



Перспективные энергетические технологии для экологически безопасной «большой» энергетики нового поколения

Рогалев А.Н.

д.т.н., заведующий кафедрой
Инновационных технологий наукоемких отраслей
НИУ «МЭИ»

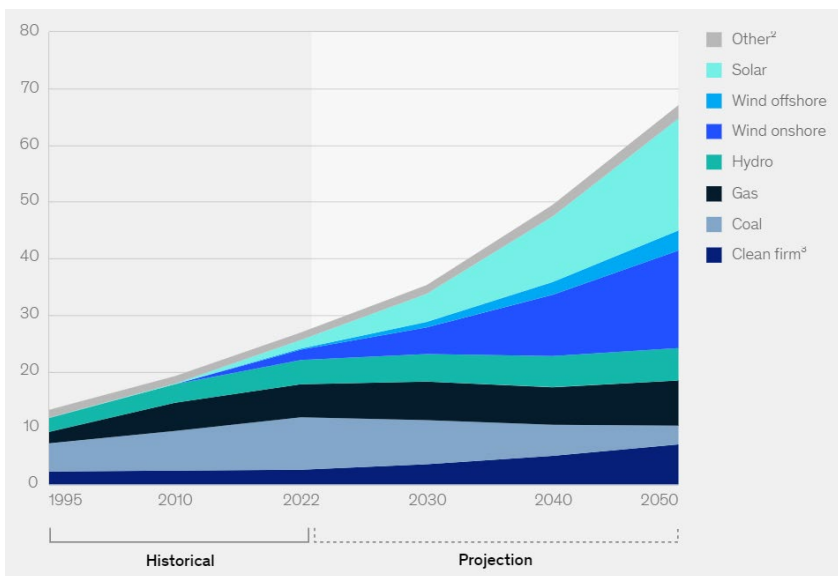


2024

Глобальные вызовы: рост выбросов вредных веществ и парниковых газов



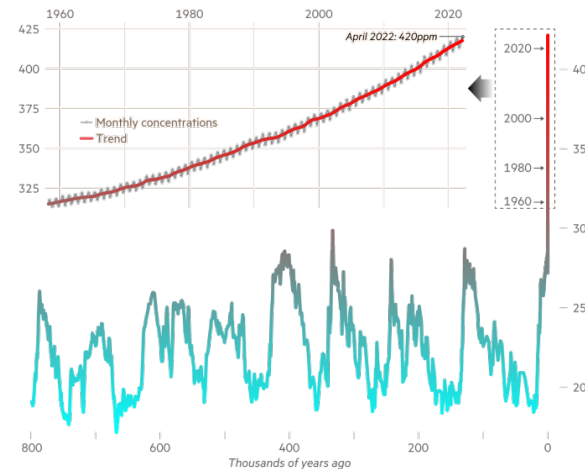
Прогноз роста выработки электроэнергии



Рост концентрации CO2 в атмосфере

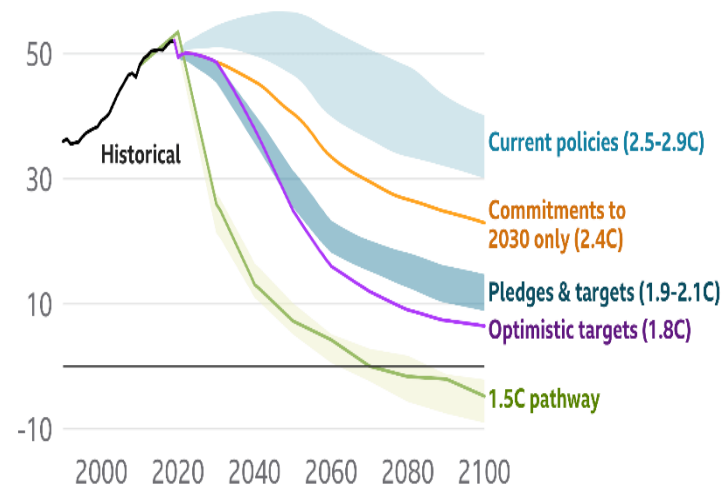
Atmospheric carbon dioxide hits new high in April

CO₂ concentration (parts per million)

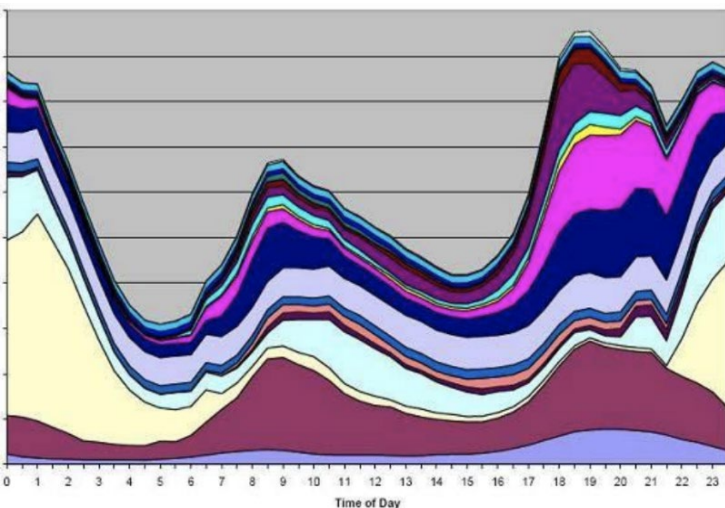


Ice-core data before 1958, Mauna Loa data after 1958 Sources: Scripps Institution of Oceanography; NOAA © FT

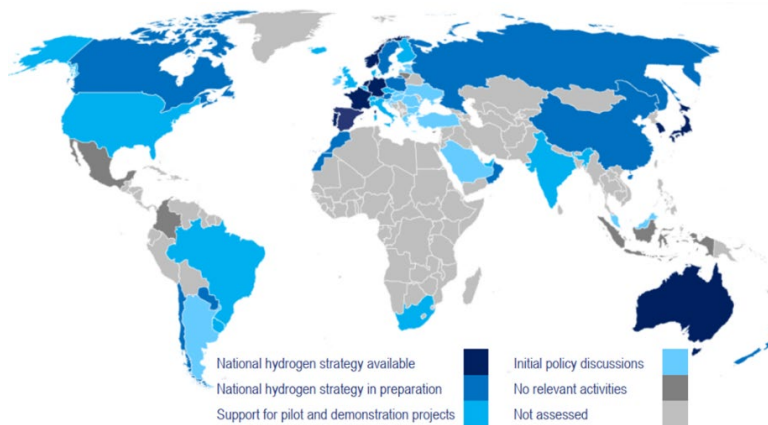
Планы сокращения выбросов CO2



Увеличение неравномерности графиков нагрузки



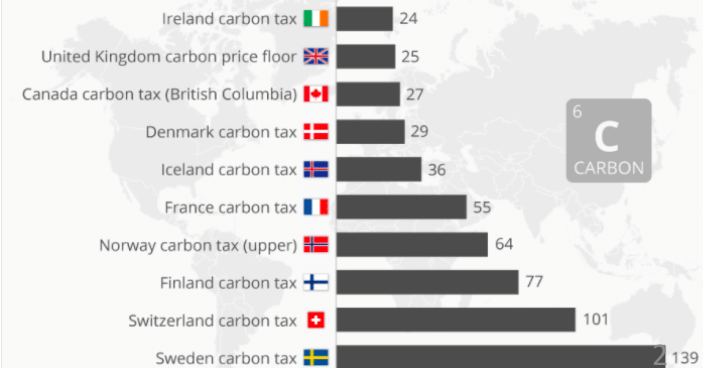
Разработка и реализация стратегий применения водорода в энергетике и промышленности



Введение трансграничного углеродного сбора

How the World Puts a Price on Carbon

Carbon pricing policies in selected countries (in U.S. dollars per metric ton of CO₂-equivalent)*





Программа
«Энергетика больших мощностей нового поколения»



Программа
«Водородная энергетика»



Программа
«Распределенная и возобновляемая энергия»

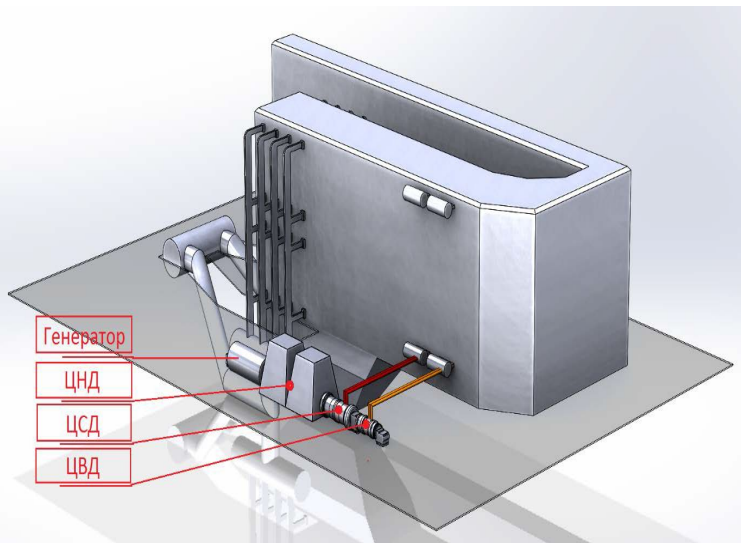


Программа
«Цифровая энергетика»

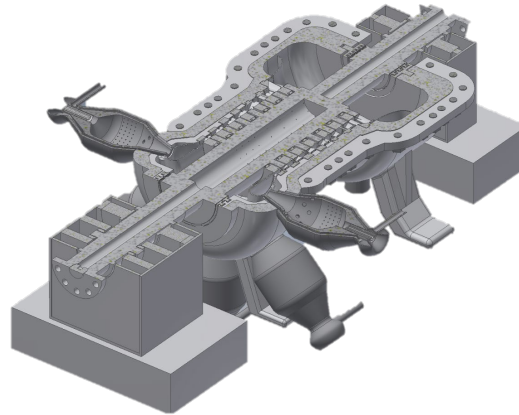


Программа
«Климатическая трансформация энергетической отрасли»

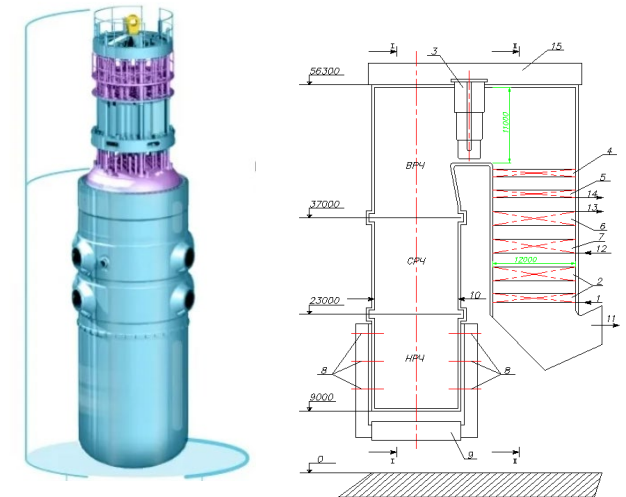
Тепловые станции с ультрасверхкритическими параметрами пара



Кислородно- топливные энергоустановки на диоксиде углерода



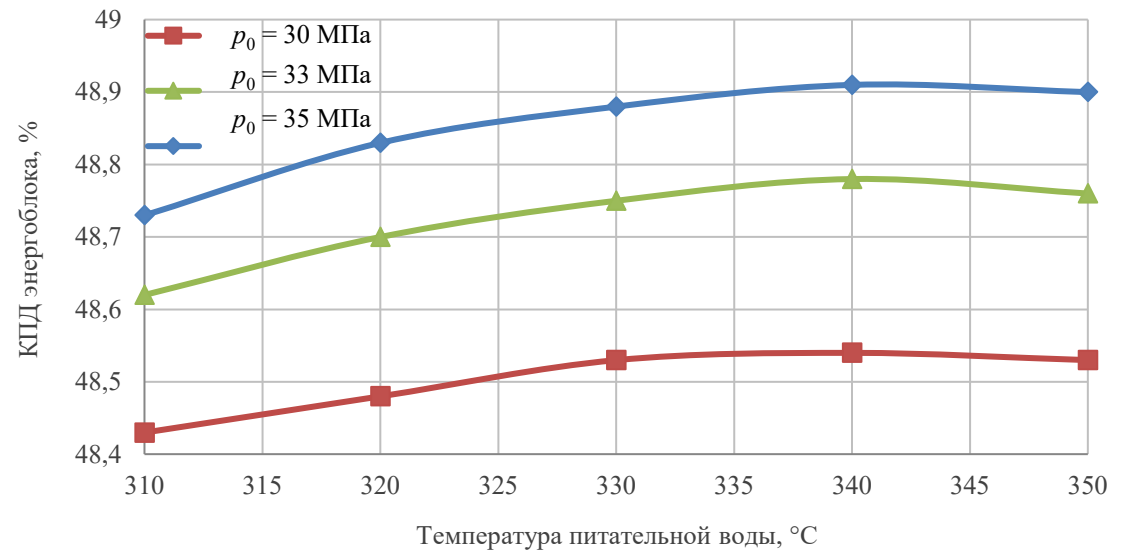
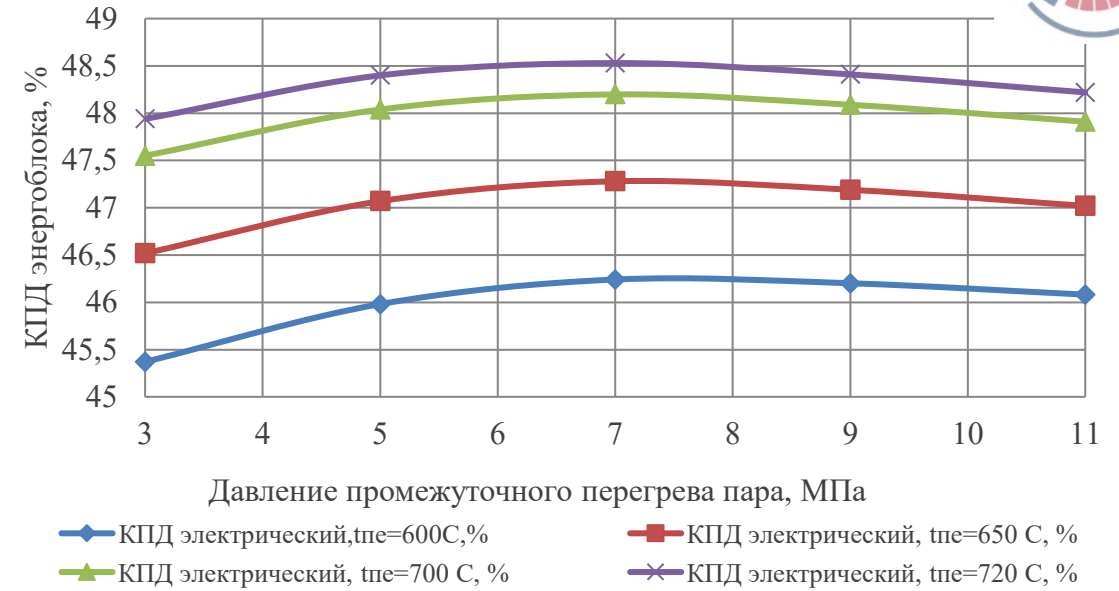
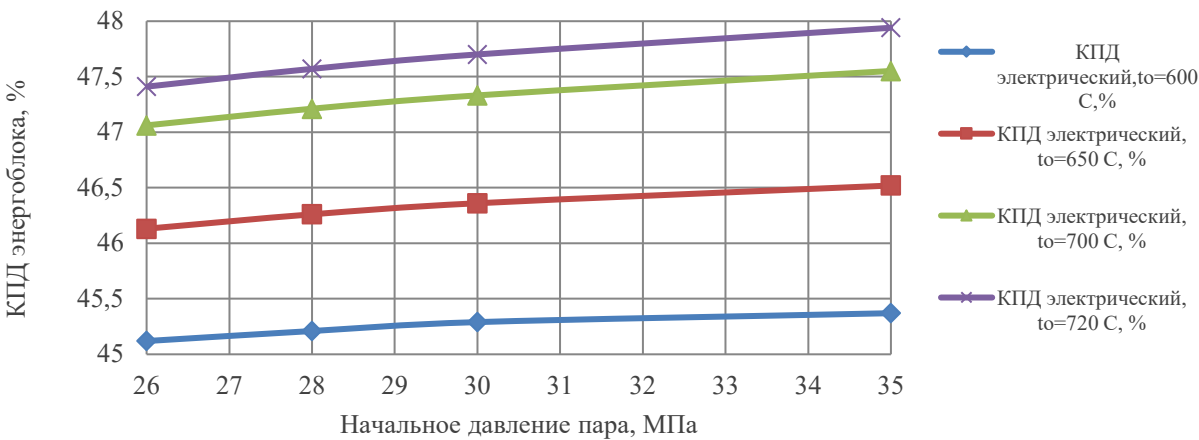
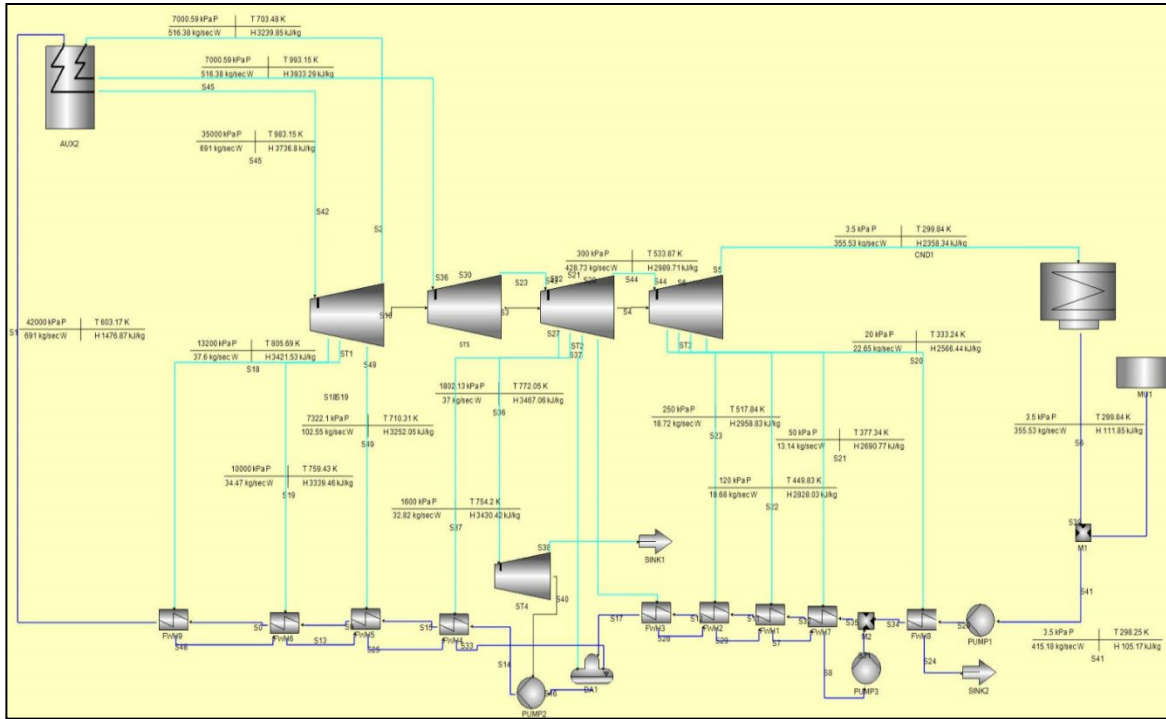
Гибридные атомные энергоблоки средней и большой мощности



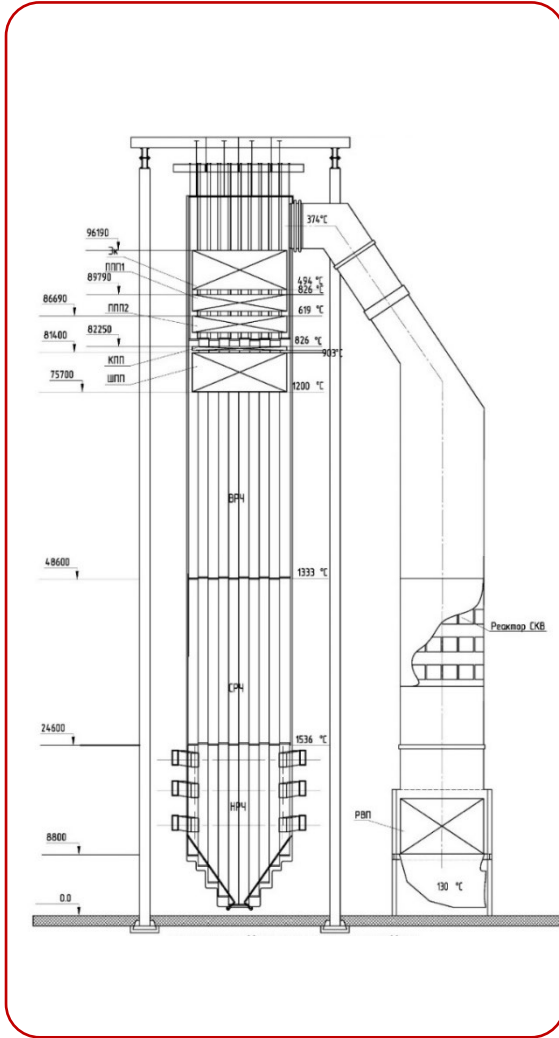


ТЭС с ультрасверхкритическими параметрами пара

Исследование влияния структуры и параметров тепловой схемы на термодинамическую эффективность энергоблока УСКП

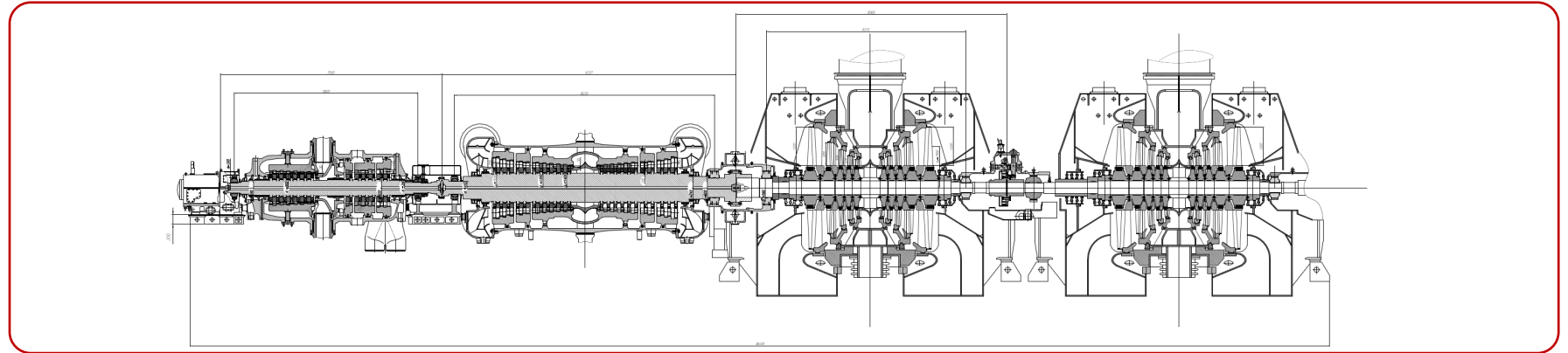
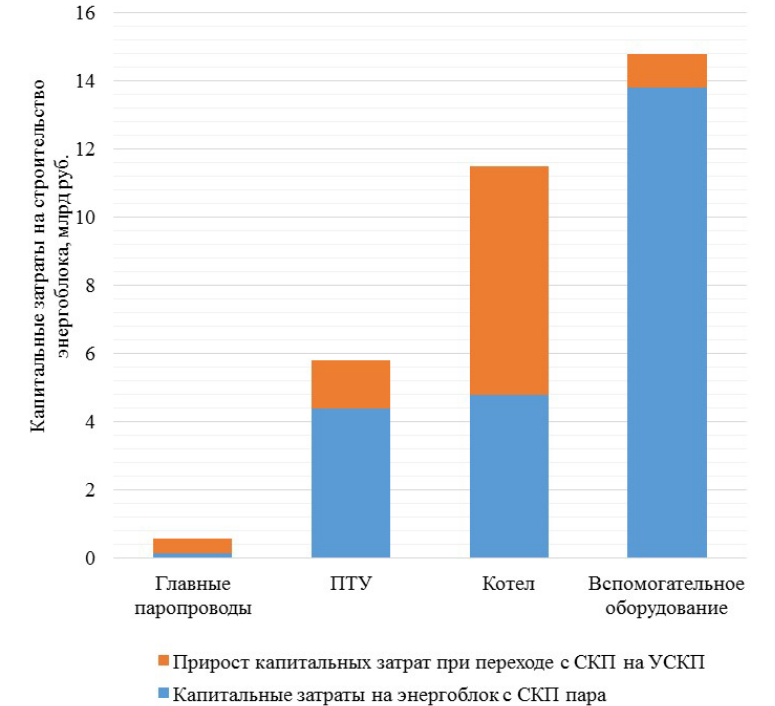


Конструктивный облик и основные характеристики котельного агрегата и паровой турбины энергоблока УСКП мощностью 1000 МВт



Параметр	Значение
Расход первичного пара, кг/с	692,5
Давление первичного пара, МПа	36
Температура первичного пара, °С	720
Расход вторичного пара, кг/с	530,8
Температура вторичного пара на входе в котел, °С	432
Температура вторичного пара на выходе, °С	720
Тепловая мощность котла, МВт	850
Расход топлива на котел, кг.у.т./с	48,96
КПД котла, %	93
Габаритные размеры:	-
- ширина фронта, м	18
- глубина топки, м	18
- высота котла, м	130
- ширина конвективной шахты, м	2·10
- глубина конвективной шахты, м	12

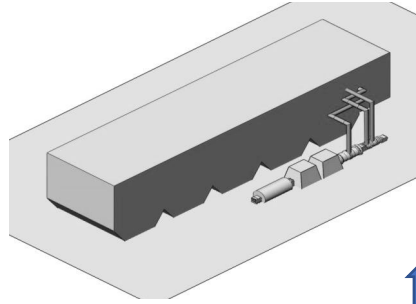
Характеристика	Турбина
	К-1000-36/50
Номинальная мощность, МВт	1000
Частота вращения, об./мин	3000
Параметры свежего пара: давление, МПа / температура, °С	36 / 720
Параметры пара после промежуточного перегрева: давление, МПа / температура, °С	7 / 720
Число отборов пара на регенерацию	8
Давление в конденсаторе, кПа	3,5
Число выхлопов пара	8
Расход свежего пара, кг/с	692,5
Расход пара в конденсатор, кг/с	125
Высота рабочей лопатки последней ступени, мм	1000
Длина, м	35,5
Внутренний относительный КПД ЦНД, %	85
Удельная масса турбины, кг/кВт	2,4
Число генераторов	1



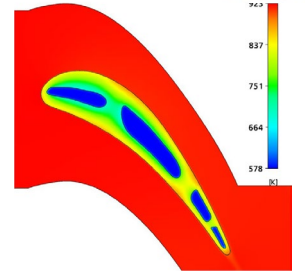
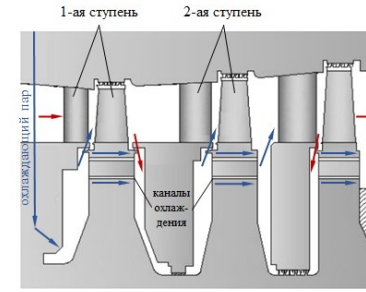
Технические решения, направленные на снижение стоимости высокотемпературных энергетических комплексов



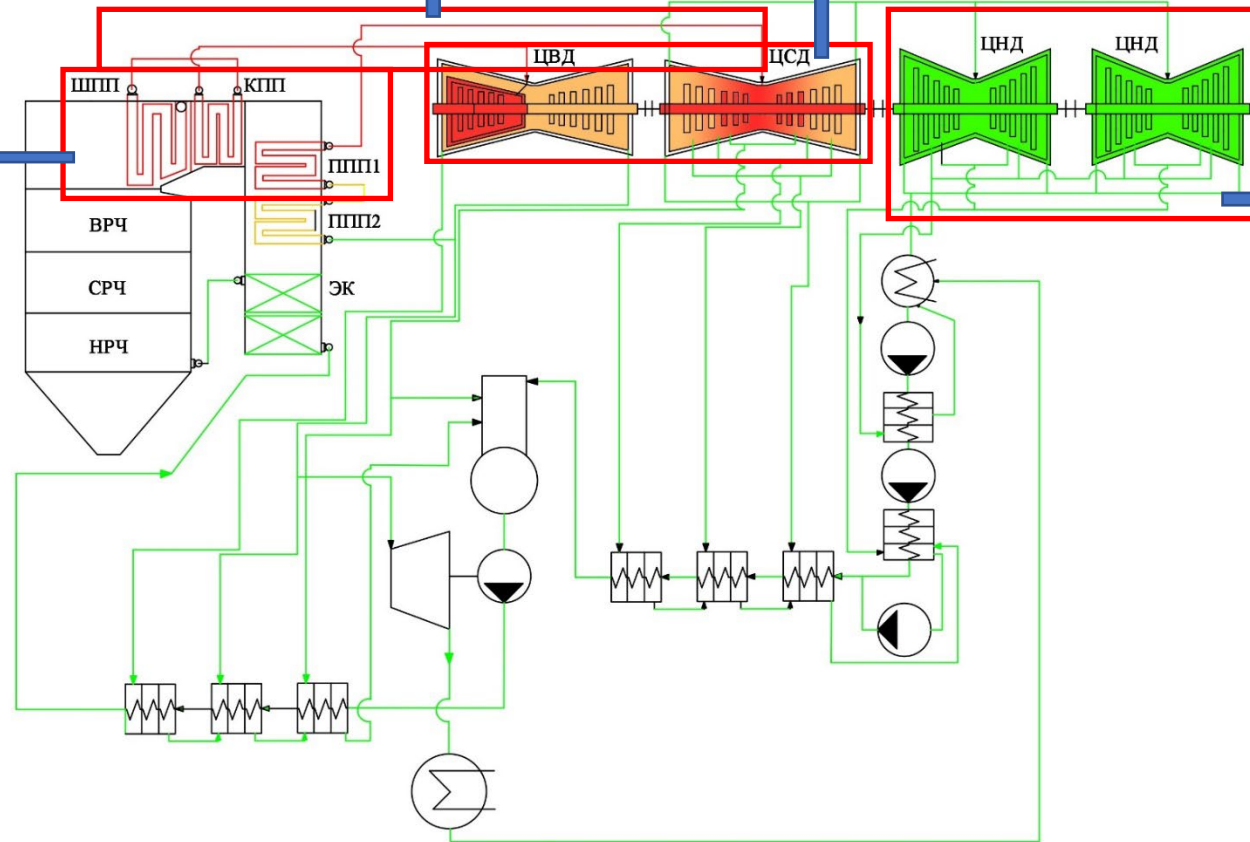
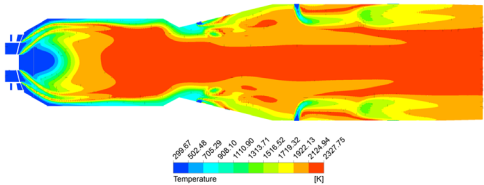
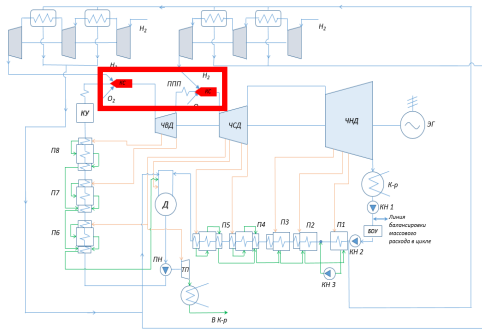
1. Сокращение длины паропроводов за счет перехода к котлу горизонтальной компоновки



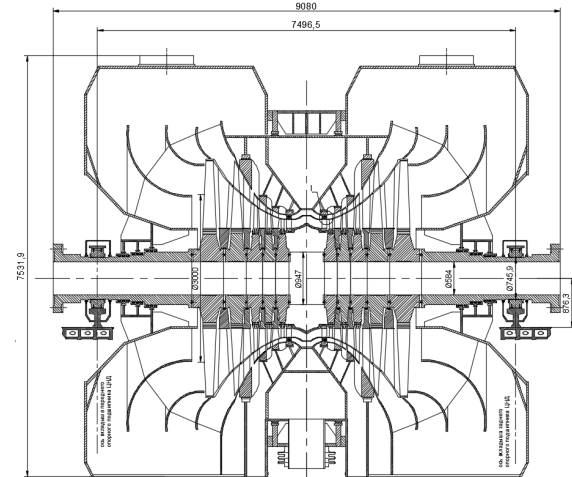
2. Сокращение расхода жаропрочных материалов за счет охлаждения высокотемпературных отсеков турбины



3. Сокращение высокотемпературных поверхностей нагрева котла за счет перегрева пара в водородно-кислородных камерах сгорания



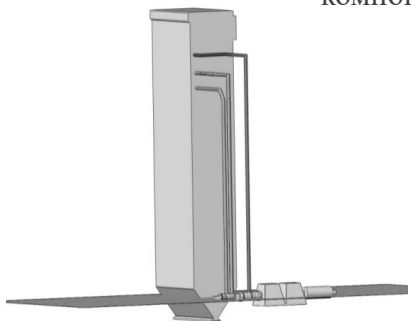
4. Снижение металлоемкости за счет увеличения пропускной способности ЦНД и сокращения их количества



Варианты компоновок энергоблока УСКП

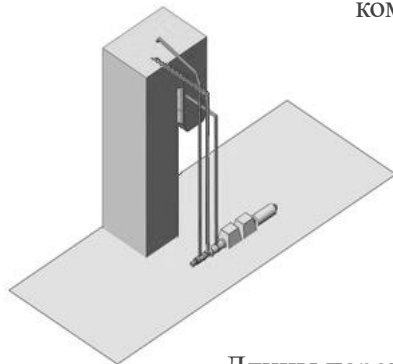


Башенный котел, традиционная компоновка



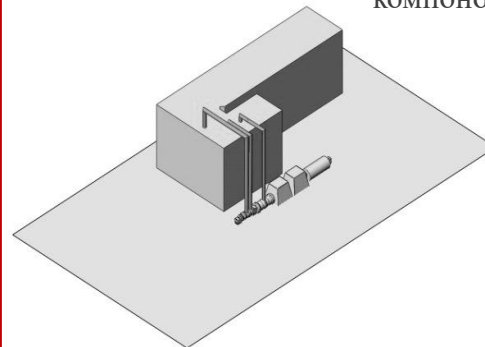
Длины паропроводов:
острого пара: 99,2 м;
перегретого пара: 110,5 м;
всего: **209,7 м**

П-образный котел, традиционная компоновка



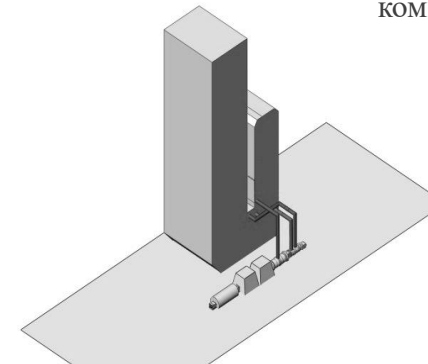
Длины паропроводов:
острого пара: 96,2 м;
перегретого пара: 81,6 м;
всего: **177,8 м**

П-образный котел, горизонтальная компоновка



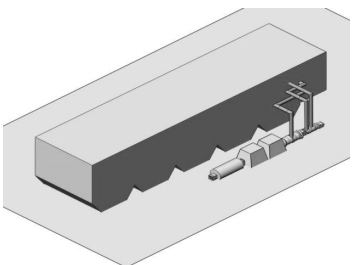
Длины паропроводов:
острого пара: 53,8 м;
перегретого пара: 51,9 м;
всего: **105,7 м**

П-образный котел, инверторная компоновка



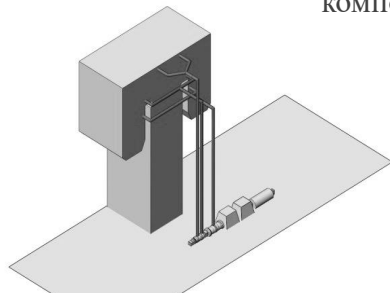
Длины паропроводов:
острого пара: 36,6 м;
перегретого пара: 43,4 м;
всего: **80 м**

Горизонтальный котел



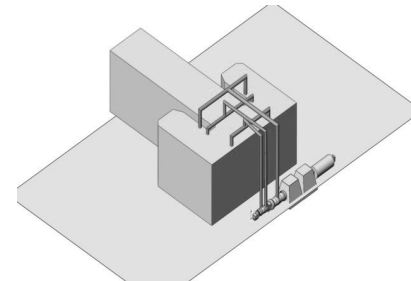
Длины трубопроводов:
острого пара: 30,9 м;
перегретого пара: 32,1 м;
всего: **63 м**

Т-образный котел, традиционная компоновка



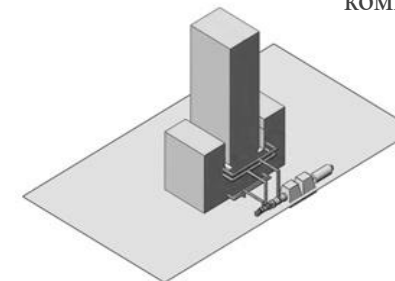
Длины паропроводов:
острого пара: 106,2 м;
перегретого пара: 81,6 м;
всего: **187,8 м**

Т-образный котел, горизонтальная компоновка



Длины паропроводов:
острого пара: 68,8 м;
перегретого пара: 82,2 м;
всего: **150 м**

Т-образный котел, инверторная компоновка

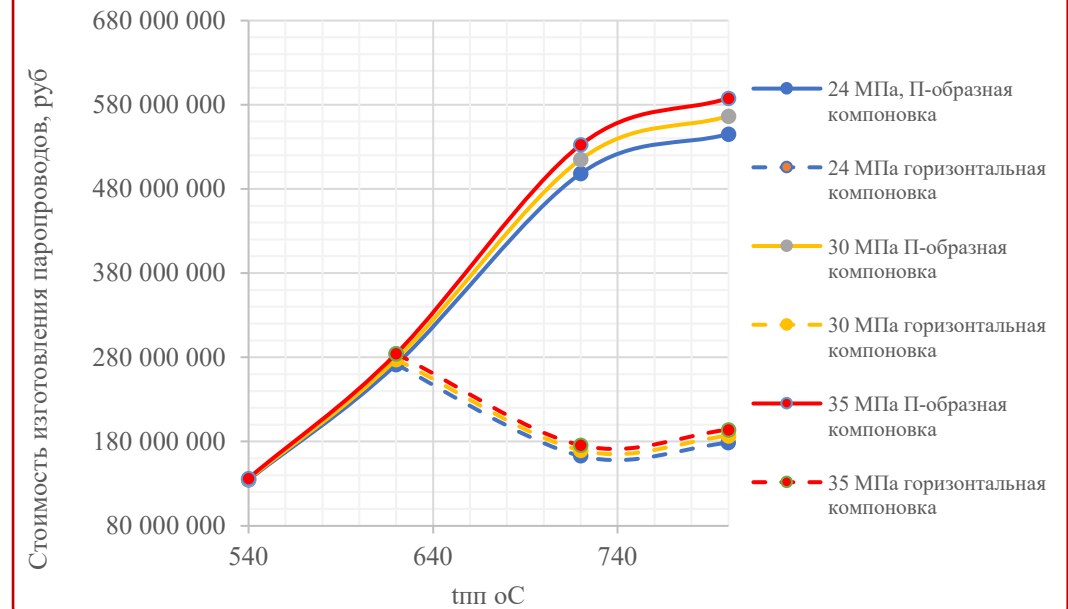
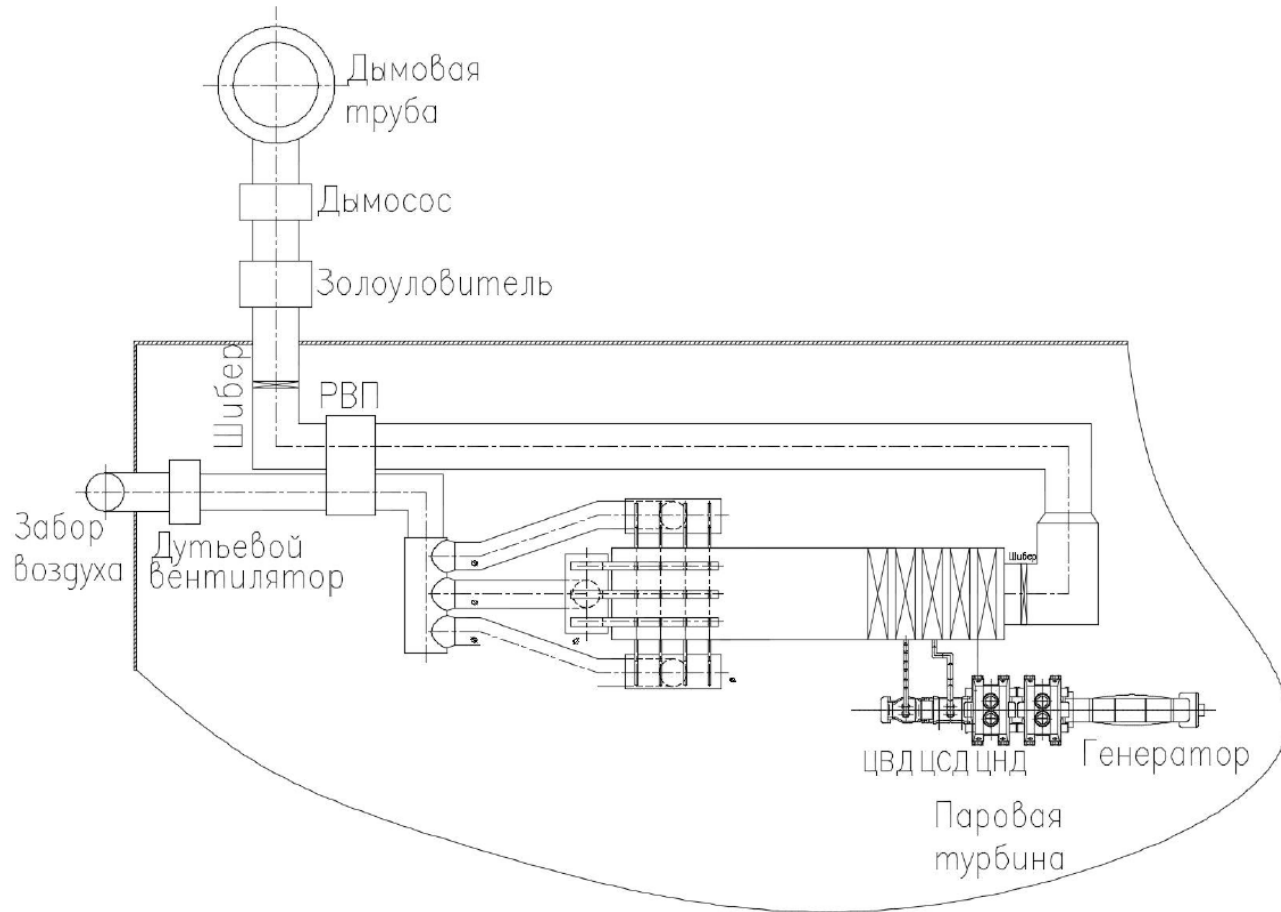


Длины паропроводов:
острого пара: 36,6 м;
перегретого пара: 50 м;
всего: **86,8 м**

Сокращение длины высокотемпературных паропроводов



План расположения оборудования энергоблока

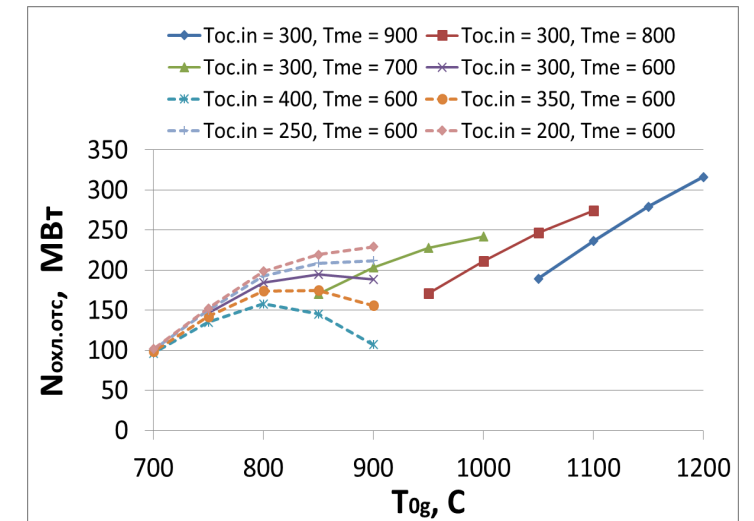
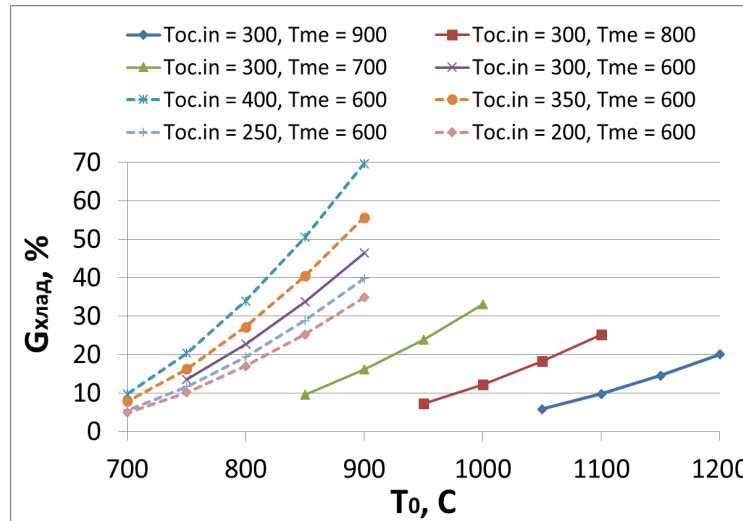
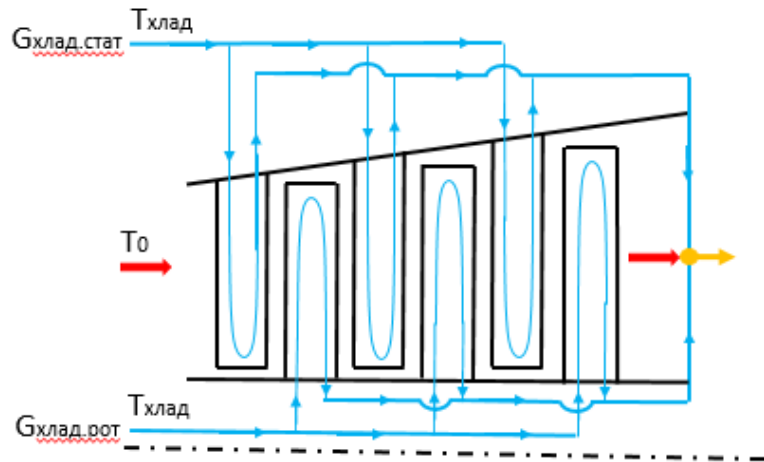


Разработанная компоновка котельного агрегата и паровой турбины позволяет сократить длину главных паропроводов по сравнению с башенной компоновкой **со 180-200 до 60 м.**

Математическая модель охлаждаемого отсека турбины



Графики зависимостей расхода охлаждающей среды и мощности охлаждаемого отсека от начальной температуры T_0 для различных допустимых температур металла $T_{мет}$ и температур хладагента $T_{хлад.вх}$



Функциональные зависимости для моделирования охлаждаемого отсека высокотемпературной турбины

Ограничения и допущения

Относительный расход на охлаждение паровой турбины:

$$\Psi = \frac{G_{\text{хлад}}}{G_0} \cdot 100\% = 0,3662 \cdot e^{0,0034 \cdot T_{\text{хлад.вх}}} \cdot \left[7,780 + \frac{97354}{T_{\text{мет}}} - \frac{115561}{T_0} \right] [\%]$$

Мощность охлаждаемого отсека:

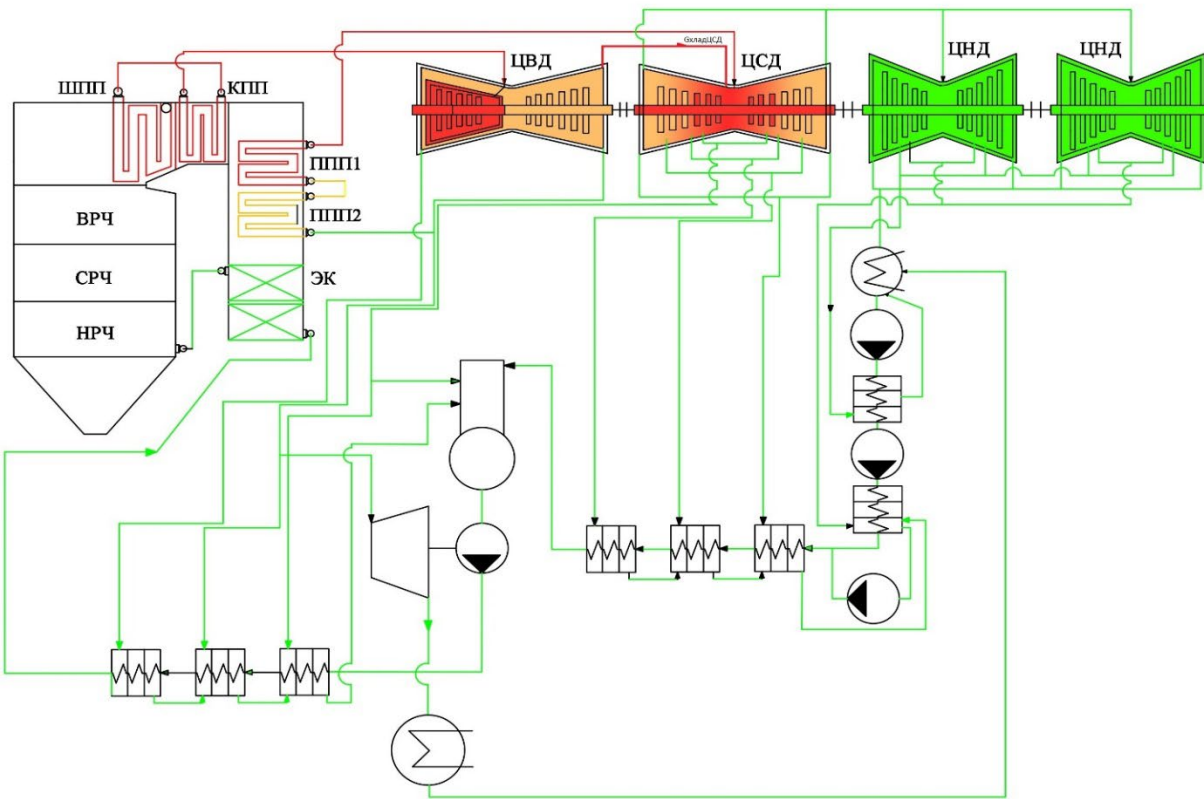
$$N_{\text{охл.отс}} = \frac{G_0}{500} \cdot \left(-2,954 + 0,01294 \cdot T_{\text{хлад.вх}} + 0,005809 \cdot T_{\text{мет}} - 4,792 \cdot 10^{-6} \cdot T_{\text{хлад.вх}}^2 - 1,0925 \cdot 10^{-6} \cdot T_{\text{мет}}^2 - 1,433 \cdot 10^{-5} \cdot T_{\text{хлад.вх}}^2 \right) \times \\ \times \left(15,54 - 0,4959 \cdot T_{\text{мет}} + 0,4898 \cdot T_0 - 0,004659 \cdot T_{\text{мет}}^2 - 0,002772 \cdot T_0^2 + 0,007332 \cdot T_{\text{мет}} \cdot T_0 \right) [\text{МВт}]$$

1. Модель применима для конвективных систем охлаждения

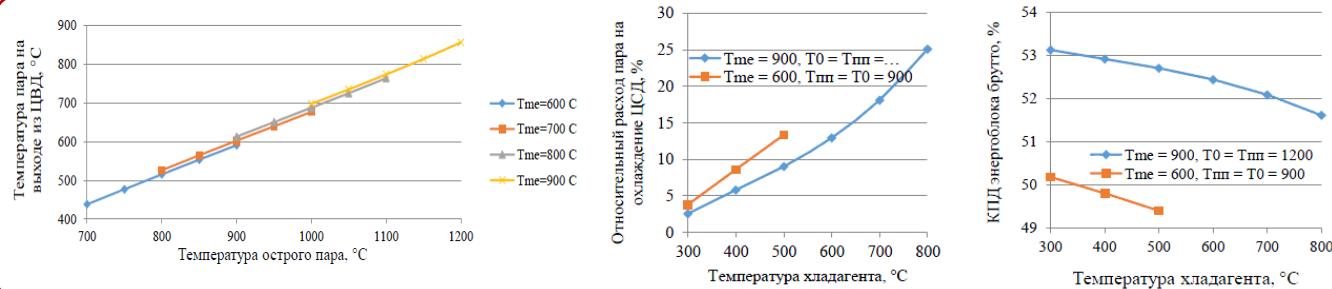
2. $T_{\text{мет}} = 600 \dots 900 \text{ } ^\circ\text{C}$

3. $\Delta T = T_0 - T_{\text{мет}} = 100 \dots 300 \text{ } ^\circ\text{C}$

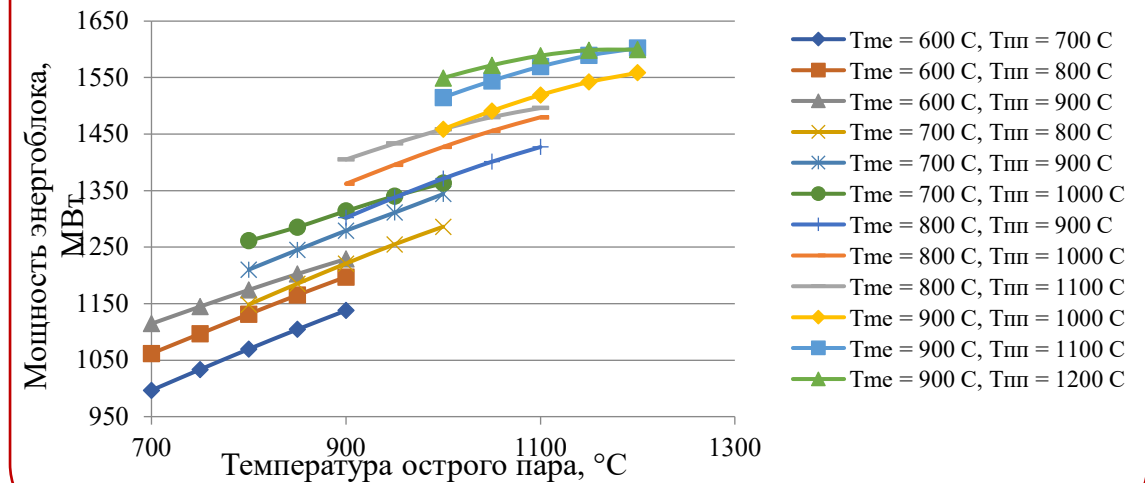
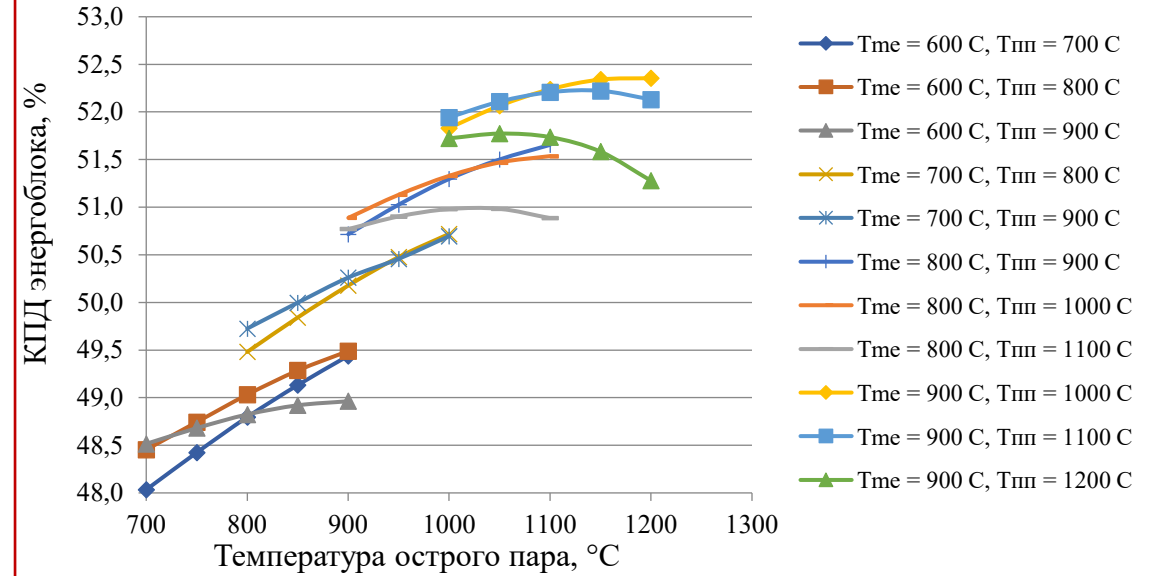
Исследование влияния охлаждения на энергетические показатели блока



Влияние параметров хладагента на тепловую экономичность блока



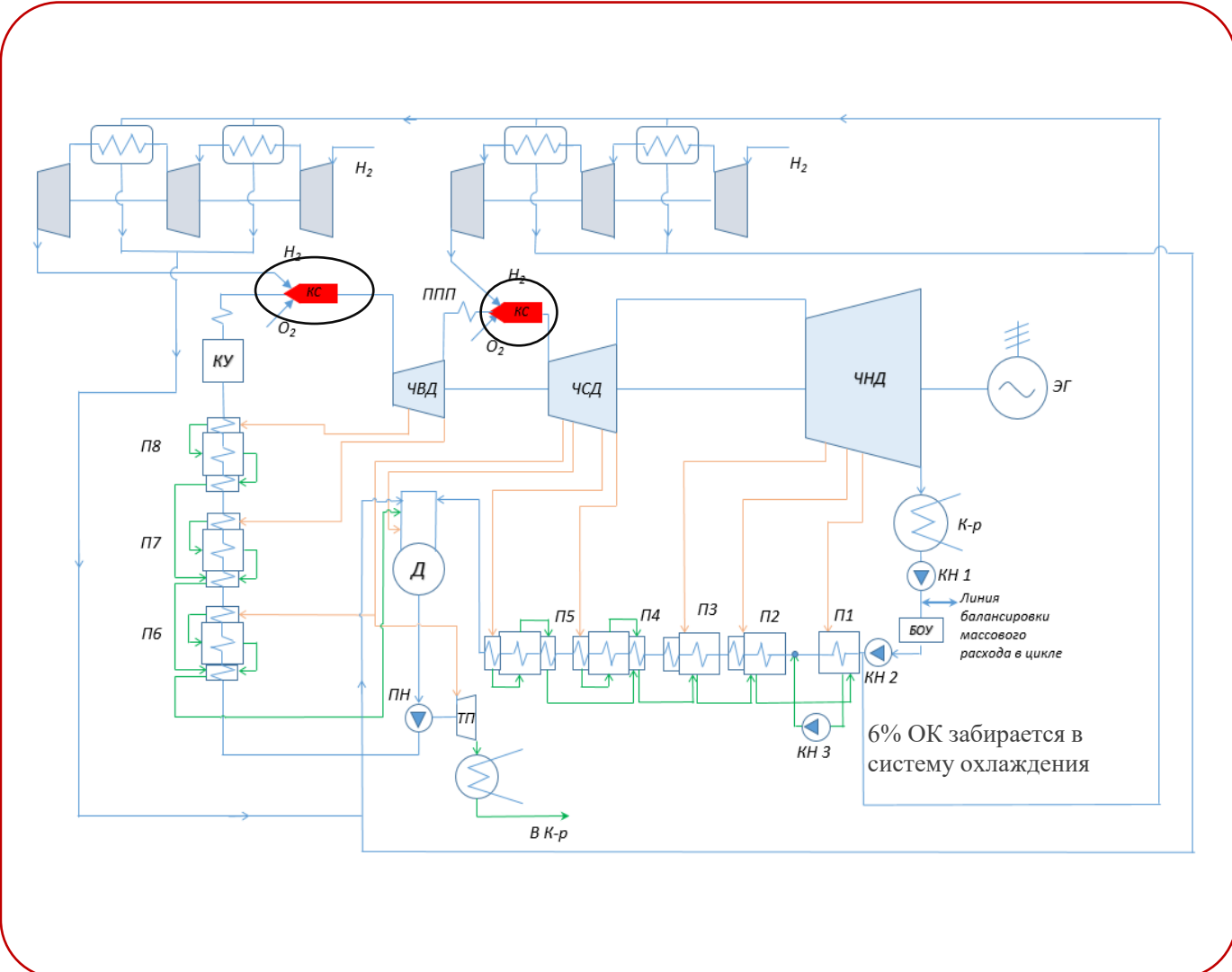
Влияние охлаждения на тепловую экономичность блока



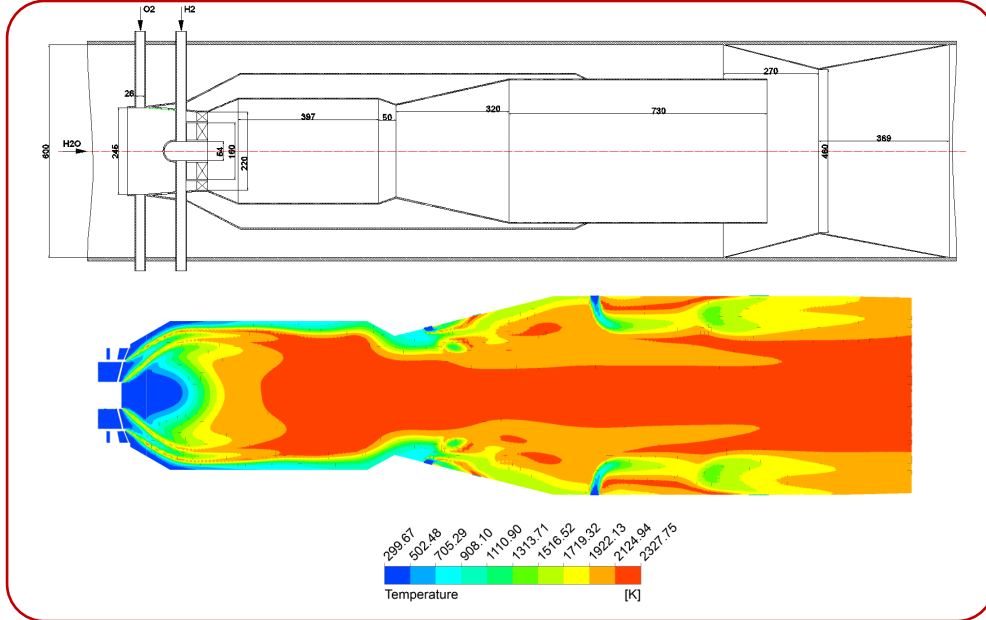
Применение водородного перегрева для исключения высокотемпературных поверхностей нагрева котла



Тепловая схема энергоблока с водородным перегревом пара

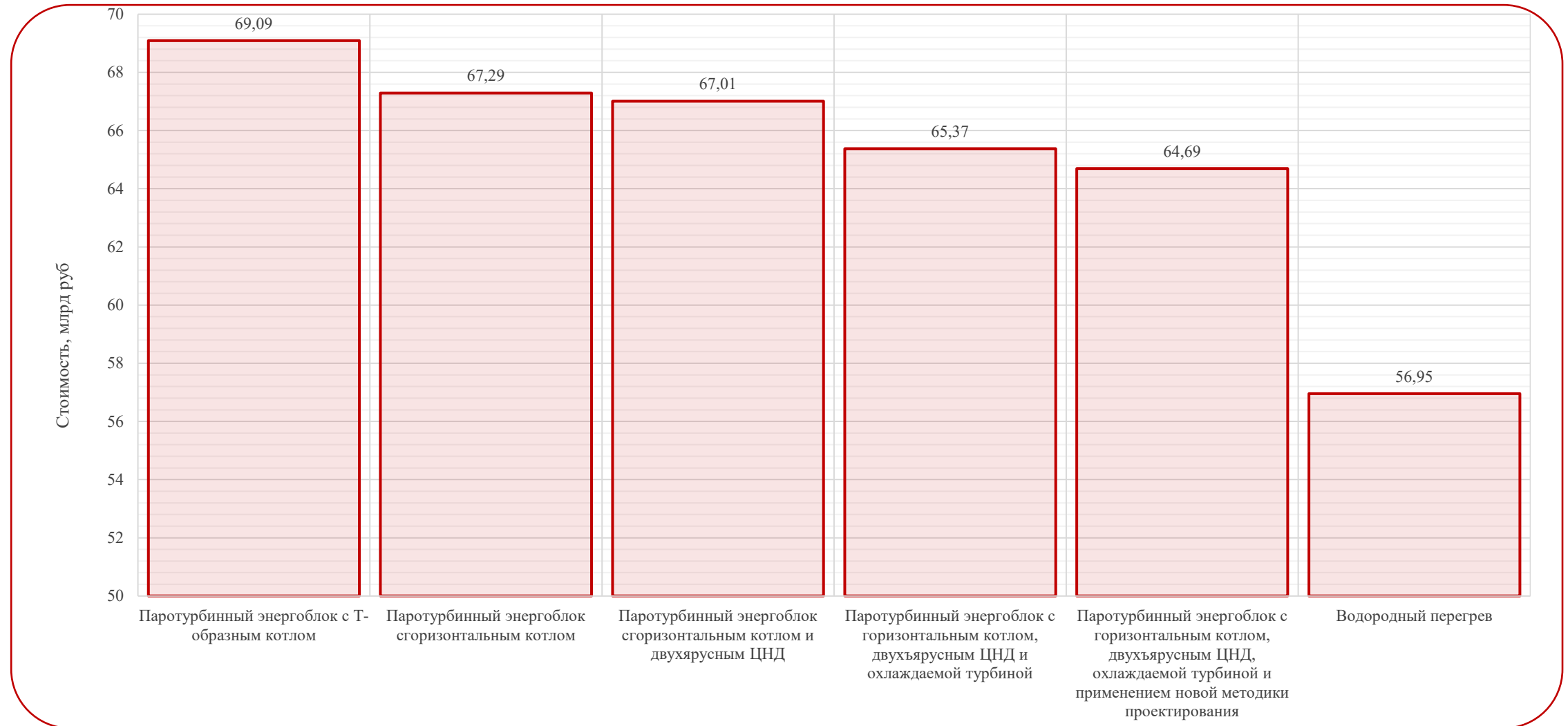


Конструкция водородно-кислородной камеры



Параметр	Значение
$t_0/t_{шт}, ^\circ\text{C}$	720/720
$p_0/p_{шт}, \text{МПа}$	23,5/3,6
$\Delta t_{вп}, ^\circ\text{C}$	200
$\eta_{\text{нетто}}, \%$	48.0
Нэ, МВт	1000
Расход H_2 , кг/с	6,8

Влияние технических решений на финансово-экономические показатели энергетических комплексов

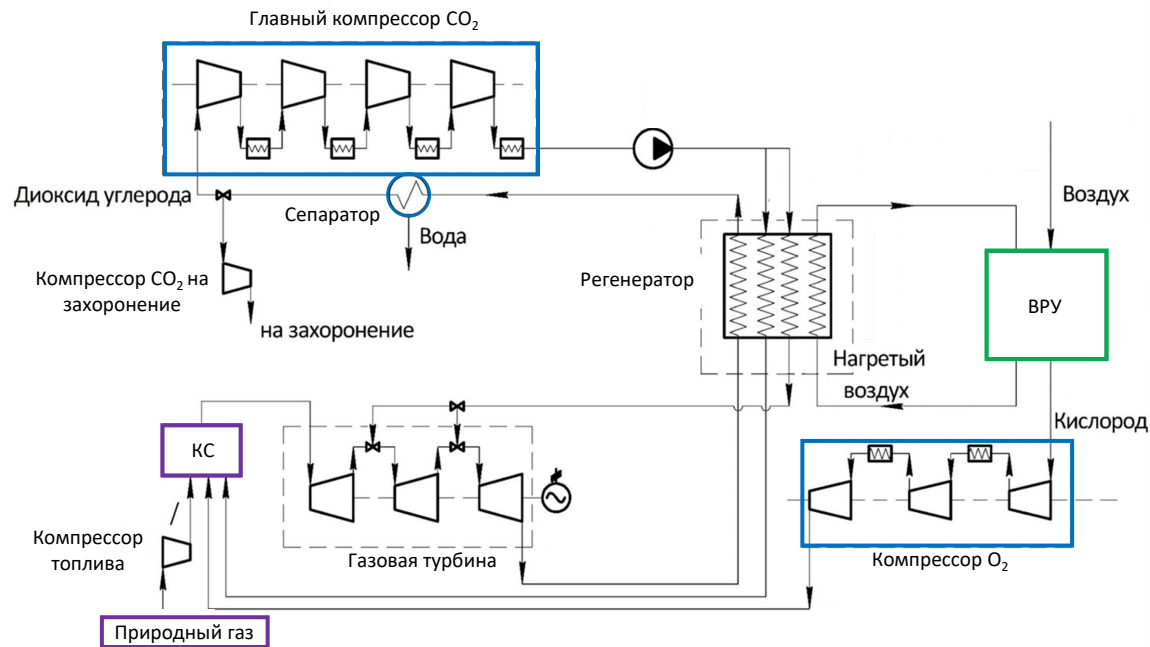


Кислородно-топливные энергетические комплексы
со сверхкритическим диоксидом углерода в качестве
рабочего тела

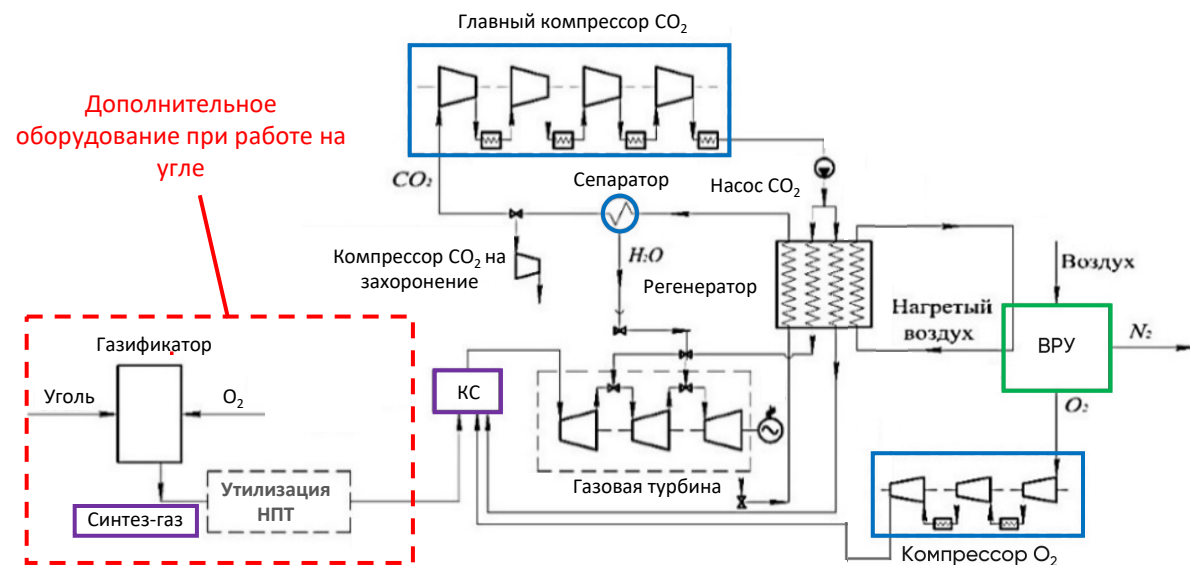
Технологические схемы энергоустановок на природном газе и угле



Кислородно-топливная энергоустановка на природном газе



Кислородно-топливная энергоустановка на угле



Особенности кислородно-топливных энергоустановок:

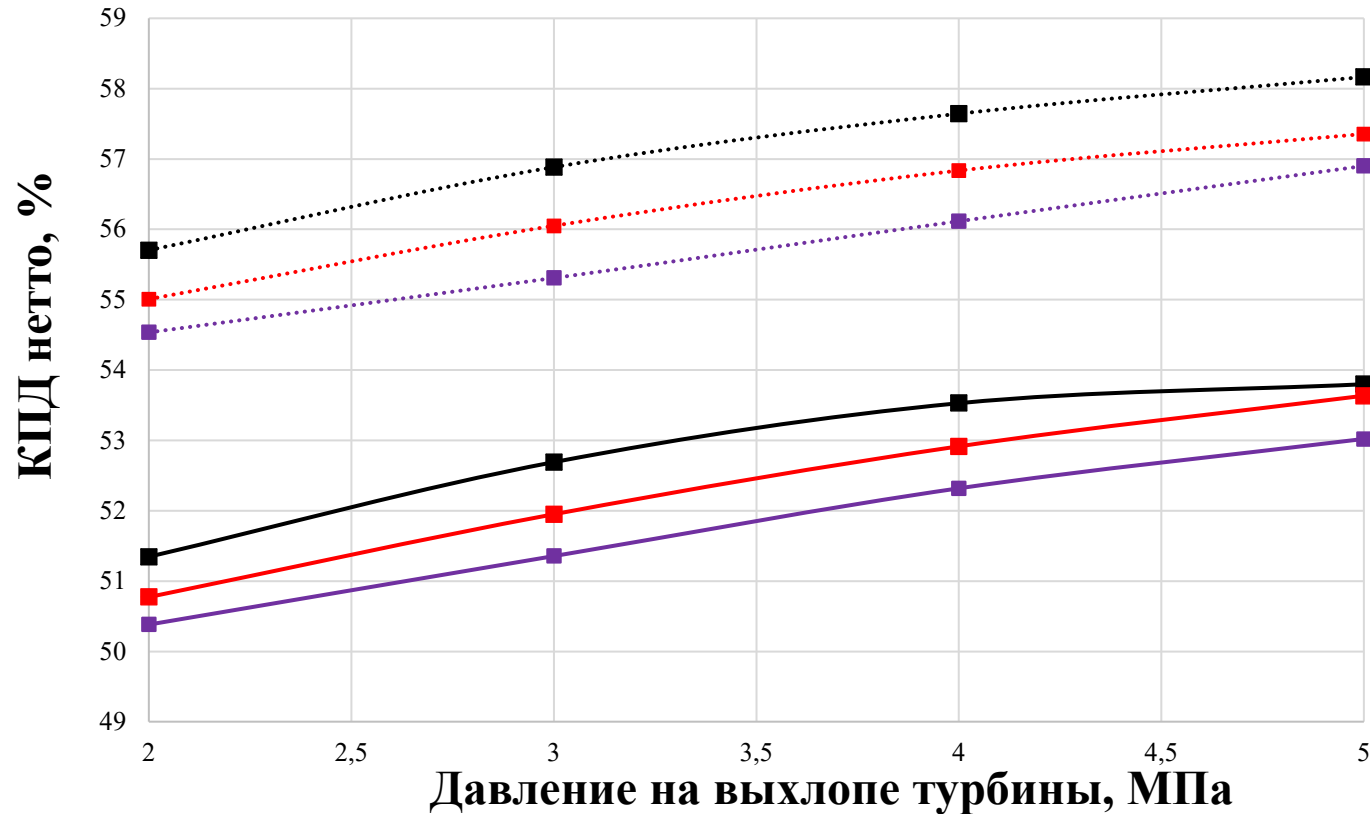
- Высокая энергетическая эффективность сепарации CO₂.
- Низкие затраты на сжатие CO₂ перед захоронением.
- Наличие затрат энергии на производство кислорода высокой чистоты (снижение энергетической эффективности на 6-9%).
- Существенное влияние температуры наружного воздуха на энергетические характеристики кислородно-топливной энергоустановки.
- Высокий термодинамический КПД энергоустановок, сопоставимый с традиционными энергоустановками.

Влияние начального и конечного давления цикла на КПД энергоустановки



Результаты исследования совместного влияния изменения начального и конечного давления цикла на КПД ЭУ на сверхкритическом CO_2 в диапазоне начальных температур от 1100 до 1300 °С

Исследовано совместное влияние повышении начальных параметров пара сверх 1100 °С и конечного давления на КПД ЭУ на базе цикла Алама



—■— 1100 °С 25 МПа ···■··· 1300 °С 25 МПа —■— 1100 °С 30 МПа
···■··· 1300 °С 30 МПа —■— 1100 °С 35 МПа ···■··· 1300 °С 35 МПа

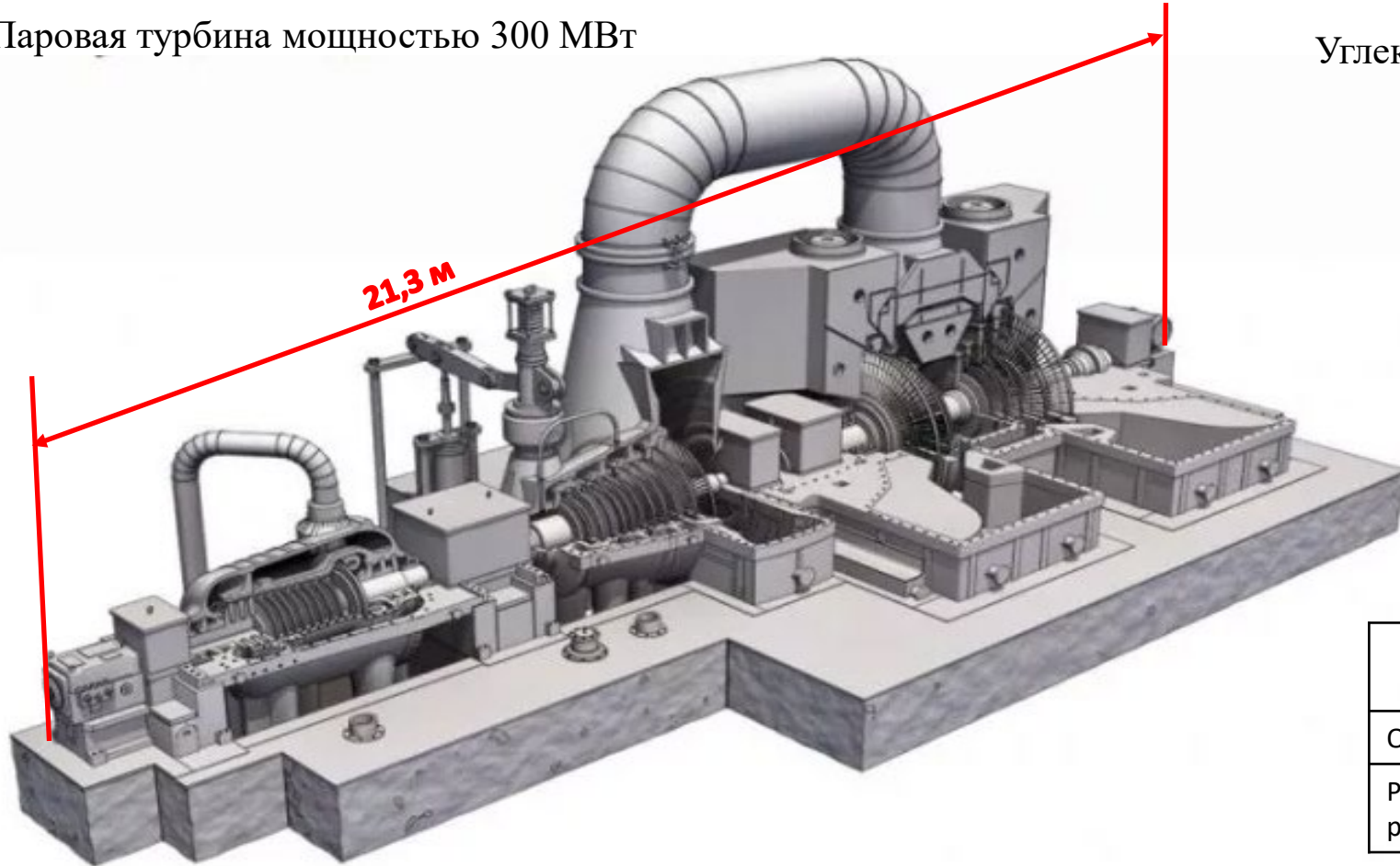
T_0	P_0	P_k	КПД нетто
1100 °С	25 МПа	5 МПа	53,8 %
1300 °С	25 МПа	5 МПа	58,2 %

➤ Показано, что достичь значения КПД на уровне 58% возможно при начальной температуре 1300 °С, начальном давлении 25 МПа и давлении выхлопа – 5 МПа

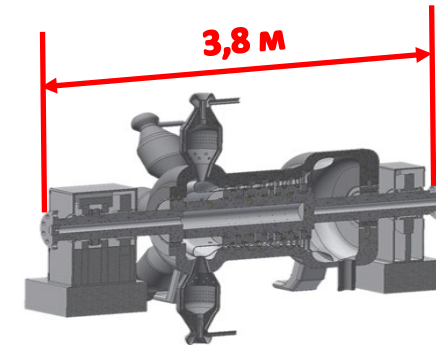
Конструкция углекислотной охлаждаемой турбины



Паровая турбина мощностью 300 МВт



Углекислотная турбина мощностью 350 МВт



Габаритные размеры паровой и углекислотной турбины

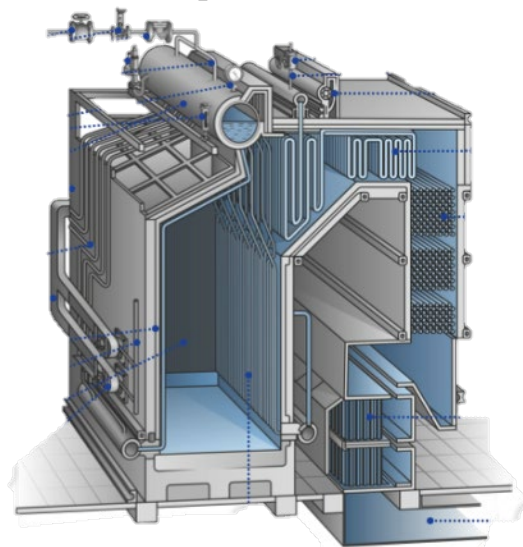
Параметр	Углекислотная турбина, 350 МВт	Паровая турбина, 300 МВт
Осевой размер, м	~3,8	21,3
Радиальный размер, м	~1,9	3,2

Замена рабочего тела с водяного пара на сверхкритический диоксид углерода позволяет выполнить турбомашину более компактной, сократив осевые размеры более чем в 5 раз и радиальные размеры практически в 2 раза.

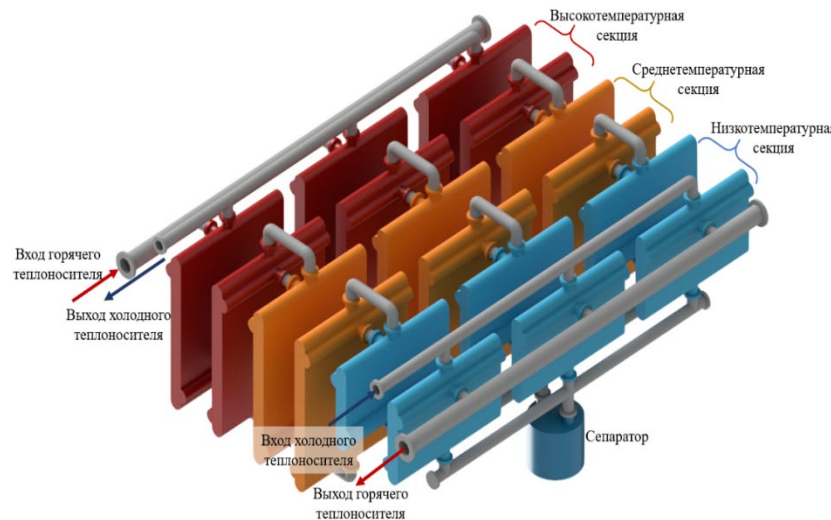
Конструкция кислородно-топливной камеры сгорания на природном газе и многопоточного регенератора на диоксиде углерода



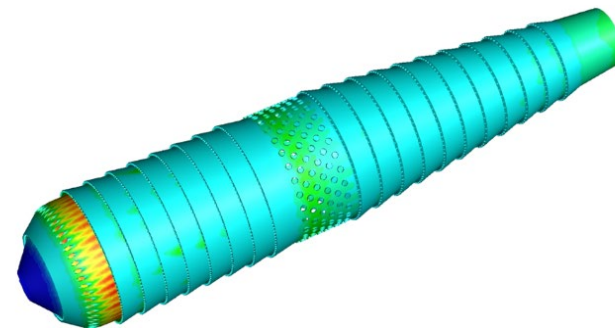
Паровой котел паросилового энергоблока



Многопоточный регенератор на диоксиде углерода тепловой мощностью



Кислородно-топливная камера сгорания на природном газе мощностью



Габаритные размеры источников подвода теплоты и теплообменников системы регенерации

Характеристика	Значение			
	Паротурбинный энергоблок 300 МВт		Кислородно-топливная энергоустановка на базе цикла Аллама 300 МВт	
	Паровой котел	Регенеративный подогреватель	Камера сгорания	Многопоточный регенератор
Длина (x), м	12	5,6	2	22
Ширина (y), м	18	1,8	0,7	7
Высота (z), м	50	1,8	0,7	17
Количество, шт	1	7	7	1

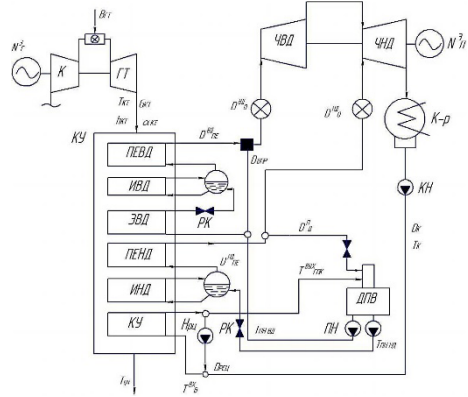
Нагрев рабочего тела в цикле Аллама осуществляется в более компактной камере сгорания и многопоточном регенеративном теплообменнике по сравнению с паровым котлом и развитой системой регенерации паротурбинного энергоблока.

Снижение в 2-3 раза габаритных характеристик основного и вспомогательного оборудования обеспечивает снижение стоимости кислородно-топливной энергоустановки по сравнению с паротурбинной установкой.

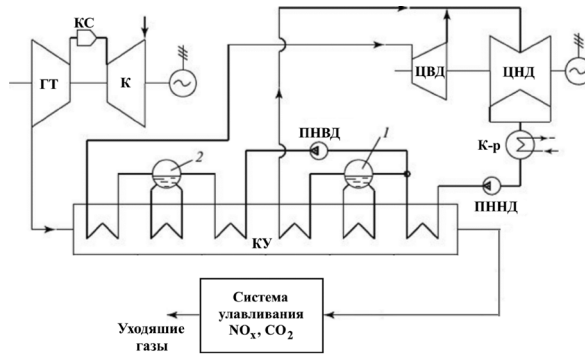
Сравнительный анализ характеристик энергоустановок на природном газе



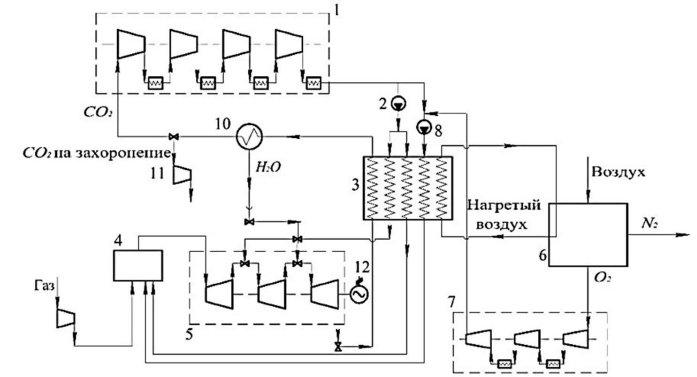
ПГУ



ПГУ с улавливанием



Цикл Аллама



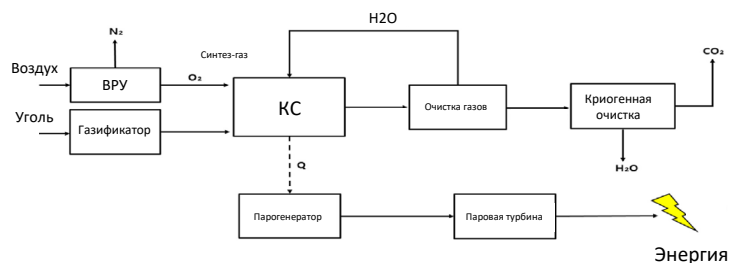
Технология	Температура на входе в ГТ, °С	Электрический КПД нетто, %	Удельные выбросы CO ₂ , г/кВт·ч	Удельная стоимость, \$/кВт	LCOE, \$/МВт·ч
ПГУ	1400 [5]	58	474 [6]	1330** [4]	82
ПГУ с улавливанием	1400 [5]	47	58 [5]	3019** [4]	151
Цикл Аллама	1100 [7]	50-52 [9]	~0 [7]	1303* [8]	84

Среди низкоуглеродных энергоустановок на природном газе кислородно-топливная энергоустановка обладает наилучшими характеристиками по уровню удельных капитальных затрат (1303 \$/кВт) и по LCOE (84 \$/МВт·ч); при этом электрический КПД нетто энергоблока составляет 50-52%.

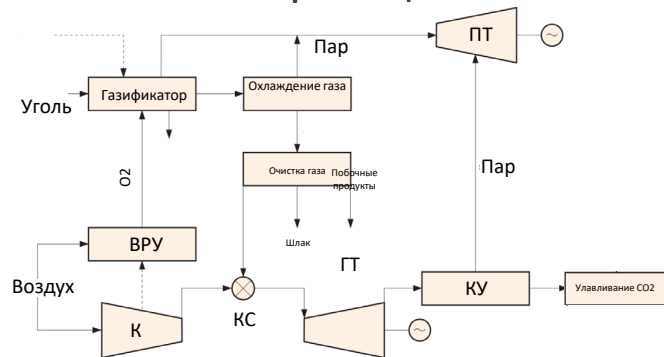
Сравнительный анализ технологий генерации на угле



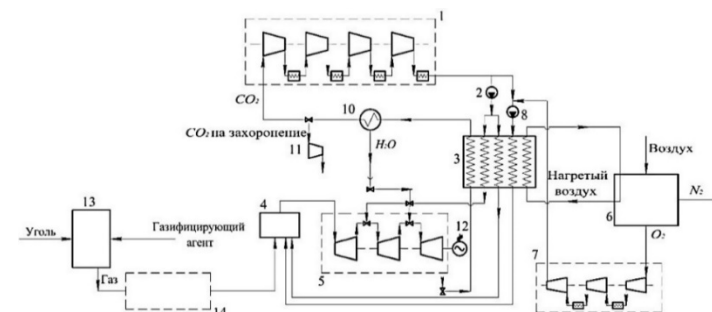
ПТУ на УСКП на угле



ПГУ с газификацией



Цикл Аллама с газификацией



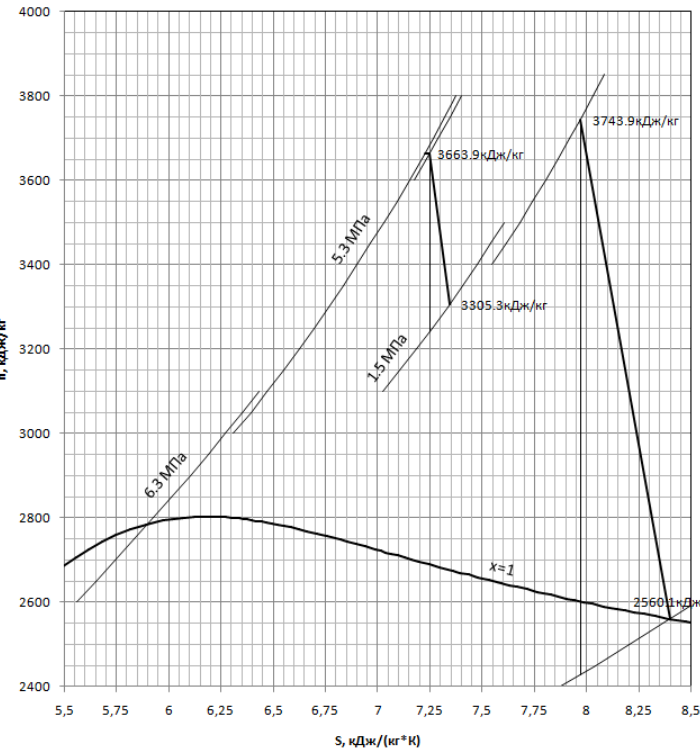
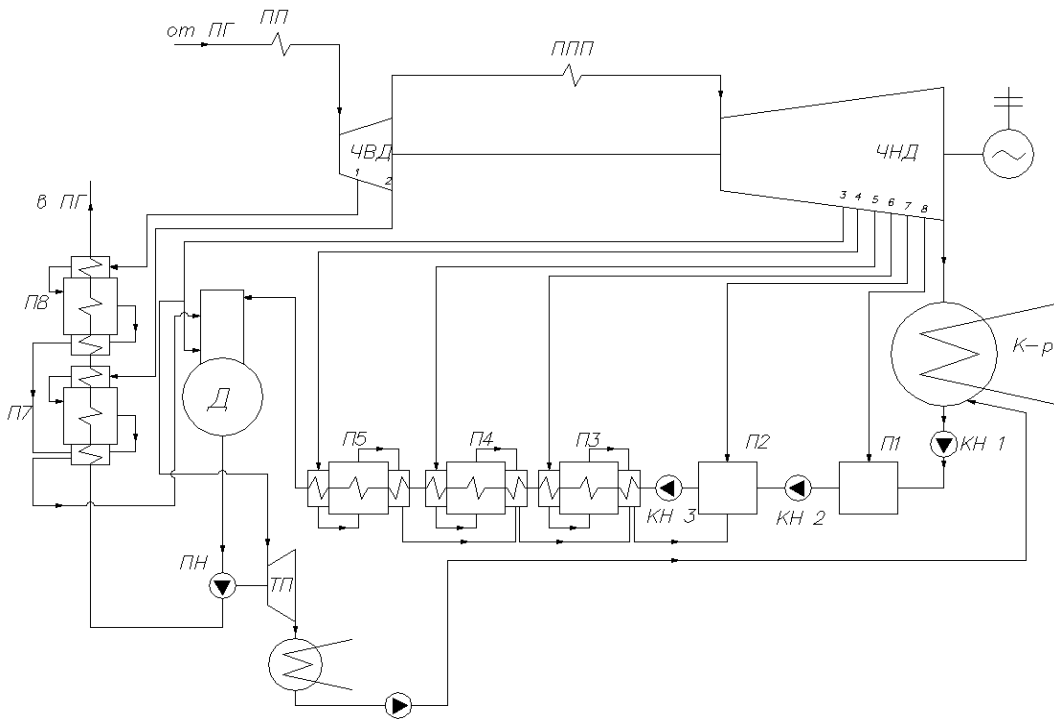
Технология	Начальная температура, °C	Электрический КПД нетто, %	Удельные выбросы CO ₂ , г/кВт·ч	Удельная стоимость, \$/кВт	LCOE, \$/МВт·ч
ПТУ на СКП на угле без улавливания	540	38	789,4	2440 [9]	166
ПТУ на УСКП на угле (с улавливанием)	700	48 (43)	653,6 (80)	4507 (7176)** [4]	225 (329)
ПГУ с газификацией и улавливанием	1400 [9]	40-42 [9]	56,9 [9]	5280** [4]	262
Цикл Аллама с газификацией	1100 [10]	42 [10]	~0	2345*	155

Среди низкоуглеродных энергоустановок на угле кислородно-топливная энергоустановка обладает наилучшими характеристиками по уровню удельных капитальных затрат (2345 \$/кВт) и по LCOE (155 \$/МВт·ч); при этом электрический КПД нетто энергоблока составляет 42%.



Перегрев пара на АЭС мощностью 1000 МВт с реакторными установками ВВЭР-1000

Перегрев пара после парогенератора и промежуточный перегрев на турбоустановке ВВЭР-1000



Процесс расширения пара в турбине

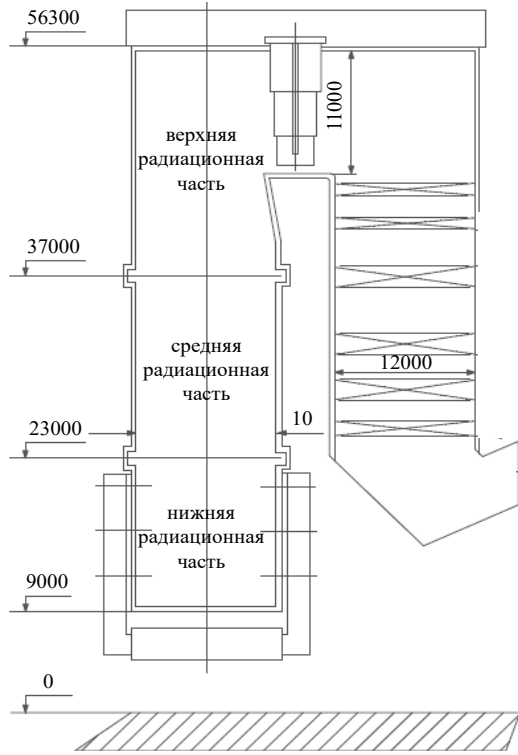
Основные характеристики паротурбинной установки мощностью 2013 МВт	Схема с однократным перегревом до 600 °С
Давление за парогенератором, МПа	6,30
Температура за парогенератором, °С	278
Расход пара за парогенератором, кг/с	1630,5
Начальное давление пара, МПа	4,90
Начальная температура пара, °С	600
Расход пара в голову турбины, кг/с	1606
Давление промежуточного перегрева, МПа	1,28
Температура промежуточного перегрева, °С	620
Расход природного газа, кг/с	42,57
Температура питательной воды, °С	220
Давление в конденсаторе, кПа	4,90
Электрическая мощность турбоустановки, МВт	2013
Дополнительная электрическая мощность, МВт	1013
Тепловая мощность реакторной установки, МВт	2951
Тепловая мощность внешнего пароперегревателя, МВт	2031
Электрический КПД турбоустановки, %	40,41
Коэффициент полезного использования топлива при выработке дополнительной электрической мощности, %	49,89

Тепловая схема турбоустановки с перегревом пара после парогенератора до 600°С и с промежуточным перегревом до 620°С в котле-пароперегревателе

Основное оборудование гибридной АЭС и оценка экономического эффекта перехода к гибридной схеме



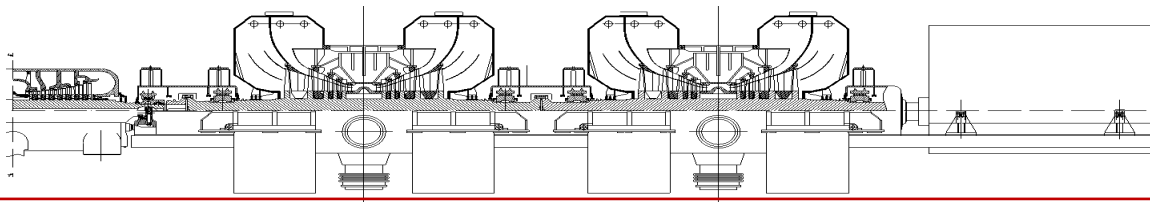
Котельный агрегат для перегрева пара



Параметр	Схема с перегревом до 600 °С и с промежуточным перегревом до 620 °С
Расход первичного пара, кг/с	1630,5
Давление пара на входе в котел, МПа	6,3
Давление первичного пара, МПа	4,9
Температура пара на входе в котел, °С	278
Температура первичного пара, °С	600
Расход вторичного пара, кг/с	1451
Температура вторичного пара на входе в котел, °С	420
Температура вторичного пара на выходе, °С	620
Тепловая мощность котла, МВт	2031
Расход топлива на котел, кг.у.т./с	48,96
КПД котла, %	95,38
Габаритные размеры:	-
- ширина фронта, м	22
- глубина топки, м	12
- высота котла, м	56,3
- ширина конвективной шахты, м	2·10
- глубина конвективной шахты, м	12

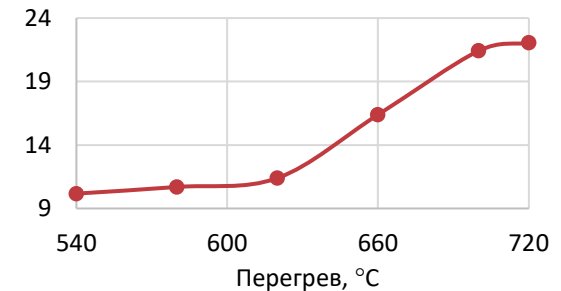
Характеристика	Турбина	
	К-1000-60-3000	К-2000-60-3000
Номинальная мощность, МВт	1074	2013
Частота вращения, 1/с	3000	3000
Параметры свежего пара:		
Давление, МПа	5,9	4,9
Температура, °С	274,3	600
Параметры пара после промежуточного перегрева:		
давление, МПа / температура, °С	0,51/250	1,275/620
Число отборов пара на регенерацию	8	8
Давление в конденсаторе, кПа	4,9	4,9
Число выхлопов пара	8	8
Расход свежего пара, кг/с	1630,5	1630,5
Расход пара в конденсатор, кг/с	972,4	1156
Высота рабочей лопатки последней ступени:		
Нижнего яруса, м	1,2	1,2
Верхнего яруса, м		0,82
Длина, м	51,6	56,2
Внутренний относительный КПД ЦНД, %	83	97
Удельная масса турбины, кг/кВт	2,4	1,02
Число генераторов	1	1

Высокотемпературная паровая турбина большой мощности для гибридной АЭС



Экономический эффект от применения внешнего перегрева пара на основе углеводородного топлива на АЭС

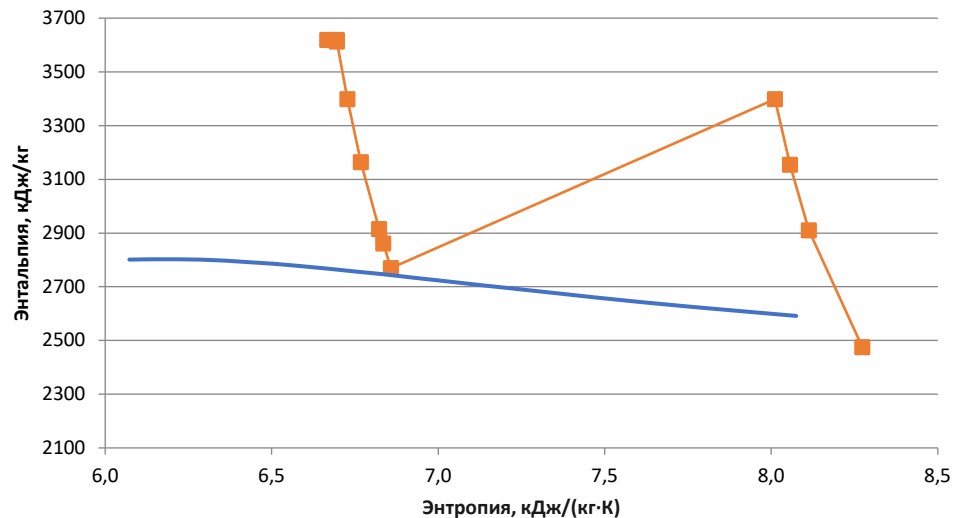
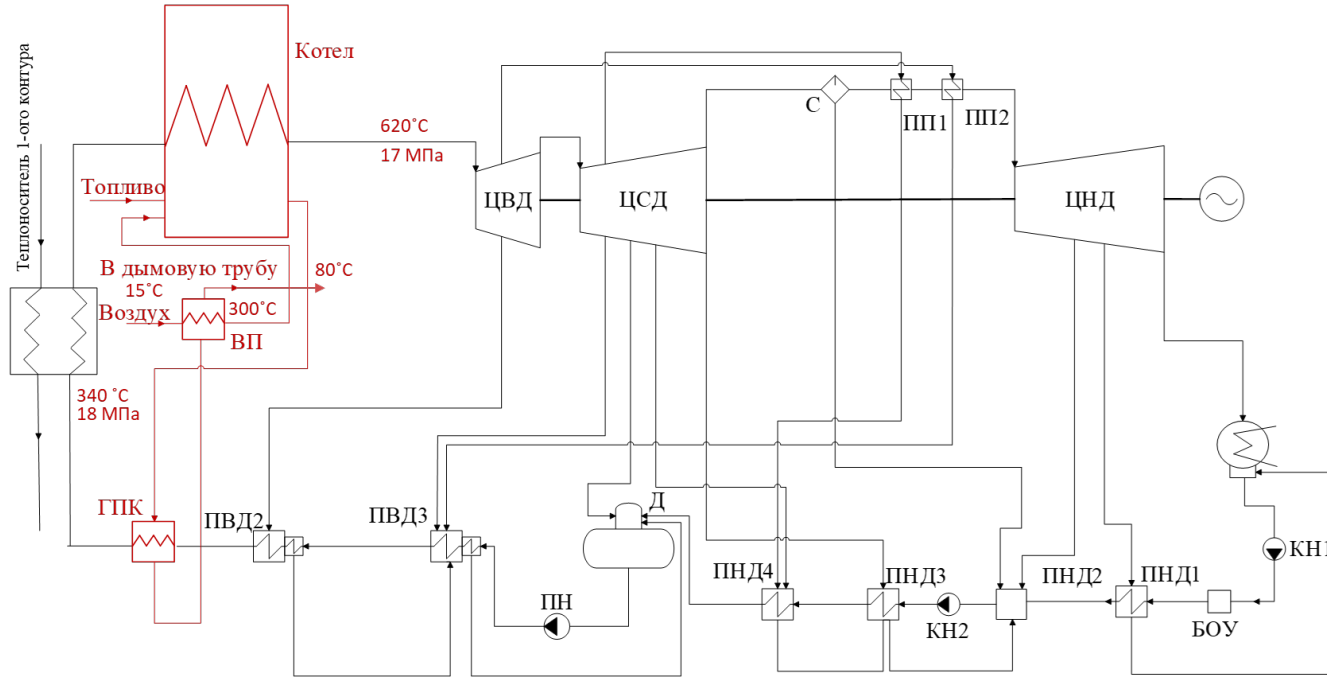
Стоимость создания, млрд руб.





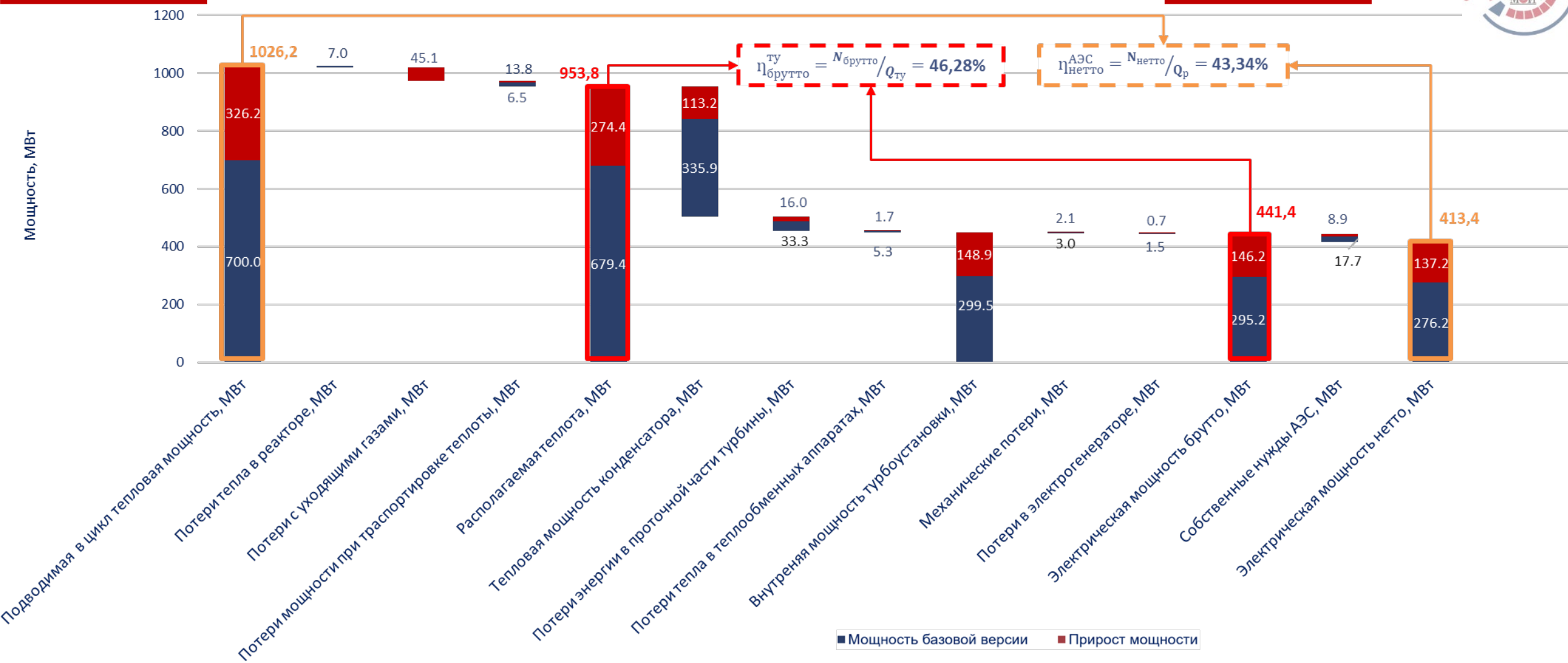
Перегрев пара на АЭС мощностью 300 МВт с
реакторными установками БРЕСТ-300-ОД

АЭС с РУ Брест с перегревом пара в котле-пароперегревателе

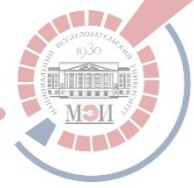


Температура острого пара	°С	520-620
Давление острого пара	МПа	17
Недогрев СПП1	°С	20
Недогрев СПП2	°С	40
КПД реактора	%	99
КПД транспорта теплоты	%	99
Внутренний относительный КПД ЧВД	%	90
Внутренний относительный КПД ЧСД	%	90
Внутренний относительный КПД ЧНД	%	90
Недогрев в ПВД	°С	1.5
Недогрев в ПНД	°С	3
Потери давления в тракте промперегрева	%	10
КПД ПН	%	85
КПД подогревателей	%	99
КПД механический	%	99
КПД электрогенератора	%	99.5
КПД транспорта теплоты	%	99
КПД электродвигателя	%	95

Показатели эффективности гибридного энергоблока базе с РУ Брест



Кафедра ИТНО | МЭИ
Инновационных технологий наукоемких отраслей



Спасибо за внимание!