

Введение. Основные типы установок высокой эффективности

Лекция №1

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ И ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

- **а) основная литература:**

- Трухний А.Д. Парогазовые установки электростанций: учебник для вузов / А.Д. Трухний. –М.: Издательский дом МЭИ, 2015.-667 с.: ил.
- Газотурбинные энергетические установки: учебное пособие для вузов / С.В. Цанев, В. Д. Буров, А.С. Земцов, А.С. Осыка; под ред. С.В. Цанева. — М.: Издательский дом МЭИ, 2011. — 428 с.
- Парогазовые установки электростанций: учебное пособие для вузов / Трухний А.Д. – М: Издательский дом МЭИ, 2013 – 648 с. ил.
- Цанев С.В., Буров В.Д., Ремизов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. М.: Изд. дом МЭИ, 2009. 584 с.
- Цанев С.В., Буров В.Д. и др. Расчет показателей тепловых схем и элементов ГТУ и ПГУ электростанций, Изд-во МЭИ, 2000.
- Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. М.: Энергоатомиздат, 1987. 448 с.

- **б) дополнительная литература:**

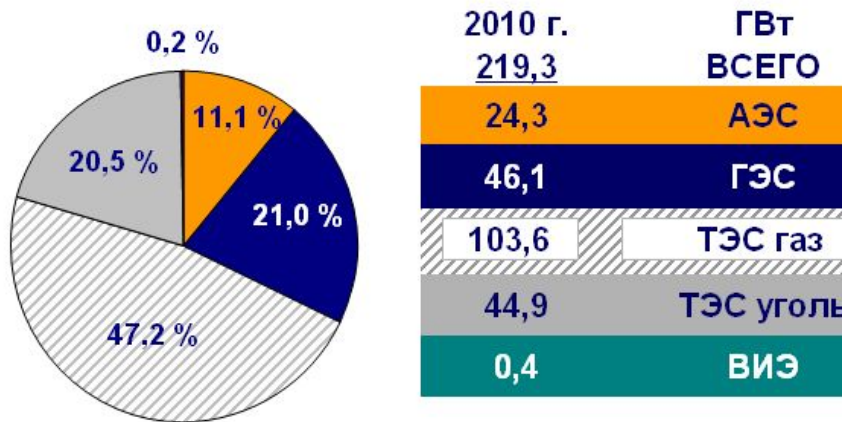
- Стерман Л.С., Лавыгин В.М., Тишин С.Г. Тепловые и атомные электростанции, учебник. М.: Изд. дом МЭИ, 2010. 464 с.
- Научно-технические журналы «Теплоэнергетика», «Турбины и дизели».

Вопросы темы

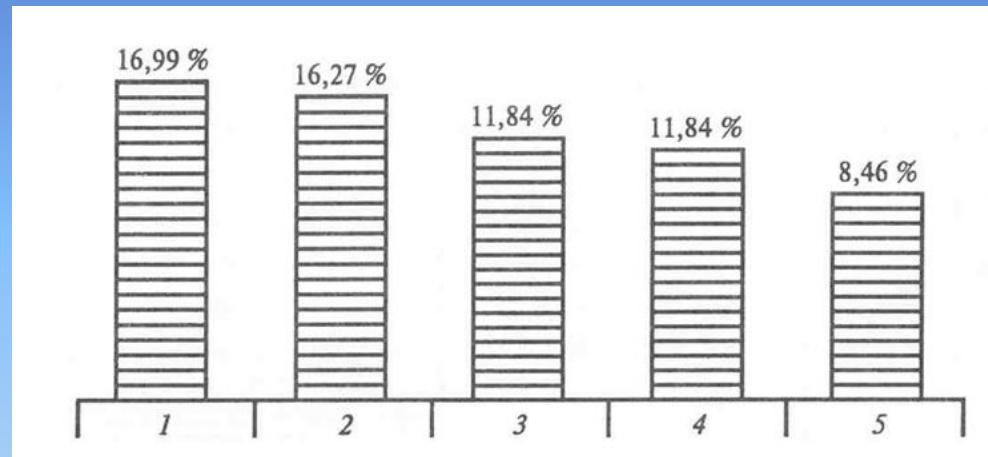
- Введение. Роль и значение высокоэффективных технологий в современных условиях развития энергетики.
- Основные типы установок высокой эффективности
- Перспективные технологические схемы энергоустановок



Структура генерирующих мощностей



Доля установленных мощностей различного типа на ТЭС России



№	Показатель	ЕЭС России
1	Установленная мощность (на 01.01.2012 г.), ГВт	218,2
2	Резерв мощности, в ГВт (%)	29,4 (18,9%)
3	Максимум потребления, ГВт	155,2
4	Выручка отрасли ¹ , млрд. руб. в т.ч.:	2 863
	- от реализации электроэнергии	1 750
	- от реализации тепловой энергии (в т.ч. котельные)	1 113

Энергоблоки с турбинами типа :

- 1 – К-300-23,5;
- 2 – Т на 130 атм;
- 3 – К-200-12,8;
- 4 – ПТ на 130 атм;
- 5 – К-800-23,5

Проблемы энергетики России

Параметры пара на ТЭС:

В России:

- давление до 25МПа
- температура до 545-550 С

В мире:

- давление до 30МПа
- температура до 600-650 С

КПД ТЭС:

В России:

- в среднем 36,6%

В мире:

- Япония 41,5%
- Франция 39,5-40%
- Германия 39-40%

ТЭС в общей структуре мощностей России*

Доля ТЭС в общей структуре мощностей России – 68% (145,3 ГВт)

ТЭС Всего	ТЭС общего пользования	ТЭС промышленных
585 шт.	332 шт.	253 шт.

Оборудование ТЭС России*

Всего		Срок эксплуатации от 30 до 50 лет			Срок эксплуатации более 50 лет		
Турбин, шт.	Мощн., ГВт	Турбин, шт.	Мощн., ГВт	Доля, %	Турбин, шт.	Мощн., ГВт	Доля, %
2180	145,3	955	75,6	52%	360	10,2	7%

Всего		Срок эксплуатации от 30 до 50 лет		Срок эксплуатации более 50 лет	
Котлов, шт.	Котлов, шт.	Доля, %	Котлов, шт.	Доля, %	
3136	1847	59%	669	21%	

Котельные в городах России**

	2000 г.	2008 г.	Рост к 2000 г.	%
Число котельных шт.	67 913	72 106	+ 4 193	+ 6,2%
в т.ч. до 3 Гкал/час	47 206	54 686	+ 7 480	+ 16%
от 3 до 20 Гкал/час	16 721	13 963	- 2 758	- 16,3%
выше 20 Гкал/час	3 289	2 781	- 508	

Вывод: продолжается «котельнизация» России, стремительно растет число мелких котельных

* Источник: база данных АПБЭ

** Источник: данные формы Росстат 1-ТЕП

В 2015 составлен единый перечень объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергоэффективности. Он содержит наименование объектов и технологий, код Общероссийского классификатора основных фондов, качественную характеристику, обуславливающую высокую энергоэффективность. Перечень используется для реализации положений НК РФ, предусматривающих предоставление инвестиционного налогового кредита, применение к основной норме амортизации специального коэффициента (но не выше 2), освобождение от налога на имущество для организаций (в отношении вновь вводимых объектов).

**Постановление Правительства РФ от 17 июня 2015 г. N 600
"Об утверждении перечня объектов и технологий, которые
относятся к объектам и технологиям высокой
энергетической эффективности"**



Объекты и технологии, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности в зависимости от применяемых технологий и технических решений и вне зависимости от характеристики объектов

Наименование объектов и технологий в соответствии с нормативно-технической документацией*		Код Общероссийского классификатора основных фондов	Качественная характеристика объекта, обуславливающая его высокую энергетическую эффективность
1.	Установки вспомогательные для использования вместе с паровыми котлами и турбинами, утилизирующие вторичные газы металлургических производств	142813020 (Установки вспомогательные для использования вместе с паровыми котлами)	минимизирование потери вторичных топливных газов и возможность их использования для производства пара и электрической энергии на энергогенерирующих установках
2.	Котлы-утилизаторы	142813111 (Котлы-утилизаторы)	котлы-утилизаторы выполняют функцию полезной утилизации (возврата в технологический цикл) тепловой энергии, которая в ином случае была бы безвозвратно потеряна из осуществляемого технологической установкой процесса, являясь, по сути, прямыми потерями топлива из технологического цикла. Такое оборудование функционально предназначено для использования вторичных энергетических ресурсов, таких как тепловая энергия продуктов сгорания от газотурбинных электростанций, печей и т.п.)
3.	Установки утилизации тепла, раскаленного доменного и конвертерного шлака, отходящих дымовых газов, топливных газов или вторичного пара	142897280 (Оборудование теплоутилизационное) 142919530 (Оборудование теплоутилизационное)	выработка электрической энергии установками газовых утилизационных бескомпрессорных турбин в составе доменных печей за счет эффективного использования избыточного давления доменного газа и без сжигания топлива
4.	Коллекторы солнечные	142897372 (Коллекторы солнечные)	коллекторы солнечные выполняют функцию преобразования возобновляемой солнечной энергии в полезную тепловую энергию. Тепловая энергия может быть использована для горячего водоснабжения и отопления
5.	Двигатели внутреннего сгорания (газопоршневые агрегаты) с зажиганием от свечи для передвижной или стационарной аппаратуры (кроме двигателей для транспортных средств)	142911110 (Двигатели внутреннего сгорания с зажиганием от свечи для передвижной или стационарной аппаратуры (кроме двигателей для транспортных средств))	использование в качестве топлива вторичных ресурсов (попутного нефтяного газа, биогаза, металлургических газов (доменный, коксовый и конвертерный))
6.	Установки газотурбинные (турбины газовые)	142911130 (Установки газотурбинные (турбины газовые))	использование в качестве топлива вторичных ресурсов (попутного нефтяного газа, биогаза)
7.	Тепловые насосы	142912000 (Насосы и оборудование компрессорное)	использование возобновляемых источников энергии, в частности, тепла грунта, воды и воздуха

Наименование объектов и технологий в соответствии с нормативно-технической документацией*	Код Общероссийского классификатора основных фондов	Существенные характеристики объекта	Количественный показатель энергетической эффективности		
			наименование	единица измерения	значение
1.	142813010 (Котлы паровые водяные и другие парогенераторы, кроме котлов (бойлеров) для центрального отопления)	топливо - природный газ	коэффициент полезного действия	процентов	более 94
		жидкое топливо	коэффициент полезного действия	процентов	более 93
2.	142813120 (Котлы теплофикационные водогрейные)	-	коэффициент полезного действия	процентов	не менее 94
3.	142897030 (Котлы отопительные, водонагреватели и вспомогательное оборудование к ним)	удельный расход топлива на единицу вырабатываемой электрической или тепловой энергии, (не более 300)	коэффициент полезного действия	процентов	не менее 94
4.	142911120 (Турбины паровые и паросиловые установки прочие)	-	удельный расход топлива на единицу вырабатываемой электрической энергии	г.у.т./кВт*ч	не более 275
5.	142911121 (Турбины паровые и другие паросиловые установки энергетические (турбины паровые стационарные для привода электрических генераторов)	-	относительный внутренний коэффициент полезного действия	г.у.т./кВт*ч	не более 275
6.	142911122 (Турбины паровые и другие паросиловые установки приводные)	-	удельный расход топлива на единицу вырабатываемой электрической энергии	г.у.т./кВт*ч	не более 275
7.	142911131 (Установки газотурбинные энергетические)	мощность МВт	коэффициент полезного действия	процентов	
		от 2 до 4			не менее 25,1
		от 4 до 6			не менее 29,6
		от 6 до 12			не менее 31,8
		от 12 до 20			не менее 33,5

Потенциально возможные варианты энергоустановок – ТЭС

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ (ТЭС)

Паросиловые (ПТУ)

Плюсы:

- + отработанные технологии
- + характеристики практически не зависят от окружающей среды

Минусы:

- восполнение технологических потерь;
- высокая стоимость ТЭС;
- низкая маневренность;
- наличие системы охлаждения

Газотурбинные (ГТУ)

Плюсы:

- + низкая стоимость;
- + высокая маневренность;
- + регулирование нагрузки (40-60 %);
- + экологичность

Минусы:

- зависимость основных характеристик от окружающей среды;
- зависимость электрической мощности от тепловой нагрузки

Парогазовые (ПГУ)

Плюсы:

- + широкий диапазон регулирования;
- + стоимость дешевле паросиловыми ТЭС;
- + экологичность;
- + меньшая потребность в технологической воде по сравнению с ПТУ ТЭС

Минусы:

- зависимость основных характеристик от окружающей среды

Газопоршневые (ГПУ)

Плюсы:

- + устойчивый КПД двигателя;
- + широкий диапазон регулирования;
- + экологичность;
- + повышенный ресурс

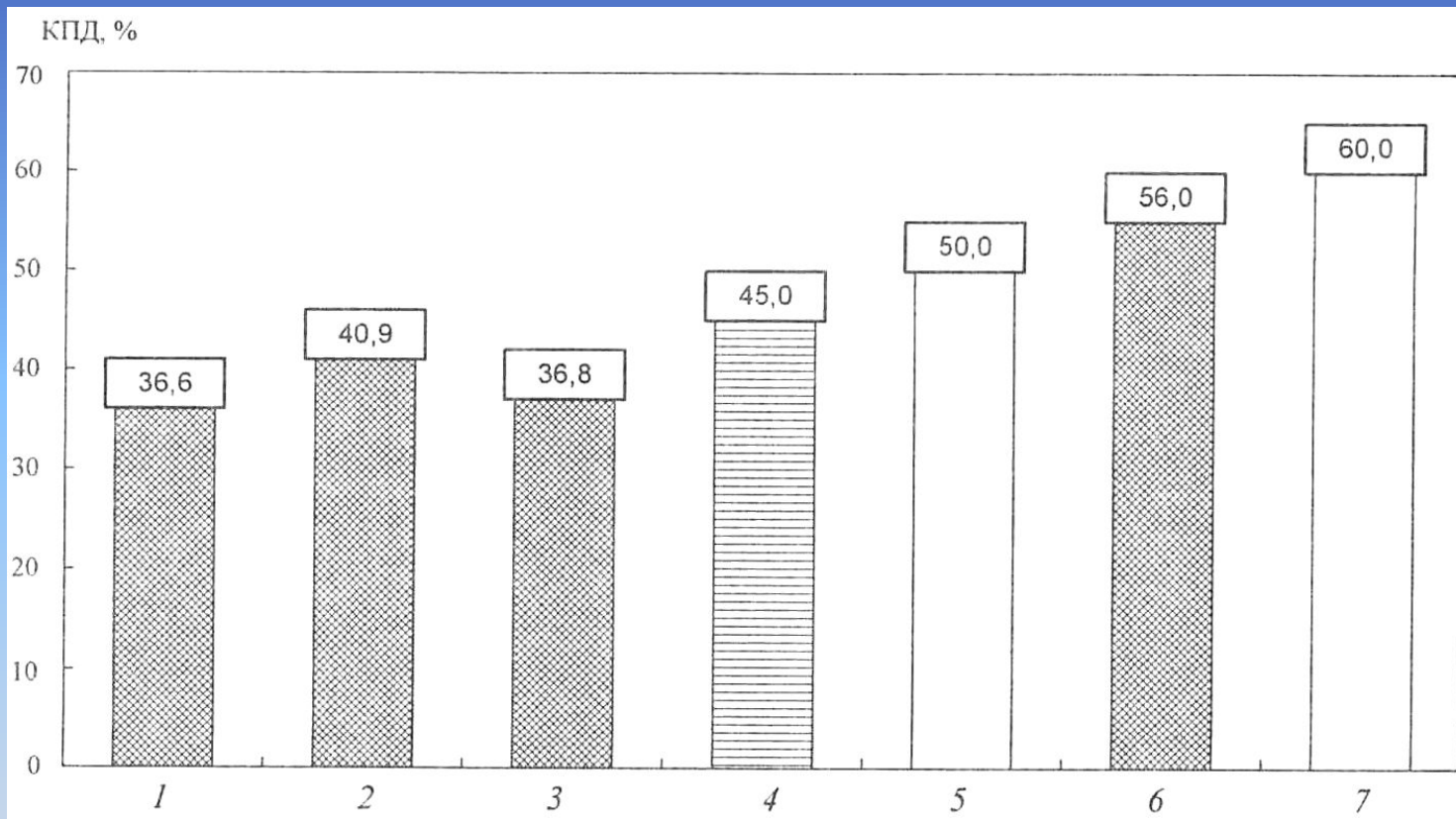
Минусы:

- дорогое сервисное обслуживание и масло;
- единичная мощность ГПУ ограничена 18 МВт

Сравнение экономичности энергоблоков ТЭС

России и Запада

$\eta_{\text{КЭС}}^э, \%$



1 - средний КПД ТЭС по России;

2 – КПД газомазутного энергоблока 800 МВт Нижневартовской ГРЭС;

3 – средний КПД пылеугольных энергоблоков 500 МВт Рефтинской ГРЭС;

4 – средний КПД зарубежных пылеугольных блоков нового поколения на повышенные параметры пара;

5 – КПД ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ (К-режим);

6 – «стандартная» западная ПГУ утилизационного типа;

7 – перспективные западные ПГУ.

Перспективные технологии

- **ПЕРЕХОД НА ПАРОГАЗОВЫЙ ЦИКЛ**, вывод из эксплуатации устаревшего паросилового оборудования. Освоение выпуска газовых турбин мощностью 65-350 МВт и ПГУ на их основе мощностью 400-800 МВт
- **ПЕРЕХОД НА ЧИСТЫЕ УГОЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ** (суперсверхкритические параметры пара, циркулирующий кипящий слой, ПГУ с газификацией угля)
- **РАЗВИТИЕ СИСТЕМ КОГЕНЕРАЦИИ** на базе высокоэффективных ПГУ-ТЭЦ (с удельной выработкой электроэнергии на тепловом потреблении 1200-1500 кВт.ч/Гкал)
- Развитие **МАЛОЙ И РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ**
- Создание пилотных интеллектуальных активно-адаптивных (**SMART GRID**) сетей
- Планирование и **СОЗДАНИЕ ДЕМОНСТРАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ**
- **РАЗВИТИЕ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ЭНЕРГОМАШИНОСТРОЕНИЯ**, электротехпрома, проектной деятельности

Технические решения при разработке ТЭС

1. Повышение начальных параметров: $p_0=30\text{МПа}, t_0=600^\circ\text{C}$, стремимся к $p_0=38\text{МПа}, t_0=700^\circ\text{C}$ к 2020 году $p_0=38\text{МПа}, t_0=800^\circ\text{C}$;
2. Использование двухконтурного промперегрева;
3. Снижение давления в конденсаторе, использование морской воды;
4. Совершенствование тепловых схем и систем регенеративного подогрева:
 - 4.1 использование смешивающих подогревателей;
 - 4.2 без деаэрационная схема (уже 26 блоков);
 - 4.3 двухподъёмная схема питательных насосов;
 - 4.4 повышение температуры питательной воды до 310°C ;
 - 4.5 деаэраторы повышенных давлений (10 атм и более);
 - 4.6 использование турбинного экономайзера;
 - 4.7 повышение теплопроизводительности энергетического котла с целью компенсации недогрева в ПВД

Технические решения при разработке ТЭС (продолжение)

5. Совершенствование оборудования ТЭС;
6. Применение ГТУ и ПГУ;
7. Циркулирующий кипящий слой;
8. Повышение экологических характеристик станции за счет установки экологичного оборудования, либо хорошей системы очистки;
9. Разработка новых и совершенствование старых АСУТП;
0. Топливные элементы и гибридные станции

Способы повышения экономичности ГТУ

1. Повышение π_k ;
2. Повышение $T_{вт}$;
3. Повышение экономичности компрессора (η_k);
4. Повышение экономичности камер сгорания ($\eta_{кс}$);
5. Повышение экономичности газовой турбины ($\eta_{гт}$);
6. Снижение внутренней мощности компрессора ($N_{i,k}$);
7. Снижение потерь давления на входе в компрессор ($\Delta P_{вх}, \lambda_1$);
8. Снижение потерь давления на выходе из ГТ ($\Delta P_{вых}, \lambda_2$);
9. Совершенствование термодинамического цикла:
 - а) карнотизация (охлаждение воздуха в компрессоре; промежуточные камеры сгорания);
 - б) регенерация теплоты газов после ГТУ
10. Подогрев топлива.

Технические способы повышения экономичности ГТУ:

- 1) за счет применения регенерации тепла отработавших в турбине газов;
- 2) путем ступенчатого сжатия воздуха с промежуточным его охлаждением;
- 3) путем применения ступенчатого расширения с промежуточным подогревом рабочего газа;
- 4) путем создания сложных и многовальных установок, что дает возможность повысить экономичность ГТУ особенно при работе на частичных нагрузках;





SGT5-8000H

Эффективность и гибкость

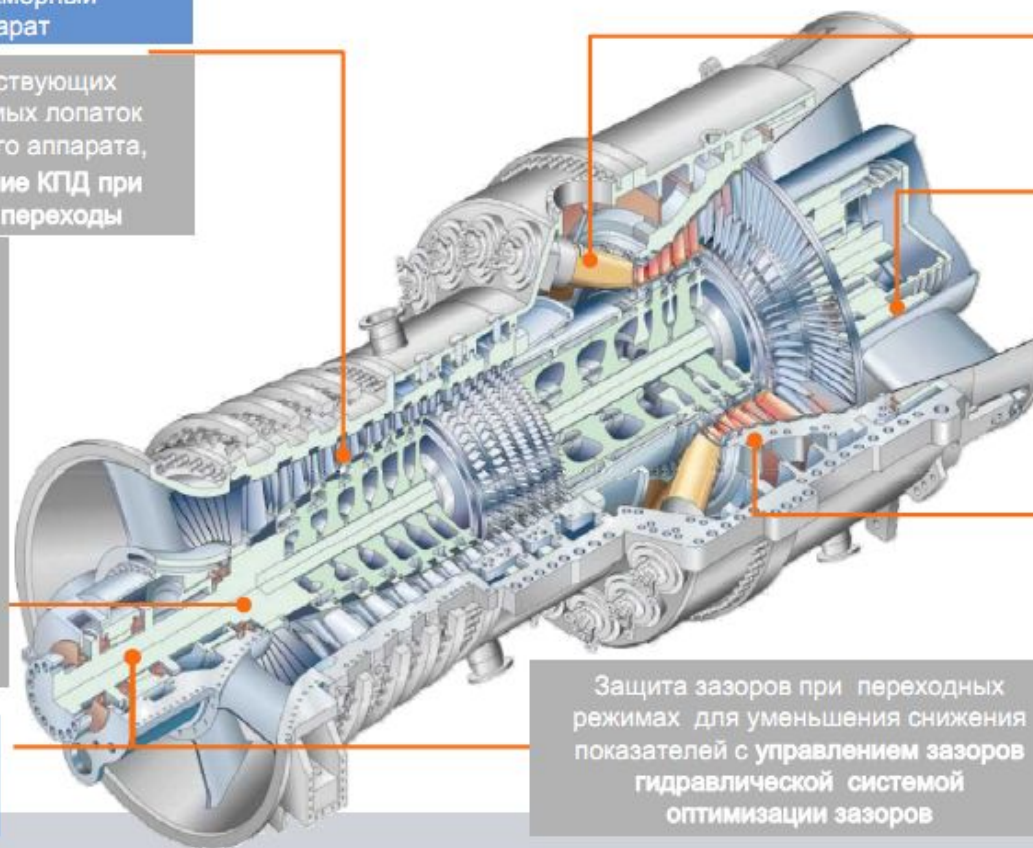
SIEMENS

Эволюционный трехмерный лопаточный аппарат

4 ступени быстродействующих поворотных регулируемых лопаток входного направляющего аппарата, позволяющих улучшение КПД при частичной нагрузке и переходы

Испытанный проект ротора (хиртовое зубчатое соединение, центральный стяжной анкер, внутренние каналы для охлаждающего воздуха) для возможности быстрого запуска мирового уровня

Гидравлическая оптимизация зазоров для снижения потерь



Усовершенствованная система кольцевой камеры сгорания

> 60% КПД ПГУ

Четырехступенчатая турбина с трехмерными лопатками из усовершенствованных материалов и термобарьерным покрытием

Возможность большой продолжительности рабочего цикла благодаря секции турбины с полностью внутренним воздушным охлаждением

Защита зазоров при переходных режимах для уменьшения снижения показателей с управлением зазоров гидравлической системой оптимизации зазоров

Технические характеристики

Характеристики маневренности

Рассчитанные на КПД ПГУ >60% и лучшие в классе показатели маневренности

Gas Turbine Simple Cycle Performance (as of February, 2014)

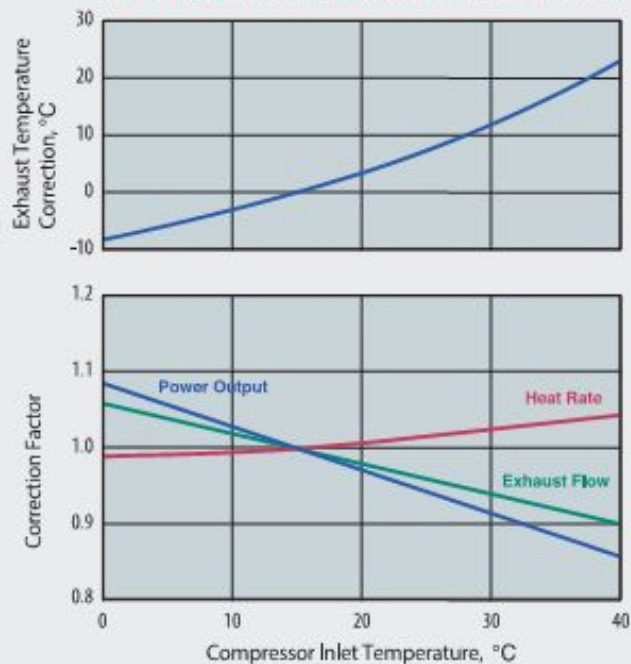
GT Model	M501J	M501JAC	M701J	M701JAC
ISO Base Rating, kW	327,000	310,000	470,000	445,000
LHV Heat Rate, kJ/kWh	8,783	<8,783	8,783	<8,783
Air Flow, kg/s	598	598	861	861
Exhaust Temperature, °C	636	613	638	615

Combined Cycle Power Plant (as of February, 2014)

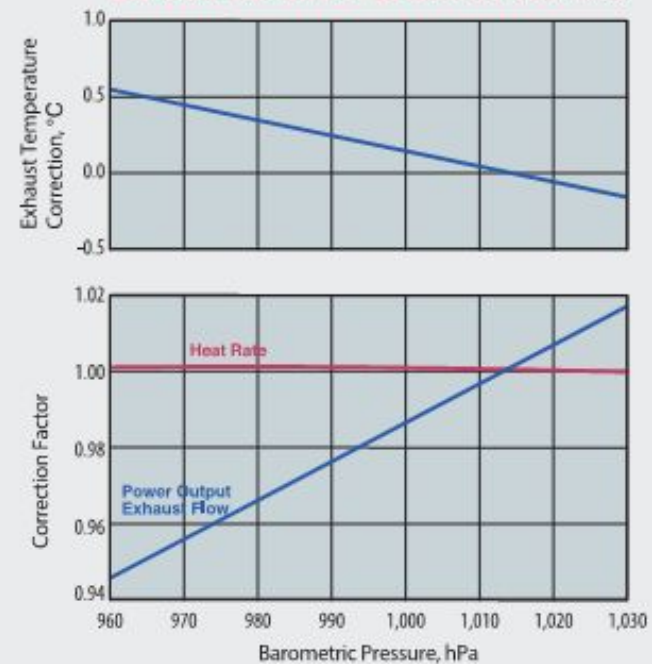
1 on 1 configuration, single-shaft

GT Model	M501J	M501JAC	M701J	M701JAC
Plant Output, kW	470,000	450,000	680,000	650,000
LHV Heat Rate, kJ/kWh	5,854	<5,902	5,835	<5,902
Plant Efficiency, %	61.5	>61.0	61.7	>61.0

Effects of Compressor inlet Temperature on Gas Turbine Performance (Typical)



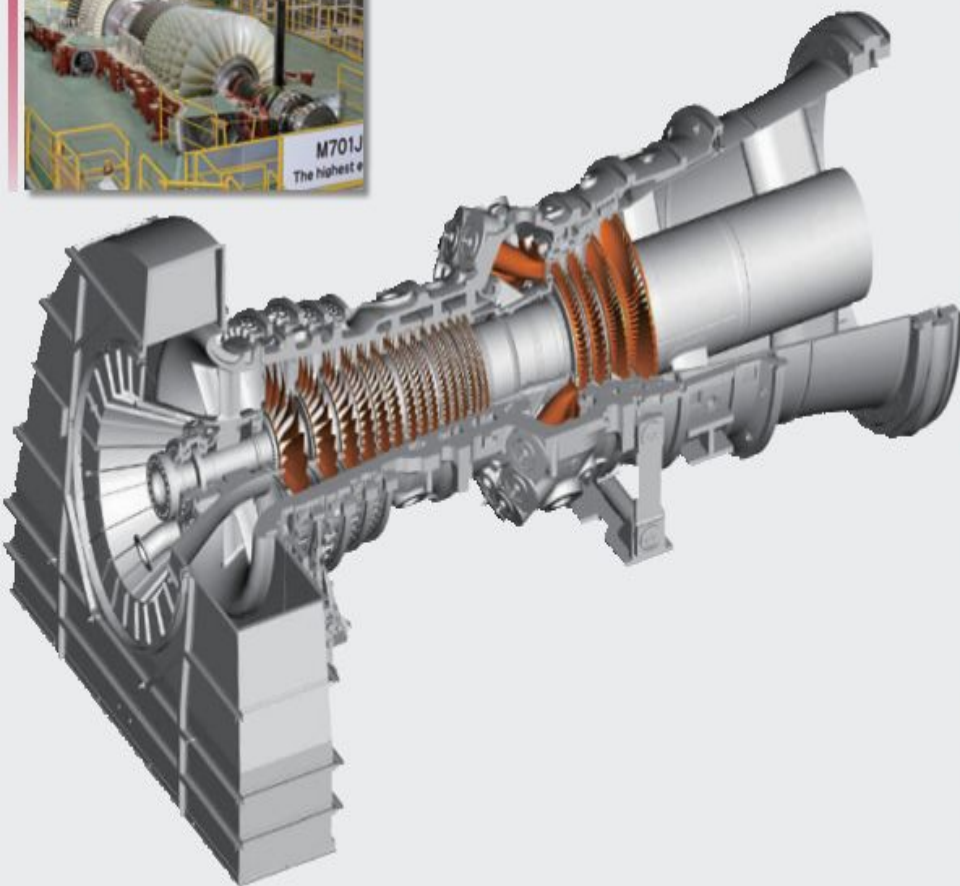
Effects of Barometric Pressure on Gas Turbine Performance (Typical)



Overall Design

The design of J-series gas turbine is based on proven F and G-series features.

- The compressor shaft end drive reduces the effect of thermal expansion on alignment and eliminates the need for a flexible coupling
- The rotor has a two-bearing structure to support the compressor and turbine ends
- An axial flow exhaust structure is used to optimize the combined-cycle plant layout
- The rotor structure has bolt-connected discs with the torque pins in the compressor rotor, and discs with CURVIC couplings in the turbine rotor to ensure reliable torque transmission
- Horizontally split casings that facilitate field removal of the blades with the rotor in place



Compressor

3D advanced design techniques are used to improve the performance and reduce the shockwave loss in the initial stages and frictional loss in the intermediate and final stages. This concept was evaluated by 3D computational fluid dynamics (CFD) software and verified using a full-scale high-speed research compressor. In addition to variable inlet guide vanes used to modulate airflow, the J-series gas turbine is equipped with three variable vanes at the front stages of the compressor. The four stages operate together to modulate the gas turbine air flow in order to maintain relatively high exhaust temperatures (at part load) for improved bottoming cycle efficiency.



Combustor

The J-series combustor was based on the proven steam cooling system used in G-series gas turbines.

An off-engine supply intermediate pressure steam (from an auxiliary boiler or combined cycle HRSG) is used to cool the gas turbine combustion liner. Steam is a more effective heat transfer medium for cooling than air, so there is no dilution of the hot gas flow with cooling air.

The turbine inlet temperature of 1,600°C (2,912°F) is 100°C (180°F) higher than the G-series. We are also able to maintain emissions to equivalent levels as that of the G-series.

This is accomplished through the use of low-NO_x technologies including optimization of the local flame temperature in the combustion zone, and by improving the combustion nozzle to produce a more homogeneous mixture of fuel and air.



Turbine

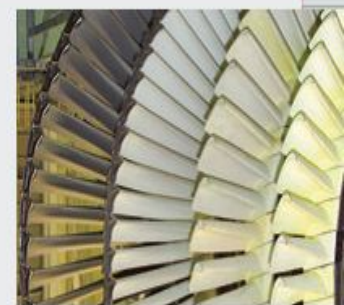
Turbine rows 1 to 4 blades are cooled by the compressor bleed air, which is cooled by the external air cooler.

Turbine rows 1 to 4 vanes are also air cooled, with row 1 vane cooled from compressor discharge air, and the remaining vane rows cooled by compressor intermediate stage bleeds respectively.

The cooling structure was improved for the G-series turbine, and again for the J-series.

Application of the high-performance film cooling developed from the Japanese National Project further offsets the temperature increase.

The metal temperature is maintained at the same level of G-series by utilizing the 1,700°C (3,092°F) class technology developed in the Japanese National Project. The 100°C (180°F) temperature increase from G-series to J-series is offset in part due to the advanced thermal barrier coating (TBC).



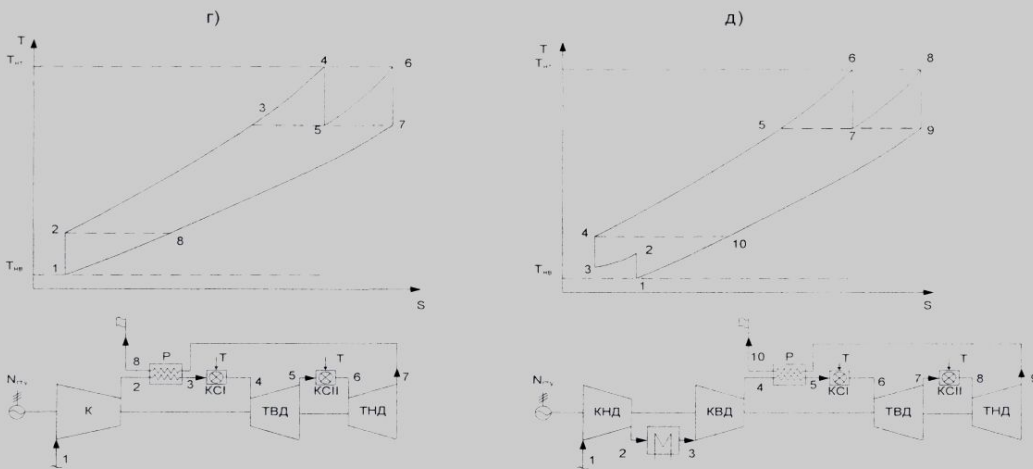
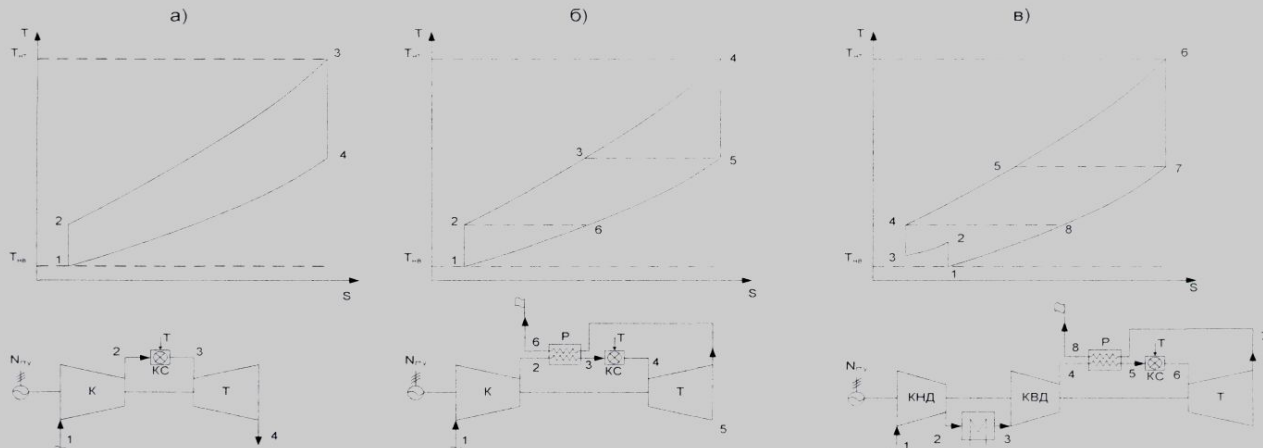
Design Feature

Model		M701J
Compressor	Number of Stages	15
	Number of Cans	22
Combustor	Cooling Method	Steam Cooled
	Number of Stages	4
Turbine	Number of Rotors	1
Output Shaft		Cold End
Rated Speed		3,000 rpm
Gas Turbine	Approx. L × W × H	16.7 × 6.5 × 6.9 m
	Approx. Weight	550 ton

Simple Cycle Performance

Model		M701J
Frequency		50 Hz
ISO Base Rating		470 MW
Efficiency		41.0 %LHV
LHV Heat Rate		8,783 kJ/kWh
		8,325 Btu/kWh
Exhaust Flow		893 kg/s
		1,968 lb/s
Exhaust Temperature		638 °C
		1,180 °F
Exhaust Emission	NOx	25 ppm@15%O ₂
	CO	9/80 ppm@15%O ₂
Turn Down Load		50 %
Ramp Rate		58 MW/min
Starting Time		30 minutes

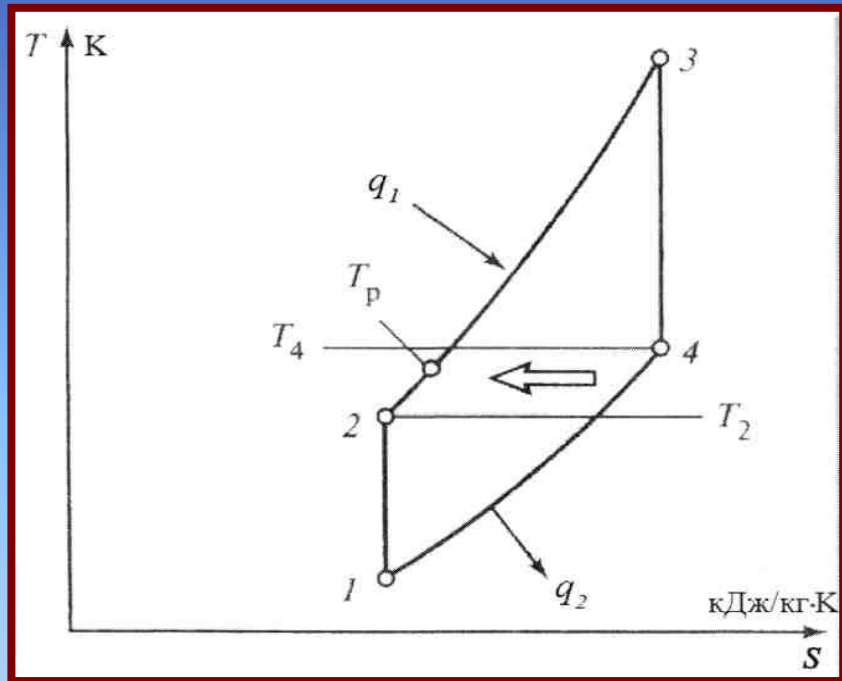
Тепловые схемы и термодинамические процессы различных типов



а) одновальная ГТУ с разомкнутым циклом
 б) ГТУ с регенерацией
 в) ГТУ с регенерацией и промежуточным охлаждением воздуха при сжатии в компрессоре
 г) ГТУ с регенерацией и промежуточным подогревом газов в газовой турбине
 д) ГТУ с регенерацией, промежуточным охлаждением воздуха в компрессоре и подогревом газов в газовой турбине

Варианты тепловых схем ГТУ:
 а) без регенерации;
 б) с применением регенерации;
 в) сочетание регенерации с промежуточным охлаждением воздуха в процессе его сжатия в компрессоре;
 г) с регенерацией и промежуточным подогревом газов в газовой турбине;
 д) схема с сочетанием вариантов б, в, г.

Схема и цикл ГТУ с регенерацией теплоты



В регенераторе температура воздуха повышается на 180...250°C

Степень регенерации

$$\sigma = \frac{c_{PB}(T_P - T_2)}{c_{PG}(T_4 - T_2)} \approx \frac{T_P - T_2}{T_4 - T_2}$$

T_P - температура нагрева воздуха в регенераторе

$$\eta_{iP} = \frac{\left(1 - \frac{1}{\pi^m}\right) \cdot \left[\frac{1}{(\eta_K^i \cdot \tau)}\right] \cdot (\pi^m - 1)}{(1 - \sigma) \cdot \left\{ \left[1 - \eta_T^i \cdot \left(1 - \frac{1}{\pi^m}\right)\right] - \frac{1}{\tau} \cdot \left[1 + \left(\frac{1}{\eta_K^i}\right) \cdot (\pi^m - 1)\right] \right\}} \cdot \eta_{KC}^T$$

Основная идея - снижение расхода топлива за счёт сокращения потерь теплоты с уходящими газами.

Основные потери в газотурбинной установке - это потери теплоты с уходящими газами, которые составляют 60...70 %, а иногда и более процентов от подводимой с топливом энергии. В простой ГТУ газы, покидающие турбину, имеют высокую температуру 400...700 °С. Поэтому экономичность ГТУ существенно повысится, если применить регенерацию теплоты, т.е. использовать часть уходящей теплоты для подготовки сжатого воздуха, поступающего в камеру сгорания.

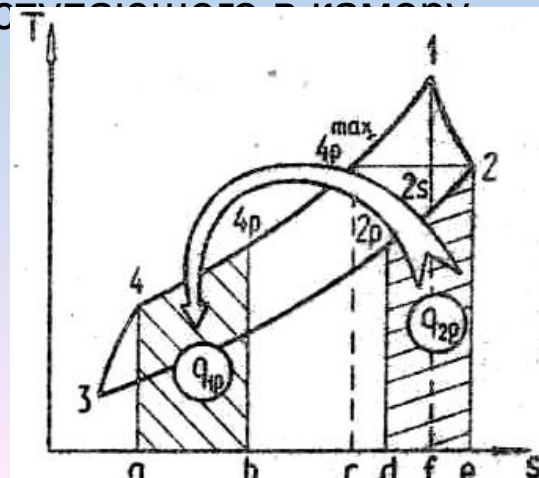
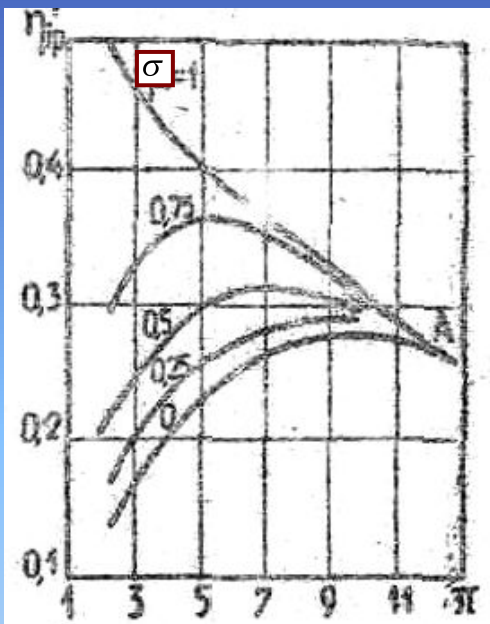


Схема и цикл ГТУ с регенерацией теплоты



При $\sigma > 0,5$ с увеличением степени регенерации экономичность ГТУ соответственно возрастает за счет уменьшения затраты топлива в камере сгорания.

Величина σ практически определяется поверхностью нагрева F регенератора. Эта зависимость установлена проф. В.В. Уваровым:

$$F = M_B \cdot \frac{C_p}{K} \cdot \frac{\sigma}{1 - \sigma}$$

где: M_B

C_p

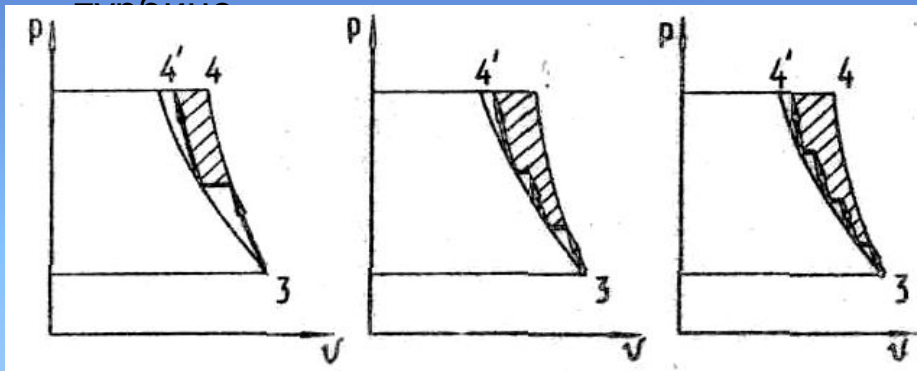
- 1) кривые пересекаются в одной точке A , соответствующей такому значению степени повышения давления π , при котором $T_4 = T_2$. В этом случае регенерация становится невозможной;
- 2) при повышении степени регенерации μ оптимальная степень повышения давления $\pi_{\text{опт}}$ снижается. Это облегчает проектирование компрессора;
- 3) при значениях $\sigma = 0,4...0,5$ влияние регенерации на к.п.д. ГТУ становится малоэффективным.

У большинства современных ГТУ с регенерацией обычно $\sigma = 0,6...0,8$. При этом экономия в расходе топлива за счет регенерации составляет примерно 22...28 %. На практике известны ГТУ с $\sigma = 0,91$ (регенератор фирмы "Эшер-Висс") и гелиевые регенераторы с $\sigma = 0,95$. Здесь нужно иметь в виду, что при $\sigma > 0,8$ поверхность нагрева регенератора, а следовательно, его габариты и вес, получаются обычно очень большими. Выбор оптимального σ производится на основе технико-экономического расчета с учетом всех влияющих факторов.

к.п.д. ГТУ с регенерацией теплоты в настоящее время составляет примерно 39...43 % в то время как без регенерации 35...38 %. Повышение к.п.д. на 4...5 %, например, для одного агрегата 20 МВт, позволит сэкономить 140...180 м³/ч топливного газа или 0,9...1,1 млн. м³ в год.

Схемы ГТУ со ступенчатым сжатием с промежуточным охлаждением, со ступенчатым расширением и промежуточным подводом теплоты

Основная идея – уменьшение затрачиваемой работы на сжатие воздуха в компрессоре и увеличение работы, получаемой при расширении рабочего газа в турбине



Процессы ступенчатого сжатия с промежуточным охлаждением а, б, в - соответственно двухступенчатое, трехступенчатое и четырехступенчатое сжатие с промежуточным охлаждением после каждой ступени

Промежуточное охлаждение снижает суммарную работу сжатия и повышает электрическую мощность установки. Более холодный воздух после компрессора не требует дополнительного топлива для его нагрева до начальной температуры перед ГТ, так как он получает больше тепла от выходных газов. Это существенно повышает удельную мощность и эффективность, которая может составить 47 – 48 %.

Внутренний к.п.д. ГТУ с промежуточным охлаждением

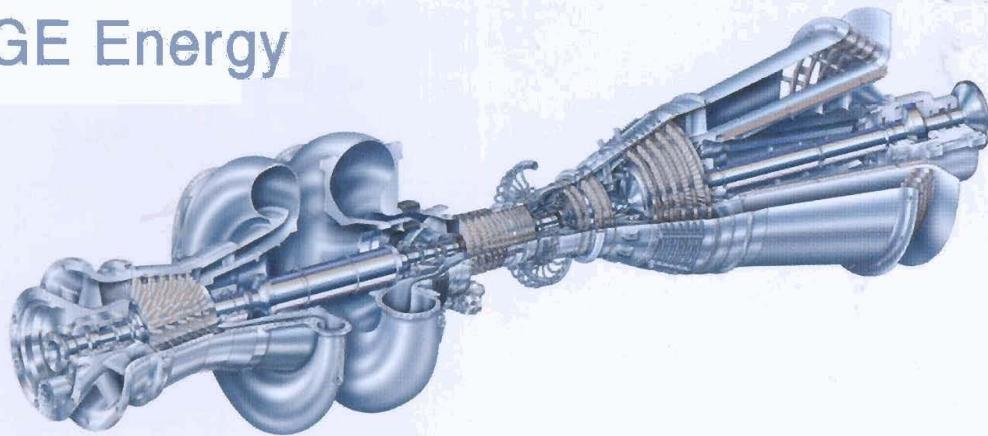
$$\eta_{i\text{оох}} = \frac{L_i}{q_{KC}} = \frac{L_T \cdot \eta_T^i - (L_{K1}/\eta_{K1} + L_{K2}/\eta_{K2})}{q_{KC}}$$

Находят применение циклы Брайтона с «влажной» регенерацией (Water-Injected Recuperated WIR). Вода в таких циклах впрыскивается после компрессора, а также в регенераторе. Это позволяет охладить сжатый воздух и забрать больше теплоты от уходящих газов, понизив при этом температуру отвода теплоты. Водяные пары, расширяясь в газовой турбине, повышают ее мощность за счет использования дополнительной теплоты.

ПРИМЕРЫ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫХ ТИПОВ ГТУ БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ

ГТУ со ступенчатым сжатием с промежуточным охлаждением

GE Energy



Газовая турбина **LMS100** (50Гц)

Фирма GE разработала ГТУ типа LMS 100 с промежуточным охлаждением воздуха, но без регенерации, с высокой степенью повышения давления $\pi = 40$. Ее КПД достигает 45 %.

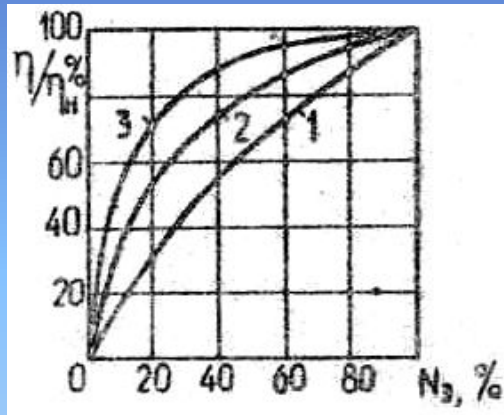
Показатели ГТУ LMS100 в зависимости от температуры наружного воздуха

Температура наружного воздуха, °C	-30	-15	0	15	30
Мощность ГТУ на клеммах генератора, МВт	100,4	100,7	101,4	102,5	97,1
КПД ГТУ, %	44,4	44,2	43,9	43,7	42,7
Температура газов за ГТУ, °C	385	389	398	415,0	428
Расход газов за ГТУ, кг/с	217	216	215	212	202

Многовальные

ГТУ

Основная идея - деление турбины на две и более ступеней с их независимым друг от друга числом оборотов, что позволяет регулировать мощность ГТУ при частичных нагрузках, не снижая эффективности изменением расхода и топлива, и воздуха.



Изменение относительного к.п.д. ГТУ в зависимости от нагрузки:
1-простая одновальная ГТУ открытого цикла; 2-двухвальная ГТУ открытого цикла; 3-замкнутая ГТУ

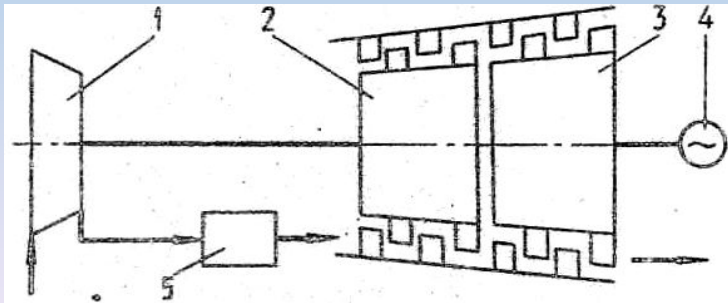


Схема простой двухвальной ГТУ открытого цикла:

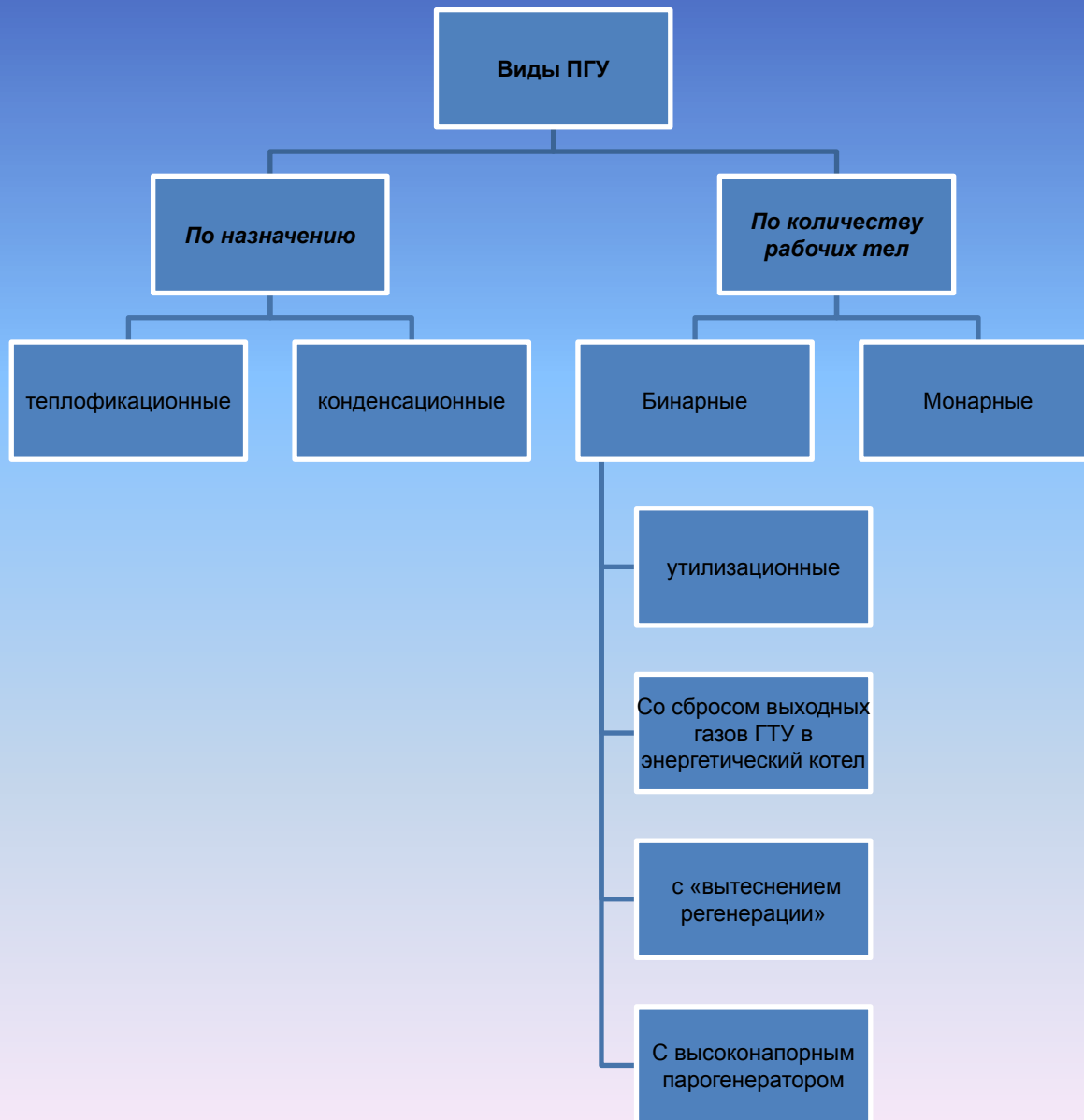
1-компрессор; 2-ТВД; 3-ТНД (силовая); 4-нагрузка; 5-камера сгорания

Многовальные ГТУ дают возможность повысить эффективность ГТУ особенно при работе на частичных (небольших) нагрузках. В одновальной ГТУ мощность в установке регулируется только изменением расхода топлива. Для уменьшения нагрузки, уменьшают расход топлива, а при этом расход воздуха остается постоянным, поскольку компрессор и газовая турбина жестко связаны одним валом.

Отсюда вывод, что всегда, когда по условиям эксплуатации большую часть времени приходится работать на частичных нагрузках, целесообразно применять многовальные ГТУ.

Одна часть, обычно высокого давления 2, служит приводом компрессора 1 и может работать с переменным числом оборотов. Вторая часть, силовая турбина 3, работает со строго постоянным числом оборотов, если она предназначена для привода электрогенератора, и может иметь практически любую скорость вращения, если она предназначена для привода нагнетателя. Регулирование в ГТУ этого типа осуществляется не только путем изменения расхода топлива, но и за счет изменения расхода воздуха, подаваемого компрессором 1.

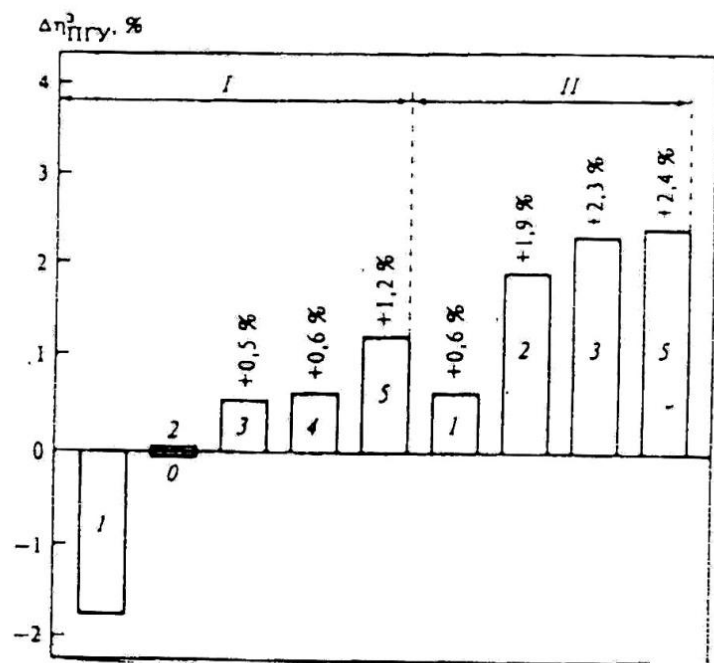
Такой метод позволяет значительно меньше снижать или вообще не снижать температуру T_1 при работе на частичных нагрузках и тем самым поддерживать к.п.д. цикла на более высоком уровне



Типы парогазовых ТЭС с КУ

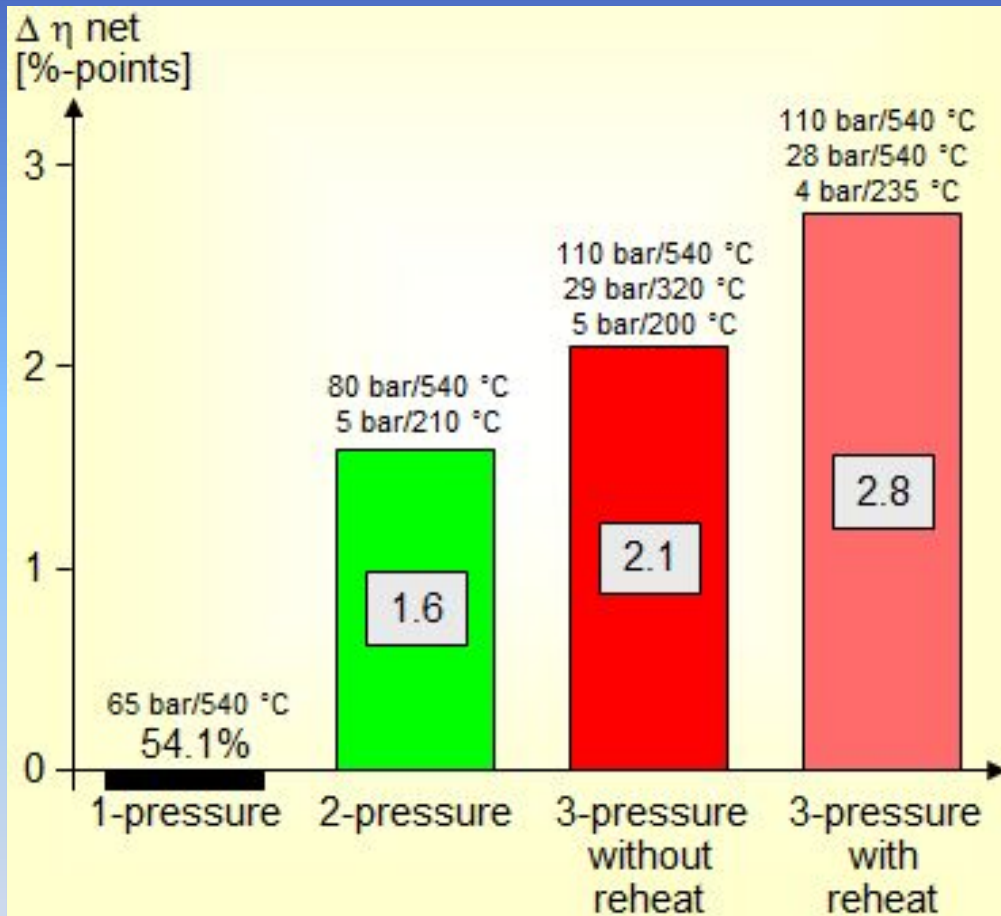
- тип КУ:
 - барабанные;
 - прямоточные;
 - горизонтальные;
 - вертикальные;
- число контуров (давлений пара) в КУ;
- с дожиганием;
- соотношение числа ГТУ и ПТУ:
 - моноблочные,
 - дубль-блочные и др.;
- деаэрационные, бездеаэрационные;
- конденсационные, теплофикационные;
- структура тепловой схемы;
- одновальные ПГУ.

Влияние параметров парового цикла на КПД ПГУ ТЭС

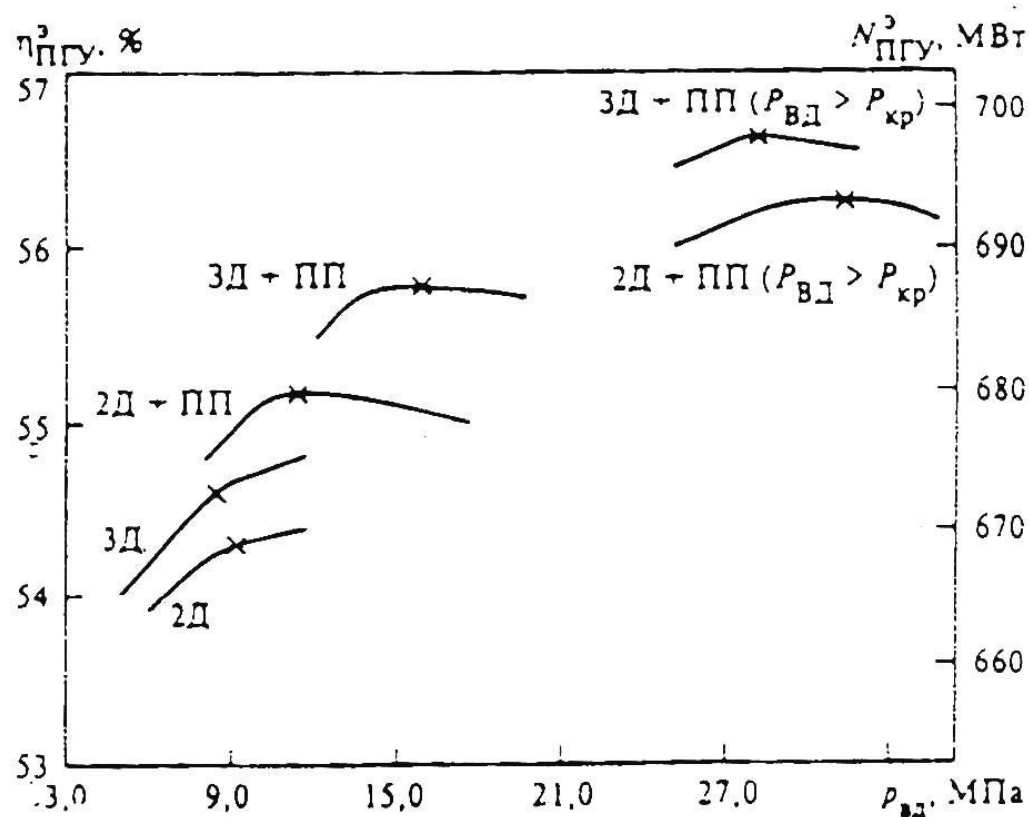


Влияние параметров парового цикла на КПД производства электроэнергии ПГУ с КУ

I — докритические параметры пара (8 МПа, 540 °С), II — сверхкритические параметры пара (25 МПа, 540 °С). 1 — одноконтурный КУ, 2 — двухконтурный КУ, 3 — одноконтурный КУ с промежуточным перегревом пара, 4 — трехконтурный КУ, 5 — трехконтурный КУ с промежуточным перегревом пара



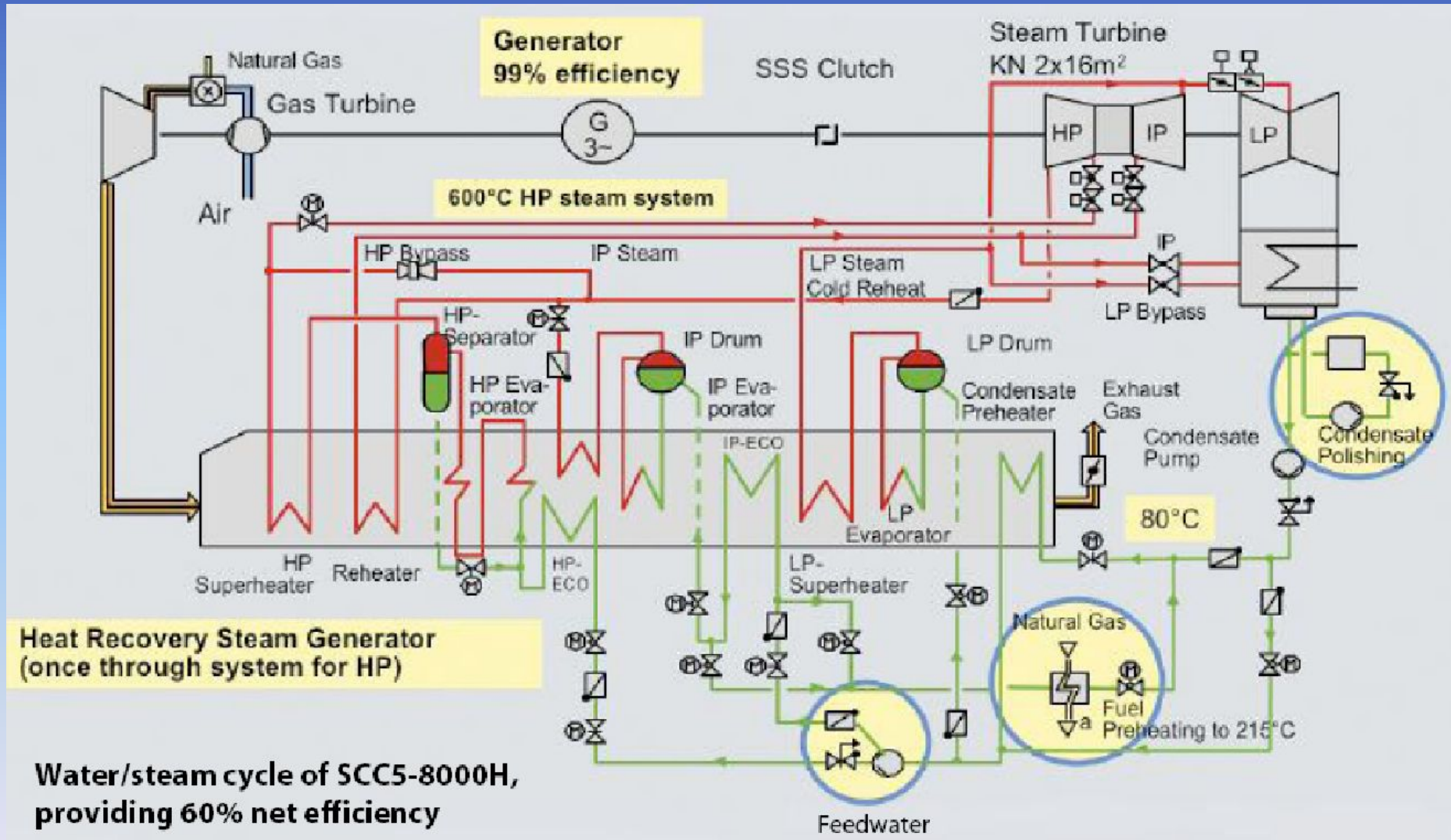
Влияние профиля парового цикла на показатели ПГУ ТЭС



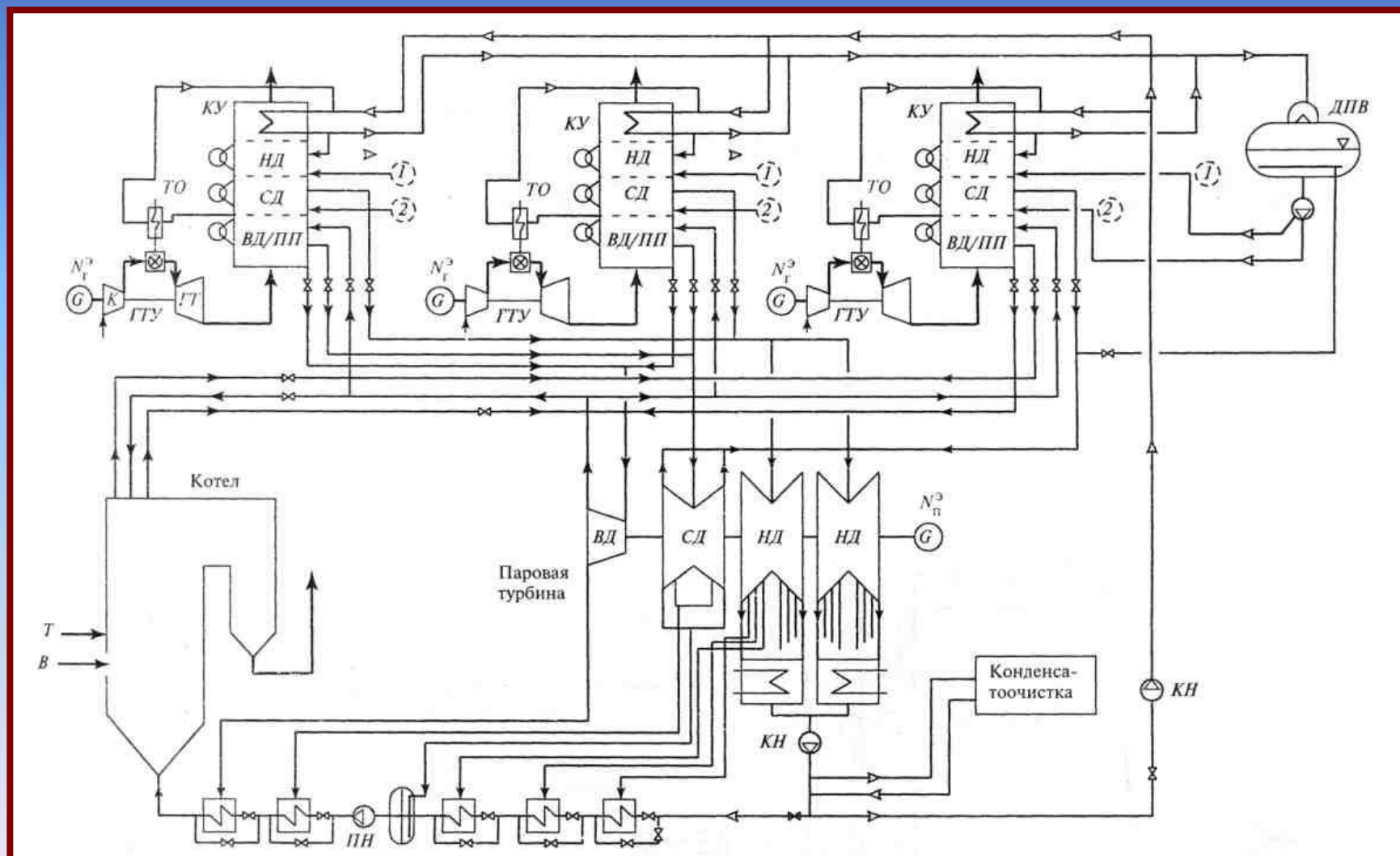
Влияние профиля парового цикла на электрический КПД и мощность ПГУ с КУ (для ГТУ мощностью 200 МВт)

x — варианты с конечной сухостью пара 88 %. 2Д, 3Д — котлы-утилизаторы двух и трех давлений пара; ПП — промежуточный перегрев пара; $p_{\text{кр}}$ — критическое давление рабочего тела; $p_{\text{ВД}}$ — давление пара ВД

ПГУ на базе SCC5-8000H

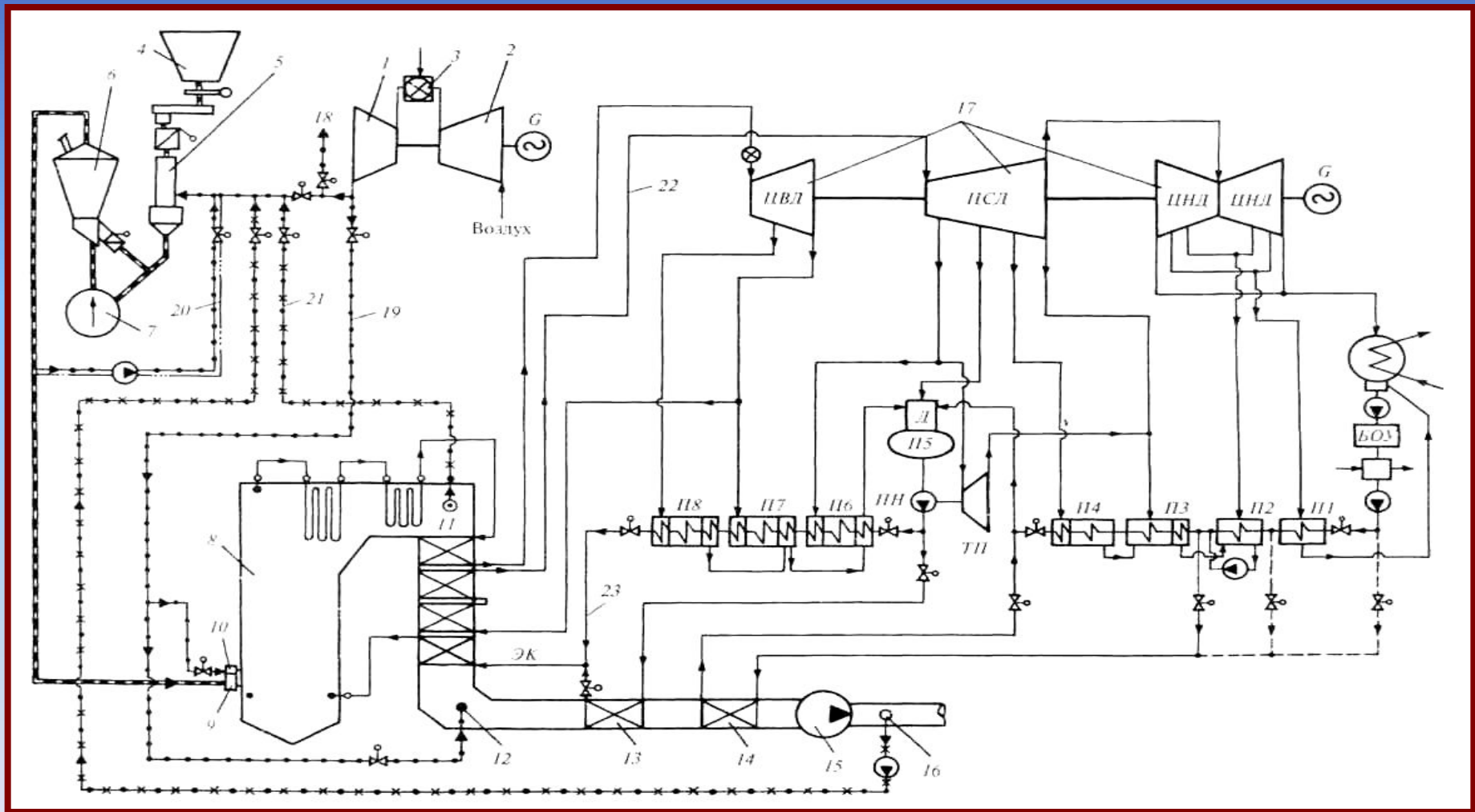


Парогазовые установки с параллельной схемой работы



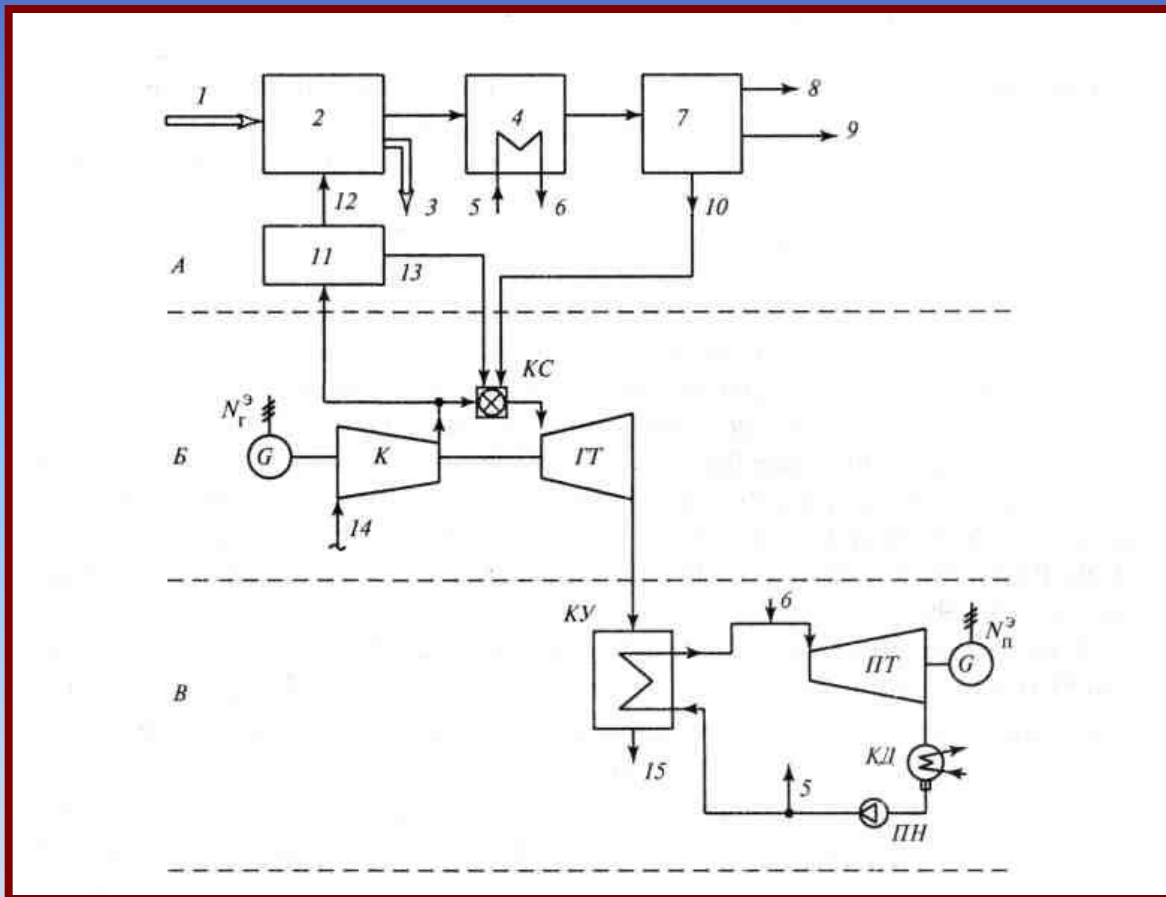
Тепловая схема энергоблока ПГУ с комбинированной схемой на ТЭС «Peterhad» в Шотландии (Siemens)

Парогазовые установки сбросного типа



В уходящих газах после ГТ содержание $O_2 \sim 13\%$

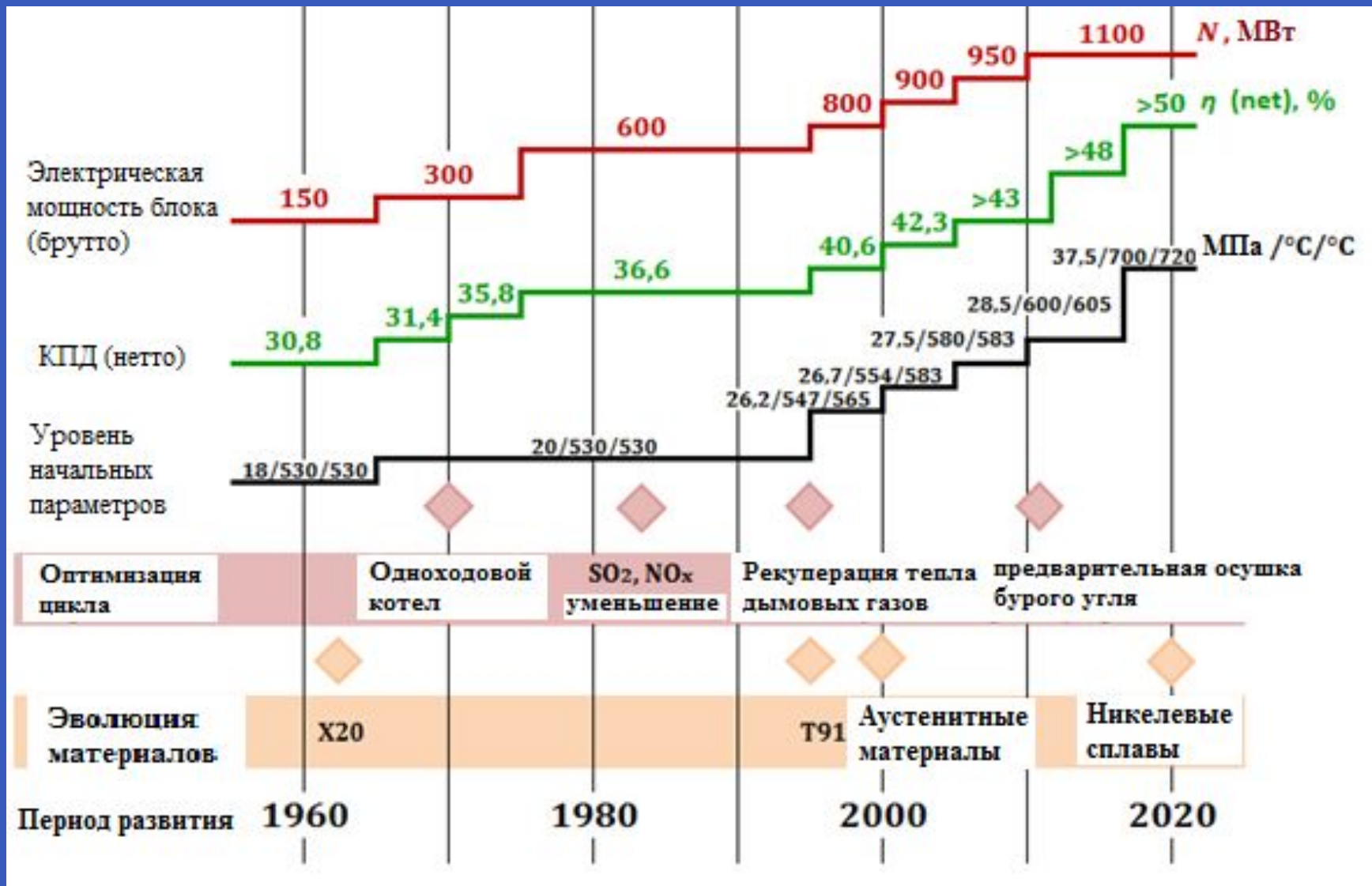
Парогазовые установки с газификацией угля



Упрощенная схема парогазовой электростанции с ВЦГУ

A — секция газификации угля и получения синтетического газа; *Б* — секция ГТУ; *В* — секция паросиловой установки; *1* — подача измельченного угля; *2* — газогенератор; *3* — удаление шлака; *4* — газоохладитель газогенератора; *5* — питательная вода; *6* — пар; *7* — газоочистка; *8* — элементарная сера; *9* — пыль; *10* — очищенный синтетический газ; *11* — установка расщепления воздуха; *12* — O_2 ; *13* — N_2 ; *14* — воздух; *15* — выходные газы в дымовую трубу

Эволюция параметров паросиловых электростанций



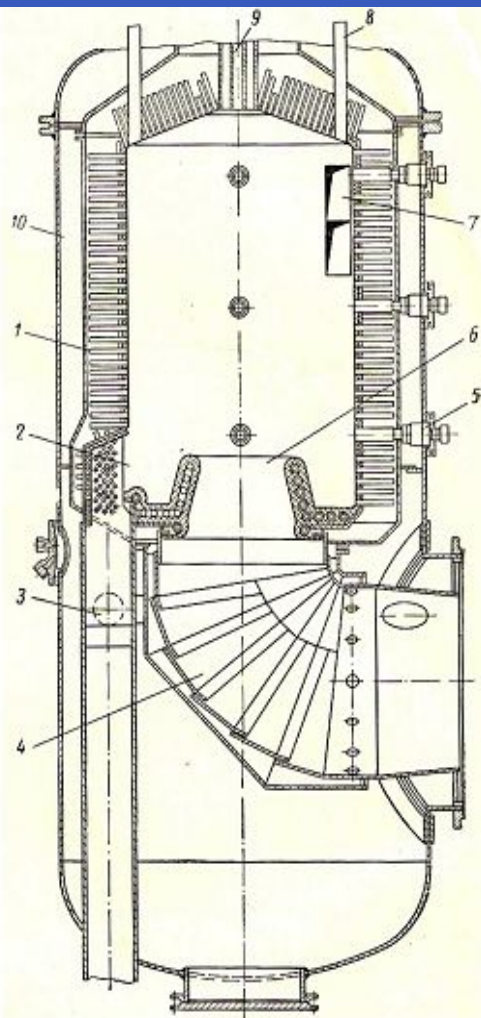


Рис.11.2. Циклонная камера сгорания (ЦКТИ):

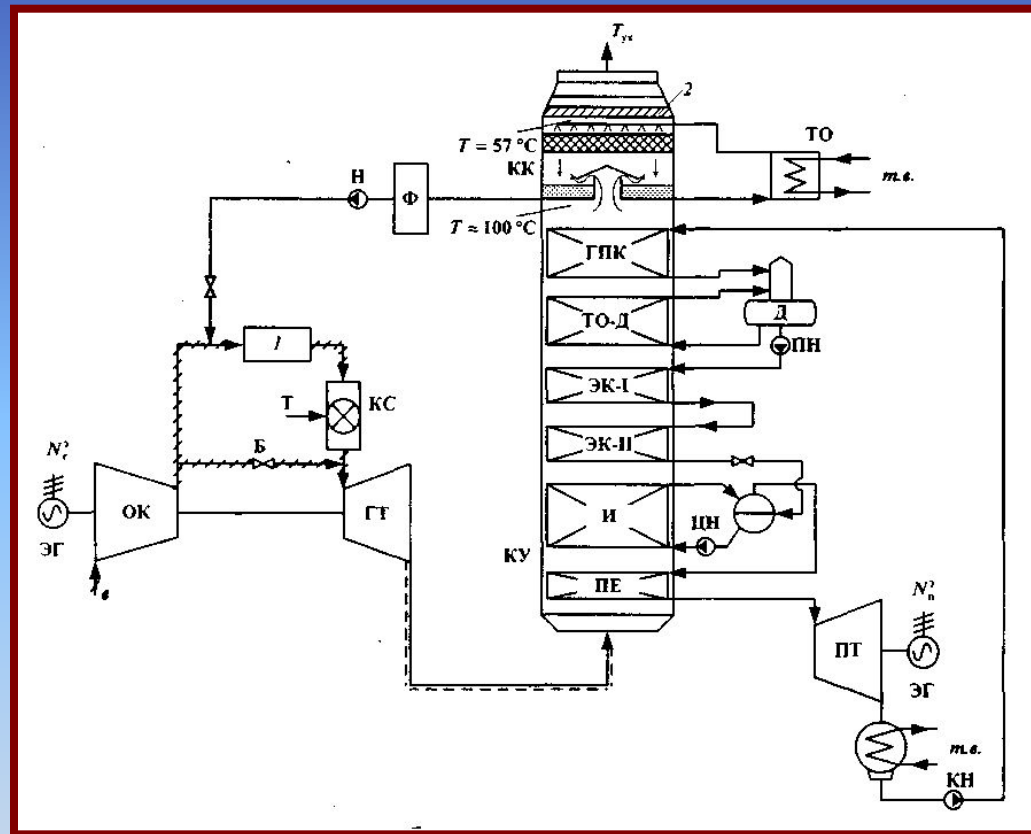
- 1 — шипы; 2 — летка; 3 — перепуск газа; 4 — камера смешения;
 5 — глядела; 6 — выходная горловина; 7 — подача вторичного воздуха;
 8 — подача пылевоздушной смеси; 9 — гнездо для пусковых форсунок жидкого топлива; 10 — полость для третичного воздуха

Эта камера сгорания имеет жидкое шлакоудаление и представляет собой вертикальную камеру с нижним отводом газов. Камера состоит из трех оболочек. Во внутренней оболочке происходит процесс сгорания. Эта оболочка снабжена сквозными шипами, которые вступают как внутрь огневого пространства, так и в межстенное пространство. Омываемые воздухом, они служат для охлаждения внутренней оболочки. Наружная оболочка является несущим корпусом. Промежуточная оболочка одной стороной создает полость для прохода охлаждающего воздуха, а с другой — образует полость, заполненную тепловой изоляцией. Пылевоздушная смесь, представляющая собой смесь топлива с первичным воздухом, подается через отверстия в верхней крышке камеры сгорания. Вторичный воздух в количестве 90 % поступает в верхнюю зону камеры сгорания через тангенциальные щели. Охлаждение камеры происходило третичным воздухом, который на выходе из камеры смешивался с продуктами сгорания с целью получения нужной температуры рабочего тела. Вокруг газоотводящего конуса выходной горловины располагался желоб для сбора и отвода жидкого шлака.

При подогреве воздуха до 350 °С и его избытке до 1,3 камера работала устойчиво. Механический недожог для донецкого газового угля оставался в пределах 1 %.

В 1955–1960 гг. у нас в стране был проведен комплекс исследований на ГТ-600-1,5 НЗЛ, в результате которых был сделан вывод о возможности работы ГТУ на твердом топливе при условии, что размер частиц пыли не превышает 10 мкм, а ее концентрация в рабочем теле $C < 0,5 \text{ мг/м}^3$. С тех пор прошло полвека, но и сегодня Всероссийский теплотехнический институт (ВТИ) предлагает программу исследований по созданию для ГТУ камеры сгорания, работающей на твердом топливе. Да и за рубежом, где имеется целый ряд твердотопливных ГТУ, они пока не выходят за пределы опытной эксплуатации.

Парогазовые установки с впрыском воды/пара в газовоздушный тракт



Тепловая схема ПГУ ВП комбинированного типа (LOTNESCO-цикл)

К – компрессор; ГТ – газовая турбина; КС – камера сгорания (сжигание природного газа при использовании 50% воздуха и 50% водяного пара); КК – контактный конденсатор водяных паров; Б – воздушный байпас; КУ – котел-утилизатор (ПЕ – пароперегреватель; И – испаритель; ЭК-I, ЭК-II – экономайзеры; ТО-Д – теплообменник деаэратора питательной воды; ГПК – газовый подогреватель конденсата); ПТ – паровая турбина; ЭГ – электрогенератор; ТО – теплообменник; Ф – фильтрующая установка; 1 – испаритель в потоке сжатого воздуха; 2 – жалюзийный сепаратор; в – воздух; Т – топливо; т.в. – техническая вода.

Проект гибридной станции на базе ГТУ LM6000 и ГПД J624

Мощность и КПД нетто станции:

2 x LM6000	70	МВт	39.5 %
10 x J624	42.6	МВт	44.7 %
CC (LM+J624)	139.4	МВт	50.0 %
CC (LMSprint+J624)	155.1	МВт	50.3 %

Преимущества

- Высокая гибкость
- Высокий КПД на частичных режимах
- Снижение нагрузки до минимума
- Быстрый старт 5/10 мин
- Возможности для «black start»
- Резервирование мощности
- Один паровой цикл
- Одна система управления



LM6000PF CC + 5 x J920

