

МЕТОДЫ СВЕДЕНИЯ БАЛАНСОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПАРА

ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕБАЛАНСОВ ПАРА

Расходы пара потребителями сильно изменяются как по сезонам года так и в пределах месяцев, суток и даже часов.

Изменяются в течение суток (часов) и приходы пара от утилизационных установок, использующих различные ВЭР.

На следующем рис. приведена фактическая выработка пара двумя видами УУ: установками сухого тушения кокса (УСТК) и котлами-охладителями газов (КОГ) конвертеров на одном заводе.

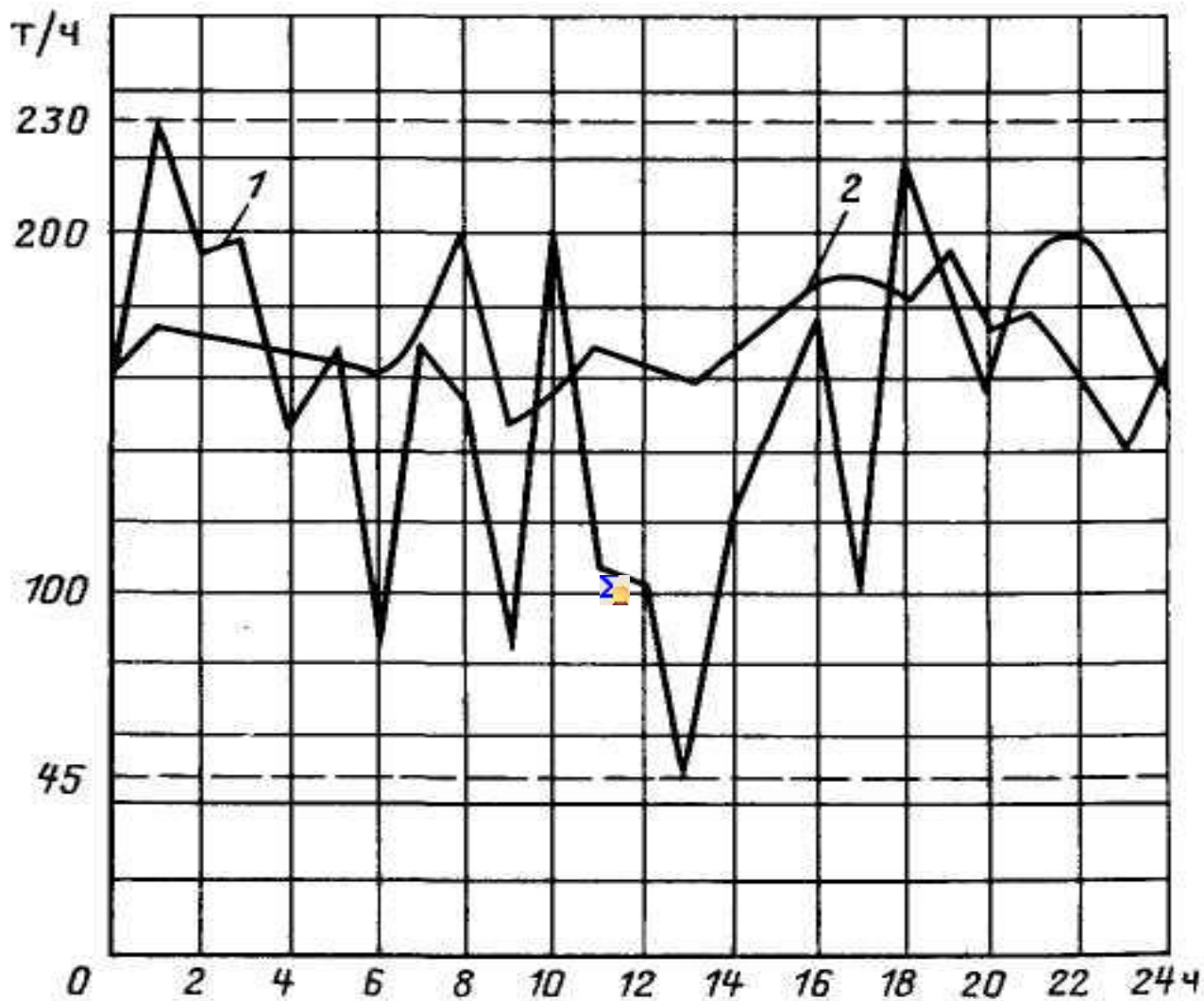


Рис. Характерный суточный график выработки пара:
1- КОГ(конвертерных газов); 2 - УСТК

При нормальной работе УСТК и КОГ минимальный и максимальный приходы пара составляют от КОГ $45 \div 230$ т/ч, а от УСТК $140 \div 200$ т/ч. Такие резкие изменения приходов пара сильно сказываются на общезаводском балансе пара.

Приходы пара от УУ прокатных цехов могут сильно колебаться из-за изменений режимов работы печей и прокатных станов (если количество нагретого в печах металла в данный момент превышает потребность стана, то резко снижают количество топлива, сжигаемого в печах. Соответственно сильно снижается паропроизводительность КУ, установленных за этими печами).

При снижении производительности печей **уменьшается** (хотя и в меньшей степени) **выход пара из СИО** печей, который у крупных станков составляет **до 100 т/ч**.

Это снижение суммируется с уменьшением поступления пара от КУ этих печей.

При текущих ремонтах станков (**от нескольких часов до нескольких суток**) производительность КУ падает, например, **от 300 т/ч пара практически до нуля**, что сильно влияет на баланс пара по заводу.

Коксовые батареи на многих заводах
планово останавливают **примерно на
сутки** для периодического осмотра и
ремонта обслуживающих печи
механизмов.

Аналогично наблюдаются **колебания
паропроизводительностей КУ и СИО в
пределах суток (часа)** и на УУ других
технологических агрегатов (ТА).

Поэтому для обеспечения надежного,
бесперебойного снабжения
потребителей паром недостаточно
свести баланс завода по средним
значениям расходов и доходов за
месяц и тем более за год.

Надо обязательно учитывать реальные
графики расходов пара в течение
месяца, суток, часа.

Баланс пара должен сходиться в
любой, даже и короткий отрезок
времени.

Почти на всех предприятиях различных отраслей есть потребители пара, для которых перерывы в подаче пара или резкое уменьшение его подачи, а также снижение давления недопустимы, т.к. при этом может снизиться качество продукции или она становится негодной.

Снижение давления пара, а следовательно и температуры в теплообменниках, может резко снизить производительность ТА по основной продукции и даже приостановить течение технологического процесса.

Снижение давления пара в системе общезаводских паропроводов наблюдается при **недостаточном поступлении** в него пара.

Вспомогательные механизмы, работающие на паре, могут при этом не обеспечивать нормальную работу технологического агрегата, который они обслуживают, что также приводит к срыву технологического процесса.

Наряду с такими потребителями (у которых перерывы или уменьшение подачи пара, а также снижение давления недопустимы) есть агрегаты и установки, менее чувствительные к перерывам в подаче пара и снижениям его давления (непродолжительным).

Это обстоятельство можно учитывать при сведении балансов пара по заводу, если полное сведение по каким-либо причинам связано с большими затратами.

Для сведения балансов производственного пара (ПП) по заводу в любой отрезок времени необходимо иметь резервные, мобильные пиковые парогенерирующие мощности или применять другие средства компенсации дебаланса.

Необходимо также предусмотреть возможность использования избытков производственного пара во избежание вынужденного их сброса.

Рассмотрим **методы сведения** баланса ПП.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЭЦ ДЛЯ СВЕДЕНИЯ БАЛАНСА ПАРА ПО ЗАВОДУ

На первый взгляд наиболее просто и целесообразно компенсировать дебалансы пара отборным паром турбин ТЭЦ, поскольку:

1) Оборудование ТЭЦ и режим его работы выбираются энергетиками.

2) Режимы работы оборудования ТЭЦ не зависят от графиков работы технологических агрегатов (ТЭЦ работает на топливе и режимы ее работы поэтому могут устанавливаться в зависимости от потребности в паре для покрытия дебаланса пара в каждый данный отрезок времени).

Однако это далеко не всегда экономически оправдано, так как работа турбины с отбором пара дает экономию топлива (а тем более приведенных затрат) только при достаточной загрузке ее отборов в течение года.

При недостаточной годовой загрузке отбора теплофикационная турбина работает с перерасходом топлива и особенно приведенных затрат по сравнению с работой при раздельном варианте (КЭС + котельная).

Определим **минимальное значение** годового отпуска пара из отбора турбины, при котором еще **достигается экономия топлива**, используя формулу Мелентьева:

$$B_{\text{ЭК}} \cong \mathcal{E}_{\text{T}} (b_{\text{КЭС}} - b_{\text{Э}}^{\text{T}}) - \mathcal{E}_{\text{К}} (b_{\text{Э}}^{\text{К}} - b_{\text{КЭС}})$$

Первый компонент ее правой части - это **экономия топлива**, которую дает **комбинированная** выработка теплоты и электроэнергии по сравнению с **раздельным** вариантом;

Второй компонент - **перерасход топлива**, по сравнению с **раздельным** вариантом, из-за того, что удельный расход топлива на 1 кВт·ч, вырабатываемой **конденсационным** способом на ТЭЦ, больше, чем на КЭС.

Для получения **экономии топлива** должно быть соблюдено неравенство

$$\mathcal{E}_T (b_{\text{КЭС}} - b_{\text{Э}}^T) \geq \mathcal{E}_K (b_{\text{Э}}^K - b_{\text{КЭС}})$$

Отсюда **минимальное соотношение** выработки электроэнергии на ТЭЦ комбинированным и конденсационным способами (при котором экономия топлива нулевая):

$$\frac{\mathcal{E}_T}{\mathcal{E}_K} \geq \frac{b_{\text{Э}}^K - b_{\text{КЭС}}}{b_{\text{КЭС}} - b_{\text{Э}}^T}$$

При $b_{\text{КЭС}} = 0,33$; $b_{\text{Э}}^K = 0,4$; $b_{\text{Э}}^T = 0,155$ кг/ (кВт·ч)

получается отношение: **$\mathcal{E}_T / \mathcal{E}_K \geq 0,4$.**

Полученное значение ($\xi_T/\xi_K \geq 0,4$) относится к турбинам **типа ПТ** с начальными параметрами пара не выше 13 МПа, 545° С.

Для турбин **типа Т** с отопительными отборами переломное значение отношения ξ_T/ξ_K **почти в 2 раза меньше** благодаря тому, что удельный расход топлива при конденсационном режиме, особенно при начальных параметрах пара 24 МПа, 540° С и ступенчатом подогреве сетевой воды, меньше, и составляет $b_{\xi}^K = 0,36 \div 0,37$.

Так как капитальные затраты на ТЭЦ значительно больше, чем затраты при раздельном варианте, то при нулевой экономии топлива будет иметь место увеличение приведенных затрат.

Для равной экономичности по приведенным затратам вариантов с добавочной турбиной типа ПТ для покрытия провалов доходов пара от УУ и раздельного варианта необходимо (по расчетам) иметь годовое соотношение

$$\frac{\mathcal{E}_T}{\mathcal{E}_K} > 0,5.$$

Определим расходы отборов пара, необходимые для обеспечения такого соотношения \dot{E}_T / \dot{E}_K .

Компенсирование провалов поступления пара от УУ требуется в течение всего года, т. е. 8760 ч.

Летом благодаря значительному снижению паровой нагрузки ТЭЦ (см. рисунок) провалы поступления пара от УУ могут значительную часть времени покрываться основными турбинами, например **двумя турбинами ПТ-60-130**, при нагрузках, указанных на рисунке.

Турбина ПТ-60-130 может обеспечить:

номинальный режим: отбор П 115 т/ч, отбор Т 85 т/ч;

при закрытом отборе Т отбор П 230 т/ч;

при закрытом отборе П отбор Т 160 т/ч.

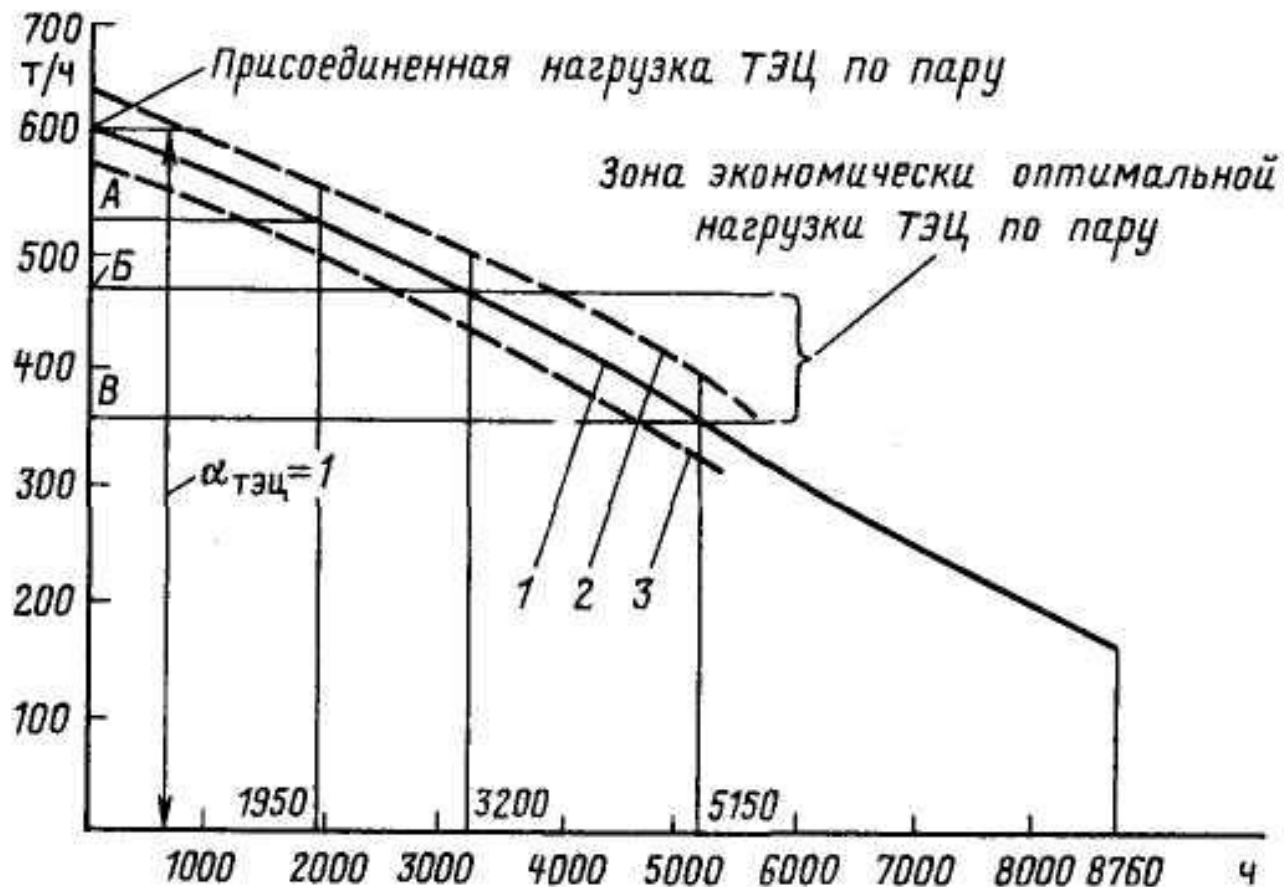


Рис. Годовой график нагрузки по пару заводской ТЭЦ (после вычета пара утилизационных установок):
 1— график, построенный по среднемесячным значениям фактических расходов пара; 2,3 — графики суточных и часовых отклонений фактических расходов пара от среднемесячных (2—превышения; 3 — понижения)

С учетом этого годовое число часов использования тепловой мощности **дополнительной (третьей) турбины**, предназначенной для покрытия временных дефицитов отборного пара, будет в среднем меньше **«переломного»** значения.

Следовательно, работа дополнительной (третьей) турбины будет приводить к увеличению приведенных годовых затрат и даже перерасходу топлива.

Эта замыкающая баланс пара турбина со своим котлом должна постоянно находиться в работе, так как дефициты пара, размеры и длительности которых неуправляемы, могут наступать в любое время.

Работа турбины в периоды, когда нет дефицита пара, с сильно пониженной тепловой, а возможно, и электрической мощностью, как известно, неэкономична из-за больших удельных капитальных затрат, приходящихся на единицу годовой продукции.

Таким образом, установка дополнительной турбины сверх их числа, соответствующего оптимальному коэффициенту теплофикации (в рассмотренном численном примере — третьей), специально для компенсации дебалансов производственного пара приведет к перерасходу топлива и росту приведенных затрат на заводе по сравнению с аналогичными показателями при получении электроэнергии от энергосистемы с установкой **пиковых паровых котлов** или других пиковых источников пара за счет сжигания топлива.

Установка дополнительной турбины
будет также менее экономичной, чем
покрытие кратковременных дефицитов
пара при помощи **редукционно-**
охладительных установок (РОУ).
получающих пар от котлов ТЭЦ, если
это позволяет паропроизводительность
котлов ТЭЦ и режим ее работы в
соответствующие моменты.

В рассмотренном примере **показатели работы** дополнительной турбины **рассматривались** **отдельно**.

В действительности же **пиковые тепловые нагрузки** **будут в той или иной пропорции** **распределяться** **между всеми работающими турбинами**.

Но это не меняет сделанных выше выводов, так как суммарный отпуск отборного пара от ТЭЦ не зависит от режима работы отдельных турбин и суммарная выработка ТЭЦ электроэнергии на тепловом потреблении будет практически одинаковой при любом распределении тепловой нагрузки между турбинами.

В примере для упрощения работа турбин ПТ рассматривалась при закрытых отборах Т.

Это также не изменяет полученных выводов.

Как уже отмечалось ранее, при наблюдаемых соотношениях отопительных и промышленных паровых нагрузок на ТЭЦ, как правило, устанавливаются турбины обоих типов — Т и ПТ.

У турбин Т удельная выработка электроэнергии на единицу отпущенной теплоты ε_T , а следовательно, и экономия топлива больше, чем на такую же единицу теплоты пара, отпущенного из отопительного отбора турбины ПТ.

Кроме того, удельная стоимость турбин Т с котлом **на 20 %** меньше стоимости турбоустановок типа ПТ.

Поэтому вытеснять отопительные отборы турбин Т отборами турбин ПТ, как правило, не экономично.

Только часть зимнего времени, повысив давление в отборе Т турбин ПТ до возможно высокого предела (а это уменьшает ε_T), можно им несколько догреть сетевую воду после турбин Т при ступенчатом ее подогреве.

Как показали расчеты, при наличии турбин Т на ТЭЦ и оптимальном их количестве отопительный отбор турбин ПТ может использоваться только в ограниченном количестве в зимнее время.

Но зимой и производственные отборы турбин П работают с весьма высокой и даже предельной нагрузкой. В итоге возможная дополнительная экономия топлива, которую может дать использование отопительных отборов турбин ПТ, относительно невелика.

С учетом перерасхода топлива и приведенных затрат, которые получаются из-за излишнего числа турбин ПТ на ТЭЦ, суммарная экономия как топлива, так и приведенных затрат по ТЭЦ в целом будет снижена.

Таким образом, покрытие периодических,
особенно кратковременных, дебалансов
производственного пара по заводу путем
установки большего (против
соответствующего оптимальному
коэффициенту теплофикации) числа или
более мощных турбин ПТ на ТЭЦ, как
правило, **экономически менее выгодно,** чем
установка пиковых паровых котлов или
других пиковых источников пара.

Этот вывод совпадает с давно общепризнанным и везде применяемом для отопительных ТЭЦ решением, согласно которому на этих ТЭЦ устанавливают мощные пиковые водогрейные котлы, а коэффициент теплофикации $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ составляет около 0,5.

При этом годовой отпуск теплоты пиковыми котлами составляет 10—15% суммарного.

Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении турбин Т достигает $\varepsilon \approx 0,55$ при начальных параметрах пара 13 МПа, 565°С и $\varepsilon_{\text{Т}} \approx 0,65$ при 24 МПа, 565°С;

Для отбора П турбин ПТ с начальными параметрами 13 МПа, 565°С $\varepsilon_{\text{Т}}$ составляет около 0,35.

Из сказанного следует, что необходимо рассмотреть и **другие способы** сведения балансов производственного пара по заводу в любой отрезок времени, хотя **для эксплуатационников** **использование более мощной ТЭЦ** в **качестве замыкающего звена является** **наиболее удобным решением.**

Следует учитывать и **проблему экологии**. При нормальной загрузке турбин Т по теплоте на ТЭЦ приходится сжигать в году в $2 \div 2,5$ раза больше топлива, чем в котельной для покрытия одинаковых отопительных годовых тепловых нагрузок. При **слабой загрузке** турбин по теплоте это отношение гораздо больше.

Количество выбросов, загрязняющих окружающую среду, пропорционально количеству сжигаемого топлива и будет при установке дополнительной турбины на ТЭЦ в несколько раз больше, чем при пиковой котельной.

На рисунке показан примерный фактический график паровой нагрузки ТЭЦ, точнее, разность между потребностью завода в паре ($D_{\text{зав}}$) количеством пара, выдаваемого УУ ($D_{\text{ВЭР}}$), — линии 1 и 2.

Линия I-I построена по среднемесячным отчетным расходам и приходам пара.

В пределах суток приход пара, получаемого за счет ВЭР, может изменяться довольно сильно.

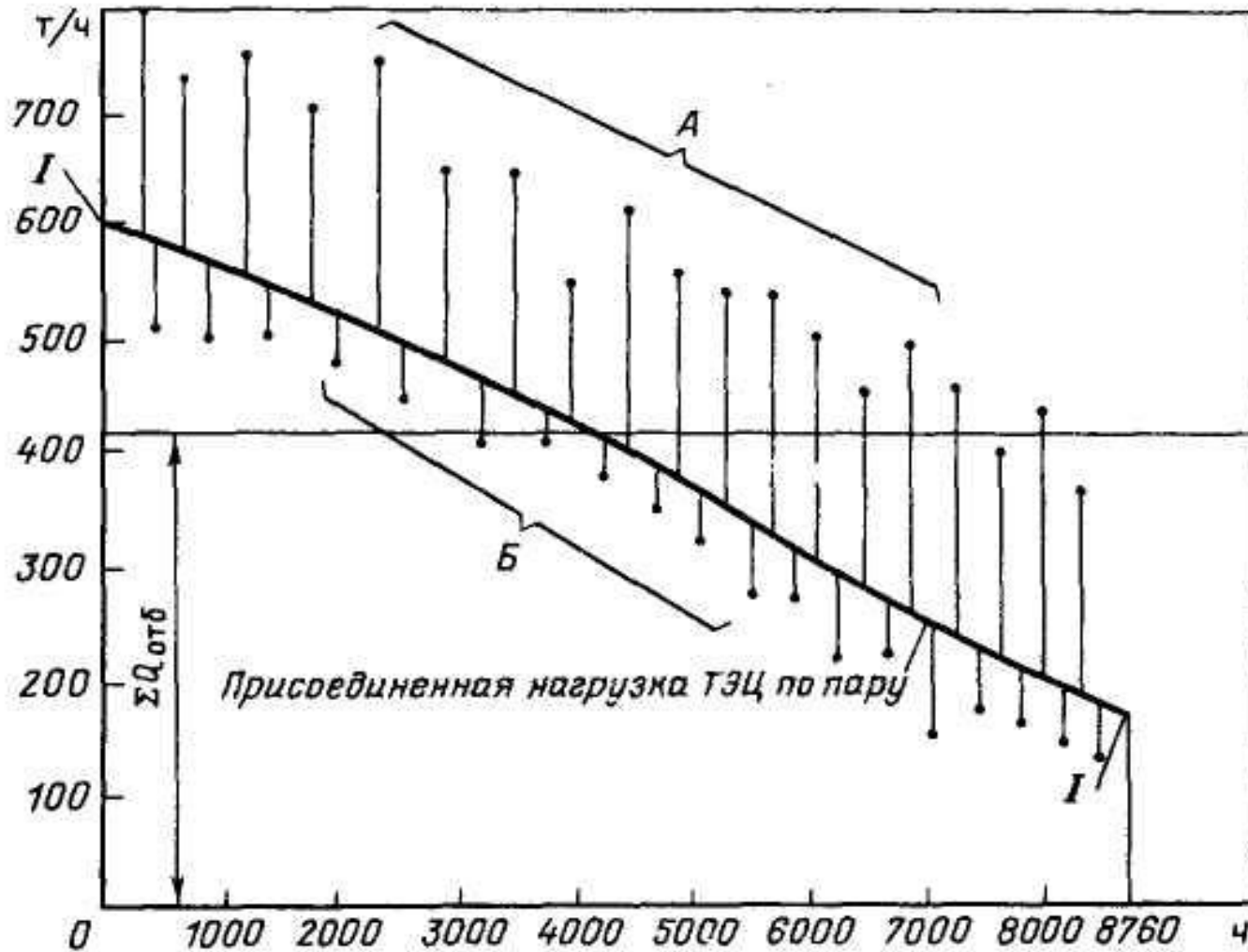


Рис. Примерный фактический график паровой нагрузки ТЭЦ: *А* – пиковые нагрузки ТЭЦ, обусловленные снижением паропроизводительности УУ; *Б* – пиковые паровые нагрузки, обусловленные режимом работы потребителей.

Изменяется и потребность всего завода в паре, которая зависит от многих факторов, в частности от температуры наружного воздуха в течение данного месяца.

Поэтому в пределах месяца, суток и даже часа разность $D_{\text{зав}} - D_{\text{ВЭР}}$ может (обычно кратковременно) изменяться в ту или иную сторону. На рисунке эти кратковременные изменения условно показаны линиями, так как время их появления, а также их продолжительность неизвестны и могут быть самыми разными.

На рисунке наглядно показано, как важно учесть все перечисленные ранее факторы для обеспечения бесперебойного и экономичного пароснабжения всех производственных потребителей.

АККУМУЛИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПАРА

Одним из путей **сведения балансов** производственного пара является его **аккумуляция** в периоды избыточного поступления пара с отдачей пара во время, когда его не хватает.

Принципиальная схема **аккумуляторной установки** показана на рисунке.

В цилиндрический сосуд, в котором находится вода, подается пар с давлением более высоким, чем давление отпускаемого потребителю пара, например $p_1 = 1,8 \div 3,5$ МПа, $p_2 = 0,6 \div 1,0$ МПа.

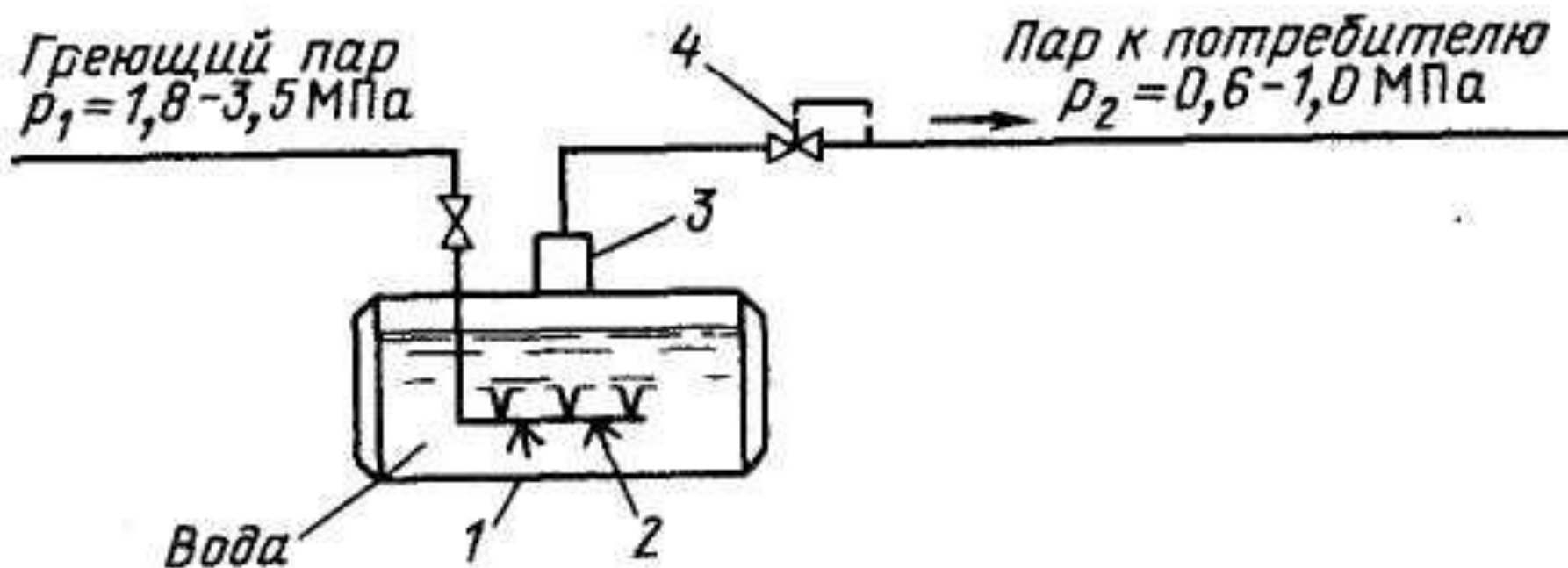


Рис. Принципиальная схема аккумулятора пара:

1 — бак-аккумулятор; 2 — смешивающий подогреватель;
 3 — паросборник-сепаратор; 4 — регулятор давления
 «после себя»

Пар, поступающий в сосуд, подогревает воду до своей температуры насыщения, например $239,8^{\circ}\text{C}$ при давлении $p_1 = 3,4$ МПа и до $206,1^{\circ}\text{C}$ при давлении $p_1 = 1,8$ МПа.

При этом в сосуде **в конце зарядки** устанавливается давление, равное p_1 .

Давление отпускаемого потребителям пара поддерживается на заданном уровне автоматическим регулятором давления типа «после себя»

На металлургических заводах
утилизационные установки выдают пар в
основном с давлением $1,8 \div 3,5$ МПа, а
давление в системе общезаводских
паропроводов составляет $0,8 \div 1,2$ МПа.

Соответственно давление отпускаемого
пара p_2 должно быть не ниже $0,8 \div 1,2$ МПа
в зависимости от месторасположения
аккумуляторов на территории завода.

При выдаче пара аккумулятором давление в сосуде падает и вода в нем вскипает, образуя так называемый **вторичный пар**.

Выделение пара может идти до тех пор, пока в сосуде не установится давление, равное давлению отпускаемого пара p_2 .

Соответственно максимальный выход вторичного пара определяется его энтальпией и разностью энтальпий воды в момент начала разрядки аккумулятора и в ее конце.

Количество теплоты, за счет которой может образоваться пар, равно разности энтальпий воды при ее начальном и конечном давлениях.

Так, при $p_1 = 3,4$ МПа энтальпия насыщенной воды $h'_1 = 1040$ кДж/кг; давлению $p_2 = 1,0$ МПа соответствует энтальпия воды $h'_2 = 750$ кДж/кг.

Энтальпия насыщенного вторичного пара давлением $1,0$ МПа равна 2780 кДж/кг.

В начале разрядки аккумулятора в его паровом пространстве находится насыщенный пар с давлением около p_1 (давление пара, которым производится зарядка). В регуляторе 4 этот пар будет дросселироваться до p_2 и при этом несколько перегреваться.

Энтальпия пара, идущего к потребителям, будет соответствовать энтальпии насыщенного пара при давлении p_1 , а не p_2 .

По мере разрядки аккумулятора давление пара в нем будет снижаться, соответственно будет уменьшаться энтальпия пара до значения, соответствующего давлению p_2 , отдаваемому потребителям.

С достаточной точностью можно принять среднюю энтальпию пара, выходящего из аккумулятора в период разрядки $h_{\text{п}}^{\text{ср}}$, равной среднеарифметической между энтальпией пара в самом начале разрядки h''_1 (при p_1) и в конце разрядки h''_2 (при p_2).

При $p_1 = 3,5$ МПа $h''_1 = 2800$ кДж/кг;

при $p_1 = 1,0$ МПа $h''_2 = 2780$ кДж/кг.

Соответственно

$$h_{\text{п}}^{\text{ср}} = (2780 + 2800)/2 = 2790 \text{ кДж/кг.}$$

Количество выделившегося вторичного пара

$$G_{\Pi} = G_1 - G_2,$$

где G_1 , G_2 – масса воды в аккумуляторе в начале и в конце разрядки.

Количество теплоты, унесенной вторичным паром:

$$Q_{\Pi} = G_{\Pi} \cdot h_{\Pi}^{\text{cp}} = G_1 h_1' - G_2 h_2'$$

Решая совместно эти уравнения, получаем

$$G_{\Pi} / G_1 = (h_1' - h_2') / (h_{\Pi}^{\text{cp}} - h_2') \quad (1)$$

Из (1) следует, что при $p_1 = 3,5$ МПа и $p_2 = 1$ МПа для получения $G_{\text{п}} = 1$ кг вторичного пара необходима масса воды в аккумуляторе примерно $G_1 = 7$ кг, чему соответствует удельный объем аккумулятора $v_{\text{ак}} = 7$ м³/т пара.

Если начальное давление пара p_1 равно 1,8 МПа, а конечное $p_2 = 1,0$ МПа, то $v_{\text{ак}}$ возрастает примерно до 15 м³/т пара.

Как видим, удельная вместимость баков-аккумуляторов сильно зависит от начального и конечного давлений пара.

Так как баки-аккумуляторы находятся под значительным давлением (до 3,5 МПа), их выполняют цилиндрическими, обычно с полезным объемом воды $V_{\text{п}}$, равным 50÷100 м³.

Максимальная отдача одного сосуда $V_{\text{п}} = 100$ м³ составит при $p_1 = 3,4$ МПа до 14,3 т пара давлением 1,0 МПа; при $p_1 = 1,8$ МПа – около 3,3 т пара давлением 1,0 МПа.

Рассмотрим области возможного **экономичного применения аккумуляторов пара** данного типа.

Его **характерными особенностями** являются:

- сравнительно малая удельная (т/м^3) аккумулирующая способность по пару, которая сильно зависит от соотношения давлений первичного и вторичного пара;
- большая безвозвратная потеря давления пара, например от 3,5 до 1,0 МПа и т. п.;
- возможность выдачи аккумулярованного количества пара за короткое время, определяемое в основном пропускной способностью паросепарационных устройств.

Если в данном производстве дефициты пара невелики по абсолютным размерам (несколько десятков тонн в час) и длятся недолго — доли часа, то возможно применение пароводяных аккумуляторов.

Так, если временный дефицит производственного пара равен 50 т/ч и длится 0,5 ч, то аккумулятор должен выдать

$$G_{\text{п}} = 50 \cdot 0,5 = 25 \text{ т пара.}$$

Если зарядка аккумулятора ведется паром давлением 3,4 МПа, а требуемое давление производственного пара составляет 1,0 МПа, то потребный суммарный полезный объем сосудов при $v_{ак} = 7 \text{ м}^3/\text{т}$ пара составит

$$\sum V_{п} = G_{п} m_{ак} = 25 \cdot 7 = 175 \quad ^3$$

Такие размеры аккумуляторной установки технически вполне осуществимы и приемлемы. Установка будет состоять из двух—четырех корпусов.

Экономическая целесообразность установки пароводяного аккумулятора должна обосновываться соответствующим расчетом применительно к данным конкретным условиям с учетом альтернативных вариантов покрытия дефицита пара, наличия пара давлением 1,8÷1,0 и 3,5 МПа и др.

В ряде производств, в частности на металлургических заводах, дефициты производственного пара могут составлять сотни тонн в час и длиться многие часы и даже несколько суток. В этих случаях аккумуляторные установки достигают **неприемлемых размеров**, требуют больших капиталовложений и расходов металла.

Поэтому применение только аккумуляторной установки задачу балансирования расходов и приходов производственного пара для крупного завода решить не может, установка может применяться как вспомогательное устройство для покрытия больших кратковременных дефицитов пара в сочетании с другими компенсирующими установками.

На металлургических заводах аккумуляторы получили ограниченное распространение, в основном для выравнивания приходов пара от котлов–охладителей газов (КОГ) сталеплавильных конвертеров, у которых перерывы между продувками составляют обычно 30÷15 мин.

**ВЫРАВНИВАНИЕ
ПАРОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ
УТИЛИЗАЦИОННЫХ УСТАНОВОК**

Дебалансы производственного пара возникают в значительной степени из-за неравномерности выдачи пара утилизационными установками, следовательно, одним из путей поддержания баланса пара по заводу является выравнивание паропроизводительности УУ.

Для большинства УУ такое выравнивание может быть достигнуто путем так называемой подтопки, т. е. сжиганием в УУ топлива.

Рассмотрим технические и экономические аспекты подтопки.

Схема подтопки КУ, установленного за нагревательной печью, показана на рис. 1.

Обычно КУ обогревается отходящими газами технологического агрегата, например нагревательной печи. Когда расход и температура отходящих газов по тем или иным причинам уменьшаются, паропроизводительность КУ соответственно снижается.

Повысить ее до нужного (прежнего) значения можно путем сжигания топлива в подтопочном устройстве и подмешивания горячих газов из подтопочного устройства к отходящим газам из печи.

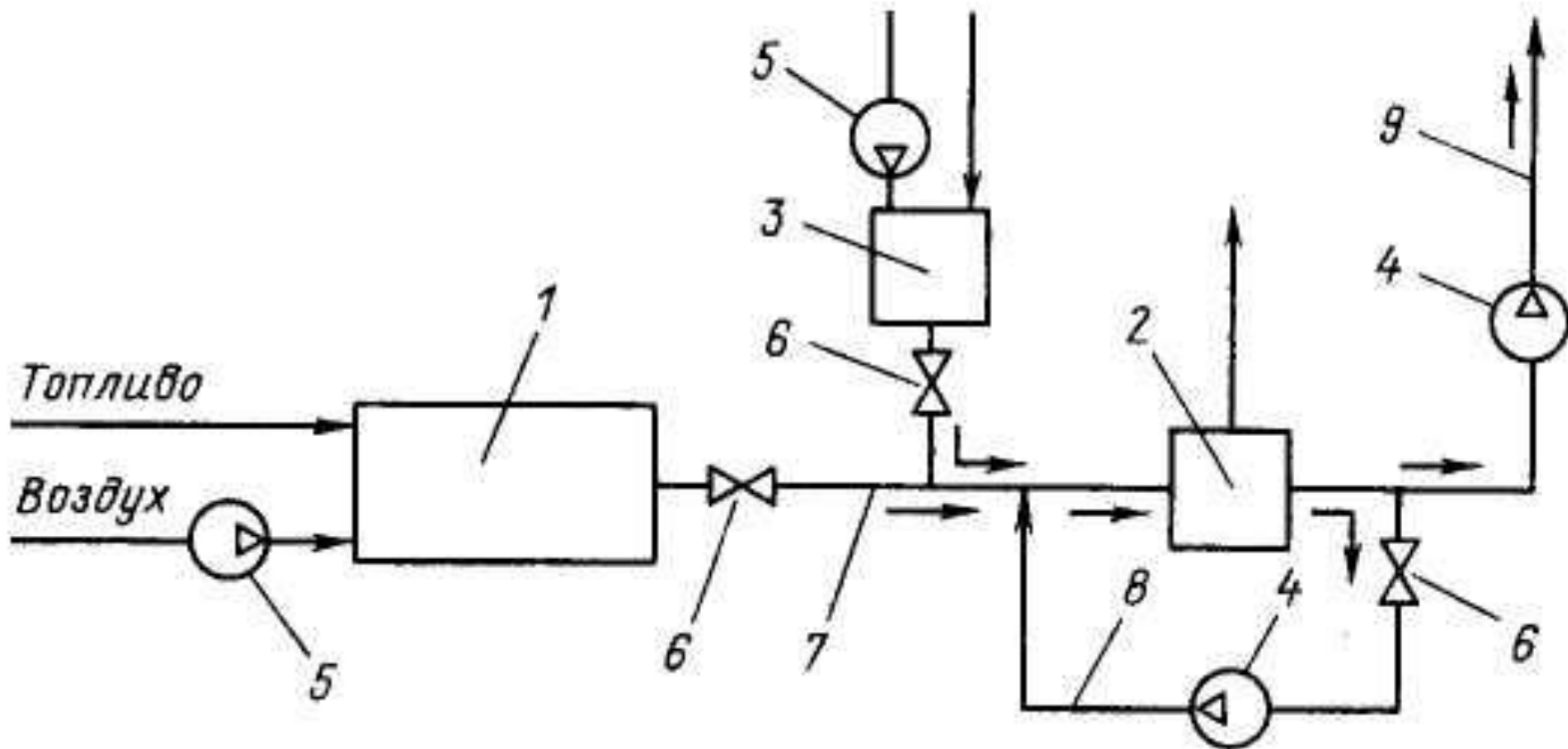


Рис. 1. Схема установки котла-утилизатора за нагревательной печью с подтопкой и рециркуляцией газов:
 1 – технологический агрегат; 2 – котел-утилизатор; 3 – выносная топка; 4 – дымосос; 5 – вентилятор; 6 – запорный орган; 7, 8, 9 – газоходы

Подтопкой можно обеспечить номинальную паропроизводительность КУ и при остановленной печи и даже превзойти ее.

В обоих случаях дополнительный пар получается за счет сжигания топлива, как в обычных производственных или пиковых котельных.

Соответственно экономичность применения подтопки определяется КПД, с которым используется дополнительное топливо, а также годовым числом часов работы подтопочного устройства.

Наиболее распространены КУ змеевикового типа с многократной принудительной циркуляцией (МПЦ).

При такой циркуляции снижаются требования к качеству котловой воды. КУ с МПЦ могут, как показала практика, питаться **катионированной** на 100% водой, а конденсат пара от заводских его потребителей может при этом полностью поступать на ТЭЦ высокого давления.

Применение МПЦ позволяет располагать **барабан-сепаратор** любым образом по отношению к **испарительным змеевикам**, что значительно облегчает условия компоновки КУ.

Общий вид КУ с МПЦ типа КУ-100 показан на рис. 2.

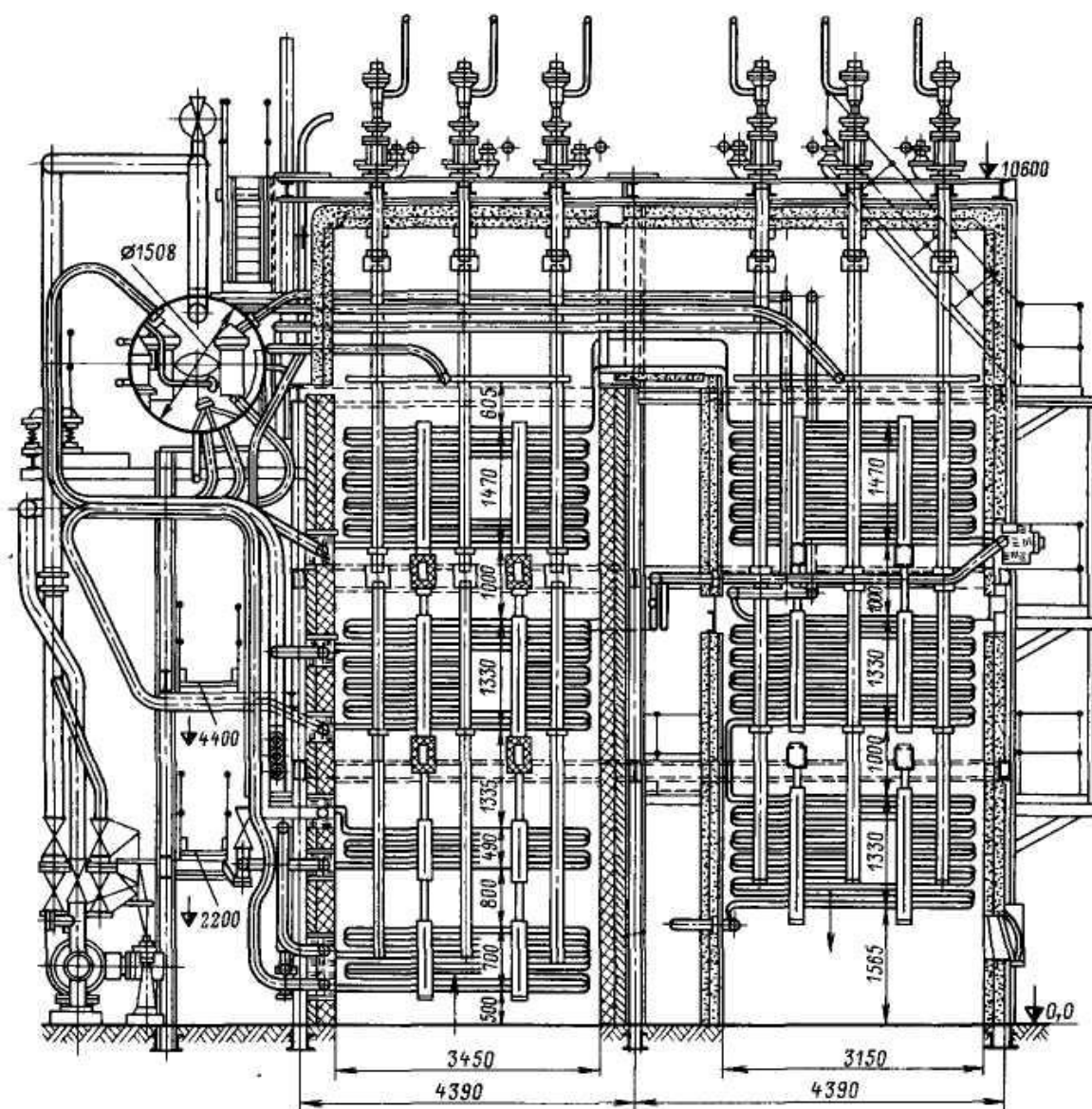


Рис. 2. Общий вид котла-утилизатора с многократной принудительной циркуляцией

В черной металлургии применяют практически КУ только с МПЦ.

В цветной металлургии, где отходящие газы от печей содержат часто размягченный унос, применяют КУ с предвключенной радиационной частью, в которой частицы уноса переходят в твердую фазу. В этом случае КУ устанавливают непосредственно за рабочим пространством печей.

Змеевиковые КУ с МПЦ, изготовленные БЗЭМ (Белгородский завод энергетического машиностроения), рассчитаны на температуру греющих газов не выше 850° С, так как имеют неохлаждаемые подвески змеевиков.

Обеспечить температуру перед КУ не выше 850°C при значительных размерах подтопки, особенно при остановленной печи, можно сжиганием топлива в подтопочном устройстве со значительно увеличенным избытком воздуха (до 2 и более), но это приводит к снижению КПД утилизационной установки из-за роста потерь теплоты с уходящими газами.

Так, при остановленной печи (или работе в горячем резерве) и обеспечении номинальной паропроизводительности КУ за счет подтопки КПД использования теплоты дополнительно сжигаемого топлива составляет $0,65\div 0,70$.

Существенно повысить КПД можно применением рециркуляции газов (рис. 1). При этом топливо сжигается в специальном **подтопочном устройстве** (это может быть вынесенная топка горелки в газоходах и др.) **с минимальным избытком воздуха**, обеспечивающим полное его сгорание.

Необходимое снижение температуры газов из подтопочного устройства примерно до 850° С достигается подмешиванием рециркулирующих газов, подаваемых дымососом и забираемых из газохода после КУ.

При такой схеме работы использование
теплоты сжигаемого в подтопочном
устройстве топлива повышается до 0,8÷0,87
при остановленной печи.

Такой эффект рециркуляции объясняется следующим.

Расход газов, сбрасываемых после КУ в
атмосферу, равен расходу газов из
подтопочного устройства, в котором
топливо сжигается с минимальным
избытком воздуха (1,05÷1,1).

Соответственно потеря теплоты с
уходящими газами примерно такая же, как у
обычных котлов на топливе (в %).

При этом расход сбрасываемых газов не
зависит от расхода газов на рециркуляцию,
так как последние циркулируют по
замкнутому контуру, иными словами,
температура продуктов сгорания на выходе
из подтопочного устройства может быть
любой.

Поверхность нагрева КУ рассчитана на получение номинальной паропроизводительности при начальной температуре греющих газов не выше $800 \div 850^\circ \text{C}$ и определенном их расходе.

Как показали расчеты, при сжигании в подтопочном устройстве того же топлива, на котором работала печь (например, коксо доменного газа с теплотой сгорания около 8500 кДж/м^3), суммарный расход греющих газов через КУ в большинстве случаев практически равен расчетному, соответственно температура газов на выходе из КУ составляет $210 \div 220^\circ \text{C}$.

Если печь работает с пониженной против расчетной производительностью, а номинальная паропроизводительность КУ поддерживается подтопкой, то коэффициент использования сжигаемого в подтопочном устройстве топлива определяется выражением:

$$\eta = \Delta D \cdot \Delta h_{\text{п}} / Q_{\text{топ}} ,$$

где ΔD – дополнительное количество пара, получаемого за счет подтопки, кг/с; $\Delta h_{\text{п}} = h_{\text{п}} - h_{\text{п.в}}$ – приращение энтальпии дополнительного пара в КУ, кДж/кг; $Q_{\text{топ}}$ – теплота сгорания топлива, сжигаемого в подтопочном устройстве, кВт.

При оценке приведенных ранее значений КПД необходимо учитывать, что они в значительной степени определяются **довольно высокой номинальной температурой уходящих газов у серийных КУ, которая составляет 210÷220 °С (у обычных котлов 140÷160 °С).**

Так как подтопка производится только **небольшое число часов в году, устанавливать дополнительные поверхности нагрева для снижения температуры уходящих газов, как правило, экономически не оправдано.**

Таким образом, **применение подтопки с рециркуляцией позволяет выравнять паропроизводительности УУ с достаточно хорошими энергетическими показателями.**

Экономические показатели подтопки
высокие, так как себестоимость
дополнительно получаемого за ее счет пара
определяется в основном только топливной
составляющей и стоимостью питательной
воды.

Действительно, дополнительные
капитальные затраты на подтопочное
устройство и систему рециркуляции
составляют всего несколько процентов
капитальных затрат на УУ.

Сам комплекс утилизационной установки, включающий в себя котел-утилизатор, деаэратор, насос, дымосос, дымовую трубу, систему контрольно-измерительных приборов и автоматики, вспомогательные устройства, остается без изменений.

Не требуется дополнительного обслуживающего персонала. Лучше используется в течение года установленная тепловая мощность УУ.

Поэтому себестоимость пара, дополнительно получаемого на УУ за счет подтопки, значительно ниже, чем себестоимость пара от специальных пиковых паровых котлов.

Применение подтопки, как показали расчеты, позволяет повысить паропроизводительность установленных КУ примерно на 20% сверх номинальной.

Если отходящие газы от печи не обеспечивали номинальной паропроизводительности установленного КУ, то подтопкой можно ее обеспечить.

Так, на одном заводе за четырьмя печами прокатного стана установлены восемь КУ типа КУ-150 номинальной производительностью по 50÷55 т/ч при температуре газов на входе в КУ 800÷850 °С (расход газов 150 тыс. м³/ч).

Фактическая их производительность составляет около 30÷35 т/ч из-за того, что расход отходящих газов и их температура (600÷650 °С) оказались ниже тех, на которые был запроектирован КУ-150.

При подтопке паропроизводительность КУ-150 может быть поднята до 50÷60 т/ч и выше. Соответственно паропроизводительность КУ может быть увеличена примерно в 2 раза, что способствует покрытию пиков расходов производственного пара на заводе.

В подтопочном устройстве целесообразно сжигать то же топливо, на котором работает данная печь (технологический агрегат).

Важно, что при этом суммарный расход топлива не увеличивается.

Так, если печь, работая с полной производительностью, сжигает V_0 топлива, то на выработку пара в КУ используется только часть теплоты этого топлива — в среднем $25 \div 30 \%$.

Если же **печь не работает**, то вся теплота сожженного в подтопочном устройстве топлива используется в котле-утилизаторе с учетом его КПД.

Так как КПД КУ гораздо больше КПД печи ($\eta_{\text{печ}} = 0,25 \div 0,35$), то в подтопочном устройстве достаточно сжечь **гораздо меньше топлива**, чем V_0 при одинаковых паропроизводительностях КУ.

Подтапливать можно практически все УУ, в том числе и УСТК, хотя на последних устройство подтопки значительно сложнее.

Таким образом, подтопка УУ с целью выравнивания их паропроизводительности является весьма эффективным мероприятием и может быть рекомендована к широкому использованию.

При этом в первую очередь целесообразно оборудовать подтопкой наиболее крупные УУ, выравнивание и увеличение паропроизводительности которых может дать дополнительно сотни тонн в час пара и помочь покрытию его периодических дефицитов.

Весьма ценным качеством подтопки является то, что она может автоматически вводиться в действие в считанные минуты и покрывать благодаря этому **резкие и притом большие провалы** в паровом балансе завода.

Система полной **автоматизации** установки может быть создана сравнительно просто.

Существенное **отрицательное влияние на КПД** использования теплоты топлива, сжигаемого в подтопочном устройстве, оказывают **присосы воздуха через неплотности** запорных органов (рис. 1).

Эти подсосы могут быть ликвидированы установкой гидрозатвора, схема которого показана на рис. 3.

Отключение печи от КУ производится заполнением водой бака гидрозатвора, а отключение гидрозатвора — спуском (откачкой) воды.

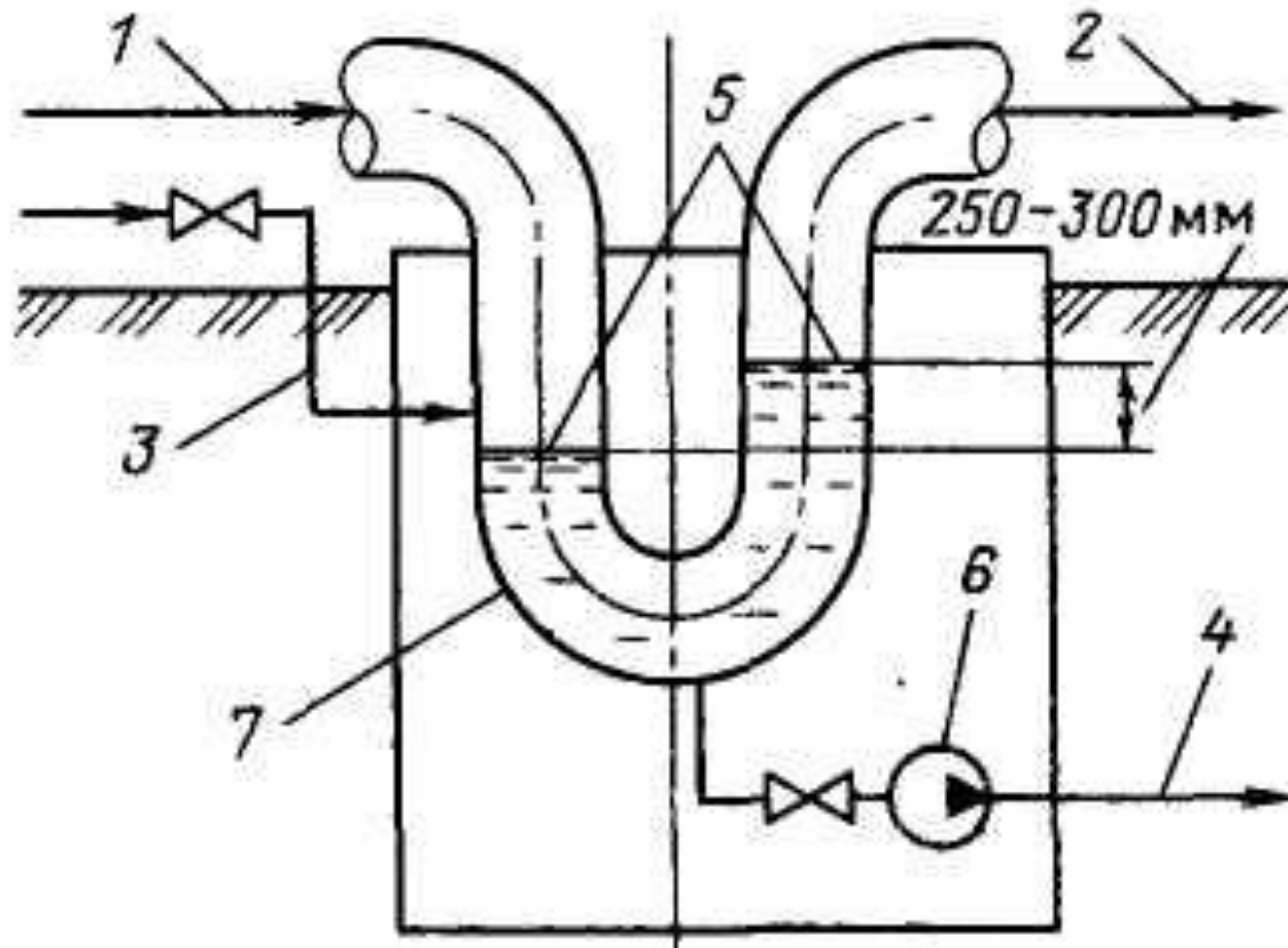


Рис. 3. Схема гидрозатвора для нетоксичных газов с низким давлением: 1 — дымовые газы от печи; 2 — выход газов из затвора; 3 — вода для заливки затвора; 4 — слив воды; 5 — уровень воды в гидрозатворе при остановленной печи; 6 — насос; 7 — газопровод гидрозатвора

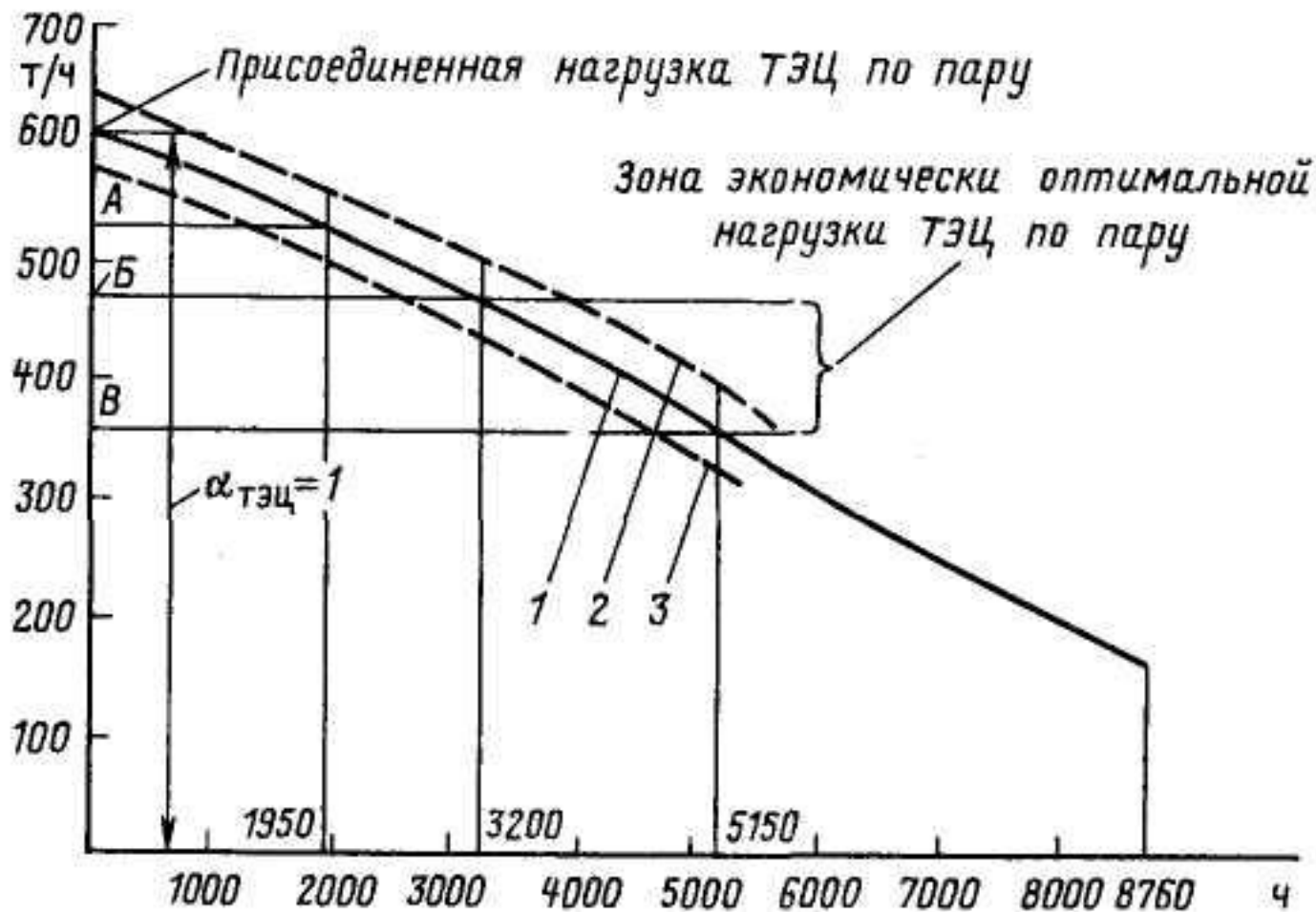
ПИКОВЫЕ ПАРОВЫЕ КОТЛЫ

Применение рассмотренных способов
выравнивания паропроизводительностей УУ
(аккумулирование пара, подтопка УУ)
может в большей степени уменьшить
дебалансы приходов и расходов
производственного пара, однако не может
ликвидировать их полностью во всех
случаях, например во время пиков
потребления пара, особенно в зимнее время,
когда отборы П турбин имеют максимальную
загрузку.

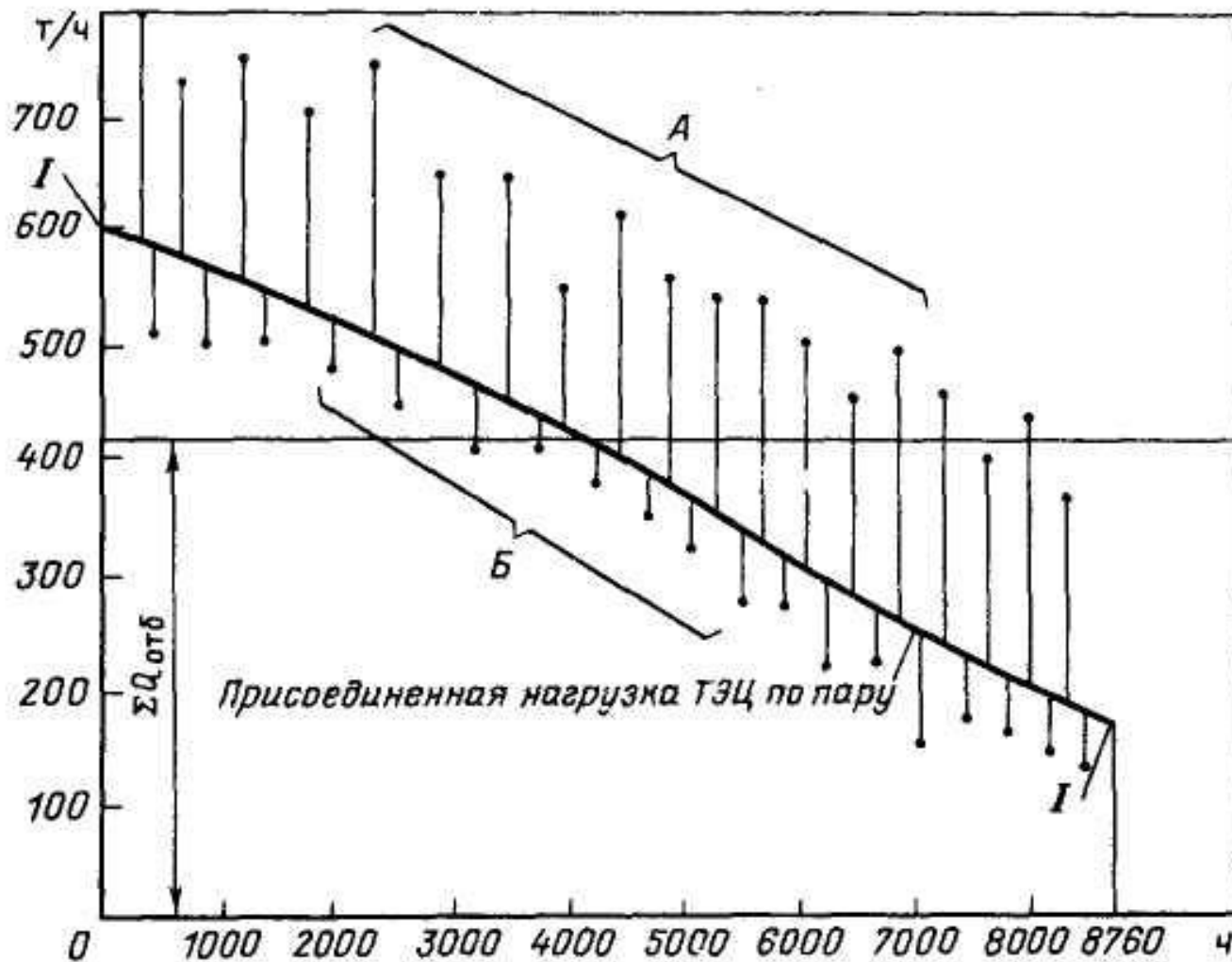
На заводе, как правило, необходимы дополнительно пиковые источники пара, хотя и меньшей мощности, чем в случае, когда паропроизводительности УУ не выравниваются, нет подтопки и нет аккумуляторов пара.

Кроме того, пиковые источники производственного пара нужны для покрытия паровых нагрузок в холодные зимние месяцы.

Так, в рассмотренном ранее численном примере (см. рис.) максимальный отпуск пара из отбора П **двух турбин ПТ-60-130** составляет до **460 т/ч**, а максимальная нагрузка ТЭЦ по пару **600 т/ч** по среднемесячным данным.



В течение холодного зимнего месяца могут быть **суточные, часовые пиковые паровые нагрузки**, при которых нагрузка ТЭЦ значительно превышает 600 т/ч, особенно, когда не выравняются паропроизводительности УУ.



Пиковыми источниками производственного пара могут быть частично или даже полностью **основные котлы высокого давления ТЭЦ**, если они имеют резерв по паропроизводительности или если на ТЭЦ есть резервный котел.

В этом случае производственный пар получают через **редукционно-охладительную установку (РОУ)**.

Возможен вариант, когда на части турбин ТЭЦ типа Т, например Т-100-130, отпуск теплоты из отборов снижается, а в пределах отключается. Соответственно уменьшается расход свежего пара на турбины типа Т, даже если не снижать их электрической мощности.

Высвобожденный таким образом пар направляется через РОУ в систему заводских паропроводов производственного пара.

Отопительные нагрузки покрываются в это время пиковыми водогрейными котлами (ПВК).

Но все же в большинстве случаев на заводе лучшие решения этой проблемы достигаются при **установке специальных пиковых паровых котлов**, которые помимо покрытия расходов пара в холодные зимние месяцы могут надежно покрывать все возможные дефициты пара в течение всего года.

При устройстве рециркуляции в качестве пиковых котлов могут быть установлены **серийные котлы-утилизаторы**, выпускаемые БЗЭМ с оборудованием их выносными токами.

Как показали расчеты, котлы-утилизаторы типа **КУ-150** могут при наличии рециркуляции увеличивать нагрузку до **60÷70 т/ч** при КПД **80÷83%**.

При этом в рассмотренном примере при условии некоторого добавления пара через РОУ в самые холодные дни зимы достаточно будет установить в качестве пиковых **два-три котла КУ-150** с подтопкой (если паропроизводительности УУ выравниваются).

Установкой **трех таких котлов** надежно обеспечивается пароснабжение завода в течение всего года в любой отрезок времени.

Из сказанного следует, что при учете реальных графиков потребления пара заводами, особенно при покрытии значительной части паровой нагрузки утилизационными установками, когда летняя нагрузка в несколько раз меньше зимней, установка пиковых паровых котлов весьма эффективна.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИЗБЫТКОВ
ПАРА УТИЛИЗАЦИОННЫХ
УСТАНОВОК**

При широком использовании ВЭР на некоторых заводах летом наблюдаются значительные избытки пара от УУ.

Так, на одном металлургическом заводе в северной части страны летом избыток пара давлением 3,5 МПа от УУ таков, что его достаточно для привода нескольких доменных паротурбокомпрессоров мощностью около 10 МВт.

При наличии подтопки, обеспечивающей бесперебойность поступления пара давлением 3,5 МПа от котлов-утилизаторов прокатного цеха, котлы на топливе, обеспечивающие паром приводные турбины доменных и других турбокомпрессоров, могут значительную часть года стоять, что может дать большую экономию топлива.

По расчетам проектной организации за счет ВЭР можно покрыть потребность завода в теплоте в течение почти всего года при значительных избытках пара летом.

При широком использовании ВЭР летние избытки пара от УУ будут на многих заводах.

Задача их экономичного использования не проста даже когда в качестве избыточного выделен пар УУ давлением $\sim 3,5$ МПа, при котором он может быть использован

1) для выработки электроэнергии в специально устанавливаемых конденсационных турбинах

- 1) **значительные капиталовложения** из-за **малых единичных мощностей турбин**,
- 2) **малое число часов использования установленной электрической мощности** (1500-2500 ч в год), зависящее от климата и степени использования ВЭР на заводе
- 3) **обслуживающий персонал** требуется только **несколько месяцев в году**
- 4) **требуется подача больших количеств воды** для охлаждения конденсаторов турбин ($\sim 0,4 \text{ м}^3/\text{кВт}\cdot\text{ч}$),
- 5) **летом в энергосистемах имеются свободные мощности** и их **недоиспользование** надо учитывать при **экономических расчетах**.

Из-за отмеченных обстоятельств этот вариант использования пара (для выработки ЭЭ в специально устанавливаемых конденсационных турбинах) не получил широкого распространения.

Он рентабелен, если достаточные избытки пара от УУ с давлением 3,5 МПа имеются в течение всего или почти всего года.

2) **В постоянно действующих паросиловых установках (ПСУ) с начальными параметрами пара около 3,5 МПа, если такие ПСУ имеются на заводе (доменные воздуходувки, компрессоры воздухоразделительных установок и т.п.).**

В этом случае требуется остановить (вывести в резерв) котлы этих ПСУ, работающие на топливе, или снизить их паропроизводительность, что также дает экономию топлива.

Достоинства:

1) **капитальные затраты** требуются только на сооружение паропровода от УУ и пароперегревателя на топливе возле ПСУ.

Стоимость и сложность прокладки паропровода зависят от температуры пара гораздо сильнее, чем от его давления, поэтому пар от УУ обычно перегревают до сравнительно низких температур, благоприятных для его транспорта.

2) **не надо** дополнительно обслуживающего персонала, химводоочистки и др.

Вариант обычно выгоден и требует только технико-экономической проработки к конкретным условиям данного предприятия.

3). Для подогрева питательной воды (ПВ) на ТЭЦ.

В этом случае необходимо отключение части или всех регенеративных отборов турбин.

Хотя отключение отборов снижает эффективность использования пара УУ, это может дать значительную экономию топлива по заводу, так как коэффициент ценности теплоты большинства регенеративных отборов турбин всегда больше нуля.

Пример применительно к турбине ПТ-60-130.

Расход свежего пара на турбину летом при работе ее с закрытыми отборами Т и П (вероятный режим) ~ 185 т/ч, а расход ПВ котла $G_{\text{П.В}} \sim 190$ т/ч. Номинальная температура регенеративного подогрева ПВ $t_{\text{П.В}} = 232^\circ \text{C}$. Температура конденсации пара давлением $3,5$ МПа равна $241,4^\circ \text{C}$. Таким образом, паром УУ можно нагреть ПВ до $225-230^\circ \text{C}$. Пусть отключены регенеративные отборы только высокого давления (после деаэратора, вода которого имеет температуру $158-160^\circ \text{C}$).

Тогда расход теплоты пара УУ на подогрев ПВ составит:

$$Q_{\text{ВЭР}} = G_{\text{п.в}} \Delta t_{\text{под п.в}} = 6 \text{ ДЖ/ч.}$$

У верхних (после деаэратора) отборов турбины коэффициент ценности теплоты равен $\xi \sim 0,727$. Экономия теплоты топлива по заводу составит

$$Q_{\text{ЭК}}^{\text{ТОП}} = Q_{\text{ВЭР}} \frac{1}{\eta_{\text{КОТ}}} = 50,76 \cdot 1$$

При этом $V_{\text{ЭК}} \sim 1,73 \text{ т/ч.}$

Если летом теплофикационные турбины (в том числе и ПТ-60-130) работают с включенными отборами пара, то расход ПВ, идущей из деаэратора в котел, возрастает.

Соответственно увеличивается расход утилизационного пара на подогрев ПВ и **растет получаемая за счет этого экономия топлива.**

На ТЭЦ установлено несколько турбин, в том числе и более мощные, чем ПТ-60-130, поэтому избытки пара от УУ давлением 3,5 МПа на заводе могут быть во многих случаях экономично использованы на подогрев ПВ котлов ТЭЦ.

Конденсат пара УУ содержит больше солей, чем конденсат турбин высокого давления, поэтому подогрев этим паром ПВ следует производить в **отдельном подогревателе**, включенном параллельно основным регенеративным подогревателям турбины.

Капитальные затраты на осуществление этого варианта определяются затратами на ЭТОТ подогреватель, а также затратами на паропровод давлением 3,5 МПа от УУ к ТЭЦ, сильно зависящими от местных условий.

Экономическая целесообразность использования периодических избытков пара должна проверяться в каждом конкретном случае технико-экономическими расчетами.

4). Использование возможных летних избытков пара УУ давлением 0,8—1,3 МПа ограничено.

Сооружение ПСУ при начальном давлении пара 0,8-1,3 МПа экономически нецелесообразно.

В ряде случаев пар такого давления используется круглогодично на привод каких-либо механизмов, причем этот пар вырабатывается в котлах, работающих на топливе, или берется из отборов турбин. В этом случае в периоды, когда имеются избытки пара от УУ, котлы могут быть остановлены, что даст соответствующую экономию топлива.

Пар давлением 0,8-1,3 МПа может использоваться для подогрева питательной воды на ТЭЦ, но со значительно меньшим эффектом, так как он будет вытеснять отборы турбин более низкого давления, у которых коэффициент ценности теплоты меньше, чем у отборов высокого давления

Однако при этом не требуется прокладка специального паропровода от УУ к ТЭЦ, так как паропроводы ПП давлением 0,8-1,3 МПа соединены с отборами турбин ПТ на ТЭЦ.

5) Пар от ряда УУ, например СИО доменных печей, имеет давление **от 0,2 до 0,3 МПа**.

При таком давлении пар может быть использован, как правило, ТОЛЬКО В зимнее время для покрытия сантехнических нагрузок; летом нередко его просто сбрасывают в атмосферу.

Однако летом пар низкого давления, как и пар давлением 0,8-1,3 МПа, может использоваться для выработки холода, в основном для кондиционирования воздуха производственных помещений.

Таким образом, экономичное использование периодических летних избытков пара от УУ представляет собой сложную задачу, при решении которой надо учитывать конкретные условия каждого данного производства и завода.

Эффективное использование пара тем труднее, чем ниже его давление. Но из этого не следует делать вывод, что всегда лучше строить УУ на повышенное давление пара.

Часто летние избытки пара от УУ **ликвидируют отключением этих установок**, что омертвляет капитальные вложения, осложняет рациональное использование персонала и связано с рядом других недостатков.

Кроме того, это не всегда возможно:

1) **СИО вообще нельзя отключать** во избежание пережога охлаждаемых элементов.

2) **Нельзя отключать УСТК**, так как кокс надо обязательно потушить, или надо иметь достаточное количество резервных установок мокрого тушения кокса.

3) Нельзя отключать котел-охладитель газов (КОГ) конвертера, так как это остановит работу сталеплавильной агрегата.

4) Нельзя отключить КУ мартеновских печей, которые устанавливаются на обводных газоходах, т.к. применяемые для очистки отходящих газов от уноса системы газоочистки (например, электрофильтры) не могут эффективно работать при высоких температурах газов. Нужно охлаждение газов достигается в КУ. Если КУ отключены, надо предусмотреть специальные охлаждающие газ устройства (впрыск воды и т. п.).

5) Отходящие газы печей прокатного производства более чистые, поэтому здесь можно отключать КУ, если система газоходов позволяет обеспечить приемлемую температуру отходящих газов.

Однако ликвидация сброса пара УУ в атмосферу путем отключения тех или иных УУ не является решением, которое можно рекомендовать к применению. Для выбора оптимального решения вопроса нужно проведение соответствующих исследований и мероприятий.