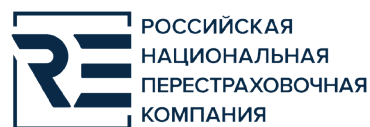


ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ  
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ



# ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ





# Оглавление

|    |                                  |   |
|----|----------------------------------|---|
| 01 | Аннотация .....                  | 1 |
| 02 | Глоссарий                        |   |
| 03 | Введение                         |   |
| 04 | Базовые принципы энергетики      |   |
| 05 | ПГУ                              |   |
|    | А) Газовая турбина               |   |
|    | Б) Паровая турбина               |   |
|    | В) Котёл – утилизатор            |   |
| 06 | Вспомогательное оборудование ПГУ |   |
| 07 | Мобильность ТЭС                  |   |
| 08 | Электроэнергетика России         |   |
| 09 | Заключительные положения         |   |
| 10 | Примеры убытков                  |   |
| 11 | Приложения                       |   |
| 12 | Список использованной литературы |   |

# Аннотация



*Необходимость электрической энергии для современного производства и быта человека общеизвестна. Электрическую энергию производят на электрических станциях, использующих различные виды природной энергии.*

*Промышленное значение имеет тепловая энергия сжигания органического топлива, гидравлическая энергия рек, энергия деления атома ядра (ядерного топлива), в последнее два десятилетия существенную роль начинает играть «зелёная» энергетика. Основными являются тепловые электрические станции на органическом топливе (ТЭС), производящие около 75 % электроэнергии в мире.*

В целях более объективной оценки рисков на объектах энергетики и формирования единого подхода российского страхового рынка компания АО «РНПК» выпускает серию публикаций посвящённых энергетической промышленности России. В рамках данной серии будут изданы следующие документы:

1. Тепловые Электрические Станции;
2. Гидравлические Электрические Станции;
3. Атомные Электрические Станции;
4. Альтернативная энергетика;
5. Мусоросжигательные электрические станции;
6. Электрические сети.

*В данных документах затронуты аспекты оценки рисков при страховании имущества, позднее они будут дополнены оценкой рисков при проведении СМР.*



02

# Глоссарий



**ПТ** – паровая турбина;

**ПТУ** – паротурбинная установка (то же, что и ПТ, но уже с генератором);

**ГТ** – газовая турбина;

**ГТУ** – газотурбинная установка (то же, что и ГТ, но уже с генератором);

**ПК** – паровой котёл;

**КУ** – котёл-утилизатор, тип парового котла;

**ПГУ** – парогазовая установка;

**ПСУ** – паросиловая установка – классическая электростанция (паровой котёл + паровая турбина);

**Промперегрев** – промежуточный перегрев, термин для ПТ, это схема подачи пара, когда пар приходит в ПТ от парового котла и направляется в цилиндр высокого давления, после пар обратно попадает в паровой котёл и «догревается», только после этого он обратно попадает в ПТ, в цилиндр среднего давления. Данная схема позволяет увеличить КПД.

**АСУ ТП** – автоматизированная система управления технологическим процессом. Управление механизмом посредством использования компьютерной программы.

## Введение



В текущем документе рассматриваются вопросы оценки рисков эксплуатации Тепловых Электрических Станциях (далее ТЭС). Под понятием ТЭС подразумеваются следующие объекты:

- 1 **ТЭЦ** – тепло-электростанция. Основное назначение ТЭЦ – снабжение потребителей тепловой энергией (отопление, горячая вода) и вторично – электроснабжение. Располагаются вблизи городов. ТЭЦ работают по тепловому графику нагрузок, а не по электрическому. Так же их ещё называют теплофикационными. Вопросы графиков нагрузок рассматриваются в соответствующей главе.
- 2 **ГРЭС** – Государственная Районная Электрическая Станция. Название является атавизмом со времён плана ГОЭЛРО (Государственная комиссия по электрификации России), но закрепилось за электростанциями, работающими по электрическому графику нагрузок, т. е. основной задачей ГРЭС является производство электроэнергии, а не снабжение потребителей теплом, это вторично. Так же называются конденсационными – КЭС;
- 3 **ГТЭС** – газотурбинные электрические станции. Производят только электроэнергию (есть исключения – как пример, Якутская ГРЭС-1, на выхлопе газовых турбин установлены водоподогреватели для теплоснабжения Якутска), бывают мобильными (на базе большегрузных автомобилей). Газовая турбина – по сути авиационный реактивный двигатель адаптированный под нужды производства электроэнергии. Являются самыми мобильными, более подробно вопросы мобильности ТЭС описаны в соответствующей главе.
- 4 **ПГУ** – парогазовая установка. Электростанция комбинированного цикла, т.е. использует газотурбинные установки, где горячий выхлоп направляется в паровой котёл-утилизатор и после пар вращает паровую турбину. За счёт чего имеет наибольший из всех типов электростанций КПД, который для ПГУ составляет 50-64%.

## Базовые принципы энергетики:

- 1 Электричество вырабатывается в генераторах, турбина, будь она газовая, паровая или гидравлическая, вращает генератор. Для вращения турбин используется газ, пар или вода. Природный газ подаётся на электростанции из магистральных газопроводов. Пар производится в паровых котлах за счёт сжигания природного топлива или в атомных реакторах за счёт цепной реакции деления урана. Вода на ГЭС поступает из водохранилищ/рек;
- 2 Произвести электричество впрок, в промышленных масштабах, невозможно, в каждый момент времени его производится ровно столько, сколько потребляется. Есть работающие гидроаккумулирующие электростанции, которые способны это делать, но со своими недостатками, более подробно этот вопрос освещён в документе «Гидравлические Электрические Станции»;
- 3 Для производства электричества используется три вида топлива: твердое (уголь и все его виды, уран), жидкое (нефть (на Кубе сжигают сырую нефть на ТЭС), мазут, дизельное топливо, керосин), газообразное (природный газ). На каждой ТЭС в обязательном порядке есть основной и резервный вид топлива, в отдельных случаях имеется ещё и аварийное топливо. Как пример, все паровые котлы на природном газе могут сжигать и мазут, также все котлы на пылеугольном топливе могут сжигать мазут.
- 4 Генераторами вырабатывается переменный ток, который используется всюду – чайник, станок, кондиционер, пылесос и прочие. Частота тока в России – 50 Гц, т. е. все генераторы на территории России вращаются со скоростью 3000 об/мин, за некоторыми исключениями (на ГЭС частота вращения ниже, но частота та же, за счёт использования многополюсных генераторов – это особенность генераторов на ГЭС). Однако в США стандартная частота тока 60 Гц, т. е. все генераторы в США вращаются с частотой 3600 об/мин.
- 5 Также есть постоянный ток – он используется в смартфонах, аккумуляторах. Его вырабатывают солнечные панели. Можно трансформировать постоянный ток в переменный и обратно.

## 05

## ПГУ

Для целей ознакомления с технологией и оценки рисков рассмотрим комбинированный цикл ТЭС (ПГУ), как наиболее многосторонний. Поскольку ПГУ применяют в качестве топлива природный газ, то проблемы, связанные с использованием угля на ТЭС, рассмотрим в Приложении №2. Уголь всё же применяется на ПГУ, так называемая внутрицикловая газификация угля, т. е. из угля делают горючий газ, который сжигают в газовой турбине, но данная технология не распространена и не встречается в России.

Термин комбинированный цикл относится к двум термодинамическим циклам, которые объединяются для достижения максимальной эффективности. Цикл газовой турбины Брайтона/Джоуля и цикл Ренкина для паровой турбины.

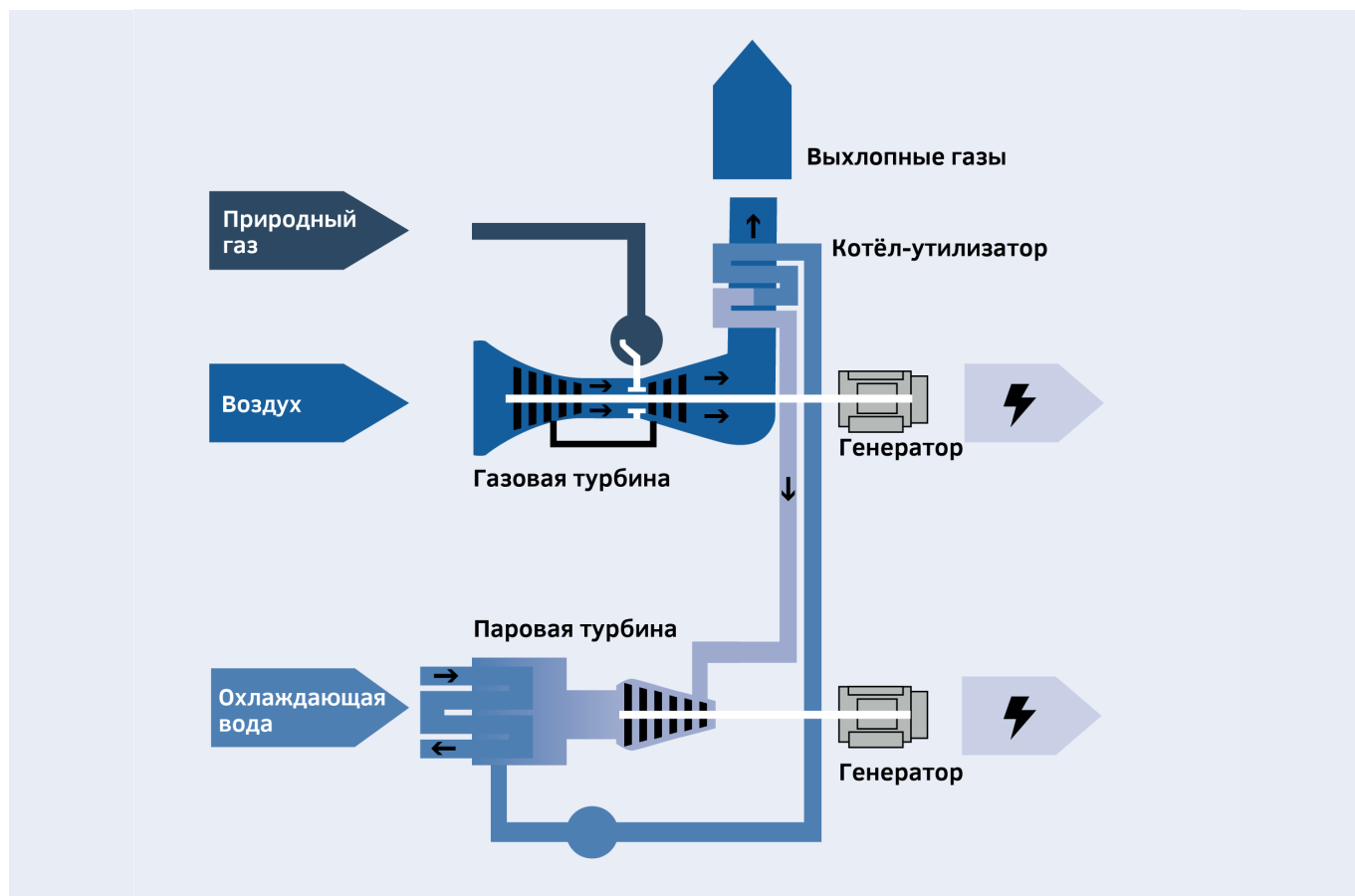


Рисунок 1: базовая схема работы ПГУ.



Природный газ или жидкое топливо сжигаются в газовой турбине, которая вращает генератор, производящий электричество. Горячий поток выхлопных газов из ГТУ подаётся в котёл-утилизатор/парогенератор, где происходит нагревание воды до состояния пара, который направляется в паровую турбину и вращает её и генератор паровой турбины.

Такой цикл позволяет произвести на 50% больше электроэнергии из единицы природного газа по сравнению с сжиганием его только в ГТУ.

Существует множество различных конфигураций электростанций с ПГУ, но, как правило, каждый ГТУ имеет свой собственный связанный с ним котёл-утилизатор (КУ), и, несколько ГТУ+КУ подают пар к одной или нескольким паровым турбинам (ПТУ). К примеру, 2х1 (2 ГТУ с КУ и 1 ПТУ) или 3х1. Интересна схема одновальной конфигурации, когда ГТУ и ПТУ находятся на одном валу и вращают один, более мощный, генератор.

### Преимущества ПГУ по сравнению с КЭС и ТЭЦ:

1. Высокий КПД на уровне 50-64%;
2. Выше мобильность и манёвренность. Для пуска паровой турбины требуется 1,5-2 часа, а для пуска газовой турбины 5 минут, т. е. ГТ в составе ПГУ выходит в сеть через 5 минут, а паровая турбина через 1,5 часа;
3. Экологичность, за счёт глубины использования органического топлива;
4. Низкие капитальные затраты по сравнению с классическими паротурбинными станциями;
5. Выше уровень автоматизации.

# А Газовая турбина

По существу, газовая турбина состоит из трёх основных элементов: компрессора, камеры сгорания и собственно турбины.

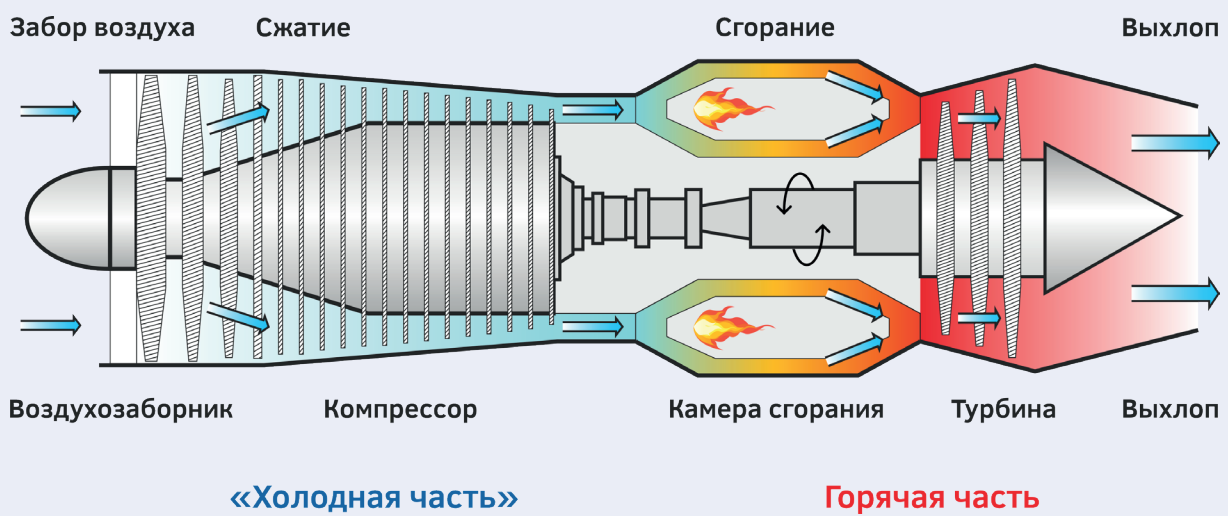


Рисунок 2: Основные элементы газовой турбины

Отфильтрованный воздух (после КВОУ – комплексная воздухоочистительная установка) поступает в компрессор, который сжимает воздух и направляет его в камеру сгорания. В камере сгорания топливо добавляется к сжатому воздуху и воспламеняется в непрерывном процессе горения под высоким давлением. Затем горячие газы высокого давления направляются в турбинную секцию, где расширяются через лопатки турбины, создавая крутящий момент, который обеспечивает мощность для привода компрессорной секции и генератора для выработки электроэнергии.

После выхода горячих газов из турбины они направляются в выхлопную секцию и котёл-утилизатора для получения пара, который будет использоваться в паровой турбине.

В России отсутствует своя классификация газовых турбин. В настоящее время используется зарубежная классификация по их технологии и температуре газа на входе в турбину (т. е. после компрессора и камеры сгорания):

### **ГТУ класса E**

имеют температуру газа перед турбиной до **2200 К** (1200 °С);

### **ГТУ класса F**

имеют температуру газа перед турбиной до **2500 К** (1370 °С);

### **ГТУ класса G**

имеют температуру газа перед турбиной до **2700 К** (1480 °С);

### **ГТУ класса H (у японцев J)**

имеют температуру газа перед турбиной до **2900 К** (1600 °С);

Как мы видим, чем выше температура перед турбиной, тем лучше технология и КПД ГТУ. Увеличение температуры газов упирается в возможности металлов, из которых сделана ГТУ, устойчиво ра-

ботать при этих температурах. В мире существуют три крупных производителя газовых турбин: GE, Siemens и MHI (Mitsubishi Heavy Industries), одной из передовых турбин является SGT5-9000HL (Сиенс, 567 МВт, класс H+).

**Одной из новых проблем для электростанций комбинированного цикла является ускоренное старение оборудования. Например, стареющие ГТУ класса E и F представляют повышенный риск потерь из-за:**

1. Частых пусков и остановов ГТУ, что приводит к появлению усталостных термических трещин;
2. Низких бюджетов технического обслуживания и увеличенным интервалам технического обслуживания между капитальными ремонтами ГТУ;
3. Устаревания системы управления, что может привести к снижению функциональности и эффективности реагирования из-за трудностей с приобретением запасных компонентов и экспертных знаний;
4. Механического износа отдельных частей ГТУ (шестерня валоповорота, крепёж лопаток к ротору);
5. Неправильной консервации ГТУ при длительных простоях (образование ржавчины, изгибу ротора);

## Производители газовых турбин рекомендуют замену рабочих лопаток турбины при наработке от 60000 эквивалентных часов

ГТУ нового поколения отличаются высокой эффективностью и эксплуатационной гибкостью, сохраняя при этом низкие выбросы дымовых газов. Передовые газовые турбины имеют большую мощность (МВт) и соответственно имеют больше ущерба от VI и PD.



Мероприятия по увеличению эффективности ГТ и ПГУ направлены на улучшение работы компрессора ГТ и увеличению температуры перед турбиной за счёт применения более совершенных материалов и технологий охлаждения рабочих поверхностей. В целом современные или перспективные ГТ обладают следующими особенностями:

1. Старт с выходом в сеть (синхронизация) всего за 10 минут, набор максимальной мощности в течение 1-го часа. Данная особенность позволяет использовать ГТ в покрытии пиковых нагрузок сети;
2. Экологичность, ПГУ, на единицу мощности, производит меньший вред природной среде по сравнению с иными ТЭС;
3. КПД передовых ПГУ составляет 64%. Для сравнения классическая ТЭС с передовыми паровым котлом и паровой турбиной – 46%, АЭС – 34%, что как у паровоза;
4. Использование воздуха для охлаждения рабочих лопаток;
5. Меньшее количество ступеней компрессора при увеличении степени сжатия;
6. Применение керамических теплозащитных покрытий на рабочих лопатках. Стоимость одной такой лопатки (10х3х5 см) может составлять несколько миллионов рублей, комплект одной ступени – несколько миллионов USD.

С точки зрения оценки рисков новых ГТ наиболее приемлемым, для страхового рынка, является эволюционный путь развития, нежели революционный с прорывными технологиями ГТ. Производители, при выпуске новой ГТ, проводят весь комплекс необходимых испытаний (стендовых, эксплуатационных). Классически, в страховании, считается, что любое оборудование перестаёт быть прототипным при наличии более 10-ти работающих образцов.

### **Кстати!**

*В России на мощностях ОДК (Объединённая двигателестроительная компания) производится ГТД-110. Поскольку формально данная турбина является прототипной, при этом создана во времена СССР, риск поломки оценивается как очень высокий, в силу множества недоработок и отсутствия полноценной фазы стендовых и эксплуатационных испытаний.*

Большинство страховых убытков происходит после истечения гарантийного срока обслуживания и в первую очередь это связано с накоплением часов работы, количеством запусков и остановок, а также циклической нагрузки (когда, без отключения от сети, турбине то поднимают, то опускают мощность при её работе продолжительное время). Эти явления проявляются в виде окисления поверхностей (внутри ГТ), вибрационных повреждений, механической и термической усталости металла.

### Примеры типичных повреждений газовых турбин:

1. Усталостное растрескивание лопаток компрессора, может привести к его повреждению, отколовшиеся части компрессора повреждают всё внутри ГТ по мере движения с потоком газов. При проведении ежегодных бороскопических осмотров можно выявить тенденцию к образованию растрескивания и предотвратить крупный убыток. Также эксплуатирующая организация должна следовать требованиям и рекомендациям завода-изготовителя. Запрещается применять запасные части не от завода-изготовителя.

### **Кстати!**

*В России крупные электрогенерирующие компании сталкиваются с проблемой запасных частей из-за их дороговизны от завода-изготовителя и занимаются «кустарщиной» - приобретают запасные части от российских производителей, не авторизованных заводом-изготовителем, что приводит к увеличению риска поломки. Также на российском рынке встречаются компании, предлагающие «чудо-покрытия» для рабочих частей ГТ, позволяющие «в два-три-четыре» раза поднять срок службы и увеличить КПД. Естественно, официальные производители ГТ не авторизовывают данные компании. ВАЖНО! Только завод-изготовитель знает конструкцию ГТ и её характеристики (состав металлов, процессы горения и пр.) и соответственно только завод-изготовитель может гарантировать надёжную работу узлов и механизмов ГТ. Запасные части необходимо приобретать только у завода-изготовителя;*

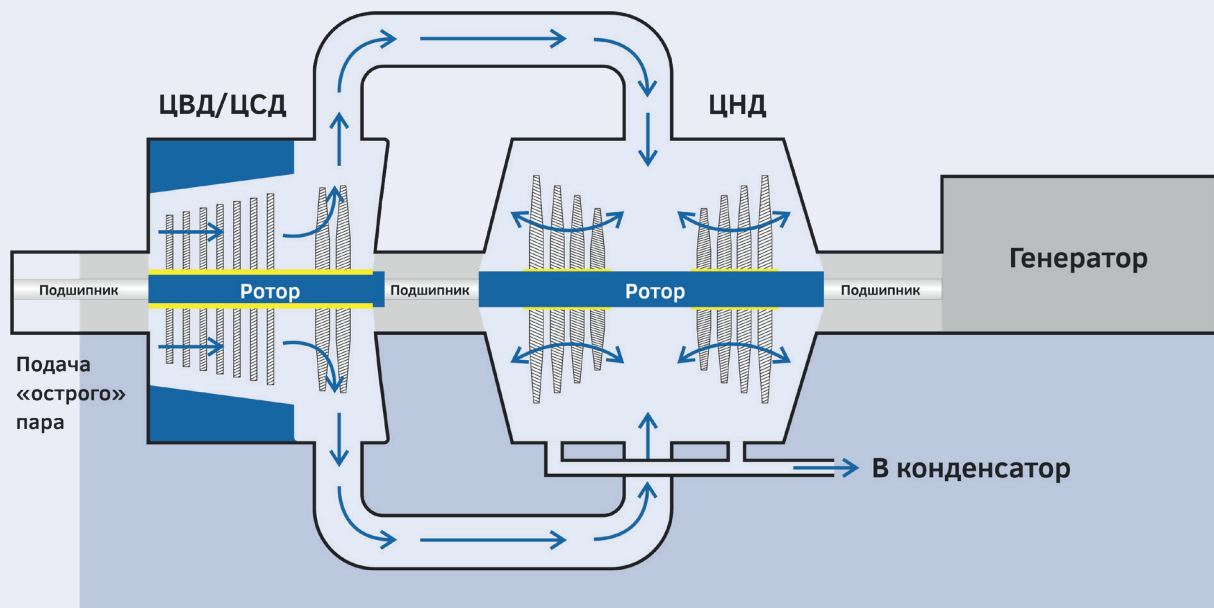
2. Остановка подачи смазочного масла приводит к повреждению подшипников и ротора ГТ. При значительной, по времени, работе ГТ без подачи смазочного масла повреждения могут привести к потере всей турбины. Может быть предотвращена регулярным проведением ТО и проверок аварийных маслососов (обычно из три: два основных и один аварийный). Аварийный насос работает на постоянном токе от аккумуляторных батарей (основные насосы – стандартный переменный ток), для исключения повреждения ГТ даже при потере постоянного электроснабжения (так называемое электро-снабжение собственных нужд) на всей электростанции;
3. Разгон ротора (больше 3000 об/мин) в результате неисправности органов управления ГТ или защитных устройств, приводит к тотальному разрушению турбины. Может быть предотвращён проведением регламентных ТО и должным обслуживанием, в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя.

### Стандартные сценарии МВУ для ГТУ:

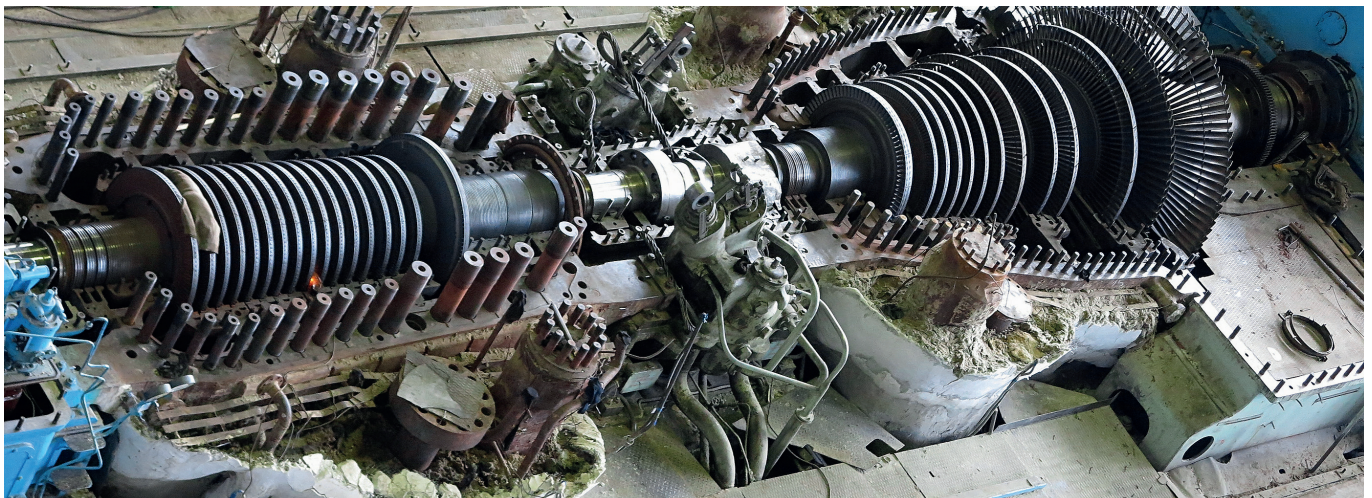
1. Разгон ротора с последующим разрушением корпуса турбины и возгоранием смазочного масла, что приводит к тотальному повреждению аварийной турбины, вспомогательного оборудования и частичному повреждению строительных конструкций здания. При расположении в здании нескольких ГТУ, то: при расстоянии менее 30 метров от аварийной турбины – 50% ущерб, более 30 метров – 30% (только соседние). Срок восстановления – 18 -24 месяца.
2. Разгерметизация газопровода при входе в ГТ с последующим взрывом. Повреждения аналогичны предыдущему пункту, однако необходимо рассчитать объём вышедшего газа при условии обнаружения утечки и перекрытия газа персоналом в течение 300 секунд. Возможно, взрыв приведёт к тотальному разрушению соседних турбин и более тяжёлым повреждениям строительным конструкциям.

# Б Паровая турбина

Паровая турбина — это машина, предназначенная для преобразования тепловой энергии пара в механическую энергию вращения.



ЦВД - цилиндр высокого давления  
ЦСД - цилиндр среднего давления  
ЦНД - цилиндр низкого давления



Паровая турбина, shutterstock.com



В паровой турбине, как следует из названия, работу совершает нагретый пар. Пар в турбину поступает из парового котла или котла-утилизатора. Температура, с которой приходит в турбину пар, может быть разной. Но в основном, температура пара в районе 500–570 градусов Цельсия. Давление, также, разнообразное. Самые распространённые, это — 9 МПа, 13 МПа и 24 МПа.

По типу паровые турбины делятся на: конденсационные, теплофикационные, теплофикационные с отбором пара на производство, противодавленческие, т.е. типа К, Т, ПТ и Р.

**В общем можно сказать,  
что тип турбины зависит от того,  
сколько и полностью ли пар  
совершает работу в турбине и куда  
он ещё идёт «на сторону»**

По используемым начальным параметрам пара паровые турбины можно разделить на турбины докритического и сверхкритического начального давления, перегретого и насыщенного пара, без промежуточного перегрева и с промежуточным перегревом пара.

Как уже известно, критическое давление для пара составляет примерно 22 МПа, поэтому все турбины, начальное давление пара перед которыми меньше этого значения, относятся к паровым турбинам докритического начального давления. В России стандартное докритическое давление для паровых турбин выбрано равным 130 ат (12,8 МПа), кроме того, имеется определённый процент турбин на начальное давление 90 ат (8,8 МПа). На докритические параметры выполняются все паровые турбины для АЭС и



ТЭЦ (кроме теплофикационной турбины мощностью 250 МВт), а также турбины мощностью менее 300 МВт для ТЭС. Докритическое начальное давление зарубежных паровых турбин обычно составляет 16—17 МПа, а максимальная единичная мощность достигает 600—700 МВт.

Все мощные конденсационные энергоблоки (300, 500, 800, 1200 МВт), а также теплофикационный энергоблок мощностью 250 МВт выполняют на сверхкритические параметры пара (СКД) — 240 ат (23,5 МПа) и 540 °С. Переход от докритических параметров пара к СКД позволяет экономить 3—4 % топлива.

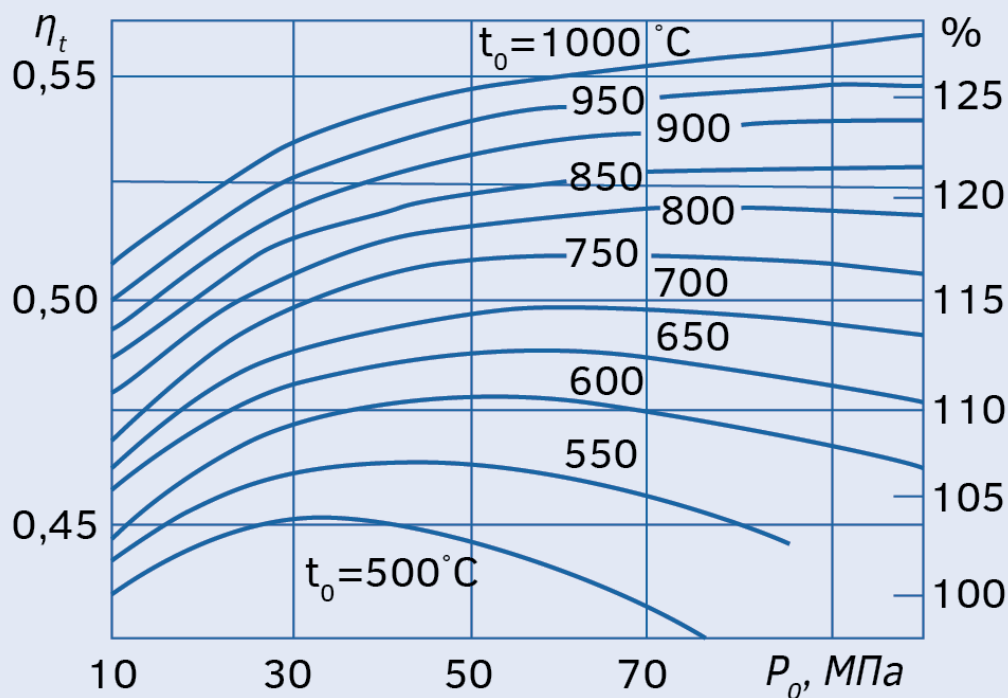


Рис.2 Связь параметров пара с КПД.

**Все турбины ТЭС работают с перегретым паром, а АЭС — насыщенным (с небольшой степенью влажности).**



Мощные конденсационные турбины на докритические и сверхкритические параметры пара выполняются с промежуточным перегревом. Из теплофикационных турбин только турбина ЛМЗ на докритические параметры мощностью 180 МВт и турбина УМЗ на СКД мощностью 250 МВт имеют промежуточный перегрев. Устаревшие конденсационные турбины мощностью 100 МВт и менее, и многочисленные теплофикационные паровые турбины вплоть до мощности 185 МВт выполняются без промперегрева.

По числу цилиндров различают турбины одно- и многоцилиндровые. Однако если рабочие лопатки делать длиннее, а радиус их вращения больше, то центробежные силы, отрывающие профильную часть лопатки, могут возрасти настолько, что лопатка оторвётся. Поэтому с увеличением мощности сначала переходят на двухпоточный ЦНД, а затем увеличивают их число. Конденсационные турбины можно выполнить одноцилиндровыми вплоть до мощности 50—60 МВт, двухцилиндровыми — до 100—150 МВт, трехцилиндровыми — до 300 МВт, четырехцилиндровыми — до 500 МВт, пятицилиндровыми — вплоть до 1300 МВт.

### **Некоторые особенности современных паровых турбин:**

1. Улучшенная аэродинамика и более надёжные уплотнения для повышения производительности;
2. Размещение в одном корпусе двух цилиндров – высокого и среднего давлений, для обеспечения большей мобильности;
3. Сложная форма рабочих лопаток;
4. Наличие АСУ ТП для управления ПТ;
5. Двухпоточные цилиндры низкого давления.

Паровые турбины на ПГУ имеют байпасную систему сброса пара в конденсатор. Это необходимо при пуске блока ПГУ, пока пар от КУ не выйдет на необходимые характеристики и при аварийных остановках, когда необходимо утилизировать имеющийся пар от КУ. На ПТ в ПСУ данная система называется БРОУ – быстродействующая редукиционно-охладительная установка.

Стандартно на ПГУ устанавливается одна ГТ, один КУ и одна ПТ, но бывают различные компоновки, к примеру: 3ГТ+1КУ+1ПТ.

### Примеры типичных повреждений паровых турбин:

1. Эрозия лопаток последних ступеней цилиндра низкого давления, перед конденсатором. В этой зоне возможно возникновение капелек воды в паре ( $t$  – 60 гр.ц. при разряженной атмосфере) и благодаря их высокой скорости происходит биение по лопаткам ПТ, что приводит к разрушению лопаток. Для защиты применяются специальные стеллитовые накладки на лопатки;
2. Система смазки и гидравлического масла. Также наиболее часто встречающееся явление как повреждение подшипников в результате неисправности в системе смазки или неисправности в системе регулирования турбины (гидравлическое масло) приводит к аварийному отключению ПТ;
3. Система паровых уплотнений, необходима для недопущения просачивания пара из турбины наружу. Особенно частое явление после ремонтных компаний;

### Стандартные сценарии МВУ для ПТУ:

1. Разгерметизация маслопровода системы смазки (высокое давление) приводит к распылению в масляное облако большого объёма масла с последующим взрывом/возгоранием от контакта с горячими частями турбины, что что приводит к тотальному повреждению аварийной турбины, вспомогательного оборудования и частичному повреждению строительных конструкций здания. При расположении в здании нескольких ПТУ, то: при расстоянии менее 30 метров от аварийной турбины – 50% ущерб, более 30 метров – 30% (только соседние). Срок восстановления – 12 -24 месяцев;
2. В результате неисправности в системе регулирования ПТУ происходит разгон ротора с последующим разрушением аварийной турбины. Повреждения аналогичны предыдущему пункту.

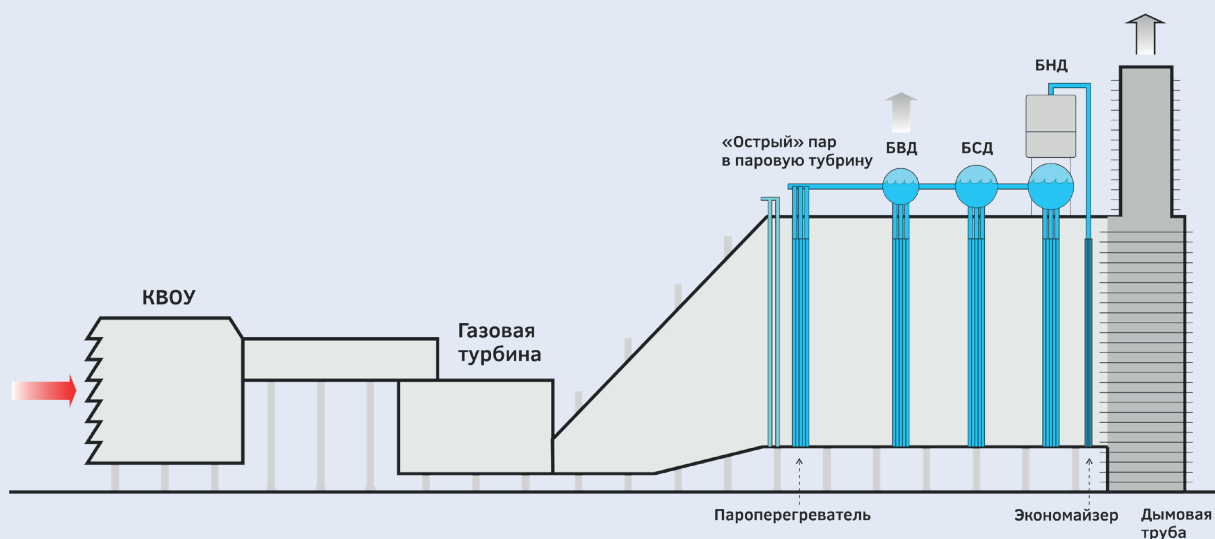




*Коррозия лопаток, shutterstock.com*

## В Котёл – утилизатор

В зарубежной терминологии называется HRSG – heat recovery steam generator, в российской котёл-утилизатор, поскольку утилизирует тепло от газовой турбины. По сути, барабанный паровой котёл. Есть модели с дополнительным дожигом, т. е. в котле устанавливаются газовые горелки для увеличения количества и параметров пара. Когда горячие выхлопные газы проходят мимо труб теплообменника, в которых циркулирует горячая вода, тепло поглощается, вызывая образование пара в трубах. Трубы расположены в секциях или модулях, каждый из которых выполняет различную функцию в производстве сухого перегретого пара. Эти модули называются экономайзерами, испарителями, пароперегревателями и подогревателями.



КВОУ – комплексное воздухоочистительное устройство

БНД / БСД / БВД – барабан низкого / среднего / высокого давления

Рис.2 Связь параметров пара с КПД.



Принцип работы: вода при помощи питательных насосов сначала попадает в экономайзер, который представляет собой теплообменник, который предварительно нагревает воду до достижения температуры насыщения (точки кипения), которая подается в толстостенный паровой барабан. После по опускным трубам вода попадает в испарители, где превращается в пароводяную смесь и обратно в барабан. Там происходит разделение: вода обратно в испарители, пар в пароперегреватели и после в паровую турбину. После паровой турбины пар направляется в конденсатор, где конденсируется и подаётся обратно в КУ.

### Основные элементы КУ:

1. Экономайзер, подогрев питательной воды перед подачей в барабан;
2. Барабан, сепарация пара и воды (на КУ часто устанавливают 2 или 3 барабана (низкого, среднего и высокого давлений);
3. Испаритель, представляет собой ряды ребристых труб с коллекторами (вверху и внизу). Происходит образование пароводяной смеси;
4. Пароперегреватель, представляет собой ряды ребристых труб с коллекторами (вверху и внизу). Происходит окончательный нагрев пара до сверхкритических параметров;
5. Пароохладитель, механическое устройство на паропроводе для регулирования температуры пара на турбину (нельзя превышать установленную заводом). Впрыскивается питательная вода;
6. Шатёр котла – верхнее строение, укрывающее котёл для его теплоизоляции и от атмосферных явлений;
7. Дымовая труба – отвод дымовых газов;

### Примеры типичных повреждений КУ:

1. Коррозия труб испарители – при использовании некачественной питательной воды;
2. Поломка питательного насоса – можно рассматривать как сценарий NLE на ПГУ;



06

## Вспомогательные системы ПГУ

**Система охлаждения** – необходима для конденсация отработанного пара в конденсаторе паровой турбины, а также различного вспомогательного оборудования. Бывает открытой или закрытой:

- Открытая – используется забор воды из озера, водохранилища, для чего на берегу устанавливается насосная станция, которая подаёт воду в конденсатор турбины.



*Система охлаждения, shutterstock.com*

- Закрытая – применяется в случае отсутствия достаточного водоёма близ электростанции, что бывает в городской застройке. Представляет собой мокрые либо сухие градирни, где охлаждается циркулирующая вода, и насосная станция для подачи воды в конденсатор.

**Водоподготовительная установка (химический цех)** – используется для выработки деминерализованной (обессоленной) воды для подачи в котёл. Если в воде будут содержаться примеси чего бы то ни было, то котёл очень быстро выйдет из строя по причине образованию накипи в трубах испарителя.

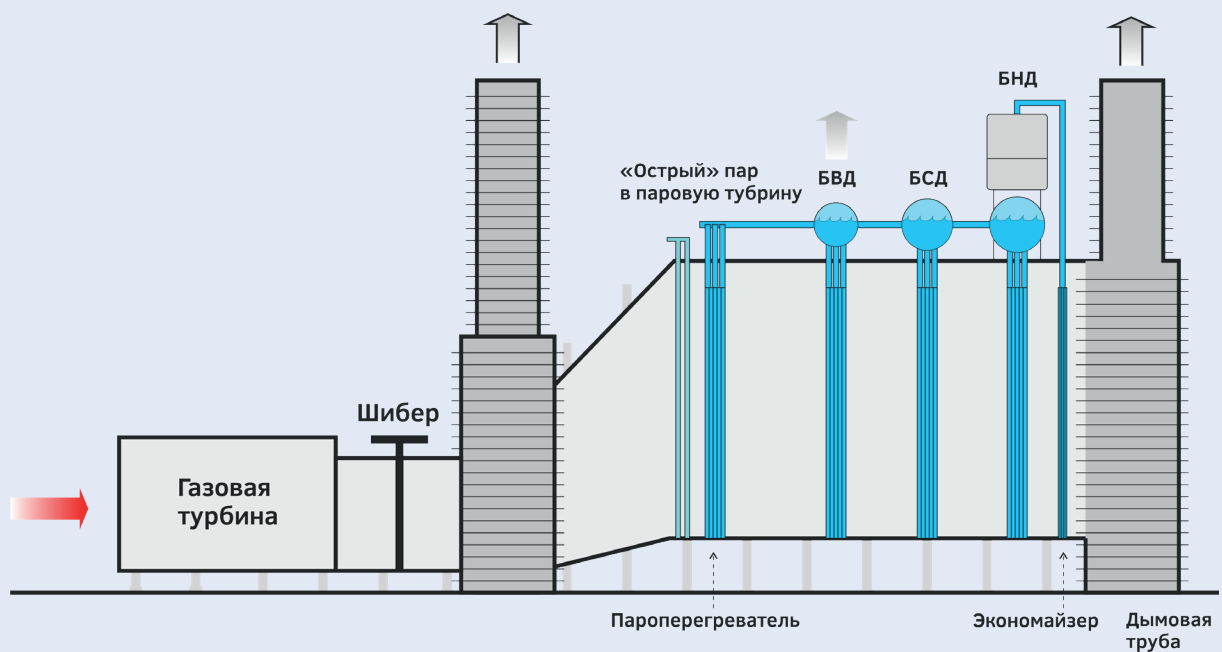
**Газодожимная станция** – используется для повышения давления газа для подачи его в газовую турбину. Обычно состоит из 2 или 3 компрессоров, в зависимости от проектного решения. При выходе из строя будет длительный ВІ при относительно низком РД.

**Схема выдачи мощности (электрический цех)** – в генераторах вырабатывается электричество напряжением 10 – 20 кВ, в сети используются напряжения – 110 кВ, 220 В, 330 кВ, 500 кВ. Для повышения напряжения после генератора, и его выключателя, устанавливается, так называемый силовой трансформатор.



Трансформатор, shutterstock.com

**Байпас дымовой трубы** – промежуточная дымовая труба, установленная сразу после ГТУ, для возможности работы только ГТУ, без КУ и ПТ.



КВЭС - комплексное воздухоочистительное устройство

БНД / БСД / БВД - барабан низкого / среднего / высокого давления

### Примеры типичных инцидентов:

1. Короткое замыкание на силовом трансформаторе;
2. Короткое замыкание в распределительных устройствах собственных нужд (возможен пожар при использовании маслonaполненных выключателей);
3. Поломка циркуляционных насосов системы охлаждения;
4. Поломка газодожимного компрессора;

07

# Мобильность ТЭС

Под мобильностью или манёвренностью ТЭС следует понимать способность выполнять переменный суточный график электрической нагрузки как на рисунке ниже:

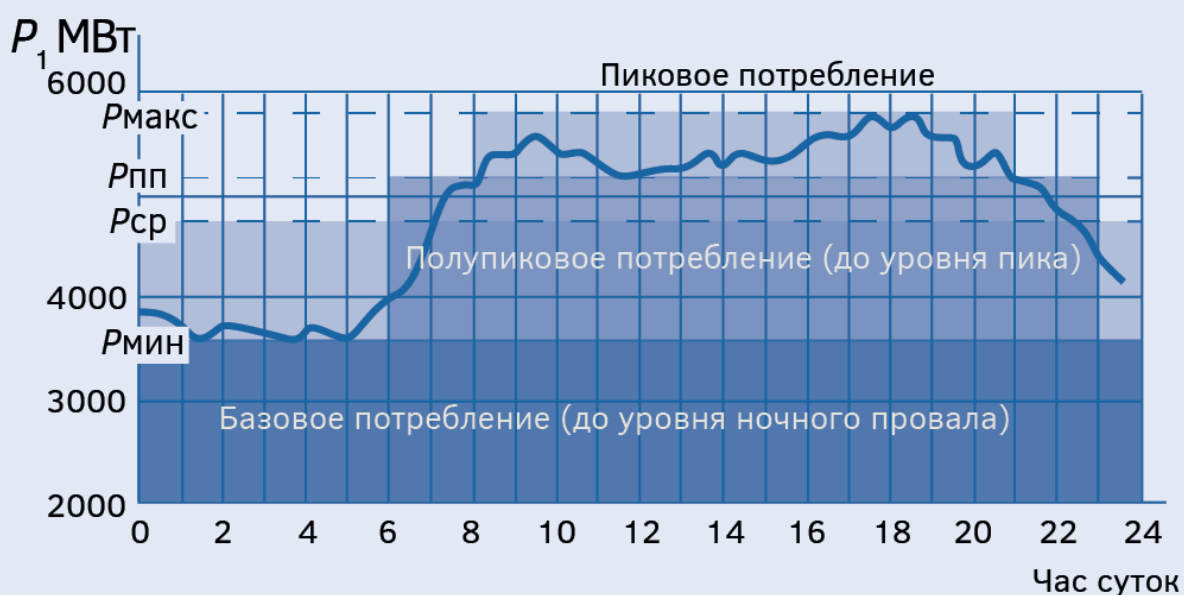


Рис. 1. Типовой суточный график нагрузки энергосистемы

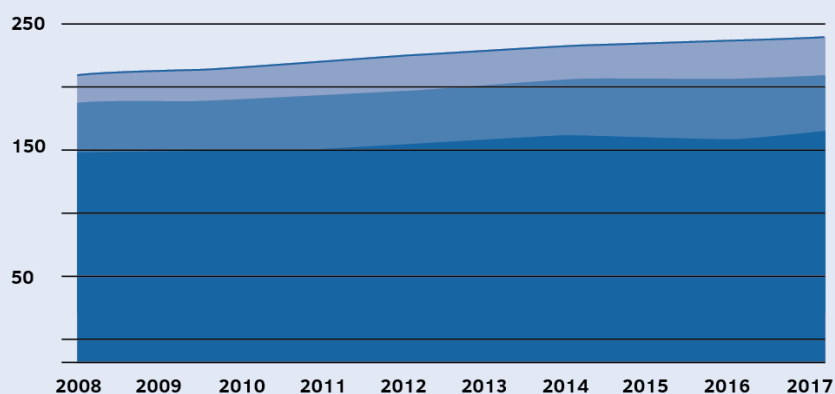
Так в базовой части нагрузки работают АЭС поскольку они не могут оперативно остановиться и включиться в работу (при остановке реактора происходит его ксеноновое отравление, требуется длительная вентиляция, более суток), в полупиковой нагрузке работают ТЭС (в течении 2 часов могут выйти в сеть), а пики покрывают станции с газовыми турбинами, поскольку могут включиться в работу в течении 10 минут.

Высокая частота пусков и остановов негативно влияет надёжность оборудования.



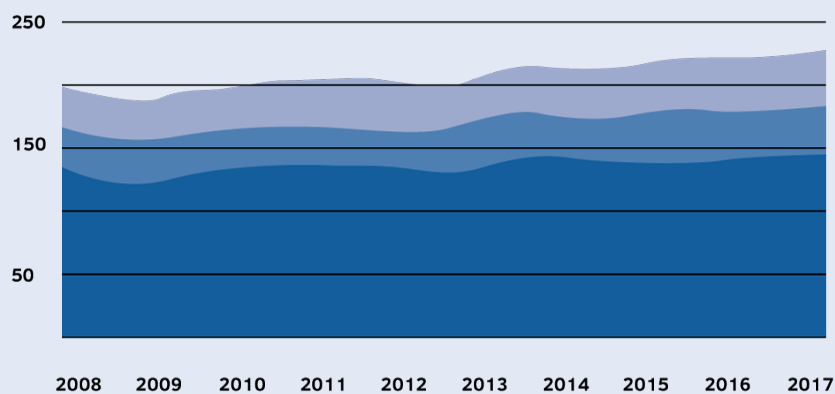
# Электроэнергетика России

Установленная мощность электростанций в России  
в 2008-2017 годах, ГВт



|                           |                            |
|---------------------------|----------------------------|
| <b>239</b> Россия, всего  | <b>48</b> ЕЭС России, ГЭС  |
| <b>28</b> ЕЭС России, АЭС | <b>163</b> ЕЭС России, ТЭС |

Баланс электроэнергии в ЕЭС России  
в 2008-2017 годах, кВт/ч



|                     |                  |                  |
|---------------------|------------------|------------------|
| <b>1070,9</b> Всего | <b>1,0</b> ВИЭ   | <b>204,4</b> АЭС |
| <b>183,8</b> ГЭС    | <b>681,8</b> ТЭС |                  |

Как мы видим из представленных выше графиков львиная доля электроэнергии в России производится на ТЭС.

Самой большой проблемой российской электроэнергетики является старение парка оборудования, на сегодняшний день более 70% всех мощностей в возрасте более 30 лет, что для ТЭС крайне критично.



*Паровая турбина, фотография Алексея Сонины, директора Инженерного центра АО РНПК*

Работающая на Комсомольской ТЭЦ-2 паровая турбина Р-9 фирмы Митсубиси, ориентировочно 30-х годов (трофейная, вывезена из Маньчжурии после второй мировой войны).

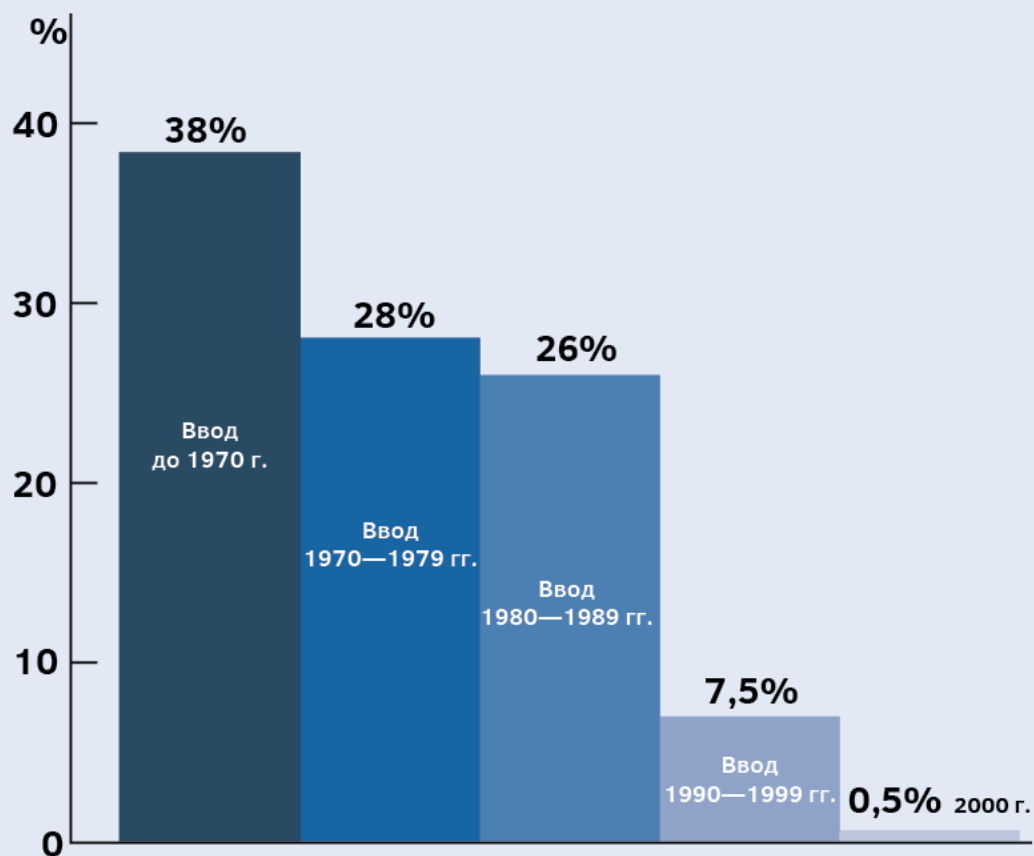
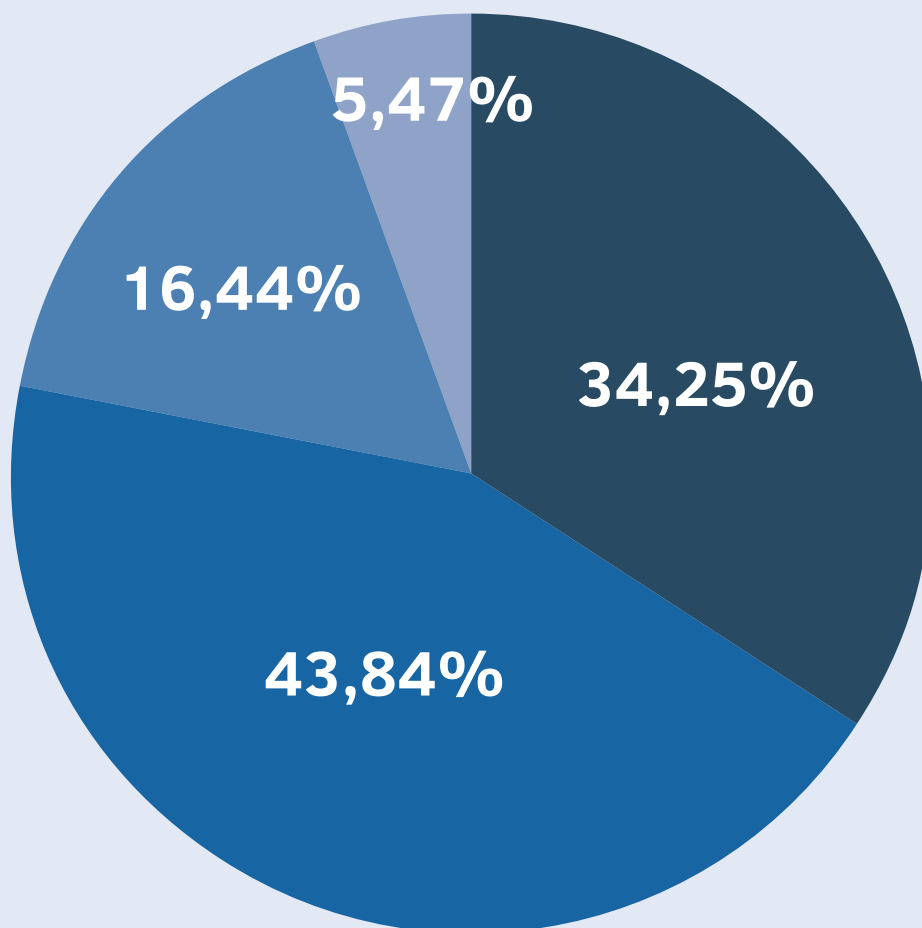


Рис. 9.3. Распределение генерирующих мощностей ТЭС России по периодам ввода в эксплуатацию

Однако, важным показателем также является ИТС – индекс технического состояния. Ниже информация с сайта министерства энергетики России.

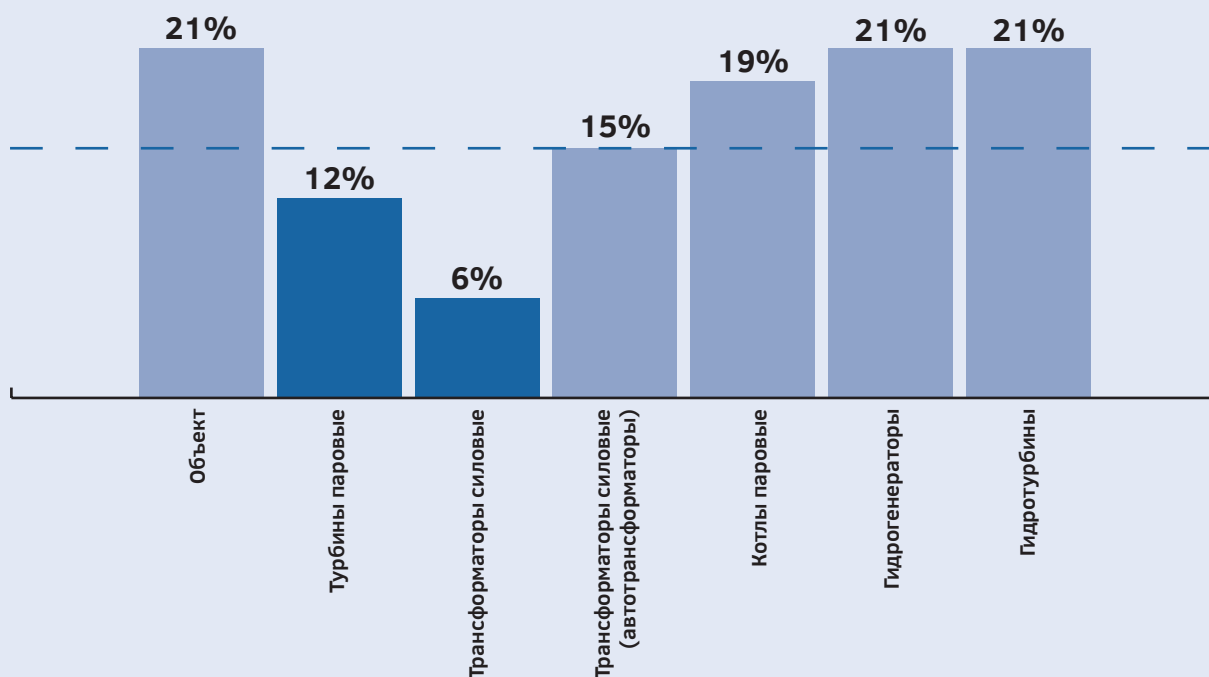
По результатам произведенного расчета ИТС объекты генерации распределились по уровню физического износа в следующем соотношении, представленном на диаграмме 1.



- Очень хороший
- Хороший
- Удовлетворительный
- Неудовлетворительный

Среднее значение износа основного оборудования объектов генерации как в целом, так и по видам оборудования представлено на диаграмме 2.

### Уровень физического износа основного оборудования объектов генерации



Из диаграммы 2 следует, что уровень физического износа объектов генерации в целом соответствует виду технического состояния «хорошее». Среди видов основного технологического оборудования объектов генерации в наилучшем техническом состоянии (наименьший износ) находятся турбогенераторы, в наихудшем (наибольший износ) – гидротурбины и гидрогенераторы.

Как мы видим несмотря на значительный возраст основного оборудования ТЭС, оно поддерживается в исправном состоянии. Обратной стороной медали являются существенные затраты собственников ТЭС на проведение ремонтных компаний. Данный показатель необходимо учитывать при проведении скурвеев, затраты на ремонт из года в год должны увеличиваться.

## Заключительные положения



Страховой осмотр – сюрвей, предоставляет информацию о типичных рисках конкретного объекта и является основой для дальнейшей работы андеррайтера. В связи с тем, что ТЭС являются сложными (в техническом плане) объектами, то проведения сюрвея на них необходимо для более прозрачного понимания риска андеррайтером.

В риск-инженерных отчётах даётся информация об объекте, его расположении и техническом оснащении, на основании чего инженер делает заключение о подверженности объекта различным рискам. Также в отчёте указываются сценарии и ущерб вероятных убытков, которые помогают андеррайтеру в расчёте ценообразования, расчёту лимитов и условий.

Одним из важнейших элементов оценки риска является расчёт МВУ – максимально возможного убытка. Зарубежные страховщики используют несколько терминов: MFL – maximum foreseeable loss, EML – estimated maximum loss и PML – probable maximum loss.

### Наиболее типичными сценариями МВУ на ТЭС являются:

1. Разгон ротора с последующим разрушением корпуса турбины (газовой) и возгоранием смазочного масла, что приводит к тотальному повреждению аварийной турбины, вспомогательного оборудования и частичному повреждению строительных конструкций здания. При расположении в здании нескольких ГТУ, то: при расстоянии менее 30 метров от аварийной турбины – 50% ущерб, более 30 метров – 30% (только соседние). Срок восстановления – 18 -24 месяца;



2. Разгерметизация газопровода при входе в ГТ с последующим взрывом. Повреждения аналогичны предыдущему пункту, однако необходимо рассчитать объём вышедшего газа при условии обнаружения утечки и перекрытия газа персоналом в течение 300 секунд. Возможно, взрыв приведёт к тотальному разрушению соседних турбин и более тяжёлым повреждениям строительным конструкциям;
3. Разгерметизация маслопровода системы смазки (высокое давление) паровой турбины приводит к распылению в масляное облако большого объёма масла с последующим взрывом/возгоранием от контакта с горячими частями турбины, что приводит к тотальному повреждению аварийной турбины, вспомогательного оборудования и частичному повреждению строительных конструкций здания. При расположении в здании нескольких ПТУ, то: при расстоянии менее 30 метров от аварийной турбины – 50% ущерб, более 30 метров – 30% (только соседние). Срок восстановления – 12 -24 месяцев;
4. В результате неисправности в системе регулирования ПТУ происходит разгон ротора с последующим разрушением аварийной турбины. Повреждения аналогичны предыдущему пункту;
5. Для газомазутных и пылеугольных котлов (не применяются в ПГУ) рассматривается сценарий погасания факела в топке и последующим взрывом в топке котла с его тотальным повреждением. Срок восстановления – 12 -24 месяцев.

**Также важным моментом в риск-инженерном отчёте является расчёт НВУ - нормальный вероятный убыток. Зарубежный термин NLE – normal loss expectancy, типичные примеры NLE:**

1. Поломка электродвигателя питательного насоса (ПЭН);
2. Поломка турбины питательного насоса (ПТН);
3. Поломка непосредственно питательного насоса;
4. Короткое замыкание в силовом трансформаторе;
5. Короткое замыкание в генераторе.

**При проведении сюрвея на ТЭС следует обращать внимание на следующие факторы анализа риска, которые могут повлиять на качество риска:**

1. Оборудование должно быть осмотрено на предмет технического состояния и соответствия нормативам РФ (ПТЭ), а также на предмет его модернизаций/усовершенствований и историй поломок;

2. Анализ оборудования в части его режимов работы (базовая/пиковая нагрузка, количество пусков и остановов);
3. Наличие адекватной системы мониторинга состояния оборудования. Лучшей практикой в этом вопросе является система прогностики состояния оборудования;
4. Наличие сил и средств для осуществления технического обслуживания и ремонта оборудования;
5. Наличие критических запасных частей на территории (или вблизи) электростанции;
6. Наличие собственной лаборатории металлов и сварки для контроля состояния паропроводов;
7. Оценка процедур проверки и испытаний технологических защит оборудования;
8. Оценка оснащённости и состояния противопожарных систем (датчиков, насосов и пр. оборудования);
9. Защита от природных рисков (наводнение, землетрясений, сели и пр.).

## 10 Примеры убытков

- 1 — Вид страхования – CAR/EAR;  
Причина убытка – дефект завода – изготовителя;  
Сумма убытка – 130 000 000 руб;  
Описание убытка - повреждение ПТ-2 (К-80) энергоблока № 2 при ПНР (повреждение подшипников №№ 1-3, ротора низкого давления)
- 2 — Вид страхования – PD;  
Причина убытка – износ корпусной изоляции обмоток статора электродвигателя;  
Сумма убытка – 15 000 000 руб;  
Описание убытка - повреждение электродвигателя ГДК (газодожимного компрессора) в результате замыкания на «землю».
- 3 — Вид страхования – PD;  
Причина убытка – недостатки в эксплуатации при консервации вспомогательных систем;  
Сумма убытка – 30 000 000 руб;  
Описание убытка – коррозия вкладышей подшипников и шейки вала ГТУ (газотурбинной установки, GE LM-6000), разрыв трубок кожухотрубных маслоохладителей.
- 4 — Вид страхования – PD+BI;  
Причина убытка – коррозия, износ;  
Сумма убытка – 60 000 000 руб. (PD)  
+ 100 000 000 руб. (BI);  
Описание убытка – во время капитального ремонта турбины Т-175 на роторе низкого давления после снятия дисков рабочих колёс в уплотнительных пазах обнаружены трещины. Дальнейшая эксплуатация ротора не возможна.

- 5 — Вид страхования – PD;  
Причина убытка – ошибки эксплуатации;  
Сумма убытка – 200 000 000 руб;  
Описание убытка – «хлопок» в топке парового котла БКЗ-420-140 в результате скопления несгоревшего природного газа.
- 6 — Вид страхования – PD;  
Причина убытка – конструктивный недостаток высоковольтного ввода;  
Сумма убытка – 100 000 000 руб;  
Описание убытка – повреждение трансформатора типа ТДЦ-125000/110 в результате возгорания от действия короткого замыкания.

## 11 Приложения

1. Карта риска ПГУ;
2. Карта риска ТЭЦ;
3. Критерии оценки риска АО «РНПК» на ТЭС;
4. Реестр стоимости основного оборудования ТЭС;
5. Программа проведения сюрвея и перечень запрашиваемой документации;

