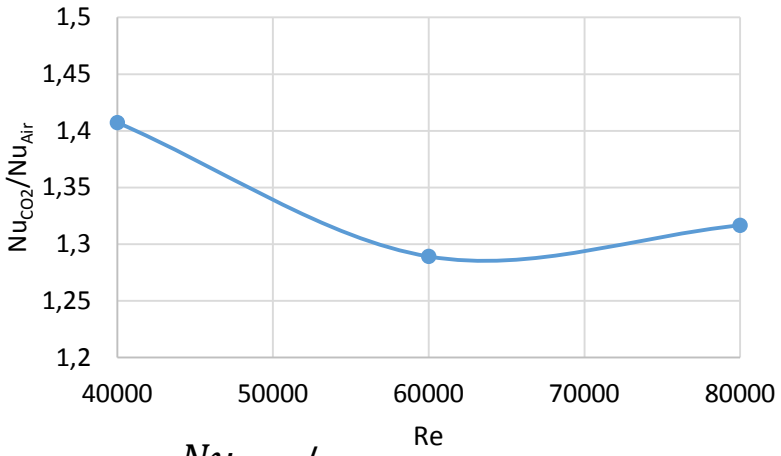


ИТНО

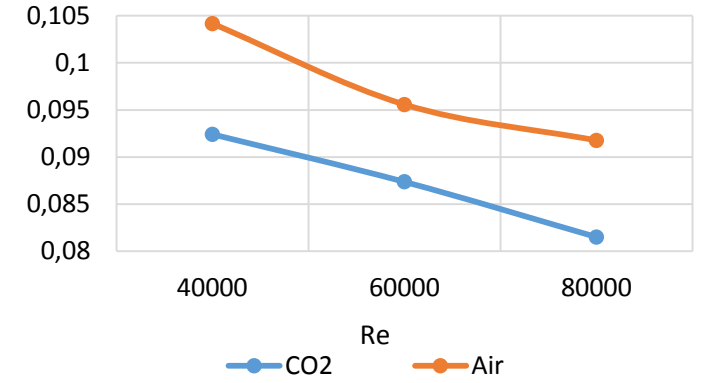
Система охлаждения лопаток углекислотных турбин

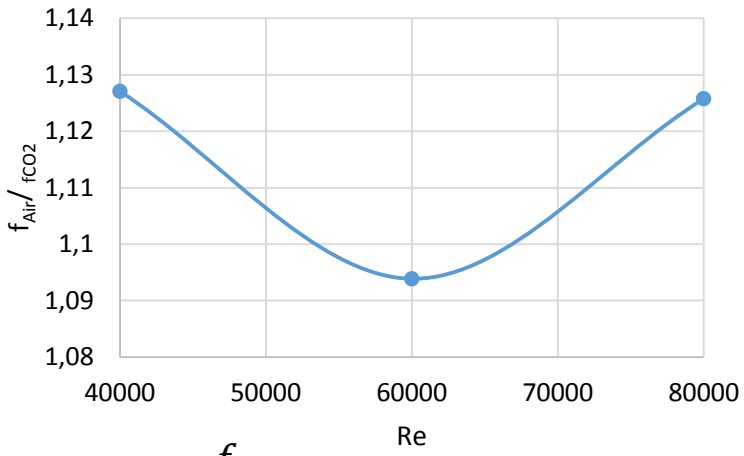






$$Nu_{CO_2}/Nu_{air} = 29 - 40\%$$





$$f_{air}/f_{CO2} = 9 - 13\%$$

Углекислотный теплообменник

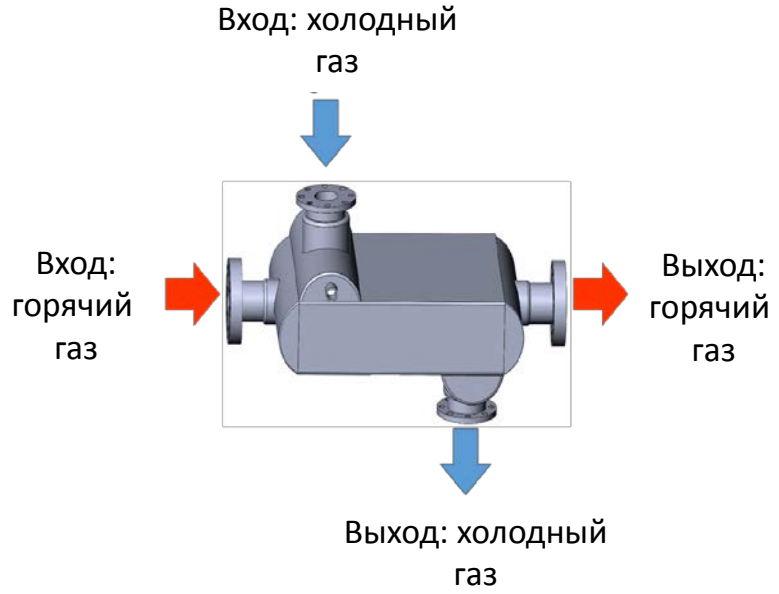
Рекуперативные теплообменники, работающие в составе углекислотных циклов обладают большой мощностью. Их мощность может превышать мощность энергоблока более чем в 2 раза.

В тоже время эффективность углекислотных энергоблоков сильно зависит от уровня недогревов в рекуперативной системе, что обуславливает низкие значения температурных напоров в теплообменниках.

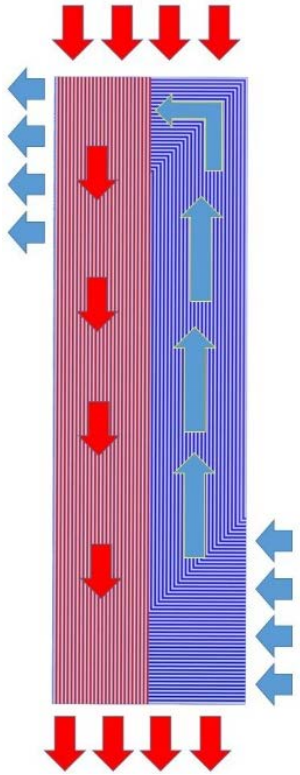
В связи с этим, при использовании углекислого газа в качестве теплоносителя, чаще всего используются пластинчатые конструкции теплообменных аппаратов, которые обладают наибольшей компактностью.

Уравнение теплопередачи

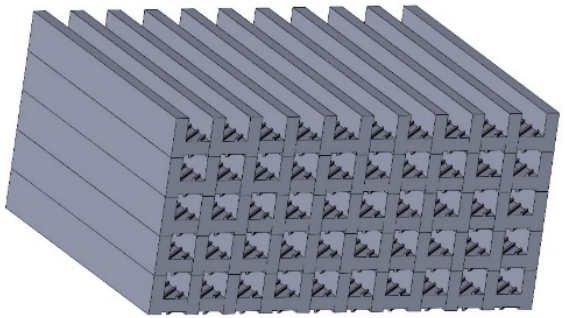
$$\uparrow Q = K\ F \uparrow \Delta T \downarrow$$



Модель рекуператора

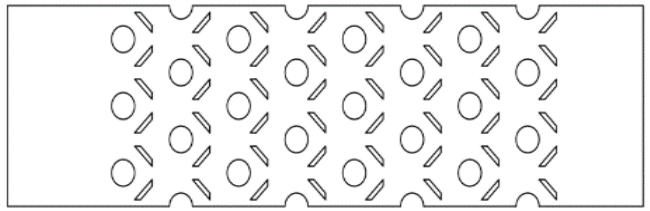


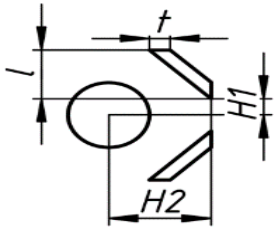
Горячая и холодная пластина



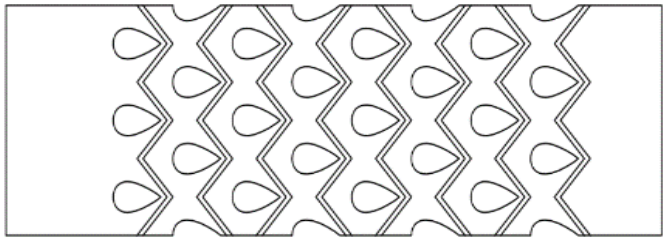
Вид пластин

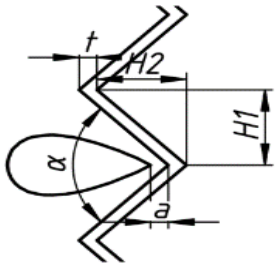
Способы интенсификации теплообмена в каналах



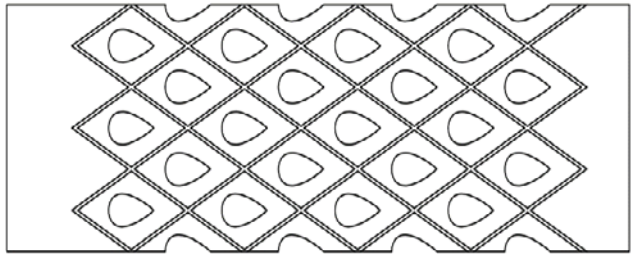


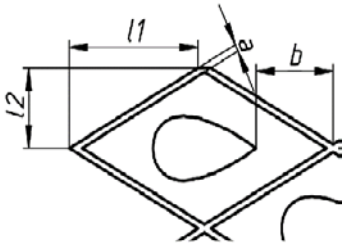
Круглые штырьки с ребрами



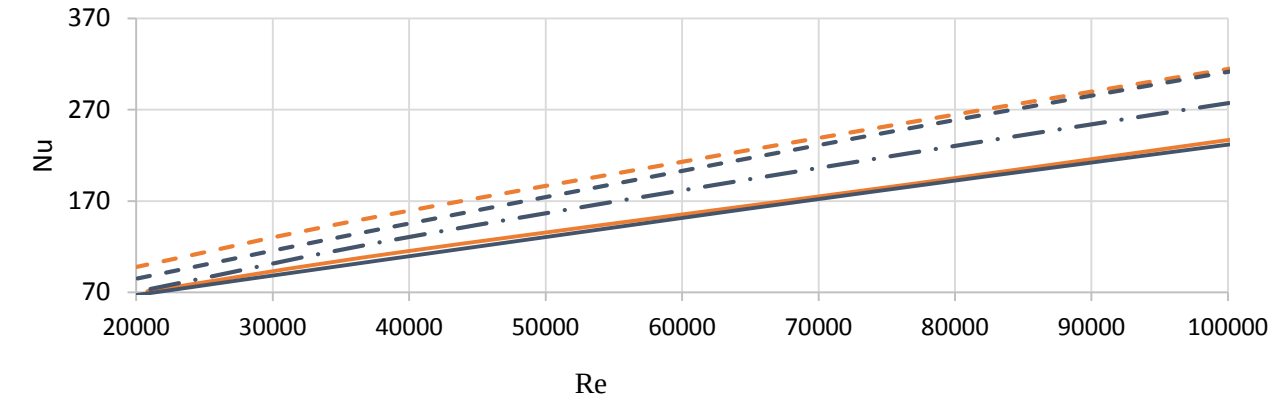


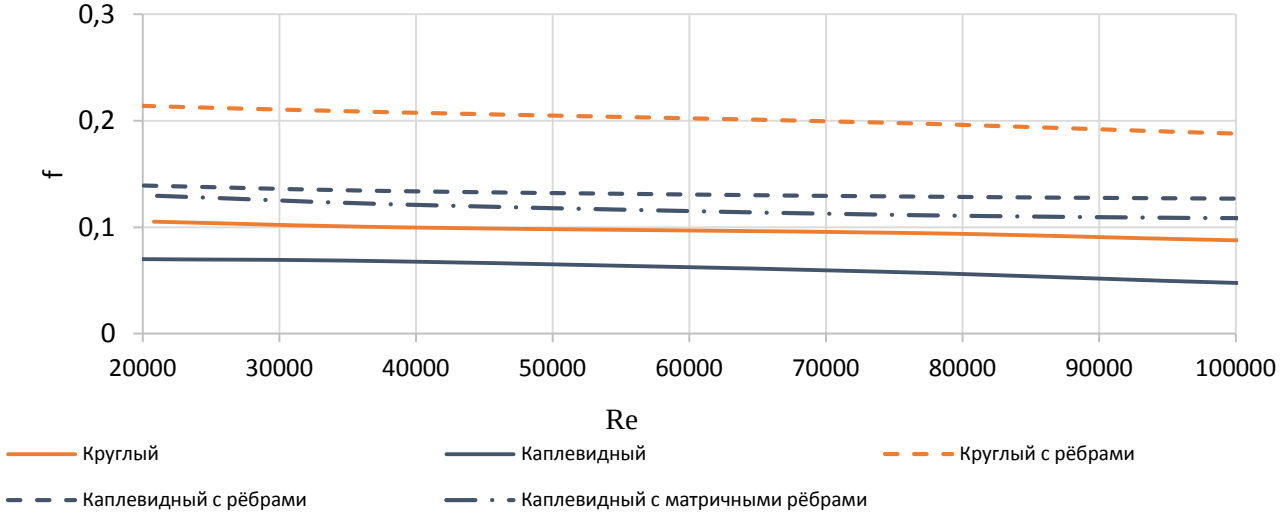
Каплевидные штырьки с ребрами



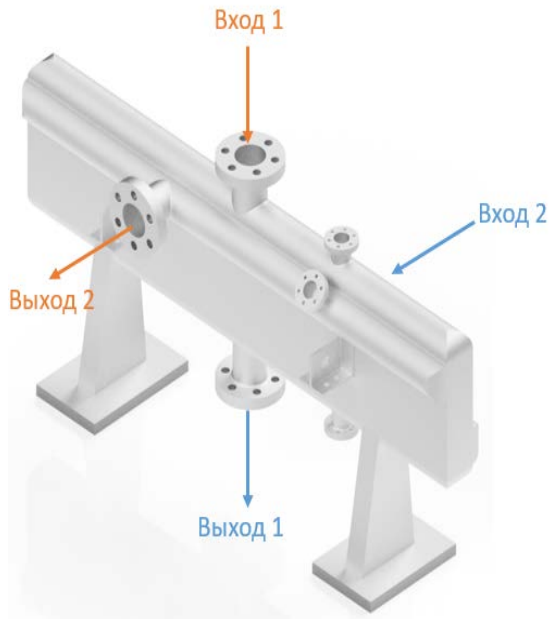


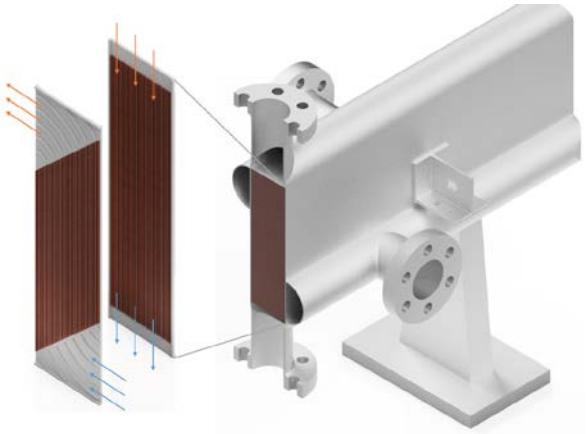
Каплевидные штырьки с матричными ребрами

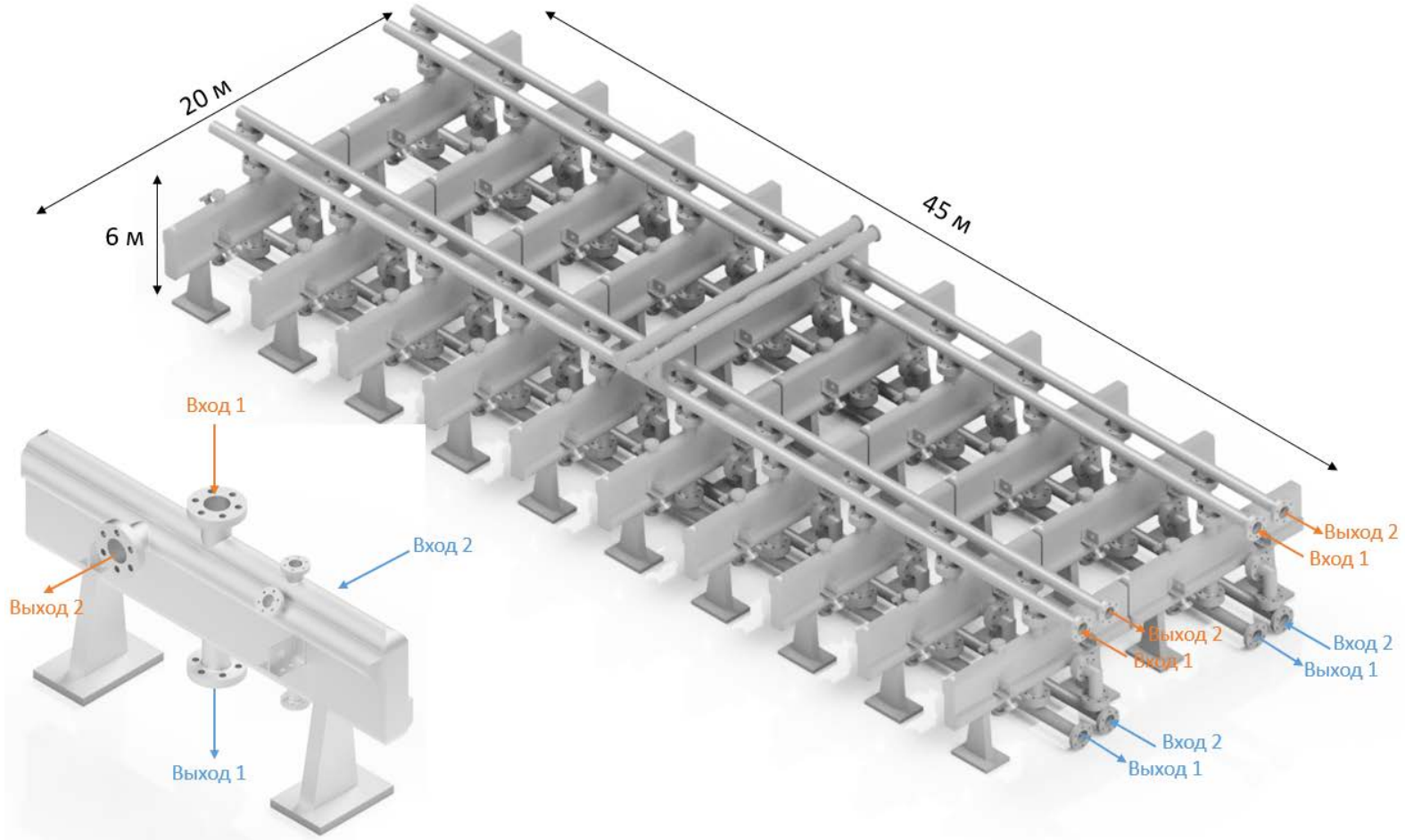




Углекислотный теплообменник







Высокотемпературный теплообменник – 772 МВт

Эл. почта: kindra.vladimir@yandex.ru