

**ПРИВОДНЫЕ ГАЗОТУРБИННЫЕ
УСТАНОВКИ В
ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЕ
ПРОМЫШЛЕННОГО
ПРЕДПРИЯТИЯ**

широкое применение пока в основном для привода крупных компрессоров. Возможность изменять в довольно широких пределах частоту вращения ГТУ позволяет применять этот один из наиболее экономичных и совершенных способов регулирования центробежных и осевых компрессоров $n = \text{var}$. Получают распространение и различные утилизационные ГТУ, например, в доменном производстве при производстве слабой азотной кислоты и др.

Ранее мы рассматривали схему применения ГТУ для использования теплоты горючих технологических газов с периодическим выходом.

Энергетические и экономические показатели ГТУ повышаются при использовании теплоты выхлопных газов ГТУ, с которыми уходит до 60 % и более теплоты сжигаемого топлива.

Перспективными для промышленных предприятий являются как приводные, так и электрогенераторные теплофикационные ГТУ, использованием которых может во многих случаях значительно улучшить организацию и показатели ТЭС ПП, особенно предприятий со средней и малой тепловой нагрузкой и большой долей круглогодичной паровой нагрузки.

Теплофикационными ГТУ (ТГТУ) называют газотурбинные установки, предназначенные для одновременной выработки теплоты и электрической (или механической энергии).

Такое комбинирование дает большой энергетический и экономический эффект, особенно в случаях, когда потребителю требуется пар производственных параметров, а не горячая вода.

Схема ТГТУ без промежуточного охлаждения компрессоров (ПО) и без промежуточного подогрева рабочего газа (ПП) и регенеративного подогрева воздуха перед камерой сгорания (КС) показана на рис. 9.2

Выхлопные газы ГТУ направляются в парогенератор (ПГ) - обычно змеевикового типа с многократной принудительной циркуляцией (МПЦ), в котором вырабатывается производственный пар давлением **0,8—1,2 МПа**.

Затем выхлопные газы ГТУ направляются в подогреватель горячей воды (СП), используемой для отопления, а также производственного и сантехнического горячего водоснабжения.

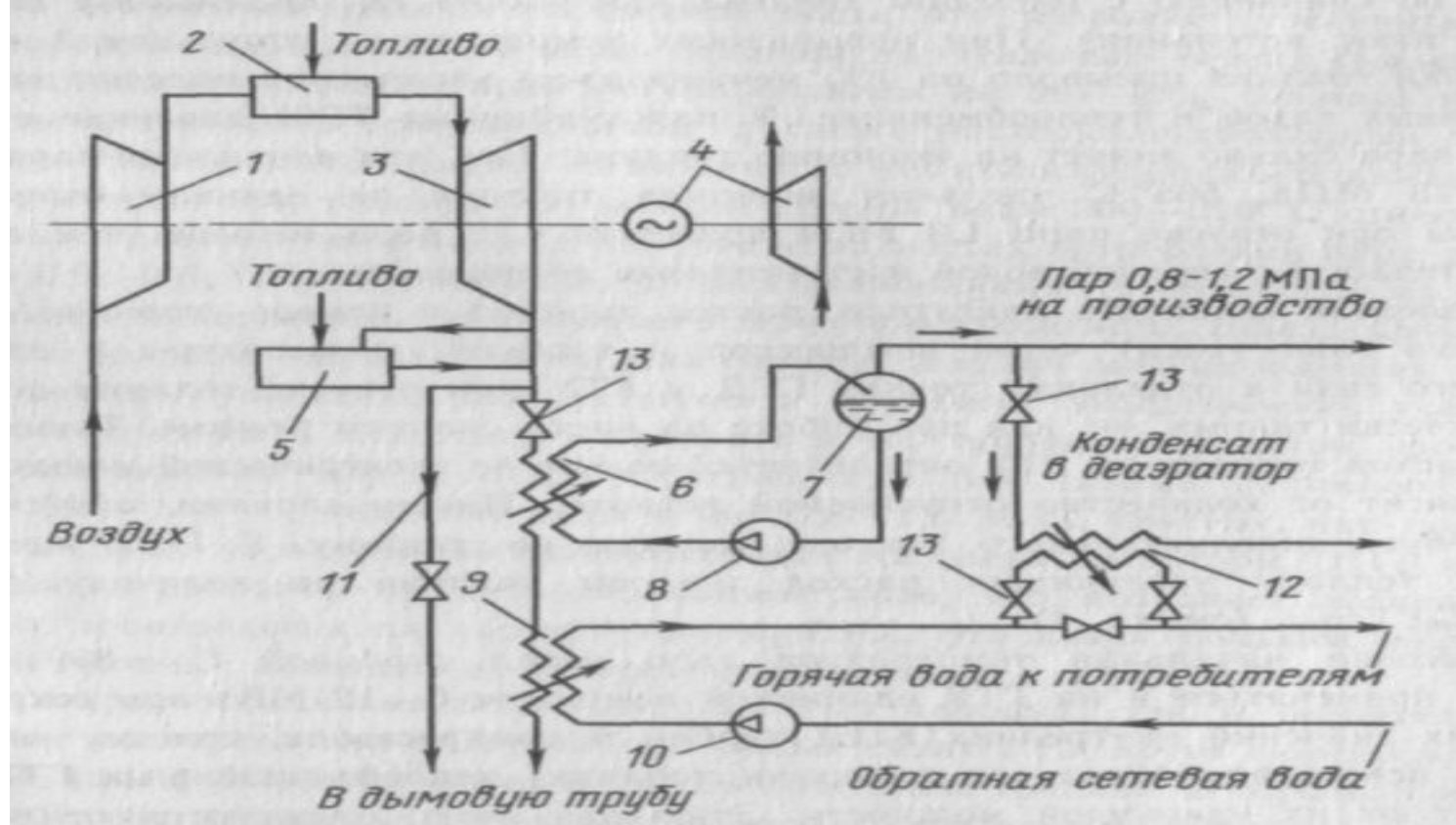


Рис. 9.2. Схема ГТУ с использованием теплоты выхлопных газов: - 1 - компрессор; 2 - камера сгорания; 3 - газовая турбина; 4 - компрессор; 5 - подтопочное устройство; 6 - парогенератор; 7 - барабан-сепаратор; 8 - циркуляционный насос; 9 - сетевой подогреватель; 10 - сетевой насос; 11 - обводной газоход; 12 - пароводяной подогреватель; 13 - запорные органы

Между выхлопом ГТУ и утилизируемыми теплообменниками предусматривается **подтопочное устройство**, при помощи которого можно обеспечивать полную расчетную тепловую мощность ПГ и СП как при неработающей ГТУ, так и при работе ее с пониженной нагрузкой. Когда потребность в теплоте ограничена, часть выхлопных газов пропускают по обводному газоходу.

Большинство ГТУ, которые представляют интерес для промпредприятий, изготавливают в настоящее время по данной схеме.

Условия отпуска теплоты от ГТУ имеют ряд особенностей, по которым они отличаются от ПТУ и которые определяют условия и области их эффективного применения.

Так, температура выхлопных газов ГТУ составляет $350-500^{\circ}\text{C}$, что достаточно для нагрева производственных теплоносителей до требуемых температур.

Пар и горячая вода вырабатываются на ТГТУ за счет теплоты, уже полностью отработавшей в силовом цикле двигателя (как при простых, так и сложных схемах), поэтому температурный уровень отпускаемой теплоты (пара или горячей воды) практически не влияет на экономию топлива, которую дает ТГТУ по сравнению с расходом топлива при работе по отдельному варианту (КЭС + котельная).

При повышенных температурах отпускаемой теплоты экономия топлива примерно на 1% меньше из-за увеличения падения давления выхлопных газов в теплообменнике.

У паротурбинных ТЭЦ давление отпускаемого пара сильно влияет на экономию топлива. Так, при начальных параметрах пара 13 МПа, 565° С удельная экономия топлива на единицу отпущенной теплоты при отпуске пара 1,3 МПа примерно в 2 раза меньше, чем при отпуске теплоты с горячей водой и ступенчатом ее подогреве.

Полезная мощность двигателя, расход топлива в камере сгорания, расход рабочего газа (тела) через компрессор и турбину, температуры и давления рабочего газа в отдельных точках ГТД у ГТУ при отпуске теплоты остаются практически такими же, как при работе на чисто силовом режиме. Таким образом, **расход топлива на ГТУ определяется только ее электрической мощностью и не зависит от количества отпускаемой теплоты** (т.е. отпуск тепла не требует дополнительного расхода топлива на турбину. У ПТУ же любой отпуск теплоты увеличивает расход теплоты / топлива на величину

$$\Delta Q_{\text{топ}} = \Delta Q_{\text{отб}} \cdot \zeta \cdot \tau / \eta_{\text{кот}}$$

Высокая начальная температура газа перед турбиной $t_{\text{н.т}} = 800-950^{\circ} \text{C}$ может применяться и на ГТУ единичной мощности 6-12 МВт при сохранении высоких значений внутренних КПД турбин и компрессоров, поэтому энергетические показатели (удельная экономия топлива) теплофикационных ГТУ мало зависят от их единичной мощности.

Этим они резко отличаются от паровых теплофикационных турбин (ПТЭЦ), у которых высокие начальные параметры пара могут применяться только в случае большой единичной мощности.

При современных показателях КЭС, расходующих условного топлива **320-330 г/(кВт·ч)**, теплофикационные турбины с начальными параметрами пара 3,5 МПа, 435° С неэкономичны по сравнению с раздельным вариантом.

Теплофикационные турбины становятся экономичными при давлении пара **9-13 МПа** и выше, а этим параметрам соответствуют их единичной мощности не менее **50-100 МВт.**

На ТЭЦ по экономическим и эксплуатационным соображениям целесообразна установка **не менее двух-трех турбин.**

Соответственно при установке двух турбин типа **T-100-130** с тепловой мощностью отбора **185 МВт** и при значении коэффициента теплофикации $\alpha_{\text{ТЭЦ}}=0,5$ ТЭЦ должна иметь присоединенную тепловую нагрузку

$$Q_{\text{пр}} = 185 \cdot 2 / 0,5 = 740 \text{ МВт.}$$

Поэтому, если нет районной ТЭЦ, большое число средних и малых предприятий не охватываются теплофикацией, а такие потребители составляют **более 20%** годового потребления теплоты по стране в целом.

Применение ТГТУ позволяет охватить теплофикацией почти всех потребителей.

Так как температура отпускаемого от газотурбинной ТЭЦ (ГТЭЦ) теплоносителя практически не влияет на удельную экономию топлива, то экономически оптимальная температура прямой сетевой воды τ_1 при ГТЭЦ значительно выше, чем τ_1 в случае ПТЭЦ (у ГТЭЦ оптимальная τ_1 составляет $\sim 200^\circ\text{C}$ и выше при независимой схеме присоединения абонентов, причем может поддерживаться круглогодично без ущерба для экономичности выработки теплоты). Регулирование отпуска теплоты производится при этом изменением количества сетевой воды, что позволяет увеличить экономически оптимальную пропускную способность тепловых сетей

Повышение τ_1 в сочетании с количественным регулированием на 20-40% снижает металлоемкость и стоимость тепловых сетей, а также расход ЭЭ на их перекачку. Увеличивается радиус централизованного теплоснабжения. Кроме того, при температуре прямой сетевой воды 200-220° С становится возможным получение на местах потребления пара давлением до 0,6-0,8 МПа в полностью автоматизированных (с подпиткой из сети) водопаровых испарителях (адиабатного или поверхностного типа). Отказ от местных небольших паровых котельных может дать большую экономию, упростить эксплуатацию и улучшить экологические

Парогенераторы ГТЭЦ могут набираться из типовых элементов промышленных змеевиковых КУ с МПЦ. Обогреваются они газами с температурой не выше $500\text{—}550^\circ\text{C}$, давление пара в них $0,8\text{—}1,5\text{ МПа}$, поэтому, как показал длительный опыт эксплуатации промышленных КУ, парогенераторы (ПГ) могут, как правило, **работать на катионированной воде**, что позволяет возвращать конденсат производства на паротурбинную ТЭЦ. Это имеет большое значение для предприятий с повышенной потерей конденсата.

Для покрытия максимальных нагрузок как паровых, так и отопительных ПГ сетевые подогреватели (СВ) на выхлопных газах ГТУ **могут форсироваться подтопкой**, при которой путем сжигания топлива в горелках перед ПГ температура выхлопных газов повышается до требуемого значения.

Так как топливо при подтопке сжигается за счет кислорода, содержащегося в выхлопных газах, коэффициент избытка воздуха в которых (при простых схемах ГТУ) **$\alpha = 4 \div 6$** , то подтопка практически не увеличивает количество уходящих газов теплофикационной установки, лишь на $10-15^\circ \text{C}$ возрастает их температура. Объясняется это резким увеличением температурного напора в теплообменниках.

Теплота дополнительно сжигаемого при подтопке топлива используется примерно с таким же КПД, как в обычных пиковых котлах. Подтопкой, как показывают расчеты, можно увеличить количество теплоты, отдаваемой с ГТЭЦ, примерно в 2 раза при тех же поверхностях нагрева котлов и СП.

Таким образом, на ГТЭЦ можно не устанавливать специальных пиковых паровых или водогрейных котлов и уменьшить затраты. Когда ГТУ по каким-то причинам не работает, можно, подавая в подтопочное устройство атмосферный воздух, обеспечить повышенную потребную тепловую мощность котла и СП.

Теплофикационные ГТУ могут создаваться с использованием обычных серийных ГТУ, которые входят в ТГТУ без всяких изменений. То обстоятельство, что для ТГТУ не надо разрабатывать какие-то новые машины, является благоприятным. Для паротурбинных ТЭЦ необходимы специальные типы турбин.

Габариты ГТУ малы, они, как правило, размещаются в бывших небольших ТЭС или котельных предприятиях.

ГТУ мощностью 25 МВт поставляются в собранном виде, в котором они вписываются в железнодорожные габариты. На месте монтажа вскрытия агрегата не требуется.

Определение экономии топлива, которую дает ГТЭЦ, проще, чем паротурбинной ТЭЦ, **потому что расход топлива на ГТУ определяется только ее электрической мощностью.**

Для ТЭЦ любого типа экономия топлива определяется из выражения

$$V_{\text{ЭК}} = (V_{\text{КЭС}} + V_{\text{КОТ}}) - V_{\text{ТЭЦ}}, \quad (9.7)$$

где $V_{\text{ТЭЦ}}$ - расход топлива на ТЭЦ; $V_{\text{КЭС}}$, $V_{\text{КОТ}}$ - расходы топлива на замещаемой КЭС и в паровой и водогрейной котельных (при сопоставимых условиях). **Расход теплоты топлива ГТЭЦ равен**

$$Q_{\text{ТЭЦ}} = q_{\text{ЭГ}} N_{\text{Э}}, \quad (9.8)$$

где $N_{\text{Э}}$ — электрическая мощность ГТУ; $q_{\text{Э}}$ — удельный расход теплоты топлива ГТУ

При КПД ГТУ, равном КПД КЭС, ($q_{\text{э.г}} = q_{\text{кэс}}$) в формуле (9.7) $B_{\text{тэц}} = B_{\text{кэс}}$, а ЭКОНОМИЯ ТЕПЛОТЫ ТОПЛИВА СОСТАВИТ

$$Q_{\text{эк}} = Q_{\text{кот}} = Q_{\text{в.п}} / \eta_{\text{кот}},$$

где $Q_{\text{в.п}}$ - отпуск теплоты внешним потребителям.

В настоящее время при высоких параметрах пара $q_{\text{э.г}} > q_{\text{кэс}}$.

С учетом этого

$$Q_{\text{эк}} = Q_{\text{кот}} = Q_{\text{в.п}} / \eta_{\text{кот}} - \mathcal{E}_{\text{гту}} (q_{\text{э.г}} - q_{\text{кэс}}), \quad (9.9)$$

где $\mathcal{E}_{\text{гту}}$ и $Q_{\text{в.п}}$ - выработка ЭЭ и отпуск теплоты внешним потребителям за рассматриваемое время (час, год и т. п.).

Расход ЭЭ на собственные нужды ГТУ, когда нет промежуточного охлаждения, дымососов и т. п., не превышает **1-1,5%**, что гораздо меньше потерь в сетях с трансформацией от КЭС до предприятий.

Поэтому, несколько занижая показатели ГТЭЦ, можно принять $\dot{E}_{\text{ГТУ}} = \dot{E}_{\text{КЭС}}$, для которой $q_{\text{КЭС}}$ дается с учетом расхода на собственные нужды КЭС (без потерь в сетях). Формулу (9.9) можно использовать для расчетов экономии топлива на ГТЭЦ. Удельная экономия на единицу отпущенной теплоты определяется по формуле

$$q_{\text{ЭК}} = Q_{\text{ЭК}} / Q_{\text{В.П}} = \frac{1}{\eta_{\text{КОТ}}} - \frac{\varepsilon_{\text{ГТУ}}}{Q_{\text{В.П}} (q_{\text{Э.Г}} - q_{\text{КЭС}})} \cdot \quad (9.10)$$

Отпуск теплоты $Q_{\text{В.П}}$ не затрагивает силового цикла, поэтому тепловой баланс ТГТУ будет иметь следующий вид:

$$Q_{\text{ГТУ}} = q_{\text{Э.Г}} N_{\text{Э}} = N_{\text{Э}} / \eta_{\text{ЭМ}} + Q_{\text{В.П}} + Q_{\text{У.Г}} + Q_{\text{О.В}} + Q_{\text{О.С}}, \quad (9.11)$$

где $\eta_{\text{ЭМ}}$ - электромеханический КПД агрегата; $Q_{\text{У.Г}}$ - теплота, уносимая уходящими газами после котла и сетевого подогревателя; $Q_{\text{О.В}}$ - теплота, уносимая водой при промежуточном охлаждении компрессоров (при простых схемах отсутствует); $Q_{\text{О.С}}$ - потери в ОС через наружные поверхности (обычно меньше 1%, и ими пренебрегают).

Теплота, уносимая уходящими газами, определяется по формуле

$$Q_{\text{у.г}} = c_p G_{\text{т}} (t_{\text{у.г}} - t_{\text{о.с}}) = \\ = c_p N_{\text{э}} d (t_{\text{у.г}} - t_{\text{о.с}}), \quad (9.12)$$

где $d = G_{\text{т}} / N_{\text{э}}$ - удельный расход рабочего тела; c_p - удельная теплоемкость; $t_{\text{у.г}}$ - температура уходящих газов; $t_{\text{о.с}}$ - температура окружающей среды (наружного воздуха), от которой отсчитывают балансы.

Из приведенных формул следует, что удельная экономия теплоты топлива на единицу отпущенной теплоты при ГТЭЦ составляет

$$q_{\text{ЭК}} = \frac{1}{\eta_{\text{КОТ}}} \frac{q_{\text{Э.Г}} - Q_{\text{КЭС}}}{q_{\text{Э.Г}} - \eta_{\text{ЭМ}} \cdot d \cdot \alpha_p (t_{\text{у.Г}} - t_{\text{о.с}})} \cdot$$

(9.13)