

**МЕТОДЫ СВЕДЕНИЯ  
БАЛАНСОВ  
ПРОИЗВОДСТВЕННОГО  
ПАРА**

**ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ  
ДЕБАЛАНСОВ**

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 УУ, 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.

При нормальной работе УСТК и КОГов  
минимальный и максимальный приходы  
пара составляют от КОГов 45-230 т/ч, а  
от УСТК 140-200 т/ч.

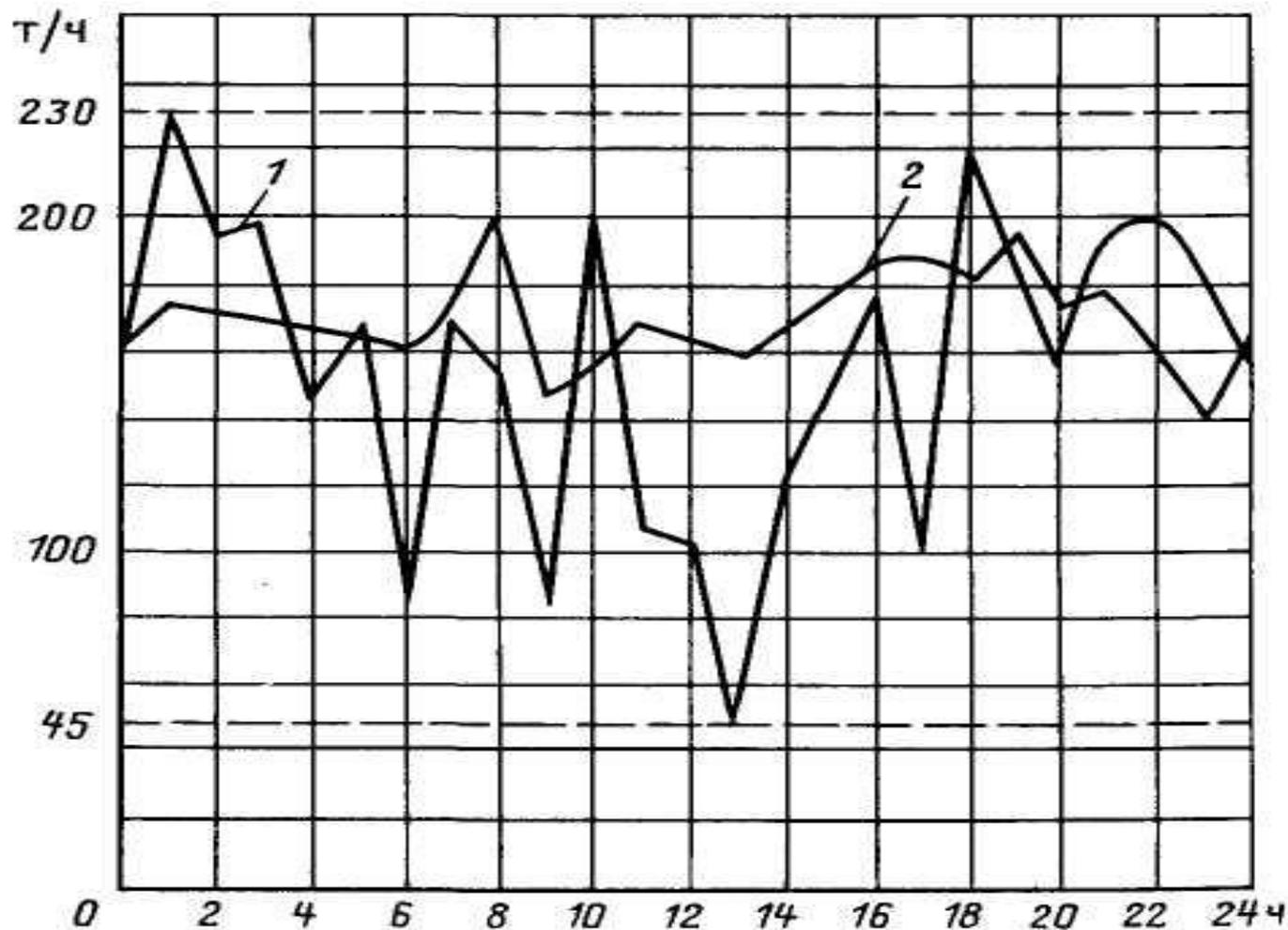


Рис. Характерный суточный график выработки пара:  
 1- КОГ(конвертерных газов); 2 - УСТК

Такие резкие изменения приходов пара  
 сильно сказываются на общезаводском

**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 СЮ 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

**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 приходов за месяц и тем более за год, а 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 (снижение давления пара, а следовательно и температуры в теплообменниках, может резко снизить производительность ТА по основной продукции и даже приостановить течение технологического процесса).

При этом может снизиться качество продукции или она становится негодной.

**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 параметров (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 ПП во избежание  
вынужденного их сброса.

Рассмотрим методы сведения

**ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ  
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЭЦ  
В КАЧЕСТВЕ ЗВЕНА,  
ЗАМЫКАЮЩЕГО  
БАЛАНС  
ПРОИЗВОДСТВЕННОГО  
ПАРА ПО ЗАВОДУ**

На первый взгляд наиболее просто и целесообразно компенсировать дебалансы ПП отборным паром турбин ТЭЦ. **Почему?**

1). Оборудование ТЭЦ и режим его работы выбираются энергетиками.

2). Режимы работы оборудования ТЭЦ не зависят от графиков работы ТА (ТЭЦ работает на топливе и режимы ее работы поэтому могут устанавливаться в зависимости от потребности в паре для покрытия дебаланса 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 (4.6).

$$\begin{aligned} B_{\text{ЭК}} &= \mathcal{E}^m (\psi b_{\text{КЭС}} - b^{\text{Э.м}}) - \\ &- \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}^{\text{К}} (b_{\text{ТЭЦ}}^{\text{Э.К}} - \psi b_{\text{КЭС}}) + \\ &+ Q_{\text{в.п}}^{\text{тур}} (b_{\text{кот}}^{\text{З}} - b_{\text{ТЭЦ}}^{\text{м}}) \end{aligned}$$

**Первый** компонент ее правой части - это экономия топлива, которую дает комбинированная выработка теплоты и ЭЭ по сравнению с раздельным вариантом, а **второй** компонент правой части - перерасход топлива, по сравнению с раздельным вариантом, из-за того, что удельный расход топлива на 1 кВт·ч, вырабатываемой конденсационным  $b_{ТЭЦ}^{ЭК}$  способом на ТЭЦ ( ), больше, чем на КЭС ( $b_{КЭС}$ ).

Для получения экономии топлива

должно быть соблюдено неравенство

$$\left( \text{при } Q_{в.п}^{\Psi=1} (b_{ком}^3 - b_{ТЭЦ}^m) = 0 \right)$$

$$\mathcal{E}^{эм} (b_{КЭС}^k - b_{\cdot}) \geq \mathcal{E}_{ТЭЦ} (b_{ТЭЦ} - b_{КЭС}). \quad (5.1)$$

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

$$\frac{\mathcal{E}^m}{\mathcal{E}_{ТЭЦ}^k} = \frac{b_{ТЭЦ}^{\mathcal{E}.k} - b_{КЭС}}{b_{КЭС} - b^{\mathcal{E}.m}} \quad (5.2)$$

В примерах, рассмотренных при решении задач, принимались следующие значения переменных, входящих в уравнение 5.2:

$$b_{КЭС} = [330 \text{ г}/(\text{кВт}\cdot\text{ч})],$$

$$b_{ТЭЦ}^{\text{э.к}} = [400 \text{ г}/(\text{кВт}\cdot\text{ч})];$$

$$b^{\text{э.т}} = [155 \text{ г}/(\text{кВт}\cdot\text{ч})].$$

Подставляя эти значения в (5.2), находим годовое отношение, при котором работа турбины не будет давать ни экономии, ни перерасхода топлива по сравнению с отдельным вариантом:

$$\frac{\mathcal{E}^m}{\mathcal{E}_{ТЭЦ}^k} = \frac{400 - 330}{330 - 155} \approx 0,4.$$

Полученное значение относится к турбинам типа ПТ с начальными параметрами пара не выше 13 МПа, 545° С.

Для турбин с отопительными отборами переломное значение этого отношения **почти в 2 раза меньше** благодаря почти вдвое большей удельной выработке электроэнергии на тепловом потреблении ( $\mathcal{E}_T$ ), особенно при начальных параметрах пара 24 МПа, 540° С и ступенчатом подогреве сетевой воды.

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 для покрытия провалов приходов пара от УУ и раздельного необходимо (по расчетам) иметь годовое соотношение  $> 0,5$ .

Определим расходы отборов пара, необходимые для обеспечения такого соотношения ( $> 0,5$ ).

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

Летом при большом снижении паровой нагрузки ТЭЦ провалы поступления пара от УУ могут значительную часть времени покрываться основными турбинами, например двумя турбинами ПТ-60-130, при нагрузках, показанных на след. рис.

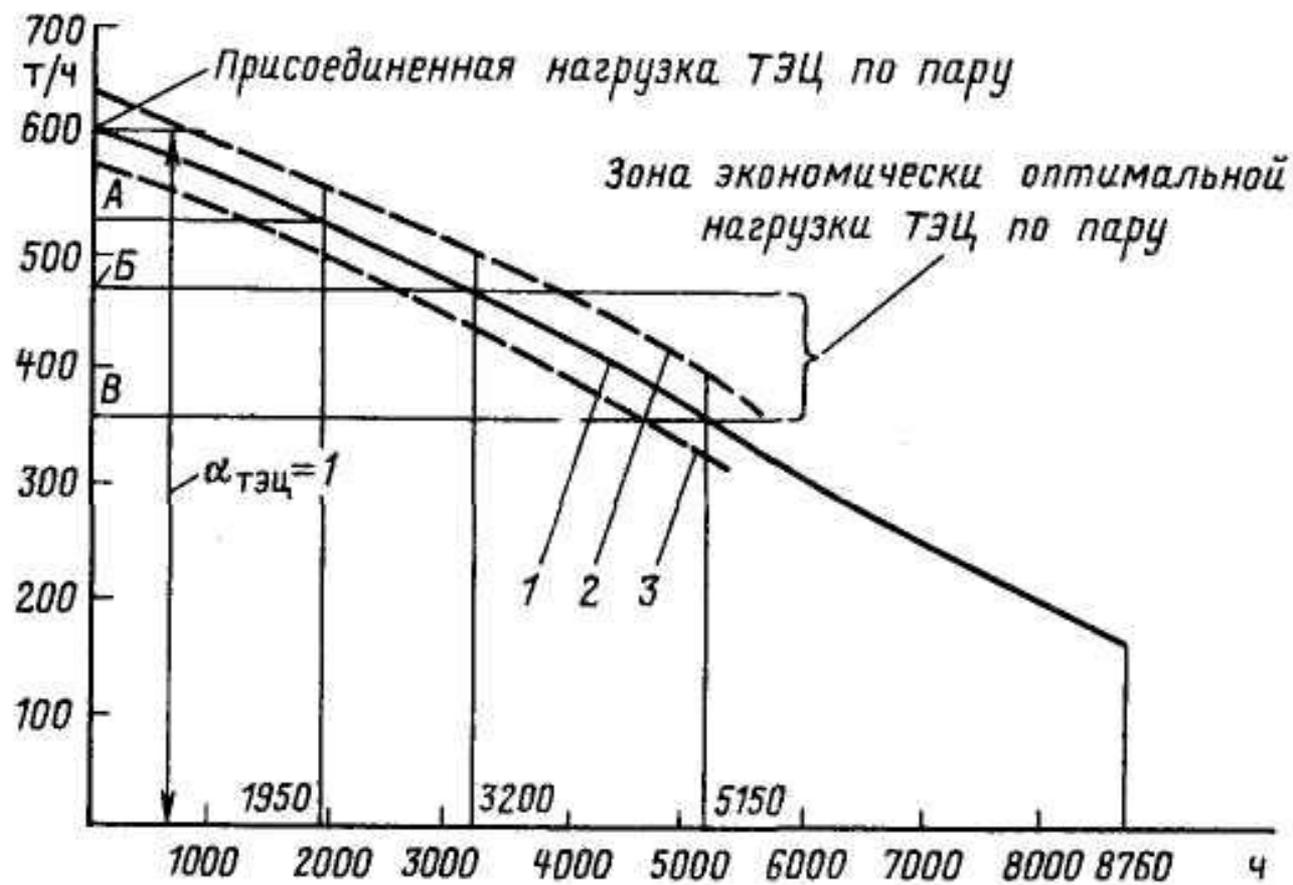


Рис. 4.6. Годовой график нагрузки по пару заводской ТЭЦ (после вычета пара утилизационных установок):  
 1 — график, построенный по среднемесячным значениям фактических расходов пара; 2, 3 — графики суточных и часовых отклонений фактических расходов пара от среднемесячных (2 — превышения; 3 — понижения)

Нагрузка ТЭЦ определяется разностью между суммарной потребностью в ПП и поступлением его от утилизационных установок (кривые 1, 2 рис. 4.4). Из рисунка видно, что летний минимальный суммарный расход ПП составляет около 55% максимального зимнего.

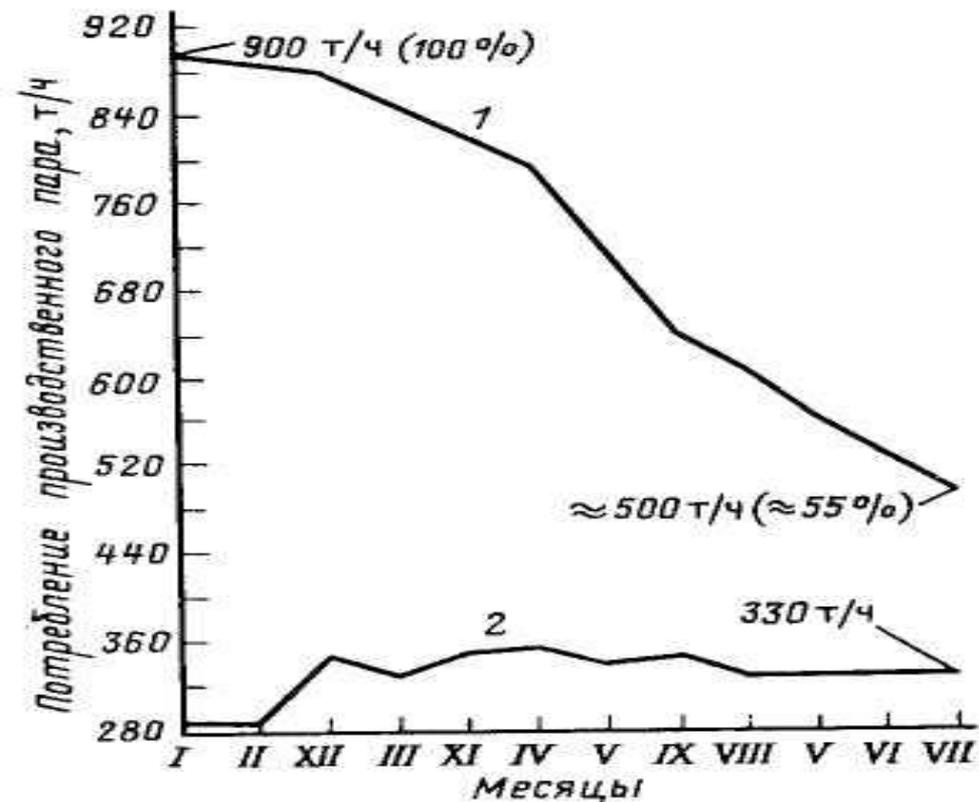


Рис. 4.4. Годовой график фактического потребления ПП и выработки его УУ на заводе с полным циклом:  
1 - суммарный расход ПП;  
2 - выработка ПП УУ

(К графику 4.4). При таких соотношениях летних и зимних нагрузок невыгодно покрывать всю потребность в паре и теплоте за счет отборного пара турбин, целесообразнее покрывать часть зимних нагрузок от пиковых источников - КОТЛОВ.

**Это мы и должны далее показать.**

(Построение годовых графиков расходов ГП производится индивидуально для каждого завода, исходя из его состава, применяемой технологии, особенностей производства и местных условий).

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. Почему?

Эта турбина (замыкающая баланс пара) 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 ( и возможно электрической мощностью) неэкономична из-за больших удельных капитальных затрат, приходящихся на единицу годовой продукции.

Таким образом, установка дополнительной турбины (в рассмотренном примере - третьей, специально для компенсации дебалансов ПП) сверх их числа, соответствующего оптимальному коэффициенту теплофикации приведет к перерасходу топлива и росту приведенных затрат на заводе по сравнению с аналогичными показателями при получении электроэнергии от системы 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 редуционно-охлаждательных установок (РОУ), получающих пар от котлов ТЭЦ,** если это позволяет паропроизводительность котлов ТЭЦ и режим ее работы в соответствующие моменты.

Для упрощения показатели работы дополнительной турбины рассматривались отдельно.

В реальности же пиковые тепловые нагрузки будут в какой-то пропорции распределяться между всеми турбинами.

Но это не меняет сделанных 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

Расчеты с целью упрощения проводились при закрытых отборах Т.

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 (и экономия топлива) больше, чем на такую же единицу теплоты пара, отпущенного из отопительного отбора турбины ПТ.

Кроме того, удельная стоимость турбоустановок Т с котлом 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  $\varepsilon_T$  - удельную выработку электроэнергии на тепловом потреблении), 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 отборы турбин П работают с 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 ПП по заводу путем установки большего (против соответствующего оптимальному коэффициенту теплофикации) числа или более мощных турбин ПТ на ТЭЦ экономически менее выгодно, чем установка цикловых

Этот вывод совпадает с применяемым  
решением для отопительных ТЭЦ,  
согласно которому на этих ТЭЦ  
устанавливают мощные пиковые  
водогрейные котлы, а часовой  
коэффициент теплофикации составляет  
около 0,5. При этом годовой отпуск  
теплоты пиковыми котлами составляет  
10-15% суммарного.

На тепловом потреблении турбин Т  
при начальных параметрах пара **13 МПа,**  
**565°C** удельная выработка  
электроэнергии  $\varepsilon_T \sim 0,55$ ; при **24 МПа,**  
**565°C:**  $\varepsilon_T \sim 0,65$ ;

**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 2—2,5 раза больше топлива в год, чем в котельной для покрытия одинаковых отопительных годовых тепловых нагрузок.

При слабой загрузке турбин по теплоте отношения годовых расходов топлива при ТЭЦ и котельной 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 рис. 5.2 показан примерный фактический график паровой нагрузки ТЭЦ, (разность между потребностью завода в паре ( $D$ ) и количеством пара, выдаваемого УУ<sup>зав</sup> ( $D_{ВЭР}$ ), - линии 1 и 2 на рис. 4.4.)

Линия 1-1 построена по среднемесячным отчетным расходам и приходам пара.

В пределах суток приход пара, получаемого за счет ВЭР, может изменяться довольно сильно (см. рис. 5.1).

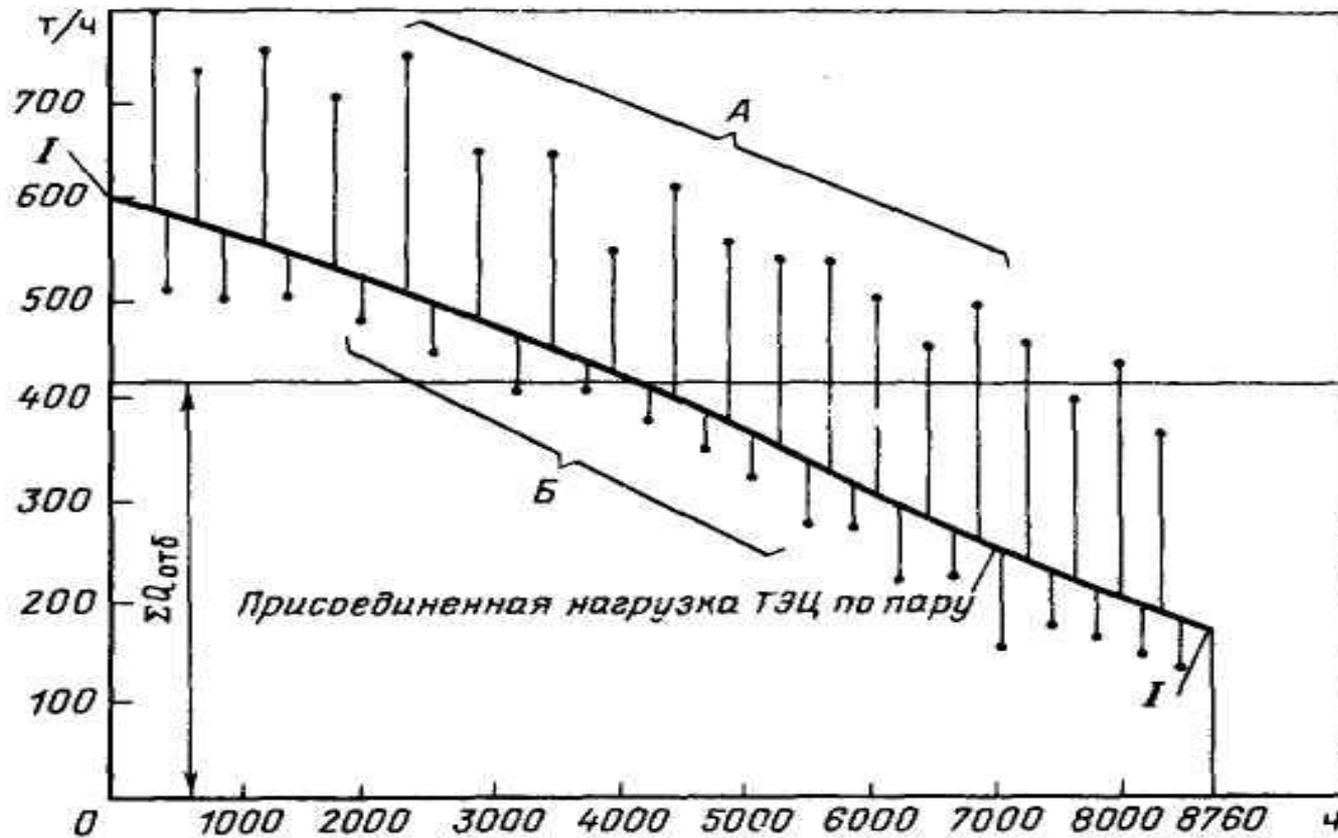


Рис. 5.2. Примерный фактический график паровой нагрузки ТЭЦ: *А* - пиковые нагрузки ТЭЦ, обусловленные снижением паропроизводительности УУ; *Б* - пиковые паровые нагрузки, обусловленные режимом работы потребителей.

Изменяется и потребность всего завода в паре, которая зависит от многих факторов, в частности от температуры наружного воздуха в течение месяца. Поэтому в пределах месяца, суток и даже часа разность  $D_{зав} - D_{ВЭР}$  может (обычно кратковременно) изменяться в ту или иную сторону. На рис. 5.2 эти кратковременные изменения условно показаны линиями, так как время их появления, а также их продолжительность неизвестны и могут быть самыми разными.

Рисунок 5.2 наглядно показывает необходимость учета перечисленных ранее факторов для обеспечения бесперебойного и экономичного пароснабжения всех потребителей.