

Создание энергоблоков на ультра-  
сверхкритические параметры пара

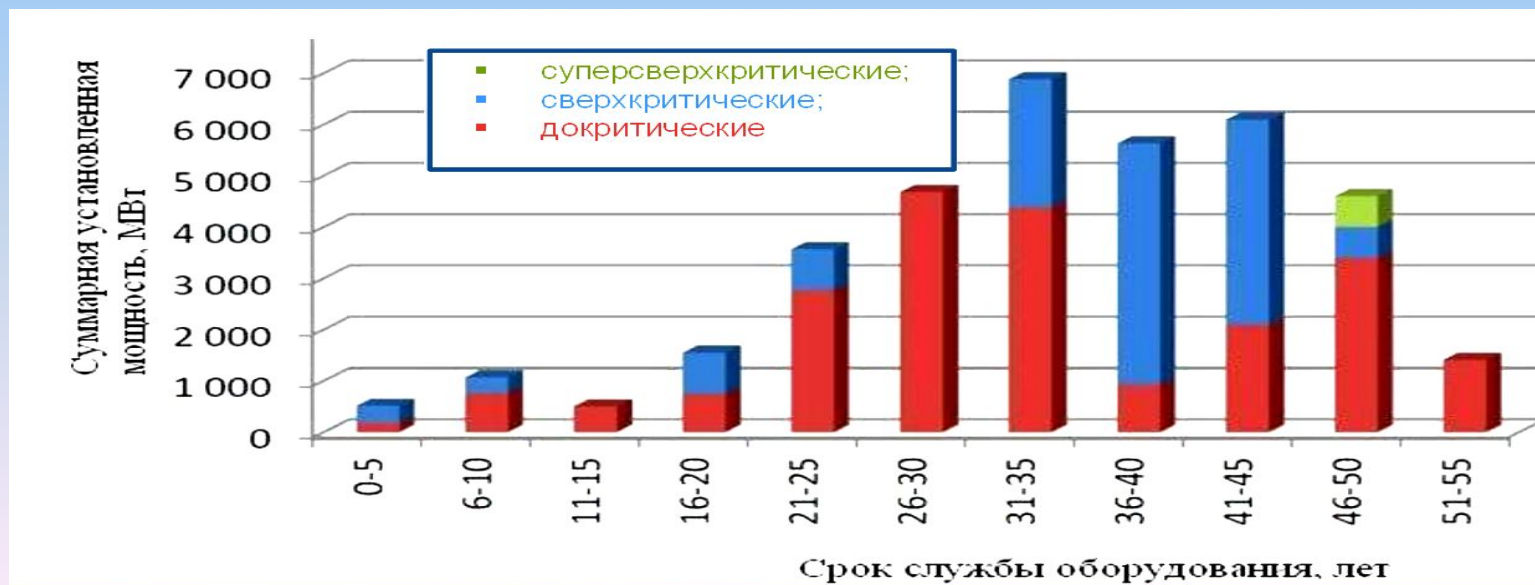
По состоянию на 2014 г. в России находятся в эксплуатации 116 угольных ТЭС, количество установленных наиболее крупных блоков представлено в табл. 1.1 [2].

Таблица 1.1 – Количество установленных наиболее крупных энергоблоков

Большинство из них проработало 35-40 лет и имеет невысокие показатели надежности и эффективности (электрический КПД блоков -30-36%), низкий уровень автоматизации, высокие выбросы  $NO_x$ ,  $SO_2$ , твердых частиц, на многих станциях существуют проблемы с золоотвалами.

№ п/п	Установленная электрическая мощность блока, МВт	Количество
1	800	2
2	500	7
3	300	28
4	200	35
5	150	28

По данным Международного энергетического агентства (МЭА) почти 70% угольных ТЭС России функционирует на докритических параметрах пара



## Стратегические задачи:

- разработка современных энергоэффективных экологически чистых технологий;
- создание промышленного производства энергооборудования нового поколения;
- повышение эффективности тепловых электростанций путем вывода из эксплуатации старого низкоэкономичного оборудования и замена его перспективным, обеспечивающим:
- радикальное снижение затрат на производство электроэнергии и тепла;
- снижение расхода топлива и штатного коэффициента;
- уменьшение выбросов в окружающую среду;
- у

Дорожные карты угольных технологий в российской энергетике

Название проекта	2013-2015	2016-2020	2021-2030	После 2030
Угольные блоки на ультра- и супер-сверхкритические параметры пара	Разработка и/или покупка оборудования для замещающих мощностей	Освоение в эксплуатации блоков 600÷1000 МВт с параметрами пара 600/620°C на бурых и каменных углях	Коммерческая эксплуатация блоков 600÷1000 МВт	Коммерческие установки с параметрами пара выше 700°C с факельным сжиганием и с котлами ЦКС (с улавливанием CO <sub>2</sub> )
	Научно-техническое обоснование	Проведение НИОКР по освоению материалов для блока с температурой пара до 700°C	Создание демонстрационного блока на параметры пара 35 МПа/700/720°	

## Мероприятия по повышению экономичности паросиловых энергоблоков и степень их влияния

Мероприятие	Относительное повышение КПД
Повышение температуры свежего пара	0,02%/1 °С
Повышение давления свежего пара	0,1%/ 1 МПа
Повышение температуры промежуточного перегрева	0,15%/1 °С
Использование второго промежуточного перегрева пара	1,2%
Снижение давления в конденсаторе	1%/ 1 кПа
Повышение температуры питательной воды	0,02%/1 °С

По расчётным оценкам фирмы Siemens, переход от энергоблоков докритических параметров пара 167 бар, 538/538 °С к энергоблокам СКД с параметрами пара 250 бар, 540/540 °С даёт повышение коэффициента полезного действия (КПД) нетто на 1.5%; дальнейшее повышение параметров до 270 бар, 580/600 °С обеспечивает повышение КПД ещё на 1.3%, и последующий переход на параметры пара 285 бар, 600/620 °С сулит прибавку КПД ещё на 0.6%.

## Сопоставление экономичности энергоблоков докритического и сверхкритического давления

Тип блока	Докритического давления	СКД	
		242	251
Давление свежего пара, бар	< 200	242	251
Температуры свежего и вторично перегретого пара, °С	538 / 566	538 / 566	600 / 610
Проектная мощность блока нетто/брутто, МВт	665 / 700	946 / 1000	998.5 / 1050
КПД нетто/брутто, %	37.0 / 39.0	39.9 / 42.1	41.4 / 43.6

## Технико-экономические показатели разных типов ТЭС

Параметры	Тип станции/топливо/паровой цикл/параметры пара			
	уголь	уголь	уголь	уголь
	Докритический	Типовой суперкритический	Ультрасуперкритический	Ультрасуперкритический (AD700)
	180 бар 540 °С 540 °С	250 бар 560 °С 560 °С	300 бар 600 °С 620 °С	350 бар 700 °С 700 °С
Номинальная мощность, МВт	500	500	500	500
Собственные нужды, МВт	42	42	44	43
Мощность на выходе, МВт	458	458	456	457
Номинальный КПД брутто, %	43,9	45,9	47,6	49,9
КПД нетто, %	40,2	42,0	43,4	45,6
Эмиссии углерода, т/ч	381	364	352	335
Удельные эмиссии, т/МВт·ч	0,83	0,80	0,77	0,73

Главным стимулом для перехода к сверхкритическим и суперсверхкритическим параметрам пара явилось удорожание угольного топлива и новые требования к снижению выбросов токсичных ( $\text{NO}_x$  и  $\text{SO}_2$ ) и парниковых ( $\text{CO}_2$ ) газов в атмосферу. Повышение КПД энергоблоков снижает расход топлива при выработке того же количества электроэнергии, а следовательно, уменьшает количество выбрасываемых в атмосферу продуктов сгорания.

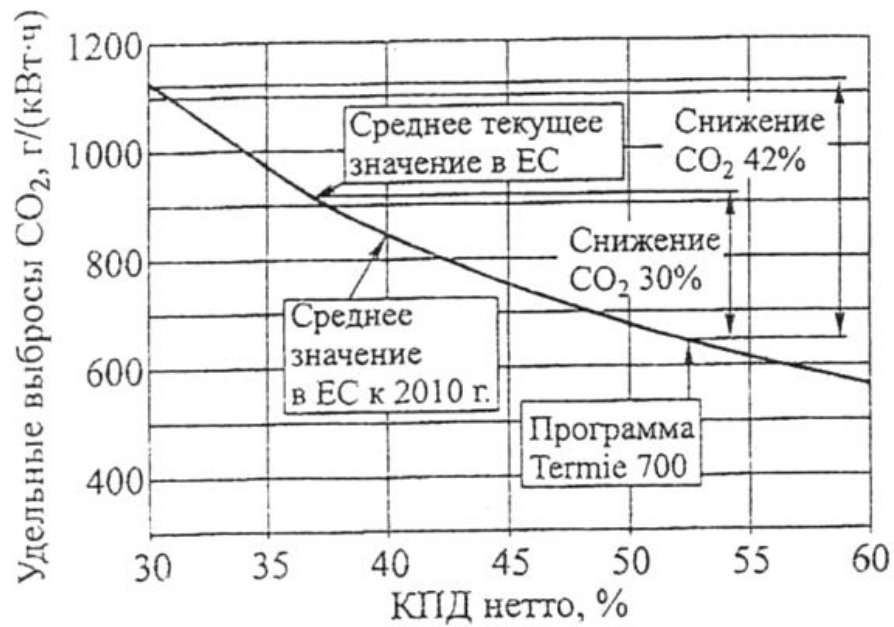
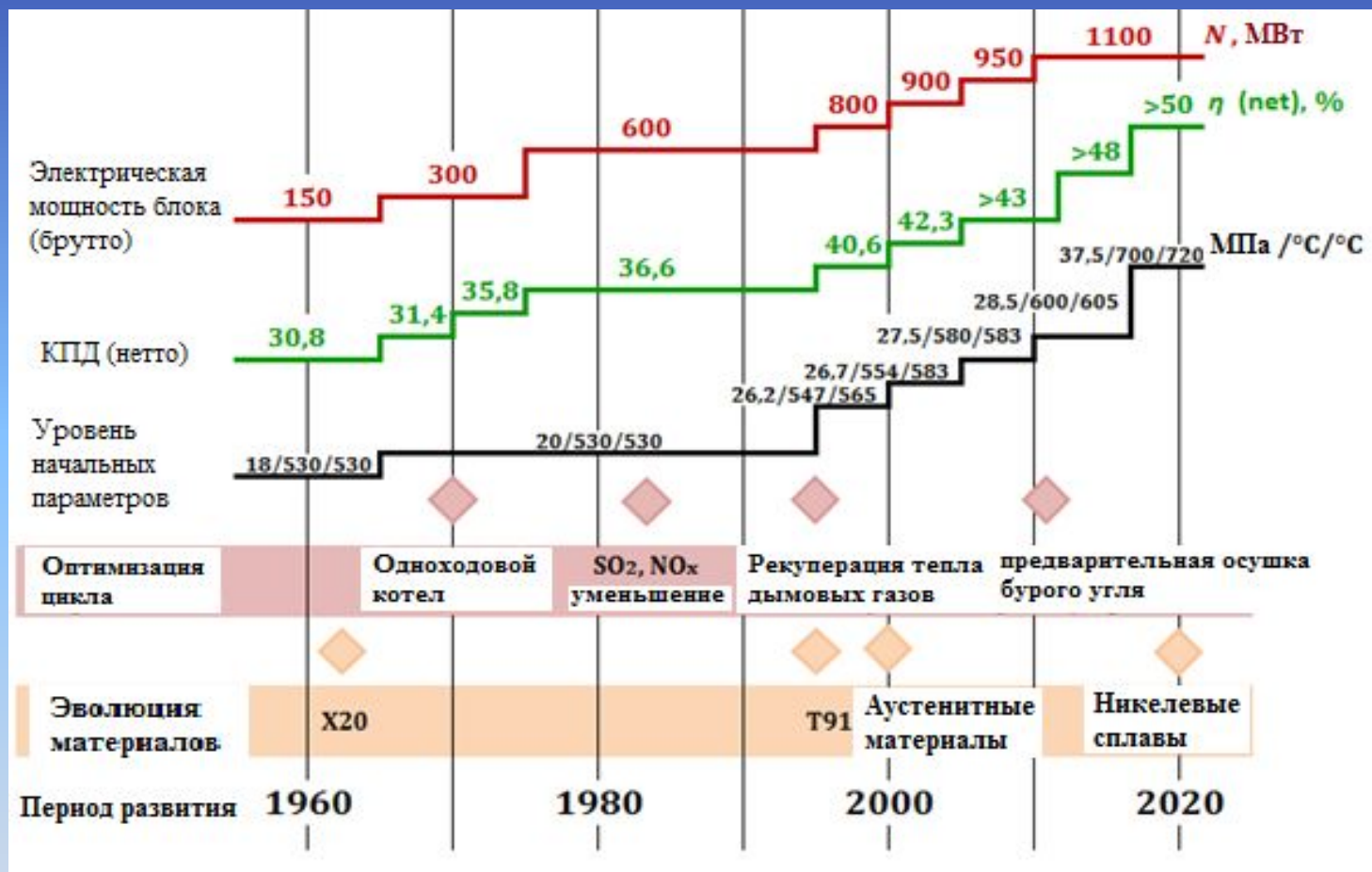


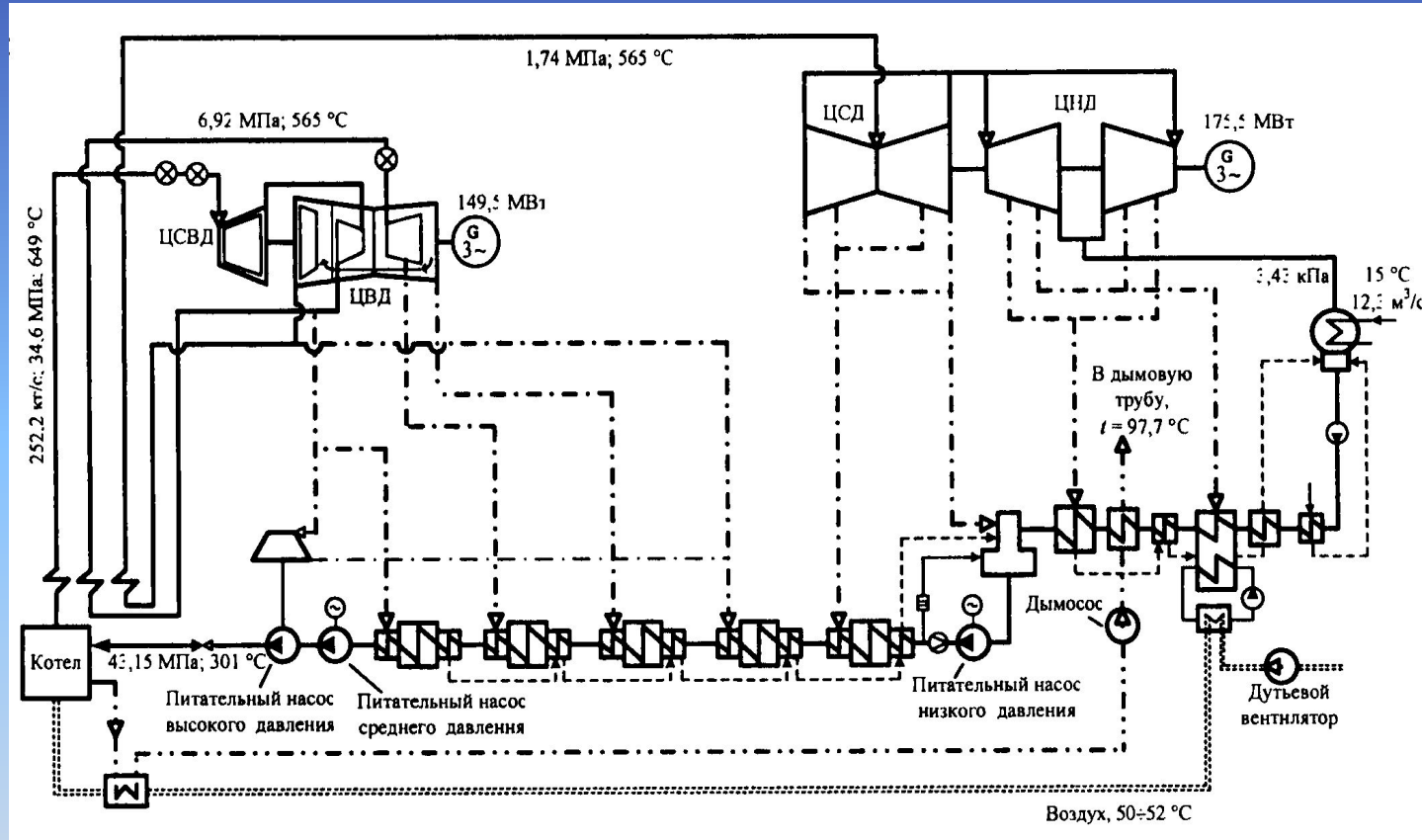
График зависимости удельных выбросов CO<sub>2</sub> от КПД нетто блока



## Эволюция параметров паросиловых электростанций



# Принципиальная тепловая схема первого энергоблока суперкритических параметров Эддистоун (США) 1959 г.



Мощностью 325 МВт при расходе пара 252,2 кг/с.

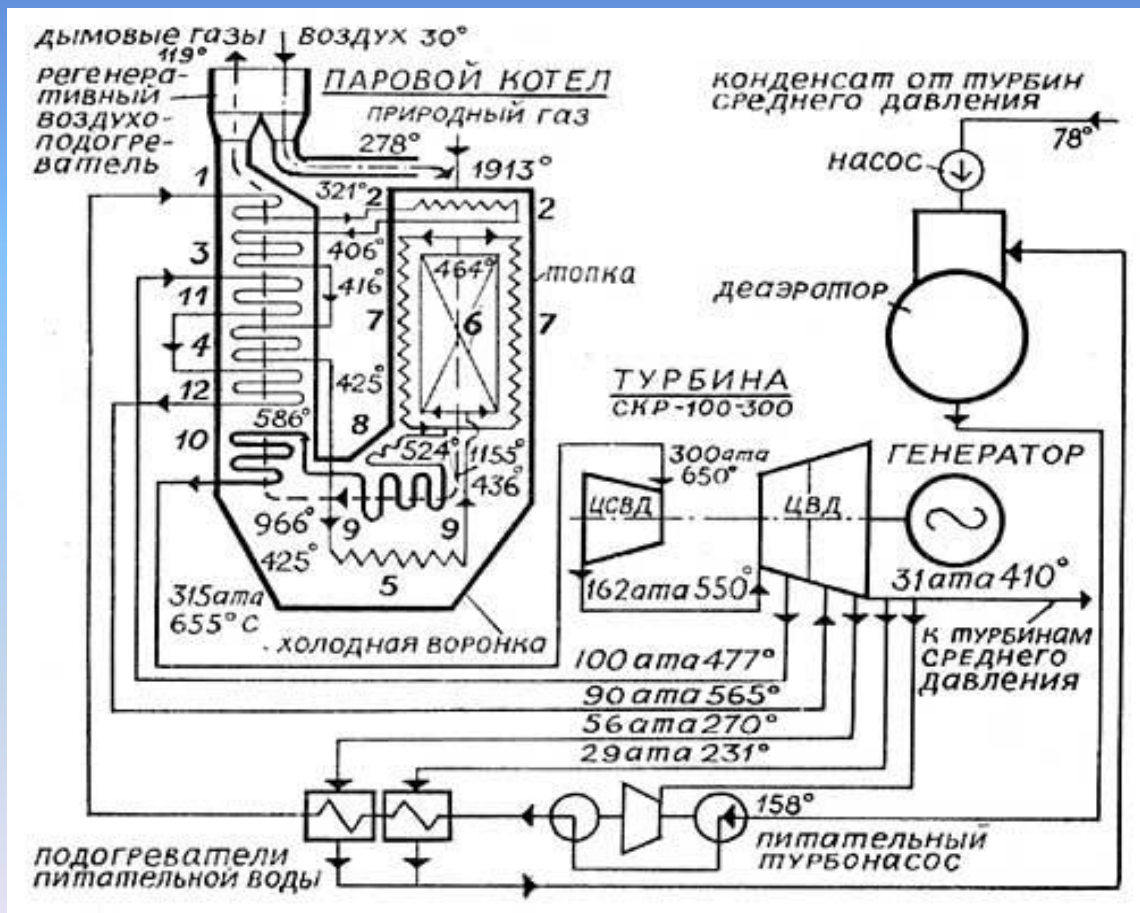
Параметры свежего пара :  $p_0 = 34,62$  МПа (353 ата);  $t_0 = 649$  °С.

Двукратный промежуточный перегрев до  $t_{пп1} = 565$  °С ( $P_{п.п1} = 6,92$  МПа) и  $t_{пп2} = 565$  °С ( $P_{п.п2} = 1,74$  МПа) [35].

Турбоустановка состоит из двух турбин мощностью 149,5 и 175,5 МВт. С выхлопа первой турбины пар с давлением 1,74 МПа поступает на второй промежуточный перегрев и затем во вторую турбину.



В 1966 г. на Каширской ГРЭС началась опытно-промышленная эксплуатация паровой турбины СКР-100-300, построенной ХТЗ на начальные параметры 29,4 МПа, 650 °С с противодавлением 3,03 МПа. В течение ряда лет отечественная теплоэнергетика получала уникальный опыт работы на ССКП.

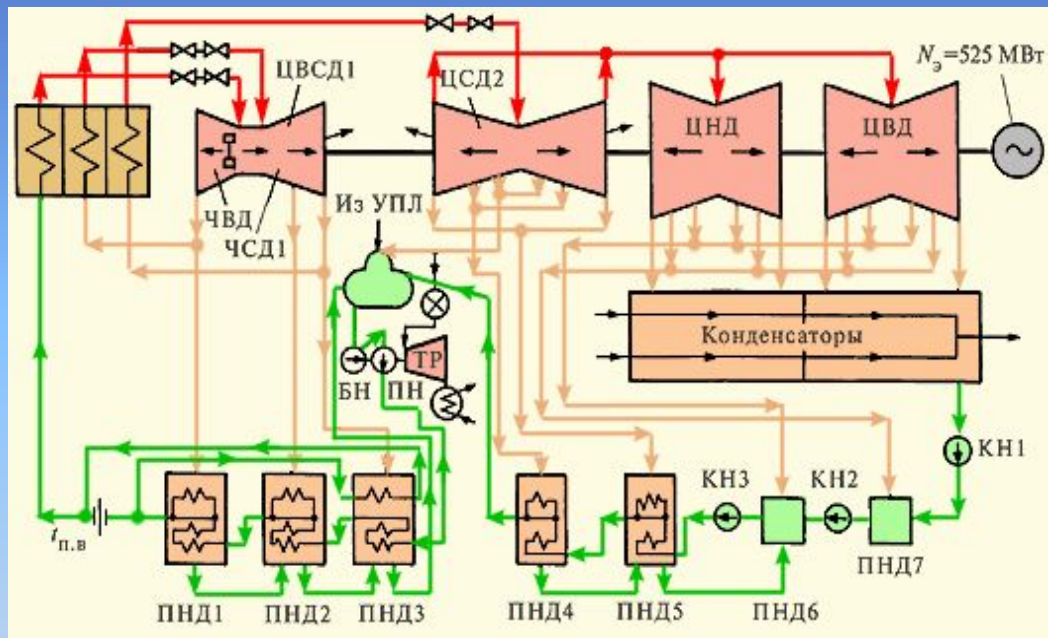


Наработка энергоблока СКР-100 с котлом П-37 паропроизводительностью 720 т/ч с параметрами острого пара 30 МПа и 650 С, эксплуатировавшегося на Каширской ГРЭС до 1986 г., составила 42000 ч (после выработки ресурса турбиной среднего давления эксплуатация энергоблока не возобновлялась).

Тепловая схема энергоблока Каширской ГРЭС на базе турбина СКР-100-300

## Результаты расчета энергоблока с однократным промперегревом

	580/580	580/600	600/600
	44,94	45,11	45,33



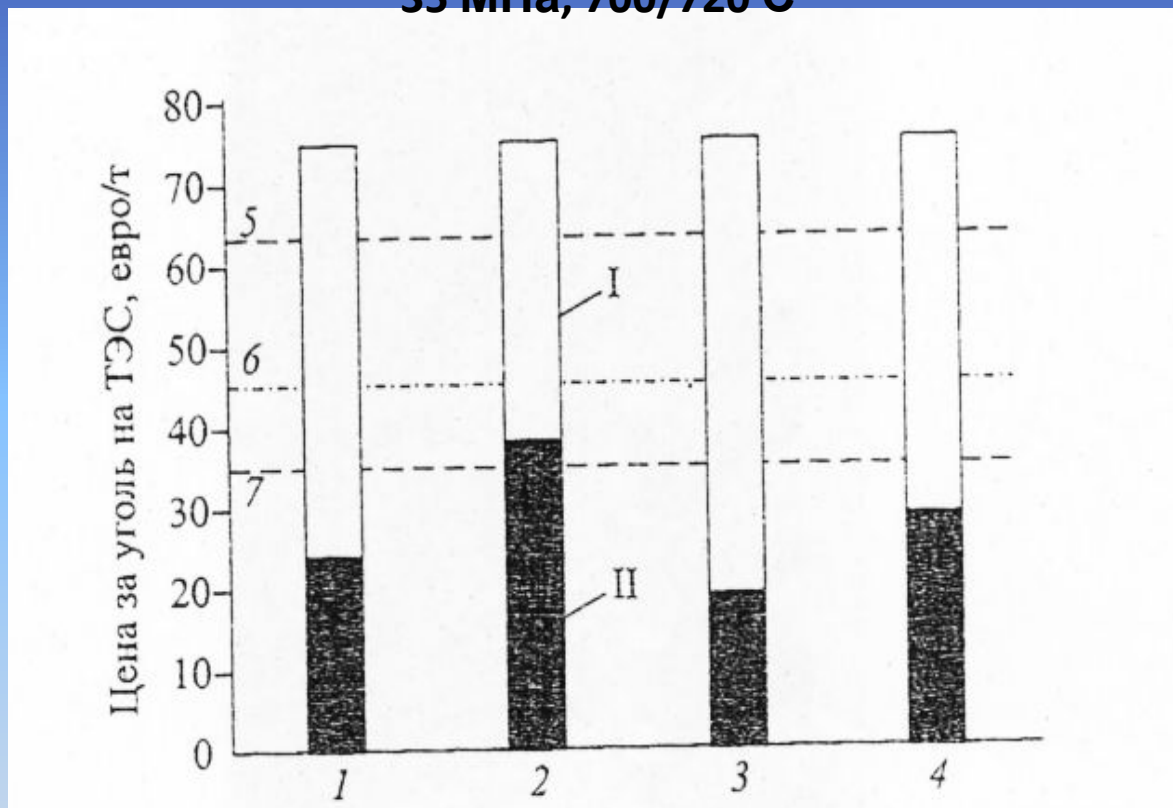
## Результаты расчета энергоблока с двукратным промперегревом

	580/580/580	580/590/600	600/600/600
	45,51	45,67	45,90

## Основные показатели проектируемого энергоблока 660 МВт

№	Параметр	Величина/размерность
1	Номинальная мощность	660 МВт
2	Давление перегретого пар	28 МПа
3	Температура перегрето пара / температура пара промперегрева	600/600 °С
4	Диапазон регулирования без изменения состава оборудования	100-60 %
5	Диапазон регулирования с подсветкой растопочным топливом	100-40 %
6	КПД нетто	44,5-45,4 %
7	Расход электроэнергии на собственные нужды	6 %
8	Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии	276 г.у.т/кВт*ч
9	Полный срок службы	не менее 40 лет
10	Расчетный ресурс оборудования	не менее 200 тыс.ч
11	Концентрация NO <sub>x</sub> в дымовых газах	200 мг/м <sup>3</sup>
12	Концентрация SO <sub>x</sub> в дымовых газах	200 мг/м <sup>3</sup>
13	Концентрация летучей золы в дымовых газах	30 мг/м <sup>3</sup>

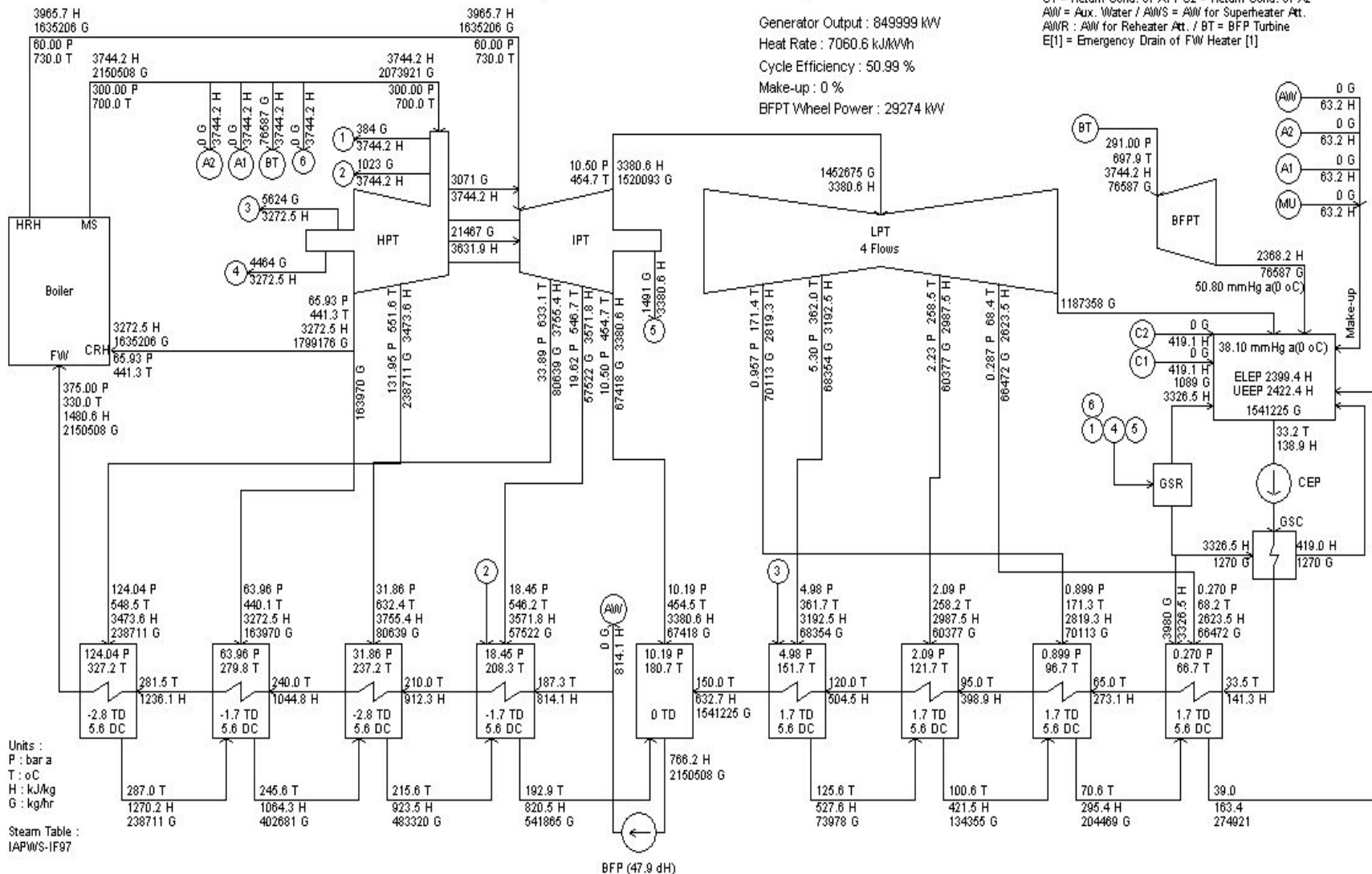
# Экономическая целесообразность сооружения разных блоков на параметры 35 МПа, 700/720 С



1 - блок 400 МВт с однократным промперегревом»; 2 – блок 400 МВт с двойным промперегревом; 3 – блок 930 МВт с однократным перегревом; 4 – блок 930 МВт с двойным промперегревом; 5 - максимальная стоимость угля в Западной Европе к 2020 г.; 6 – средняя цена за уголь в Западной Европе в 2007 г.; 7- минимальная цена за уголь в Западной Европе к 2020 г.; I – экономически целесообразно; II – экономически нецелесообразно

Legend :  
 A1 = Aux. Steam(1) / A2 = Aux. Steam(2)  
 C1 = Return Cond. of A1 / C2 = Return Cond. of A2  
 AMW = Aux. Water / AMWS = AMW for Superheater Att.  
 AMWR : AMW for Reheater Att. / BT = BFP Turbine  
 E[1] = Emergency Drain of FW Heater [1]

Generator Output : 849999 kW  
 Heat Rate : 7060.6 kJ/kWh  
 Cycle Efficiency : 50.99 %  
 Make-up : 0 %  
 BFP Wheel Power : 29274 kW



Units :  
 P : bara  
 T : oC  
 H : kJ/kg  
 G : kg/hr

Steam Table :  
 IAPWS-IF97

$$\text{Heat Rate} = (2150508 \times 3744.2 - 2150508 \times 1480.6 + 1635206 \times 3965.7 - 1635206 \times 3272.5 + 0 \times 63.2) / 849999 = 7060.6 \text{ kJ/kWh}$$

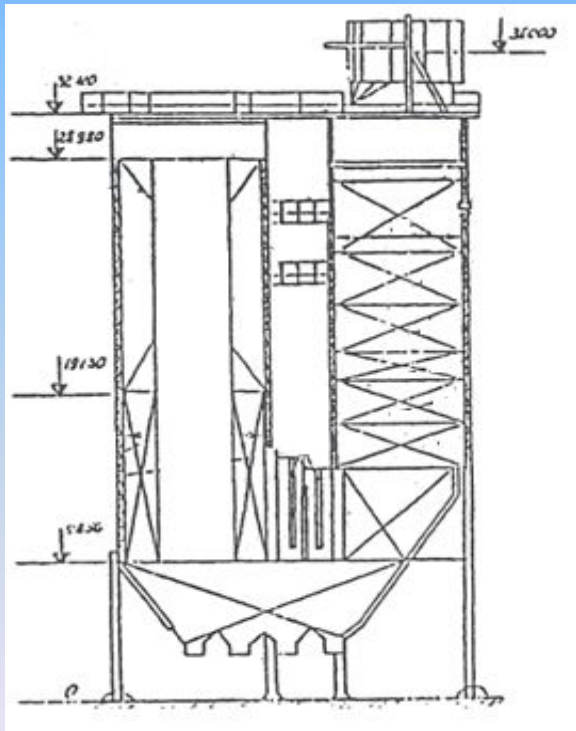
# Характеристики блока 850 МВт на УСКП параметры пара

Параметр	Величина/размерность
Установленная электрическая мощность	850 МВт (брутто)
Параметры пара в голову ПТУ	
- Давление	30,0 МПа
- Температура	700 °С
Промперегрев	Однократный
- Давление	6,0 МПа
- Температура	730 °С
Давление в конденсаторе	10.14 кПа
Температура питательной воды на входе в котел	330 °С
Число регенеративных подогревателей	9 (4 ПВД, 1 Деаэратор, 4 ПНД, 1 или 2 Охладителя эжекторов)
ЦНД	1 двухпоточный
Высота последней лопатки ЦНД, число оборотов	1200 мм, 3000 об/мин
КПД	Увеличение КПД на 6% по сравнению с блоком ССКП с $t_0 = 600$ °С



В Европе по программе «Therme» ведутся работы по материалам и конструкциям блока с температурой пара до 700°С, в США действует программа А-USC (УСКП) для достижения на пылеугольных блоках температуры пара 760°С.

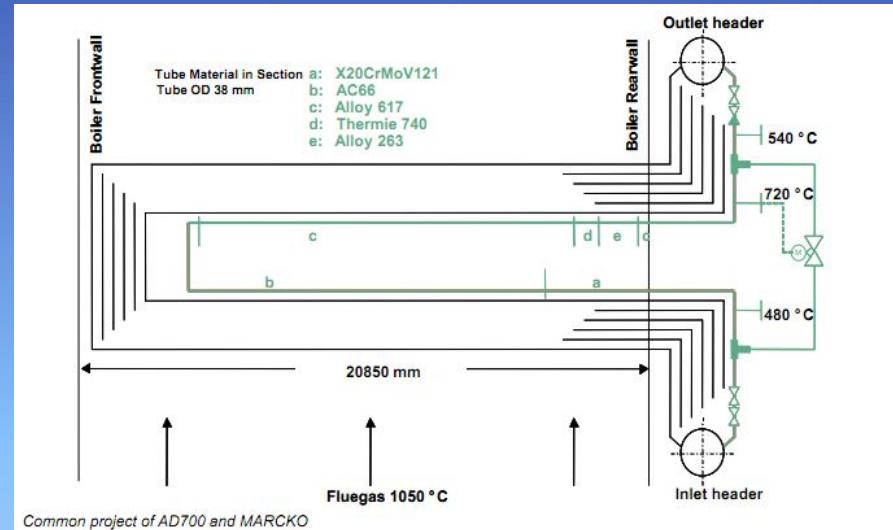
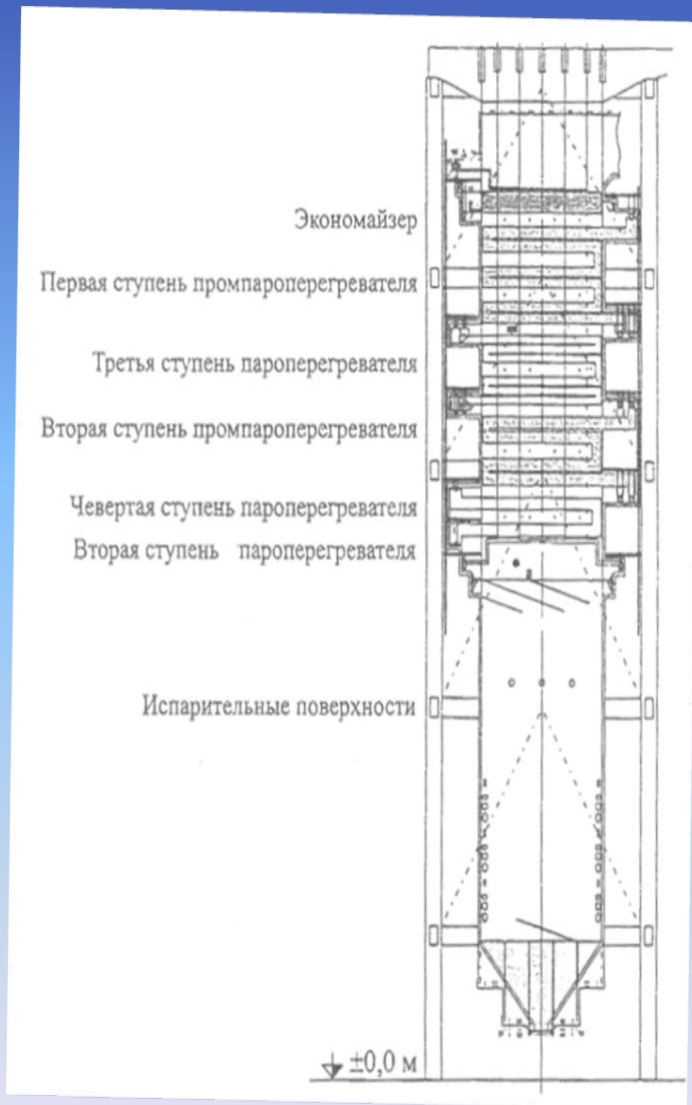
Первый в мире котел на суперкритические параметры пара 29,4 МПа и 600 °С, изготовленный «Подольским машиностроительным заводом» (ОАО «ЗиО»), был пущен в России на ТЭЦ ВТИ в ноябре 1949 г.



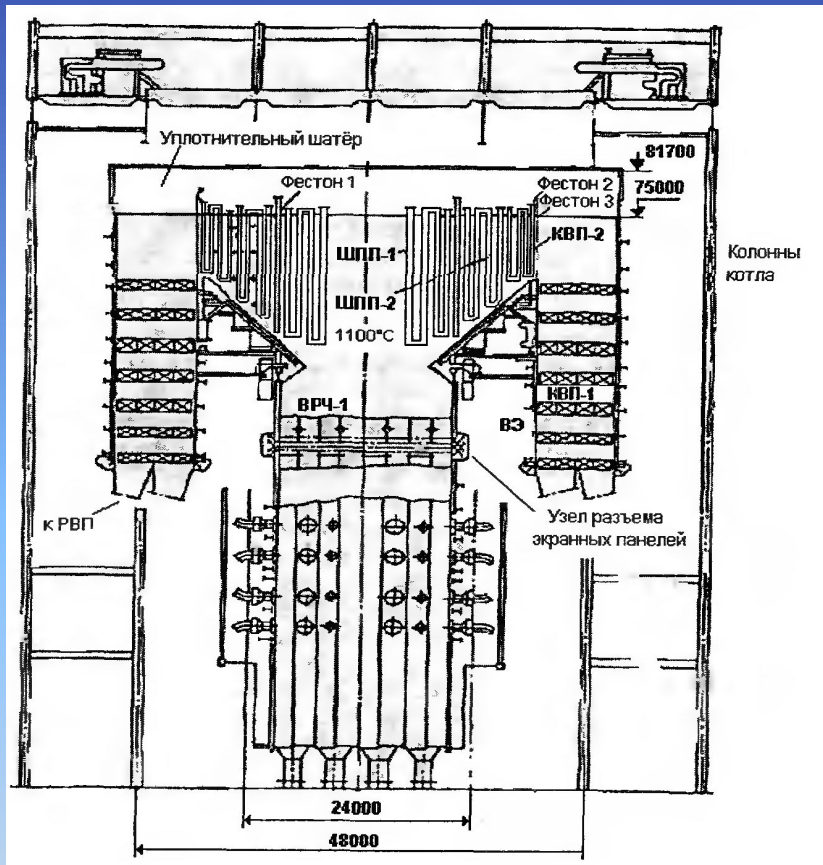
Котел  
ПК-37

Характеристики	Котел 60-ОП (№7)	Блок СКР-100
Место установки	ТЭЦ ВТИ	Каширская ГРЭС
Время внедрения	1949 г. (600 °С) 1960 г. (650 °С)	1963 г.
Параметры пара	P=35 МПа t=650 °С	P=30 МПа t=650 °С
Паропроизводительность, т/ч	15	710
Марка сталей	15ХМ, ЭП17, ЭИ257, ЭИ695Р, ЭП184	12Х1МФ, ЭП184, ЭП17, ЭИ695Р
Число часов эксплуатации, тыс. ч	>200	>40

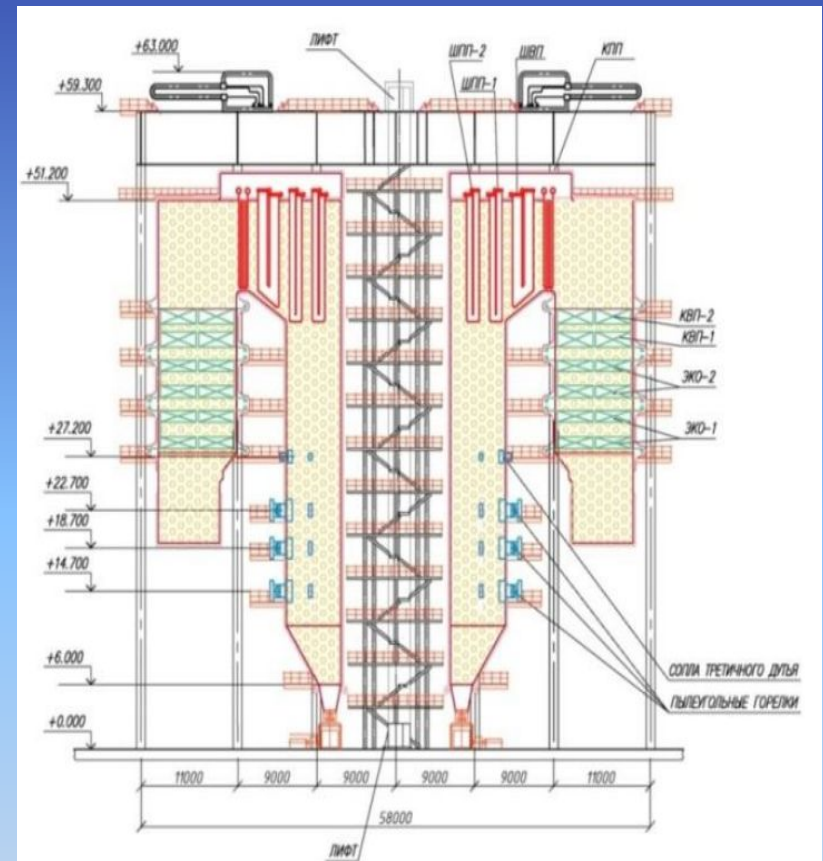




Испытательная часть перегревательных поверхностей котла башенного типа для электростанции Вейсвеллер



Проект котла Т-образной компоновки для энергоблока мощностью 500 МВт:  
 ВРЧ-1-верхняя радиационная часть;  
 ШПП- 1 и ШПП-2 – ширмовые поверхности пароперегревателя первой и второй ступеней; КВП-1 и КВП-2 первая и вторая ступени конвективного вторичного пароперегревателя; ВЭ-водяной экономайзер



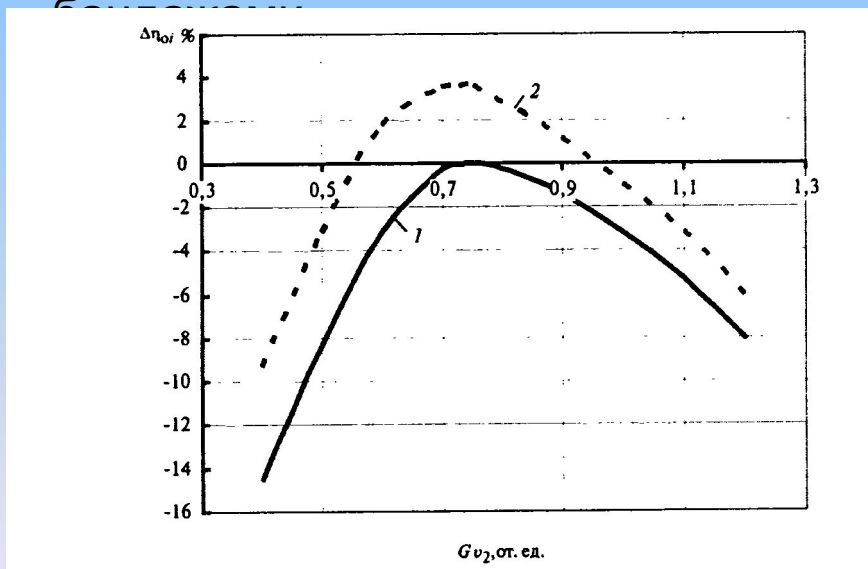
Котел Пп-1800-27,0-610/610 с кольцевой топкой

# Сравнение котлов с традиционной Т-образной компоновкой и с кольцевой топкой

№ п/п	НАИМЕНОВАНИЕ	Котел с квадратной топкой	Котел с кольцевой топкой
1.1	Высота котла:	76,6	~57,0
	- по верху хребтовых балок, м Сравнение в процентах, %	100	~75
1.2	Существующая отметка низа фермы существующего здания, м	69,0	
2.	Масса поверхностей нагрева под давлением, кг	3 920 000	3 372 500
	Сравнение в процентах, %	100	86
3.	Металлоконструкции котла, кг	3 380 000	2 940 600
	Сравнение в процентах, %	100	87
4.	Масса собственно котла, кг	11 629 000	10 673 600
	Сравнение в процентах, %	100	92
	Стоимость оборудования собственно котла, млн. \$ (без НДС) Сравнение в процентах, %	~53,0 100	~48,0 90,6
5.	Стоимость проекта котла (с рабочими чертежами), включая техпроект котельной установки	~4,5 (1000 тыс. \$)	~5,5 (1050 тыс.\$)
6.	Масса КВО, кг	5 957 870	6 022 870
	Сравнение в процентах, %	100	101
	Стоимость КВО, млн. \$ (без НДС) Сравнение в процентах, %	25 100	~25,9 103
7.	Общая стоимость котельной установки, включая её базовый инжиниринг, млн. \$ (без НДС)	82,5	78,7
	Сравнение в процентах, %	100	95

## Мероприятия по повышению экономичности ПТУ:

оптимизация зазоров в проточной части,  
меридиональное профилирование ступеней паровой турбины,  
применение модернизированных конструкций лабиринтовых и концевых уплотнений,  
организация оптимальной схемы влагоудаления последних ступеней паровых турбин,  
переход к новому типу облопачивания с цельнофрезерованными



Изменение КПД последней ступени ЦНД в зависимости от относительного объема расхода пара:

1 — ступень с ранее применяемыми лопатками; 2 —

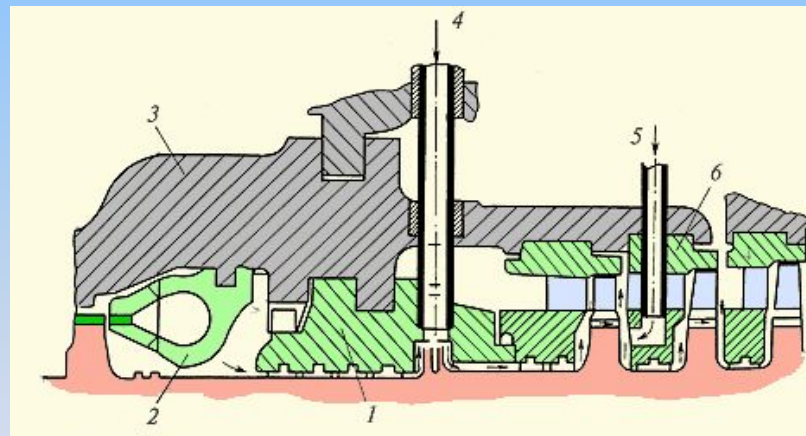
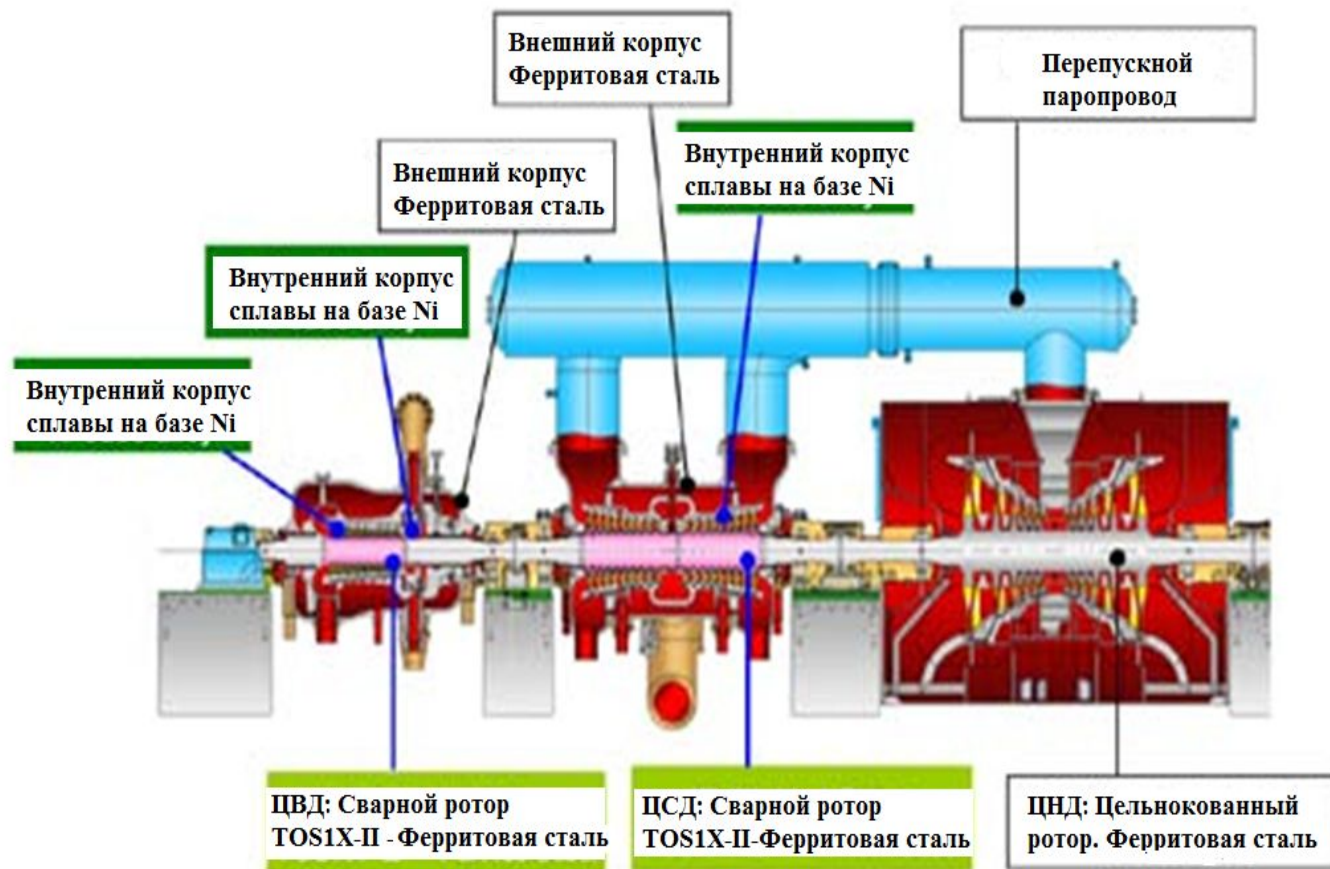


Схема универсальной системы охлаждения ротора с совмещенным ЦВД японской фирмы Тошиба мощностью 700 МВт на параметры 24.1 Мпа, 593 °С/ 593 °С:

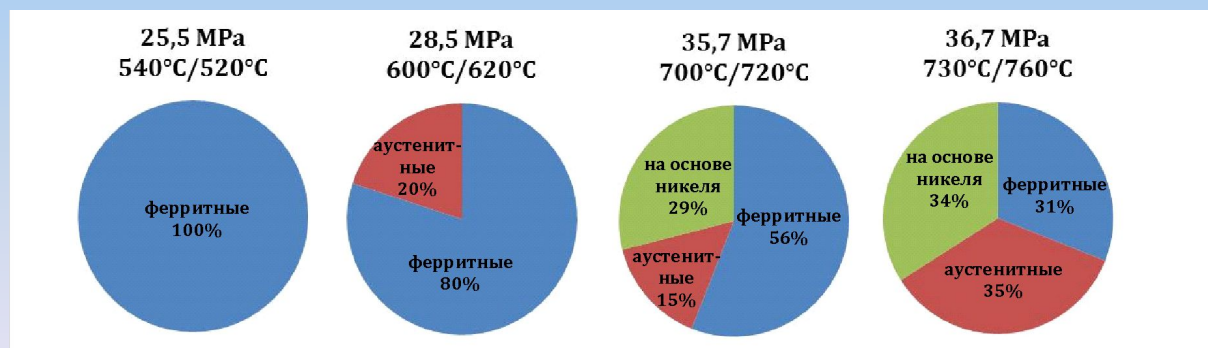
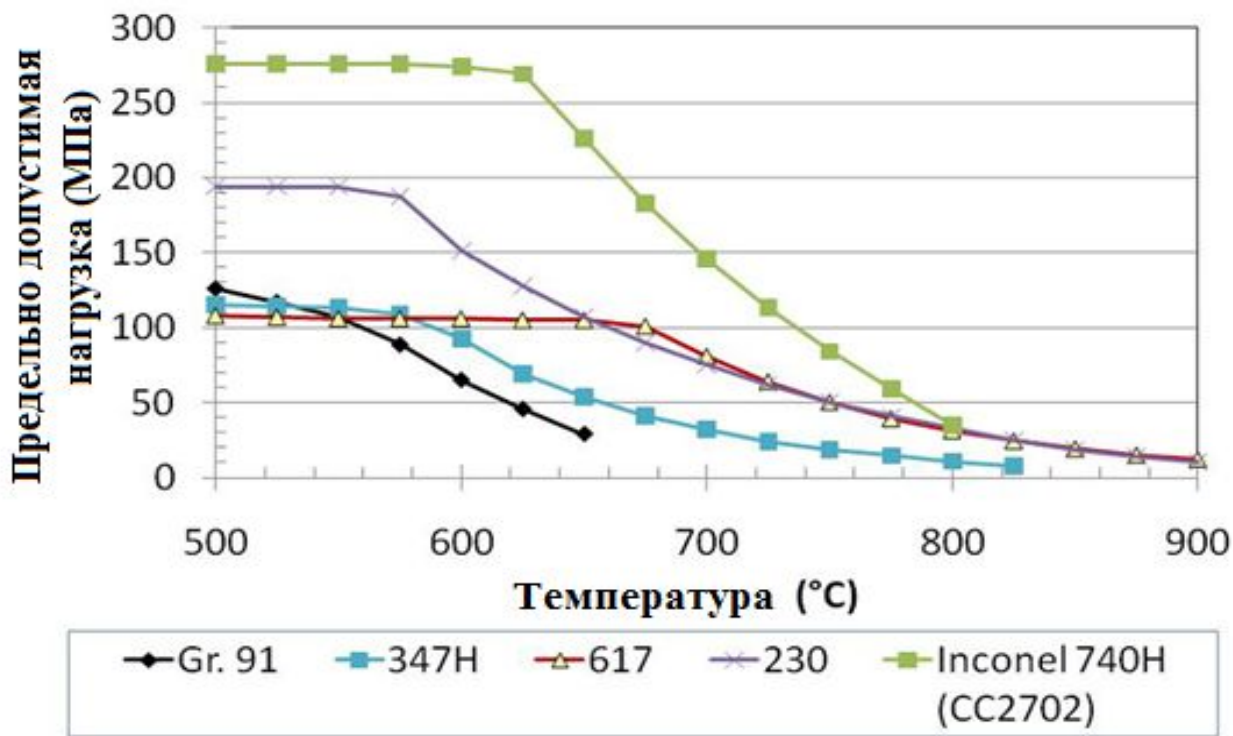
1 – промежуточное уплотнение между ЧВД и ЧСД; 2 – сопловая коробка ЧВД; 3 – внутренний корпус; 4 – подача охлаждающего пара из первого отбора; 5 – подача охлаждающего пара из выходного патрубка ЧВД (второго отбора, холодной нитки промперегрева); 6 – диафрагма 2-й ступени





**Концепция конструкции ПТУ на УСКП параметры (840 MW, 30 МПа, 700/730С)**

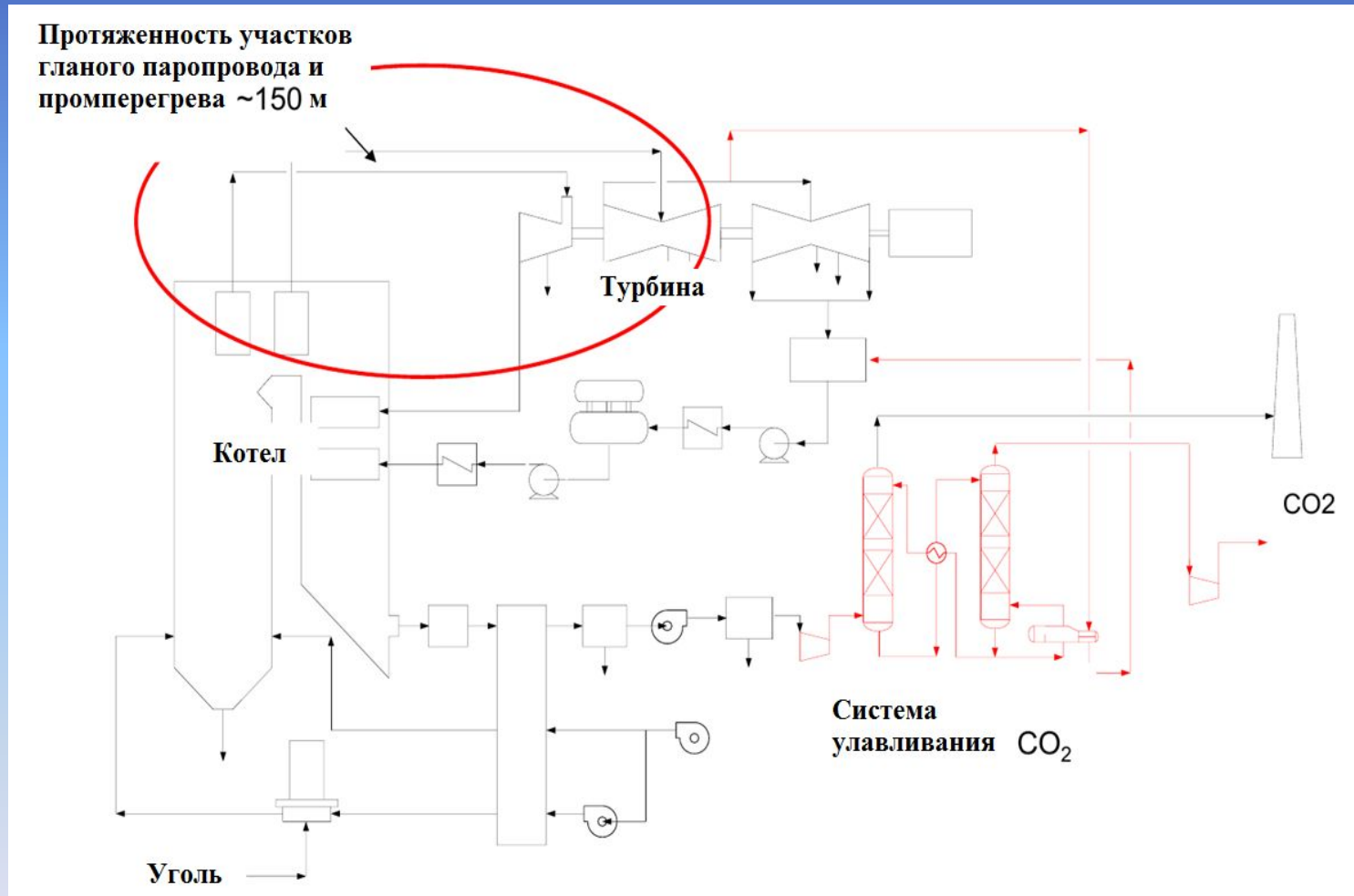




Изменение сортамента сталей в зависимости от параметров пара паросиловых установок

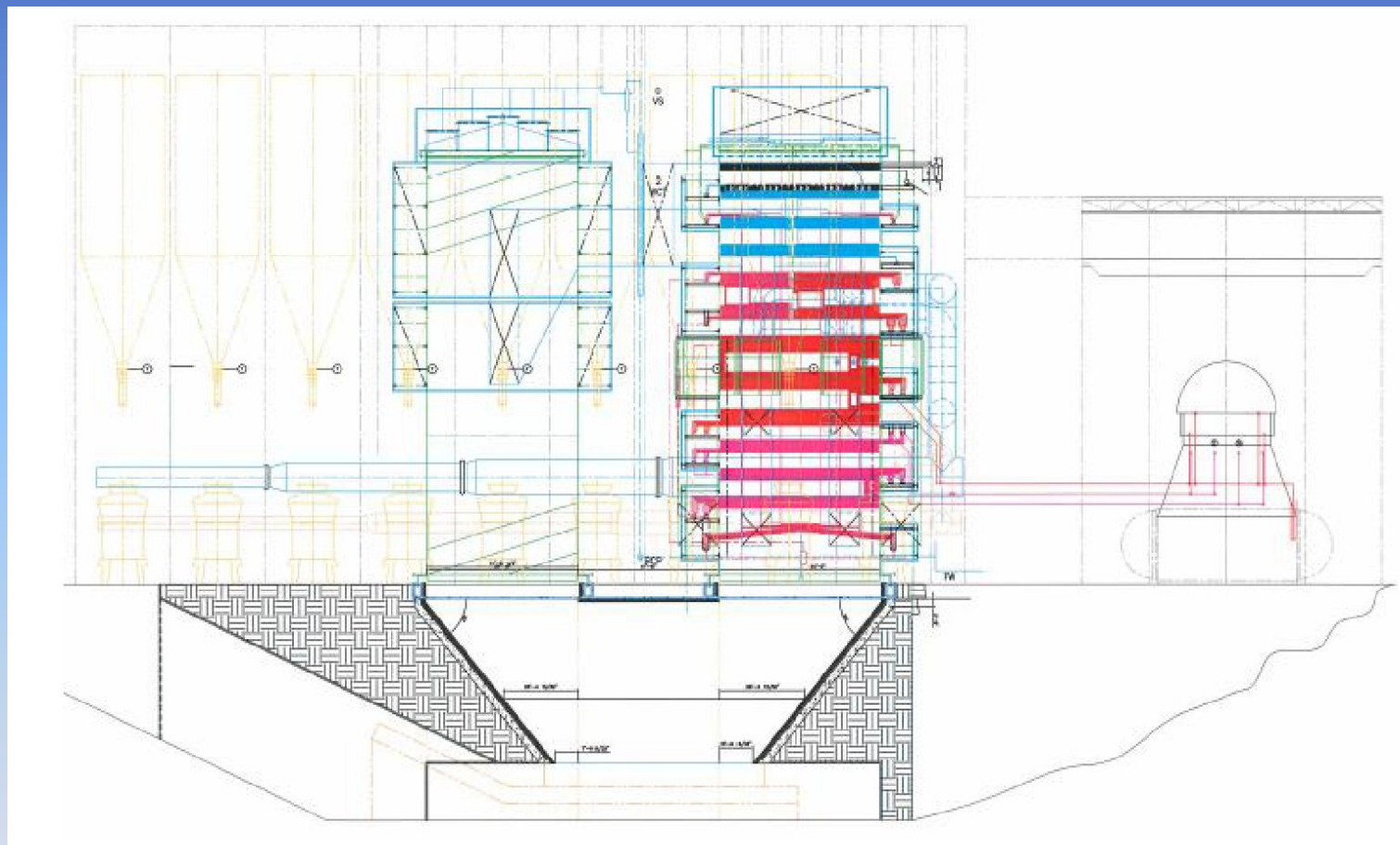


# Расположение наиболее затратных участков паропровода в энергоблоке УСКП



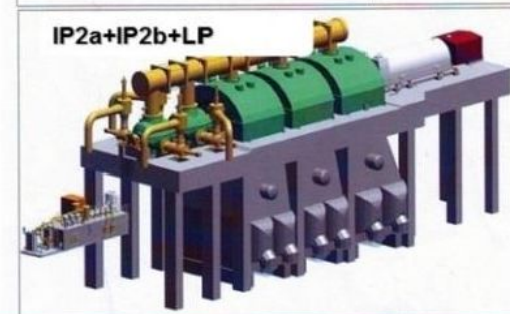
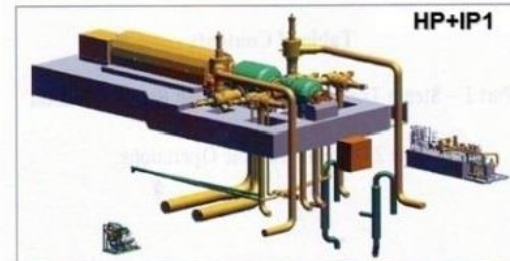
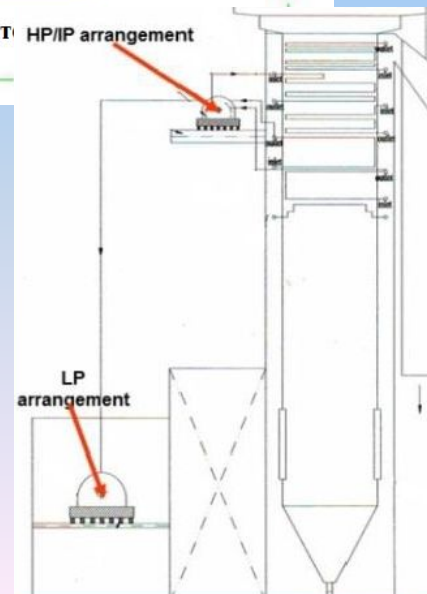
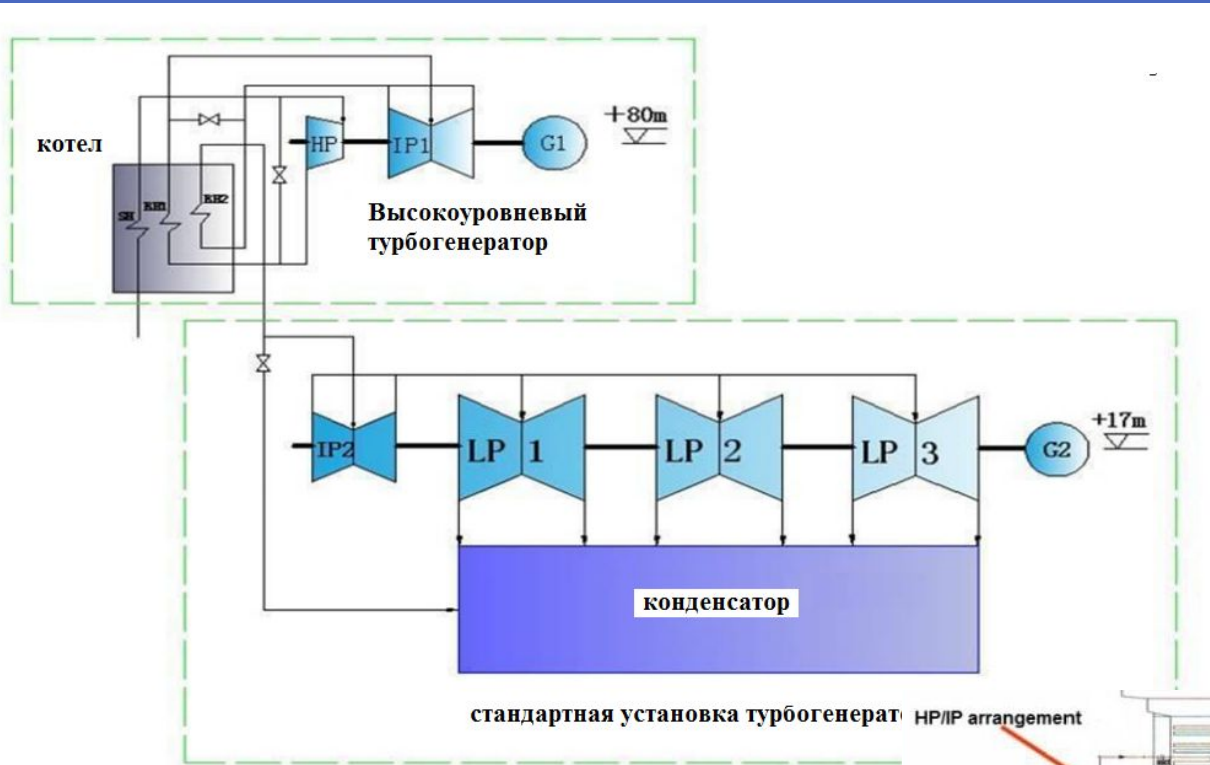
паропроводы выполняются из никелевых сплавов, стоимость которых может достигать до 110 долл.США за 1 кг

## Компания Babcock и Wilcox предложила проект перевернутого башенного котла представленного на рис



Использование такой компоновки позволяет сократить почти на половину протяженность паропроводов острого пара и системы промперегрева и уменьшить стоимость проекта

# Разноуровневая компоновка



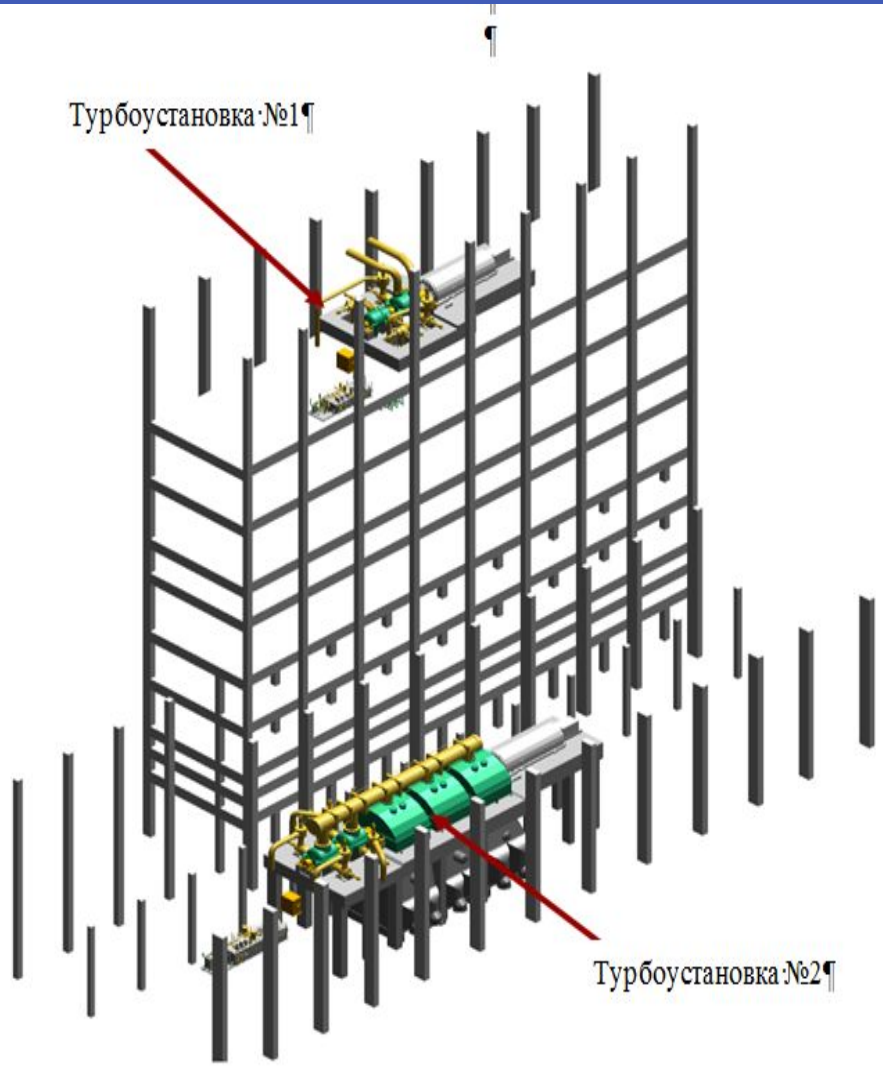


Рисунок 1.71 -- План расположения паровых турбин высокого и нижнего уровня для энергоблока электрической мощностью 1350 МВт с двойным перегревом пара

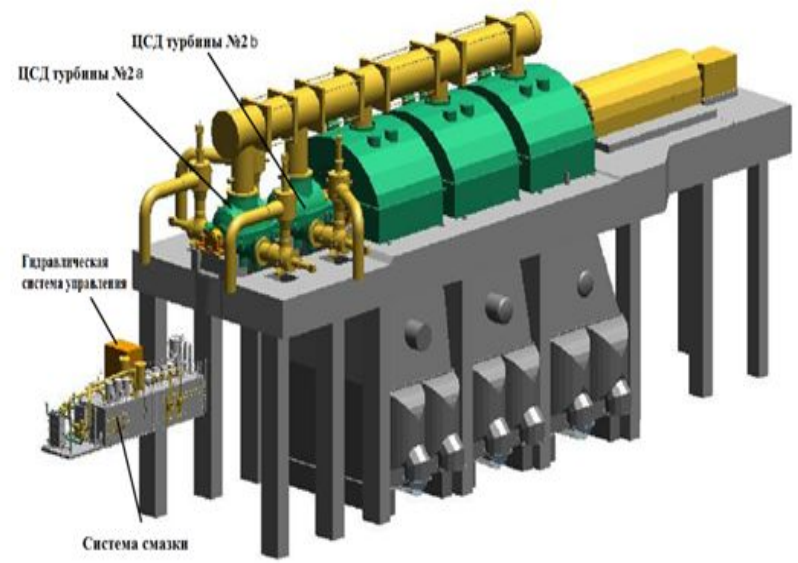
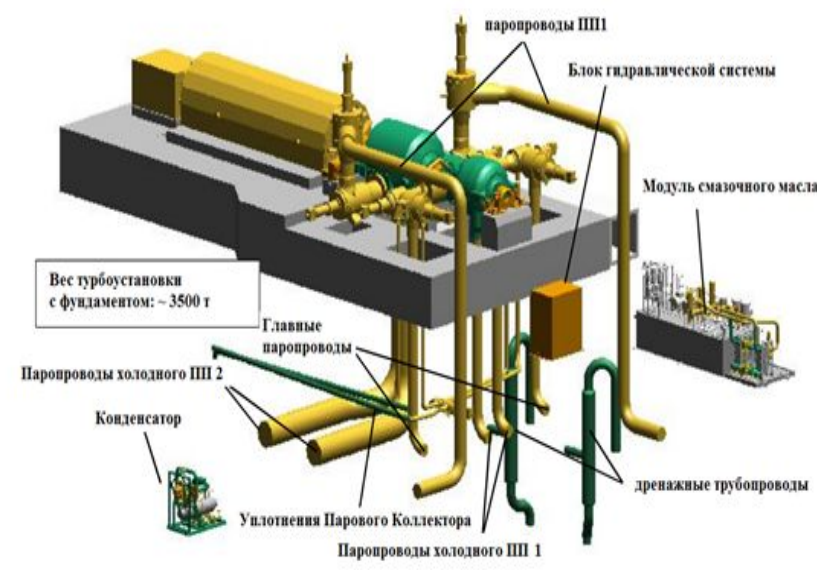


Рисунок 1.72 -- Состав турбоустановок



## РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СХЕМ УСКП

Проведены расчетные исследования схем энергоблоков УСКП с целью определения влияния параметров цикла на показатели эффективности. В качестве расчетной модели были выбраны схемы на основе турбоагрегата единичной мощностью 1000 МВт с однократным и двукратным промежуточным перегревом.

Факторы, влияющие на эффективность цикла:

начальные параметры пара

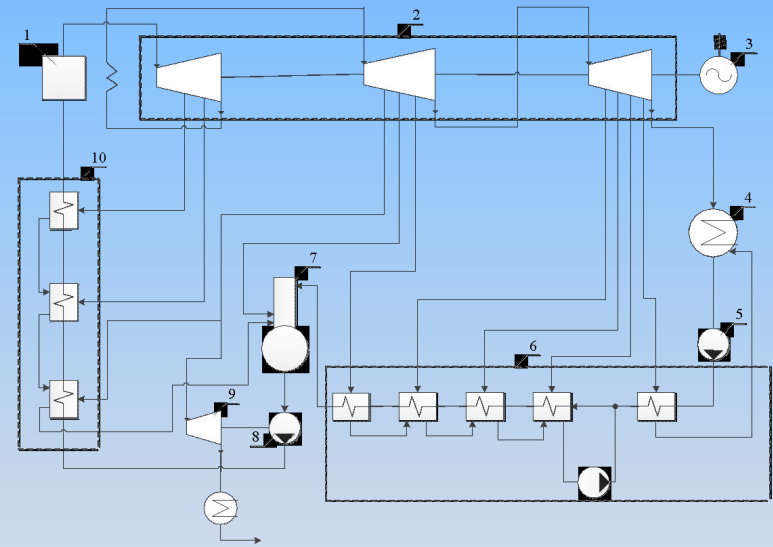
параметры промежуточного перегрева

температура питательной воды

схемы включения питательной установки

Целевой индикатор

КПД 51%



Принципиальная тепловая схема энергоблока УСКП с однократным промперегревом

1 – паровой котел; 2 – турбина; 3 – электрогенератор; 4 – конденсатор; 5 – насос основного конденсата; 6 – группа подогревателей низкого давления; 7 – деаэратор; 8 – питательный насос; 9 – турбопривод питательного насоса с собственным конденсатором; 10 – группа подогревателей высокого давления

## ИССЛЕДОВАНИЕ НАЧАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПАРА

Изменение начальной температуры оказывает существенное влияние на эффективность схемы, так при начальном давлении 30 МПа переход к температуре острого пара с 600 °С до 700 °С дает относительный прирост в 4,31 %.

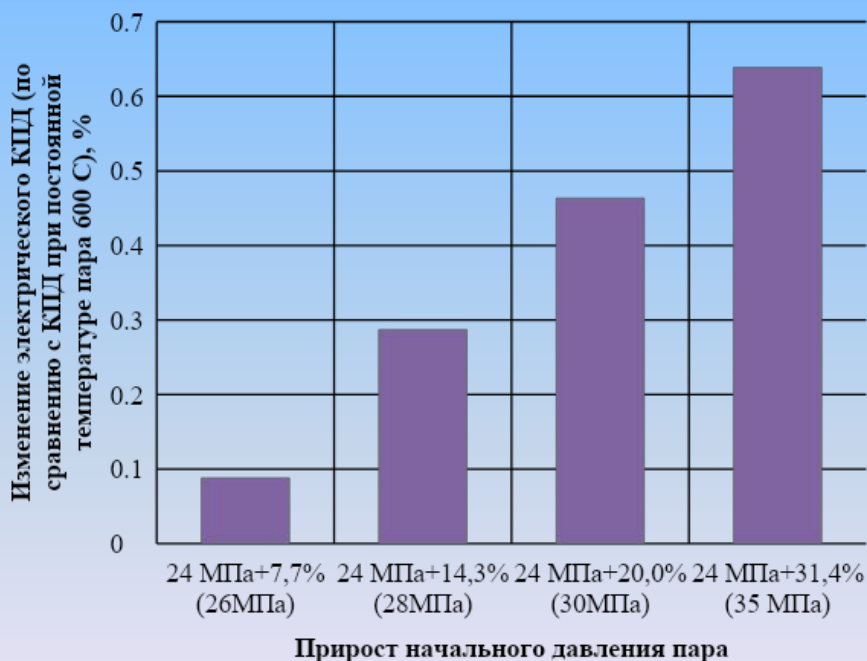


Рис. 2. Влияние начального давления на КПД цикла

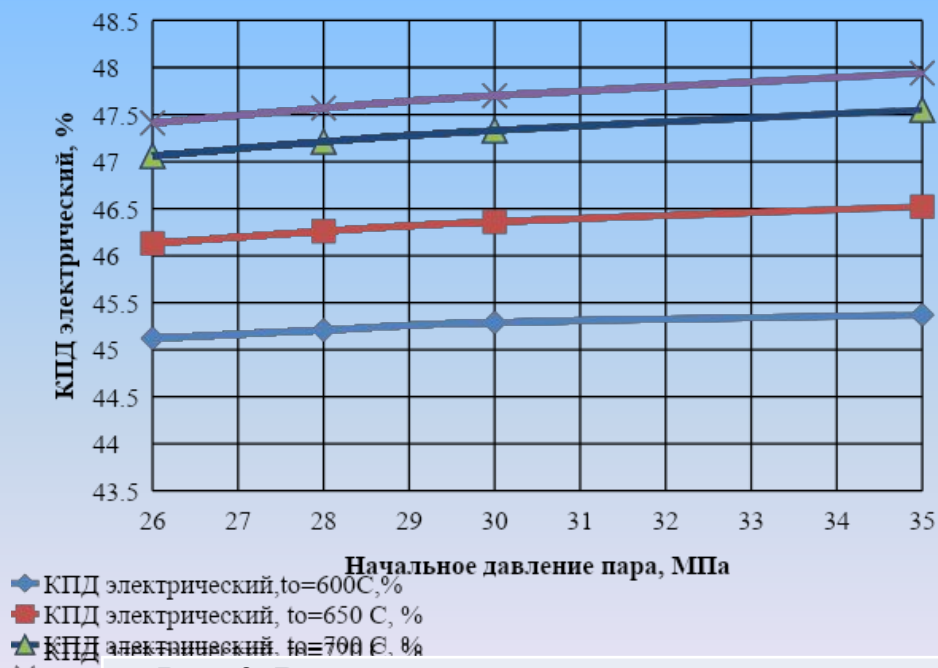
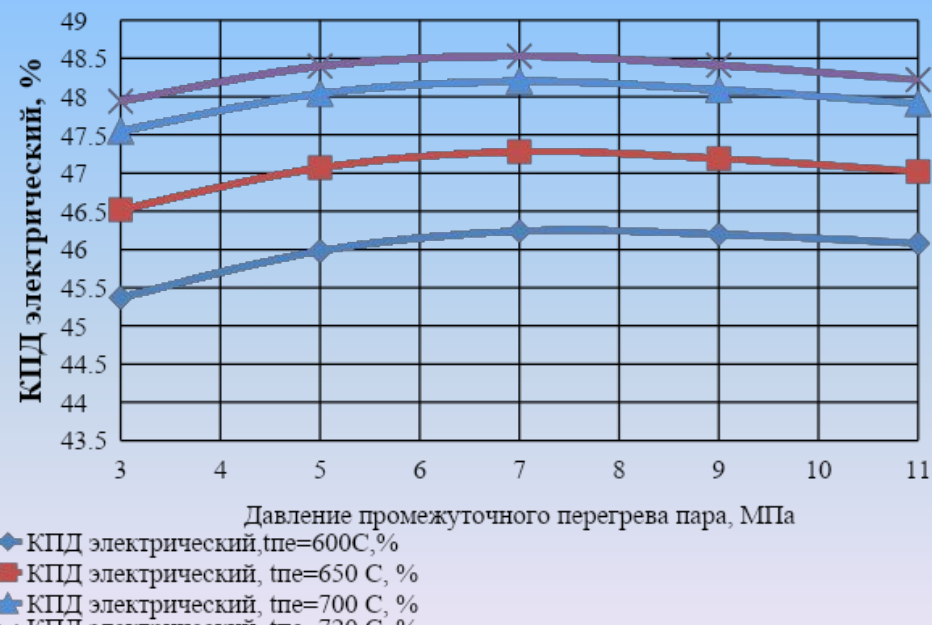


Рис. 3. Влияние начальной температуры на КПД цикла

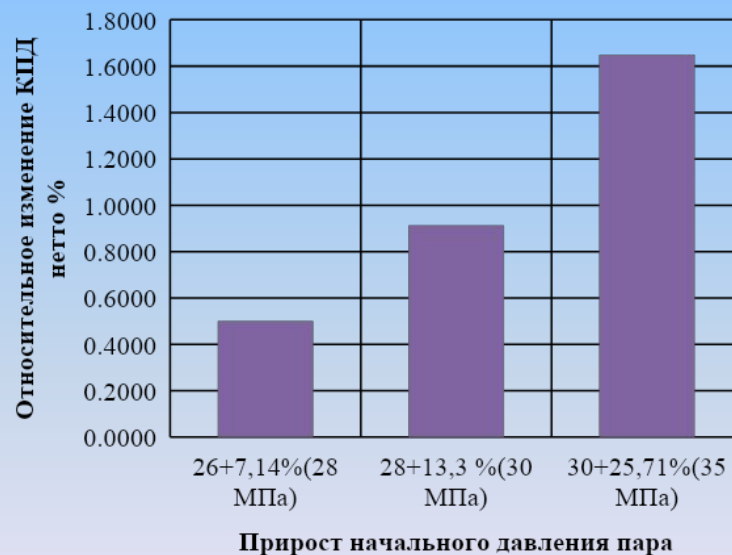
## ИССЛЕДОВАНИЕ ОДНОКРАТНОГО ПРОМПЕРЕГРЕВА

Оптимуму КПД соответствуют величины давления промежуточного перегрева в диапазоне 20-25 % от начального давления, что коррелирует с данными для блоков на сверхкритические параметры.

При применении однократного промперегрева влажность в последних ступенях турбины составляет не более 7%



**Рис. 4.** Зависимость электрического КПД от температуры промежуточного перегрева пара при постоянном начальном давлении 35 МПа, начальная температура пара равна температуре промперегрева



**Рис. 5.** Зависимость изменения относительного КПД нетто блока УСКП от начального давления пара



## ИССЛЕДОВАНИЕ ДВУКРАТНОГО ПРОМПЕРЕГРЕВА

Диапазон оптимальных значений первого и второго промежуточных перегревов составляет 25-30% и 6-10% от начального давления соответственно.

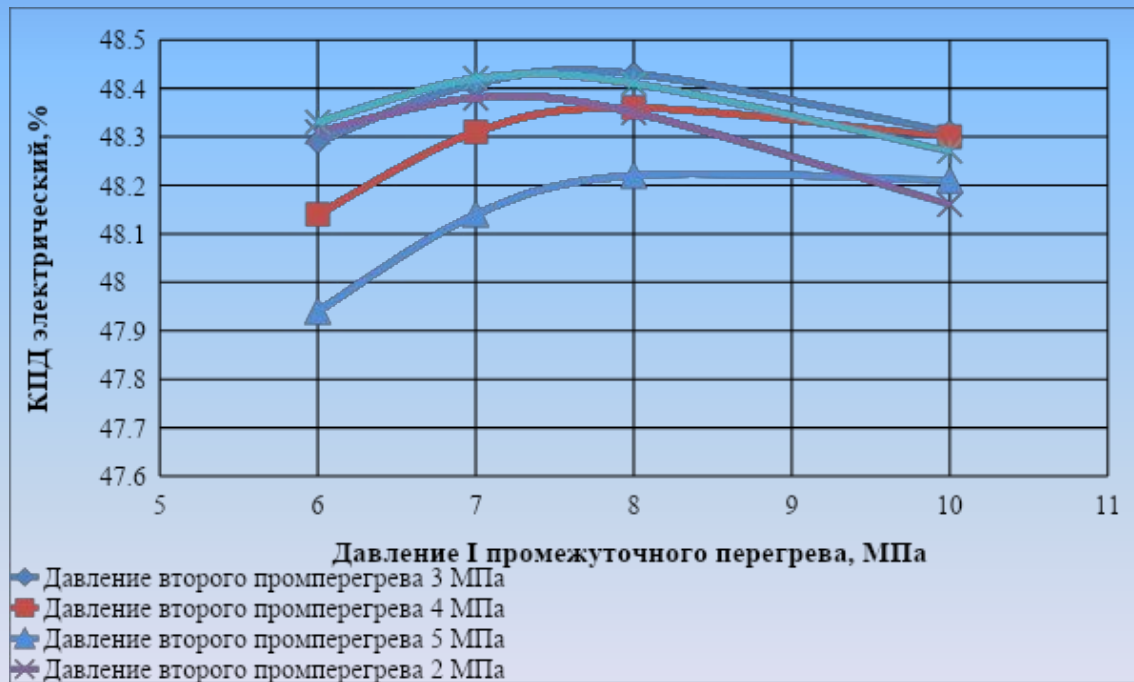


Рис. 6. Зависимость электрического КПД нетто для различных давлений промперегрева (при начальном давлении 30 МПа)

## ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ

Оптимальное значение температуры питательной воды соответствует диапазону 320-340 С в зависимости от начального давления пара

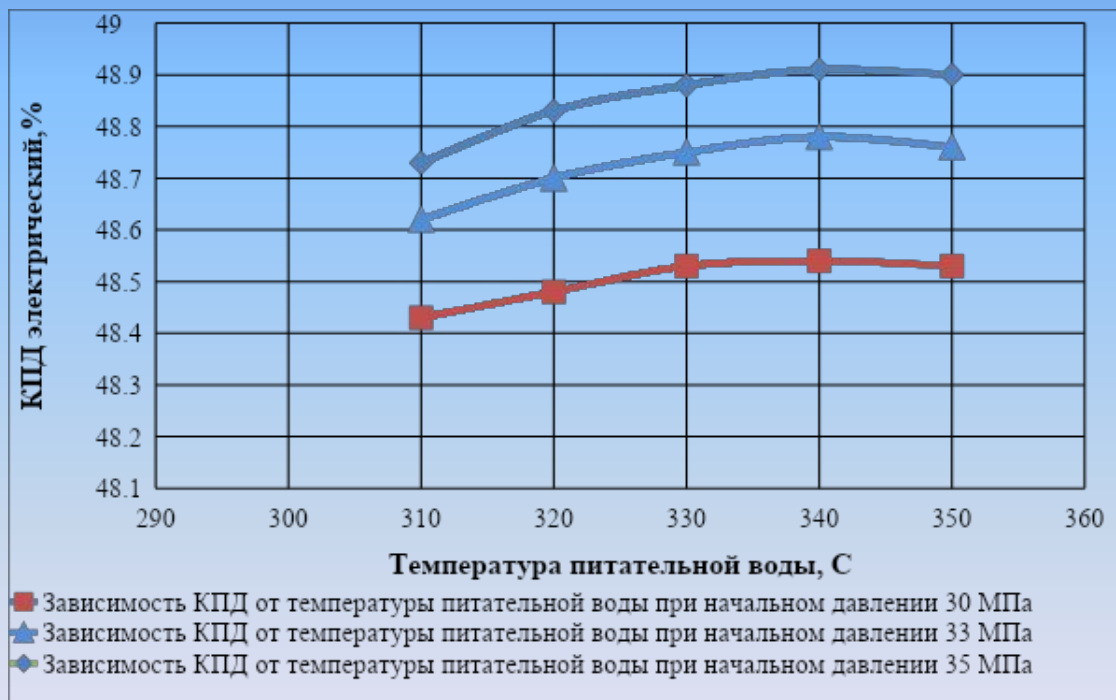


Рис. 7. Зависимость температуры питательной воды от начального давления цикла

## ИССЛЕДОВАНИЕ СХЕМ ВКЛЮЧЕНИЯ ПИТАТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ

Определена наиболее эффективная схема включения привода питательного насоса для объекта исследования- двухподъемная с турбоприводами. Электроприводные насосы не выбраны по причине технических ограничений

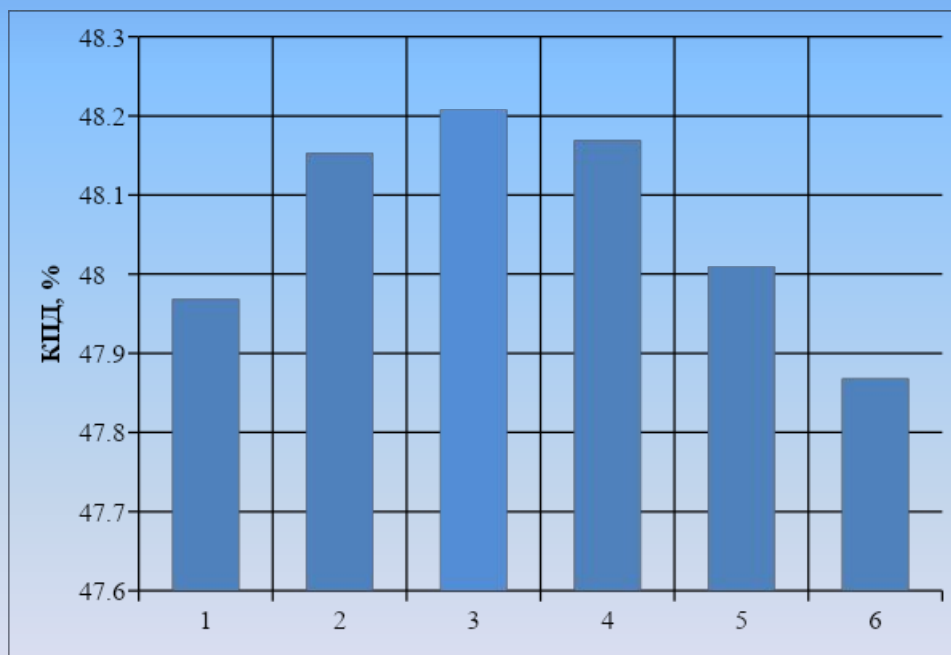


Рис. 8. КПД нетто энергоблока 1000 МВт на УСКД с различными схемами включения питательных насосов: 1 – одноподъемная с ПТН, 2 – одноподъемная с ПЭН, 3 – двухподъемная с ПЭН, 4 – двухподъемная с ПТН 1-й ступени и ПЭН 2-й ступени, 5 – двухподъемная с ПЭН 1-й ступени и ПТН 2-й ступени, 6 – двухподъемная с ПТН.