ЛЕКЦИЯ 1

ВВЕДЕНИЕ

КУРС ЛЕКЦИЙ ОБЩАЯ ЭНЕРГЕТИКА

д.т.н. проф. Е.В. Барочкин

Курс лекций

Е.В. Барочкин, А.А. Панков, Г.В. Ледуховский,

ОБЩАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Курс лекций

Под редакцией доктора технических наук, профессора Е.В. Барочкина

Издание 2-е переработанное и дополненное

Иваново 2013

ПЛАН ЛЕКЦИИ

1. Энергетика и электрогенерирующие станции
2. Энергетические ресурсы
3. Основные положения технической термодинамики
4. Основы теории теплообмена
5. Котельные установки
6. Паровые турбины
7. Паротурбинные электрические станции на органическом топливе
8. Основное оборудование ТЭС на органическом топливе
9. Газотурбинные ТЭС
10. Парогазовые ТЭС
11. Сведения о физических величинах

Энергетика и электрогенерирующие станции

Энергетика – базовая отрасль России, обеспечивающая потребности экономики и населения страны в электрической и тепловой энергии и во многом определяющая устойчивое развитие всех отраслей экономики страны.

Энергетика создает предпосылки для применения новых технологий, обеспечивает наряду с другими факторами современный уровень жизни населения страны.

Вместе с тем она оказывает заметное влияние на окружающую среду, являясь одним из основных потребителей первичных энергоресурсов – органического и ядерного топлива, гидроресурсов, осуществляя при производстве электрической и тепловой энергии значительные выбросы теплоты, продуктов сгорания топлива, шумовые воздействия, которые вредно влияют на человека и окружающую природу.

Ключевым элементом электроэнергетики является электростанция – преобразователь какой-либо первичной энергии в электрическую.

Энергетика и электрогенерирующие станции

В общем случае в состав понятия энергетика как отрасль экономики страны входят:

1. Электростанции (ТЭС, ГЭС, АЭС);
2. Электросети, транзитные и распределительные электрические сети электрические подстанции;
3. Тепловые водяные и паровые сети;
4. Системы диспетчерского управления, включая средства связи, защиты и автоматики.

На ТЭС используется химическая энергия органического топлива.

На ГЭС используется гидравлическая энергия рек.

На АЭС – энергия, выделяемая при делении ядер тяжелых элементов, прежде урана-235.

Энергетика и электрогенерирующие станции

Можно сформулировать принципиально важные положения, характеризующие энергетику как отрасль хозяйства, признанную снабжать электрической энергией и теплом промышленные предприятия, транспорт, сельское хозяйство и население.

1. Непрерывность процесса. Имеется в виду, что при нормальных условиях работы не должно быть перерывов в электро- и теплоснабжении, если это не вызвано самими потребителями.

2. Отсутствие возможностей накопления в запас – аккумулирования в сколько-либо заметных количествах в сравнении с общим расходом, т.е. единовременность выработки электроэнергии и её потребления. Это требует непрерывного регулирования выработки и автоматизации ввода оперативного резерва или, наоборот, снижения нагрузки агрегатов.

3. Необходимость взаимного резервирования электроснабжения городов, предприятий или целых районов, а, следовательно, объединения электростанций линиями передач в энергосистему как внутри какого-либо района, а также объединение энергосистем между собой.

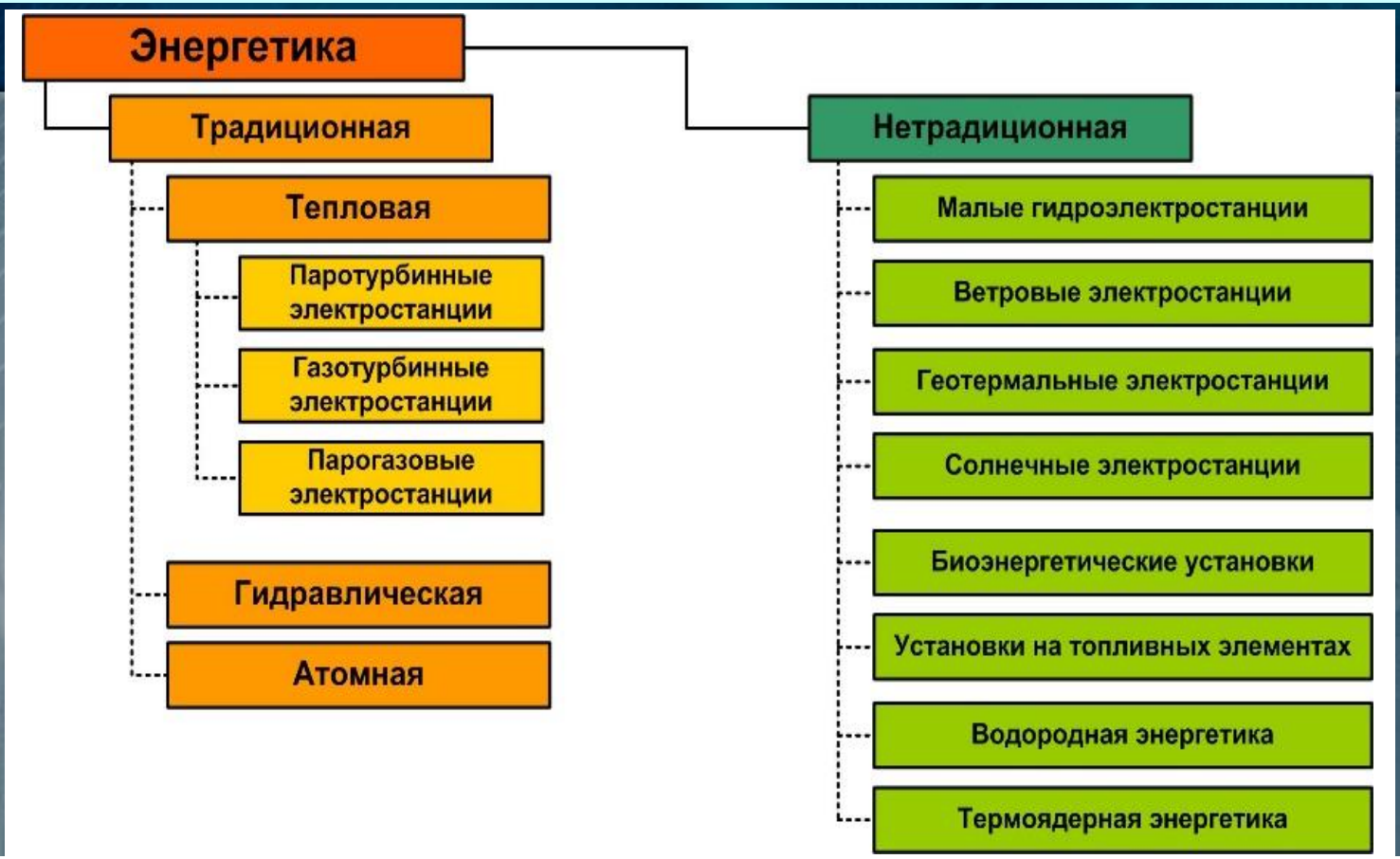
4. Оперативность в локализации аварий и проведении восстановительных работ, а следовательно, высокие требования к средствам связи, к средствам защиты и автоматики.

5. Осуществление жесткого графика профилактических мер (осмотр, ремонты).

6. Дисциплина труда и высокий уровень знаний персонала. Особые требования к выполнению правил технической эксплуатации, правил техники безопасности, инструкций. Систематический контроль знаний персонала, проведение тренировок.

Энергетика и электрогенерирующие станции

Виды энергетики



Рассмотрим термины «традиционная» и «нетрадиционная» электроэнергетика.

Традиционная электроэнергетика **основана на использовании энергии органических топлив (тепло-энергетика), энергии воды (гидроэнергетика) и энергии ядерного горючего (атомная энергетика).**

Нетрадиционная электроэнергетика **большей частью также основана на традиционных принципах, но здесь *первичной энергией* служат либо источники местного значения (ветровые электростанции, солнечные электростанции, малые гидроэлектростанции, биоэнергетические установки и др.), либо источники, находящиеся в стадии освоения (например, топливные элементы), либо источники будущего (водородная и термоядерная энергетика).**

Энергетика и электрогенерирующие станции

Электростанции принято классифицировать по виду используемой первичной энергии и виду применяемых преобразователей.

<table>
<tr><th colspan="3">Тепловые электрические станции</th></tr>
<tr><td colspan="2">ТЭС на органическом топливе</td><td>Атомные электрические станции (АЭС)</td></tr>
<tr><td>Паротурбинные ТЭС</td><td>1.Конденсационные электростанции (ГРЭС)
2. Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ)</td><td rowspan="3">1. АЭС с конденсацион-ными турбоагрегатами

2. Атомные станции теплоснабжения</td></tr>
<tr><td>Парогазовые ТЭС</td><td>Парогазовые ТЭС
Парогазовые ТЭЦ</td></tr>
<tr><td>Газотурбинные ТЭС</td><td>Газотурбинные ТЭС
Газотурбинные ТЭЦ</td></tr>
</table>

Энергетика и электрогенерирующие станции

Типы электростанций на органическом топливе:

Энергетика и электрогенерирующие станции

Типы электростанций на органическом топливе:

Энергетические ресурсы

Энергетические ресурсы-это материальные объекты, часть энергии которых может использоваться человеком для получения нужных энергетических эффектов.

- **Возобновляемые (непрерывно восстанавливаются природой)** — **солнце, ветер, реки, моря, геотермальные источники**
- **Невозобновляемые (ранее накопленные в природе)** — **уголь, сланец, торф, продукты переработки нефти, природный и попутный газ, урановая руда)**

Основной источник энергии – органическое топливо ($Q_н^р$ = 8 – 45 МДж/кг) и ядерное (U^{235}, Pu^{239}) топливо.

Вид топлива	Примеры	
	Искусственное	Естественное
твердое	продукты обогащения углей, твердые продукты энергопереработки, твердые горючие отходы производств	антрацит, каменный уголь, бурый уголь, сланцы
жидкое	мазут, бензин, керосин, легроин, дизельное топливо	нефть
газ	газообразные продукты энерго-технологической переработки твердого топлива, газообразные отходы производств: доменный газ, коксовый газ	природный и попутный газ

Основные месторождения органического топлива

Размещение месторождений по России (и по миру) неравномерно, наиболее развитые в промышленном отношении районы бедны топливом (Европейская часть РФ).

Основная масса ресурсов – в Центральной и Западной Сибири.

Более 80% мировых запасов углей сосредоточено в Российской Федерации, США и Китае.

Органическое топливо (Основные месторождения в России)

Уголь (бурый и каменный)
Запасы 10 200 млрд т. у. т.,
(хватит на 200-300 лет)

- Печорский бассейн (север Европейской части РФ)
- Кузнецкий бассейн (Кемеровская обл.)
- Канско-Ачинский бассейн

Нефть (мазут и дизтопливо)
Запасы 240 – 300 млрд т. у. т.
(хватит на 50-60 лет)

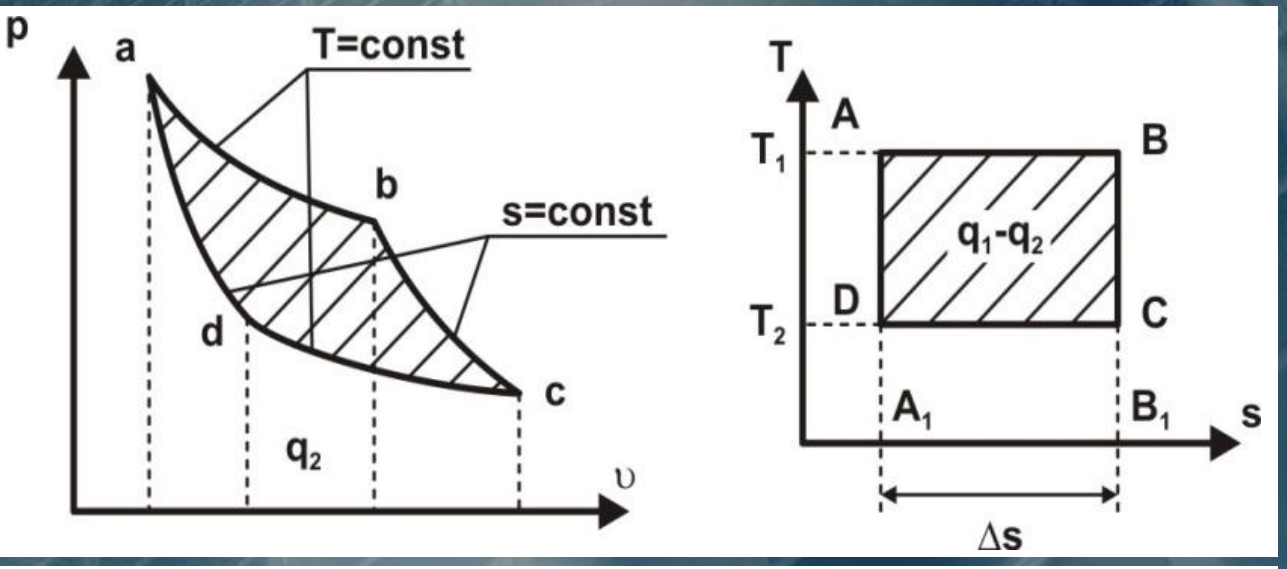
- Тюменская область
- Северный Кавказ
- Акватория Каспия
- Северо-восток РФ
- Волго-Уральская область
- Республика Коми

Природный газ
Запасы 210 – 250 трлн $м^3$
(хватит на 50-60 лет)

- Тюменская область (Шатлыкское, Медвежье, Уренгойское, Ямбургское)
- Южный Урал Оренбургская область
- Акватория Каспийского моря

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ ТЕРМОДИНАМИКИ

Цикл Карно



а б

Рис. 1.5.2. Цикл Карно в P, ϑ - диаграмме (а) и в T,s - диаграмме (б)

Термический КПД цикла Карно может быть определен по выражению:

$$\eta_t^к = \frac{\ell}{q_1} = \frac{q_1 - q_2}{q_1}$$

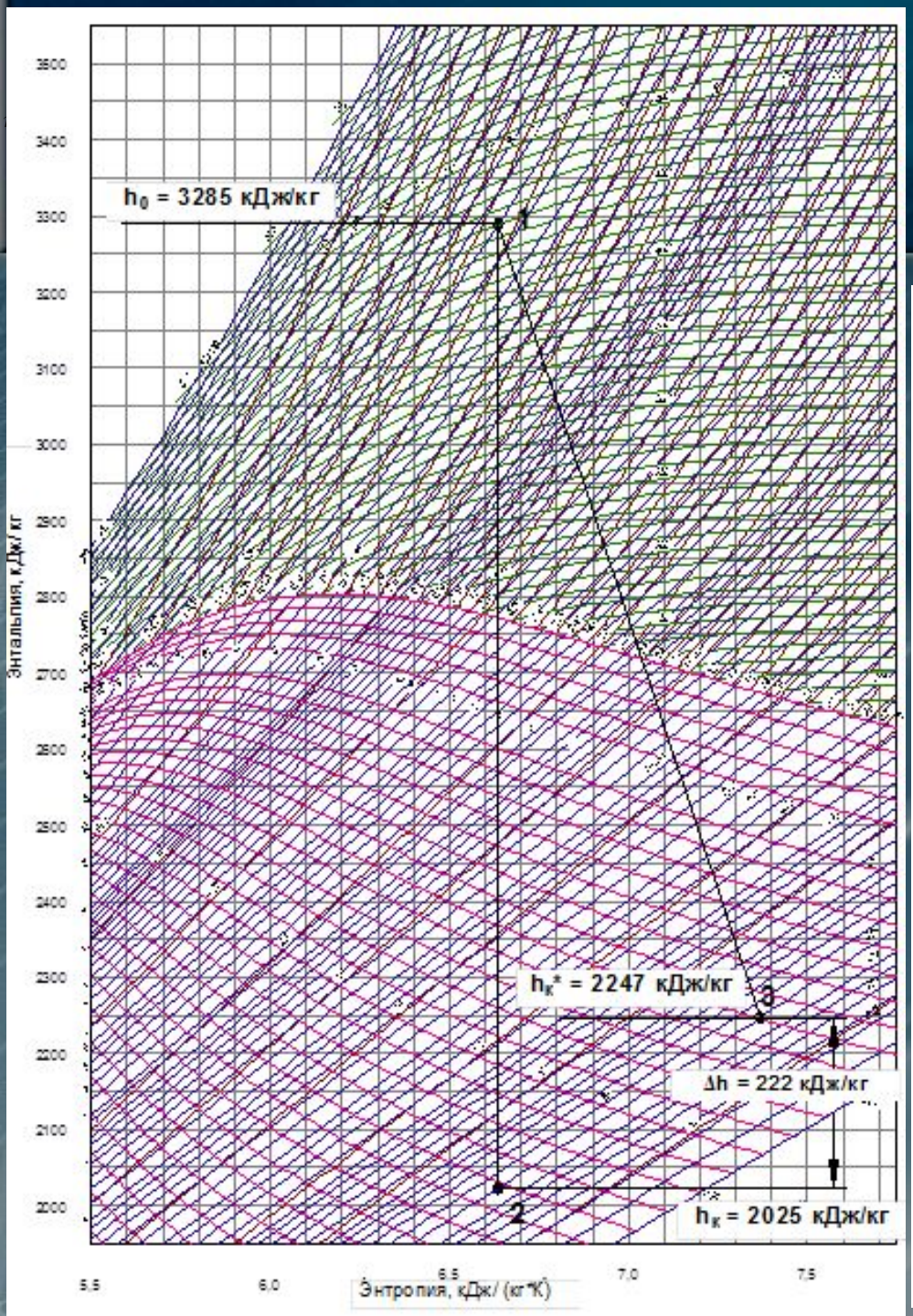
$$\eta_t^к = 1 - \frac{q_2}{q_1} = 1 - \frac{T_2}{T_1}$$

Где: □ - Полезная работа цикла, q_1 – подведенная в цикл теплота, q_2 – отведенная из цикла теплота, T_1 – абсолютная температура подвода теплоты в цикл, T_2 – абсолютная температура отвода теплоты из цикла.

Теорема Карно: Термический коэффициент полезного действия цикла Карно зависит только от абсолютных температур источника тепла и «холодильника» и не зависит от свойств рабочего тела

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ ТЕРМОДИНАМИКИ

Тепловая h, s - диаграмма для воды и водяного пара



Пример использования h, s – диаграммы приведен на рис., где показан процесс расширения пара в паровой турбине.

Процесс 1-2 является адиабатным, т. е. теоретическим процессом расширения пара без потерь энергии.

Реальный процесс расширения пара в турбине показан прямой 1 – 3.

Анализируя два эти процесса, можно показать меньшую эффективность реального процесса по сравнению с теоретическим и определить потери в реальном процессе Δh как разность энтальпий в точках 3 и 2.

В адиабатном процессе расширения пара разница энтальпий составляет 3 285 – 2025 = = 1 260 кДж/кг, в реальном процессе 1 – 3 разница энтальпий составляет 3 285 – 2247 = = 1 038 кДж/кг. Потери равны 222 кДж/кг.

КПД процесса расширения пара составит:

1 038 / 1 260 = 82,4 %.

Такой КПД характерен для современных паровых турбин.

ОСНОВЫ ТЕОРИИ ТЕПЛООБМЕНА

Основное уравнение теплопередачи

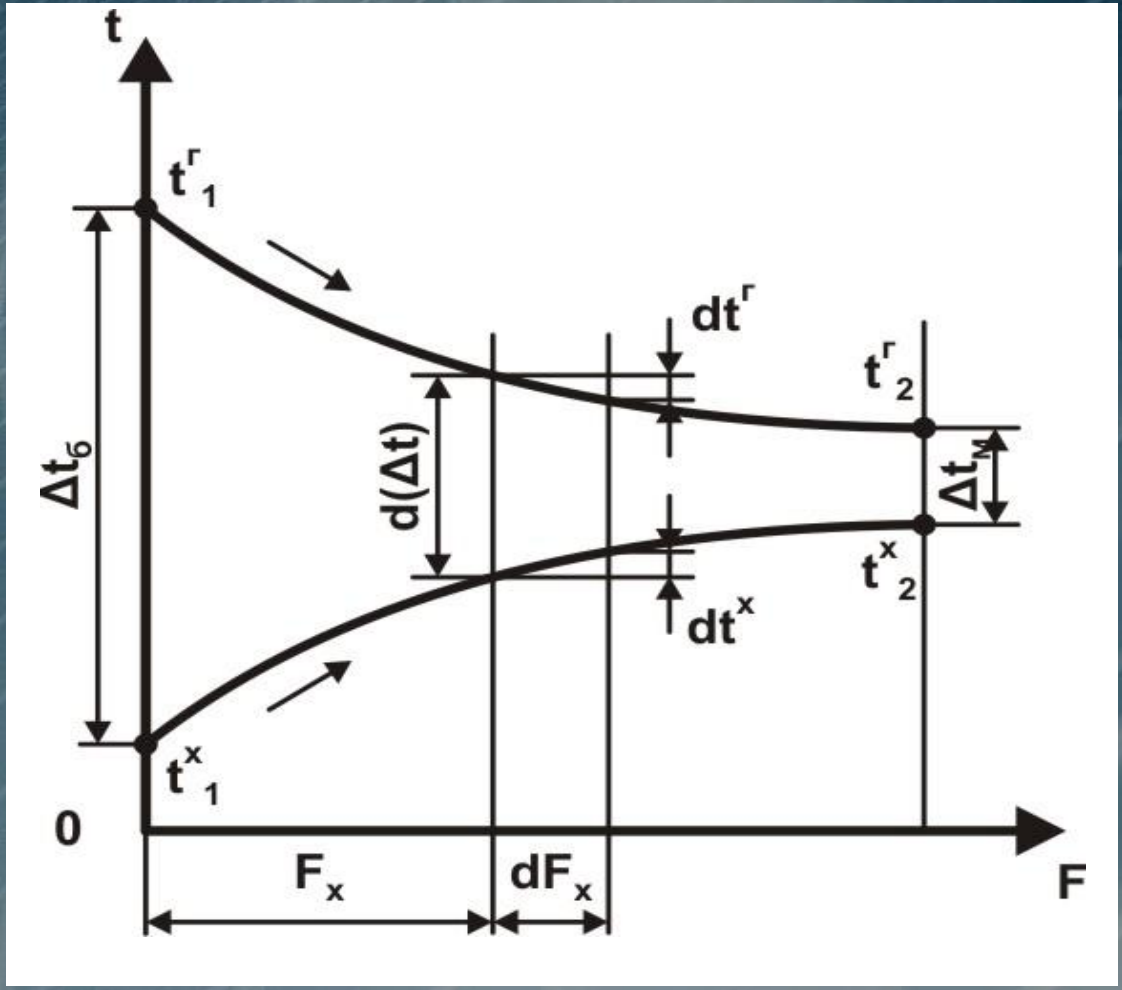
Основное уравнение теплопередачи: количество теплоты, переданное от более нагретого тела к менее нагретому, пропорционально коэффициенту теплопередачи, поверхности теплообмена, среднему температурному напору и времени.

$$Q = K \cdot F \cdot \Delta t_{ср} \cdot \tau$$

где: *k* — коэффициент теплопередачи вдоль поверхности теплообмена; F - поверхность теплообмена; $\Delta t_{ср}$ - средний температурный напор (средняя разность температур между теплоносителями); *τ* – время.

ОСНОВЫ ТЕОРИИ ТЕПЛООБМЕНА

Средний температурный напор



$$\Delta t_{ср} = \frac{\Delta t_б - \Delta t_м}{ln(\Delta t_б / \Delta t_м)}$$

где $\Delta t_{ср}$ – среднелогарифмический температурный напор;

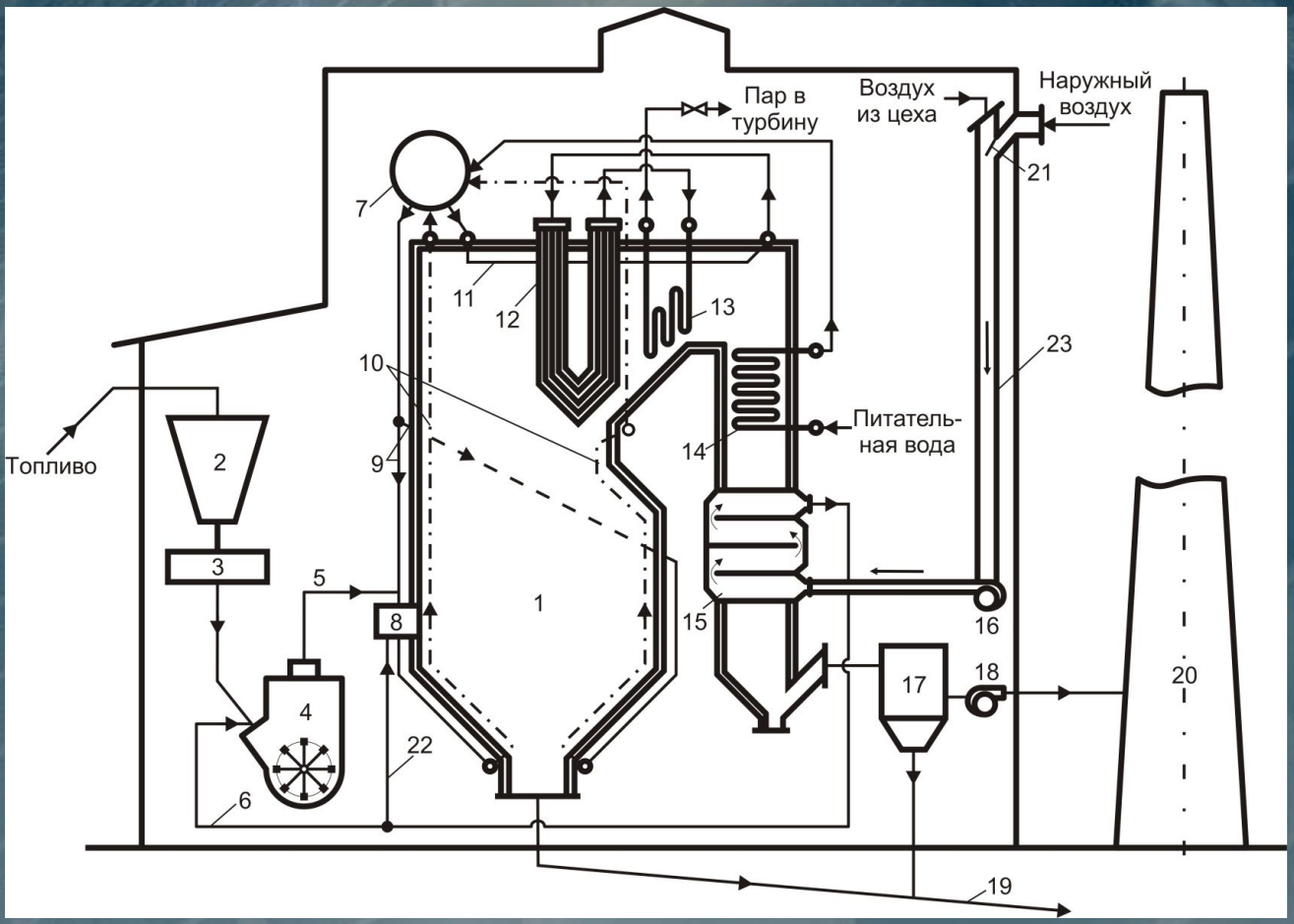
$\Delta t_б$ – большая разность температур теплоносителей;

$\Delta t_м$ – меньшая разность температур теплоносителей.

Формула позволяет независимо от направления движения теплоносителя и конца поверхности теплообмена теплообменника через $\Delta t_б$ обозначить большую разность температур, а через $\Delta t_м$ – меньшую и получить универсальную зависимость для расчета среднего температурного напора в теплообменнике

КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

Принципиальная схема котельной установки с барабанным котлом на твердом топливе



Топливо с угольного склада подается в бункер сырого угля *2*, из которого оно направляется в систему пылеприготовления, состоящую из питателя *3* угля и углеразмольной мельницы *4*.

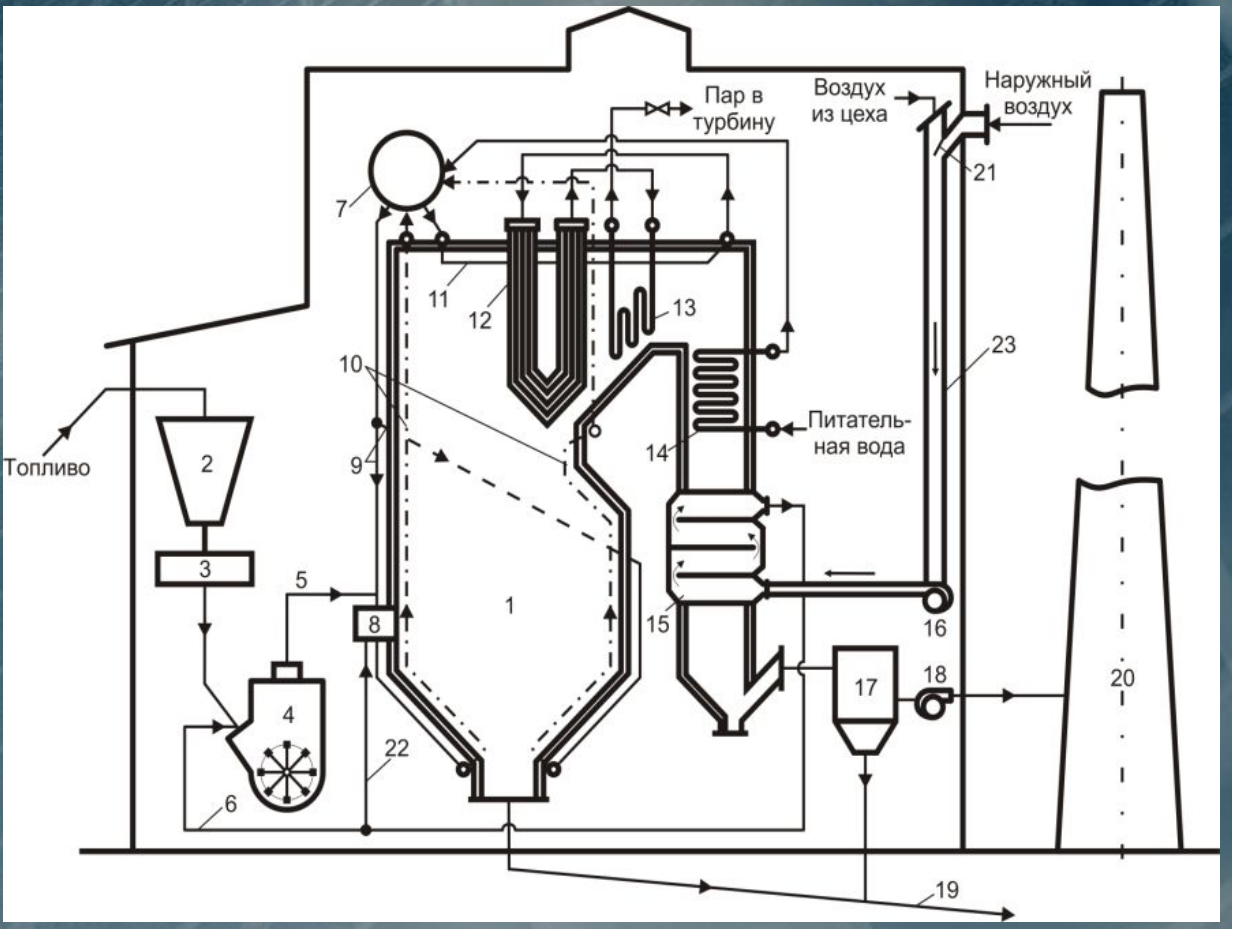
Пылевидное топливо по пылепроводам *5* транспортируется к горелочным устройствам *8* первичным воздухом, поступающим по воздуховоду *6*.

К горелкам подводится также вторичный воздух по воздуховоду *22* с помощью дутьевого вентилятора *16*.

Для устойчивого и интенсивного горения воздух нагревается до 250...400 °С в воздухоподогревателе *15*. Забор в воздуховод *23* воздуха производится летом из окружающей среды, а зимой – из помещения котельного отделения. Регулирование зимнего и летнего режимов забора воздуха осуществляется шибером *21*.

КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

Принципиальная схема котельной установки с барабанным котлом на твердом топливе



Уловленная из дымовых газов зола и выпавший в нижнюю часть топки шлак удаляются, как правило, потоком воды по каналу *19*.

Поступающая в котел вода, называемая питательной, сначала подогревается в экономайзере *14* и далее поступает в барабан котла *7*, из которого по опускным трубам *9* направляется в топочные экраны *10*, где происходит процесс парообразования, и возвращается в барабан.

Сухой насыщенный пар поступает в радиационный *11*, ширмовый *12* и конвективный *13* пароперегреватели, после чего перегретый пар направляется к потребителю (например, к паровой турбине).

Продукты сгорания топлива, пройдя экономайзер *14* и воздухоподогреватель *15*, очищаются от золы в золоулавливающем устройстве 17 и дымососом *18* выбрасываются в атмосферу через дымовую трубу *20*.

КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

Схемы пароводяных трактов котлов

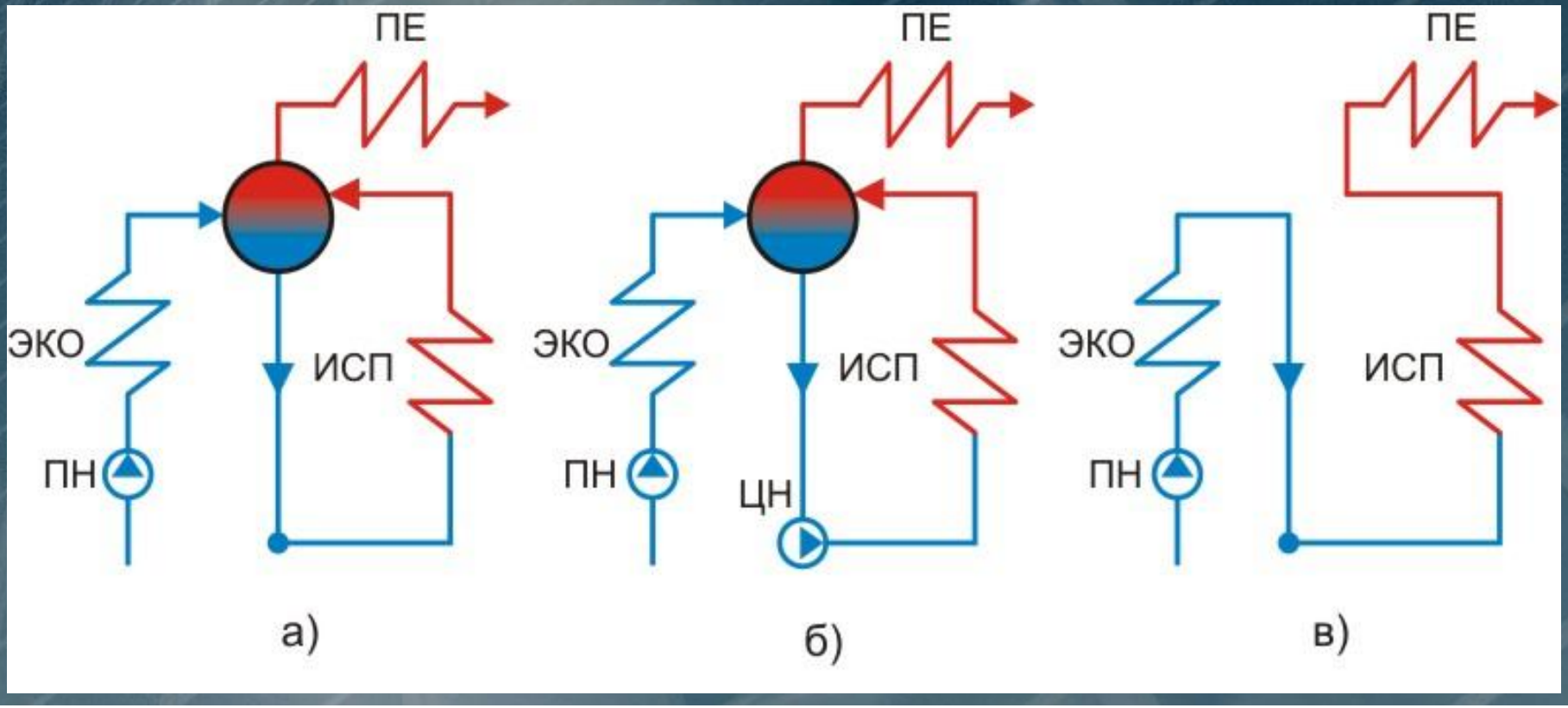
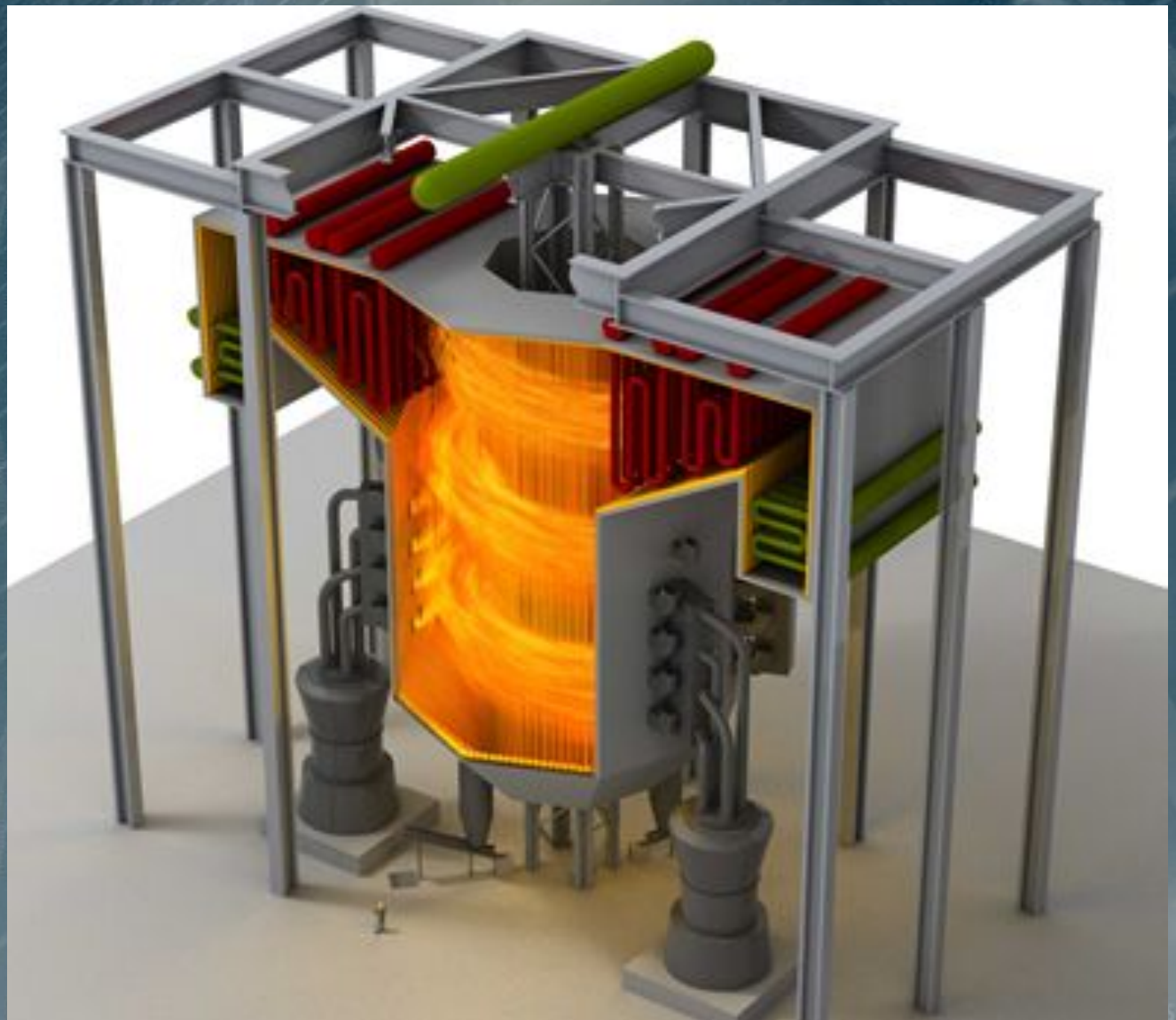


Рис. Схемы пароводяных трактов котлов:
а – схема с естественной циркуляцией; б – схема с многократной принудительной циркуляцией; в – прямоточная схема

КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

Котлоагрегат с Т–образной кольцевой топочной камерой

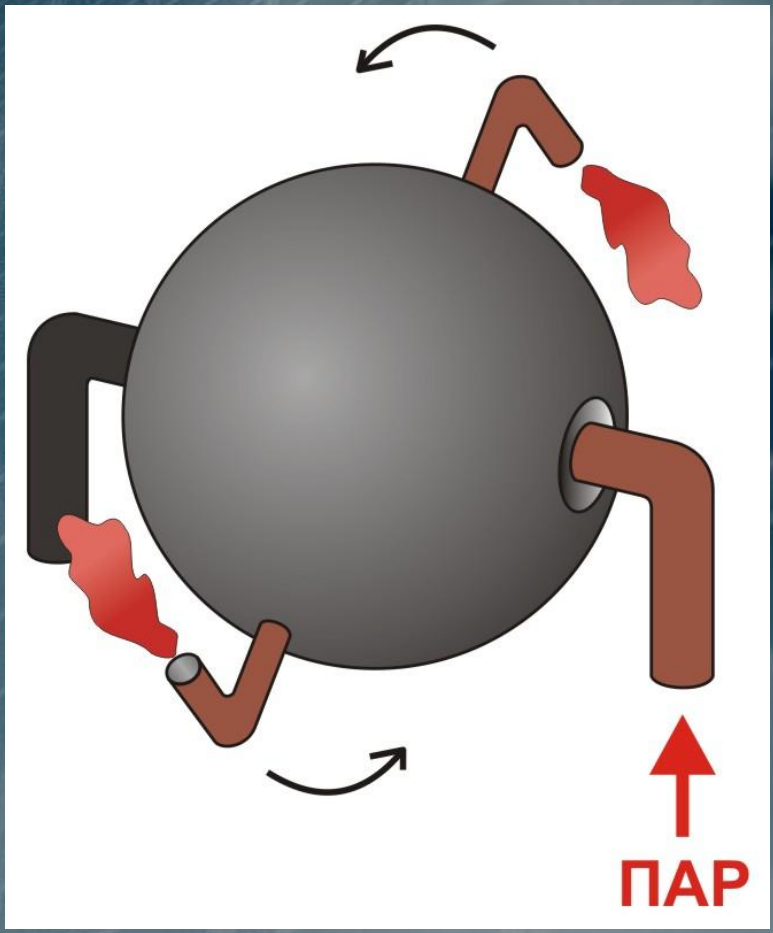


В этом котлоагрегате размолотый в мельницах уголь тангенциально подается в топку с большой скоростью, создавая интенсивное вихревое движение пылевоздушной смеси в топочной камере, что **существенно интенсифицирует процесс горения топлива**.

Применение котлов с **кольцевой топкой** позволяет **снизить высоту котла на 30…40 %,** уменьшить вес и стоимость поверхностей нагрева на **20 %,** повысить надёжность работы экранных панелей топки за счёт более высокой равномерности их тепловосприятия по периметру топочной камеры.

ПАРОВЫЕ ТУРБИНЫ

Первая реактивная турбина – «эолипил» Герона



В основе действия паровой турбины лежат два принципа создания окружного усилия на роторе, известных с давних времен, – реактивный и активный.

В 130 г. до н.э., Герон Александрийский изобрел прототип паровой турбины:

Прототип турбины представлял собой наполнявшуюся паром полую сферу с двумя Г-образными соплами, расположенными с противоположных сторон и направленными в разные стороны.

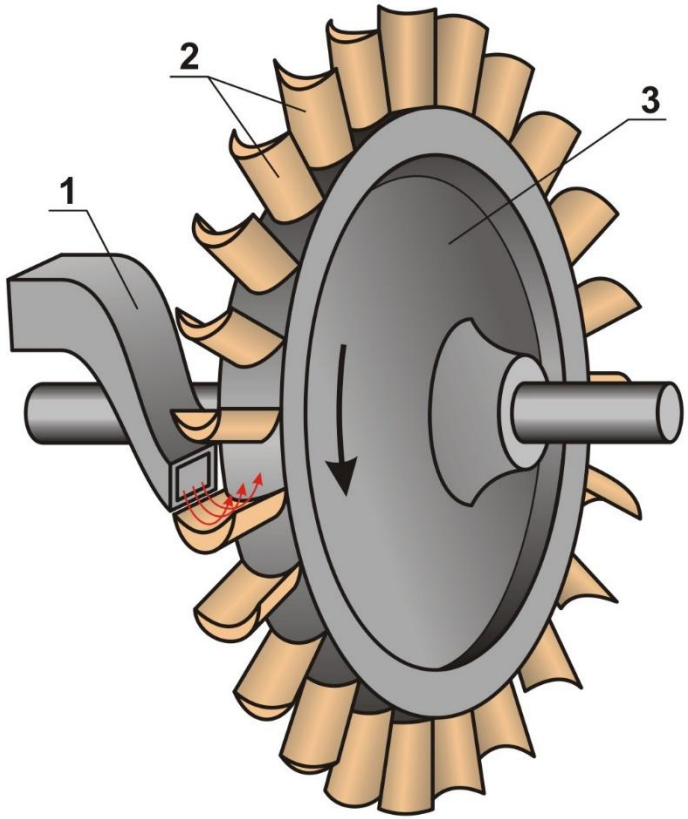
1. Полая сфера насажена на ось, по одному из концов которой в сферу подается водяной пар
2. Вырываясь с большой скоростью из Г-образных противонаправленных сопел за счет возникающих сил реакции пар «отталкивается» от атмосферного воздуха и сфера приводится во вращение.

Герон использовал свое изобретение лишь в качестве игрушки.

Паровые турбины

Устройство и принцип действия простейшей паровой турбины

Турбина Лаваля



В 1883 г., шведский изобретатель Густав Лаваль изобрел первую паровую турбину:

1. Пар, полученный в паровом котле с давлением 5 кгс/см^2 поступал по паровой трубе в сопла 1.
2. В соплах пар расширялся до атмосферного давления, из-за чего скорость его течения возрастала до 770 м/с
3. Вырываясь из сопел, пар подавался на рабочие лопатки 2, установленные на рабочем колесе 3. В результате такого взаимодействия рабочее колесо вращалось

Турбина Лаваля существенно отличалась от «турбины» Герона. Если Герон использовал реактивный принцип действия (ротор вращается при ускорении потока пара в соплах), то Лаваль – активный принцип действия.

В его турбине пар расширялся в неподвижных соплах, а в рабочих лопатках ротора давление пара оставалось неизменным, и преобразование кинетической энергии пара в механическую энергию вращения ротора турбины осуществлялось только за счет поворота потока пара в рабочих лопатках.

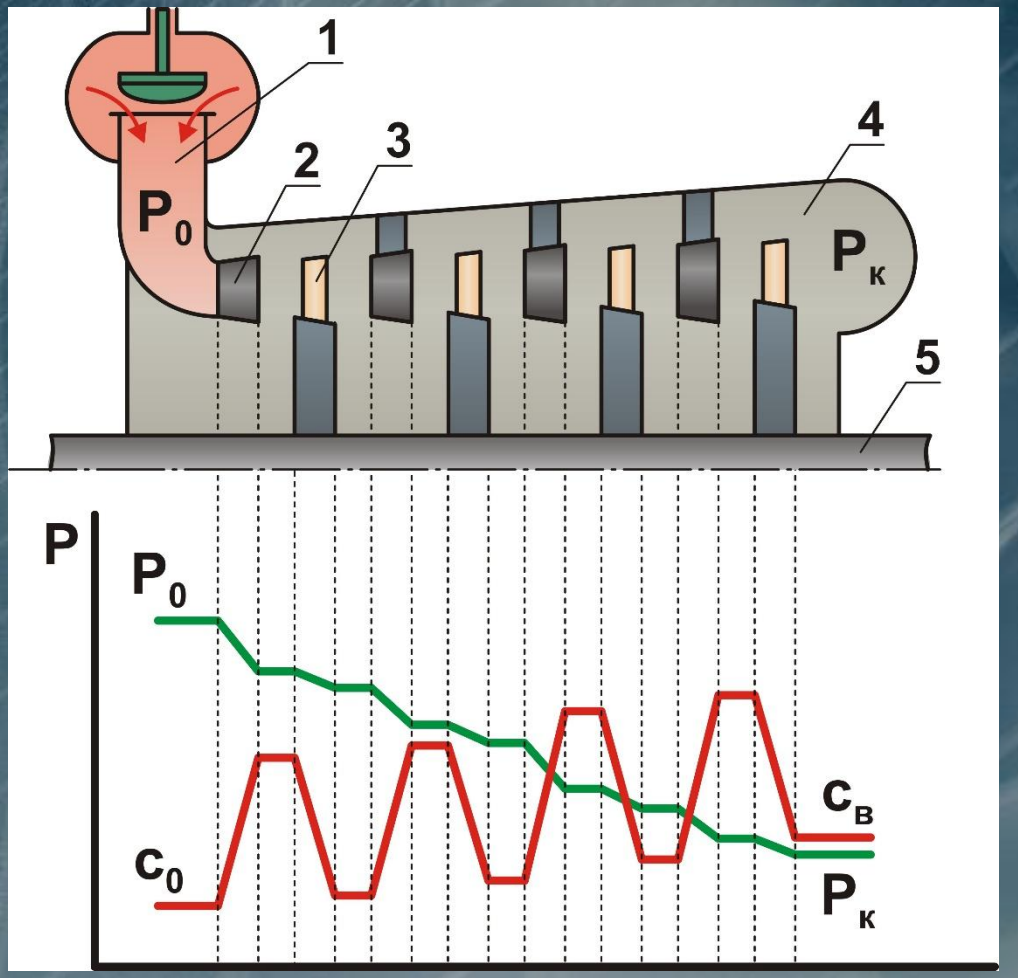
Преимущество: Простота конструкции.

Недостаток: Очень высокое число оборотов ротора, из-за чего такую турбину практически невозможно применить для привода электрогенератора.

Паровые турбины

Устройство и принцип действия многоступенчатой турбины

Турбина Ч. Парсона



В 1885 г., английский инженер Чарльз Парсон изобрел новый тип паровой турбины.

Турбина Ч. Парсонса имела следующее принципиальное устройство. На барабанный ротор были насажены несколько рядов рабочих лопаток *3*, которые в совокупности образовывали ряды *рабочих решеток*. Между этими рядами находились неподвижные венцы с сопловыми лопатками *2*, которые также образовывали ряды *сопловых решеток*. Пар под большим давлением подводился к патрубку *1* турбины.

Давление за турбиной было небольшое (меньше атмосферного, т.к. турбина имела конденсатор пара, в котором поддерживался вакуум). Поэтому пар стремился пройти сквозь последовательно расположенные сопловые и рабочие лопатки от ступени к ступени.

На рис. приведена схема действия изменения давления и скорости потока пара по длине турбины

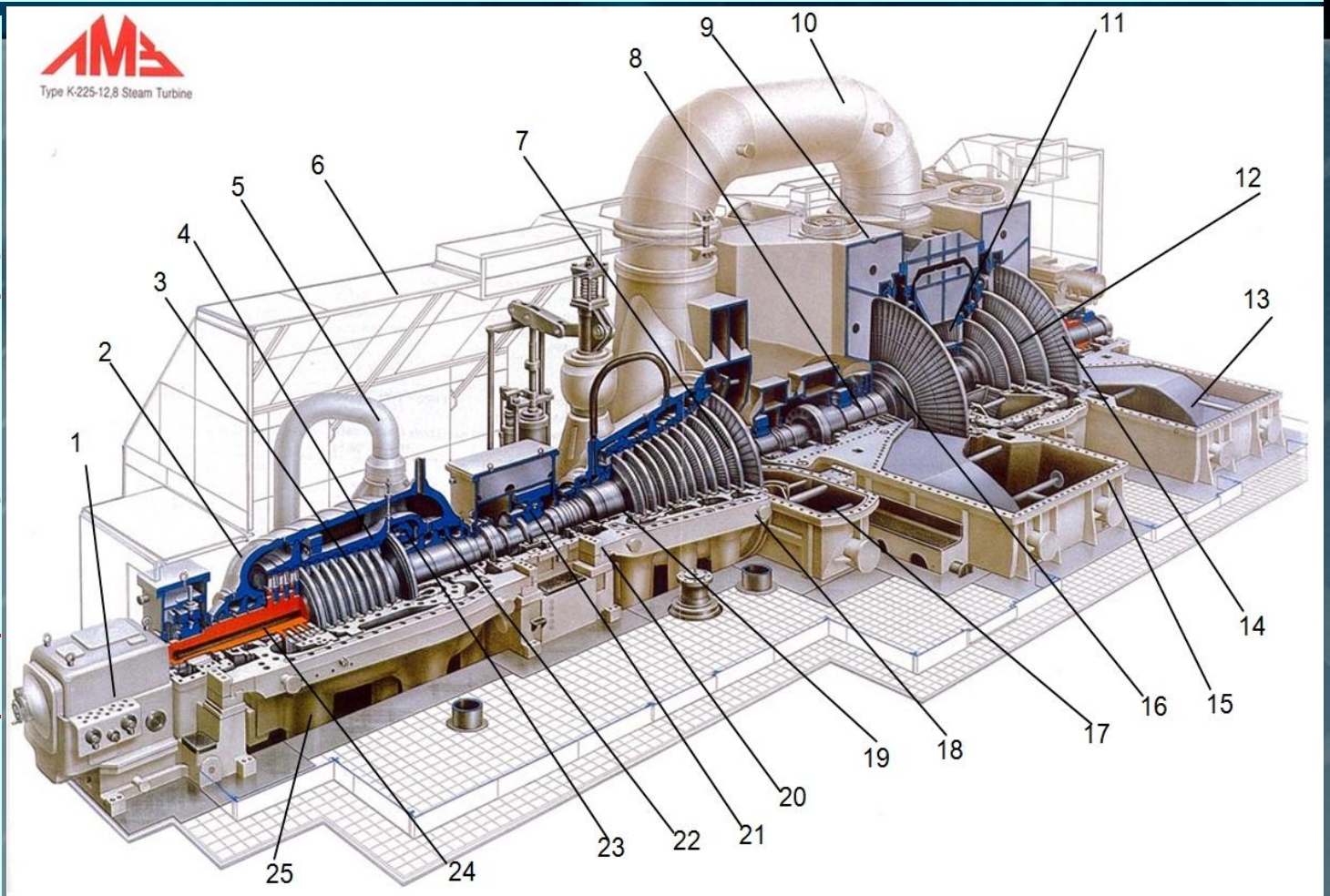
Паровые турбины

Паровая турбина с промежуточным перегревом пара К-225-12,8 номинальной мощностью 225 МВт.

Одна из последних разработок конструкторского бюро Ленинградского металлического завода (ЛМЗ) – трёхцилиндровая паровая турбина с с промежуточным перегревом пара К-225-12,8 номинальной мощностью 225 МВт.

Номинальные параметры пара на входе в турбину составляют: давление 12,8 МПа, температура 540 ºС

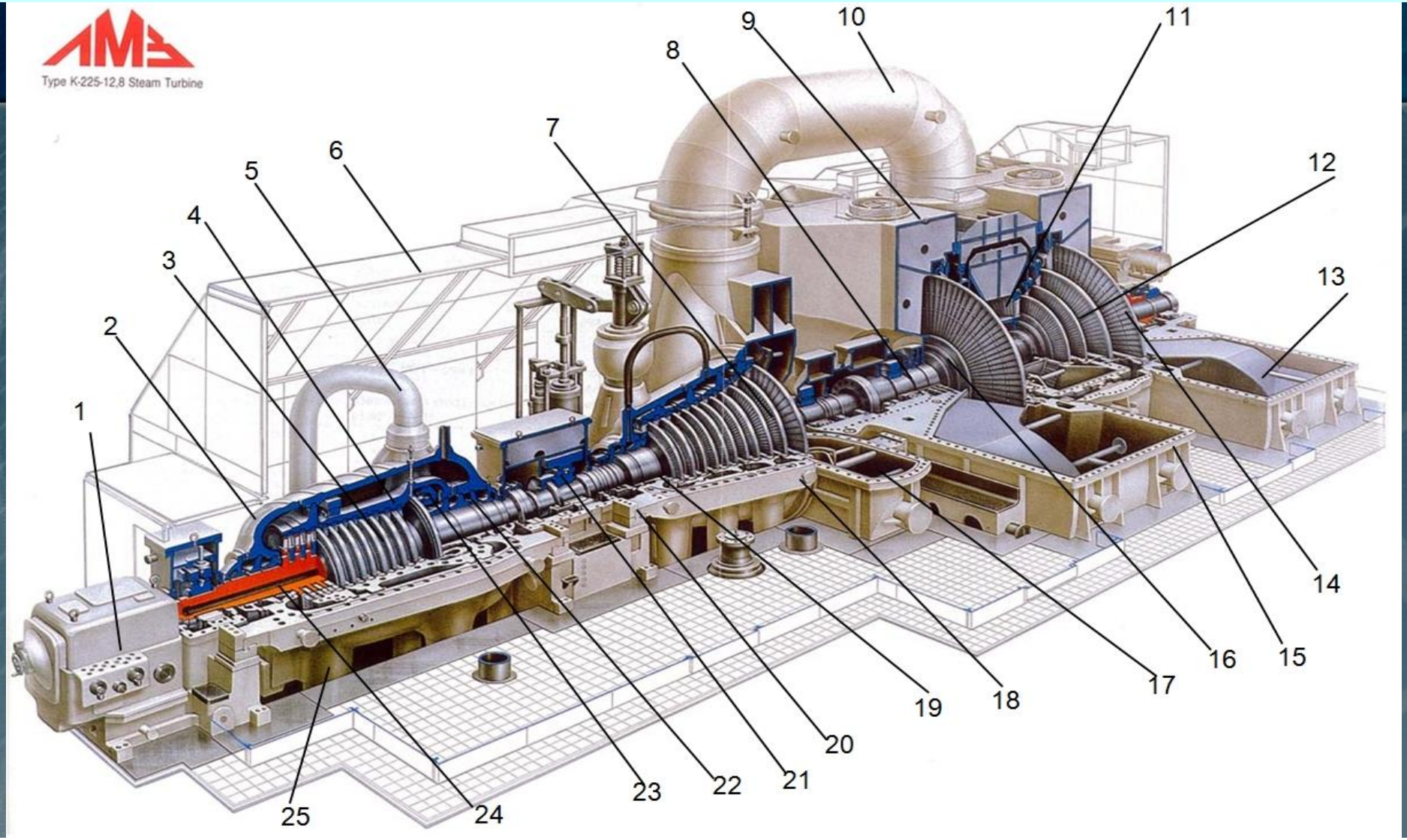
Параметры промперегрева: температура 540 ºС после промперегрева, давление 2,4 МПа (24 кг/см^2)



1 – блок регулирования и управления турбиной; 2 – верхняя половина внешнего корпуса ЦВД; 3 – ротор ЦВД с рабочими лопатками; 4 – внутренний корпус ЦВД; 5 – труба подвода пара к ЦВД; 6 – кожух турбоагрегата; 7 – ротор ЦСД с рабочими лопатками; 8 – опора ротора ЦНД; 9 – верхняя половина корпуса ЦНД; 10 – реверсивная труба, перепускающая пар из ЦСД в ЦНД; 11 – паровпускная камера ЦНД; 12 – ротор ЦНД с рабочими лопатками; 13 – выходной патрубок ЦНД, из которого пар поступает в конденсатор; 14 – рабочие лопатки последней ступени ЦНД; 15 – нижняя половина корпуса ЦНД; 16– переднее концевое уплотнение ЦНД; 17 – выходной патрубок ЦСД; 18 – нижняя половина корпуса ЦСД; 19 – паровпускная камера ЦСД; 20 – нижняя половина средней опоры валопровода; 21 – муфта, соединяющая роторы ЦВД и ЦСД; 22 – заднее концевое уплотнение ЦВД; 23 – паровпускная камера острого пара; 24 – переднее концевое уплотнение ЦВД; 25 – выходной патрубок отвода пара в промежуточный пароперегреватель.

Паровые турбины

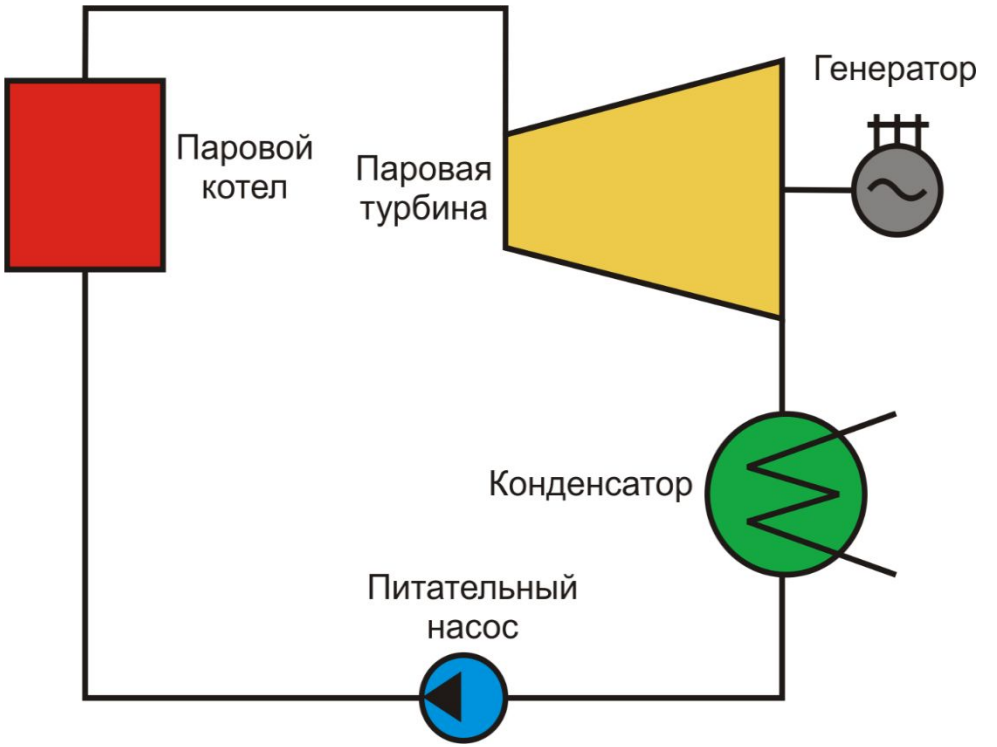
Паровая турбина с промежуточным перегревом пара К-225-12,8 номинальной мощностью 225 МВт.



1 – блок регулирования и управления турбиной; 2 – верхняя половина внешнего корпуса ЦВД; 3 – ротор ЦВД с рабочими лопатками; 4 – внутренний корпус ЦВД; 5 – труба подвода пара к ЦВД; 6 – кожух турбоагрегата; 7 – ротор ЦСД с рабочими лопатками; 8 – опора ротора ЦНД; 9 – верхняя половина корпуса ЦНД; 10 – реверсивная труба, перепускающая пар из ЦСД в ЦНД; 11 – паровпускная камера ЦНД; 12 – ротор ЦНД с рабочими лопатками; 13 – выходной патрубок ЦНД, из которого пар поступает в конденсатор; 14 – рабочие лопатки последней ступени ЦНД; 15 – нижняя половина корпуса ЦНД; 16– переднее концевое уплотнение ЦНД; 17 – выходной патрубок ЦСД; 18 – нижняя половина корпуса ЦСД; 19 – паровпускная камера ЦСД; 20 – нижняя половина сре опоры валопровода; 21 – муфта, соединяющая роторы ЦВД и ЦСД; 22 – заднее концевое уплотнение ЦВД; 23 – паровпускная камера

Паротурбинные электрические станции на органическом топливе

Простейшая тепловая схема электростанций на органическом топливе:



Тепловая электростанция (ТЭС) на органическом топливе преобразует химическую энергию топлива (угля, нефти, газа) в электрическую энергию и теплоту.

По виду отпускаемой энергии (энергетическому назначению) различают конденсационные электростанции (КЭС), отпускающие энергию одного вида – электрическую, и теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), отпускающие потребителям электроэнергию и тепловую энергию с паром или горячей водой.

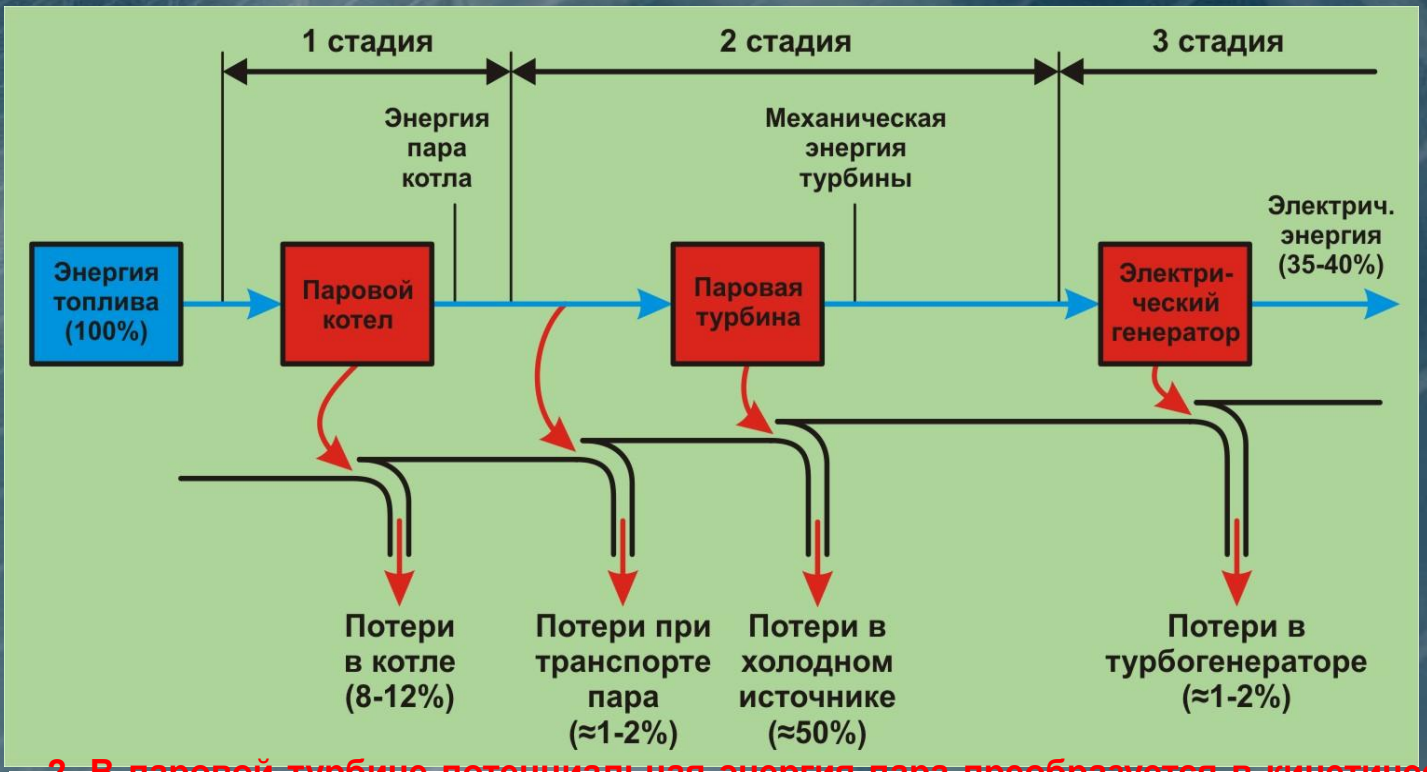
По типу основного двигателя для привода электрогенератора различают ТЭС с паровыми и газовыми турбинами (паротурбинные, газотурбинные электростанции и парогазовые).

В России наибольшее распространение получили паротурбинные станции.

Тепловые электрические станции в современном виде начали развиваться с 20-х годов XX века.

Паротурбинные электрические станции на органическом топливе

Процесс превращения химической энергии топлива в электрическую энергию



Процесс превращения химической энергии топлива в электрическую энергию можно условно разделить на три основные стадии:

1. В паровом котле химическая энергия топлива преобразуется *в потенциальную энергию* водяного пара с потерями теплоты 6-12 %. Потери при транспортировке пара от котла до турбины составляют от 1 % до 2 %.

2. В паровой турбине потенциальная энергия пара преобразуется в кинетическую энергию потока пара, которая, в свою очередь, преобразуется *в механическую энергию* вращения вала турбогенератора. На этой стадии потери могут достигать 50 %, и основная потеря теплоты происходит в конденсаторе за счет отвода теплоты циркуляционной водой и сброса этой теплоты в окружающую среду.

3. В электрическом генераторе происходит процесс преобразования механической энергии вращения ва ла турбогенератора *в электрическую энергию*. Потери в электрогенераторе составляют от 1 % до 2 %.

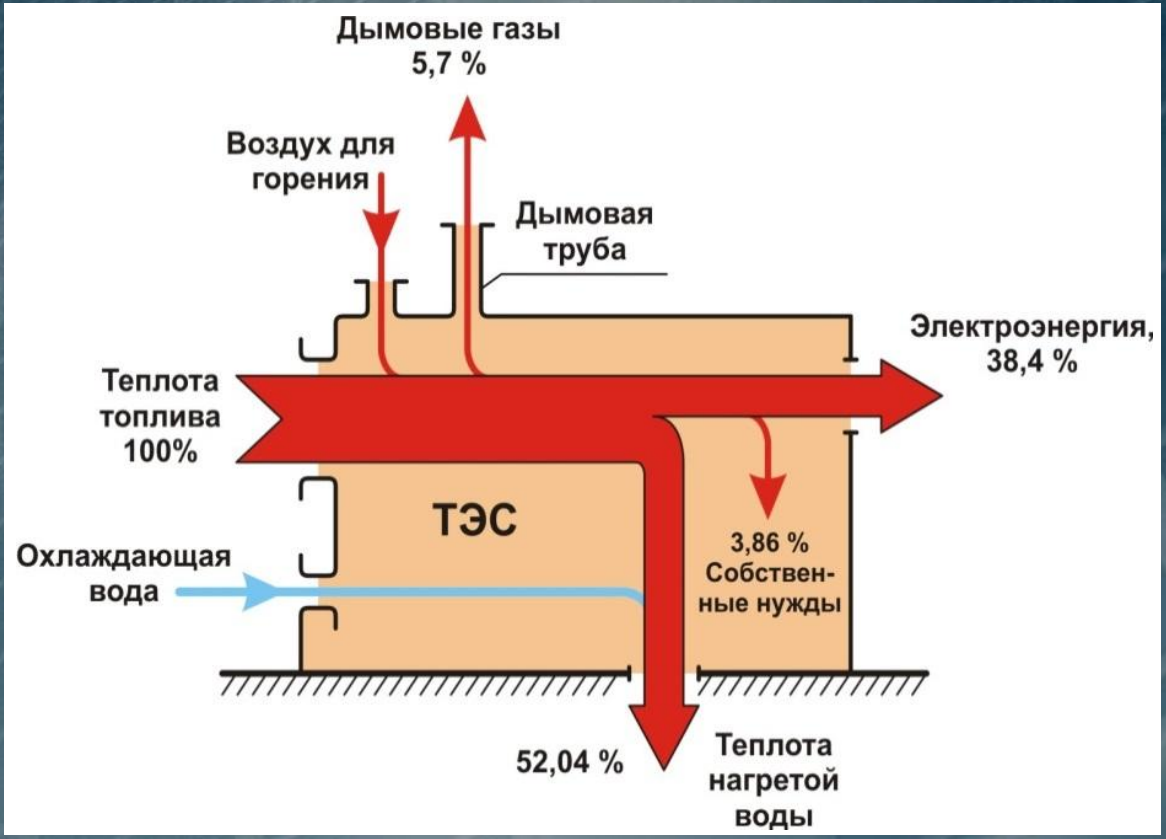
Паротурбинные электрические станции на органическом топливе

Поперечный разрез по главному корпусу ТЭС

1 – машинный зал; 2 – электрогенератор; 3 – подъёмный кран машинного зала; 4 – паровая турбина; 5 – конденсационное помещение; 6 – деаэраторная этажерка; 7 – деаэратор; 8 – котельное отделение; 9 – подъёмный кран котельного отделения; 10 – котлоагрегат; 11 – регенеративный вращающийся воздухоподогреватель (РВП); 12 – дымовая труба; 13 – дымосос; 14 – дымосос рециркуляции горячих газов (ДРГ); 15 – забор воздуха; 16 – помещение БЩУ; 17 – паропроводы; 18 – конденсатные насосы; 19 – конденсатор; 20 – возбудитель электрогенератора

Паротурбинные электрические станции на органическом топливе

Тепловой баланс газомазутной ТЭС



На рис. показана диаграмма превращения теплоты топлива на ТЭС с газомазутными энергоблоками, осредненная за годовой период. В скобках приведены данные для ТЭС с пылеугольными энергоблоками.

Отношение количества электроэнергии, *отпущенной ТЭС* за некоторый промежуток времени, к затраченной за это время теплоте, содержащейся в сожженном топливе, называется коэффициентом полезного действия нетто ТЭС по выработке электроэнергии.

В повседневной практике на ТЭС используют другой показатель – удельный расход условного топлива b_y, измеряемый в г у.т./(кВт*ч).

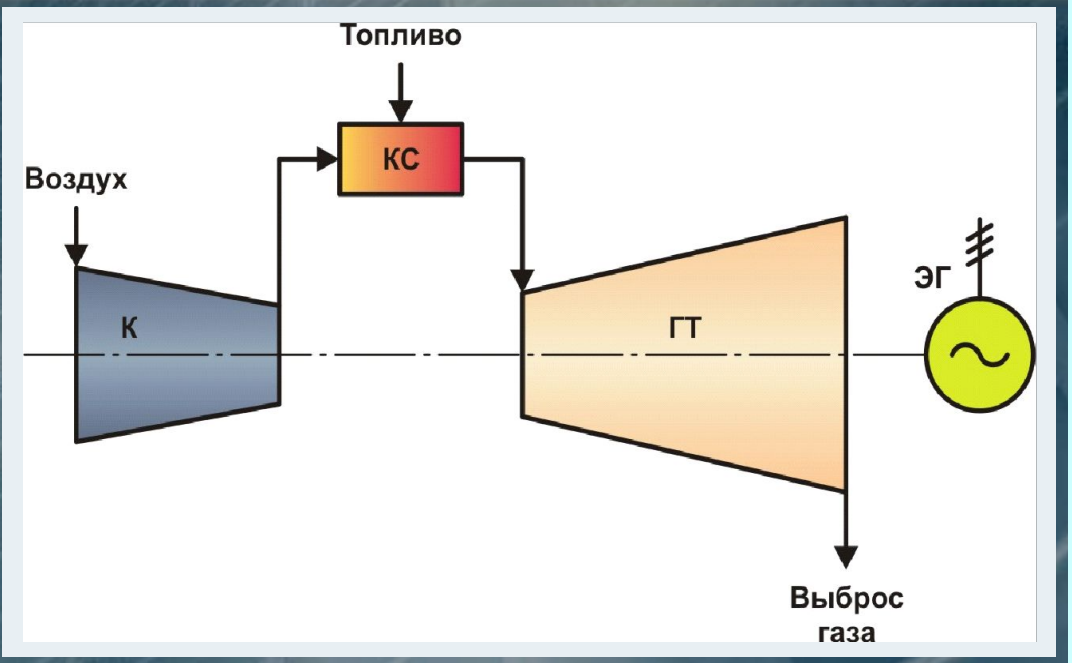
Средние показатели работы современных конденсационных блоков мощностью 200 – 1200 МВт находятся в диапазоне **310 – 350 г у.т. / (кВт*ч)** в зависимости от вида сжигаемого топлива.

Для газомазутных ТЭС характерны значения удельного рас-хода топлива находятся в диапазоне **310 – 340 г у.т. / (кВт*ч),** а для пылеугольных – **340 – 360 (г у.т. / кВт*ч).**

Условное топливо – это топливо, имеющее теплоту сгорания $Q_н$ = 7000 ккал/кг = 29,33 МДж/кг.

Газотурбинные ТЭС

Устройство ГТУ



Газотурбинная установка (ГТУ) – это тепловой двигатель, рабочим телом в котором являются газообразные продукты сгорания топлива в смеси с воздухом во всех точках теплового цикла.

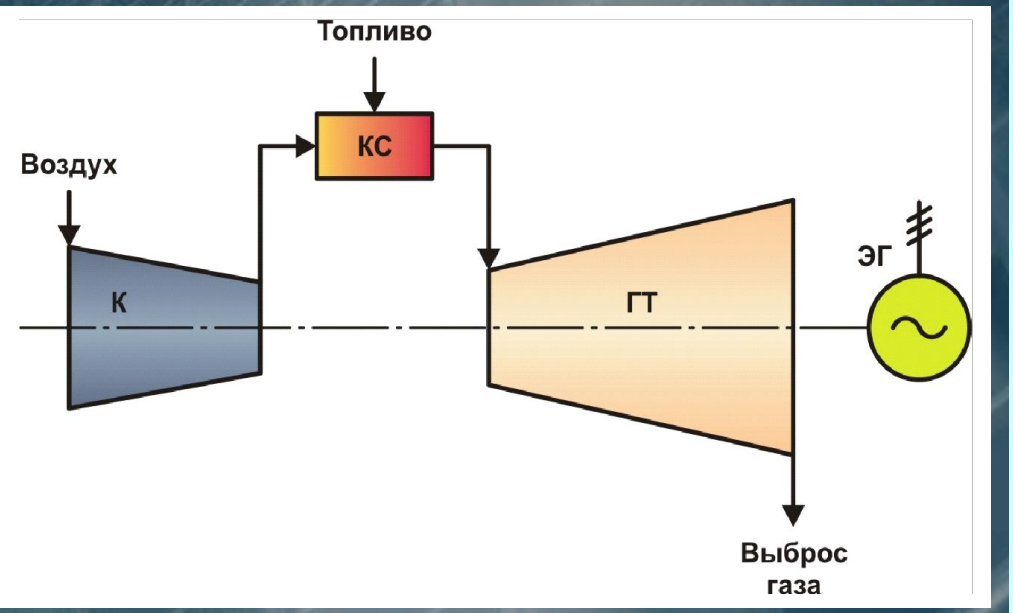
В ГТУ происходит последовательное преобразование химической энергии топлива в тепловую энергию продуктов сгорания, затем потенциальной (тепловой) энергии рабочего тела в кинетическую энергию потока продуктов сгорания, которая преобразуется в механическую энергию вращения ротора газовой турбины.

Туда же подается топливо, которое смешивается с воздухом и сгорает. Образовавшиеся газообразные продукты сгорания направляются в газовую турбину. При движении в турбине продукты сгорания заставляют вращаться ротор, механическая энергия вращения которого передается электрическому генератору и компрессору, так как они, как правило, имеют один вал с ротором газовой турбины.

В состав оборудования простейшей ГТУ входят: компрессор, камера сгорания, газовая турбина и электрический генератор. Компрессор засасывает воздух из атмосферы, сжимает его до заданного давления и подает в камеру сгорания.

Газотурбинные ТЭС

Устройство ГТУ



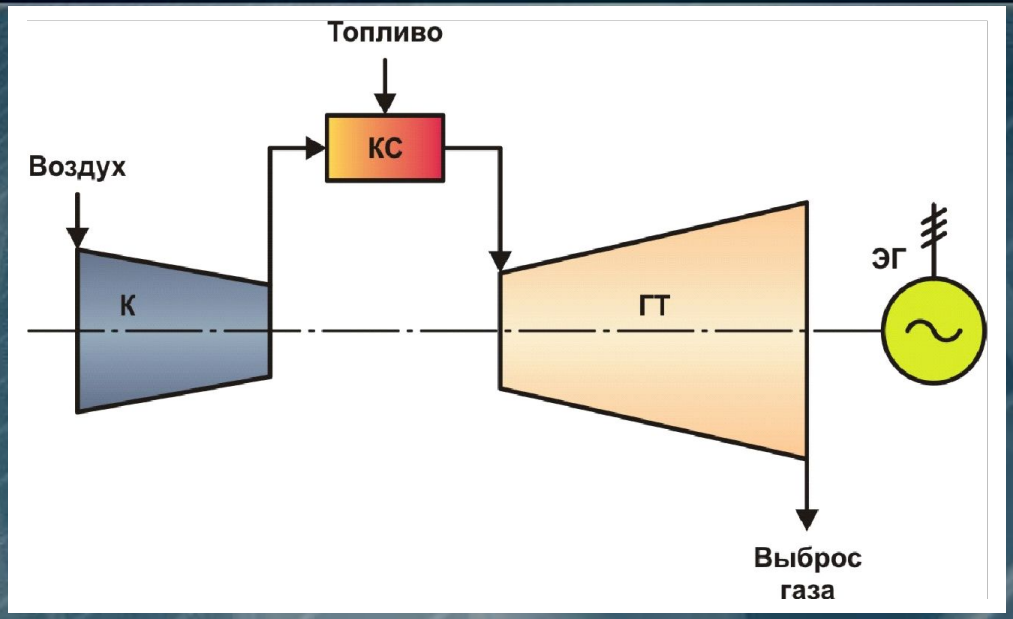
Можно сформулировать основные достоинства и недостатки ГТУ в сравнении с ПТУ.

Достоинства:

1. Более компактны, т.к. топливо сжигается не в громоздком котле, а в небольшой по размерам камере сгорания, расположенной вблизи газовой турбины.
2. В ГТУ нет конденсационной установки, поэтому отпадает необходимость иметь водоём с большим расходом охлаждающей воды.
3. В ГТУ давление рабочей среды в 10 – 15 раз ниже чем в ПТУ и поэтому меньше толщина стенок корпусов. Как следствие ГТУ быстрее прогреваются, быстрее запускаются и набирают электрическую нагрузку за 15...30 мин. Именно это делает ГТУ очень маневренной, т.е. способной к быстрым пускам и остановкам. Поэтому ГТУ часто используются в качестве пиковых и полупиковых энергетических установок.
4. ГТУ проще по конструкции и в обслуживании, менее металлоёмки.
5. ГТУ имеют более низкую стоимость 1 КВт установленной мощности при строительстве новых электростанций.

Газотурбинные ТЭС

Устройство ГТУ



Недостатки:

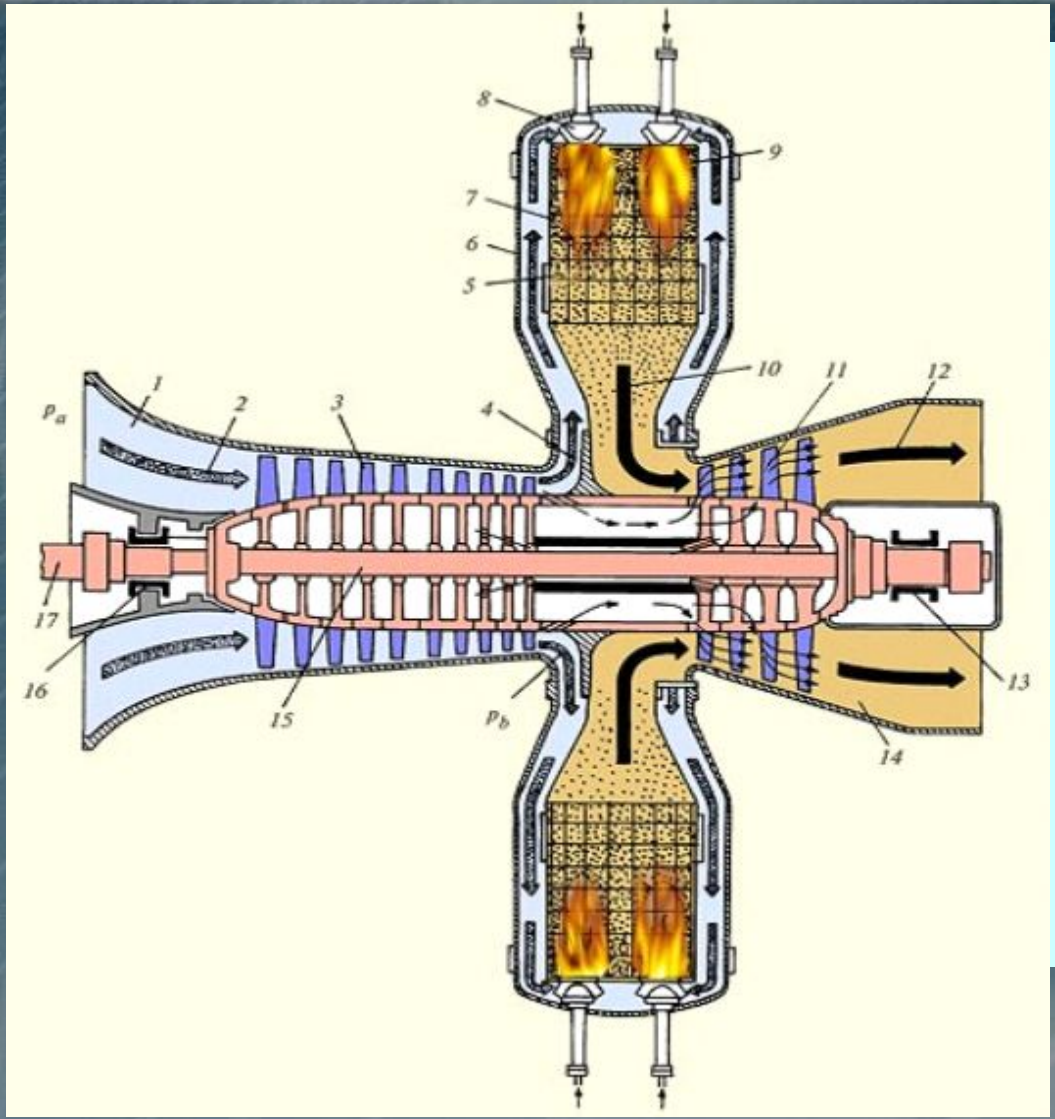
1. По единичной мощности ГТУ пока уступают паротурбинным установкам.

Следует отметить, что в последние годы наблюдается стремительный рост единичной мощности газотурбинных агрегатов.

2. ГТУ имеют меньшую экономичность, чем паросиловые установки. Средний КПД современных ГТУ составляет 36 – 37 %, а паротурбинных энергоблоков — 41 – 42 %. Максимальный КПД для мощных энергетических ГТУ прогнозируется в настоящее время на уровне 41 – 42 %. Меньшая экономичность ГТУ связана с высокой температурой уходящих газов.
3. ГТУ в настоящее время более требовательны к сортам топлива. Газотурбинная установка может хорошо работать только на газообразном топливе или на хорошем жидком топливе, например дизельном. Паротурбинные энергоблоки могут работать на любом топливе, включая самое некачественное.

Газотурбинные ТЭС

Устройство современной стационарной высокотемпературной ГТУ

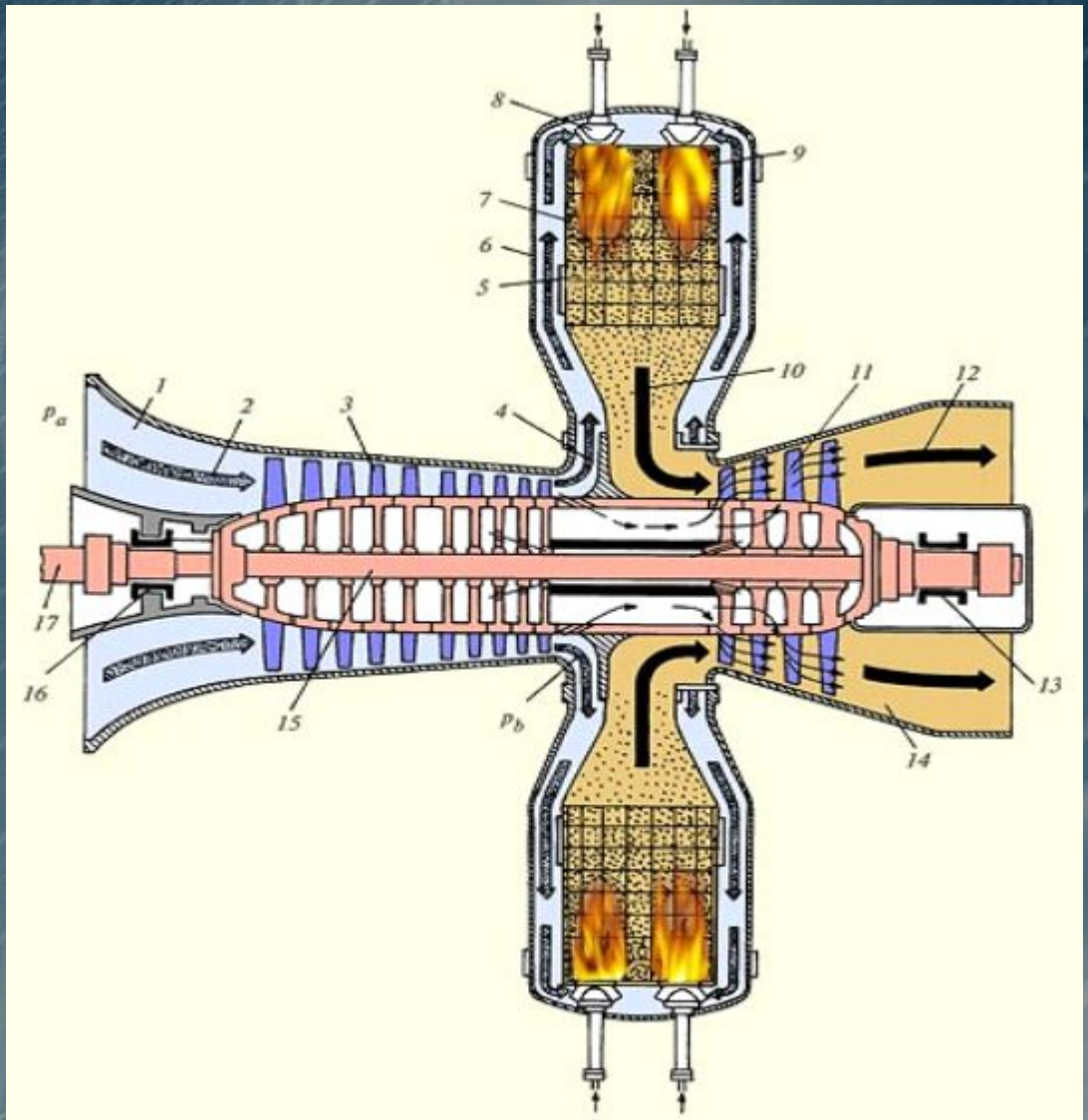


Традиционная современная *газотурбинная установка* (ГТУ) — это совокупность воздушного компрессора, камеры сгорания и газовой турбины, а также вспомогательных систем, обеспечивающих ее работу.

Совокупность газотурбинной установки (ГТУ) и электрического генератора называют газотурбинным агрегатом.

Газотурбинные ТЭС

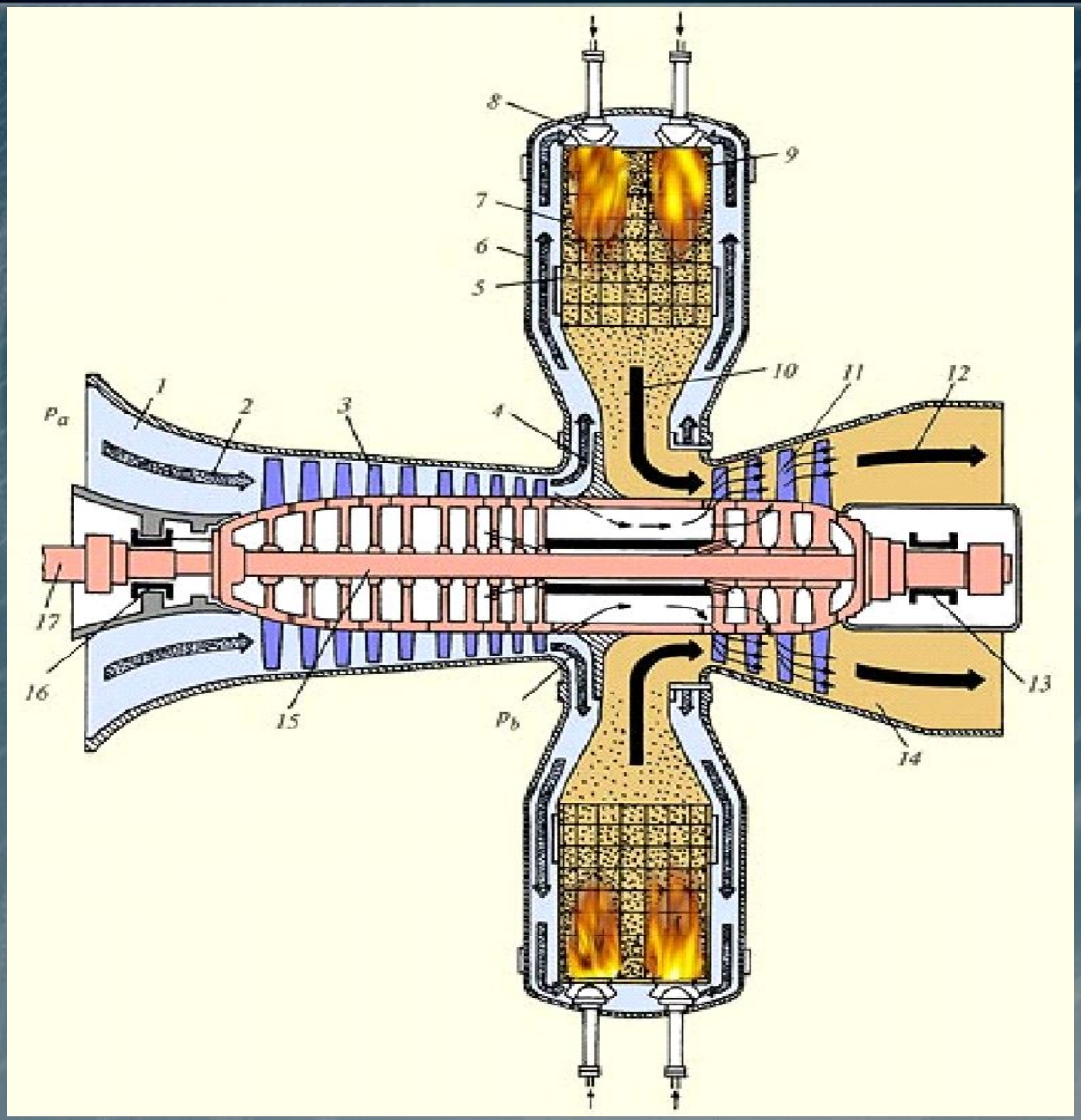
Принципиальная схема ГТУ фирмы Siemens



1 – входной патрубок воздушного компрессора; 2 – воздух из атмосферы; 3 – проточная часть воздушного компрессора; 4 – сжатый воздух; 5 – зона ввода вторичного воздуха для горения; 6 – корпус камеры сгорания; 7 – пламенная труба; 8 – горелочные устройства; 9 – горящий факел; 10 – горячие газы; 11 – проточная часть газовой турбины; 12 – уходящие газы ГТУ; 13 – опорный подшипник; 14 – выходной диффузор; 15 – вал; 16 – опорно-упорный подшипник; 17 – вал для присоединения электрогенератора

Газотурбинные ТЭС

Принципиальная схема ГТУ фирмы Siemens



рассмотрим на примере ГТУ фирмы Siemens.

Конструктивная схема такой ГТУ показана на рис.

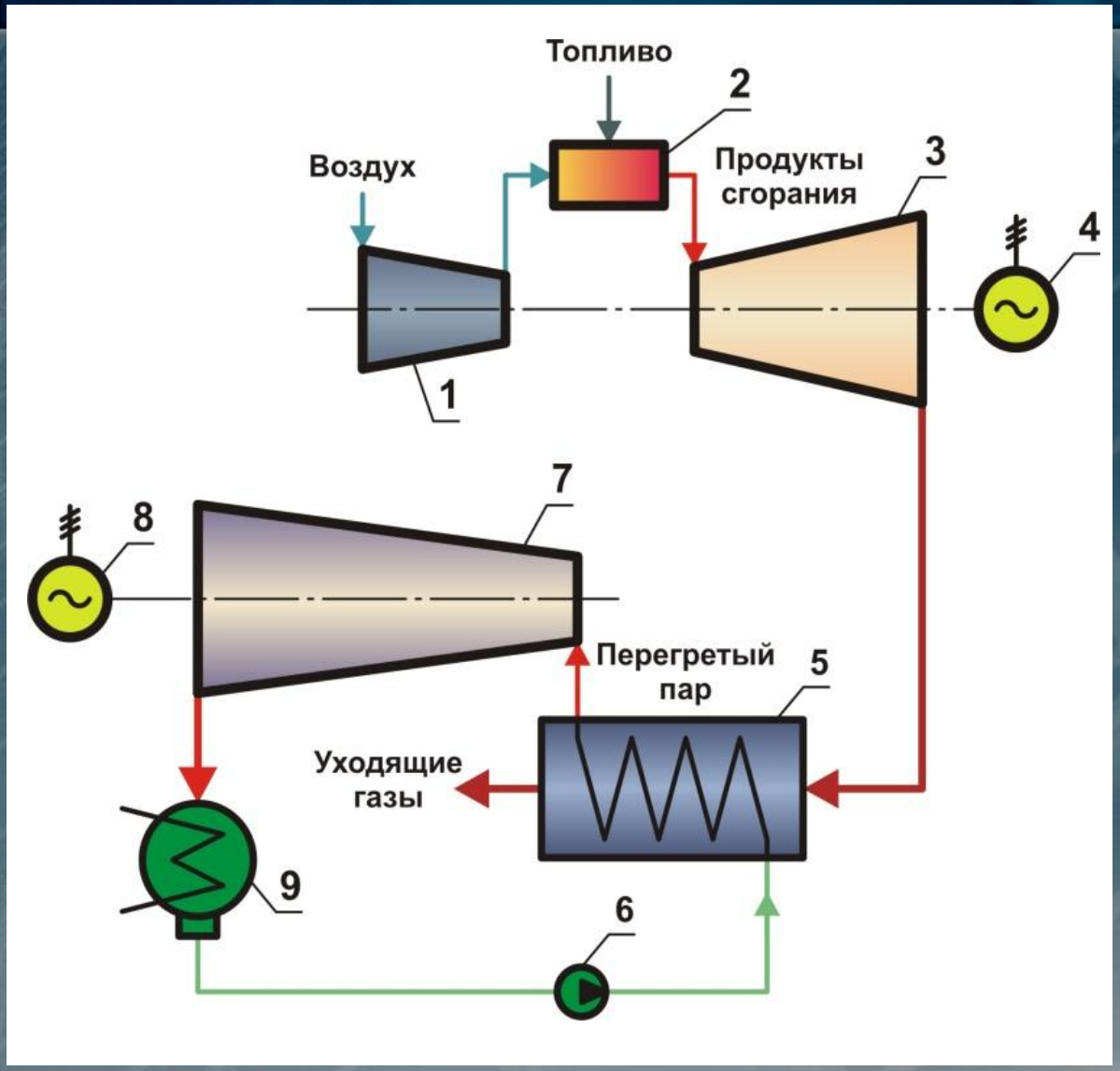
Воздух из атмосферы поступает на вход воздушного компрессора, который представляет собой турбомашину с проточной частью, состоящей из вращающихся и неподвижных решеток.

Ротор компрессора приводится во вращение газовой турбиной.

Таким образом, мощность, развиваемая газовой турбиной, частично затрачивается на привод компрессора, а оставшаяся часть преобразуется в электрическую энергию

Парогазовые ТЭС

Простейшая схема утилизационной ПГУ



Простейшая схема ПГУ утилизационного типа:

1 – компрессор ГТУ;
2 – камера сгорания ГТУ;
3 – газовая турбина;
4 – электрический генератор ГТУ;
5 – котел утилизатор;
6 – питательный насос;
7 – паровая турбина;
8 – электрический генератор ПТУ;
9 – конденсатор

Традиционная современная *парогазовая установка* (ПГУ) — это совокупность *газотурбинной установки*, *котла-утилизатора* и *паротурбинной установки*, а также вспомогательных систем, обеспечивающих ее работу.

Парогазовые ТЭС

Схема двухконтурной утилизационной ПГУ

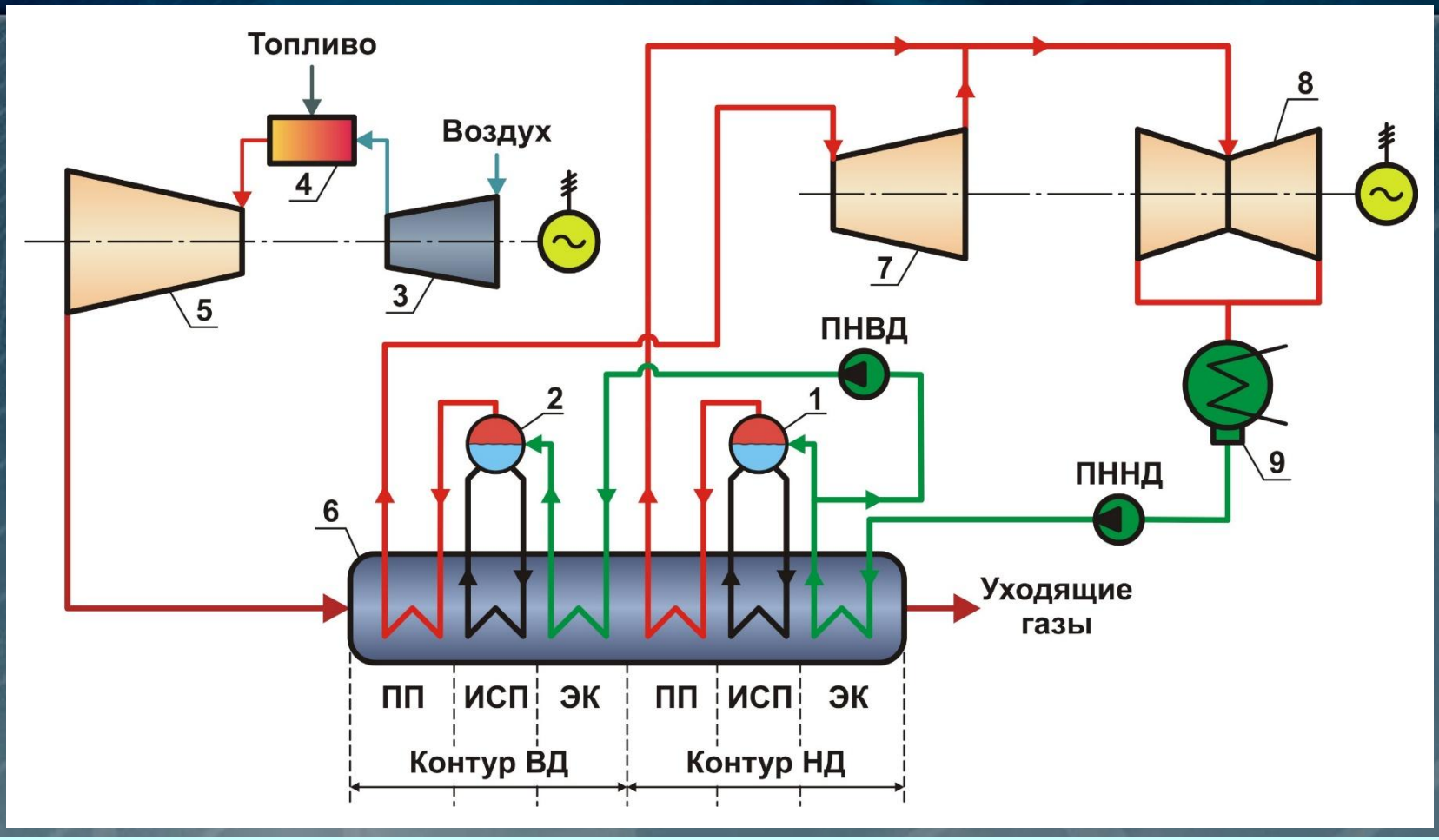
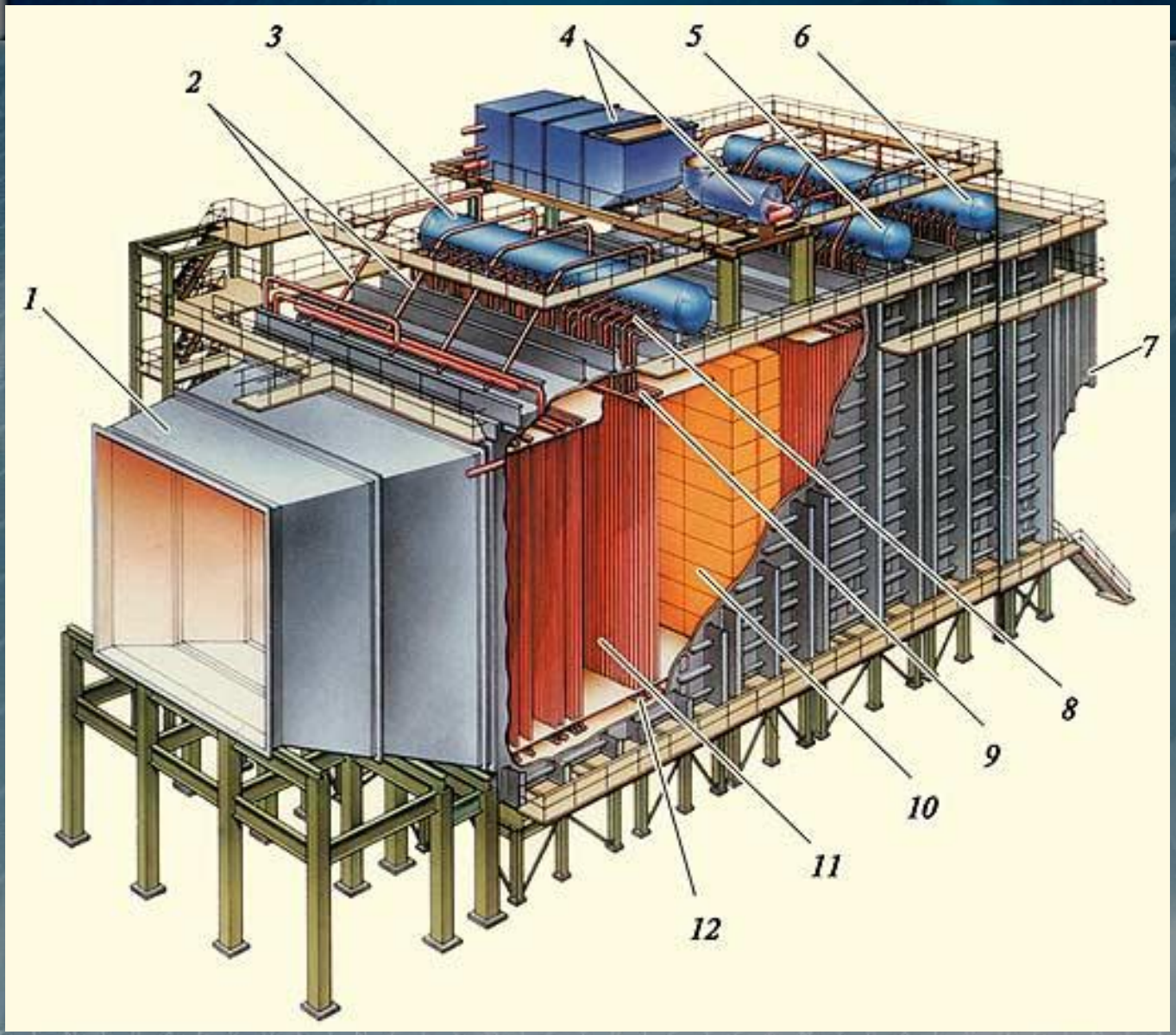


Схема двухконтурной утилизационной ПГУ: 1 – барабан контура низкого давления; 2 – барабан контура высокого давления; 3 – компрессор; 4 – камера сгорания; 5 – газовая турбина; 6 – котел-утилизатор; 7 – ЦВД паровой турбины; 8 – ЦНД паровой турбины; 9 – конденсатор

КОТЛЫ-УТИЛИЗАТОРЫ ДЛЯ ПГУ

Внешний вид котла-утилизатора трехступенчатой парогазовой установки



Внешний вид котла-утилизатора:
1 – входной патрубок;
2 – трубы, направляющие пар в первый пакет пароперегревателя ВД;
3, 5, 6 – соответственно барабаны высокого, среднего и низкого давлений;
4 – шумоглушители предохранительных клапанов;
7 – выходной патрубок;
8 – трубопроводы пароводяной смеси;
9 – коллекторы испарительных труб контура ВД;
10 – модуль поглощения оксидов азота;
11 – испаритель контура высокого давления;
12 – нижние коллекторы труб поверхностей нагрева.

Сведения о физических величинах

Применяемые в энергетике системы единиц:

1. Международная система единиц СИ (официально принята в 1960 г. на XI Генеральной конференции по мерам и весам)

2. Система «сантиметр – грамм – секунда» СГС (использовалась официально до 1960 г. – до принятия системы СИ, продолжает использоваться в энергетике в силу привычек, отсутствия необходимого количества приборов контроля и т.д.)

Сведения о физических величинах

Соотношения между единицами давления					
Единицы	Па	бар	ат	мм рт. ст.	атм
1 Па	1	10^{-5}	$1{,}02 \cdot 10^{-5}$	$7{,}5 \cdot 10^{-3}$	$0{,}987 \cdot 10^{5}$
1 бар	105	1	1,02	750	0,987
1ат	$9{,}81 \cdot 10^{4}$	0,981	1	736	0,968
1 мм рт. ст.	133,3	$1{,}33 \cdot 10^{-2}$	$1{,}36 \cdot 10^{-3}$	1	$1{,}32 \cdot 10^{-3}$
1 атм	1,013	$1{,}013 \cdot 10^{5}$	1,033	760	1

Сведения о физических величинах

Соотношения между единицами энергии			
Единицы	**кДж**	**Ккал**	**кВт*ч**
1 кДж	1	1 / 4,1868 = 0,239 Ккал	$0{,}278 \cdot 10^{-3}$ кВт*ч
1 Ккал	4,1868 кДж	1	$1{,}163 \cdot 10^{-3}$ кВт*ч
1 кВт*ч	3 600 кДж	3600 / 4,1868 = 860 Ккал	1

Сведения о физических величинах

Соотношения между единицами энергии

1 кВт*ч	3 600 кДж	3600 / 4,1868 · 10^{-6} = 0,86 10^{-3} Гкал

1 Гкал = 1 000 000 кКал	1,163 10^{3} = 1 163 кВт*ч = = 1 163 х 3600 = = 4 186 800 кДж =	3600 / 4,1868 · 106 = 0,86 10^{-3} Гкал 1 163 кВт*ч = 1,163 МВт*ч = 0,001163 ГВт*ч
1 Гкал =	= 1 163 кВт*ч	1 163 кВт*ч